



# TATARSTAN UPEXPRO 2022

VI Международная молодежная  
научная конференция

## Tatarstan UpExPro 2022

Сборник научных трудов по материалам  
VI Международной молодежной научной конференции  
(г.Казань, 14–17 апреля 2022 г.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Институт геологии и нефтегазовых технологий

# **Tatarstan UpExPro 2022**

*Сборник научных трудов по материалам VI Международной молодежной  
научной конференции (г. Казань, 14–17 апреля 2022 г.)*

УДК 622.27(063)(470.41)  
ББК 33.36(2Рос.Тат)я431  
Т18

**Редколлегия:**

М.А. Варфоломеев, И.И. Маннанов, Р. Ф. Хамидуллин, А.Ф. Кемалов, Б.В. Успенский, Р.Г. Лукьянова,  
К. А. Поташев, С.Е. Валеева, С.А. Долгих, Б.В. Платов, Л.Р. Байбекова, А.Ф. Шагеев, А.В. Вахин,  
И.Н. Огнев, И.Ф. Минханов, В.А. Судаков, Р.А. Зинюков

**Рецензенты:**

Варфоломеев Михаил Алексеевич, кандидат химических наук, доцент  
Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Маннанов Ильдар Илгизович, кандидат технических наук, доцент  
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Т18 **Tatarstan UpExPro 2022** : сборник научных трудов по материалам VI Международной молодежной научной конференции (г. Казань, 14–17 апреля 2022 г.) / Казанский (Приволжский) федеральный ун-т ; под ред. М. А. Варфоломеева и др. — Казань : Бук, 2022. — 386 с. — Текст : электронный.

ISBN 978-5-00118-924-4.

Сборник включает в себя доклады, которые были представлены на VI Международной молодежной научной конференции «Tatarstan UpExPro 2022» (г. Казань, 14–17 апреля 2022 г.).

В докладах отражено современное состояние научно-исследовательских и опытно-промышленных работ в области рационального использования, добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья. Большое внимание уделено решению существующих промышленных проблем, затронут широкий круг актуальных задач в области моделирования и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Опубликованные материалы представляют несомненный интерес для научных сотрудников и специалистов инженерно-технического профиля, работающих в области геологии нефти и газа, разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, геологического и гидродинамического моделирования, геофизики и геоинформационных систем, химии, геохимии, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, экологии, гидрогеологии и экономики в нефтяной и газовой промышленности, а также для преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений соответствующего профиля.

УДК 622.27(063)(470.41)  
ББК 33.36(2Рос.Тат)я431

## Содержание

Секция 1. Геология и геохимия нефти и газа, геологическое и гидродинамическое моделирование.....	4
Секция 2. Разработка нефтяных, газовых газоконденсатных месторождений.....	56
Секция 3. Геофизика и геоинформационные технологии.....	119
Секция 4. Переработка, транспортировка и хранение нефти и газа.....	145
Секция 5. Научные работы аспирантов и молодых специалистов.....	190
Секция 6. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли.....	267
Секция 7. Научные работы на английском языке.....	286
Секция 8. Стендовые доклады.....	323
Секция 9. Специальная секция Научного Центра Мирового Уровня (НЦМУ) – «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».....	342

**Секция 1. Геология и геохимия нефти и газа,  
геологическое и гидродинамическое моделирование**

**Анализ работы горизонтальной скважины с МГРП с использованием полуаналитических моделей неустановившейся фильтрации**  
**(Analysis of the operation of a horizontal well with multi-stage fracturing using semi-analytical models of unsteady filtration)**

**П.Ю. Автомонов**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Хабибуллин Ринат Альфредович, к.т.н.  
E-mail: avtpavell@gmail.com

**Аннотация**

Сохранение рентабельности процессов добычи является особенно важной задачей при снижении качества запасов нефти. Для достижения данной цели применяются сложные конструкции, такие как горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта, многоствольные скважины. При применении которых необходимы дополнительные качественные знания, для снижения рисков окупаемости. Одним из источников этих знаний может быть использование полуаналитических моделей, построенных с применением метода стоков и источников, которые занимают меньшее время, чем работа симуляторов, при сохранении качества данных. Эти технологии могут быть использованы при разработке месторождений Баженовской свиты.

**Abstract**

Preserving the profitability of production processes is a particularly important task when the quality of oil reserves is declining. Complex designs such as horizontal wells with multi-stage fracturing and multilateral wells are used to achieve this goal. When applied, additional qualitative knowledge is needed to reduce payback risks. One source of this knowledge can be the use of semi-analytical models built using the sink and source method, which take less time than running simulators, while maintaining data quality. These techniques can be used in the development of the Bazhenov Formation fields.

**Ключевые слова**

Моделирование, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, метод стоков и источников, ГДИС.

**Keywords**

Modeling, horizontal well, multi-stage fracturing, method of source and sink, well testing.

В настоящее время большое внимание уделяется снижению качества запасов нефти, то есть вовлечению в разработку низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Проводить рентабельную разработку объектов позволяют современные технологии, такие как бурение горизонтальных скважин, с дальнейшим проведением многостадийного гидроразрыва пласта. Но использование данных технологий существенно уменьшает допустимую в параметрах ошибку и приводит к значительному возрастанию рисков. Появляется необходимость использования методов, позволяющих снизить данную ошибку. Источником информации о пластах являются гидродинамические исследования, которые при обработке результатов исследования горизонтальных скважин в низкопроницаемых коллекторах имеют ряд недостатков и ограничений. Возникает необходимость в использовании моделей, которые учитывают особенности, но при этом остаются простыми и не занимают слишком много времени. Полуаналитические модели, полученные решением аналитических зависимостей с применением численных методов, являются таковыми. Баланс между учетом особенностей и затраченным временем становится основным фактором, определяющим использование модели.

В настоящее время, гидродинамические исследования скважин (ГДИС) - неотъемлемая часть методов контроля процесса разработки нефтяных месторождений. Адекватная интерпретация данных ГДИС позволяет правильно оценить состояние призабойной зоны пласта и решить вопрос о проведении соответствующих геолого-технических мероприятиях (ГТМ). В итоге эффективность ГТМ зависит от достоверности ГДИС.

Исследования, продемонстрированные в данной работе, проведены с применением методов математического моделирования, вычислительной математики, на основании которых была получена полуаналитическая модель. Программа основана на методе стоков и источников [1]. Работа была проведена на языке программирования Python с использованием стандартных библиотек и с полным циклом, включая получение численных результатов.

Основной целью данной работы является интерпретация ГДИС горизонтальной скважины с МГРП с использованием собственной программы. Данные исследования позволяют учесть основные особенности фильтрации, сложную геометрию и произвести анализ добычи, при этом затрачивая меньшее время, чем при работе симуляторов. Полученные результаты применимы для исследования данных, полученных с месторождений Баженовской свиты.

### **Список литературы**

1. *Щелкачев В.Н.* Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. Монография: в 2 ч.- М.: Нефть и газ, 1995. – Ч. 1. – 586 с
2. *Щелкачев В.Н.* Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. Монография: в 2 ч.- М.: Нефть и газ, 1995. – Ч. 2. – 493 с

### **References**

1. *Shchelkachev V.N.* Fundamentals and applications of the theory of unsteady filtration. Monograph: in 2 parts - M.: Oil and gas, 1995. - Part 1. - 586 с
2. *Shchelkachev V.N.* Fundamentals and applications of the theory of unsteady filtration. Monograph: in 2 parts - Moscow: Oil and Gas, 1995. - Part 2. - 493 p.

## **Нефтегазоносность Речицко-Вишанской зоны Припятского прогиба (Oil and gas potential of the Rechitsa-Vishanskaya zone of the Pripyat trough)**

**А.Ю. Балай**

БГУ, Факультет географии и геоинформатики, Кафедра региональной геологии  
Научный руководитель: Губин Валерий Николаевич, д. г. н.  
E-mail: alesya.balay@mail.ru

### **Аннотация**

Изучено геологическое строение и условия формирования залежей нефти в Речицко-Вишанской зоне нефтегазоаккумуляции. В пределах конкретной площади месторождения нефти проведен анализ структурного плана подсолевого и межсолевого нефтеносных комплексов. Выполнена оценка перспектив нефтегазоносности отдельных участков в пределах Речицко-Вишанской зоны Припятского прогиба по комплексу геофизических и тектонических критериев.

### **Abstract**

The geological structure and conditions of the formation of oil deposits in the Rechitsko-Vishanskaya oil and gas accumulation zone have been studied. An analysis of the structural plan of the subsalt and intersalt oil-bearing complexes was carried out within a specific area of the oil birthplace. The prospects of oil and gas potential of individual sites within the Rechitsa-Vishanskaya zone of the Pripyat trough were assessed according to a set of geophysical and tectonic criteria.

## **Ключевые слова**

Припятский прогиб, Северный структурный ареал, Речицко-Вишанская зона, подсолевой терригенный комплекс, подсолевой карбонатный комплекс, межсолевой комплекс, структурная карта кровли комплекса.

## **Keywords**

Pripyat trough, Northern structural area, Rechitsko-Vishanskaya zone, subsalt terrigenous complex, subsalt carbonate complex, intersalt complex, structural map of the roof of the complex.

В настоящее время месторождения нефти на территории Республики Беларусь открыты только в пределах Припятского прогиба, который представляет собой крупную отрицательную структуру, сложенную породами архейско-протерозойского кристаллического фундамента и осадочными образованиями фанерозоя общей мощностью 6,5 км. В Беларуси на данный момент открыто 83 месторождения нефти и газоконденсата, 61 из которых разрабатывается. Наибольшее число (более 90%) залежей нефти связано с карбонатными подсолевым и межсолевыми комплексами. Они расположены в интервале глубин 1,6–4,5 км и приурочены к ловушкам вдоль продольных крупноамплитудных региональных сбросов, фациальным замещениям на крыльях соляных куполов в основном Северного ареала (Северо-Припятский нефтегазоносный район).

В ходе геофизических исследований установлено деление Припятского прогиба на Северо-Припятское плечо и Припятский грабен. Припятский грабен же в свою очередь делится на ряд внеранговых структур, одна из которых является объектом исследования – Северный структурный ареал [1]. В пределах Северного ареала Речицко-Вишанский мантийный разлом разделяет Речицко-Вишанскую и Червонослободско-Малодушинскую ступени с северным наклоном поверхности фундамента, подсолевых, нижнесоленосных и межсолевых отложений. На западе ступени замыкаются Старобинской центриклинальной депрессией. [3]

Формирование Припятского прогиба и в последующем нефтегазоносность данной зоны определяется развитием территории на герцинском этапе (конец девона – начало триаса). На протяжении позднего девона проходило наиболее активное формирование Припятского прогиба и накопление большей части осадочного чехла. С карбона по триас прогиб проходил заключительную стадию формирования. Природные резервуары углеводородов претерпевали глубокие преобразования во время рифтогенеза на этапах растяжения и сжатия, происходивших вплоть до триаса, что создало основу для развития неструктурных (неантиклинальных) ловушек различного генезиса и морфологии [3].

Нефтегазоносность Северного района и Речицко-Вишанской зоны, в частности, связана со структурно-литологическими комплексами девона – подсолевой (терригенный и карбонатный) и межсолевой. Распределение нефти в Припятском прогибе обусловлено наличием двух наиболее мощных флюидоупоров, которые соответствуют нижнесоленосной и верхнесоленосной непроницаемым толщам. Они препятствуют вертикальной миграции углеводородов по разрезу. Также широкое распространение в нефтеносных горизонтах конседиментационных разломов, возникших одновременно с осадкообразованием, препятствует латеральному перемещению нефти. Эти факторы способствовали формированию залежей нефти, расположенных недалеко от места их зарождения. Тип ловушек углеводородов зависит от структурного плана литологических комплексов. Так, подсолевой комплекс характеризуется блоковым строением, в то время как межсолевой – пликативно-блоковым. Поэтому для подсолевого комплекса характерно развитие ловушек тектоно-стратиграфического экранирования, пластовые залежи нефти ограничены дизъюнктивными нарушениями. Межсолевой комплекс характеризуется ловушками изгибов природных резервуаров и ловушки тектоно-стратиграфических экранов. Редко встречаются единичные ловушки, чаще всего они объединяются в вертикальные комплексы (совокупности) ловушек и занимают широкий стратиграфический диапазон.



Северный нефтегазоносный район Припятского прогиба характеризуется наибольшим числом месторождений нефти среди остальных районов. Все месторождения приурочены к 6 зонам нефтегазонакопления (рисунок 1).

Зоны нефтенакпления в Припятском прогибе приурочены к положительным структурам III порядка и к их склонам, которые осложнены пликативными и разрывными нарушениями и локальными поднятиями.

Наибольшая доля продуктивных зон поднятий и максимальная насыщенность горных пород углеводородами (наиболее крупные залежи нефти и газа) характерны гребням ступеней, затем следуют уступы и далее - террасы. Меньше всего открытых продуктивных зон поднятий в подножьях ступеней.

Самой крупной по запасам нефти является Речицко-Вишанская зона нефтегазонакопления, которая характеризуется широким стратиграфическим диапазоном залежей и разнообразием ловушек. Разнообразие морфологических и генетических классов и типов ловушек Речицко-Вишанской зоны обусловлено её расположением как на северном поднятом, так и на южном опущенном крыльях ступенеобразующего Речицко-Вишанского разлома [5].

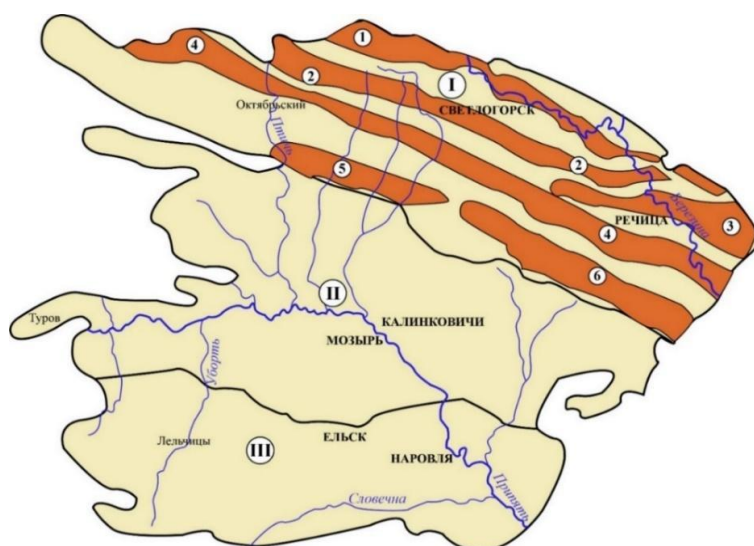


Рисунок 1 – Припятский грабен и зоны нефтегазонакопления:

I – Северный, II – Центральный, III – Южный структурные ареалы;

Доказанные зоны нефтегазонакопления: 1 – Судовицко-Березинская, 2 – Оземлинско-Первомайская, 3 – Александровско-Дубровская, 4 – Речицко-Вишанская, 5 – Червонослободская, 6- Малодушинская.

Для подсолевых терригенного и карбонатного комплексов Речицко-Вишанской зоны Припятского прогиба характерны пластовые, тектонически экранированные по разломам, реже литологически экранированные ловушки нефти. В межсолевом комплексе наиболее выражены пластовые сводовые и массивные залежи с элементами тектонического, стратиграфического и литологического экранирования. Верхнесолевой комплекс характеризуется литологически экранированными ловушками в органогенных постройках внутрисолевых прослоев.

Вишанское месторождение имеет сложное тектоническое строение, особенности которого во многом определяются приуроченностью его к гребню Речицко-Вишанской тектонической ступени. Здесь присутствуют элементы как разрывной, так и пликативной тектоники, связанные с движением блоков кристаллического фундамента и с проявлениями соляного тектогенеза.

Толща осадочных пород Вишанской структуры выполнена в основном образованиями среднедевонского-среднетриасового возраста, которые относятся к герцинскому структурному комплексу. По своему строению осадочная толща подразделяется на три крупных структурных



Таким образом, на Вишанском месторождении выделяется 5 крупных залежей нефти:

- залежь елецко-задонского горизонтов I и II блоков
- воронежская залежь
- семилукская залежь
- саргаевская залежь
- залежь нефти ланско-старооскольского горизонтов

### Список литературы

1. *Айзберг, Р.Е.* Разрывные дислокации Припятской впадины / Р.Е. Айзберг, А.М. Синичка // Нефтегазоносность недр БССР. – М. – 1968. – С. 57-69.
2. *Айзберг, Р.Е.* Структурное районирование подсольевых комплексов Припятского прогиба / Р.Е. Айзберг, В.Н. Бескопыльный, Я.Г. Грибик // Доклады Национальной академии наук Беларуси. Мн.: НАН Беларуси – 2010. – Т. 55. – № 1. – С. 86-90.
3. *Бескопыльный, В.Н.* Припятский палеорифтовый бассейн: тектоника, нефтегазообразование, нефтегазоаккумуляция / В.Н. Бескопыльный, Р.Е. Айзберг // Современное состояние наук о Земле: материалы Межд. науч.-практ. конф., посвящ. памяти В.Е. Хаина, Москва, 1-4 февраля 2011 г. / М.: Изд-во Геол. ф-та МГУ, 2011. – С. 562-566.
4. *Губин, В.Н.* Космогеологические критерии прогноза нефтеносности Припятского палеорифта / В.Н. Губин // Вестн. БГУ. Сер. 2 – 2011. – №3. – С. 106-109.
5. *Конищев, В.С.* Критерии и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Беларуси / В.С. Конищев. – Мн.: Экономпресс, 2012. – 163 с.

### References

1. *Aizberg R.E.* Discontinuous dislocations of the Pripyat depression. Moscow, 1968. - pp. 57-69.
2. *Aizberg R.E.* Structural zoning of subsalt complexes of the Pripyat trough. Doklady Natsional'noi akademii nauk Belarusi – Reports of the National Academy of Sciences of Belarus, 2010, no. 1, pp. 86-90.
3. *Beskokopyl'nyi V.N.* Pripyat paleorift basin: tectonics, oil and gas formation, oil and gas accumulation. Modern state of Earth sciences: materials of the International Scientific and practical conference, on-sacred. in memory of V.E. Khain, Moscow, February 1-4, 2011, pp. 562-566.
4. *Gubin V.N.* Cosmogeological criteria for predicting the oil content of the Pripyat paleorift. Vestnik BSU, 2011, no 3, pp. 106-109.
5. *Konishchev V.S.* Criteria and prospects of oil and gas potential of sedimentary basins of Belarus. Minsk, Ekonompress Publ., 2012, 163 p.

### Разработка вычислительных алгоритмов экспресс-расчёта кислотного воздействия для скважин со сложными типами заканчивания (Development of computational algorithms for express calculation of acid impact for wells with complex completion types)

***М.Е. Бутяев<sup>1,2</sup>, А.В. Казаков<sup>1,2</sup>, Н.А. Воробьёв<sup>2</sup>***

1-Московский физико-технический институт  
(национальный исследовательский институт)

2-Инжиниринговый центр МФТИ по полезным ископаемым  
Научный руководитель: Васекин Борис Васильевич, к.ф.-м.н.  
E-mail: vasekin.bv@cet-mipt.ru

### Аннотация

В данной работе разработан и реализован подход для экспресс-расчёта кислотной обработки (КО) призабойной зоны для скважин (ОПЗ) со сложными типами заканчивания. В

работе предлагается адаптация существующей осесимметричной постановки задачи кислотной обработки для горизонтальных скважин и скважин с гидроразрывом пласта. Проведён сравнительный анализ результатов с решениями, полученными на трёхмерных сетках Вороного.

### **Abstract**

An approach has been developed for express calculation of acid treatment of the bottomhole zone for wells with complex completion types. The paper proposes an adaptation of the existing axisymmetric formulation of the problem of acid treatment for horizontal wells and wells with hydraulic fracturing. A comparative analysis with solutions on three-dimensional grids of Voronoi is carried out.

### **Ключевые слова**

Моделирование, Кислотная обработка, Химические реакции, Сложные типы заканчиваний.

### **Keywords**

Modeling, Acidizing, Chemical reactions, Complex completion types.

Одним из наиболее распространённых методов интенсификации притока является кислотная обработка призабойной зоны. При проведении ОПЗ часто приходится сталкиваться с недостаточной эффективностью обработки. Одним из методов решения этой проблемы является подбор эффективных составов для ОПЗ и поиск оптимального дизайна обработок.

На данный момент реализован подход к моделированию ОПЗ [1] на 3D-сетках Вороного [2]. Использование таких сеток (рисунок 1) позволяет явно разрешать геометрию скважин с сложными типами заканчиваний, такими как горизонтальный ствол (ГС), трещины гидроразрыва пласта (ГРП) и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Однако использование этого подхода на практике затруднительно и сопряжено с наличием детальной информации о распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и минералогического состава пласта. Кроме того, такое решение требует существенных вычислительных мощностей и слабо пригодно при решении обратных задач. В данной работе предлагается рассмотреть подход, позволяющий ускорить процесс моделирования сложных заканчиваний за счёт использования расчётных алгоритмов на радиальных 2D-сетках (рисунок 2).

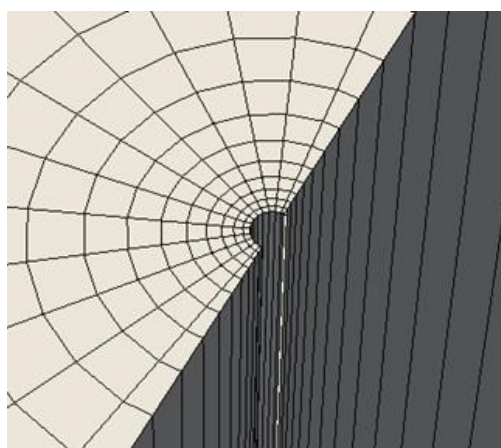


Рисунок 1 – Пример трёхмерной сетки Вороного для вертикальной скважины.

Используется физико-математическая модель кислотного воздействия в радиальной постановке, учитывающая многокомпонентный состав жидкости, произвольное количество кинетически контролируемых и равновесных реакций, произвольное количество минералов в горной породе. Модель позволяет учитывать ряд эффектов, зависящих от типа коллектора:

выпадение осадков и растворение кольматантов в случае терригенных пород, диффузию и массоперенос жидкостей.

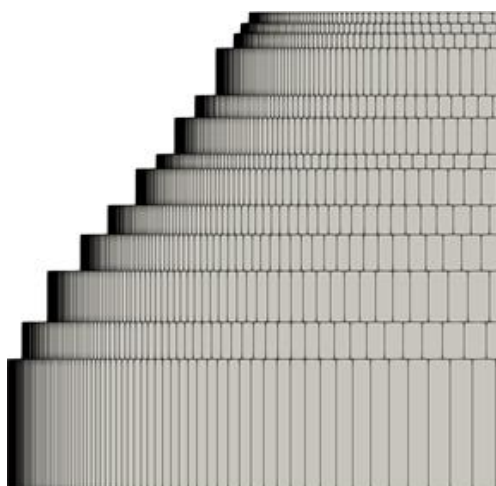


Рисунок 2 – Пример радиальной двумерной сетки для наклонной скважины.

В работе данная модель была адаптирована для расчета ОПЗ на скважинах со сложными типами заканчивания, такими как ГС с МГРП. Для учёта трещин ГРП используется подход двойной среды [3,4], в рамках которого трещины представлены поровой средой с пористостью, равной пористости проппанта. Реализован массообмен между трещинами и матрицей, а также течение в трещине, описываемое законом Дарси.

В рамках работы проведён ретроспективный анализ нескольких активов нефтяных компаний, на которых проводилась ОПЗ. Рассматривались мероприятия, проводимые на скважинах со сложными типами заканчивания, с наличием загрязнений кольматантами в матрице и трещинах. Продемонстрированы результаты моделирования ОПЗ, в том числе процессы очистки трещин и матрицы от кольматантов, исследовано влияние параметров ФЕС, минералогии и дизайна на процесс осадкообразования в матрице и растворения породы. Проведено сравнение результатов расчёта с использованием предложенного подхода с результатами моделирования на 3D-сетках Вороного. Для рассмотренных случаев показано, что использование выбранного подхода позволяет существенно сократить время моделирования. В дальнейших перспективах предлагаемый подход может быть применён для решения обратной задачи и быстрой оценки экономической эффективности проведения ОПЗ.

### Список литературы

1. Разработка симулятора кислотной обработки для условий терригенных коллекторов / А. В. Блонский, Д. А. Митрушкин, А. В. Казаков [и др.] // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. OnePetro, 2020.
2. Моделирование сложнопостроенных коллекторов на динамических адаптивных 3D Rebi-сетках / Д.Д. Филиппов, И.Ю. Кудряшов, Д.Ю. Максимов [и др.] // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 2017.
3. Уоррен Дж. Э. Поведение коллекторов с естественной трещиноватостью / Дж. Э. Уоррен, П. Дж. Рут // SPE Journal, 3, 245-255, 1963.
4. Сарма, П. Новые передаточные функции для моделирования естественно трещиноватых коллекторов с моделями двойной пористости / П. Сарма, А. Халид // Ежегодная техническая конференция и выставка SPE, 2003.

### References

1. Development of Acidizing Simulator for Sandstone Reservoirs/ A. V. Blonsky, D. A. Mitrushkin, A. V. Kazakov [et al] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro, 2020.

2. Reservoir Modeling of Complex Structure Reservoirs on Dynamic Adaptive 3D Pebi-Grid / D. D. Filippov, I. Yu. Kudryashov, D. Yu. Maksimov [et al.] // SPE Russian Petroleum Technology Conference. OnePetro, 2017.

3. Warren, J. E. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs / J. E. Warren, P. J. Root // SPE Journal, 3, 245-255, 1963.

4. Sarma, P. New transfer functions for simulation of naturally fractured reservoirs with dual porosity models / P. Sarma, A. Khalid // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2003.

**Геометрические характеристики и условия накопления клиноформ майкопской серии центральной и восточной части Предкавказского краевого прогиба  
(Geometry and depositional conditions of maykop series clinoforms in Central and Eastern Ciscaucasia)**

**М.А. Величко, Е.О. Бабина, А.В. Мордасова**

МГУ им. М.В. Ломоносова

Научный руководитель: Мордасова Алина Владимировна, к. г.- м.н.

E-mail: maxvelichko26@gmail.com

**Аннотация**

Была проведена интерпретация сейсмических данных в Центральном и Восточном Предкавказье с целью уточнения строения и условий осадконакопления майкопской серии. В майкопских отложениях выделены отдельные клиноформы, закартировано их распространение, построены карты изохрон и временных толщин. Измерена средняя высота каждой клиноформы и определено направление проградации.

**Abstract**

Interpretation of seismic data from Central and Eastern Ciscaucasia was conducted to specify geometry and depositional conditions of the Maykop series. Individual clinoforms were distinguished in Maykop sediments, their propagation was mapped, structural and time thickness maps were created. Average height of each clinoform was measured along with their progradation direction.

**Ключевые слова**

Клиноформы, Восточное Предкавказье, Центральное Предкавказье, Майкопская серия.

**Keywords**

Clinoforms, Eastern Ciscaucasia, Central Ciscaucasia, Maykop series.

Данная работа посвящена изучению и уточнению геометрии и распространения отложений клиноформенного комплекса майкопской серии Центрального и Восточного Предкавказья с целью уточнения палеогеографических условий в олигоцене - раннем миоцене и оценке перспектив нефтегазоносности клиноформ майкопской серии.

В пределах Восточного Предкавказья майкопские отложения, залегающие на глубинах до 1,5 км и представленные песчано-глинистым материалом морского генезиса, множество раз давали притоки газа [2]. Однако для них до сих пор не сформулированы критерии поиска природных резервуаров и неструктурных ловушек. По этой причине изучение строения клиноформ майкопской серии является необходимым этапом работ по поиску и разведке новых перспективных объектов.

Перед нами стояли следующие задачи:

1. Закартировать область распространения и характер границ майкопских клиноформ.
2. Определить направление проградации клиноформ.
3. Оценить глубину бассейна осадконакопления по высоте клиноформ.

Была проведена подробная интерпретация региональных сейсмических профилей по восточной и центральной части Предкавказья. Клиноформы были выделены по кровельному и подошвенному прилеганию к подстилающему хадумскому горизонту и прослежены по всему району работ, определены типы контактов между ними. Общее количество выделенных

клиноциклитов – 17. Также были построены временные структурные карты и карты временных толщин (рисунок 1).

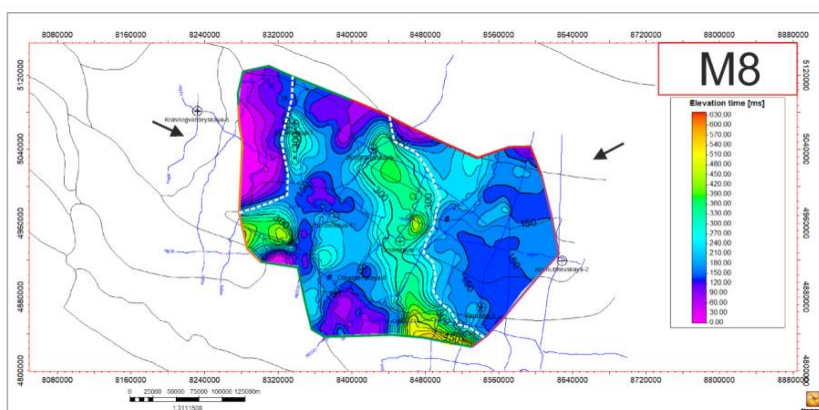


Рисунок 1 – Карта временных толщин клиноформы М8.

Цвет границы указывает тип контакта клиноформы (Оранжевый – подошвенное прилегание, фиолетовый – кровельное прилегание, зеленый – выход на поверхность и срезание, красный – область отсутствия данных). Пунктирная линия указывает расположение бровки клиноформы.

По полученным картам было установлено, что накопление клиноформенной толщи происходило в 3 этапа, которые выделяются по изменению направления проградации клиноформ, указывающих на изменение источника сноса терригенного материала. Клиноформы М1-М7 заполняли бассейн с северо-восточного направления и распространены в северо-восточной части региона. Клиноформы М8-М11 заполняли бассейн в двух направлениях – в восточной части материал поступал с востока на запад, а в западной части – с запада на восток. Клиноформы М12-М17 проградируют с севера на юг и распространены на севере центральной части региона.

По отражающим горизонтам кровли клиноформ была произведена оценка высоты всех клиноциклитов (рисунок 2) как разницы значений временной глубины между бровкой клиноформы и ее фондоформой.

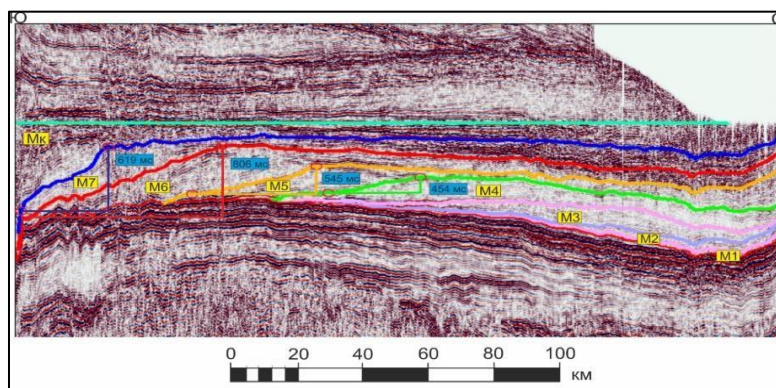


Рисунок 2 – Оценка высоты клиноциклитов М4-М7 на региональном профиле regV.

Учитывая скоростную модель для района исследований, мы рассчитали высоту в метрах. Эти расчеты (таблица 1) позволяют восстановить глубину бассейна осадконакопления на период формирования клиноформ. Так, клиноформы высотой до 100 метров формировались в прибрежных условиях, а клиноформы больших высот – как часть осадочной системы шельфа. Дополняя эту информацию данными по формам внутренних отражений, траектории миграции бровки и углу наклона клиноформы, можно с достаточной точностью восстановить условия клиноформенного комплекса, а также сделать предположения об его фациальном составе [1].

Таблица 1 - Усредненные значения высот клиноформ и палеоглубин бассейна осадконакопления.

Клиноформа	1	2	3	4	5	6	7	8
Высота, мс	200	175	250	260	294	400	460	550
Глубина моря, м	300	262	375	390	441	600	690	825
Клиноформа	10	11	12	13	14	15	16	
Высота, мс	350	388	372	323	225	220	178	
Глубина моря, м	525	582	558	484	337	330	267	

В результате данной работы было установлено, что клиноформенный комплекс майкопской серии Восточного и Центрального Предкавказья формировался в 3 этапа, каждый из которых отличается разными объемами и направлениями поступления осадочного материала в палеобассейн. Измерив среднюю высоту каждой клиноформы, мы определили, что они накапливались в основном в шельфовых обстановках.

На основе этого исследования возможно выполнение дальнейшего прогноза и выделения в клиноформах майкопской серии элементов нефтяных систем, часто представленных ловушками углеводородов неантиклинального типа, поиск которых является актуальной проблемой современной нефтегазовой геологии.

#### Список литературы

1. *Мордасова А.В.* Условия формирования и перспективы нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцевоморского шельфа: специальность 25.00.12 “Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений” : дис. на соиск.... канд. геол.-мин. наук / Мордасова Алина Владимировна; МГУ им. М.В. Ломоносова - Москва, 2018. – 147 с. – Текст: непосредственный.

2. *Шарафутдинов В.Ф.* Геологическое строение и закономерности развития майкопских отложений Северо-Восточного Кавказа в связи с нефтегазоносностью: специальность 25.00.01 “Общая и региональная геология”: дис. На соиск.... д-ра геол.-мин. наук / Шарафутдинов Вадим Фоатович; МГУ им. М.В. Ломоносова - Москва, 2003. – 366 с. – Текст: непосредственный.

#### References

1. *Mordasova A.V.* Usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti verkhneyursko-nizhnemelovykh otlozhenii barentsevomorskogo shchel'fa: speciality 25.00.12 “Geology, prospecting and exploration of oil and gas deposits”: Cand.Sci. (Geol.-Min.) Dissertation; Mordasova Alina Vladimirovna; Moscow State University - Moscow, 2018. – 147 p. (in Russian).

2. *Sharafutdinov V.F.* Geologicheskoe stroenie i zakonomernosti razvitiya maikopskikh otlozhenii Severo-Vostochnogo Kavkaza v svyazi s neftegazonosnost'yu: speciality 25.00.01 “General and regional geology”: Doctoral (Geol.-Min.) Dissertation; Sharafutdinov Vadim Foatovich; Moscow State University - Moscow, 2003. – 366 p. (in Russian).



**Перспективы прогноза дальнейших поисков ловушек УВ, приуроченных  
к Волжско-Камской антеклизе  
(Prospects for the forecast of further searches for HC traps timed  
to the Volga-Kama anteklise)**

**В.В. Жигалова**

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь

Научный руководитель: Стерленко Зинаида Васильевна

E-mail: sterlenko34@mail.ru

**Аннотация**

Проведен сравнительный анализ закономерностей размещения полезных ископаемых Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, приуроченной к Волжско-Камской антеклизе.

**Abstract**

A comparative analysis of the regularities of the placement of minerals of the Volga-Ural oil and gas province, confined to the Volga-Kama anteklise, is carried out.

**Ключевые слова**

Изучение, анализ.

**Keywords**

Research, analysis.

Проблема закономерностей размещения полезных ископаемых в земной коре имеет огромное практическое значение, являясь одной из кардинальных и в науке о геологии нефти и газа. Особенно актуальна она для хорошо изученных районов с развитой добычей нефти и газа, к которым относится и Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, приуроченная к Волжско-Камской антеклизе. Геолого-экономическая эффективность поисков нефти и газа в провинции в значительной мере должна быть обеспечена научно обоснованным выбором объектов поисково-разведочных работ.

Волжско-Камская антеклиза является особой категорией крупнейших положительных структур чехла древних платформ. Со многими ее сводами, впадинами и прогибами палеозойского структурного этажа связаны нефтегазоносные области Волго-Уральской провинции, поэтому антеклиза главным образом изучалась геологами-нефтяниками.

Изучение наследования и новообразования, стадийности и направленности тектонической эволюции, формационной характеристики дает ключ к истолкованию природы различных по знаку крупных, а также осложняющих их средних и мелких по размерам структур. В связи с чем, усилия исследователей концентрировались вокруг вопросов классификации структур, в особенности средних и мелких, которые контролируют скопления нефти и газа.

Недостаточно исследованной остается роль явлений унаследования и новообразования процессов формирования валов, валообразных зон и депрессий, определяющих их тектоническое положение и ориентировку по отношению к сводам, впадинам, прогибам, выраженным в различных структурных этажах и подэтажах Волжско-Камской антеклизы.

Тектонические карты для этих отдельных территорий построены исходя из разных принципов, отвлекаясь от особенностей строения соседних территорий, в связи с чем районированием нередко охвачены лишь части сводов, впадин и прогибов, без указания их принадлежности к определенным структурным этажам. Вследствие этого при их сравнении и сопоставлении ощущается несогласованность в трактовке строения одних и тех же крупных тектонических элементов. По некоторым не менее важным вопросам тектонического

районирования этой территории, в особенности восточной ее части, расхождения во взглядах исследователей сохраняются.

Таким образом, одной из главных задач для всей Волжско-Камской антеклизы остается тектоническое районирование с определением поярусных соотношений разновозрастных структур платформенного чехла и фундамента, пространственно-генетической приуроченности различных типов валов, валообразных зон, куполов, грабеннообразных прогибов к сводам, впадинам, авлакогенам.

Изучение аспектов тектонического развития Волжско-Камской антеклизы Русской плиты в сравнительной характеристике с другими плитами показывает, что важнейшие свойства геологической эволюции – цикличность, стадийность, направленность и необратимость – отчетливо проявлялись на древних платформах.

Также следует отметить, что между тектоническими элементами периферийных частей платформы и краевыми прогибами существуют морфогенетические связи. Это теоретическое положение обосновано палеотектоническим единством и связями, установившимся в современной тектонике как между окраинными впадинами плит и депрессиями краевых прогибов, так и между сводами плит и седловинами этих прогибов.

На плитах древних подвижных и устойчивых платформ наряду со сходством отмечается существенное различие в генезисе и распространении различных типов средних и мелких положительных форм (валов, валообразных структур, куполов и локальных поднятий). На подвижных платформах доминирующее значение принадлежит тектоническим приразломным, горст-антиклинальным валам и локальным поднятиям. На устойчивых платформах, кроме осложнений тектонического генезиса, широко представлены также седиментационные осложнения.

Тектоническое районирование Волжско-Камской антеклизы выявило пространственные и геохронологические взаимоотношения между различными морфогенетическими типами ее структур. Антеклиза представлена в качестве тектонотипа крупнейших положительных структур древних устойчивых платформ.

Структурные предпосылки поисков скопления нефти, вытекающие из тектонических закономерностей размещения зон нефтегазонакопления, в благоприятном сочетании с литологическими, геохимическими и гидрогеологическими критериями свидетельствуют о больших потенциальных возможностях в наращивании промышленных запасов нефти в Волго-Уральской провинции, приуроченной к Волжско-Камской антеклизе, в следующих комплексах пород:

- терригенных девонского и раннекаменноугольного возраста;
- каменноугольном (рифогенном) массиве;
- отложениях пермского и вендского возраста;
- верхнерифейских доломитовых формациях барьерных рифов.

Для древних платформ многие вопросы тектонической эволюции и нефтегазоносности, имеющие огромное теоретическое и практическое значение, остаются непознанными или слабо исследованными:

1) исторические данные не соответствуют современным стандартам и требованиям для применения инновационных алгоритмизированных подходов к обработке полевой информации;

2) различное качество исходной исторической и современной информации не позволяет провести достоверное обобщение в части зон сочленения тектонических элементов;

3) несоответствие материалов прошлых лет современным требованиям, что вызывает необходимость получения в изучаемом регионе новых данных, отвечающих современным требованиям.

Несмотря на вышеперечисленные трудности, сравнительный анализ имеющейся, на первый взгляд, разнородной информации при синтезе с выявлением взаимосвязей (палеотектонических, литолого-фациальных, палеогеографических, геохимических, гидрогеологических) позволяет раскрыть как общие, так и индивидуальные закономерности

размещения скоплений углеводородов нефтегазоносных бассейнов для научной основы оценки их ресурсов и прогноза дальнейших поисков.

#### **Список литературы**

1. Геология СССР, А.В. Сидоренко, Недра, Москва, 1967 г.
2. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волго-Камской антеклизы, Хачатрян Р.О., М. Наука 1979 г.

#### **References**

1. Geology of the USSR, A.V. Sidorenko, Nedra, Moscow, 1967.
2. Tectonic development and oil and gas potential of the Volga-Kama anteklise, Khachatryan R.O., M. Nauka 1979.

### **Оценка перспектив нефтегазоносности Алдано-Майской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции на основе бассейнового моделирования (Assessment of the oil and gas potential of the Aldan-Maya oil and gas bearing area of the Lena-Tungus province based on basin modeling)**

***Е.А. Заботин, Л.И. Бондарева***

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: egorzabotin6024@mail.ru

#### **Аннотация**

В статье рассмотрены результаты бассейнового моделирования на территории Алдано-Майской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции. При построении модели была исследована история геологического развития, были введены данные по тектоническим элементам, литолого-фациальным и геохимическим параметрам, учтены параметры граничных условий, исследованы процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ Алдано-Майской нефтегазоносной области.

#### **Abstract**

The paper considers the results of basin modeling in the Aldan-Maya oil and gas bearing area of the Lena-Tungus province. When constructing the model, the history of geological development was investigated, data on tectonic elements, lithologic-facial and geochemical parameters were introduced, the parameters of boundary conditions were taken into account, the processes of generation, migration and accumulation of HC of the Aldan-Maya oil-gas bearing region were investigated.

#### **Ключевые слова**

Лено-Тунгусская провинция, Алдано-Майская нефтегазоносная область, бассейновое моделирование, прогноз нефтегазоносности.

#### **Keywords**

Lena-Tunguska province, Aldan-Mayskaya oil and gas bearing area, basin modeling, forecast of oil and gas content.

Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция приурочена к Сибирской платформе и занимает площадь 2640 км<sup>2</sup>. История изучения её перспективных областей продолжается с 1930 года, когда были пробурены первые поисковые скважины, однако провинция до сих пор относится к слабо изученным из-за трудных геологических и природно-климатических условий. [1]

Для более тщательного изучения была выбрана Алдано-Майская область, на территории которой частыми являются битумопроявления карбонатов среднего рифея, песчаников верхнего рифея и вендских доломитов. Эти наблюдения могут служить признаками высокого нефтегазоносного потенциала области. [1]

С помощью ПО PetroMod возможно провести качественный и количественный прогноз нефтегазоносности на основе историко-генетического метода, который включает в себя следующие виды анализа: тектонический, палеотектонический, литолого-фациальный, геохимический, термобарический, гидрогеологический.

Геологический разрез, изучаемый в данной работе, вскрывает отложения нижнего и верхнего протерозоя, а также кембрия. [2]

Фундамент залегает предположительно на глубинах от 5000 м и до дневной поверхности, обнажаясь в юго-западной части исследуемой территории. Осадочный чехол, достигающий мощности в 5100 м представлен 15 стратиграфическими подразделениями, которые в свою очередь представлены 15 типами литологических разностей. Среди них 4 подстилающие породы, 2 нефтегазоматеринские, 3 коллектора, 3 покрышки и 2 перекрывающие породы.

В качестве нефтематеринской на исследуемой территории выделяются глинистые известняки малгинской свиты майской серии верхнего протерозоя. По справочным данным и результатам исследований были определены литолого-фациальные характеристики изучаемого разреза. [2]

Name	Color	Lithology Value	TOC Mode	TOC Value [%]	TOC Map	Kinetics	HI Mode	HI Value [mgHC/gTOC]	HI Map	Petroleum System Elements
Q		Sandstone (typical)			→				→	Overburden Rock
Cm2um		Dolomite (organic lean, silty)			→				→	Overburden Rock
Cm2cs		Limestone (shaly)			→				→	Overburden Rock
Cm1		Dolomite (organic lean, sandy)			→				→	Seal Rock
Pt3uk		Pt3uk			→				→	Seal Rock
Pt3kn		Pt3kn			→				→	Reservoir Rock
Pt3lh4		Limestone (organic rich - typical)			→				→	Seal Rock
Pt3lh3		Pt3lh3			→				→	Seal Rock
Pt3lh2		Limestone (micrite)			→				→	Reservoir Rock
Pt3lh1		Pt3lh1			→				→	Seal Rock
Pt3zp		Dolomite (typical)			→				→	Reservoir Rock
Pt3ml		Limestone (shaly)	Value	5.00	→	Tissot_in_Waples(1992)_TII_Crack	Value	420.00	→	Source Rock
Pt3on		Pt3on			→				→	Underburden Rock
Pt3en2		Pt3en2			→				→	Underburden Rock
Pt3en1		Pt3en1			→				→	Underburden Rock
Pt1mk2		Pt1mk2			→				→	Underburden Rock
					→				→	

Рисунок 1 - Литолого-фациальная и геохимическая характеристика УВ-системы.

В ходе моделирования были введены граничные условия (trends – в ПО PetroMod), позволяющие проследить изменчивость в ходе геологического развития территории таких параметров как глубина осадконакопления (PWD), температуру поверхности контакта между осадком и водой (SWIT) и тепловой поток (HF).

Проведённое в ПО PetroMod бассейновое моделирование территории дало информацию о катагенетической эволюции нефтематеринских толщ, которая основывается на показателях отражательной способности витринита; о выработанности генерационного потенциала ОВ; о миграционных процессах сгенерировавшихся УВ и наконец их аккумуляции в потенциальных коллекторах.

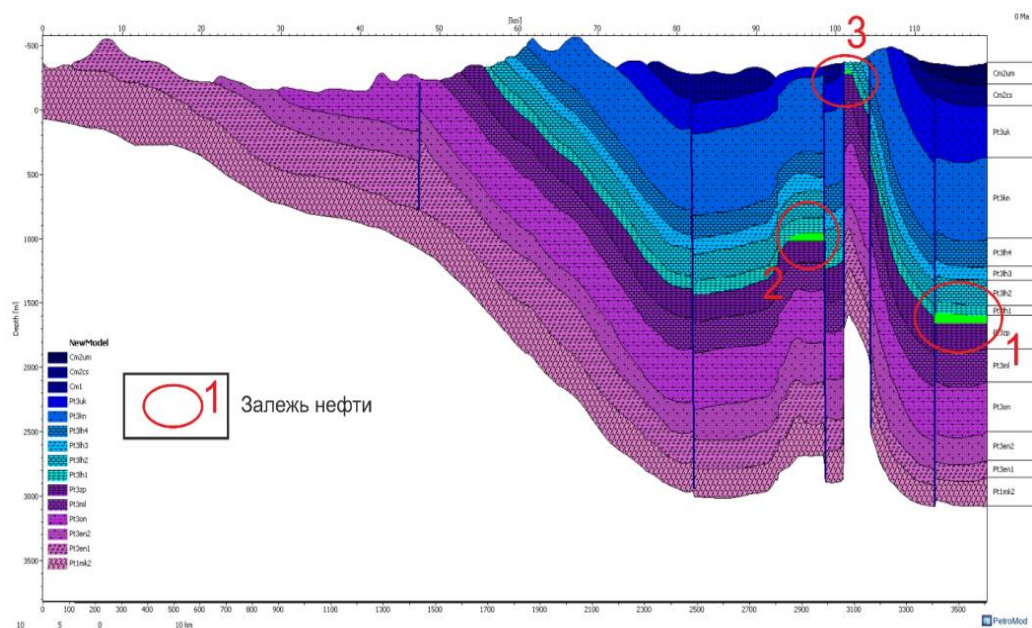


Рисунок 2 - Схема расположения залежей.

Исследуемая территория является перспективной с точки зрения нефтегазоносности. Залежи нефти выявлены в центральной и восточной частях исследуемой области. Жидкие УВ, сгенерированные из ОВ глинистых известняков малгинской свиты, содержатся в ципандинских коллекторах-доломитах и перекрыты непроницаемыми аргиллитами и доломитами первой подсвиты лахандинской свиты. Ещё одной нефтематеринской породой в исследуемом разрезе служит верхняя подсвита лахандинской свиты, однако её УВ-потенциал пока что не реализован – порода не вошла в необходимую для генерации УВ стадию катагенеза. В целом потенциальные места скопления УВ приурочены к субвертикальным разломам, и именно там, по мнению автора возможны дальнейшие поисково-разведочные работы.

### Список литературы

1. Кузнецов, В. Е. Венд-рифейские комплексы Алдано-Майского осадочного бассейна и Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции (юго-восток и юго-запад Северо-Азиатского кратона): сравнительный анализ, нефтегазоносность / В. Е. Кузнецов, В. Г. Варнавский // Тихоокеанская геология. – 2018. – Т. 37. – № 1. – С. 22-36.

2. Нафиков Ильшат Флюрович Особенности геологического строения и нефтегазоносности Алдано-Майской впадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-geologicheskogo-stroeniya-i-neftegazonosnosti-aldano-mayskoy-vpadiny> (дата обращения: 06.03.2022).

### References

1. Kuznetsov, V. E. Vendian-ryozoic complexes of the Aldan-Maya sedimentary basin and Yurubcheno-Tokhoma oil and gas accumulation zone (southeast and southwest of the North Asian craton): comparative analysis, oil and gas content / V. E. Kuznetsov, V. G. Varnavsky // Pacific Geology. - 2018. - Т. 37. - № 1. - С. 22-36.

2. Nafikov Ilshat Flyurovich Features of the geological structure and oil and gas bearing capacity of the Aldan-Mayskaya depression // Oil and Gas Geology. Theory and practice. 2013. №3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-geologicheskogo-stroeniya-i-neftegazonosnosti-aldano-mayskoy-vpadiny> (date of reference: 06.03.2022).

**Литологическая характеристика карбонатных пород-коллекторов в разрезе  
верхнедевонских отложений Хоревейской впадины  
Тимано Печорской нефтегазоносной провинции  
(Lithological characterization of complex carbonate reservoir rocks of Upper Devonian deposits  
of the Khoreveyskaya depression in the Timan-Pechora oil and gas province)**

**А.Д. Казаков**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Казимиров Е.Т.

E-mail: egorcasual@yandex.ru

**Аннотация**

В ходе данной работы выполнена детальная литологическая характеристика карбонатных пород-коллекторов верхнедевонских отложений Хоревейской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В разрезе провинции выделены литотипы и циклиты. Осуществлена корреляция на основе цикло-стратиграфического анализа.

**Abstract**

In the course of this work, a detailed lithological characterization of carbonate reservoir rocks of Upper Devonian deposits of the Khoreveyskaya Depression in the Timan-Pechora oil and gas province was carried out. Lithotypes and cyclites are distinguished in the province's section. Correlation on the basis of cyclo-stratigraphic analysis is carried out.

**Ключевые слова**

Тимано-Печорская провинция, литолого-фациальный анализ, вторичные процессы, фильтрационно-емкостные свойства.

**Keywords**

Timan-Pechora province, lithologic and facies analysis, secondary processes, filtration-volumetric properties.

Объектом исследования являются палеозойские отложения на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

В процессе работы проведена литологическая типизация и расчленение разреза, установлены условия осадконакопления и выявлены закономерности распределения пустотного пространства в породах-коллекторах. В разрезе выделено 10 основных литотипов и дана их характеристика [1]. Преобладающими литотипами в разрезе являются биогермные строматопорово-водорослевые известняки с комковатым заполнителем и строматолитоподобные известняки.

Коллектора представлены поровым и порово-каверновым, реже смешанным типами. Порово-каверновый тип коллектора имеет как первичное меж- и внутриформенное пустотное пространство, так и вторичное – каверны. Проведен имидж-анализ пустотного пространства основных литотипов.

Распространение пород-коллекторов определяется в равной степени условиями осадконакопления и вторичными процессами (преимущественно развитием зон цементации и выщелачивания).

В результате исследования определено содержание и характер распределения органического вещества в исследуемых литотипах, установлено происхождение органической составляющей пород, проанализировано распределение пустотного пространства в разрезе.

**Список литературы**

1. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. Пособие для вузов. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.

2. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. Москва: «Недра» 1992. – 240 с.

### References

1. Kuznetsov V.G. Lithology. Sedimentary rocks and their study: Textbook for universities. Moscow: OOO Nedra-Business Center Publ., 2007. - 511 p.

2. Kuznetsov V.G. Natural reservoirs of oil and gas in carbonate sediments. Moscow: Nedra Publ., 1992. – 240 p.

### Решение задач фильтрации с учетом изменения пористости из-за кольтматации (Solution of the filtration problem taking into account changes in porosity due to colmatation)

*А.М. Касперович<sup>1</sup>*

1- ТюмГУ, Физико-технический институт

Научный руководитель: Шевелев Александр Павлович, д.ф.-м.н.

E-mail: Kasperovich\_anton@mail.ru

### Аннотация

Построена одномерная двухфазная трехкомпонентная модель течения несжимаемой жидкости в рамках задачи Баклея-Левверетта с применением модели Леонтьева движения суспензии в пористой среде. Данная задача была решена численным методом Эйлера, получены зависимости фронта водонасыщенности, пористости в зависимости от кольтматации, суффозии по отдельности и одновременном действии. Научная новизна работы состоит в учете зависимости объемной концентрации частиц взвеси закачиваемой воды от водонасыщенности пластовой системы. В работе представлено подробное описание влияния кольтматации и суффозии на пористость пласта в момент закачки воды, содержащей элементы взвеси, определено влияние нормирующих коэффициентов, сходящихся с экспериментальными данными, так же была произведена оценка фронтов пористости и водонасыщенности от кольтматации и суффозии, влияние двух эффектов на призабойную зону пласта.

### Abstact

A one-dimensional two-phase three-component model of incompressible fluid flow is constructed within the framework of the Buckley-Leverett problem using the Leontiev model of suspension motion in a porous medium. This problem was solved by the numerical Euler method, the dependences of the water saturation front, porosity depending on colmatation, suffusion separately and simultaneously were obtained. The scientific novelty of the work consists in taking into account the dependence of the volume concentration of suspended particles of the injected water on the water saturation of the reservoir system. The paper presents a detailed description of the effect of colmatation and suffusion on the porosity of the formation at the time of injection of water containing suspension elements, the influence of normalizing coefficients converging with experimental data was determined, the porosity and water saturation fronts from colmatation and suffusion were also evaluated, the effect of two effects on the bottom-hole zone of the formation.

### Ключевые слова

Моделирование, кольтматация, суффозия, численные методы, суспензия, фильтрация.

### Keywords

Modeling, colmatation, suffusion, numerical methods, suspension, filtration.

Пусть имеется нагнетательная скважина, через которую в пласт нагнетается вода, содержащая в себе объемную концентрацию взвеси. По фильтрации «грязной» воды

анализируем с помощью известных математических зависимостей скорость оседания частиц от времени использования грязной воды, тем самым определим фронт изменения пористости от нагнетающей скважины до добывающей скважины.

Математическая модель фильтрации суспензии выглядит следующим образом:

$$K = \frac{D^2 m^3}{150(1 - m)^2}, \quad (1)$$

$$k_1 = \left[ \frac{S - S_{wr}}{1 - S_{wr} - S_{or}} \right]^{n_w}, \quad (2)$$

$$\vec{u} = - \frac{K k_1}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}, \quad (3)$$

$$m \frac{\partial S}{\partial t} + \vec{u} F'(S) \frac{\partial S}{\partial x} = 0, \quad (4)$$

$$\frac{\partial c}{\partial t} + \frac{\vec{u}}{m} \frac{\partial c}{\partial x} = \frac{1 - c}{m} \frac{\partial m}{\partial t}, \quad (5)$$

$$c = S c_1, \quad (6)$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \begin{cases} -\gamma_1(m - m_{ct})(c - c_*) - \gamma_2 c m \\ \gamma_1 c(m_0 - m)(\text{grad}(P) - G) - \gamma_2 c m \\ \gamma_1 c(m_0 - m)(\text{grad}(P) - G) - \gamma_2 c m - \gamma_2(m - m_{ct})(c - c_*) \end{cases}, \quad (7)$$

$$\begin{cases} t = 0: S = S_{wr}, m = m_0, c = c_1 \\ x = 0, t > 0: S = 1 - S_{or}, c = c_1, F(S) = 1 \end{cases}, \quad (8)$$

Здесь, (1)- Уравнение Козени- Кармана (K- абсолютная проницаемость (м<sup>2</sup>);  $\Phi_s$ - сферичность частиц, которую мы примем за единицу, то есть считаем, что частицы имеют сферическую форму (д.ед.);  $D_p$ - диаметр песчинок (м)); (2)- ОФП Кори по нефти ( $S_{wr}$ - водонасыщенность (д.ед.);  $S_{wr}$ - остаточная водонасыщенность (д.ед.);  $n_w$  – степень насыщения водой (д.ед.)); (3)- Закон Дарси ( $\vec{u}$ - скорость фильтрации (м/с);  $\frac{\partial P}{\partial x}$  - одномерный градиент давления (Па/м)); (4)- Уравнение Баклея – Леверетта; (5)- Уравнение диффузии (c- объемная концентрация взвеси (д.ед)); (6)- Зависимость объемной концентрации от водонасыщенности ( $c_1$ - характерное значение объемной концентрации (д.ед)); (7)- Изменение фронта пористости со временем ( $\gamma_{1,2,3}$ - нормирующие коэффициенты;  $c_*$ - предельное значение объемной концентрации (д.ед); G- предельное значение градиента давления при котором начинается суффозия (Па/м);  $m_0$ - значение пористости до начала фильтрации (д.ед);  $m_{ct}$ - стационарное значение пористости конца фильтрации (д.ед)); (8)- начальное и граничное условие ( $S_{or}$ - остаточная нефтенасыщенность (д.ед)).

В результате составления физической и математической задач были получены следующие результаты моделирования численным методом Эйлера:

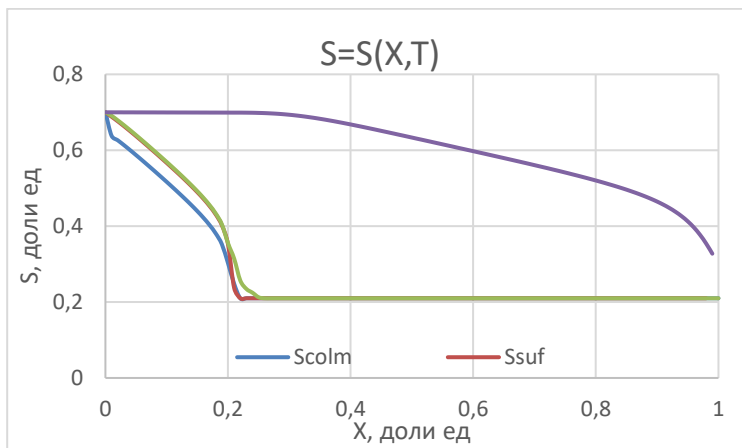


Рисунок 1 - Изменение фронта водонасыщенности в зависимости от эффекта.



Пояснения к рисунку 1:  $S_{colm}$ - фронт водонасыщенности при учете кольматации,  $S_{suf}$ - фронт водонасыщенности при учете суффозии,  $S_{common}$ - фронт водонасыщенности с учетом одновременного проявления кольматации и суффозии,  $S_{noeff}$ - фронт водонасыщенности без учета вышеуказанных явлений (исходя из задачи Баклея-Левретта).

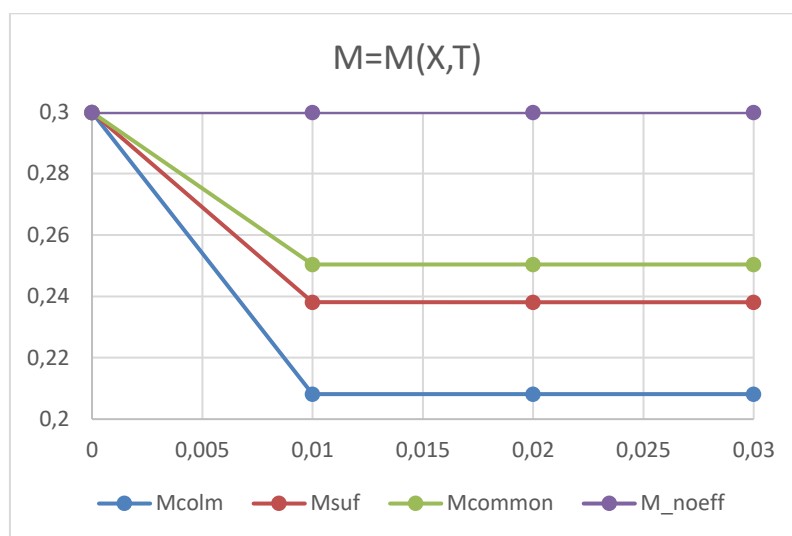


Рисунок 2 - Изменение пористости ПЗП в зависимости от эффекта.

Пояснения к рисунку 2:  $M_{colm}$ - Значения пористости в ПЗП при учете кольматации,  $M_{suf}$ - Значения пористости в ПЗП при учете суффозии,  $M_{common}$ - Значения пористости в ПЗП с учетом одновременного проявления кольматации и суффозии,  $M_{noeff}$ - Значения пористости в ПЗП без учета вышеуказанных явлений (исходя из задачи Баклея-Левретта).

Таким образом, рассмотрение явлений кольматации и суффозии для различных моделей пластов имеет особую важность, так как закачка не качественной воды в пласт может серьезно повлиять на коэффициент извлечения нефти, соответственно, уменьшая дебит по нефти и загрязняя призабойную зону скважины. Пренебрежение данными явлениями в случае малой пористости породы при закачке грязной воды явно увеличивает риски неполного извлечения нефти.

### Список литературы

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1993.
2. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1983.
3. Шехтман Ю. М. Фильтрация малоконцентрированных суспензий. – М.: Издательство академии наук СССР, 1961.
4. Закиров С.Н., Сомов Б.Е., Гордон В.Я., Палатник Б.М. Многомерная и многокомпонентная фильтрация. – М.: Недра, 1988.
5. С.А. Боронин, К.И. Толмачева, А.А. Осипцов, Д.М. Орлов, Д.А. Коротеев, Сколтех; А.Н. Ситников, А.А. Яковлев, Б.В. Белозеров, Е.В. Белоногов, Р.Р. Галеев Моделирование приемистости нагнетательных скважин с учетом повреждения проницаемости прискважинной зоны на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири. - SPE -187806-RU.

### References

1. Basniev K.S., Kochina I.N., Maksimov V.M. Underground hydromechanics. Textbook for universities. - M.: Nedra, 1993.
2. Shchurov V. I. Technology and technique of oil production. Textbook for universities. – M.: Nedra, 1983.

3. *Shechtman, Y. M.* Filtering low-concentration suspensions. – М.: Publishing house of the USSR Academy of Sciences, 1961.
4. *Zakirov S. N., Somov, B. E., Gordon, V. J., B. M. Palatnik* Multidimensional and multicomponent filtration. – М.: Nedra, 1988.
5. *S.A., Boronin, K.I. Tolmacheva, A.A. Osiptsov, D.M. Orlov, D.A. Koroteev, Skol-tech; A.N. Sitnikov, A.A. Yakovlev, B.V. Belozarov, E.V. Belonogov, R.R. Galeev* Modeling of injection well pick-up taking into account damage to the permeability of the downhole zone in the oil and gas fields of Western Siberia. - SPE -187806-RU.

**Прогноз нефтегазоносности Анисинско-Новосибирского участка, приуроченного к Лаптевоморскому шельфу на основе бассейнового моделирования  
(Forecast of the oil and gas potential of the Anisinsko-Novosibirsk area, confined to the Laptev Sea shelf and located for the most part on the territory of the East Arctic POGP based on basin modeling)**

***А.Ю. Кореньков, Л.И. Бондарева***

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
E-mail: [aleks.korenkov@mail.ru](mailto:aleks.korenkov@mail.ru)

**Аннотация**

В статье рассмотрены результаты бассейнового моделирования на территории Лаптевоморского шельфа, Анисинско-Новосибирского участка. При построении модели была исследована история геологического развития, были введены данные по тектоническим элементам, литолого-фациальным и геохимическим параметрам, учтены параметры граничных условий, исследованы процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ Анисинско-Новосибирского участка.

**Abstract**

The article considers the results of basin modeling on the territory of the Laptev Sea shelf, the Anisinsko-Novosibirsk area. During the construction of the model, the history of geological development was investigated, data on tectonic elements, lithological-facies and geochemical parameters were introduced, the parameters of boundary conditions were taken into account, the processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons of the Anisinsko-Novosibirsk site were investigated.

**Ключевые слова**

Лаптевоморский шельф, Анисинско-Новосибирский участок, бассейновое моделирование, прогноз нефтегазоносности.

**Keywords**

Laptev Sea shelf, Anisinsko-Novosibirsk area, basin modeling, oil and gas potential forecast.

Сегодня, когда практически все основные крупные месторождения нефти и газа на суше открыты и освоены, особое внимание уделяется одному из перспективных направлений геологической деятельности – разведке и освоению углеводородных ресурсов континентального шельфа.

В настоящее время в пределах шельфа моря Лаптевых проводятся объемные работы по сейсморазведке с целью поиска промышленных скоплений углеводородов. Исходя из непосредственной близости Енисей-Хатангской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей, наличия месторождений природных битумов в пределах Лено-Анабарского прогиба (Оленекское, Хорбосуонско-Кутюндинское), многочисленных битумопроявлениях на

побережье моря Лаптевых и островах Новосибирского архипелага, нефтегазопроявлениях в скважинах глубокого бурения в пределах Лено-Анабарского прогиба и Хатангской седловины [1], а также промышленной нефтегазоносности в арктической части Северо-Американского континента, позволяет высоко оценивать перспективы Лаптевоморского шельфа [2] с точки зрения поисков залежей нефти и газа.

Для проведения качественной и количественной оценки нефтегазоносности на основе сейсмических и геологических исследований автором использовано ПО PetroMod, которое позволяет проводить полный 3D анализ давлений и температур в бассейне седиментации в геологическом времени.

В рамках представляемого проекта исследуемый район сложен меловыми, палеогеновыми, неогеновыми и четвертичными отложениями. Меловая система представлена в основании пачкой (до 30 м) песчаников мелкозернистых светло-серых с зеленым оттенком. В разрезе встречаются линзы конгломератов с галькой окремнелых пород, алевролитов, песчаников, кварца и окремнелой древесины. Средняя пачка (до 140 м) представлена чередованием алевролитовых, песчаных и глинистых пластов с угольными прослоями, остатками пресноводной и морской фауны. Верхняя пачка (80-100 м) состоит из песчаников мелко-среднезернистых светло-серых. Кайнозойская группа сложена в основном терригенными угленосными аллювиальными, озерно-аллювиальными и прибрежно-морскими отложениями: глинами и песками с линзами бурых углей и редкими прослоями галечников. Нерасчлененные миоцен-плиоценовые породы представлены песками с рассеянными галькой и гравием. В верхней части разреза, в результате элювиальных процессов и вымывания песков, преобладают неслоистые галечники. Проводя литолого-фациальный анализ, были созданы миксы горных пород, построены на основе палеогеографических карт карты значений HI (водородный показатель) и ТОС (общий органический углерод) и элементы УВ (углеводородных) систем (рисунок 1):

Название фации	Литология	Элемент УВ-систем	значение общего органического углерода на карта ТОС	значения водородного индекса на карта HI
Денудация	песчаник 40%, глина 60%	-	-	-
Континентальная равнина	песчаник 40%, глина 60%	-	-	-
Лагуны	-	-	-	-
Озера/Болота	глины 80%, песчаник 10%, уголь 10%	-	-	-
Аллювий	песчаник 50%, глина 50%	-	-	-
Прибрежная равнина	песчаник 75%, глина 25%	порода-коллектор	-	-
Марши	глины 80%, песчаник 5%, уголь 15%	-	-	-
Дельта	песчаник 65%, глина 35%	порода-коллектор	-	-
Продельта	песчаник 75%, глина 25%	порода-коллектор	-	-
Азола	алевролит 75%, глина 25%	-	-	-
Мелкий морской шельф	песчаник 20%, глина 80%	-	-	-
Склон	песчаник 10%, глина 90%	порода-флюидоупор	-	-
Глубокие орг. богатые породы	песчаник 90%, глина 10%	порода-коллектор	-	-
Морское дно	песчаник 10%, глина 90%	-	-	-
Море/рифт	песчаник 20%, глина 80%	порода-флюидоупор	-	-
Подводная долина	песчаник 50%, глина 50%	порода-коллектор	-	-
Песчаный бар	песчаник 95%, глина 5%	порода-коллектор	-	-
Озеро/рифт 60 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	6-8%	500-600
Озеро/рифт 81.59 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	0-2%	600
Озеро/рифт 117 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	2-6%	600
Азола 51 млн. лет назад	алевролит (орг. богатый, 2-3% ТОС) 65%, диатомит 20%, глина (орг. богатая, 2-3% ТОС) 25%	НГМТ-порода	8-30%	300-500
Глубокие орг. богатые породы 3.6 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	0-8%	500-600
Глубокие орг. богатые породы 7.25 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	0-8%	600
Глубокие орг. богатые породы 29 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	6-30%	500-600
Глубокие орг. богатые породы 31 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	порода-флюидоупор	-	-
Глубокие породы 31 млн. лет назад	глина орг. богатая 8% ТОС	порода-флюидоупор	-	-
Глубокие орг. богатые породы 36 млн. лет назад	глина орг. богатая 8% ТОС	НГМТ-порода	6-8%	600
Глубокие орг. богатые породы 43.75 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	0-6%	500-600
Глубокие орг. богатые породы 44.5 млн. лет назад	глина орг. богатая 8% ТОС	НГМТ-порода	10-12%	600
Глубокие орг. богатые породы 51 млн. лет назад	глина орг. богатая 20% ТОС	НГМТ-порода	2-8%	350-600
Глинистый уголь 29 млн. лет назад	глина 55%, песчаник 30%, уголь 15%	НГМТ-порода	5-8%	500-600
Глинистый уголь 51 млн. лет назад	глина 55%, песчаник 30%, уголь 15%	НГМТ-порода	8-30%	350-600
Глубокие породы 51 млн. лет назад	глина орг. богатая 8% ТОС	НГМТ-порода	8-30%	350-600

Рисунок 1 – Наименование и литологическая характеристика фаций с элементами УВ-систем.

Результатом работы автора является построенная 3D геологическая модель терригенно-карбонатного бассейна Анисинско-Новосибирского участка с учетом особенностей литологического расчленения, значений палеотемператур, теплового потока и палеоглубин моря (Рисунок 2).

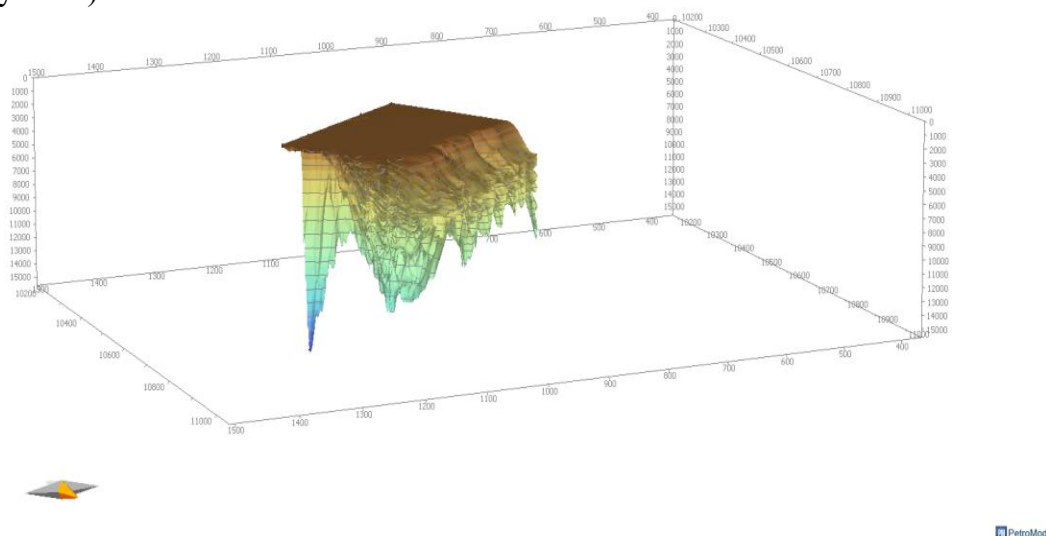


Рисунок 2 – Структурный каркас модели.

В ходе исследования выяснилось, что данная территория в настоящий момент имеет большой потенциал для дальнейших поисков и разведки аккумуляций нефти и газа, так как при развитии осадочного бассейна возникли благоприятные условия для образования естественных ловушек, приуроченных к антиклинальным складкам. Главными источниками нефти и газа в осадочном чехле Анисинско-Новосибирского участка в рамках выполненного проекта считаются отложения раннего палеоцена и позднего мела. Так как в большинстве нефтегазоматеринских пород присутствуют прослои песчаников, они также выполняют роль пород-коллекторов. Породой-покрышкой выступает плотная глина с прослоями аргиллита эоценового и олигоценового времени. Таким образом, можно предположить, что для разработки и дальнейшей эксплуатации стоит обратить внимание и более подробно изучить позднемеловые и раннепалеоценовые отложения с целью более точного расчета количества запасов УВ.

### Список литературы

1. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности Дальневосточного сектора российской Арктики / Э. М. Галимов, А. С. Немченко-Ровенская, Т. Н. Немченко, Г. С. Коробейник // Недропользование XXI век. 2013. № 4(41). с 12-15.
2. Галимов Э.М., Немченко-Ровенская А.С., Севастьянов В.С., Углеводородные системы Арктики от Аляски до Баренцева моря в связи с прогнозом нефтегазоносности Арктического шельфа // Недропользование XXI век. 2009. № 2. С. 61–67.

### References

1. E. M. Galimov, A. S. Nemchenko-Rovenskaya, T. N. Nemchenko, G. S. Korobeinik Geological and geochemical prerequisites for oil and gas potential in the Far Eastern sector of the Russian Arctic, Subsoil use XXI century, 2013, № 4(41), pp. 12-15.
2. Galimov E.M., Nemchenko-Rovenskaya A.S., Sevast'yanov V.S., Hydrocarbon systems of the Arctic from Alaska to Barents Sea in connection with the forecast of oil and gas potential of the Arctic shelf шельфа, Subsoil use XXI century, 2009, № 2, pp. 61–67.

## Комплексный фациальный анализ васюганской свиты Пудинского мезоподнятия (Complex facials analysis of the pudinskoe mesolift Vasyugan formation)

***Я.В. Лось***<sup>1-2</sup>

1-ТИУ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень  
2 – ТюмГУ, Тюменский Государственный Университ, г. Тюмень  
Научный руководитель: Смирнов П.В., к.г.-м.н.  
E-mail: losyana42@gmail.com

### **Аннотация**

На территории Томской области келловей-оксфордские отложения имеют полифациальную природу и представлены васюганской свитой. На основе комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов выделены фациальные условия формирования пластов васюганской свиты. При сопоставлении данных выделены наиболее перспективные отложения для поисков залежей нефти.

### **Abstract**

In the Tomsk region, the Callovian-Oxfordian deposits are of a polyfacial nature and are represented by the Vasyugan Formation. On the basis of a complex interpretation of geological and geophysical materials the facies conditions of formation of strata of the Vasyugan formation are identified. The most promising sediments for the search of oil deposits are highlighted when comparing the data.

### **Ключевые слова**

Фациальный анализ, литология, васюганская свита, юрские отложения, горизонт Ю1.

### **Keywords**

Facial analysis, lithology, Vasyugan formation, Jurassic deposits, horizon U1.

В пределах Томской области ведётся активная добыча углеводородов, к крупным объектам разработки которой относится васюганский горизонт (Ю1). В состав горизонта входят васюганская ( $J_{2+3vs}$ ), наунакская ( $J_{2-3nn}$ ) и абалакская ( $J_{2+3ab}$ ) свиты. Большинство месторождений нефти и газа открыто в 1970-1980 гг. в пределах куполовидных поднятий, одним из которых является Пудинское мезоподнятие, в пределах которого промышленные запасы УВ приурочены к отложениям васюганской ( $J_{2+3vs}$ ) и тюменской свит ( $J_{2tm}$ ) верхней и средней юры. В составе васюганской свиты распространение получили пласты углей и углистого аргиллита, крупнейший из которых является региональным репером и индексируется как  $У_1$  [1]. Присутствие реперного объекта в виде угля, создало основу для расчленения свиты на три толщи: подугольную ( $Ю_1^4$ ,  $Ю_1^3$ ), межугольную ( $Ю_1^m$ ) и надугольную ( $Ю_1^2$ ,  $Ю_1^3$ ) [2].

Актуальность изучения сохраняется в связи с активной его доразведкой с целью расширения минерально-сырьевой базы в отложениях горизонта Ю1.

Общеизвестным фактом является накопление отложений васюганской свиты в переходных условиях, с характерным многообразием фациальных обстановок и их частой сменой [2,3]. Данная особенность послужила причиной формирования сложнопостроенных терригенных резервуаров, характеризующихся частым переслаиванием песчаников, алевролитов и глин, что стало причиной изменчивости по разрезу и площади фильтрационно-емкостных свойств пород [2,3]. Неоднородность и вариативность литологического состава и фильтрационно-емкостных свойств пород являются основными причинами несоответствия прогнозного и фактического дебитов. Вместе с этим, в результате вышеописанных проблем, гидродинамические модели характеризуются малой эффективностью при планировании и осуществлении разработки месторождения.

Цель данной статьи: восстановление условий осадконакопления отложений васюганской свиты в пределах юго-западной части Пудинского мезоподнятия.

Материалами исследования послужили керновые данные, включая фотографии керна, описание и результаты гранулометрического анализа (3 скважины), а также данные ГИС (3 скважины).

В исследовании использованы методы и подходы проведения литолого-фациального анализа Черновой О.С. [4], при определении ихнофоссилий – материалы С. Джорджа Пембертона [5] и «Ихтиологический атлас» от ассоциации американских университетов [6].

Отложения васюганской свиты в пределах Пудинского мезоподнятия сложены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углистого материала и углей. Песчаники в основном тонко- и мелкозернистые от светло- до темно-серого цвета. Участками песчаник имеет буроватый оттенок, обусловленный большим количеством тонкораспыленного сидерита. Текстура – от горизонтальной до косой срезанной слоистости. Алевролиты серые, с волнистой и полого-волнистой слоистостью, нередко встречаются углефицированные остатки корневых систем и растений. Аргиллиты темно-серые с горизонтальной слоистостью и нередко чередуется со светлым песчаным материалом, присутствуют прослои аргиллита углистого и угля.

В пределах Пудинского мезоподнятия в разрезе васюганской свиты горизонта Ю1 выделены следующие макрофаии: надводная дельтовая равнина (пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>), фронт дельты (пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), продельта (Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>).

В комплекс дельтовой равнины по результатам интерпретации выделены следующие фаии: дельтовое приморское озеро, дельтовое приморское болото, дельтовые распределительные каналы, дельтовые пески разлива.

По результатам корреляции разрезов скважин отмечается выдержанность толщины пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по всей территории исследования. В свою очередь, пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> более изменчив по мощности и выклинивается в южном направлении. Наибольшие перспективы поиска пород-коллекторов связаны с отложениями пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, как имеющего наибольшие толщины песчаных пород и приуроченного к фаии устьевого бара.

Выводы проведенных исследований:

1. Выполнена фаиальная интерпретация отложений васюганской свиты в пределах Пудинского мезовыступа. Выделены фаии дельтового приморского озера, дельтового приморского болота, дельтовых распределительных каналов, дельтовых песков разлива, фронта дельты и продельты.

2. К наиболее перспективным отнесены отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, связанные с фаией фронта дельты. Слабоперспективными признаны отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>.

### Список литературы

1. Решение 6-го межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири: Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

2. Белозеров В. Б. и др. Особенности строения васюганской свиты в связи с поиском залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Новосибирск: СНИИГГиМС, 1980, 92с.

3. Бурлеев О.В. и др. Петрография и коллекторские свойства алевроито-песчаных пород горизонта Ю1 (келловей - оксфорд) на юго-востоке Западной Сибири: 2017, с. 30-42

4. Чернова О.С. Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрофизических и седиментологических исследований керна: дис. ... докт. геол.-мин. наук. Томск, 2018. 522 с.

5. С. Джорджа Пембертона. Прикладная ихнология: использование следов жизнедеятельности ископаемых оргаизмов в сейсмостратиграфии, поисковой и промысловой геологии; Отдел ихнологических исследований Университет провинции Альберта – 32 с.

6. Ихтионологический атлас, посвященный Роберту У.Фрею; Сборник от университетов IRG и MARC, 1999 – 27 с.

## References

1. The 6th interdepartmental stratigraphic meeting decided to review and adopt updated stratigraphic schemes of the Mesozoic deposits of Western Siberia: Novosibirsk: SNIIGiMS, 2004. - 114 p.
2. *Belozеров V. B. et al.* Features of the structure of the Vasyugan suite in connection with the search for oil and gas deposits in non-anticlinal traps: Novosibirsk: SNIIGiMS, 1980, 92 p.
3. *Burleev O.V. et al.* Petrography and reservoir properties of silty-sandy rocks of horizon Yu1 (Callovian - Oxford) in the southeast of Western Siberia: 2017, p. 30-42
4. *Chernova O.S.* Scientific basis for the construction of the geostatic models and geometry of the Jurassic-Cretaceous natural reservoirs in Western Siberia based on the petrophysical and sedimentological studies of the core: dis. ... dokt. geol.-min. nauk. Tomsk, 2018. 522 p. (in Russian).
5. *S. George Pemberton.* Applied ichnology: the use of traces of life-activity of fossil organisms in seismic stratigraphy, prospecting, and commercial geology; Department of Ichnological Research University University of the Province of Alberta - 32 p.
6. Ichthyonic atlas dedicated to Robert W. Frey; Collection from the Universities IRG and MARC, 1999 - 27 p.

**Апробация понижения размерности модели притока пластового флюида  
к трещинам многозонного гидроразрыва пласта  
(Approbation of the dimensionality reduction of the reservoir fluid inflow model  
to fractures of multi-zone hydraulic fracturing)**

**М.В. Мухина, А.А. Ураимов**

К(П)ФУ, ИМиМ

Научный руководитель: Поташев К.А., д.ф.-м.н.

E-mail: mvvoler@gmail.com

## Аннотация

Прямое численное моделирование нестационарных задач о переносе флюида вблизи трещин многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) предполагает значительные затраты вычислительных ресурсов. Последние становятся критичными, например, для многовариантного моделирования при решении обратных задач идентификации параметров трещин. В данной работе предложен способ понижения размерности задачи за счет моделирования пространственной фильтрации в пласте с помощью одномерных трубок тока. Рассмотрены два типичных элемента дренирования вблизи МГРП, для каждого предложена параметризация трубок тока. На примере задачи стационарной однофазной фильтрации показано хорошее соответствие решений по упрощенной и исходной моделям. Оценки точности выполнены для случаев трещин бесконечной и конечной проницаемости.

## Abstract

Direct numerical simulation of nonstationary problems of fluid transfer near a multistage hydraulic fracturing (MHF) requires significant computing resources. The latter become critical, for example, for multivariate modeling when solving inverse problems of identifying fracture resistance parameters. In this paper, we propose a way to reduce the dimension of the problem by replacing the spatial problem with a set of one-dimensional problems along the fixed stream tubes which determine the inflow for each fracture of the MHF. Two typical drainage elements near MHF were considered, for each a parameterization of the stream tubes was proposed. On the example of a stationary one-

phase filtration, a good agreement between the solutions for the simplified and the original models is shown. Accuracy estimates are made for the cases of fractures of infinite and finite permeability.

#### **Ключевые слова**

Нефтяной пласт, многозонный гидроразрыв, однофазная фильтрация, численное моделирование, трубки тока.

#### **Keywords**

Oil reservoir, multizone hydraulic fracturing, one-phase filtration, numerical modeling, stream tubes.

Процесс притока пластового флюида к трещинам гидроразрыва пласта (ГРП) характеризуется существенным различием (на несколько порядков) как характерных значений проницаемости пласта и трещин, так и величин раскрытия по сравнению с протяженностью трещин и размерами области дренирования пласта. В связи с этим прямое численное моделирование нестационарных задач о переносе компонент насыщающего пласт флюида вблизи трещин ГРП предполагает значительные затраты вычислительных ресурсов, особенно если речь идет о большом числе трещин многозонного ГРП (МГРП) вдоль горизонтальной скважины [1].

В настоящей работе в качестве одного из способов сокращения вычислительных затрат рассматривается замена пространственной задачи фильтрации в пласте на набор одномерных задач вдоль соответствующих фиксированных трубок тока [2, 3]. Пласт считается однородным, а пористый скелет – несжимаемым.

Длина и распределение относительной ширины вдоль трубок тока, необходимые для вычисления локального притока к трещинам, определены как функции положения трубки тока вдоль трещины ГРП и исходных параметров задачи – расположения трещин вдоль скважины и удаленности от скважины контура питания. Данные зависимости представлены в виде явных функций на основе решения модельных задач стационарной фильтрации. Рассмотрены две постановки модельных задач, отражающих две принципиально различные структуры фильтрационных потоков – в крайнем сегменте области дренирования МГРП с эллиптическим контуром питания и во внутреннем сегменте в форме прямоугольника между двумя соседними трещинами МГРП.

Для понижения размерности задачи о притоке флюида к трещине МГРП до одномерной задачи была сформулирована математическая модель в каждой трещине МГРП с описанием пластового притока к трещинам с помощью приближенных функциональных зависимостей длины линий тока и ширины трубок тока. Выполнены оценки условий, при которых введенные допущения приводят к минимальной погрешности модели.

На примере задач стационарной однофазной фильтрации показано хорошее соответствие профилей притока к трещинам МГРП, полученным из решения упрощенной и исходной задачи. Рассмотрены случаи трещин бесконечной и конечной проницаемостей.

#### **Список литературы**

6. *Mazo A. B., Sattarov R. I., Khamidullin M. R., Potashev K. A., Trifonov T. V.* Interpretation of Indicator Studies of Multistage Fracturing // SPE-187762-MS. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, 2017, Moscow, Russia. Pp. 1-23. DOI 10.2118/187762-MS.

7. *Imatov A.R., Muhina M.V., Potashev K.A., Uraimov A.A.* Reservoir fluid inflow modeling to fractures of multizone hydraulic fracturing using stream tubes // International Symposium «Non-Equilibrium Processes In Continuous Media», Program and book of abstracts, Perm, September 16th-18th, 2021. – P.54.

8. *Мухина М.В., Ураимов А.А., Поташев К.А.* Моделирование притока пластового флюида к трещинам многозонного гидроразрыва с помощью трубок тока // Научно-техническая



конференция «Цифровые технологии в добыче углеводородов: от моделей к практике» (ООО «РН-БашНИПИнефть»), 5-8 октября 2021 г., Уфа. – С. 19-20.

### References

1. *Mazo A. B., Sattarov R. I., Khamidullin M. R., Potashev K. A., Trifonov T. V.* Interpretation of Indicator Studies of Multistage Fracturing // SPE-187762-MS. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October, 2017, Moscow, Russia. Pp. 1-23. DOI 10.2118/187762-MS.

2. *Imamov A.R., Muhina M.V., Potashev K.A., Uraimov A.A.* Reservoir fluid inflow modeling to fractures of multizone hydraulic fracturing using stream tubes // International Symposium «Non-Equilibrium Processes In Continuous Media», Program and book of abstracts, Perm, September 16th-18th, 2021. – P.54.

3. *Muhina M.V., Uraimov A.A., Potashev K.A.* Modeling of Reservoir Fluid Inflow to Fractures of Multizone Hydraulic Fracturing Using Stream Tubes – Scientific and Technical Conference «Digital technologies in the production of hydrocarbons: from models to practice» (LLC « RN-BashNIPIneft »), Ufa, October 5<sup>th</sup>-8<sup>th</sup>, 2021.– Pp. 19-20.

### **Оценка перспективности в отношении геологоразведочных работ (ГРП) территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции на основе построения структурного каркаса бассейна осадконакопления.**

**(Assessment of the prospects for exploration of the territory of the Leno-Tunguska oil and gas province based on the construction of the structural framework of the sedimentation basin)**

**С.Д. Полина**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина  
Научный руководитель: Бондарев А.В., доцент  
E-mail: sofiyapolina@mail.ru

### Аннотация

В тезисе представлены результат проведенного исследования территории Лено-Тунгусской НГП (нефтегазоносной провинции) на основе оцифровки и построения структурного каркаса бассейна осадконакопления и оценка перспектив нефтегазоносности данного объекта. Проанализированы полученные расчётные аккумуляции, пути их миграции, степень зрелости и катагенетической преобразованности для составления точной оценки территории и перспектив на дальнейшее её изучение.

### Abstract

The thesis presents the result of the study of the territory of the Leno-Tunguska oil and gas province based on digitization and construction of the structural framework of the sedimentation basin and assessment of the prospects of oil and gas potential of this object. The calculated accumulations obtained, the ways of their migration, the degree of maturity and catagenetic transformation are analyzed to make an accurate assessment of the territory and prospects for its further study.

### Ключевые слова

Структурный каркас, Лено-Тунгусская НГП, бассейн осадконакопления, оцифровка, расчёт аккумуляций.

### Keywords

Structural framework, Leno-Tunguska oil and gas province, sedimentation basin, digitization, calculation of accumulations.

Выбранная по аэрофотоснимкам территория расположена в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Занимает большую часть площади Сибирской платформы и территории трех регионов России – Красноярского края, Иркутской области и Саха Якутии. Площадь 2,8 млн. км<sup>2</sup>.

Была проведена оцифровка растрового изображения исходной структурной карты подошвы вендских отложений в пределах выбранной территории и интерполяция с использованием программы QGIS на основе аэрофотоснимков. В результате было выявлено, что большую часть исследуемой территории занимают антиклинальные складки, в северной части расположена синклиналиная складка. Также были построены структурная и геологическая карта изучаемого района (рисунок 1 а, б).[1]

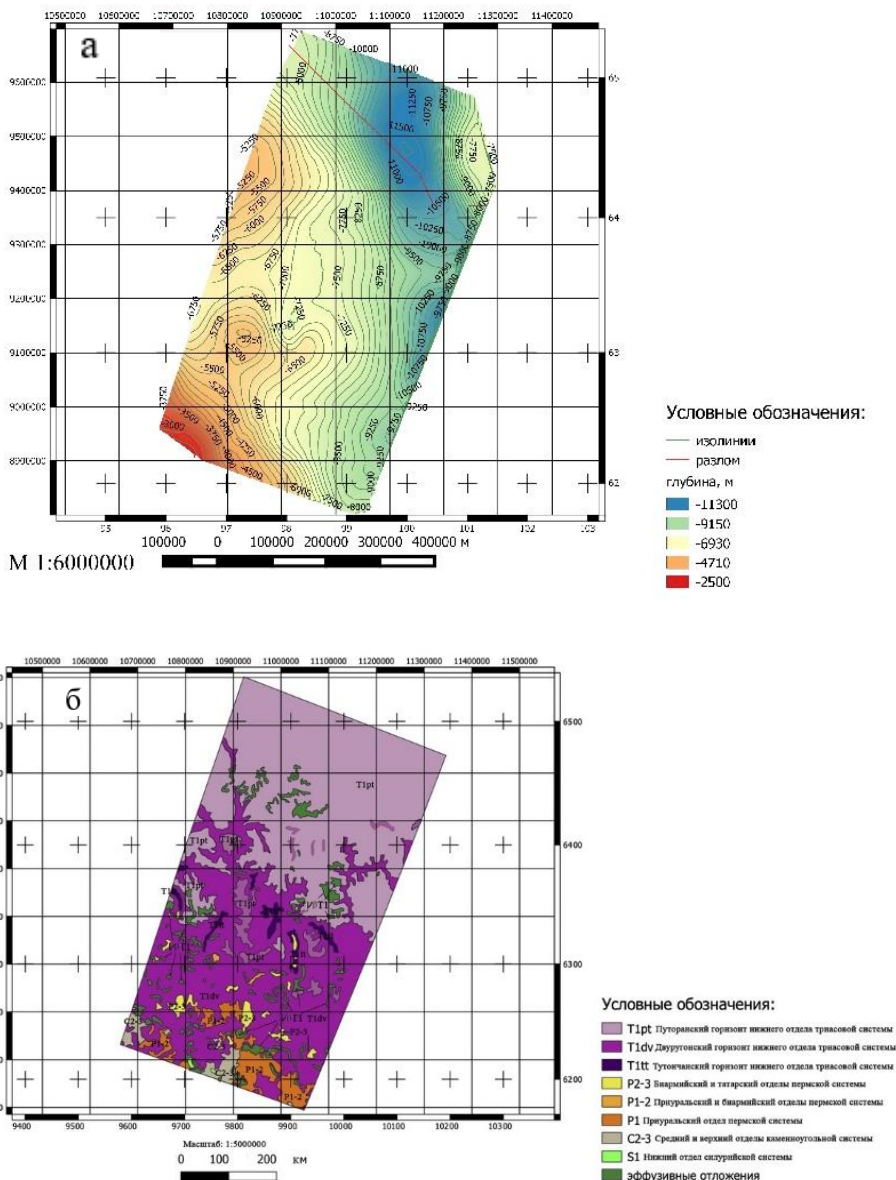


Рисунок 1(а, б) – Структурная и геологические карты части Лено-Тунгусской НГП.

В данной работе на основании линий дренажа и путей миграции были выделены пять дренажных систем, разделенных понижениями. Дренажные системы – это системы, в которых не происходит смешивания УВ (углеводородов) (рисунок 2).

На изучаемой территории породы находятся на стадии генерации как жидких УВ, так и газообразных УВ. Об этом свидетельствует расчетная карта зон генерации УВ по отражательной способности витринита.

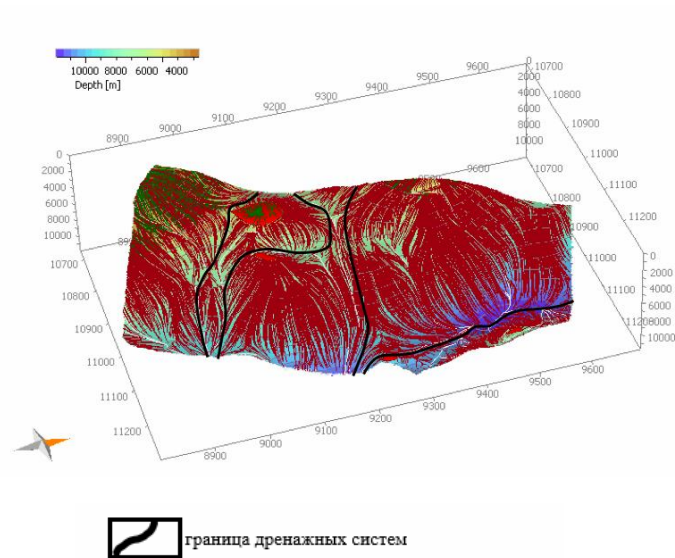


Рисунок 2 – Пути миграции углеводородов.

Степень выработанности генерационного потенциала ОВ (органического вещества) преимущественно на всей территории достигает порядка 100%. Следовательно, данные породы до конца выработали свой генерационный потенциал. В юго-восточной части степень выработанности генерационного потенциала составляет не более 10% (рисунок 3).

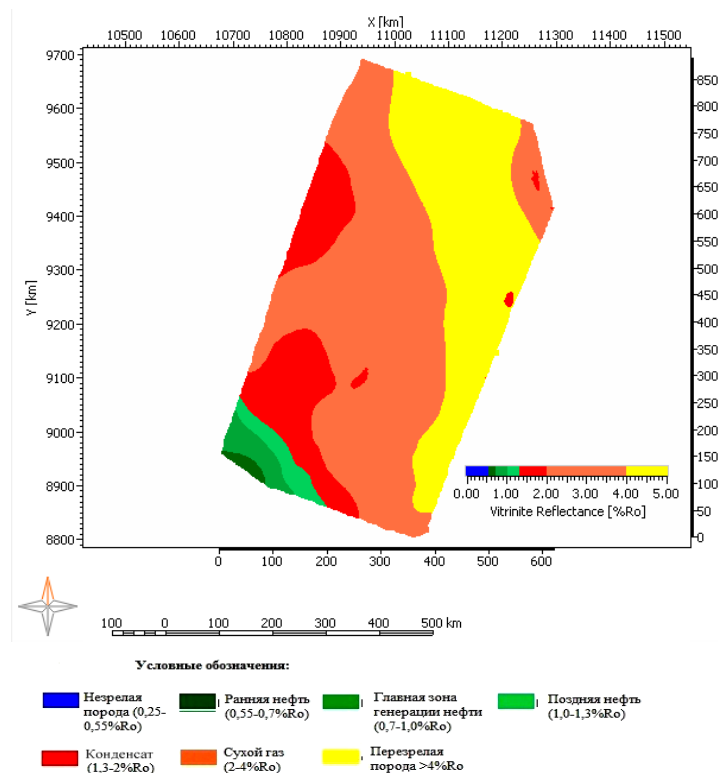


Рисунок 3 - Степень зрелости ОВ по отражательной способности витринита.

Данная территория является достаточно перспективной в отношении ГРП, так как в результате просчета методом построения карт генерации в 2D на территории были выявлены три крупные залежи с газообразными УВ, в юго-восточной части породы продолжают находиться на стадии нефтегазообразования, нефтегазоматеринские породы ещё не полностью выработали свой генерационный потенциал, протекает генерация как жидких, так и

газообразных флюидов, о чём нам свидетельствует карта степени зрелости органического вещества по отражательной способности витринита.[3]

### **Список литературы**

1. *Каламкаргов Л.В.* «Нефтегазоносные провинции и области СССР и зарубежных стран», издательство Нефть и газ, Москва, 2005 г.
2. *Яндарбиев Н.Ш.*, курс лекций «Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран».
3. <http://www.mining-enc.ru/l/leno-tungusskaya-neftegazonosnaya-provinciya>.

### **References**

1. *Kalamkarov L.V.* "Oil and gas provinces and regions of the USSR and foreign countries", Oil and Gas Publishing House, Moscow, 2005.
2. *Yandarbiev N.S.*, course of lectures "Oil and gas provinces of Russia and foreign countries".
3. <http://www.mining-enc.ru/l/leno-tungusskaya-neftegazonosnaya-provinciya>.

## **Оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения Косью-Роговской впадины и внешней зоны Предуральского краевого прогиба на основе бассейнового моделирования (Estimation of the prospects for oil and gas potential in the junction zone of the Kosyu-Rogovskaya depression and the outer zone of the Cis-Ural foredeep based on basin modeling)**

**Н.А. Полюх**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Бондарева Л.И.

E-mail: npolyukh@mail.ru

### **Аннотация**

В ходе выполненной работы была проведена оценка перспектив нефтегазоносности зоны сочленения южного окончания Косью-Роговской впадины (КРВ) и внешней зоны Предуральского краевого прогиба (ПКП) на основе бассейнового моделирования. Для выполнения данного исследования использовался программный модуль бассейнового анализа - PetroMod компании Schlumberger. Было изучено геологическое строение, нефтегазоносность изучаемой территории, проведена палеотектоническая реконструкция изучаемого региона, выполнен анализ генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС), выделены перспективные ловушки и скопления углеводородов (УВ). В ходе калибровки полученной 2D модели и анализа результатов был сделан вывод о перспективности обнаружения промышленных скоплений углеводородов на изучаемой территории.

### **Abstract**

In the course of the work performed an assessment was made of the oil and gas potential of the junction zone of the southern end of the Kosyu-Rogovskaya depression (KRD) and the outer zone of the Cis-Ural foredeep (CUF) based on basin modeling. To perform this study the basin analysis software module - PetroMod by Schlumberger was used. The geological structure, oil and gas content of the study area was studied, a paleotectonic reconstruction of the study region was carried out, an analysis of generation-accumulation hydrocarbon systems (GAHS) was performed, promising traps and accumulations of hydrocarbons (HC) were identified. During the calibration of the obtained 2D model and analysis of the results, it was concluded that it is promising to detect industrial accumulations of hydrocarbons in the study area.

## Ключевые слова

Бассейновое моделирование, Косью-Роговская впадина, Предуральский краевой прогиб, перспективы нефтегазоносности.

## Keywords

Basin modeling, Kosyu-Rogovskaya depression, Cis-Ural foredeep, prospects for oil and gas potential.

В настоящее время с помощью современного программного обеспечения (ПО) PetroMod выполняется анализ эволюции развития осадочного бассейна на основе историко-генетического метода, изучаются геохимические характеристики нефтегазоматеринских пород (НГМП), их генерационный потенциал, выявляются перспективные объекты для геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ.

Актуальность данной работы объясняется слабой геолого-геофизической изученностью и глубоким бурением района исследования. Ордовикско-нижнедевонский и среднедевонско-нижнефранский осадочные комплексы в изучаемой области КРВ практически не изучены сейсморазведкой [1]. На изучаемой территории открыты и разведаны два месторождения - газовые Интинское и Кожимское.

Для выполнения поставленной задачи был построен структурный каркас геологического разреза зоны сочленения южного окончания КРВ и внешней зоны ПКП. Была произведена палеотектоническая реконструкция эволюции развития осадочного бассейна, из данного анализа можно сделать вывод о тектоническом развитии территории в четыре этапа: первый и третий этапы (ордовикский-силурийский периоды, средняя эпоха девонского периода-триасовый период) – нисходящие тектонические движения и накопление осадочных толщ, второй и четвертый этапы (ранняя эпоха девонского периода, юрский период-настоящее время) – восходящие тектонические движения и эродирование накопившихся толщ. Так же были выявлены ловушки структурного типа в западной части профиля (Сывьюская антиклиналь), перспективы нефтегазоносности которых были уменьшены вследствие происшедших восходящих тектонических движений в пермско-триасовое время (коллизии).

Далее в построенной модели были выделены основные элементы УВ систем и дана литолого-фациальная и геохимическая характеристика. В качестве пород коллекторов были приняты отложения среднего отдела девонской системы ( $D_2$ ), каменноугольной системы ( $C_{1-3}$ ), нижней части артинского, кунгурского и уфимского ярусов приуральского отдела пермской системы ( $P_{1tl}-P_{1in}$ ). В качестве пород-флюидоупоров – отложения верхней части среднего отдела девонской системы ( $D_2$ ), верхней части ассельского, сакмарского, нижней части артинского и уфимского ярусов приуральского отдела пермской системы ( $P_{1ks}, P_{1in}$ ). НГМП представлены отложениями лудловского яруса верхнего отдела силурийской системы ( $S_{2ip}$ ), доманикового горизонта франского яруса верхнего отдела девонской системы ( $D_{3fr}$ ), артинским ярусом приуральского отдела пермской системы ( $P_{1ar}$ ). В целом, можно сказать, что коллектора изучаемой территории представлены терригенно-карбонатными породами, покрывки – глинами с прослоями глинистых известняков, а НГМП – глинистыми породами, с хорошими геохимическими показателями (содержащие общего органического углерода (ТОС) 1.7-6%, водородный индекс (HI) 350-700 мгУВ/гТОС), что при условии попадания в главную зону нефтегазообразования, будет говорить о высоких перспективах генерации УВ [2].

Для дальнейшего моделирования были внесены граничные параметры: палеоглубина моря (максимальные значения составили 200 метров, минимальные – 0 метров), температура на поверхности осадконакопления и тепловой поток, который в свою очередь выбирался исходя из анализа тектонодинамического развития Урала – минимальные значения характерны для настоящего времени ( $30 \text{ мВт/м}^2$ ), а максимальные для позднего ордовика ( $140 \text{ мВт/м}^2$ ) [3].

После постановки модели на первичный просчет и ее калибровки был произведен анализ ГАУС. Во-первых, по катагенетической эволюции НГМП можно сказать, что все НГМП вошли в главную зону нефтегазообразования в ходе своей эволюции (силурийские к концу средней

эпохи девонского периода (D<sub>2</sub>), верхнедевонские к концу турнейского века ранней эпохи каменноугольного периода (C<sub>1t</sub>), пермские НГМП к концу приуральской эпохи пермского периода (P<sub>1</sub>). В настоящее время силурийские и верхнедевонские НГМП находятся на стадии апокатагенеза три-четыре (АК<sub>3</sub>-АК<sub>4</sub>). Пермские НГМП в свою очередь находятся на стадиях апокатагенеза один-три (АК<sub>1</sub>-АК<sub>3</sub>). Также следует отметить, что все НГМП полностью выработали свой генерационный потенциал. По анализу процессов миграции и аккумуляции УВ можно сделать вывод, что в ходе эволюции осадочного бассейна происходила первичная вертикальная миграция из НГМП в породы коллекторы, вторичная вертикальная и латеральная миграция УВ в проницаемых породах с образованием скоплений в структурных ловушках, а также за пределы разреза и на дневную поверхность. Особую роль следует уделить третичной миграции УВ вследствие расформирования залежей в структурных ловушках под влиянием восходящих тектонических движений, происходивших с начала пермского периода по триасовый во время коллизии.

В итоге проделанного исследования была выявлена одна аккумуляция газового конденсата. Характерной особенностью данной аккумуляции является ее расположение – ниже НГМП, что обуславливается наличием зоны аномально высокого пластового давления (АВПД) к концу татарской эпохи пермского периода, что в свою очередь объясняет направление первичной миграции из НГМП вниз в породу-коллектор.

Таким образом, в заключение данной работы можно сделать вывод о перспективности обнаружения промышленных скоплений УВ в данной зоне. Выявленная аккумуляция хорошо коррелируется с расположенной в изучаемой области Сывьюской антиклиналью, что подтверждает правильность выполненного исследования. Изучаемая территория также перспективна для дальнейших исследований, а именно укрупнения масштабов геолого-геофизических исследований и съемок, проведения современных сейсморазведочных работ, выявления тектонически-экранированных и стратиграфических ловушек, которые могли образоваться в посттриасовое время в следствии эрозионных процессов.

### **Список литературы**

1. *Грибанов Б.В.* Объяснительная записка к геологической карте СССР, серия Северо-Уральская, лист Q-40-XXIV, Москва. – 1974 г. – 79 с.
2. *Астахов С.М.* Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. – Контики, Ростов-на-Дону. – 2015 г. – 256 с.
3. Изучение и анализ ресурсной базы углеводородного сырья на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар. – 2005 г. – 138 с.

### **References**

1. *Gribanov B.V.* Explanatory note to the geological map of the USSR, Severo-Uralskaya series, sheet Q-40-XXIV, Moscow. – 1974 – 79 p.
2. *Astakhov S.M.* Georeactor. Algorithms of oil and gas formation. - Kontiki, Rostov-on-Don. – 2015 – 256 p.
3. Study and analysis of the hydrocarbon resource base on the territory of the Timan-Pechora oil and gas province”, Institute of Geology, Komi Scientific Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar. – 2005 – 138 p.

**Оценка масштабов засоления и рассоления продуктивных пород подсольевых и межсольевых толщ комплексом литологических и гидрохимических методов  
(Assessment of the scale of salinization and desalinization of reservoir rocks of subsalt and intersalt strata by a complex of lithological and hydrochemical methods)**

**А. Д. Порошина**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: aporosh14@gmail.com

**Аннотация**

Предложен новый подход к оценке изменения фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в процессе разработки обводнившихся нефтяных месторождений, основанный на учете взаимодействия закачиваемых в залежь вод с горными породами, пустотное пространство которых частично заполнено галитом. Установлено существенное изменение пористости и проницаемости продуктивных отложений при рассолении коллектора, что необходимо учитывать при создании гидродинамических моделей нефтяных месторождений.

**Abstract**

A new approach is proposed to assess changes in the porosity and permeability properties of saline reservoirs during the development of high water-cut oil fields, based on taking into account the interaction of water injected into the reservoir with rocks, the void space of which is partly filled with halite. A significant change in the porosity and permeability of productive sediments during the desalinization of reservoir rock has been established, which must be taken into consideration during the creation of hydrodynamic models of oil fields.

**Ключевые слова**

Залежь, галит, засоленный коллектор, пластовые рассолы, попутные воды.

**Keywords**

Deposit, halite, saline reservoir rock, reservoir brines, associated waters.

Для оценки влияния процесса растворения вторичного галита при взаимодействии маломинерализованных вод с засоленными коллекторами на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород обычно используются лабораторные методы. Заключаются они в определении пористости и проницаемости исследуемых образцов пород до их рассоления и после полного растворения водой, содержавшегося в пустотном пространстве галита. При проведении таких исследований установлено, что за счет промывки образцов их пористость меняется кратно, а проницаемость на два и более порядка [1]. Столь резкое изменение ФЕС пород за счет их рассоления может существенно сказываться на характере разработки нефтяных залежей и непременно должно учитываться при составлении их гидродинамических моделей [2]. Однако точечные исследования на отдельных образцах керна не могут дать представления об истинных масштабах происходящих изменений в межскважинном пространстве в связи с недостаточностью и дискретностью информации, получаемой лабораторным путем.

Другой способ оценки масштабов изменения ФЕС засоленных пород в процессе разработки залежей нефти связан с использованием для этих целей массовых данных о химическом составе пластовых, закачиваемых в залежь и попутно добываемых с нефтью вод [3,4]. Результаты, получаемые по оценке объемов выносимого с попутными водами хлорида натрия гидрохимическим методом, дают истинное представление об объемах дополнительно сформировавшихся каналов фильтрации в межскважинном пространстве за любой промежуток времени и за весь срок эксплуатации скважин. Автором усовершенствованы разработанные

ранее гидрохимические методы контроля изменения объема фильтрационных каналов [5]. Отдельные результаты оценки объемов вынесенного с попутными водами хлорида натрия, выполненные с использованием скорректированных методических приемов, по семилукской залежи нефти Золотухинского месторождения приводятся в таблице 1.

Таблица 1– Объемы вынесенных попутными водами галита по некоторым скважинам семилукской (карбонатной) залежи Золотухинского месторождения

Скв.	Интервал времени, месяц, год	Q <sub>поп.в.</sub> , тыс. м <sup>3</sup>	Q <sub>подл.</sub> , тыс. м <sup>3</sup>	Q <sub>поп.в.</sub> - Q <sub>подл.</sub> , тыс. м <sup>3</sup>	NaCl <sub>изб.</sub> , мг/л	mNaCl, т	VNaCl, м <sup>3</sup>
27	1.1987-5.2020	221,782	2,202	219,580	77636	17047	7929
50	7.1984-10.2014	11,339	0,000	11,339	113840	1291	600
55	6.1987-1.1999	22,083	0,000	22,083	95349	2106	979
58	5.1996-6.2001	2,061	0,000	2,061	76926	159	74
73	3.2001-4.2006	20,935	11,194	9,741	42601	415	193
74	6.2000-12.2002	38,770	0,000	38,770	78531	3045	1416
75	8.1998-3.2011	68,709	6,179	62,530	59818	3740	1740
76	1.1999-3.2006	35,072	0,000	35,072	109385	3836	1784

Построенная по результатам проведенных расчетов, для всех скважин схематическая карта объемов растворенного в продуктивных пластах галита свидетельствует о том, что более активно процесс рассоления проявился в центральной и западной ее частях. Для восточной части характерны небольшие объемы вынесенного с попутными водами хлорида натрия и, соответственно, незначительные изменения пористости и проницаемости продуктивных пород. Показано, что основные, представленные преимущественно трещинами, фильтрационные каналы к настоящему времени промыты от галитовых включений, чего нельзя сказать про поровую и мелко-каверновую составляющую. Суммарный объем растворенных в продуктивных пластах и вынесенных попутными водами галитовых включений трещин, пор и каверн семилукского горизонта оценен в 84 тысячи 644 м<sup>3</sup>. Следует отметить, что сведения, полученные с помощью обработки и интерпретации гидрохимических данных о рассолении продуктивных пластов по отдельным скважинам, участкам и залежам в целом, отражают полномасштабный интегральный результат влияния всех факторов данного процесса, проявляющихся в межскважинном пространстве. Приведенные результаты исследований рекомендовано использовать при построении гидродинамической модели семилукской залежи Золотухинского месторождения.

### Список литературы

1. *Тишков, А.А.* Исследование процессов рассоления галита в породах-коллекторах Ново-Березинского нефтяного месторождения Республики Беларусь / А.А. Тишков, И.В. Лымарь, Е.Н. Ходьков, А.А. Цагельник, М.В. Трус // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2018. – № 2, - С. 78-85.
2. *Жогло, В.Г.* Геолого-гидродинамические условия разработки залежей нефти в засоленных карбонатных коллекторах (на примере Золотухинского и Осташковичского месторождений Припятского прогиба) / В.Г. Жогло, С.И. Гримус. –Гомель: ГГТУ им. П.О. Сухого, 2017. – 170 с.
3. *Порошин, В.Д., Муляк, В.В.* Методы обработки и интерпретации гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений / В.Д., Порошин, В.В. Муляк – М.: Недра, 2004. – 220 с.
4. *Порошина, С.Л.* Новые подходы к оценке масштабов рассоления коллекторов нефтяных месторождений Беларуси по промысловым гидрохимическим данным / С.Л. Порошина. – Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого, 2019. Вып.4. – С. 3-12.



5. Study of Natural Salinization and Technogenic Desalinization of Reservoirs during Exploration and Development of Oil Fields / Anna D. Poroshina, Svetlana L. Poroshina, Viktoria A. Semenova / The Volume Contains Works of Young Researchers - Participants of the XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers "Topical Issues of Rational Use of Natural Resources", Which Was Held at St. Petersburg Mining University on 31 May-6 June, 2021. – С. 20-21.

### References

1. *Tishkov, A.A.* Issledovanie processov rassolenija galita v porodah-kollektorah Novo-Berezinskogo neftjanogo mestorozhdenija Respubliki Belarus' / A.A. Tishkov, I.V. Lymar', E.N. Hod'kov, A.A. Cagel'nik, M.V. Trus // *Oborudovanie i tehnologii dlja neftegazovogo kompleksa*, 2018. – № 2, - P. 78-85.
2. *Zhoglo, V.G.* Geologo-gidrodinamicheskie uslovija razrabotki zalezhej nefti v zasolonennyh karbonatnyh kollektorah (na primere Zolotuhinskogo i Ostashkovichskogo mestorozhdenij Pripjatskogo progiba) / V.G. Zhoglo, S.I. Grimus. –Gomel': GGTU im. P.O. Suhogo, 2017. – 170 p.
3. *Poroshin, V.D., Muljak, V.V.* Metody obrabotki i interpretacii gidrohimicheskikh dannyh pri kontrole razrabotki neftjanyh mestorozhdenij / V.D., Poroshin, V.V. Muljak – M.: Nedra, 2004. – 220 p.
4. *Poroshina, S.L.* New approaches to assessing the scale of desalinization of reservoirs of oil fields in Belarus based on field hydrochemical data / S.L.Poroshina. // Gomel State Technical University named after P. Sukhoi: Journal of Research and Practice. 2019. №4: 3-12.
5. Study of Natural Salinization and Technogenic Desalinization of Reservoirs during Exploration and Development of Oil Fields / Anna D. Poroshina, Svetlana L. Poroshina, Viktoria A. Semenova / The Volume Contains Works of Young Researchers - Participants of the XVII International Forum-Contest of Students and Young Researchers "Topical Issues of Rational Use of Natural Resources", Which Was Held at St. Petersburg Mining University on 31 May-6 June, 2021. – С. 20-21.

**Оценка перспектив нефтегазоносности Большесынинской впадины на основе  
бассейнового моделирования  
(Assessment of oil and gas potential of the Bolshesyninskaya depression based  
on basin modeling)**

**И.Е. Росляк**

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Бондарева Л.И.  
E-mail: roslyak.94@mail.ru

### Аннотация

В тезисе представлены результаты проведенного бассейнового моделирования в зоне Большесынинской впадины Предуральяского краевого прогиба. Проанализированы и описаны качественные и количественные критерии перспектив нефтегазоносности исследуемой области. Представлены возможные рекомендации для последующих геологоразведочных работ (ГРП).

### Abstract

The article presents the results of the conducted basin modeling in the zone of the Bolshesyninskaya depression of the Cis-Ural foredeep. Analyzed and described are qualitative and quantitative criteria for the prospects for oil and gas in the study area. Possible recommendations for subsequent exploration work (GEW) are presented.

### Ключевые слова

Бассейновое моделирование, Большесынинская впадина, Предуральский крайевой прогиб.

## Keywords

Basin modeling, Bolshesyninskaya depression, Cis-Ural foredeep.

Предуральский краевой прогиб представляет собой сравнительно узкую синклиналию структуру, отделяющую Западно-Уральскую мегазону складчато-надвиговых дислокаций от платформенных дислокаций эпибайкальской Тимано-Печорской плиты. Территория краевого прогиба с юга на север разбита на несколько впадин: Бельскую, Уфимско-Соликамскую, Верхнепечорскую, Большесынинскую, Косью-Роговскую, Кортаихинскую [3]. Территория Большесынинской впадины стала предметом исследования. Исходными данными является разрез по линии А-Б геологической карты СССР Северо-Уральской серии Q-40-XXIX. Большесынинская впадина размерами 280×10–80 км является продолжением Денисовской впадины и отделяется от нее Нитчемью-Сынинской ступенью, в пределах которой, в основном, и проводилось глубокое бурение, в результате чего открыт ряд залежей [2]. В административном отношении изучаемая территория расположена в пределах Кожвинского района Республики Коми. В вертикальном разрезе исследуемый разрез представлен терригенно-карбонатными породами, которые в стратиграфическом плане приурочены к палеозойской и мезозойской эратеме. Среди горных пород выделяются песчаники, алевролиты, глины, известняки.

В пределах Предуральского краевого прогиба сосредоточено примерно две трети оцененных ресурсов, а степень их разведанности составляет около 27 %, именно поэтому данная работа имеет актуальность.

Для проведения бассейнового моделирования было использовано программное обеспечение PetroMod компании Schlumberger. Методика построения двумерной модели основана на:

1. создании структурного каркаса (выполнение оцифровки разреза и палеореконов);
2. введении литолого-фациальных и геохимических характеристик (создание литологических смесей, определение элементов углеводородных систем, ввод значений водородного индекса и содержания органического углерода для нефтегазоматеринских пород (НГМП) [1]);
3. определении граничных значений (создание трендов PWD – Paleo Water Depth (показывает глубину осадочного бассейна в определенный геологический период), SWIT – Sediment Water Interface Temperature (показывает распределение температуры) и HF – Heatflow (показывает распределение теплового потока));
4. проведении калибровки;
5. выборе методики просчета миграционных процессов;

По итогам проведенного термобарического анализа НГМП пржидольского отдела силурийской системы уже к концу средней эпохи девонского периода (385.3 млн. лет назад) находились на стадии мезокатагенеза МК<sub>1-3</sub>, которая соответствует главной зоне нефтеобразования «нефтяное окно», значение коэффициентов отражательной способности витринита  $R_0=0.55-1.15$  %. А уже к концу франского века девонского периода (375.4 млн. лет) НГМП оказались достаточно прогретыми для генерации сухого и жирного газа, то есть НГМП вошли в главную зону газообразования «газовое окно», соответствующее стадии МК<sub>4-5</sub>  $R_0=1.15-2.05$  %. НГМП фаменского яруса к концу фаменского века девонского периода (359.2 млн. лет) вошли в главную зону нефтеобразования, а к концу турнейского века каменноугольного периода (345.3 млн. лет) в главную зону газообразования. НГМП ассельского-сакмарского яруса концу кунгурского века пермского периода (270.6 млн. лет) вошли в «нефтяное окно», а к концу вятского века пермского периода (251 млн. лет) в «газовое окно» (рисунки 1).

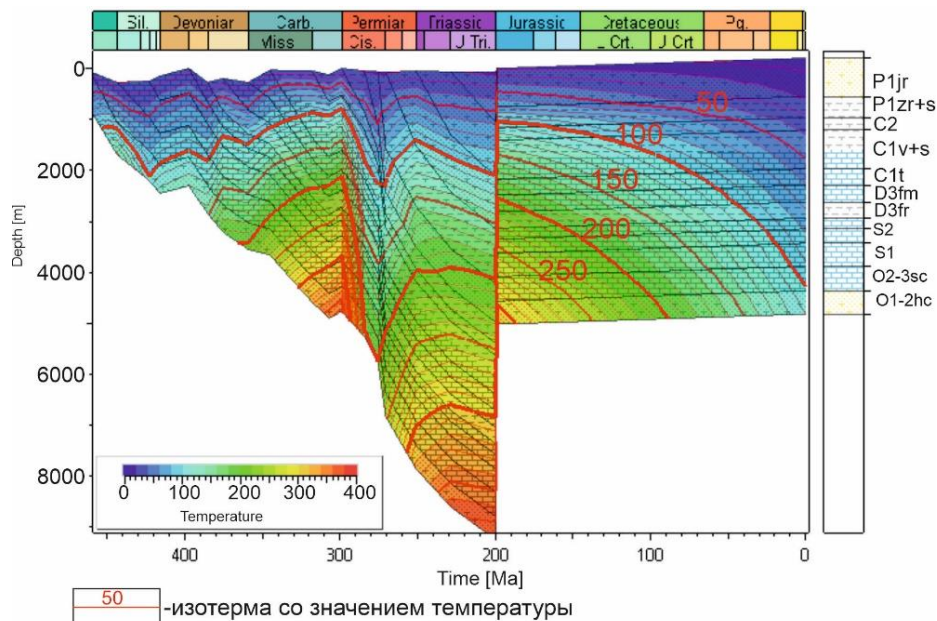


Рисунок 1 – Модель истории погружения и прогрева отложений.

Оценили степень выработанности генерационного потенциала органического вещества (ОВ) НГМП. К настоящему времени НГМП пржидольского отдела силурийской системы и НГМП фаменского яруса полностью реализовали свой генерационный потенциал, степень выработанности – 100 %, а НГМП ассельского-сакмарского яруса практически выработали свой генерационный потенциал, степень выработанности составила 95-100 %. В ходе моделирования процессов ГАУС были проанализированы процессы миграции и аккумуляции углеводородов (УВ). На изучаемой территории выделяется все три вида миграции – первичная, вторичная и третичная. Получены 3 расчетные аккумуляции (рис. 2), сосредоточенные в локальных антиклинальных поднятиях Нитчемью-Сынинской ступени продуктивного пласта-коллектора артинского яруса пермской системы. По характеру насыщения исходные аккумуляции являются газовыми, по типу ловушки – структурными. Содержание газа варьируется от 10.12 до 28.77 млн. м<sup>3</sup>.

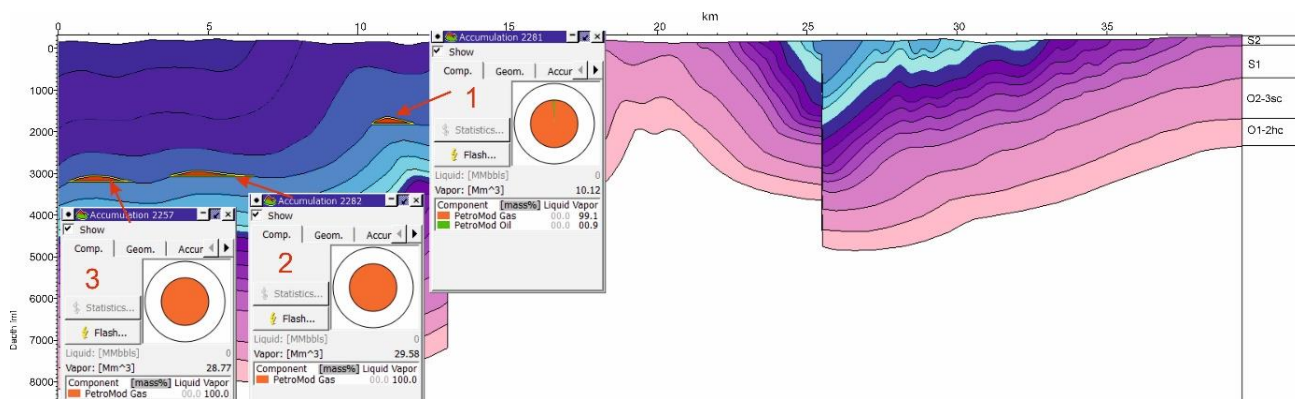


Рисунок 2 – Модель расчетных аккумуляций УВ.

Подводя итог, необходимо отметить возможные перспективные направления последующих ГРП. На изучаемой территории следует провести в настоящее время комплекс геофизических работ с целью подтверждения или опровержения полученных аккумуляций, в случае положительного результата установить наличие аккумуляций бурением и выполнить количественную оценку углеводородов. Весь этот комплекс работ проводить только в случае промышленного значения залежей УВ.

### **Список литературы**

1. *Астахов С.М.* Геореактор. Алгоритмы нефтегазообразования. Ростов-на-Дону: Конттики, 2015. – 256 с.
2. *Данилов В. Н., Кочкина Ю. В.* Перспективы газоносности Предуральского краевого прогиба. Филиал «Газпром ВНИИГАЗ», Ухта, 2015.
3. *Драбкина А.Д.* Перспективы поисков залежей нефти и газа в нижнепермских рифогенных отложениях севера Предуральского прогиба. ИПНГ РАН. Актуальные проблемы нефти и газа. – Вып. 3(18) 2017.

### **References**

1. *Astakhov S.M.* Georeaktor. Algoritmy neftegazobrazovaniya. Rostov-na-Donu:Kontiki, 2015. – 256 s.
2. *Danilov V. N., Kochkina Yu. V.* Perspektivy gazonosnosti Predural'skogo kraevogo progiba. Filial «Gazprom VNIIGAZ», Ukhta, 2015.
3. *Drabkina A.D.* Perspektivy poiskov zalezhei nefiti i gaza v nizhnepermskikh rifogennykh otlozheniyakh severa Predural'skogo progiba. IPNG RAN. Aktual'nye problemy nefiti i gaza. – Vyp. 3(18) 2017.

### **Литолого-фациальное исследование пород-коллекторов задонского горизонта Тимано-Печорской провинции (Lithologic and facies research of reservoir rocks of the Zadonsky horizon of the Timan-Pechora province)**

**С.А. Севастьянова**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Кулагина Н.К., доцент.  
E-mail: danilko.nk@yandex.ru

### **Аннотация**

В данном исследовании проведен литолого-фациальный анализ верхнедевонских пород-коллекторов в пределах Печоро-Колвинской нефтегазоносной области. В ходе работы были определены литологические особенности пород, их фильтрационно-ёмкостные характеристики, а также изучены обстановки осадконакопления и их взаимосвязь со вторичными преобразованиями. Итоговые данные получены при помощи анализа кернового материала, шлифов и данных растровой электронной микроскопии.

### **Abstract**

In this study, a lithological and facies analysis of Upper Devonian reservoir rocks within the Pechora-Kolvin oil and gas bearing area was carried out. In the course of the work, the lithological features of the rocks, their filtration-capacitative characteristics, as well as the sedimentation conditions and their relationship with secondary transformations were determined. The final data were obtained by analysing core material, thin sections and scanning electron microscopy data.

### **Ключевые слова**

Тимано-Печорская провинция, задонский горизонт, литолого-фациальный анализ, вторичные процессы, фильтрационно-ёмкостные свойства.

### **Keywords**

Timan-Pechora province, Zadonsky horizon, lithologic and facies analysis, secondary processes, filtration-volumetric properties.

В работе проведено детальное литологическое исследование пород-коллекторов задонского горизонта южной части Денисовской впадины. Данная работа является актуальной, т.к. на данной территории отсутствуют детальные литологические исследования по изучаемым породам.

Целью работы является выявление зависимости фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов от условий осадконакопления и вторичных преобразований. В данной работе были поставлены следующие задачи:

1. Детально изучить литологическую характеристику исследуемого горизонта.
2. Выявить условия осадконакопления и определить их влияние на ФЕС.
3. Определить вторичные преобразования и установить их взаимосвязь с условиями осадконакопления и ФЕС.
4. Построить фациальную схему исследуемой территории.

В целом разрез представлен такими породами как известняки (баундстоуны и грейнстоуны) и доломиты. [1]

В данных породах в значительной мере проявилось влияние вторичных процессов, которые в значительной мере повлияли на их фильтрационно-ёмкостные свойства. Наиболее значимое влияние на формирование ФЕС рассматриваемых карбонатных пород оказали: окремнение, перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация и выщелачивание. Кроме того, на ФЕС достаточно сильно повлияли условия осадконакопления. Первичное пустотное пространство определяется условиями диагенеза, а вторичное преимущественно связано с периодами падения уровня моря во время тракта низкого стояния уровня моря. [2]

Результатом работы стала фациальная схема, опираясь на которую можно проследить изменчивость ФЕС в пределах изучаемого горизонта.

#### **Список литературы**

1. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение: Учеб. Пособие для вузов. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 511 с.
2. Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. Москва: «Недра» 1992. – 240 с.

#### **References**

1. Kuznetsov V.G. Lithology. Sedimentary rocks and their study: Textbook for universities. Moscow: ООО Nedra-Business Center Publ., 2007. - 511 p.
2. Kuznetsov V.G. Natural reservoirs of oil and gas in carbonate sediments. Moscow: Nedra Publ., 1992. – 240 p.

**Оценка влияния регионального распределения свойств пластовых флюидов(нефти) на величину геологических запасов перспективных малых структур, не вскрытых поисковым бурением, по результатам анализа построения геологических моделей по башкирским отложениям  
(Assessment of regional distribution properties formation fluids (reservoir oil) on the value of geological reserves perspective small structures that are not opened exploratory drilling, according to the analysis of geological modeling software bashkirian deposits)**

***Е.Л.Чурин, В.Г.Миронычев***

Институт нефти и газа им. М.С. Гущериева ФГБОУ ВО «УдГУ»  
E-mail: churin\_1998@bk.ru

#### **Аннотация**

Приведен опыт построения карт регионального распределения свойств пластовой нефти (плотность и вязкость) по башкирским отложениям. Выявлены закономерности изменения исследуемых параметров в пределах моделируемого участка. Проведена оценка влияния полученных региональных зависимостей на величину извлекаемых запасов перспективных малых структур, не вскрытых поисково-оценочными скважинами, на территории с давно разрабатываемыми.

## **Abstract**

The experience of constructing maps of the regional distribution of reservoir oil properties (density and viscosity) by Bashkir deposits is presented. The patterns of changes in the studied parameters within the simulated area are revealed. The influence of the obtained regional dependencies on the recoverable reserves of promising small structures not discovered by prospecting and appraisal wells in an area with long-developed reserves has been assessed.

## **Ключевые слова**

Пластовая нефть, вязкость и плотность, оценка влияния свойств, месторождение нефти, башкирские отложения, геологические запасы нефти.

## **Keywords**

Reservoir oil, viscosity and density, oil field, Bashkir deposits, geological oil reserves, Udmurt Republic, Perm Territory.

Свойства пластовых флюидов для каждого месторождения индивидуальны, это объясняется воздействием различных факторов, таких как термо-барические и литолого-фациальные условия, химический и фракционный состав нефти, условия залегания вмещающих пород и многие другие. Таким образом, даже широко распространенные в том или ином стратиграфическом комплексе скопления нефти, приуроченные к тому или иному стратиграфическому комплексу, характеризуются различными показателями свойств.

Актуальность проводимой работы состоит в необходимости оперативной оценки потенциальных извлекаемых запасов перспективных малых структур на территории с давно разрабатываемыми месторождениями без вскрытия структур поисково-оценочными скважинами с целью уменьшения затрат на поиск и прогноз ресурсов и запасов углеводородного сырья.

Были поставлены следующие задачи:

- построить цифровые модели распределения свойств пластовой нефти;
- на основе цифровых моделей оценить характер распространения свойств по параметрам вязкости и плотности.

Для проведения оценки свойств пластовых жидкостей по перспективным структурам, не вскрытых поисковым бурением, были построены карты распределения свойств (вязкость и плотность) по башкирским отложениям (рисунок 1).

Модели охватывают территории северо-востока Удмуртской Республики и северо-запад Пермского Края. Изучаемая территория приурочена к Красногорско-Киенгопскому борту и шельфу Камско-Кинельской системы прогибов на Верхнекамской впадине.

Анализ результатов построения моделей плотности показывают общие тенденции уменьшения изучаемого параметра на северо-запад и на юго-запад от Лудошурского месторождения в башкирских отложениях, а так же незначительное изменение на восток, в сторону Ножовской группы месторождений. На северо-востоке показатель плотности резко увеличивается в районе Сивинского месторождения.

Анализ результатов построения моделей вязкости показывает аналогичный результат: наблюдаются общие тенденции уменьшения изучаемого параметра нефти башкирских отложений на северо-запад от Лудошурского и на юго-запад от месторождения, исключением является более значительное изменение значения вязкости в районе Сивинского месторождения.

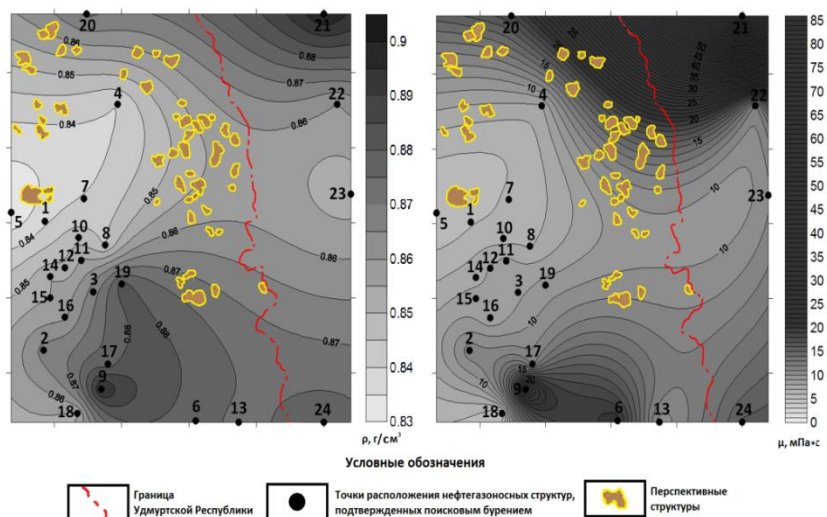


Рисунок 1 - Карты распределения плотности и вязкости пластовой нефти башкирского яруса:  
 1 - Восточно-Красногорское; 2 - Есенеинское (Есенеинское поднятие); 3 - Кабановское; 4 - Кезское; 5 - Красногорское; 6 - Лиственское; 7 - Лозюлюкско-Зуриинское (Ново-Глазовское поднятие); 8 - Лозюлюкско-Зуриинское (Лозюлюкское поднятие); 9 - Лудошурское; 10 - Михайловское (Септиевское поднятие); 11 - Михайловское (Северо-Чутырское поднятие); 12 - Михайловское (Западно-Зуриинское поднятие); 13 - Мишкинское; 14 – Сундурско-Ниязинское (Ниязинская площадь); 15 - Сундурско-Ниязинское (Сундурская площадь); 16 - Чутырская площадь; 17 - Киенгопская площадь; 18 - Бегешкинское (Бегешкинское поднятие); 19 - Лозюлюкско-Зуриинское (Зуриинское поднятие); 20 - Карсовайское; 21 - Сивинское; 22 - Верещагинское; 23 - Очерское; 24 - Ножовская группа месторождений.

Анализ результатов построения моделей вязкости показывает аналогичный результат: наблюдаются общие тенденции уменьшения изучаемого параметра нефти башкирских отложений на северо-запад от Лудошурского и на юго-запад от месторождения, исключением является более значительное изменение значения вязкости в районе Сивинского месторождения.

Изучив показатели вязкости и плотности пластовой нефти башкирского яруса нефтяных залежей, был построен график зависимости вязкости от плотности (рисунок 2).

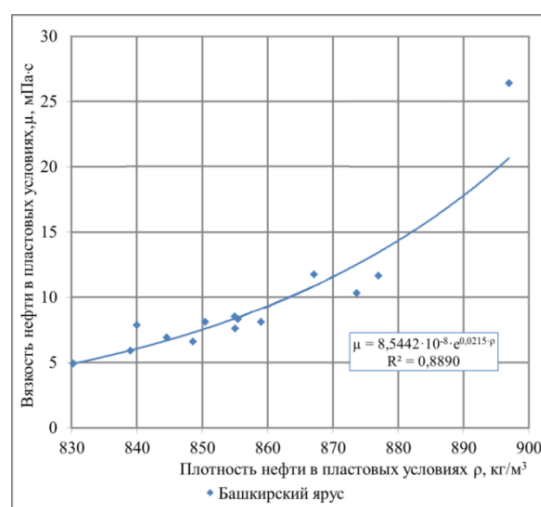


Рисунок 2 - График зависимости вязкости от плотности пластовой нефти башкирских отложений.

По построенному графику выявлены достаточно тесные корреляционные связи между плотностью и вязкостью пластовой нефти башкирских отложений. Из анализа полученных

результатов можно сделать следующий вывод: вязкости пластовой нефти зависит от ее плотности, чем выше значение показателя плотности, тем выше вязкость.

Выявленные закономерности были использованы для прогноза значений вязкости и плотности пластовой нефти перспективных малых структур, не вскрытых бурением, в пределах изученной территории.

Выводы:

- для прогноза геологических ресурсов целесообразно использовать региональные закономерности изменения свойств продуктивных отложений региона;
- для выявления региональных закономерностей возможно использовать цифровые модели.

### Список литературы

1. *Кудинов В.И.* Основы нефтегазопромыслового дела / В.И. Кудинов – Москва - Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Удмуртский госуниверситет, 2008. – 720 с.

2. *Савельев В.А.* Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской республики / В.А. Савельев – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 288 с.

### References

1. *Kudinov V.I.* Fundamentals of the oil and gas industry / V.I. Kudinov - Moscow - Izhevsk: Institute for Computer Research; Research Center "Regular and Chaotic Dynamics"; Udmurt State University, 2008. - 720 p.

2. *Saveliev V.A.* Oil and gas potential and prospects for the development of oil resources in the Udmurt Republic / V.A. Saveliev - Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, 2003. - 288 p.

### Комплексное изучение зон деструкций, выделенных методами сейсморазведки (Comprehensive study of destruction zones identified by seismic exploration methods)

***Я.Р. Шакирова<sup>1</sup>, В.В. Никифоров<sup>1</sup>, А.Р. Шарафутдинов<sup>1</sup>***

1- Уфимский государственный нефтяной технический университет

Научный руководитель: Котенев Юрий Алексеевич д.т.н.

E-mail: kafedragl@yandex.ru

### Аннотация

Большинство месторождений Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции находятся на поздней стадии разработки и характеризуются сложным геологическим строением. Одним из критериев, по которому принято относить залежи к сложным, является наличие разрывных нарушений. Необходимость выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов таких месторождений является приоритетным направлением в нефтегазовой отрасли, а проводимость зон деструкции первостепенным вопросом. При разработке на месторождениях проводятся локальные индикаторные (трассерные), гидродинамические исследования межскважинного пространства. Для площадного изучения территории необходимо проводить комплексные исследования проводимости зон деструкции с использованием методов математического, геолого-статистического моделирования.

### Abstract

Most of the deposits of the West Siberian oil and gas province are at a late stage of development and are characterized by a complex geological structure. One of the criteria by which it is customary to classify deposits as complex is the presence of discontinuous faults. The need to develop residual hard-to-recover reserves of such deposits is a priority in the oil and gas industry, and the conductivity of destruction zones is a primary issue. During the development of deposits, local



indicator (tracer), hydrodynamic studies of the inter-well space are carried out. For the areal study of the territory, it is necessary to conduct comprehensive studies of the conductivity of destruction zones using methods of mathematical, geological and statistical modeling.

### **Ключевые слова**

Тектонические нарушения, остаточные запасы, интерференция, юрские отложения, статистический анализ.

### **Keywords**

Tectonic disturbances, residual reserves, interference, Jurassic sediments, statistical analysis.

Недостаточное внимание к разломно-блоковой тектонике на начальной стадии разработки месторождения, приводит к снижению эффективности выработки остаточных запасов. Вследствие проявления экранирующих свойств разрывных нарушений, а также зон трещиноватости, могут стремительно обводняться скважины. Всё это ведет к детальному изучению влияния зон деструкций на выработку трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Для эффективной разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями, необходимо определение проницаемости зон деструкции. Учитывая данную особенность, можно достичь более рационального и рентабельного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти. Объектом исследования являются природные резервуары юрских залежей Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции, приуроченные к глубинным разломам, зонам разуплотнения пород, что предопределяет наличие в продуктивных толщах трещинных, порово-трещинных, трещинно-поровых и поровых коллекторов [1]. На многих эксплуатируемых месторождениях Шаимского НГР зоны дробления породы являются зонами с повышенной проницаемостью, следовательно, с лучшим добычным потенциалом.

Данный комплексный подход основан на геолого-статистическом моделировании и включает в себя ряд взаимосвязанных направлений, основанных на явлении интерференции скважин и изучении межскважинного пространства. Явление взаимодействия (интерференции) состоит в том, что под влиянием остановки или изменения режима работы одной группы скважин (возмущающих), изменяются дебиты и забойные давления другой группы скважин (реагирующих). Методологию изучения проводимости разломов можно разделить на прямые и косвенные методы. К ряду прямых методов, основанных на вещественном составе, можно отнести изучение керн и шлифов, гидродинамические (ГДИС) и индикаторные исследования скважин. Гидродинамические исследования являются показателем проводимости зон деструкции, позволяют качественно и количественно определить гидродинамическую связь между пластами скважин. С помощью индикаторов в настоящее время определяются истинные скорости движения жидкости в продуктивных отложениях, распределение потоков нагнетаемых агентов между пластами и скважинами, выявляются высокопроницаемые и трещиноватые участки пласта, зоны нарушения гидродинамической связи между отдельными участками залежи.

Перечисленные выше методы (ГДИС, трассерные методы) обладают рядом преимуществ в получении качественной и количественной характеристики зоны деструкции, позволяют получить данные о гидродинамической связи. Стоит отметить и недостатки данных методов: длительность, локальность исследований и экономические затраты; трассеры имеют специфические требования необходимой массы для каждого закачиваемого индикатора [2].

Для площадного изучения стоит использовать методы, основанные на статистическом анализе интерференции скважин (математические методы, моделирование месторождения, линейная регрессия и т.д.) и увязанные на показателях прямых методов. На основании корреляционной зависимости получаем граничные значения проницаемости зон деструкций, в которые должны вписываться все остальные статистические исследования.

Среди методов математической статистики можно выделить коэффициент ранговой корреляции Спирмена и Кендала, определяющий фактическую степень между двумя количественными рядами изучаемых признаков и дающий оценку тесноты установленной связи с помощью количественно выраженного коэффициента взаимосвязи [3]. Если полученные значения входят в граничные, можно сделать вывод о проводимости этих участков. Это отражается при корреляции прямого и косвенного метода. После можно утверждать, основываясь на сходимости методов и граничных значениях, о том, что исследуемый участок имеет зону проводимости. Полученные результаты математической статистики применяются для дальнейшего геолого-гидродинамического моделирования с целью подтверждения фильтрационной модели. Для качественного проведения комплекса исследований необходимо актуализировать модель для уточнения геологического строения, определения зон деструкций и для обновления данных о распределении остаточных запасов [4].

Таким образом для комплексного изучения зон деструкции можно выделить несколько взаимосвязанных направлений:

- Проведение прямых методов, основанных на индикаторных, гидродинамических исследованиях и изучение керна;
- Проведение косвенных методов и корреляция их с прямыми, получение граничных значений;
- Построение качественной и постояннодействующей геолого-гидродинамической модели с целью подтверждения фильтрационной модели.

### Список литературы

1. *И. П. Попов, А. И. Попов, А. Н. Лесной.* Обоснование фильтрационно-емкостной модели юрских залежей и формирования трудноизвлекаемых запасов (на примере месторождений Западной Сибири) – Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2010г.
2. *Ву Тхуи Нган, Росляк А.Т.* Методы оценки взаимовлияния скважин с трудноизвлекаемыми запасами – VII Всероссийская конференция «Научная инициатива иностранных студентов и аспирантов российских вузов». Томск, ТПУ, 133-136 с.
3. *Р.Ш. Салаватова.* Анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений – Нефтегазовое дело, 2006 г.
4. *В. В. Никифоров, Ю. А. Котенев.* Геолого – физические особенности формирования и выработки запасов нефти залежей, осложненных разрывными нарушениями, 2019.

### References

1. *I.P. Popov, A. I. Popov, A. N. Lesnoy.* Substantiation of the reservoir-permeability model of the Jurassic deposits and the formation of hard-to-recover reserves (on the example of Western Siberian fields) - Tyumen State Oil and Gas University, 2010.
2. *Wu Thui Ngan Roslyak A.T.* Methods of assessing the mutual influence of wells with hard-to-recover reserves – VII All-Russian Conference «Scientific initiative of foreign students and postgraduates of Russian universities» Tomsk, TPU, 133-136 pp.
3. *R.S. Salavatova.* Analysis of the interaction features of operational facilities in the development of multi-layer deposits – Oil and Gas business, 2006
4. *V.V. Nikiforov, Y. A. Kotenev.* Geological and physical features of the formation and development of oil reserves of deposits complicated by faulting, 2019.

**Детализация разреза продуктивных отложений абалакской свиты на основании литолого-фациальных характеристик пород и данных сейсморазведки  
(Detailing the section of productive deposits of the Abalak formation on the basis of lithological and facies characteristics of rocks and seismic data)**

***А.Р. Шарфутдинов<sup>1</sup>, В.В. Никифоров<sup>1</sup>***

1-УГНТУ, Кафедра геология и разведка нефтяных и газовых месторождений

Научный руководитель: Котенев Юрий Алексеевич, д.т.н.

E-mail: kafedragl@yandex.ru

**Аннотация**

Детализация геологического строения юрских отложений с применением методики построения литолого-фациальной модели является весьма актуальной задачей. На основании реконструкции обстановок осадконакопления по электрометрическим моделям фаций (по Муромцеву В.С.) и данным описания керна обновлена геологическая модель месторождения. Предложено разделить продуктивные отложения абалакской свиты (пласт П) на два пласта  $P_0$  и  $P_1$  с различными фильтрационно-емкостными свойствами. Для уточнения предполагаемых границ пластов проведено сопоставление с результатами интерпретации сейсморазведочных работ по южной части исследуемого участка. Изменение поверхности продуктивных пластов легли в основу уточнения контуров залежей, что привело к перестройке структуры запасов нефти по месторождению.

**Abstract**

Detailing the geological structure of Jurassic sediments using the methodology of constructing a lithological-facies model is a very urgent task. On the basis of reconstruction of sedimentation conditions by electrometric facies models (according to V.S. Muromcev) and core description data, the geological model of the deposit has been updated. It is proposed to divide the productive deposits of the Abalak formation (layer P) into two layers  $P_0$  and  $P_1$  with different filtration and capacitance properties. To clarify the assumed boundaries of the layers, a comparison was made with the results of interpretation of seismic surveys in the southern part of the studied area. Changes in the surface of productive formations formed the basis for clarifying the contours of deposits, which led to a restructuring of the structure of oil reserves in the field.

**Ключевые слова**

Литолого-фациальный анализ, геофизические исследования скважин, абалакская свита, подсчет запасов месторождения.

**Keywords**

Lithofacial analysis, geophysical well logging, Abalak formation, calculation of the deposit reserves.

Продуктивными на территории Шаимского мегавала являются отложения мезозойского возраста. Верхнеюрские отложения характеризуются различными палеогеографическими обстановками осадконакопления, резко сменяющимися как по разрезу, так и по площади исследуемого района.

На территории Шаимского нефтегазоносного района (ШНГР) выделяется несколько типов разреза верхнеюрско-нижнемеловых отложений. Рассматриваемое месторождение относится к мулымьинскому типу трехзерному подтипу, характеризующимся следующими продуктивными толщами юрской системы:

Тюменская свита ( $J_{2tm}$ ) – отложения преимущественно континентального и переходного генезиса, имеют ограниченное распространение на территории ШНГР преимущественно в пониженных участках выступов фундамента.

Абалакская свита ( $J_{2-3 \text{ cl-km}}$ ) – отложения переходного и морского генезиса, имеют повсеместное распространение, выделяются отдельные выступы фундамента, у которых происходит выклинивание данной свиты. Продуктивными являются отложения вогулкинской толщи – прибрежно-морские отложения.

Мулымьинская свита ( $J_{3t} - K_{1b-h}$ ) – отложения морского генезиса. Продуктивными являются отложения трехозерной толщи нижнемулымьинской подсвиты прибрежно-морского генезиса.

По данным промыслово-технической документации в верхнеюрско-нижнемеловом разрезе месторождения выделялось два продуктивных пласта: Т – тюменской свиты и П – абалакской свиты. В ходе проведения детального литолого-фациального анализа было выявлено, что пласт П в подошвенной и кровельной части разреза имеет различные коллекторские свойства.

Для уточнения фациального строения месторождения был проведен анализ региональной палеогеографической обстановки. По данным Конторовича А.Э. для исследуемой территории на период верхней юры – нижнего мела выделен медленно трансгрессирующий бассейн, постепенно заполняющий пониженные участки рельефа [1]. Алексеевым В.П. в период верхней юры на территории Шаимского мегавала выделяется неоднократное резкое повышение уровня вод бассейна, в ходе которого происходил размыв крупных песчаных тел прибрежно-морской области [2].

Литолого-фациальный анализ проводился с применением электрометрических моделей обстановок осадконакопления по Муромцеву В.С. [3]. По данным ГИС проанализировано более 400 скважин, абсолютные показания ПС были нормированы в относительные –  $\alpha$ ПС. Также для анализа использовалось описание керна.

На месторождении отложения трехозерной толщи (пласт  $P_1$ ) залегают согласно на отложениях тюменской свиты (пласт Т), которые представлены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллита, встречаются многочисленные растительные остатки, а также пропластки угля [4]. Для данного пласта по формам кривых  $\alpha$ ПС были выделены две крупные области – область пляжа, выделяющаяся как пик отрицательной аномалии, в составе отложений отсутствуют пропластки угля; и область эстуария – заливаемые речные долины, сформированные в период накопления отложений тюменской свиты. В разрезе породы представлены ритмичным переслаиванием алевролитов и аргиллитов, встречаются угольные пропластки.

В период накопления трехозерной толщи (пласт  $P_0$ ) территория месторождения представляла собой прибрежную область, в которой можно выделить 3 крупные зоны осадконакопления. Область пляжа – отложения данной обстановки имеют малую толщину, для некоторых скважин выделяется цикличность отложений – результат повышения уровня моря. Область вдольбереговых валов (предфронтальная область пляжа) – более мощные по сравнению с пляжем отложения, в которых явно выделяется цикличность. Область барьерных островов – выделялись по самым мощным на данном месторождении отложениям, по форме кривых ПС можно выделить боковую линию, у большинства скважин данная линия изрезана, и также циклична. В разрезе пласта  $P_0$  выделяются пропластки плотного известняка, также коллекторы на известковом цементе. Высокую карбонатность пород можно объяснить повышением уровня моря, вследствие которого формировались условия, благоприятные для накопления известкового ила.

Граница выделяемых пластов литологически маркируется пропластками аргиллита или грубообломочными породами – гравелитами, брекчированной карбонатной породой. Для уточнения предполагаемых разграничений проведено сопоставление с результатами интерпретации сейсморазведочных работ по южной части исследуемого участка. Отражающие горизонты выделенных толщ хорошо коррелируют с изменением литологии по разрезу. В результате на месторождении были выделены пласты  $P_0$  – трехозерная толща нижнемулымьинской подсвиты и  $P_1$  – вогулкинская толща абалакской свиты. Выделенные толщи отличаются по фильтрационно-емкостным свойствам, вследствие различия по

литологическому составу и фаціальным обстановкам осадконакопления, которые не учитывались при разработке месторождения.

Итогом проведенного литолого-фаціального анализа является обновленная фаціальная модель, учитывающая трехзерную толщу, геологическая модель, в которой по полученным данным были изменены структурные поверхности продуктивных пластов, уточнены контуры залежей, что привело к перестройке структуры запасов нефти месторождения. В дальнейшем выделенные фаціальные зоны могут послужить основой к выбору геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти.

### **Список литературы**

1. А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде – Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8, с. 972-1012

2. Э. О. Амон, В. П. Алексеев, А. Ф. Глебов, В. А. Савенко, Ю. Н. Федоров; под ред. В. П. Алексеева. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь): научное издание – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.

3. В. С. Муромцев Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.

4. Никифоров В.В., Стенькин А.В., Котенёв Ю.А., Султанов Ш. Х., Мухаметшин В. В. Повышение эффективности выработки запасов нефти юрских отложений Шаимского региона/ Журнал: «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», №4. 2018. С 53-57.

### **References**

1. A.E. Kontorovich, V.A. Kontorovich, S.V. Ryzhkova et al. Jurassic Paleogeography of the West Siberian Sedimentary Basin. Geologija i geofizika – Geology and geophysics, 2013, vol.54, no. 8, pp. 972-1012.

2. E. O. Amon, V. P. Alekseev, A. F. Glebov, V. A. Savenko, Ju. N. Fedorov; Mesozoic-Cenozoic Stratigraphy and Paleogeography of the Shaimsky Oil and Gas Bearing Region Sedimentary Cover (West Siberia). Ekaterinburg, UrSMU Publ., 2010

3. V. S. Muromcev Electrometrical Geology of Sandy Bodies – Oil and Gas Litologic Traps. Leningrad, Nedra Publ., 1984

4. Nikiforov V. V., Stenkin A.V., Kotenev Yu. A., Sultanov Sh. Kh., Mukhametshin V. V. Improving the efficiency of oil reserves production in the Jurassic deposits of the Shaim region / Journal: "Geology, geophysics and development of oil and gas fields", no. 4. 2018. pp. 53-57.

**Аппроксимация множества результатов определения нормированных относительных фазовых проницаемостей с помощью надстройки «Поиск решения» в Microsoft Excel (Approximation of a set of results for determining the normalized relative phase permeabilities using the add-in "Search for a solution" in Microsoft Excel)**

**Н.В. Ширяев**

ТИУ, Институт геологии и нефтегазодобычи  
Научный руководитель: Телегин Игорь Григорьевич, к.ф.-м.н.  
E-mail: igtelegin@yandex.ru

### **Аннотация**

Целью исследования является создание алгоритма вывода функций, наиболее эффективно аппроксимирующих множество результатов определения относительных фазовых проницаемостей в нормированных координатах. Методология основана на решении системы из

двух уравнений, описывающих значения нормированных относительных фазовых проницаемостей в конечных точках. В результате исследования был найден обобщённый вид аппроксимирующей функции, а также найден способ достижения наилучшего качества аппроксимации с помощью определённых программ; например, с помощью надстроек и функций Microsoft Excel. Полученные таким способом формулы могут быть использованы в качестве альтернативы корреляционным функциям Кори и Кори-Брукса.

### Abstract

The aim of the study is to create an algorithm for deriving functions that most effectively approximate the set of results for determining relative phase permeabilities in normalized coordinates. The methodology is based on the solution of a system of two equations describing the values of the normalized RPP at the end points. As a result of the study, a generalized form of the approximating function was found, and a way was found to achieve the best quality of approximation using certain programs; for example, using add-ins and functions of MS Excel. The formulas obtained in this way can be used as an alternative to the Corey and Corey-Brooks correlation functions.

### Ключевые слова

Относительная фазовая проницаемость, водонасыщенность, аппроксимация, элементарная функция, коэффициент достоверности аппроксимации, корреляция Кори.

### Keywords

Relative phase permeability, water saturation, approximation, elementary function, approximation confidence factor.

При обработке массива с результатами определения ОФП (относительных фазовых проницаемостей) в лабораторных условиях часто используются корреляционные функции Кори. Формулы Кори представляют собой степенные зависимости нормированных ОФП от некоего выражения, зависящего, в свою очередь, от водонасыщенности:

$$k_{ro} = (1 - S_n)^{n_o}, \quad (1)$$

$$k_{rw} = S_n^{n_w}, \quad (2)$$

$$S_n = \frac{S - S_w}{1 - S_w - S_o}, \quad (3)$$

где  $k_{ro}$  и  $k_{rw}$  – ОФП по нефти и воде в нормированных координатах (д.е.);  $S_n$  – приведённая водонасыщенность (д.е.);  $S$  – водонасыщенность (д.е.);  $S_w$  – критическая водонасыщенность (д.е.);  $S_o$  – критическая нефтенасыщенность (д.е.);  $n_o$  и  $n_w$  – коэффициенты кривизны для нефти и воды. В данном тезисе предлагается альтернатива указанным зависимостям – следующие функции:

$$k_{ro} = \frac{f(b_1 + c_1) - f(b_1 * S_n + c_1)}{f(b_1 + c_1) - f(c_1)}, \quad (4)$$

$$k_{rw} = \frac{f(b_2 * S_n + c_2) - f(c_2)}{f(b_2 + c_2) - f(c_2)}, \quad (5)$$

где  $f(S_n)$  – элементарная функция;  $b, c$  – постоянные.

Задание нормированных ОФП в виде зависимостей от водонасыщенности в настоящее время активно используется в гидродинамическом моделировании процесса разработки месторождений. Поэтому вышеуказанные формулы актуальны настолько, насколько актуально само использование расчётно-экспериментальных методов определения ОФП.

Вывод выражений (4) и (5) начинается с допущения о том, что зависимости нормированных ОФП от приведённой водонасыщенности выглядят так:

$$k_{ro} = a_1 * f(b_1 * S_n + c_1) + d_1, \quad (6)$$

$$k_{rw} = a_2 * f(b_2 * S_n + c_2) + d_2, \quad (7)$$

где  $a$  – постоянная. Формулы (4) и (5) получены с помощью функций (6) и (7) в процессе решения систем из двух уравнений, характеризующих значения нормированных ОФП в конечных точках:

$$k_{ro}(S = S_w) = \frac{k_{o@S_w}}{k_{o@S_w}} = 1, \quad (8)$$

$$k_{ro}(S = 1 - S_o) = \frac{0}{k_{o@S_w}} = 0, \quad (9)$$

$$k_{rw}(S = S_w) = \frac{0}{k_{w@S_o}} = 0, \quad (10)$$

$$k_{rw}(S = 1 - S_o) = \frac{k_{w@S_o}}{k_{w@S_o}} = 1, \quad (11)$$

где  $k_{w@S_o}$  и  $k_{o@S_w}$  – ОФП по воде при критической нефтенасыщенности и ОФП по нефти при критической водонасыщенности соответственно (д.е.). После вывода формул (4) и (5) нужно найти такие значения коэффициентов  $b$  и  $c$ , при которых точность аппроксимации будет наибольшей. Подбор можно осуществлять с помощью надстройки MS Excel «Поиск решения», для некоторых элементарных функций – с помощью операции «Анализ «что-если» - подбор параметра». В обоих случаях в качестве целевой функции задавался либо коэффициент достоверности аппроксимации  $R^2$ , либо коэффициент средней ошибки аппроксимации  $A$ .

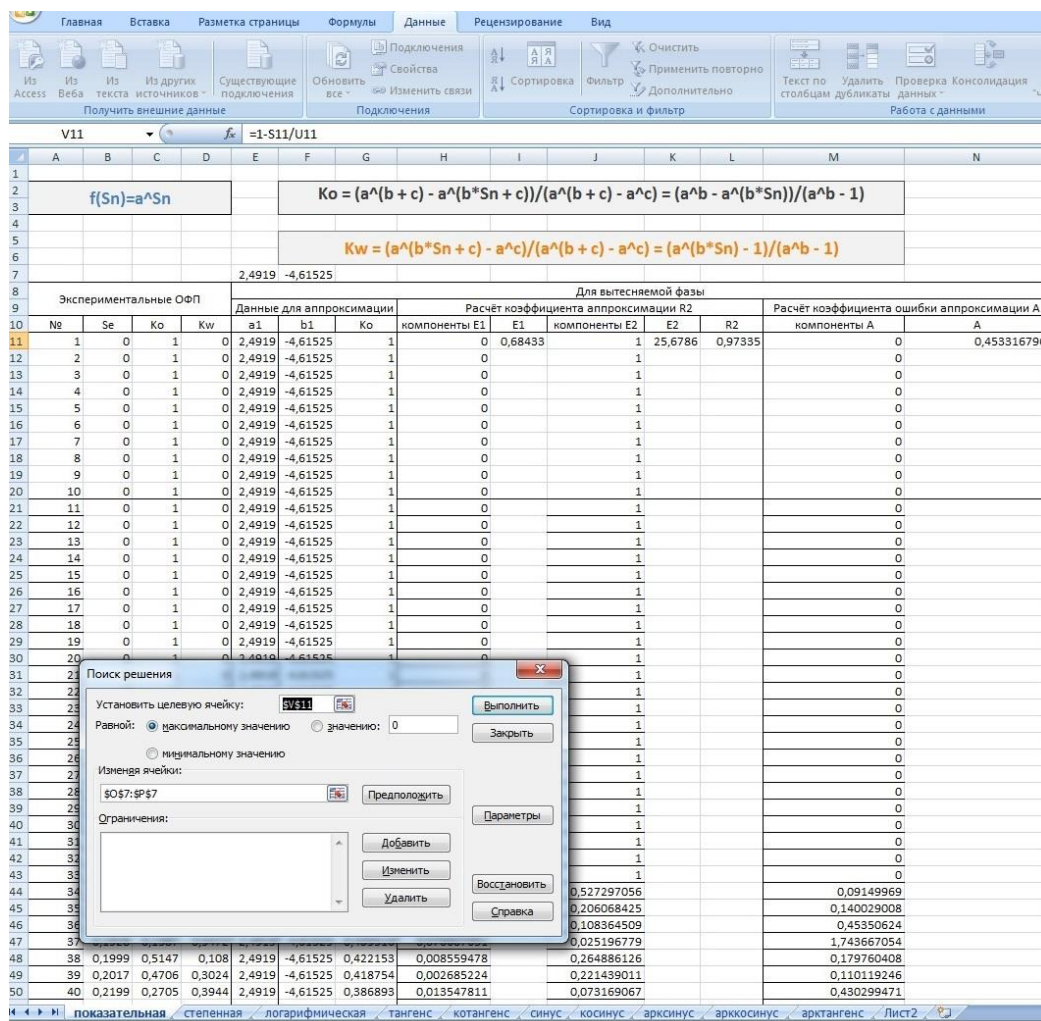


Рисунок 1 – Пример программы для аппроксимации ОФП.

Полученные в результате формулы можно использовать для сравнения с формулами Кори и выбора между этими двумя функциями тех, где коэффициент достоверности аппроксимации больше. Изначально в пояснении к формулам (4) и (5) было указано, что  $f()$  – элементарная функция, однако на практике она может иметь абсолютно любой вид. Также в перспективе могут быть придуманы другие способы нахождения коэффициентов  $a$ ,  $b$  и  $c$ .

#### **Список литературы**

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (АО «Нортгаз»).

#### **References**

1. Addition to the technological project for the development of the North Urengoy oil and gas condensate field (JSC Northgas).



**Секция 2. Разработка нефтяных, газовых  
газоконденсатных месторождений**

**Оценка возможности применения растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений для оптимизации добычи высоковязкой нефти Стреловского месторождения (Evaluation of the possibility of using solvents for asphalt, resin and paraffin deposits to optimize the production of high-viscosity oil from the Strelovskoye field)**

***М.О.Н. Али<sup>1</sup>, И.И. Мухаматдинов<sup>1</sup>***

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Мухаматдинов Ирек Изаилович, к.т.н.  
E-mail: mc-gross@mail.ru

**Аннотация**

В настоящей работе приведены и проанализированы результаты исследований физико-химических свойств высоковязкой нефти Стреловского месторождения Самарской области. Также в данной работе приведены результаты анализа реологических характеристик нефти Стреловского месторождения совместно с растворителем АСПО.

**Abstract**

This paper presents and analyzes the results of laboratory experiments, namely rheological studies of high-viscosity oil from the Strelovskoye field of the Samara Region. Also in this paper, the results of the analysis of the component composition of oil of the Strelovskoye field are presented.

**Ключевые слова**

Высоковязкая нефть, лабораторные исследования, растворитель, вязкость, смолы, асфальтены, парафины.

**Keywords**

High viscosity oil, laboratory tests, solvent, viscosity, resins, asphaltenes, paraffins.

Чтобы иметь потенциал для разработки месторождений (ВВН) нужно правильно подходить к проектированию и учитывать все возможные трудности и проблемы. Проблемы могут появиться из-за того, что в структуре высоковязкой нефти имеются различные виды смолы, парафина, асфальтенов, и в итоге получаем высокой вязкости нефть [1,2].

Когда скачивают продукт, допустим, нефть, сверхвязкость поднимает давление в насосах и компрессорных установках. Далее растёт напряжение на этих оборудованьях, а они работают постоянно, и повышаются траты за энергию. Поэтому, использование процессов, которые помогают снижению уровня сверхвязкости нефти считаются очень важными.

Отсюда следует, что перед началом работ в том или ином месторождении нужно правильно конструировать и подготовить необходимое оборудование, продумать пути для перевозки ВВН [3,4]. Нужно учитывать тот факт, что при работе на местах залежи ВВН, при действии на повышение продуктивности нефти, ее некоторые признаки имеют свойство меняться [5].

Нефть, добытая в районе Стреловского месторождения в составе имеет: 11,9 процентов асфальтена, 2,5 процентов парафина, 28,2 процентов смолы. Концентрация нефти 0,945 грамм на кубический сантиметр при температуре 20 градусов по Цельсию. По сведениям Министерства природы России нефть бывает битуминозная с концентрацией больше 0,895 грамм на кубический сантиметр.

В лабораторных условиях для исследования реологических свойств таких нефтей используют круговращательные приборы для определения динамической вязкости и зависимость движения нефти от скорости движения (от скорости сдвига) [6].

Данный эксперимент проходит следующим образом: образец продукт кладут в вискозиметр, то есть в прибор для определения динамической вязкости, увеличивают температуру до стабильных двадцати градусов. Растет показатель вращения прибора по шкале

от  $0 \text{ с}^{-1}$  до  $100 \text{ с}^{-1}$  в промежутке до 300 секунд, то есть до 100 баллов [7,8]. Нефть, в этом случае, будет иметь сверхвязкость при температуре  $25^\circ$  градусов по Цельсии, то есть  $9088,3 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ . Этот факт дает право считать проверяемый нефть сверхвысоковязким.

До этого говорилось, что нефтяной продукт из Стреловского месторождения имеет в своем составе огромную часть смол и асфальтенов. Поэтому для уничтожения в составе таких веществ нужно применить бензол или растворители.

Зная, какими признаками обладает нефть, можно сделать вывод, что самым оптимальным вариантом при работе на местах с таким составом нефти считать использование различных растворителей, эмульсоров и других химических составов.

Растворитель – это вещество для улучшения разделения частиц, предотвращения осаждения, нужен для смягчения состава нефти. Потому что этот продукт имеет в своем составе тяжелые парафины. Диспергаторы, то есть растворители, увеличивают температуру нефти и останавливают затверждение парафинов. Из-за этого растет период, когда частицы парафина находятся в смягченном виде, и тем самым растет объективная возможность получения их с помощью скважин.

Были проведены исследования, где использовали химический реагент АСПО с разным составом. Они смешивались с нефтью с составом 40 кг/т, 60 кг/т и 100 кг/т. На нижеследующем графике 1 показаны линии обычной нефти и с добавлением реагентов.

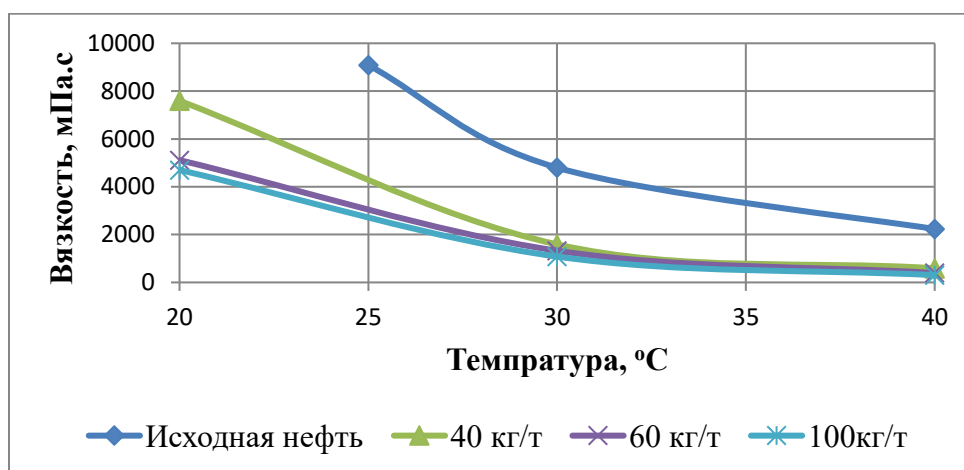


Рисунок 1 – Зависимость динамической вязкости от температуры.

Как видно из представленного графика, динамическая вязкость ВВН уменьшается с повышением концентрации растворителя, наибольшая эффективность зафиксирована при концентрации растворителя 100 кг/т. Динамическая вязкость при температуре  $40^\circ \text{C}$  уменьшилась в 7 раз по сравнению с исходным образцом.

Итак, на основе этих исследований, можно сказать, что:

1. На этапе подготовки проектов разработки месторождений с ВВН необходимо учитывать свойства и состав нефти для своевременного прогнозирования возможных проблем при её добыче;

2. Снижение динамической вязкости при увеличении концентрации растворителей.

Также нужно сказать об уменьшении показателей вязкости нефти скважины 8Г, когда растет показатель состава растворителя. Этот факт помогает использовать такой растворитель при работах в этих местах, удалять пробки из парафина внутри скважин.

### Список литературы

1. Стручков И.А., Хамитов И.Г., Роцин П.В., Манасян А.Э. Физико-химические методы борьбы с осложнениями при эксплуатации месторождения парафинистой нефти // Нефтепромысловое дело. 2016. № 4. С. 48-52.

2. *Ольховская В.А., Сопронюк Н.Б., Токарев М.Г.* Эффективность ввода в эксплуатацию небольших залежей нефти с неньютоновскими свойствами // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений / Самара: Сборник научных трудов ООО «СамараНИПИнефть». – 2010. С. 48-55.

3. *Шагапов В.Ш., Юмагулова Ю.А., Гиззатуллина А.А.* Фильтрация высоковязкой нефти в пласте при тепловом воздействии // Инженерно-физический журнал. – 2018. – Т. 91. – №. 2. – С. 319-328.

4. *Калинин Е.С., Павлов П.В., Стручков И.А., Роцин П.В., Манасян А.Э.* Анализ причин изменения компонентного состава нефти в процессе эксплуатации месторождений Самарской области. Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 45-47.

5. *Аметов И.М., Байдииков Ю.Н., Рuzин Л.М.* Добыча тяжелых и высоковязких нефтей. – М.: Недра, 1985. – 205 с.

6. *Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиоров М.М.* Аномальные нефти. – М.: Недра, 1975. – 168 с.

7. *Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В.* Экспериментальные исследования реологически сложной нефти месторождений Самарской области (Россия). Нефтепромысловое дело. 2017. № 2. С. 31-38.

8. *Литвин В.Т., Роцин П.В.* Изучение влияния растворителя "Нефрас С2-80/120" на реологические свойства парафинистой высоковязкой нефти Петрухновского месторождения. Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. 2013. Т. 1. № – 1. С. 127-130.

## References

1. *Struchkov I.A., Khamitov I.G., Roshchin P.V., Manasyan A.E.* Physico-chemical methods of dealing with complications during the operation of a paraffin oil field. *Neftepromyslovoye delo – Oilfield business*, 2016, no. 4, pp. 48-52.

2. *Olkhovskaya V.A., Sopronyuk N.B., Tokarev M.G.* Efficiency of commissioning of small oil deposits with non-Newtonian properties. *Development, operation and development of oil fields. Samara: Collection of scientific papers of SamaraNIPIneft LLC*, 2010, pp. 48-55.

3. *Shagapov V.Sh., Yumagulova Yu.A., Gizzatullina A.A.* Filtration of high-viscosity oil in the reservoir under thermal exposure. *Inzhenerno-fizicheskij zhurnal – Engineering Physics Journal*, 2018, no. 2, pp. 319-328.

4. *Kalinin E.S., Pavlov P.V., Struchkov I.A., Roshchin P.V., Manasyan A.E.* Analysis of the causes of changes in the component composition of oil during the operation of fields in the Samara region. *Neftepromyslovoye delo – Oilfield business*, 2016, no. 6, pp. 45-47.

5. *Ametov I.M., Baidikov Yu.N., Ruzin L.M.* Extraction of heavy and high-viscosity oils. Moscow, Nedra., 1985, pp. 205.

6. *Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M.* Anomalous oil. Moscow, Nedra, 1975, p. 168.

7. *Zinoviev A.M., Olkhovskaya V.A., Ilyin I.V.* Experimental studies of rheologically complex oil from the fields of the Samara region (Russia). *Neftepromyslovoye delo – Oilfield business*, 2017, no. 2. pp. 31-38.

8. *Litvin V.T., Roshchin P.V.* Study of the influence of the solvent "Nefras S2-80/120" on the rheological properties of paraffinic high-viscosity oil of the Petrukhnovskoye field. Materials of the scientific session of scientists of the Almet'yevsk State Oil Institute. 2013, no. 1, pp. 127-130.

**Предупреждение заколонных перетоков с применением набухающих пакеров  
при строительстве скважин  
(Prevention of behind-the-casing flows using swellable packers during well construction)**

**Ф.Р.Батрихин<sup>1</sup>**

1- ГБОУ ВО АГНИ "Альметьевский государственный нефтяной институт"

Научный руководитель: Любимова Светлана Владимировна, к.т.н.

E-mail: fbatrhin@gmail.com

**Аннотация**

Предупреждение заколонных перетоков с применением набухающих пакеров при строительстве скважин играет важную роль в межремонтный период. Особенно на поздних стадиях разработки, уменьшить затраты на капитальные эксплуатационные затраты на ремонтные работы.

**Abstract**

Prevention of behind-the-casing flows with the use of swellable packers during well construction plays an important role during the overhaul period. Especially in the later stages of development, reduce the cost of capital operating costs for repair work.

**Ключевые слова**

Бурение; набухающий пакер; заколонные перетоки, межпластовые перетоки газа, воды; эксплуатация скважины; скважины с горизонтальным окончанием.

**Keywords**

Drilling; swellable packer; behind-the-casing flows, interlayer flows of gas, water; well operation; horizontal wells.

На поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения работы по ремонту эксплуатационных колонн значительно возрастают. В связи с этим для увеличения срока эксплуатации наклонно-направленных скважин, и скважин с горизонтальным окончанием необходимо применять технологии, увеличивающие срок их службы. Одним из актуальных направлений для решения данной проблемы является применение набухающих пакеров при креплении и цементировании скважин. Применение данной технологии основывается на физическом процессе – осмос. С помощью этого процесса можно добиться как устранения перепада давлений в скважине, так и заколонных, межпластовых перетоков газа, воды. Можно выделить следующие главные проблемы применения набухающих пакеров при креплении и цементировании скважин: разобщенность пластов, заколонные и межпластовые перетоки газа, воды, неустойчивость цементного слоя, системы разобщения участков просачивания воды, изоляция для гидроразрыва пласта (особенно в горизонтальных стволах) [2].

Одним из решений вышеперечисленных проблем в настоящее время является применение набухающих пакеров, что в свою очередь, позволит уменьшить межремонтный период скважины, а, следовательно, и длительность эксплуатации скважины. Основным материалом набухающего пакера является эластомер, который при взаимодействии с нефтью или водой набухает. Основными методами предупреждения заколонных перетоков с применением набухающих пакеров при строительстве скважин служат: изоляция постоянного давления в кольцевом пространстве между колоннами, целостность цементного слоя (микророльцевые зоны и формирование каналов для раствора), системы разобщения участков просачивания воды, зональная изоляция для гравийных и песчаных фильтров, сегментация ствола скважины. Набухающий пакер, а именно его элемент – эластомер производят с помощью намотки различных смесей в несколько слоев на базовую трубу по сегментам. Но при этом сегменты включают в себя несколько слоев набухающего эластомера, но все отрезки и

слои подвергнуты совместной и одновременной вулканизации. После вулканизации слои имеют следующие свойства (таблица 1).

Таблица 1 – Физико – механические показатели резино – полимерной смеси [1]

Показатель	Сегмент 1	Сегмент 2	Сегмент 3
Твердость по ШОРу А	50±5	65±5	75±5
Условная прочность при растяжении, кгс/см <sup>2</sup>	20±5	25±5	30±5
Относительное удлинение при разрыве, %	70±5	50±5	35±5
Увеличение объема при набухании, %	150÷200	200÷250	250÷300

Эластомер набухающего пакера состоит из трех сегментов. Первый слой обеспечивает адгезию к трубе и за счет клеящего вещества, адгезива, прилегает плотно к трубе. Второй слой – промежуточный, имеет увеличенное содержание абсорбирующего водопоглощающего полимера и гидрофильного волокна для передачи пластовой жидкости во внутренние слои. Третий слой имеет наибольшую степень набухания в пластовой жидкости и высокие физико – механические свойства для сохранения целостности поверхности пакера при спуске в скважину [1].

Таким образом, применение заколонных перетоков при креплении и цементировании скважин позволяет предупредить осложнения в процессе эксплуатации скважин, что положительно влияет на срок ее службы (межремонтный период).

### Список литературы

1. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук “Совершенствование технологий заканчивания и ремонта скважин созданием водонабухающего пакера” Исхаков Альберт Равилевич.
2. Первичное цементирование с использованием разбухающих пакеров freecap; primary cementing using swellable packers freecapt. davis, v. vidavsky, a. shabarshov, tam International Inc. <https://burneft.ru/archive/issues/2015-06/32>.
3. Архипов К.И. Пакеры (скважинные уплотнители) Альметьевский нефтяной институт, 1999 – 122 с.
4. Интернет – ресурс: [http://www.kvart-rti.ru/katalog-tovarov/hose\\_products/pakera-nabukhayushchie/pakera-nabukhayushchie.php](http://www.kvart-rti.ru/katalog-tovarov/hose_products/pakera-nabukhayushchie/pakera-nabukhayushchie.php).

### References

1. Abstract of the dissertation for the degree of candidate of technical sciences “Improvement of well completion and workover technologies by creating a water-swellable packer” Iskhakov Albert Ravilevich.
2. Primary cementing with FREECAP swellable packers; primary cementing using swellable packers freecapt. Davis, V. Vidavsky, A. Shabarshov, TAM International Inc. <https://burneft.ru/archive/issues/2015-06/32>.
3. Arkhipov K.I. Packers (borehole seals) Almeteyevsk Oil Institute, 1999 - 122 p.
4. Internet resource: [http://www.kvart-rti.ru/katalog-tovarov/hose\\_products/pakera-nabukhayushchie/pakera-nabukhayushchie.php](http://www.kvart-rti.ru/katalog-tovarov/hose_products/pakera-nabukhayushchie/pakera-nabukhayushchie.php).

**Обоснование необходимости учета способов бурения при расчете фактической траектории горизонтальных скважин**  
**(Argumentation of the need to take into account drilling methods when calculating the horizontal wells actual trajectory)**

***А.И. Блоцкая<sup>1</sup>, М.А. Сребродольская<sup>1</sup>***

1- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: alexandra.blotskaya@mail.ru

**Аннотация**

Данная работа отображает результаты расчетов по методике, направленной на определение действительной траектории пробуренных скважин при различных способах бурения. Примененный способ основан на том, что на участках горизонтальной скважины, пробуренных с набором зенитного угла или с вращением компоновки низа бурильной колонны (КНБК), необходимо применять разные формулы расчета траектории. На интервалах слайдирования расчеты координат проводились по методу минимальной кривизны, а на интервалах с вращением – тангенциальным [1,3]. Это позволяет значительно уточнить положение забоя горизонтальной скважины в пространстве.

**Abstract**

This work highlights the results of calculations based on the methodology aimed at determining the actual trajectory of drilled wells under various drilling modes. The used method is based on the fact that in areas of horizontally drilled well with sliding or with borehole assembly rotation, it is necessary to apply different formulas for calculating the trajectory well. At slide intervals coordinate calculations were carried out using the minimum curvature method, at rotation intervals – tangential. This method allows to significantly clarify the horizontal well position.

**Ключевые слова**

Горизонтальная скважина, метод “минимальной кривизны”, фактическая траектория скважины, слайдирование, бурение с вращением, коррекция кривизны ствола скважины, интенсивность искривления ствола скважины.

**Keywords**

Horizontal well, the minimum curvature method, the actual wellbore trajectory, the slide mode, rotating, local DLS, dogleg severity.

При бурении горизонтальной скважины винтовым забойным двигателем применяются два режима бурения: слайдирование и бурение с вращением. При слайдировании происходит набор зенитного угла, а при бурении с вращением зенитный угол скважины сохраняется постоянным, что необходимо учитывать при расчете координат скважины.

Целью исследования являлось изучение погрешностей расчета траектории ствола горизонтальной скважины, возникающих вследствие:

- 1) применения различных методов расчета координат скважины;
- 2) не учета способов бурения.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные задачи:

- изучение методики коррекции кривизны скважины;
- применение методики на нескольких горизонтальных скважинах с учетом способов бурения на их отдельных участках;
- анализ полученных результатов.

Объектом исследования являлись шесть горизонтальных скважин, пробуренных в Пермском и Красноярском краях, в Ханты Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах.

Первым этапом работы являлось сравнение методов расчета координат на примере скважин №№ 1, 2, 3 для того, чтобы проследить, на сколько могут отличаться результаты определения широты, долготы и глубины скважины в зависимости от выбранного метода и от частоты снятия замеров инклинометрии.

На втором этапе производился учет режимов бурения в горизонтальных скважинах №№ 4, 5, 6 для практической оценки величины вероятной ошибки в определении координат положения забоя.

В настоящей работе был применен ряд методов расчета координат скважин:

- 1) тангенциальный метод;
- 2) метод среднего угла;
- 3) сбалансированный тангенциальный метод;
- 4) метод минимальной кривизны, являющейся отраслевым стандартом.

На первом этапе работы были рассчитаны погрешности глубин, определенных разными методами, относительно глубин по методу минимальной кривизны и построен график их изменения с глубиной по стволу для скважины № 1.

Погрешность расчета по тангенциальному методу в данной скважине значительно возрастает при наборе угла более  $5^\circ$  и достигает 1 м при  $28^\circ$ , а на забое  $-4,52$  м. В интервалах постоянного зенитного угла погрешность по тангенциальному методу не меняется, а при его падении снижается.

На втором этапе работы были рассчитаны погрешности глубин относительно определенных с учетом режимов бурения и построен график их зависимости от глубины по стволу, график приведен на примере скважины №4.

Величина ошибки определения глубины горизонтальной скважины № 4 без учета режимов бурения по методу минимальной кривизны, являющегося отраслевым стандартом, достигает  $-1,84$  метра на забое (по тангенциальному  $1,75$  м) [3].

По проделанной работе были сделаны следующие выводы:

- 1) необходимо учитывать способы бурения при расчете фактической траектории горизонтальной скважины, так как ошибка в глубине забоя может достигать  $3,5$  метра и более;
- 2) метод минимальной кривизны не применим на интервалах стабилизации зенитного угла;
- 3) величины погрешностей без учета способов бурения не зависят от того, какой способ бурения преобладал в скважине, при этом при расчете по методу минимальной кривизны забой всегда получается глубже, чем истинный;
- 4) наибольшее расхождение рассчитанной глубины относительно метода минимальной кривизны наблюдается по тангенциальному методу; по координатам X и Y закономерности не наблюдаются;
- 5) погрешности увеличиваются с увеличением интервала снятия замера инклинометрии с ростом зенитного угла. Данная проблема заслуживает дальнейшего внимания и нахождения путей ее решения.

### Список литературы

1. Блоцкая А.И. Учет режимов бурения горизонтальной скважины при расчете ее фактической траектории // Тезисы докладов 75-й международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021», 26 – 30 апреля 2021 г. Том 1. Москва, РГУ нефти и газа имени (НИУ) И.М. Губкина, 2021 г. С. 18 – 19.
2. Все про нефть и газ [Электронный ресурс]: нач. журн./ Бурение горизонтальных скважин, Методы расчетов профиля – Электр. журн. – режим доступа к журналу: <http://www.neft-i-gas.narod.ru/litera/raznoe/7/5/index.htm>
3. Сребродольская М. А., Блоцкая А. И. Обоснование необходимости учета режимов бурения при расчете фактической траектории горизонтальной скважины / Neftegas.RU (деловой журнал). №9 [117], 2021. С. 40-46.



4. SPE/IADC 79917. Continuous Directional and Inclination Measurements Lead to an Improvement in Wellbore Positioning. E. J. Stockhausen, SPE, Chevron Texaco and W. G. Lesso, Jr., SPE, Schlumberger // This paper was prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 19 – 21 February 200.

### References

1. *A.I. Blotskaya*. Drilling mode account for actual trajectory of horizontal well computation // Abstracts of reports 75th International Youth Scientific Conference «Oil and gas - 2021», April 26-30 2021. Volume 1. Moscow, National University of Oil and gas «Gubkin University», 2021. P. 18-19.

2. All about Oil and Gas: scientific journals/ Horizontal well drilling, Path calculation methods - Available at:<http://www.neft-i-gas.narod.ru/litera/raznoe/7/5/index.htm>

3. *M.A. Srebrodolskaya, A.I. Blotskaya* Argumentation of the need to take into account drilling methods when calculating the horizontal wells actual trajectory / *Neftegas.RU* №9 [117], 2021. С. 40-46. P. 40-46.

4. SPE/IADC 79917. Continuous Directional and Inclination Measurements Lead to an Improvement in Wellbore Positioning. E. J. Stockhausen, SPE, Chevron Texaco and W. G. Lesso, Jr., SPE, Schlumberger // This paper was prepared for presentation at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 19 – 21 February 200.

**Расчёт дебита газовой скважины на основании уравнения материального баланса  
для прогнозирования аварийной работы скважины и уточнения и актуализации  
гидродинамического моделирования  
(Calculation of the gas well flow rate based on the material balance equation for predicting the  
abnormal operating conditions of the well and clarifying and updating the flow simulation)**

**Д.А. Булатов**

ТюмГУ, Политехническая школа

Научный руководитель: Костюченко С.В., доц. (д.н.); Рясный А.Г.

E-mail: bulatov\_dmitriy@vk.com

### Аннотация

На основании данных удалённого месторождения было проведено исследование фонда скважин и замечены частые выходы последних на ремонт. Была выдвинута гипотеза, что это связано с отсутствием возможности регулярного мониторинга дебитов скважин. Был разработан и предложен инструмент по оперативному теоретическому расчёту дебита из уравнения материального баланса (основная цель работы). Отклонение расчётов инструмента от фактических замеров указывает на отклонение работы скважины от заданного режима, что является индикатором предаварийной ситуации и необходимости проведения исследований. Результатом всего является уменьшение аварийных ситуаций, простоев скважин и равномерное извлечение запасов, что ведёт к увеличению конечного коэффициента извлечения газа.

### Abstract

Based on the data of the remote field, a study of wells was conducted and accidents and setting up of wells for repairs were noticed. This may be due to the lack of regular monitoring of well flow rates. A tool was developed and proposed for the operational theoretical calculation of the flow rate from the material balance equation (it is the main purpose of the work). The deviation of the tool calculations from the actual measurements indicates a deviation of the well operation from the set mode, what is an indicator of a pre-emergency situation and the need for production logging test. The results of this work are the reduction of emergencies, reduction of well downtime and uniform extraction of reserves, which leads to an increase in the final gas recovery factor.

## Ключевые слова

Актуализация ГДМ, расчёт дебита скважины, расчёт дебита газовой скважины, прогноз аварийной работы скважины, расчёт дебита через уравнение материального баланса, уточнение ГДМ, прорывы воды, прогнозирование прорывов воды в газовых скважинах, материальный баланс в газовых скважинах, аварийная работа газовой скважины.

## Keywords

Updating flow simulation, calculation of well flow rate, calculation of the flow rate of a gas well, forecast of emergency operation of the well, calculation of the well flow rate from the material balance equation, water breakthrough, forecast of water breakthrough in gas wells, material balance in gas wells, emergency operation of a gas well.

С каждым годом количество запасов традиционной нефти становится всё меньше и меньше [1]. В таких реалиях компании вынуждены использовать последние технологии, принимать вызовы и идти на риск разработки трудноизвлекаемых запасов нефти, исследуя и осваивая те территории, где ранее не ступала нога человека. О таком месторождении и пойдёт речь в данной статье. Его особенность – удалённость и отсутствие возможности постоянного доступа к объектам наземного обустройства. В результате этого замеры дебитов по скважинам производятся редко и лишь мобильными установками, которые подъезжают к скважине примерно 1 раз в месяц (среднее значение). Отсутствие регулярной постоянной информации приводит к невозможности оперативного реагирования на изменение технологического режима работы. Таким образом, возникает риск значительного отклонения от штатного режима.

Проанализировав информацию по всему фонду скважин, было выяснено, что всё это приводит, чаще всего, к преждевременному прорыву воды. Кроме того, что постановка бригады ТКРС отнимает довольно длительное время, изоляция обводнённых горизонтов и проведение новой перфорации не возвращает скважину к показателям до её остановки. Это хорошо видно на рисунке 1 по резким падениям дебита.

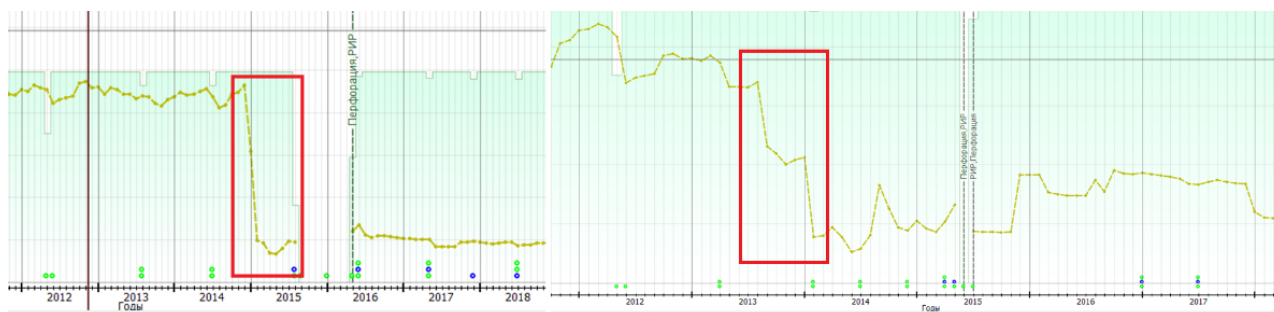


Рисунок 1 – Необратимое падение дебита скважин.

В конечном же итоге актуальность работы заключается в том, что отсутствие регулярного мониторинга приводит к потере части запасов из-за преждевременного обводнения скважин и снижению проектного коэффициента извлечения газа (КИГ) вплоть до 20-30% в расчёте на скважину [2].

Для подтверждения этого было проведено гидродинамическое моделирование со сниженными дебитами, результаты которого показаны на рисунке 2.

Стоит отметить, что дебит скважины 1 выше дебита скважины 2. Стрелкой показано направление движения фронта воды, а выделенная зона на рисунке – область с невыработанными запасами.

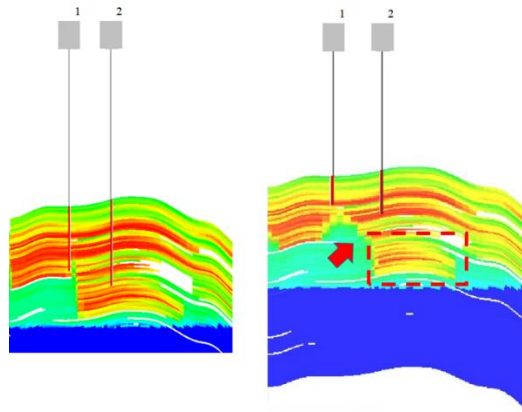


Рисунок 2 – Потеря части запасов при малых дебитах скважин.

При создании инструмента использовалась формула материального баланса для газовых месторождений [3]:

$$F = G(E_g + E_{fw}) + W_e, \quad (1)$$

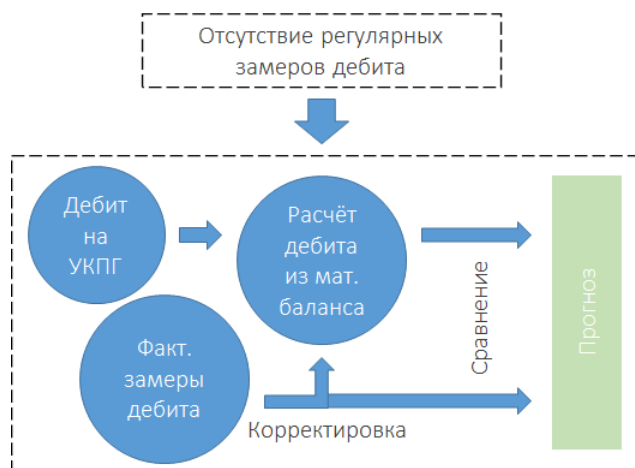
где  $G$  – первоначальное количество газа на месторождении ( $\text{м}^3$ );  $E_g = B_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right)$  – расширение газовой шапки;  $E_{fw} = (1 + m) \frac{B_{oi}}{1 - S_{wc}} (c_f + S_{wc} c_w) \Delta p$  – расширение матрицы (породы) коллектора и воды  $E_{fw}$ ;  $W_e$  – подпор подстилающих вод ( $\text{м}^3$ ).

Расчёт производился для каждой скважины отдельно. Корректность работы инструмента проверялась на исторических данных по этому же месторождению. Кроме того, инструмент использует расходы жидкости на УКПГ для корректировки теоретических данных по скважинам.

Таким образом, новизна инструмента заключается в том, что он:

- А) является частью интегрированной системы (учитывает дебиты УКПГ);
- Б) использует собственные расчётные дебиты для прогноза аварийности, а не только лишь опирается на ретроспективный анализ [4].

Концептуальное представление о работе инструмента представлено на схеме 1.



Перспектива развития исследования заключается в использовании Machine Learning для того, чтобы программа находила сходные поведения графиков для схожих ситуаций, что повысило бы точность прогнозов.

Второе возможное направление развития – внедрение инструмента в гидродинамическую модель для повышения точности и актуальности последней.

### Список литературы

1. *Алексеев А., Зорина С.* Нефть на завтра // Приложение «Нефть. Просто о сложном» к онлайн-журналу «Сибирская нефть», 2015. – №123. – С. 22-26. – URL: <https://www.gazprom-neft.ru/files/journal/SNp123.pdf>.
2. *Gerardo E., Guillen Falcon* «Flowing Material Balance and Decline Curve Analysis: A Hybrid Approach for Better EUR and Decline Profile Predictions for CSG Wells» // Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). – 2021.
3. *Панасенко Н.Л., Анисимова Е.Ю., Цырендашиев Н.Б., Цыбуля И.И., Яснюк Т.И., Вязкова Е.А.* Применение уравнения материального баланса при разведке нефтяных и газовых месторождений // Вестник Евразийской науки, 2018. – №6. – URL: <https://esj.today/PDF/28SAVN618.pdf>
4. *Nigel H* «Bridging the Gap Between Material Balance and Reservoir Simulation for History Matching and Probabilistic Forecasting Using Machine Learning» // SPE Reservoir Simulation Conference, 2021.

### Исследование реологических и люминесцентных свойств состава для изоляции керна (Investigation of rheological and luminescent properties of the core insulation composition)

*С.М. Ватузov*

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
E-mail: [sergey.vatuzov@gmail.com](mailto:sergey.vatuzov@gmail.com)

### Аннотация

Работа направлена на исследование реологических и люминесцентных характеристик и подбор оптимальной концентрации состава для заполнения керноприемников. Состав является суспензией, в которой в роли дисперсной фазы выступает порошок каучука, а в роли дисперсионной среды – неполярное масло. На основе люминесцентного анализа, измерений реологических характеристик состава при помощи вискозиметра Rheotest RN4.1, а также результатов гидравлических расчетов, учитывающих геометрические характеристики керноприемников, была подобрана рецептура суспензии, удовлетворяющая всем требованиям и обеспечивающая изоляцию керна от бурового раствора.

### Abstract

The work is aimed at the study of rheological and luminescent characteristics and the selection of the optimal concentration of the composition for filling the core receptacles. The composition is a suspension in which rubber powder acts as a dispersed phase, and non-polar oil acts as a dispersion medium. Based on luminescent analysis, measurements of rheological characteristics of the composition using the Rheotest RN4.1 viscometer, as well as the results of hydraulic calculations taking into account the geometric characteristics of the core receivers, a suspension formulation was selected that meets all requirements and ensures isolation of the core from the drilling mud.

### Ключевые слова

Реология, вискозиметрия, дисперсность, вязкость, керноприемник, изоляция керна, гидравлический расчет.

### Keywords

Rheology, viscometry, dispersion, viscosity, core receiver, core insulation, hydraulic calculation.

При отборе керна очень важным является сохранить его в изолированном состоянии, для этого необходимо знать все параметры, которые могут повлиять на проникновение бурового

раствора в керноприемник и на его контакт с отобраным керном. К таким параметрам можно отнести давление снаружи керноприемника, давление в клапанах, гидравлические параметры устройства и реологические параметры жидкости для изоляции, а также важно успешно отделить состав от самого керна непосредственно после извлечения его из скважины.

В качестве изолятора была выбрана суспензия каучука в неполярном масле, являющаяся дисперсной системой, в которой в роли дисперсной фазы выступает резиновая крошка, а в роли дисперсионной среды – масло. Подобный состав не обладает физико-химической инертностью к горным породам и насыщающим их флюидам. Основным свойством суспензии является набухание частиц каучука при повышении температуры и последующий переход системы в связнодисперсное состояние.

Вначале автором были проанализированы люминесцентные свойства раствора с различными люминесцентными добавками, в результате чего была выбрана самая подходящая. Также были получены зависимости интенсивности свечения от длины волны для готового состава и чистого масла.

В работе также приведены результаты экспериментальных исследований реологических свойств состава. Опыты проводились с использованием вискозиметра Rheotest RN4.1 в термостатируемой измерительной ячейке, состоящей из двух коаксиальных цилиндров. Все измерения проводились в режиме колебаний с малой амплитудой (параметры: частота колебаний 0,5 Гц, амплитуда колебаний 1-5 Па), поскольку предполагается, что такие исследования не допускают разрушения структуры, что важно при изучении системы в состоянии близком к упругому [2].

В работе приведены зависимости комплексной вязкости, комплексного модуля сдвига и угла сдвига фаз от температуры, а также температуры, при которых начинается переход из жидкого состояния в упругое и при которых данный переход завершается для различных концентраций состава. Для прогнозирования поведения состава была рассчитана объемная доля набухающих частиц каучука в начальный момент времени и объемная доля в ходе экспериментов с изменением температуры [1].

Для проведения анализа автором были изучены параметры керноприемников, используемых при бурении скважин. К данным параметрам относится давление со стороны скважины, давление внутри керноприемника, параметры внутренних клапанов и различные геометрические особенности. С учетом всех данных был произведен гидравлический расчет оборудования и получены допустимые значения реологических свойств жидкости для изоляции, которые обеспечивают полную изоляцию керна при его отборе.

Сопоставив результаты расчетов керноприемника и необходимых реологических параметров жидкости для изоляции с полученными реологическими свойствами различных концентраций выбранной суспензии, автором была предложена оптимальная концентрация каучука в масле, позволяющая изолировать керн и удовлетворяющая всем необходимым параметрам.

### **Список литературы**

1. *Евдокимов И.Н.* Структурные характеристики промышленных водонефтяных эмульсий: Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012, 477 с.
2. *Малкин А.Я., Исаев А.И.* Реология: концепции, методы, приложения / Пер. с англ. СПб.: Профессия, 2007, 560 с.

### **References**

1. *Evdokimov I.N.* Structural characteristics of commercial oil-water emulsions: A textbook for universities. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2012, 477 p.
2. *Malkin A.Ya., Isaev A.I.* Rheology: concepts, methods, applications / Translated from English St. Petersburg: Profession, 2007, 560 p.

**Оценка эффективности реализации закачки сверхкритического диоксида углерода  
в низкопроницаемые нефтяные пласты  
(Carbon dioxide injection in extra low permeability oil reservoirs in order to  
increase oil recovery)**

***А.Р. Гайсин<sup>1</sup>, А.И. Шаяхметов<sup>1</sup>***

1 – ФГБОУ ВО «УГНТУ», Горно-нефтяной факультет  
Научный руководитель: Шаяхметов Айрат Ильфатович, к.т.н.  
E-mail: ramilka112@mail.ru

**Аннотация**

В работе проведено лабораторное исследование по воздействию CO<sub>2</sub> на низкопроницаемую горную породу с целью оценки возможности увеличения коэффициента нефтеотдачи. Экстрагированные и высушенные образцы горной породы насыщались нефтью после чего составлялась составная модель из трех кернов. Исследование проводилось в три этапа, которые имели различное время воздействия. Выявлена зависимость коэффициента извлечения нефти от времени воздействия.

**Abstract**

A laboratory experiment on the effects of CO<sub>2</sub> on low-permeable rock was carried out in order to assess the possibility of increasing the oil recovery. Cleaned and dry rock samples were saturated with oil, after which a composite model of three cores was compiled. The study was conducted in three stages, which had different exposure times. The dependence of the oil recovery coefficient on the exposure time is revealed.

**Ключевые слова**

Разработка нефтяных месторождений, низкопроницаемый коллектор, газовое воздействие, закачка диоксида углерода.

**Keywords**

Oil field production, low-permeability reservoir, gas exposure, carbon dioxide injection.

Согласно оценкам, ископаемое топливо по-прежнему будет оставаться основным источником энергии на протяжении следующих 40-50 лет. В связи с истощением традиционных запасов углеводородного сырья вектор развития техники и технологии добычи полезных ископаемых направлен на увеличение нефтеотдачи при разработке месторождений с высоковязкой нефтью и низкопроницаемых коллекторов.

Применение углекислого газа в качестве нагнетаемого агента в пласт дает возможность увеличить коэффициент извлечения нефти из пластов и является экологически чистым методом, так как происходит утилизация парниковых газов.

Взаимодействие между CO<sub>2</sub> и нефтью является одним из наиболее важных механизмов повышения нефтеотдачи в традиционных коллекторах. Допустимые механизмы взаимодействия следующие.

1) CO<sub>2</sub> растворяется в сырой нефти, что приводит к снижению вязкости сырой нефти и увеличению объема нефти;

2) легкие компоненты в сырой нефти постепенно образуют смешивающуюся фазу с CO<sub>2</sub>, снижая межфазное натяжение нефти и газа;

3) эффективность вытеснения повышается, тем самым увеличивая конечную нефтеотдачу [1,2,3].

Целью данной работы является исследование эффективности воздействия углекислого газа на низкопроницаемые образцы горной породы (керны), насыщенные нефтью.

В качестве объекта исследования были выбраны керны с проницаемостью от 0,8 до 1,5 мД, из которых составлялась составная модель из 3 образцов. Эксперимент по определению эффективности воздействия CO<sub>2</sub> на плотные коллекторы проводился при использовании фильтрационной установки СМП-ФЕС2. На установке slimtube было определено давление смесимости P=25 МПа для данной пробы нефти. Во время эксперимента поддерживалась пластовая температура T=90 °С. Для оценки динамики проникновения CO<sub>2</sub>, проведено 3 испытания с различной продолжительностью закачки.

Коэффициенты извлечения нефти составили 4,6; 7,8; 13,8% при 8, 24, 72 часов воздействия на образцы соответственно. Отсюда следует, что чем больше время воздействия CO<sub>2</sub> на горную породу, насыщенную нефтью, тем больше коэффициент вытеснения. Связано это с тем, что газ проникает глубже в модель, тем самым увеличивая объем взаимодействующей с ним нефтью.

На основе проделанного исследования можно утверждать, что закачка CO<sub>2</sub> является эффективным методом, применяемым для вытеснения нефти из плотных коллекторов. Вследствие процессов, происходящих на уровне молекулярной диффузии «нефть-газ», удается достигнуть большой КИН при разработке месторождений.

### Список литературы

1. *Абедини А. (Abedini A).* Определение минимального давления смесимости сырой нефти-CO<sub>2</sub> методом испытания на набухание/экстракцию нефти / Мосават Н. (Mosavat N), Тораби Ф. (Torabi F) // Энергетические технологии. – 2014.
2. *Хемати-Сарапардех А (Hemmati-Sarapardeh A).* Экспериментальное определение межфазного натяжения и смесимости между нефтью и CO<sub>2</sub>; воздействие, температуры, давления и состава / Аятолахи С. (Ayatollahi S), Газанфари М. (Ghazanfari MH), Масихи М (Masihi M.). – 2014.
3. *Лашкарболуки М. (Lashkarbolooki M).* Экспериментальное исследование поведения на границе раздела нефть – CO<sub>2</sub> / Аятолахи С. (Ayatollahi S) // Chin J Chem Eng. – 2018.

### References

1. *Abedini A, Mosavat N, Torabi F.* Determination of minimum miscibility pressure of crude oil-CO<sub>2</sub> system by oil swelling/extraction test. Energy Technol 2014;2(5):431–9.
2. *Hemmati-Sarapardeh A, Ayatollahi S, Ghazanfari MH, Masihi M.* Experimental determination of interfacial tension and miscibility of the CO<sub>2</sub>-crude oil system; temperature, pressure, and composition effects. J Chem Eng Data 2014;59(1):946–55.
3. *Lashkarbolooki M, Ayatollahi S.* Experimental investigation on CO<sub>2</sub>-light crude oil interfacial and swelling behavior. Chin J Chem Eng 2018;26:373–9.

## Исследование эффективности применения технологии ГРП в терригенных коллекторах на поздней стадии разработки месторождения (Study of the effectiveness of the use of hydraulic fracturing technology in terrigenous reservoirs at a late stage of field development)

*Р.Р. Ганиев*<sup>1</sup>

1 - АГНИ

Научный руководитель: Саяхов Вадим Аликович, к.т.н.

E-mail: sayakhoff@mail.ru

### Аннотация

Актуальность данной темы обусловлена тем, что в настоящее время залежей с высокой проницаемостью, разработка которых может успешно производиться традиционными методами, становится меньше. В этой связи для повышения эффективности разработки

нефтегазовых месторождений требуются анализ эффективности применения ГРП и оценка его экономической рентабельности. Основной целью данной работы является оценка эффективности проведения пропантного ГРП в условиях 906 площади Ромашкинского месторождения для терригенных пород девонских отложений.

### **Abstract**

The relevance of this paper is due to the fact that there are fewer deposits with high permeability. To increase the efficiency of oil and gas field development, an analysis of the efficiency of hydraulic fracturing and an assessment of its economic profitability are required. The main purpose of this paper is to evaluate the effectiveness of proppant hydraulic fracturing in the conditions of the Romashkinskoye field for terrigenous rocks of Devonian deposits.

### **Ключевые слова**

Гидроразрыв пласта, пропант, МУН, терригенные отложения, разработка месторождений, технологическая эффективность.

### **Keywords**

Hydraulic fracturing, proppant, EOR, terrigenous deposits, field development, technological efficiency.

Одним из эффективных способов увеличения нефтеизвлечения при разработке нефтяных месторождений является гидроразрыв пласта (ГРП). В настоящее время ГРП активно внедряется в проекты разработки месторождений, создаются разнообразные технологии ГРП, применимые для конкретных условий разработки. ГРП показал себя эффективным как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах [1]. Обзор научно-технической литературы по теме исследования показал, что ГРП успешно применяется на месторождениях с низкими значениями проницаемости пласта и коэффициентом продуктивности. ГРП, так же успешно себя проявил в высокопроницаемых пластах и на месторождениях с высокой степенью выработанности и закольматированности ПЗП (призабойная зона пласта) [2].

Анализ промысловой информации по объекту исследования показал, что 906 площадь находится на 4-й стадии разработки, основной фонд добывающих скважин состоит из малодобитных и среднедобитных скважин. Почти 60% нагнетательных скважин имеют приемистость от 120 до 160 м<sup>3</sup>/сут при средней приемистости 77,7 м<sup>3</sup>/сут. Почти 65% добывающих скважин находятся в высокообводненном фонде (80% и более).

Для увеличения производительности скважин оптимальной технологией является процесс ГРП, который эффективно используется на данной площади. Был выполнен сравнительный анализ технологической эффективности следующих технологий ОПЗ и методов поддержания производительности скважин: кислотная обработка пласта HF+HCl (ГКК), водоизоляционные работы, ГРП, газодинамический разрыв пласта, растворители АСПО, термобароимплозионная обработка. Анализ эффективности проводится на основе следующих показателей: дополнительная добыча нефти, удельная технологическая эффективность, общие и удельные затраты на проведение. С уверенностью можно сказать, что ГРП является наиболее технико-экономически эффективной технологией среди других рассматриваемых технологий.

Выполненный анализ технологических показателей до и после применения ГРП на скважинах объекта позволил установить, что средний прирост дебита по нефти и коэффициента продуктивности составляет не менее 3 раз, по наиболее успешным ГРП продолжительность эффекта составляет около трех лет, удельные капитальные затраты составляют от 200 до 425 руб/т, увеличение количества пропанта способствует увеличению технологической эффективности (желательно использовать пропант в количестве 9-14 тонн), уменьшение жидкости до 4,5-5,5 м<sup>3</sup>/т пропанта для ГРП способствует повышению технологического эффекта.



Самостоятельный расчет по оценке технологического эффекта выполнен по методу изменения коэффициента продуктивности. Согласно результатам расчетов дополнительная добыча по скважинам изменяется от 342 до 4067 тонн нефти в год. Дополнительная добыча, рассчитанная по методике изменения коэффициента продуктивности, по сравнению с расчетами других методик является наиболее достоверной и точной, так как учитываются изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта и депрессии на пласт. А это означает, что, в большей степени достоверности следует опираться на расчетную дополнительную добычу по коэффициенту продуктивности, а не экспресс метод [3].

Расчет технологических показателей разработки выполнен по методике ТатНИПИнефть с применением программы для ЭВМ в двух вариантах: базовый и с учетом проведения технологии ГРП. Были получены значения коэффициента извлечения нефти и обводненности скважин в прогнозе на 15 лет разработки без проведения метода ГРП и с проведением. Расчетное значения обводненности без проведения ГРП составило 65,77% через 15 лет эксплуатации, а с учетом проведения ГРП - увеличилась до 75,13%. По результатам расчета накопленная добыча нефти без проведения ГРП будет составлять 37 464,6 тонн, а при проведении ГРП - 47 651,76 тонн, то есть наблюдается увеличение КИН с 0,3 до 0,38 д.ед.

Чтобы выявить целесообразность проведения ГРП на скважинах объекта, проведен расчет экономической эффективности применения ГРП с продолжительностью эффекта 5 лет. По результатам расчета было выявлено, что срок окупаемости составил менее года, чистый дисконтированный доход составил 31 835 тыс. рублей, а индекс доходности дисконтированный – 1,454.

Существенный прирост продуктивности скважин после ГРП происходит за счет комплекса факторов, таких как увеличение эффективного радиуса скважины, вовлечение в разработку всей нефтенасыщенной мощности пласта, глубокое проникновение в пласт, что позволяет приобщить к эксплуатации максимальное количество продуктивных пропластков и удаленных, гидродинамически изолированных объектов залежи, которые не вырабатываются без ГРП. В итоге, при проведении ГРП на двадцати трех скважинах, учитывая основные статьи расходов на это, получен довольно неплохой экономический эффект за непродолжительный период времени. Это свидетельствует о целесообразности и успешности данного проекта на сегодняшний день. Но следует отметить, что подбор скважин для подобных операций необходимо проводить с особой тщательностью и учитывать все требования и рекомендации. В противном случае мы можем нанести непоправимый вред природе и недрам.

### Список литературы

1. *Саяхов, В.А.* Анализ технологической эффективности применения ГРП по объектам ОАО "Татнефть" и современные методы совершенствования технологии ГРП / В.А. Саяхов // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых: сб. тр. науч.-практич. конф. – Пермь: ПНИПУ. –2014.– С.297-300.
2. *Мусин, М.М.* Разработка нефтяных месторождений. / М.М. Мусин.// Учебное пособие для студентов. – 2007. – 140 с.
3. *Леванова, Е.В.* Разработка нефтяных месторождений./ Е.В. Леванова, А.Т. Габдрахманова.// Методические указания по проведению практических занятий. --2014 - 76 с.

### References

1. *Sayakhov, V.A.* Analysis of the technological efficiency of hydraulic fracturing at the facilities of ОАО Tatneft and modern methods of improving hydraulic fracturing technology / V.A. Sayakhov // Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits: sat. tr. scientific and practical conf. - Perm: PNRPU. - 2014. - p.297-300.
2. *Musin, M.M.* Development of oil fields. / M.M. Musin.// Textbook for students. - 2007. - 140 p.
3. *Levanova, E.V.* Development of oil fields./ E.V. Levanova, A.T. Gabdrakhmanova.// Methodological guidelines for conducting practical classes. -2014 - 76 p.

# Анализ разработки пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> Восточно-Сургутского месторождения нефти (Analysis of the БС<sub>10</sub><sup>0</sup> formation development of the Vostochno-Surgutskoye oil field)

И.Р. Гизатуллин<sup>1</sup>

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: старший преподаватель Валеева Светлана Евгеньевна

E-mail: i-pj@mail.ru

## Аннотация

В работе подробно рассмотрено состояние разработки Восточно-Сургутского месторождения, детально изучено современное состояние разработки месторождения. Цель работы — анализ технологической разработки Восточно-Сургутского месторождения на примере залежей БС<sub>10</sub><sup>0</sup>. В процессе работы рассмотрено состояние разработки, анализ текущего состояния разработки, сопоставление проектных и фактических показателей и анализ выработки запасов нефти из пластов. В результате исследования рассмотрен анализ разработки пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> Восточно-Сургутского месторождения и выдвинуты рекомендации.

## Abstract

The paper considers in detail the state of development of the Vostochno-Surgutskoye field, the current state of development of the field is studied in detail. The purpose of the work is to analyze the technological development of the East Surgut birthplace on the example of БС<sub>10</sub><sup>0</sup> formation. In the course of the work, the state of development, analysis of the current state of development, comparison of design and actual indicators and analysis of the production of oil reserves from reservoirs are considered. As a result of the study, the analysis of the development of the БС<sub>10</sub><sup>0</sup> formation of the Vostochno-Surgutskoye field is considered and recommendations were put forward.

## Ключевые слова

Восточно-Сургутское месторождение нефти, анализ разработки, дебит, фонд скважин.

## Keywords

Vostochno-Surgutskoye oil field, development analysis, flow rate, well stock.

В географическом отношении Восточно-Сургутское месторождение располагается в Сургутском районе ХМАО Тюменской области. Находится в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка, недропользователем которого является ОАО «Сургутнефтегаз» [1].

Помимо анализа разработки, проведенного в рамках «Проекта разработки Восточно-Сургутского месторождения», мною был проведен дополнительный анализ разработки, в частности, пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup>.

Анализ фонда скважин

Разбуренность основного проектного фонда скважин введенных в разработку проектных объектов по состоянию на 1.01.2008 г. выглядит следующим образом (таблица 1).

Из числа 445 проектных скважин на объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup> пробурено 437 или 98.2% по отношению к проекту. В числе проектных скважин 322 добывающих скважин и 123 нагнетательных, в числе пробуренных 320 и 117 соответственно.

Таблица 1 – Разбуренность основного проектного фонда скважин, введенных в разработку проектных объектов по состоянию на 1.01.2008 г.

Объект	Проектный фонд (доб.+наг.)	Пробуренный фонд (доб.+наг.)	Процент от проекта
БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	445	437	98.2%

Количество скважин практически соответствует намеченным показателям. На конец 2007 года действующий фонд добывающих скважин составил 165 ед., нагнетательных – 102 ед. Среднегодовой коэффициент эксплуатации по ним равен 0.86 и 0.93 соответственно.

В основной залежи пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> реализованная плотность сетки скважин с учетом боковых стволов составила 28.5 га/скв., площадь нефтеносности 168 263 тыс. м<sup>2</sup>.

В районе скважине 190Р реализованная плотность сетки скважин с учетом боковых стволов составила 105.8 га/скв. Для достижения утвержденного КИН необходимо бурение новых скважин с формированием системы ППД. Уплотнение сетки будет достигаться за счет зарезок боковых стволов.

Район скважин 4457П введена в разработку в 2007 году, полностью разбурена по проектной сетке 530 x 530 м, тремя скважинами организовано приконтурное заводнение.

Реализованная плотность сетки скважин составила 35.1 га/скв.

За 2007 год добыто 693,2 тыс.т. нефти (темп отбора от НИЗ – 2,33%) и 5564 тыс. т. жидкости.

Анализ добычи нефти, газа и конденсата

Объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup> введен в разработку в 1985 году. В эксплуатации находятся три залежи.

Динамика основных показателей разработки по объекту в целом отображена в рисунке 1.

За весь срок эксплуатации отобрано 22238 тысяч тонн нефти (74,8% от НИЗ) и 69773 тысяч тонн жидкости. Начиная с 2001 года, добыча нефти на объекте стабилизировалась на отметке 700 тыс.т. Максимальный уровень добычи нефти достигнут в 1992 году (1481,5 тысяч тонн или 4,98% от НИЗ).

Накопленные показатели отборов нефти и жидкости в расчете на одну скважину, перебивавшую в эксплуатации за историю равны 69,49 и 218,04 тыс. тонн/скв соответственно.

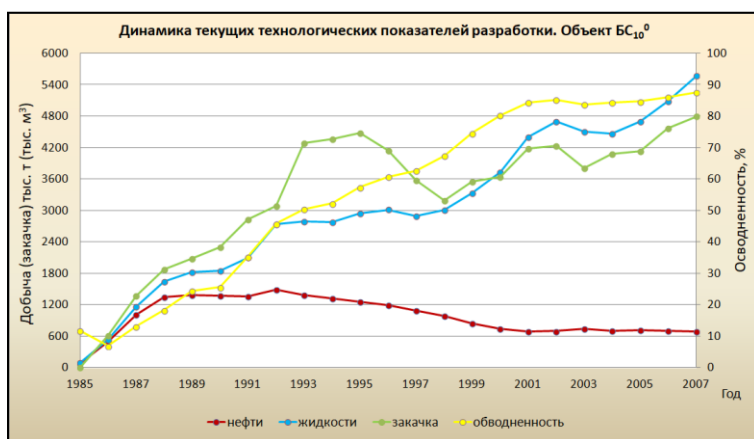


Рисунок 1 – Динамика текущих технологических показателей разработки.

Исходя из проведенного анализа, мною были выдвинуты следующие рекомендации:

Для основной залежи необходимость на данном участке в больших объемах новых зарезок отсутствует. Запасы в данной зоне будут довыработаны сложившейся системой разработки в сочетании со стандартными ГТМ, одиночными зарезками боковых стволов и восстановлением отдельных неработающих скважин.

Для залежи района скважин 190Р для достижения утвержденного КИН необходимо бурение новых скважин с формированием системы ППД. Уплотнение сетки будет достигаться за счет зарезок боковых стволов. Учитывая геологическое строение залежи, требуется применение мероприятий, препятствующих быстрому росту обводненности.

Для залежи района скважин 4457П по состоянию на текущий момент реализованная система позволяет полностью отобрать требуемые извлекаемые запасы. В дальнейшем возможны одиночные зарезки боковых стволов в сочетании со стандартным комплексом ГТМ.

### **Список литературы**

1. Проект разработки Восточно-Сургутского месторождения. – Тюмень: ОАО «Сургутнефтегаз», протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югра №832 от 21.11.2006. – Текст: непосредственный.
2. Бурение и нефть : специализированный журнал / учредитель: ООО "Бурнефть". – Москва : [б. и.], 2008 , – №4. – ISSN 2072-4799. – Текст: непосредственный.

### **References**

1. The development project of the Vostochno-Surgutskoye field. – Tyumen: JCS «Surgutneftegas», the protocol of the Central Committee of Rosnedra on the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra No. 832 dated 21.11.2006.
2. Drilling and oil : specialized magazine / founder: LLC "Burneft". – Moscow : [B. I.], 2008, – No. 4. – ISSN 2072-4799.

### **Разработка схемы обустройства системы ППД с применением ПДК на шельфе (Development of the scheme of arrangement of the formation pressure maintenance with the use of subsea production complex on the offshore)**

**С.К. Зубков<sup>1</sup>**

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Харченко Юрий Алексеевич, д.т.н.  
E-mail: stepanzu@bk.ru

### **Аннотация**

В работе выполнен расчет экономической эффективности двух альтернативных вариантов организации системы ППД для добычи на шельфе с суши: подготовка воды для закачки в продуктивный пласт на берегу с прокладкой трубопровода до подводных нагнетательных скважин; применение подводной станции подготовки морской воды. Произведен расчет более 30 вариантов водоводов с разными номинальными диаметрами и рабочими давлениями для транспортировки воды от берега до устьев скважин на расстояния от 5 до 50 км. [7] Результатом работы является определение диапазона объемов закачки воды и расстояния от суши до подводных нагнетательных скважин, в пределах которого использование подводной станции подготовки и закачки морской воды позволяет повысить рентабельность проекта.

### **Abstract**

The paper calculates the economic efficiency of two alternative options of the formation pressure maintenance organization for connecting offshore production from land: water treatment for injection into the productive reservoir on shore with the laying of a pipeline to underwater injection wells; the use of an subsea water treatment station. More than 30 variants of water pipelines with different nominal diameters and operating pressures for transporting water from the platform to the wellheads at distances from 5 to 50 km was made. The result of the work is to determine the range of water injection volumes and the distance from land to subsea injection wells, within which the use of an subsea water treatment and injection station allows to increase the profitability of the project.

### **Ключевые слова**

Обустройство, нефтяное месторождение, шельф, система подводной добычи, поддержание пластового давления, подготовка воды.

### **Keywords**

Development, landscaping, subsea production system, complete voidage replacement, offshore.

При подключении нового нефтяного месторождения к береговому комплексу зачастую возникает вопрос обеспечения требуемых объемов воды для ППД. Свободных мощностей технологического комплекса (системы подготовки морской воды и закачки воды в пласт) может быть недостаточно. [6] Таким образом, для обеспечения ППД помимо строительства водовода от берегового комплекса как правило требуется и дорогостоящая модернизация оборудования. В данной статье рассмотрен альтернативный вариант обеспечения ППД на месторождении, при котором комплекс подготовки воды для закачки в продуктивный пласт находится на дне акватории в непосредственной близости от нагнетательных скважин. Таким образом, было рассмотрено 2 варианта ППД:

1. Модернизация имеющегося оборудования системы ППД на береговом комплексе и прокладка водовода до нагнетательных скважин с мокрым заканчиванием;

2. Установка подводного модуля подготовки и закачки морской воды около устьев скважин с прокладкой шлангокабеля от платформы.

В настоящее время подводные станции подготовки морской воды выпускаются только норвежской компанией NOV, модуль SEABOX имеет пропускную способность по воде в 20.000 барр/сут.[4] При сравнении с первым (стандартным) вариантом обеспечения ППД рассматривались диапазоны удаленности от берега – от 5 до 50 км; объемов закачки – от 20.000 до 100.000 барр/сут.

#### **Список литературы**

1. *Olsen, J.-E., & Pinchin, D.*, Subsea Water Treatment and Injection Station: 2013,
2. *Valdal, M. B. L.*, Plug and Abandonment Operation Performed Riserless using a Light: 2013, University of Stavanger.
3. *Дзюбло А.Д.*, Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока: 2018, ИЦ РГУ нефти и газа.
4. *T. Hegdal, D. Pinchin*, Subsea Water Treatment and Injection for IOR and EOR: 2014, Offshore Technology Conference.
5. *Finn Øivind Fevang*, Analysis of method for increased field knowledge prior to the field development: 2017, University of Stavanger.
6. *Мирзоев Д.А.* Нефтепромысловые сооружения для освоения углевод. ресурс. мелков. шельфа: 2020, ИЦ РГУ нефти и газа.
7. *Зубков С.К.*, «Оптимизация схемы обустройства морского нефтяного месторождения с применением ПДК - подводная станция ППД»

#### **References**

1. *Olsen, J.-E., & Pinchin, D.*, Subsea Water Treatment and Injection Station: 2013,
2. *Valdal, M. B. L.*, Plug and Abandonment Operation Performed Riserless using a Light: 2013, University of Stavanger.
3. *Дзюбло А.Д.*, Нефтегазоносность и геолого-геофизические модели шельфа Российской Арктики и Дальнего Востока: 2018, ИЦ РГУ нефти и газа.
4. *T. Hegdal, D. Pinchin*, Subsea Water Treatment and Injection for IOR and EOR: 2014, Offshore Technology Conference.
5. *Finn Øivind Fevang*, Analysis of method for increased field knowledge prior to the field development: 2017, University of Stavanger.
6. *Мирзоев Д.А.* Нефтепромысловые сооружения для освоения углевод. ресурс. мелков. шельфа: 2020, ИЦ РГУ нефти и газа.
7. *Zubkov S.K.*, «Offshore oil production from land — the use of a subsea water treatment facilities for formation pressure maintenance and production complex».

## Стабилизированные наночастицами пены (Nanoparticles-stabilized foams)

*С.А. Иванов, Э.Р. Сайфуллин, Ш. Жанбосынова*

К(П)ФУ, Химический институт им. А. М. Бутлерова

Научный руководитель: Сайфуллин Эмиль Ринатович, к.т.н.

E-mail: SYIvanov@stud.kpfu.ru

### Аннотация

Проведена экспериментальная проверка влияния наночастиц оксида кремния на стабильность неионогенного ПАВ в свободном объеме.

### Abstract

Bulk tests of the effect of silica nanoparticles on the stability of nonionic surfactants have been carried out.

### Ключевые слова

Методы увеличения нефтеотдачи, стабилизированные пены, наночастицы.

### Keywords

Enhanced oil recovery, stabilized foams, nanoparticles.

Для добычи сверхтяжелой и тяжелой нефти используется закачка пара. Однако у этого метода есть недостатки, которые можно преодолеть, используя пену. Пены препятствуют вязкостному языкообразованию в высокопроницаемых областях, а также имеют большую кажущуюся вязкость, что приводит к более равномерному фронту вытеснения.[1]

Для получения пен используют раствор ПАВ, который экспериментально подбирается под условия пласта. Также газ для вспенивания должен иметь свойства образовывать маленькие пузырьки и ограничивать массоперенос жидкости.

В силу термической неустойчивости пен одним из методов их стабилизации являются наночастицы. Наночастицы уменьшают диффузии газа сквозь ламели и дренаж жидкости из пены. Подбор наночастиц заключается в изменении поверхностных свойств, для координирования их на границе жидкость-газ.[2] Преимущество наночастиц заключается в устойчивости к осложненным пластовым условиям (высокая температура и минерализация), низкой деградации, высокопроницающей способности в пористой среде из-за небольшого размера.[3]

Были проведены эксперименты по определению стабильности растворов ПАВ с и без наночастиц для сравнения показателей. Эксперименты включали в себя определение кратности, периода полураспада и кинетической устойчивости по методу ASTM D3519-88 и по методу полупроницаемой мембраны

Результаты экспериментов показали, что наночастицы оксида кремния уменьшают либо не изменяют кратность и период полураспада. Однако они явно увеличивают период полураспада сухой пены для анионных и неионогенных ПАВ при генерации пены методом ASTM. В то же время, при генерации пен методом полупроницаемой мембраны стабильность пены практически не изменяется. Следовательно, использование наночастиц с точки зрения повышения стабильности пены неэффективно.

### Список литературы

1. AlYousef Z. A., Almobarky M. A., Schechter D. S. The effect of nanoparticle aggregation on surfactant foam stability //Journal of Colloid and Interface Science. – 2018. – Т. 511. – С. 365-373.

2. *Yekeen N., Padmanabhan E., Idris A. K.* Synergistic effects of nanoparticles and surfactants on n-decane-water interfacial tension and bulk foam stability at high temperature //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – Т. 179. – С. 814-830.

3. *Shojaei M. J. et al.* Combined effects of nanoparticles and surfactants upon foam stability //Chemical Engineering Science. – 2021. – Т. 238. – С. 116601.

**Исследование оптимальных условий образования червоточин при кислотной обработке карбонатных коллекторов  
(Investigation of optimal conditions for the formation of wormholes during acidizing of carbonate reservoirs)**

**А.А. Имамутдинова**

ФГБОУ ВО «УГНТУ»

Научный руководитель: Лысенков А.В., к.т.н.

E-mail: adelina.imamutdinova99@mail.ru

**Аннотация**

Проведены фильтрационные исследования кислотных составов с целью определения оптимальных технологических параметров, обеспечивающих образование высокопроводящих каналов растворения. Проанализированы существующие подходы в моделировании процессов образования и роста червоточин. Процесс образования червоточины исследован с учетом влияния состава кислоты, скорости закачки и объема до прорыва, определено значение числа Дамкёлера. Данная методика позволила получить результаты, показывающие влияние режимов закачки кислотных составов на эффективность кислотной обработки.

**Abstract**

Filtration studies of acid compositions were carried out in order to determine the optimal technological parameters that ensure the formation of highly conductive dissolution channels. The existing approaches to modeling the processes of formation and growth of wormholes are analyzed. The process of wormhole formation was investigated taking into account the influence of acid composition, injection rate and volume before breakthrough, the value of the Damkohler number was determined. This technique made it possible to obtain results showing the effect of injection modes of acid compositions on the efficiency of acid treatment.

**Ключевые слова**

Кислотная обработка, червоточина, карбонатный коллектор, призабойная зона пласта, продуктивность, фильтрационные исследования.

**Keywords**

Acidizing, wormhole, carbonate reservoir, bottom-hole formation zone, productivity, reservoir properties study.

Эффективность кислотного воздействия на карбонатные коллекторы зависит от процесса формирования высокопроводящих каналов растворения – червоточин и типа структуры растворения [1, 2]. Многочисленными фильтрационными экспериментами выявлено, что существует оптимальная скорость закачки кислоты в коллектор, при которой формируется доминантная червоточина при наименьших объемах кислотного состава. Явление формирования червоточины связывают с числом Дамкёлера, которое определяется как отношение скорости химической реакции к скорости конвективного переноса кислоты [2].

Оптимизация процесса кислотного воздействия заключается в комплексном подходе к проектированию, основанном на физическо-химических исследованиях, физическом и

гидродинамическом моделировании процесса [3]. Актуальной задачей является проведение лабораторных исследований при геолого-физических условиях объектов разработки и последующее моделирование процесса кислотного воздействия для прогноза эффективности применяемых методов.

В работе проанализированы существующие подходы к моделированию процессов образования и роста червоточин при кислотном воздействии. Полуэмпирическая модель Гонга-Эль-Рабаа [4] имеет преимущества, так как наиболее полно учитывает процессы растворения породы и переноса кислоты.

По результатам фильтрационных испытаний определены оптимальные технологические параметры кислотной обработки, при которых происходит образование наиболее прямой и высокопроводящей червоточины. Рассчитаны оптимальные значения удельной скорости закачки кислотных составов в эксплуатационные скважины карбонатных объектов месторождений Урало-Поволжья. Произведена адаптация модели образования и роста червоточин для геолого-физических условий исследуемых объектов по результатам физического моделирования с целью оценки эффективности кислотного воздействия.

### Список литературы

1. Хузин Р.А., Хижняк Г.П. Лабораторные исследования влияния концентрации и скорости закачки кислоты на развитие червоточин при пластовых условиях // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19. № 4. С. 356-372.
2. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media // AIChE Journal. 1998. Vol. 44. № 9. P. 1933–1949.
3. Kharisov R.Y., Folomeev A.E., Sharifullin A.R., Telin A.G., Bulgakova G.T. Integrated approach to acid treatment optimization in carbonate reservoirs // Energy & Fuels. 2012. V. 26. № 5. P. 2621-2630.
4. Gong M., El-Rabaa A.M. Quantitative Model of Wormholing Process in Carbonate Acidizing // SPE Mid-Continent Operations Symposium, 28–31 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA. 1999. DOI: 10.2118/52165-ms.

### References

1. Khuzin R.A., Khizhnyak G.P. Laboratory Research of Acid Concentration and Injection Rate on Wormholing Process under Reservoir Conditions. Bulletin PNIIP. Geology. Oil and gas and mining. – Vestnik Permskogo nacional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo, 2019, no. 4, pp. 356-372.
2. Fredd C.N., Fogler H.S. Influence of Transport and Reaction on Wormhole Formation in Porous Media. AIChE Journal, 1998, vol. 44, no. 9, pp. 1933–1949.
3. Kharisov R.Y., Folomeev A.E., Sharifullin A.R., Telin A.G., Bulgakova G.T. Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs. Energy & Fuels, 2012, vol. 26, no. 5, pp. 2621-2630.
4. Gong M., El-Rabaa A.M. Quantitative Model of Wormholing Process in Carbonate Acidizing. SPE Mid-Continent Operations Symposium, 28–31 March, Oklahoma City, Oklahoma, USA, 1999. DOI: 10.2118/52165-ms.



**Методика для подбора оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках**  
**(Methodology for selecting the well exploration method in oil rims)**

**К.А. Калистратов<sup>1</sup>, А.М. Новиков<sup>1</sup>, В.С. Зубанков<sup>1</sup>**

1-Тюменский индустриальный университет

Научный руководитель: Апасов Ренат Тимергалеевич, к.т.н.

E-mail: apren@bk.ru

**Аннотация**

В данной работе предлагается методика для подбора оптимального способа эксплуатации скважин в нефтяных оторочках. Описаны ее составные части, а также приведён пример применения данной методики для нефтяной оторочки месторождения X. В результате применения предлагаемой методики были произведены оценка и выбор между УЭЦН и фонтанным способом добычи для дальнейшей разработки.

**Abstract**

This paper proposes a methodology for selecting the optimal method for operating wells in oil-rims. Its components are described, and an example of the application of this technique for the oil rim of the X field is given. As a result of the application of the proposed technique, an assessment was made and a choice was made between the ESP and the flowing method of production for further development.

**Ключевые слова**

Гидродинамическое моделирование, нефтяные оторочки, подгазовые зоны, способ эксплуатации, подбор способа эксплуатации, методика.

**Keywords**

Hydrodynamic modeling, oil rim, under-gas-cap zone, well operation method, choice of well operation method, methodology.

На сегодняшний день месторождения с нефтяными оторочками распространены достаточно широко. По доказанным запасам нефти России нефть в подгазовых залежах составляет 13%, а среди всех месторождений нефти месторождения с нефтяными оторочками занимают 44%.

Среди основных нефтедобывающих компаний разработкой оторочек наиболее заинтересованы ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК» и ПАО «ЛУКОЙЛ». Доли активов этих компаний в нефтяных оторочках достаточно высоки. В то же время средний коэффициент извлечения нефти (КИН) при разработке нефтяных оторочек недостаточно велик для дальнейшей добычи (15%). Именно поэтому вопрос разработки подгазовых зон является актуальным на сегодняшний день.

В данной работе предлагается методика (рисунок 1), с помощью которой возможен выбор оптимального способа эксплуатации скважин.

На начальном этапе разработки месторождения, когда данных по объекту разработки слишком мало, можно воспользоваться экспертной оценкой способов эксплуатации. Данная система оценки является лишь верхнеуровневой. [1,2,3,4,5]

В дальнейшем, когда объект разработки изучен лучше и данных по нему больше, возможно использование разработанных палеток и инструмента для выбора способа эксплуатации скважин. Предлагаемый инструмент, который позволяет рассчитать основные PVT-свойства флюида [6,7,8,9,10,11], потери давления по стволу скважины и забойное давление [12], долю газа на входе в насос [13,14] и построить палетки для оценки способов эксплуатации [15]. Также разработанный инструмент позволяет произвести технологическую оценку

способов эксплуатации. Были рассмотрены 4 способа эксплуатации: фонтанная добыча, газлифтная добыча, УЭЦН и УЭВН.



Рисунок 1 – Алгоритм работы предлагаемой методики.

Также данный инструмент автоматически составляет VFP-таблицы для рассматриваемых способов эксплуатации. Эти таблицы в дальнейшем могут быть использованы для построения гидродинамических моделей [16], с помощью которых возможно будет проследить динамику основных показателей разработки с течением времени.

В рамках данной работы было рассмотрено месторождение X, которое содержит нефтяные оторочки краевого типа [17]. На данный момент на месторождении стоит выбор между эксплуатацией на фонтане и с помощью УЭЦН. Для одной из таких оторочек была построена гидродинамическая модель, в которой находятся 2 скважины: одна расположена ближе к газовой шапке, а вторая – ближе к водоносному горизонту.

По результатам гидродинамического моделирования данной оторочки на фонтане (рисунок 2) и с УЭЦН (рисунок 3) можно сделать вывод о том, что для данных условий оптимальным способом эксплуатации является фонтанная добыча, так как скважины находятся на достаточно большом расстоянии от газовой шапки, а нефтяная оторочка подпирается активным водоносным горизонтом.

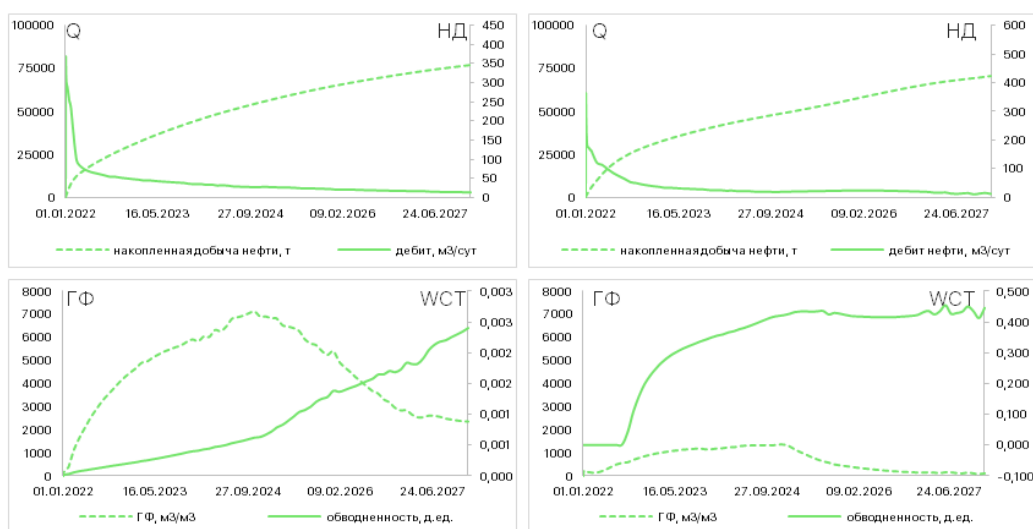


Рисунок 2 – Результаты гидродинамического моделирования нефтяной оторочки месторождения X при фонтанной эксплуатации.

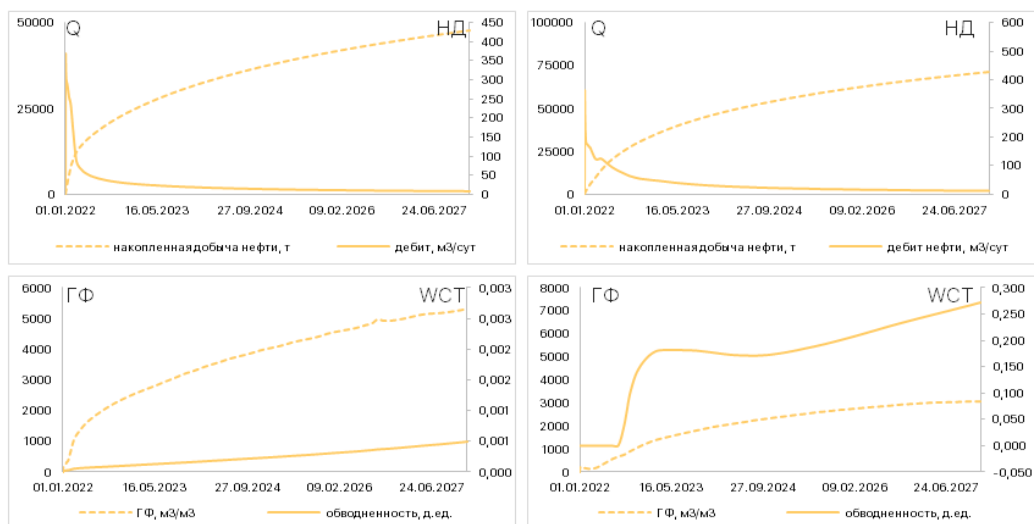


Рисунок 3 – Результаты гидродинамического моделирования нефтяной оторочки месторождения X при эксплуатации с УЭЦН.

### Список литературы

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти / Ю.А. Лукаш. – Москва, 2003. – 816 с.
2. Муравьев И. М., Крылов А. П., Эксплуатация нефтяных месторождений / Ю.А. Лукаш. – Москва, 1949. – 776 с.
3. А.А. Коршаков А.М. Шаммазов., Основы нефтегазового дела. / Ю.А. Лукаш. – Уфа, 2001. – 514 с.
4. Ш. К. Гиматудинов/ Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. М., Недра, 1983, 455 с.
5. Иоаким Г., Добыча нефти и газа, пер. с рум., М., 1966 А. А. Брискман / Ю.А. Лукаш. – Сургут, 2010. – 800 с.
6. Valkó, P. P.; McCain, W.D. 2003. "Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas-oil ratios and surface gas specific gravities." *J. Pet. Sci. Eng.* 37 (3-4): 153-169.
7. Standing, M.B. 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. *API Drilling and Production Practice* (1947): 275-287.
8. Afanasyev, Vitaliy; Moskvina, Igor; Wolcott, Ken; McCain, W.D. (2004). "Practical PVT Calculations for black oils". YUKOS publication.
9. Standing, M.B. 1981. *Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems*, ninth edition. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME
10. Peng, D.Y. and Robinson, D.B. "A New Two-Constant Equation of State," *Ind. and Eng. Chem. Fund.* 1976. 15, 59.
11. Petrosky, G.E. Jr. 1990. PVT Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. MS thesis. 1990. . MS thesis, University of Southwestern Louisiana, Lafayette, Louisiana.
12. James P. Brill, Hemant Kumar Mukherjee. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 28-70.
13. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях : практикум / В.Н. Арбузов, Е.В. Курганова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 68 с.
14. Ляпков П. Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. Учебное пособие. – М.: МИНГ, 1987, 71 с.
15. Разработка матрицы критериев для оценки применимости жидкостей глушения / Е. Бойков, И. Евдокимов , А. Килмамаев , М. Косович // «Бурение и нефть». — 2019. — № 02. — С.12-15. — Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2019-02/20>

16. Расчет параметров «средней» скважины [Электронный ресурс]: «Studfiles». – Электрон. журнал – 2019. - . – Режим доступа: : <https://studfile.net/preview/6469417/page:2/>
17. Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р. Апасов, И. Чамеев, А. Варавва [и др.] // «Нефтяное хозяйство». — 2018. — № 1142. — С.46-50. — Режим доступа: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/42756/>

## References

1. *Mishchenko I.T.* Skvazhinnaya dobycha nefti / YU.A. Lukash. – Moskva, 2003. – 816 p.
2. *Murav'ev I. M., Krylov A. P.*, Ekspluatatsiya neftyanyh mestorozhdenij / YU.A. Lukash. – Moskva, 1949. – 776 p.
3. *A.A. Korshak A.M. SHammazov.*, Osnovy neftegazovogo dela. / YU.A. Lukash. – Ufa, 2001. – 514 p.
4. *SH. K. Gimatudinov/ R. S. Andriasov, I. T. Mishchenko, A. I. Petrov* Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ekspluatatsii neftyanyh mesto-rozhdenij. Dobycha nefti. M., Nedra, 1983, 455 p.
5. *Ioakim G.*, Dobycha nefti i gaza, per. s rum., M., 1966 A. A. Briskman / YU.A. Lukash. – Surgut, 2010. – 800 p.
6. *Valkó, P. P.; McCain, W.D.* 2003. "Reservoir oil bubblepoint pressures revisited; solution gas–oil ratios and surface gas specific gravities." *J. Pet. Sci. Eng.* 37 (3–4): 153-169.
7. *Standing, M.B.* 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. *API Drilling and Production Practice* (1947): 275-287.
8. *Afanasyev, Vitaliy; Moskvina, Igor; Wolcott, Ken; McCain, W.D.* (2004). "Practical PVT Calculations for black oils". YUKOS publication.
9. *Standing, M.B.* 1981. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, ninth edition. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers of AIME
10. *Peng, D.Y. and Robinson, D.B.* "A New Two-Constant Equation of State," *Ind. and Eng. Chem. Fund.* 1976. 15, 59.
11. *Petrosky, G.E. Jr.* 1990. PVT Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. MS thesis. 1990. . MS thesis, University of Southwestern Louisiana, Lafayette, Louisiana.
12. *James P. Brill, Hemant Kumar Mukherjee.* (1999). Multiphase Flow in Wells. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers, 28-70.
13. Sbornik zadach po tekhnologii dobychi nefti i gaza v oslozhnennyh usloviyah : praktikum / V.N. Arbuzov, E.V. Kurganova ; Tomskij politekhnicheskij universitet. – Tomsk : Izd-vo Tomskogo politekhnicheskogo universiteta, 2015. – 68 p
14. *Lyapkov P. D.* Podbor ustanovki pogruzhnogo centrobezhnogo nasosa k skvazhine. Uchebnoe posobie. – M.: MING, 1987, 71 p
15. Razrabotka matricy kriteriev dlya ocenki primenimosti zhidkostej glusheniya / E. Bojkov, I. Evdokimov , A. Kilmamatov , M. Kosovich // «Burenie i neft'». — 2019. — № 02. — p.12-15. — Rezhim dostupa: <https://burneft.ru/archive/issues/2019-02/20>
16. Расчет параметров «средней» скважины [Электронный ресурс]: «Studfiles». – Электрон. журнал – 2019. - . – Режим доступа: : <https://studfile.net/preview/6469417/page:2/>
17. Интегрированное моделирование – инструмент повышения качества проектных решений для разработки нефтяных оторочек многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений / Р. Апасов, И. Чамеев, А. Варавва [и др.] // «Нефтяное хозяйство». — 2018. — № 1142. — p. 46-50. — Rezhim dostupa: <https://ntc.gazprom-neft.ru/research-and-development/papers/42756/>.

**Добыча углеводородов из нефтекерогеносодержащих пластов баженовской свиты с помощью комплексной технологии**  
**(Extraction of hydrocarbons from the petro-kerogen-bearing reservoirs of the Bazhenov Formation using a complex technology)**

**А.В. Козлова**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Кравченко Марина Николаевна, к.ф.-м.н.

E-mail: dep.ngipg@yandex.ru

**Аннотация**

Цель работы рассмотреть комплекс методов воздействия на пласт, которые позволят значительно увеличить эффективность выработки запасов баженовской свиты (БС). Для условий отложений БС показана необходимость комбинированного воздействия нескольких методов. Использование предложенной технологии может позволить минимизировать себестоимость добычи за счет разработки всего углеводородного потенциала, сосредоточенного в нефти низкопроницаемых пород, битуминозной нефти и в керогене.

**Abstract**

The purpose of the work is to consider a set of technologies for impact on the formation, which will significantly increase the efficiency of the development of reserves of the Bazhenov Formation (BF). The necessity of the combined effect of several methods for the conditions of the deposits BF is proved. The use of the proposed technology can minimize the cost of production by developing the entire hydrocarbon potential concentrated in low-permeable rock oil, bituminous oil and kerogen.

**Ключевые слова**

Нетрадиционные углеводороды, баженовская свита, кероген.

**Keywords**

Unconventional hydrocarbons, the Bazhenov Formation, kerogen.

Одним из наиболее перспективных и наукоемких направлений в нефтяной отрасли является разработка месторождений нетрадиционных углеводородов. БС Западной Сибири в настоящее время рассматривается в качестве основного нетрадиционного источника углеводородов России.

Основная проблема БС заключается в неоднородности, пластичности и небольшой толщине (не более 40 метров) продуктивных пластов (ПП). Негативное сочетание этих трех факторов не позволяет сформировать на БС из расчета на одну скважину дренируемый объем более 3-4 млн.м<sup>3</sup>. Содержащейся в таком относительно небольшом дренируемом объеме нефти низкопроницаемых пород при существующем уровне мировых цен на нефть и проектном коэффициентом извлечения нефти (КИН) (до 6-10%) недостаточно для организации рентабельной добычи на БС [1].

Технология, использование которой может оказаться успешной на БС, должна вовлекать в активную разработку кероген и битуминозную нефть, обеспечивать увеличение проницаемости и внутрипластового давления продуктивных пластов.

Методика данной технологии заключается в восстановлении естественной трещиноватости и естественных флюидопроводящих каналов в призабойной зоне ПП путем закачки воды при температуре от 150 до 250°C и давлении до 45 Мпа с последующим закреплением каналов нанопроппантом. Далее в ПП проводят внутрипластовые тепловые взрывы. Для воздействия на пласт используются более 10 типов рабочих агентов (РА). Так для увеличения проницаемости используется РА, являющийся чистой водой в сверхкритическом состоянии, имеющей температуру до 593°C при давлении до 45 МПа. Другой РА,

композиционно состоит из воды в сверхкритическом состоянии, насыщен окислителем, и предназначен для осуществления внутрипластовых тепловых взрывов. В качестве окислителей используются пероксид водорода, озон, кислород и/или воздух, или воздух, обогащенный кислородом, а также азотная кислота и различные нитраты. Нужно отметить, что внутрипластовые тепловые взрывы исключают необходимость проведения гидроразрыва пласта (ГРП) или многостадийного ГРП [2,3].

Данный комплекс методов позволит достичь КИН 35-45% за счёт отбора флюида через разогретые зоны продуктивного пласта с улучшенной проницаемостью, генерации синтетической нефти из керогена, десорбции молекул углеводородов с внутренней поверхности флюидопроводящих каналов, снижения вязкости и плотности нефти, внутрипластовой газификации углеводородов, дополнительного нагрева насосно-компрессорных труб.

### **Список литературы**

1. *Mironov D.T., Volpin S.G., Yudin V.A.* Technological approaches for bazhenov formation wells operation and possibility assessment of addition of resource recovery from low-permeable zones // *Vestnik kibernetiki*. 2018. no 3 (31). pp. 233-246.
2. *Chernov A. A., Fedorchenko A. P., Nichiporenko V. M., Gromov N. I.* Method for increasing efficiency of extracting high-technology oil from petroleum-carbon-bearing formations and technological complex for implementation thereof // Patent for an invention 2726703 C1, 15.07.2020.
3. *Li N., Yan B., Xiao X-M.* A Review of Laboratory-Scale Research on Upgrading Heavy Oil in Supercritical // *Water Energies*. 2015.

### **References**

1. *Mironov D.T., Volpin S.G., Yudin V.A.* Technological approaches for bazhenov formation wells operation and possibility assessment of addition of resource recovery from low-permeable zones // *Vestnik kibernetiki*. 2018. no 3 (31). pp. 233-246.
2. *Chernov A. A., Fedorchenko A. P., Nichiporenko V. M., Gromov N. I.* Method for increasing efficiency of extracting high-technology oil from petroleum-carbon-bearing formations and technological complex for implementation thereof // Patent for an invention 2726703 C1, 15.07.2020.
3. *Li N., Yan B., Xiao X-M.* A Review of Laboratory-Scale Research on Upgrading Heavy Oil in Supercritical // *Water Energies*. 2015.

## **Оценка технологической и экономической эффективности технологии удаления пластовой жидкости из газодобывающих скважин на маломощной залежи (Evaluation of the technological and economic efficiency of the technology for removing reservoir fluid from gas producing wells in a low-tickness deposit)**

**Д.Е. Копылов, А.А. Бобкова**

Тюменский индустриальный университет

Научный руководитель: Юшков Антон Юрьевич, к.т.н.

E-mail: a\_yushkov@list.ru

### **Аннотация**

Авторами предлагается технология для удаления скопившейся на забое газовой скважины пластовой жидкости и закачки в нижележащий водоносный горизонт, включающая комплекс внутрискважинного оборудования и автоматизированную систему управления насосным агрегатом. По итогам работы сделаны выводы о рентабельности использования технологии.

## **Abstract**

The authors propose a technology for removing reservoir fluid accumulated at the bottom of a gas well and pumping it into the underlying aquifer, including a complex of downhole equipment and an automated pumping unit control system.

## **Ключевые слова**

Технология удаления воды, газовая скважина, перевернутый насос, обводнение скважины, автоматизированная система.

## **Keywords**

Water removal technology, gas well, inverted pump, well watering, automated system.

На сегодняшний день основным центром добычи газа в России является Западная Сибирь, на месторождениях которой из сеноманских газовых залежей отбирается около 80 % природного газа, добываемого в стране. К сожалению, недропользователь при эксплуатации месторождений Западной Сибири сталкивается с проблемой скопления воды на забое скважины. Данная проблема в конечном счете приводит к самозадавлению скважины, следовательно, к преждевременной остановке её эксплуатации.

Для решения проблемы обводнения и «самозадавливания» скважин, эксплуатирующих сеноманские залежи, предлагается технология для удаления пластовой жидкости с забоя газодобывающих скважин, состоящая из двух основных частей: комплекса внутрискважинного оборудования (с перевернутым насосом) и программного обеспечения, регулирующего режимы работы насоса. Основные элементы компоновки отражены на рисунке 1. Газожидкостная смесь через перфорационные отверстия и фильтр (3), препятствующий поступлению песка в ствол скважины, из зоны 1 поступает в скважину и при достаточной скорости газа полностью выносится на поверхность. При длительной эксплуатации происходит подтягивание конуса подошвенной воды, подъем газо-водяного контакта, снижение скорости газа и продуктивности скважины. Вода подошвенного горизонта начинает скапливаться в надпакерном пространстве.

Система автоматического управления насосного агрегата включает в себя: датчики абсолютного давления (2, 7), система погружной телеметрии, кабель и станция управления (12), осуществляющая управление работой перевернутого насоса (8) и обеспечивающая технологические режимы работы скважины [3,4]. С помощью датчиков абсолютного давления (2 и 7), непрерывно измеряющих давления в точке и преобразующих их в выходные сигналы, определяется перепад давления в текущий момент времени, который сравнивается с минимальным критическим перепадом давления (заданным значением) и с предупредительным перепадом давления, который рассчитывается в зависимости от скорости поступления жидкости в скважину. На основе анализа данных и их сравнения принимается решение о включении и выключении перевернутого насоса.

При принятии решения о включении перевернутого насоса на станции управления сигнал от контроллера передается в систему телеметрии, которая приводит в действие электрический двигатель и перевернутый насос. Пластовая вода откачивается из надпакерной зоны и закачивается в нижележащий интервал, проперфорированный в водонасыщенную часть пласта (Зона 3).

В работе предлагается технологическое и экономическое обоснование эффективности работы технологии. По результатам экспериментов в гидродинамическом симуляторе отмечается продление срока эксплуатации скважины за счет удаления воды с забоя скважины.

В перспективе планируется реализация технологии совместно с компанией ООО «Газпром нефть – Заполярье» при условии прохождения опытно – промышленных испытаний на Чаяндинском НГКМ.

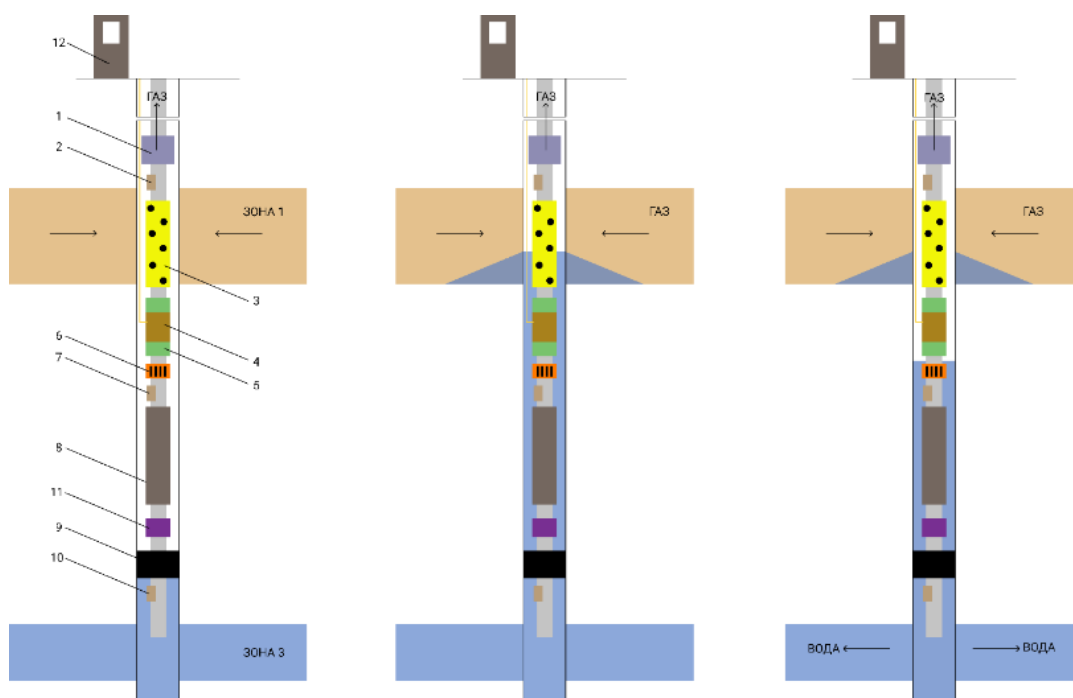


Рисунок 1 – Основные элементы компоновки.

### Список литературы

1. Методы повышения эффективности разработки водоплавающих нефтяных залежей / А. В. Поушев, Б. Б. Квеско, Е. Г. Карпова, А. Р. Квеско – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. – 2011. – Т. 319, № 1 – С. 156–164.

2. Основы технологии добычи газа = Foundations of gas recovery technology / А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, К. С. Басниев, З. С. Алиев. – Москва : Недра, 2003. – 880 с. – Текст : непосредственный.

3. Худяков. Определение предельного безводного дебита газовых и газоконденсатных скважин / О. Ф. Худяков, З. С. Алиев, А. П. Власенко. – Текст : непосредственный // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – Москва : ВНИИГазпром. – 1974. - № 12. - С. 26-29.

4. Забоева, М. И. Регулирование потоков жидкостей и газа в процессе разработки углеводородных залежей с подошвенной водой : специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Забоева Марина Ивановна ; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2011. – 133 с. – Текст : непосредственный.

### References

1. Poushev, A. V., Kvesko, B. B., Karpova, E. G., & Kvesko, A. R. (2011). Metody povysheniya effektivnosti razrabotki vodoplavayushchikh neftyanykh zalezhey. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 319(1), pp. 156-164. (In Russian).

2. Mirzadzhanzade, A. Kh., Kuznetsov, O. L. Basniev, K. S. & Aliyev, Z. S. (2003). Foundations of gas recovery technology. Moscow, Nedra Publ., 880 p. (In Russian).

3. Khudyakov, Determination of the maximum anhydrous flow rate of gas and gas condensate wells / O. F. Khudyakov, Z. S. Aliyev, A. P. Vlasenko. - Text : direct // Development and operation of gas and gas condensate fields. - Moscow : VNIIGazprom. 1974, 12, pp. 26-29. (In Russian).

4. Zaboeva, M. I. (2011). Regulirovanie potokov zhidkostey i gaza v protsesse razrabotki uglevodorodnykh zalezhey s podoshvennoy vodoy. Diss. ... kand. techn. nauk. Tyumen, 133 p. (In Russian)



## **Новая технология проведения гидравлического разрыва пласта (New Technology of carrying out hydraulic fracturing)**

***Г.О. Лавров, А.И. Мушегова***

Северо-Кавказский федеральный университет, Институт наук о Земле

Научный руководитель: Верисокин Александр Евгеньевич.

E-mail: averisokin@ncfu.ru

### **Аннотация**

Изучены причины обратного выноса пропанта из трещины в скважину. Определены последствия выноса наполнителя трещины в ствол скважины. Отмечено, что обратный вынос пропанта наиболее губителен для скважин, эксплуатируемых с помощью электроцентробежных насосов. Исследованы существующие способы проведения гидроразрыва пласта, указаны их недостатки. Разработан новый способ проведения гидроразрыва пласта.

### **Abstract**

Studies the reasons for proppant flow back from the fracture into the well. The consequences of the removal of the fracture filler into the wellbore are determined. It is noted that proppant backflow is the most destructive for wells operated with electric centrifugal pumps. The existing methods of hydraulic fracturing are investigated, their disadvantages are indicated. A new method of hydraulic fracturing has been developed.

### **Ключевые слова**

Новый материал, обратный вынос, трещина, гидроразрыв пласта, дебит, скважина, пропант.

### **Keywords**

New material, reverse flow, fracture, hydraulic fracturing, flow rate, well, proppant.

В процессе проведения гидравлического разрыва пласта (ГРП) посредством воздействия высокого давления на пласт создается система трещин, в которую транспортируется зернистый материал (пропант) для закрепления трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [1-3]. Зачастую наблюдается самопроизвольный выход пропанта из созданной трещины ГРП в ствол скважины.

Известно, что вынос пропанта (ВП) из трещины в скважину происходит после проведения ГРП в ходе первичной очистки, а в ряде случаев даже после полного освоения скважины. Одной из причин выноса зернистого материала из трещины в скважину является разрушение частиц наполнителя при вдавливании в трещину, неравномерное распределение частиц в трещине.

В пропантной набивке трещины наблюдается высокая проницаемость, большие скорости движения флюида и проявление инерционных сил. Также можно отметить, что крылья трещины работают менее эффективно, соответственно и вынос пропанта, в основном, происходит из центральной части трещины. Обратный вынос пропанта из трещины в скважину приводит к уменьшению проводящей ширины трещины в результате снижения эффекта расклинивания, вплоть до ее полного схлопывания. Вследствие выноса наполнителя трещины снижаются потенциально высокие дебиты скважины, на забое образуются пропантные пробки, что требует дополнительных промывок скважины, также снижается межремонтный период работы электроцентробежного насоса (ЭЦН).

Для решения проблемы ВП были исследованы способы проведения гидроразрыва пласта. Анализ показал, что проблема закрепления и удержания пропанта в трещине не решена и в настоящее время. В связи с наличием актуальной проблемы предлагается технология проведения ГРП с закачкой спрессованных пружин из нитинола на завершающей стадии

крепления трещины. Нитинол – это сплав титана (45%) и никеля (55%) в пропорции 45 на 55 %, обладающий высокой коррозионной и эррозионной стойкостью. Необычным является то, что данный сплав обладает эффектом памяти.

На первом этапе заполняют удаленный участок трещины мелкой фракцией керамического проппанта, а на втором этапе ведут подачу крупной фракции частиц, сформированных из металла, обладающего эффектом памяти и меняющих свою форму, с обеспечением формирования фильтрационного слоя в трещине гидроразрыва, при воздействии определенной температуры.

На предлагаемую технологию крепления трещины после проведения гидравлического разрыва пласта получен патента РФ на изобретение.

### **Список литературы**

1. *Верисокин А.Е., Зиновьева Л.М., Граб А.Н., Сериков Д.Ю.* Механизм деформационных процессов, возникающих при поведении гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. - №10. - С. 50-53.

2. *Верисокина А.Е., Марьевский А.Д., Граб А.Н., Сериков Д.Ю.* Влияние деформаций породы, возникающих при поведении гидроразрыва пласта, на прочность коллектора // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. - №7. - С. 35-38.

3. *Верисокина А.Е., Граб А.Н., Граб Д.Н., Сериков Д.Ю.* Анализ факторов, влияющих на работоспособность пакеров при проведении гидроразрыва пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. - №7. - С. 22-27.

### **References**

1. *Verisokin A.E., Zinovieva L.M., Grab A.N., Serikov D.Yu.* The mechanism of deformation processes arising from the behavior of hydraulic fracturing in horizontal wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea: scientific and technical. zhurn. - M.: JSC "VNIIOENG", 2018. - No. 10. - S. 50-53.

2. *Verisokin A.E., Maryevsky A.D., Grab A.N., Serikov D.Yu.* Influence of rock deformations arising from the behavior of hydraulic fracturing on the strength of the reservoir // Construction of oil and gas wells on land and at sea: scientific and technical. zhurn. - M.: JSC "VNIIOENG", 2018. - No. 7. - S. 35-38.

3. *Verisokin A.E., Grab A.N., Grab D.N., Serikov D.Yu.* Analysis of factors affecting the performance of packers during hydraulic fracturing // Construction of oil and gas wells on land and at sea: scientific and technical. zhurn. - M.: JSC "VNIIOENG", 2017. - No. 7. - S. 22-27.

### **Концепция спусковой системы для коллективного спасения персонала с морского нефтегазового сооружения в условиях арктических морей (The concept of a trigger device for collective rescue of personnel from an offshore oil and gas facility in the Arctic seas)**

**А.А. Михеева**

Санкт-Петербургский государственный морской технический университет

Научный руководитель: М.С. Сергеев, к.т.н.

E-mail: a.mikheeva1997@gmail.com

### **Аннотация**

В статье рассматриваются концепции спасательных систем для аварийной коллективной эвакуации персонала арктических морских нефтегазовых сооружений, разработанные ФГУП

«Крыловский государственный научный центр». Разработана собственная концепция спасательной системы для арктических морских платформ с учетом всех требований безопасности и исключением недостатков, имеющих место используемых на морских нефтегазовых платформах спусковых устройств.

### **Abstract**

The article discusses the concepts of rescue systems for emergency collective evacuation of personnel of Arctic offshore oil and gas facilities, developed by FSUE "Krylov State Scientific Center". A proprietary concept of a rescue system for Arctic offshore platforms has been developed, taking into account all safety requirements and excluding the disadvantages of launching devices used on offshore oil and gas platforms.

### **Ключевые слова**

Спасательные системы, спасательная шлюпка, спусковое устройство, нефтегазовая платформа, аварийная эвакуация.

### **Keywords**

Rescue systems, lifeboat, launching device, oil and gas platform, emergency evacuation.

В настоящее время активно развивается инфраструктура добычи нефти и газа как в теплых морях, так и в условиях арктических морей, осваиваются и разрабатываются новые морские месторождения. История развития морских нефтегазовых сооружений (МНГС) насчитывает более 70ти лет. С конца 70-х годов прошлого века, были отмечены более 10 крупнейших аварий на МНГС. В 1988 году на нефтедобывающей платформе Piper Alpha произошел взрыв, связанный с нарушением рабочего состояния оборудования и небезопасном его эксплуатации [1]. Анализ хронологии событий показывает, что у персонала не было отработанной инструкции к сбору на месте эвакуации и достаточного количества спасательных средств, способных обладать необходимой живучестью.

В ходе исследования крупнейших аварий, произошедших на МНГС [2], показывает, что при проведении спасательной операции одним из наиболее важных этапов является этап экстренной эвакуации персонала платформ, которая становится необходимой при катастрофической потере живучести и остойчивости, не возможности противостоять по следствиям взрыва и пожара.

Успешность эвакуации полностью определяется соответствие эвакуационных технических комплексов и средств внешним условиям: ветровым, температурным, волновым, а также ледовым нагрузкам, при которых возможно развитие аварийной ситуации [3]. К факторам, затрудняющим операцию безопасного спуска спасательного средства, относится «большая» высота борта МНГС.

Используемые на существующих отечественных морских нефтегазовых платформах технические средства эвакуации, и некоторые известные в мировой практике примеры их неудачного применения, например, авария на месторождении Гюнешли. А также приказ «Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждённый законодательством Российской Федерации, где уделено особое внимание безопасности персонала на МНГС и их эвакуации в случае чрезвычайной ситуации [4]. Все выше перечисленные факторы подтверждает необходимость и актуальность разработки специальных спасательных комплексов и повышения их эффективности.

По имеющимся данным, поразительно малый процент успешных спусковых операций при покидании персоналом и экипажами аварийных морских сооружений [2] требует отхода от универсальности инженерных решений. В связи с развитием промышленной активности на российском арктическом шельфе, актуальными являются разработки специальных и индивидуальных, для каждого типа морских нефтегазовых платформ, спусковых устройств.

В работе рассматриваются спасательные системы для аварийной эвакуации персонала арктических морских нефтегазовых платформ, разработанные специалистами ФГУП «Крыловский государственный научный центр» [2,3,6].

На основе полученных данных и рассмотренных спасательных систем была разработана концепция спускового устройства (рисунок 1), которая в полной мере удовлетворяет основным техническим требованиям применительно к конструкциям спусковых устройств [6].

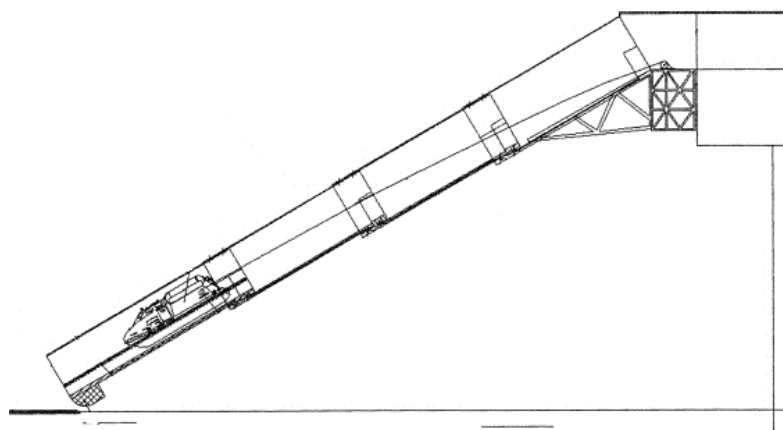


Рисунок 1 – Концепция спускового устройства для коллективного спасения персонала с морского нефтегазового сооружения в условиях арктических морей.

Задачей предлагаемого изобретения является обеспечение безопасного контакта с ледовой поверхностью спасательного средства с персоналом при ее спуске с морского нефтегазового сооружения с одновременной защитой спусковой платформы от атмосферного обледенения и ветра, и эвакуируемого персонала от воздействия огня при пожаре.

Отличительной особенностью данной концепции является коробчатый корпус выполнен из огнестойкого армированного стеклопластика, предусмотрены ролики для раскладывания и складывания секций. Система спасательное средство – спусковое устройство связана лебедками, лебедки оборудованы тормозными устройствами, что обеспечивает плавность спуска спасательного средства на ледовую поверхность. Такая система полностью исключает ударные взаимодействия с бортом МНГС и возможное раскачивание шлюпки ветром

Добыча в арктических условиях на нефтегазоконденсатных месторождениях сопряжена с большими рисками для обслуживающего персонала морских платформ. Соблюдение правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности [2,6], а также стремительное развитие усовершенствованных систем эвакуации персонала в арктических условиях способно благоприятно повлиять на безопасность персонала, что положительно скажется на корпоративном имидже и репутации крупных корпораций.

### Список литературы

1. Урок на века: 30 лет после мощнейшей аварии на нефтяной платформе. — Текст : электронный // The maritime telegraph : [сайт]. — URL: <http://www.mtelegraph.com/lesson-for-ages-30-years-after-the-most-massive-accident-on-the-oil-platform.html> (дата обращения: 01.02.2022).

2. Таровик В.И., Косьмин С.И., Димитров В.И., Синяков С.М., Утямишев П.А. Актуальные проблемы функциональной устойчивости и новое проектное решение для спусковых устройств спасательных шлюпок морских нефтегазовых сооружений // Научно-технический сборник Российского морского регистра судоходства. 2020. №58-59. С. 123-129.

3. Таровик В.И., Косьмин С.И., Димитров В.И., Синяков С.М., Утямишев П.А. Эвакуационные системы и спасательное оборудование морских нефтегазовых сооружений в Арктике // Offshore Russia, № 4 [22], ноябрь 2018, с. 66 – 70.

4. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" [Текст]; Приказ от 15 декабря 2020 года №534// Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (ст 523)

5. *Михеева, А. А.* Концепция спускового устройства спасательной шлюпки для эвакуации персонала с морского нефтегазового сооружения в арктических условиях / А. А. Михеева. — Текст : // Материалы конференции Tatarstan UpExPro 2021 : КФУ, 2021. — С. 43-45.

6. Международный кодекс по спасательным средствам. Кодекс КСС [International Life-Saving Appliance (LSA) Code. LSA Code].

### References

1. Lesson For the Ages: 30 Years After the Most Powerful Accident on an Oil Platform. . The Maritime Telegraph. URL: <http://www.mtelegraph.com/lesson-for-ages-30-years-after-the-most-massive-accident-on-the-oil-platform.html> (accessed: 01.02.2022).

2. *Tarovik V.I., Kosmin S.I., Dimitrov V.I., Sinyakov S.M., Utyamishev P.A.* Actual problems of functional stability and a new design solution for launching devices of lifeboats of offshore oil and gas facilities – Scientific and technical collection of the Russian Maritime Register of Shipping, 2020, No.58-59, pp. 123-129.

3. *Tarovik V.I., Kosmin S.I., Dimitrov V.I., Sinyakov S.M., Utyamishev P.A.* Evacuation Systems and Rescue Equipment of Offshore Oil and Gas Facilities in the Arctic – Offshore Russia, No. 4 [22], November 2018, pp. 66-70.

4. On the Approval of Federal Norms and Rules in the Field of Industrial Safety "Safety rules in the oil and gas industry" –Order No. 534 of December 15, 2020 – Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision (st 523)

5. *Mikheeva, A. A.* The Concept of a Lifeboat Launching Device for the Evacuation of Personnel From an Offshore Oil and Gas Facility in Arctic Conditions – Materials of the conference Tatarstan UpExPro 2021, KFU, 2021. - pp. 43-45.

6. International Code of Life-Saving Means. The KSS Code [International Life-Saving Appliance (LSA) Code. LSA Code].

### **Исследование эффективности применения полимер-глинистой композиции для повышения выработки низкопроницаемых коллекторов нефтяного месторождения (Study of the effectiveness of the use of a polymer-clay composition to increase the production of low-permeability reservoirs of an oil field)**

*К.С. Мокина*<sup>1</sup>

1 – АГНИ

Научный руководитель: Саяхов Вадим Аликович, к.т.н

E-mail: sayakhoff@mail.ru

### **Аннотация**

В данной работе выполнен анализ эффективности и предлагаются рекомендации по дальнейшему применению технологии закачки полимер-глинистой композиции (ПГК) как перспективного физико-химического метода увеличения нефтеизвлечения (МУН) для повышения выработки низкопроницаемых коллекторов в условиях Ямашинского месторождения. Результат достигается путем предварительного блокирования высокопроницаемых обводнившихся пропластков полимер-глинистой композицией с последующим перераспределением фронта заводнения на неохваченные ранее воздействием продуктивные пропластки. По итогам была получена значительная дополнительная добыча нефти.

## **Abstract**

This paper analyzes the effectiveness and offers recommendations for the further application of the polymer-clay composition (PCC) technology as a promising physico-chemical method for increasing oil recovery (EOR) to increase the production of low-permeability reservoirs of the Yamashinskoye field. The result is achieved by preliminary blocking of highly permeable watered interlayers with a polymer-clay composition, followed by redistribution of the waterflooding front to productive interlayers that were not previously affected. As a result, a significant additional oil production was obtained.

## **Ключевые слова**

Нагнетательная скважина, МУН, физико-химические методы, полимер-глинистая композиция, коэффициент приемистости, заводнение, выработка запасов, технологическая эффективность.

## **Keywords**

Injection well, EOR, physical and chemical methods, polymer-clay composition, injectivity factor, flooding, reserves recovery, technological efficiency.

Разработка Ямашинского месторождения характеризуется существенным снижением эффективности выработки запасов и постоянным ростом обводненности продукции скважин. В связи с этим рекомендуется применение различных физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения для довыработки остаточных запасов нефти.

Выполненный обзор научно-технической литературы показывает высокую эффективность применения физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения при разработке нефтяных месторождений даже на поздней стадии [1].

Анализ технологической эффективности физико-химических МУН на скважинах Ямашинского месторождения показал, что на данном этапе разработки в нагнетательных скважинах применяются перспективные технологии, за счет чего получена значительная дополнительная добыча нефти.

Одним из направлений регулирования профиля приемистости и охвата пласта заводнением является закачка в пласт водной дисперсии глинопорошка и полимера (полимер-глинистой композиции). Применение технологии позволяет решать следующие задачи регулирования заводнения [2]:

- выравнивание профиля приемистости;
- блокирование промытых зон и трещин.

По результатам анализа технологических показателей до и после применения технологии ПГК выявлено, что применение технологии способствовало снижению обводненности добываемой продукции по всем рассматриваемым участкам месторождения – от 4,1% до 5%. Среднее снижение обводненности по участкам составило около 4,5%. Так же были рассмотрены изменения среднесуточного дебита нефти, оценена дополнительная добыча нефти. Анализ свидетельствует о высокой технологической эффективности закачки ПГК.

Выполненный расчет технологического процесса закачки ПГК заключался в определении необходимого количества реагента, выборе насосного агрегата и закачке реагента в скважину. Рекомендуемый объем закачки ПГК выбирается в зависимости от приемистости нагнетательных скважин: при диапазоне изменения приемистости нагнетательной скважины 200-300 м<sup>3</sup>/сут количество БГП в композиции составит 0-15 %, ПОЭ – 0,001-1,0 %, а объем закачиваемого состава – 100-400м<sup>3</sup>. Остальное – вода. В данном расчете приняли концентрацию полимера ПОЭ 0,005%, а концентрацию глинопорошка БГП – 4%. Объемы необходимых реагентов для приготовления растворов при проведении технологии ПГК и продолжительность процесса закачки ПГК находятся в прямой зависимости от толщины пласта. На всех скважинах в качестве насосного агрегата использовалась установка УДР-32М, работающая при максимальном давлении на выкиде насоса 16,7 МПа.

Использование характеристик вытеснения (ХВ) при решении задач разработки нефтяных залежей было впервые предложено Д.А. Эфросом (1959г.) в виде зависимости накопленного отбора нефти от накопленного отбора жидкости, выраженных в долях объема пор [3]. Расчет технологической эффективности в данной работе проводился с использованием 3 интегральных зависимостей между накопленной добычей нефти, жидкости и воды по характеристикам вытеснения Сазонова, Камбарова и Максимова. Суммарная дополнительная добыча нефти в результате применения технологии ПГК по характеристикам вытеснения составила 2047,9 тонн.

Кроме этого, с применением программы для ЭВМ выполнен расчет технологических показателей разработки (в прогнозе на 15 лет) по методике ТатНИПИнефть в двух вариантах: без учета проведения и с учетом проведения технологии закачки ПГК. Согласно выполненным расчетам в результате применения технологии закачки ПГК на участках месторождения наблюдается увеличение добычи нефти на 0,045 млн.т., увеличился КИН на 0,018%, снизилась незначительно обводненность добываемой продукции по всем рассматриваемым участкам.

Расчет экономической эффективности показал, что внедрение технологии закачки ПГК является экономически эффективным, индекс доходности составил 1,26 д.ед. Экономический эффект от внедрения предлагаемого мероприятия составил 39 900 тыс.руб.

Таким образом, были рассмотрены изменения среднесуточного дебита нефти, оценена дополнительная добыча нефти, а также снижение обводненности добываемой продукции. Анализ показателей работы участков до и после закачки полимерно-глинистой композиции, а также выполненные самостоятельно расчеты свидетельствует о высокой технологической эффективности закачки ПГК.

Для предупреждения снижения приемистости скважин после проведения МУН необходима точная закачка ПГК в высокопродуктивные пропластки, для этого необходимо детально изучить геолого-стратиграфический разрез продуктивного пласта, провести промысловые исследования. Рекомендуется проведение всего комплекса геофизических исследований на всех скважинах, предлагаемых для обработок ПГК, особенно скважин, находящихся длительное время под закачкой. Это позволит определить техническое состояние эксплуатационной колонны, а также работающих интервалов пласта. Успешность физико-химических МУН на скважинах Ямашинского месторождения зависит от правильного подбора участков и нагнетательных скважин, а также соблюдения последовательности проведения технологического процесса.

### Список литературы

1. *Хисамов, Р.С.* Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием [Текст] / Р.С. Хисамов — М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2003. — 568 с.
2. *Газизов, А.Ш.* Инструкция по технологии повышения нефтеотдачи пластов с использованием полимер-глинистых композиций [Текст] / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, Л.А. Галактионова, Г.С. Каримов, Б.С. Адыгамов // РД 153-39.0-547-07. Казань, 2007. — 26 с.
3. *Мищенко, И.Т.* Скважинная добыча нефти [Текст] / И.Т. Мищенко // Издательство «Нефти и газа», Москва, 2003. — 816 с.

### References

1. *Khisamov, R.S.* Increasing the coverage of productive layers by the impact [Text] / R.S. Khisamov - M.: JSC VNIIOENG, 2003. - 568 p.
2. *Gazizov, A.Sh.* Instructions on the technology of enhanced oil recovery using polymer-clay compositions [Text] / A.Sh. Gazizov, A.A. Gazizov, L.A. Galaktionova, G.S. Karimov, B.S. Adygamov // RD 153-39.0-547-07. Kazan, 2007. - 26 p.
3. *Mishchenko, I.T.* Well's oil production [Text] / I.T. Mishchenko // Publishing House "Oil and Gas", Moscow, 2003— - 816 p.

**Анализ эффективности проведенных геолого-технических мероприятий на  
Восточно-Сургутском месторождении пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup>  
(Analysis of the effectiveness of geological and interventions at the  
Vostochno-Surgutskoye field of the BS<sub>10</sub><sup>0</sup> formation)**

**Е.В. Молькова**

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Ганиев Радик Рафкатович, к.н.

E-mail: molkovaelizaveta@mail.ru

**Аннотация**

Период стабильной добычи на Восточно-Сургутском месторождении продолжался с 1989 г. по 2004 г. Затем месторождение перешло на завершающую стадию разработки. С 2005 г. началось постепенное увеличение отборов нефти в связи с интенсивным внедрением ГТМ.

В статье проанализирована технологическая эффективность ГТМ по пласту БС<sub>10</sub><sup>0</sup> на добывающих скважинах по 2008 год включительно. Анализ проведен с начала эксплуатации.

Величина дополнительной добычи нефти (технологического эффекта) по скважинам за счет ГТМ определялась по разнице между фактической и расчетной добычей нефти. Расчетная добыча оценивалась по базовой динамике дебита нефти (без ГТМ), которая аппроксимировалась различными функциями. В качестве аргумента для данных функций был выбран суммированный коэффициент эксплуатации по месяцам.

Технологическая эффективность зарезки боковых горизонтальных стволов и горизонтальных скважин рассмотрена отдельно, анализ проведен с начала эксплуатации. Многие скважины были подвергнуты нескольким видам ГТМ в течение короткого промежутка времени, поэтому дополнительная добыча и продолжительность эффекта характеризует результативность комплекса ГТМ.

**Abstract**

The period of stable production at the Vostochno-Surgutskoye field lasted from 1989 to 2004. Then the field moved to the final stage of development. Since 2005, a gradual increase in oil withdrawals has begun due to the intensive introduction of interventions.

The technological efficiency of interventions for the BS<sub>10</sub><sup>0</sup> formation at producing wells up to and including 2008 has been analyzed. The analysis has been carried out since the beginning of operation.

The amount of additional oil production (technological effect) by wells due to interventions was determined by the difference between the actual and estimated oil production. The estimated production was estimated based on the basic dynamics of the oil flow rate (without interventions), which was approximated by various functions. As an argument for these functions, the summed coefficient of operation by month was chosen.

Many wells have been subjected to several types of interventions within a short period of time, therefore, additional production and duration of the effect characterize the effectiveness of a complex of interventions.

**Ключевые слова**

БС, ГТМ, добыча, ОПЗ, РИР, эффективность метода.

**Keywords**

Cutting of side boreholes, interventions, production, bottom-hole zone treatment, repair and insulation works, the effectiveness of the method.

Восточно-Сургутское месторождение было открыто в 1977 г., введено в разработку в 1986 г. в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка. Месторождение является



многопластовым. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях нижнего мела (мегионская свита) и отложениях юрской системы (тюменская и васюганская свиты). Объектами лицензирования являются пласты: БС<sub>10</sub><sup>0</sup>, БС<sub>21</sub>, БС<sub>22</sub> ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> [1].

Период стабильной добычи продолжался с 1989 г. по 2004 г. Затем месторождение перешло на завершающую стадию разработки. С 2005 г. началось постепенное увеличение отборов нефти в связи с интенсивным внедрением ГТМ. Максимальный уровень добычи нефти (1596,2 тыс. т) приходится на 2007 год.

За период 2007-2008 гг. на Восточно-Сургутском месторождении по пласту БС<sub>10</sub><sup>0</sup> было выполнено 63 ГТМ на добывающих скважинах (таблица 1).

Таблица 1 – Объемы геолого-технических мероприятий по объектам Восточно-Сургутского месторождения.

Пласт	Вид ГТМ	2007	2008	Итого
<b>Добывающие скважины</b>				
БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	Зарезка БС	20	21	<b>41</b>
	ОПЗ	1	3	<b>4</b>
	Перфорационные работы+ОПЗ	5	6	<b>11</b>
	РИР	3	4	<b>7</b>

Рассмотрена технологическая эффективность зарезки боковых стволов добывающих скважин. По состоянию на 01.01.2008 г. на объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup> пробурено 86 (из них 41 за 2007-2008) боковых стволов [1]. При этом на 8 скважинах объекта пробурено по два боковых ствола. Накопленная добыча нефти по боковым стволам составила 2442.8 тыс.т, жидкости – 9847.7 тыс.т, или 11.0% и 14.1% соответственно от общей добычи по объекту. Средний дебит нефти за 2008 год составил 16.4 т/сут, жидкости – 115.3 т/сут, обводненность – 85.8%.

Основные технологические показатели работы боковых стволов представлены в таблице 2.

Средняя накопленная добыча нефти на один ствол составила 28.1 тыс.т, что говорит о высокой эффективности данного метода повышения нефтеотдачи.

Для оценки прогнозной дополнительной добычи нефти от применения зарезок боковых стволов было использовано два метода: характеристик вытеснения и экстраполирования осредненного дебита нефти.

На рисунке 1 представлено сопоставление накопленной добычи нефти и жидкости всего и без учета боковых стволов. Текущая обводненность продукции позволяет использовать метод характеристик вытеснения для прогноза извлекаемых запасов.

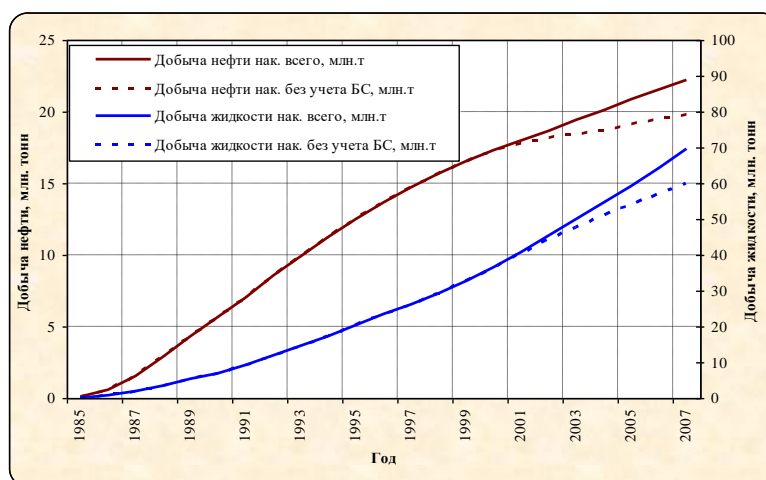


Рисунок 1 – Сопоставление накопленной добычи нефти и жидкости. Объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup>.

По различным характеристикам вытеснения величина извлекаемых запасов при эксплуатации объекта с боковыми стволами лежит в пределах 25612-26490 тыс.т, без боковых стволов – 22127-22955 тыс.т. Таким образом, дополнительная добыча нефти за счет боковых стволов лежит в интервале 2657-4363 тыс.т, или в пересчете на один ствол – 30.5-50.1 тыс.т.

Кроме того, для оценки дополнительной добычи от зарезок боковых стволов была построена осредненная динамика дебита нефти (рисунок 2). При помощи полученного графика можно рассчитать прогнозную добычу на один БС: при пессимистичном сценарии (линейный тренд) она составит 34.5 тыс.т, при оптимистичном сценарии (экспоненциальный тренд) – 50.2 тыс.т.

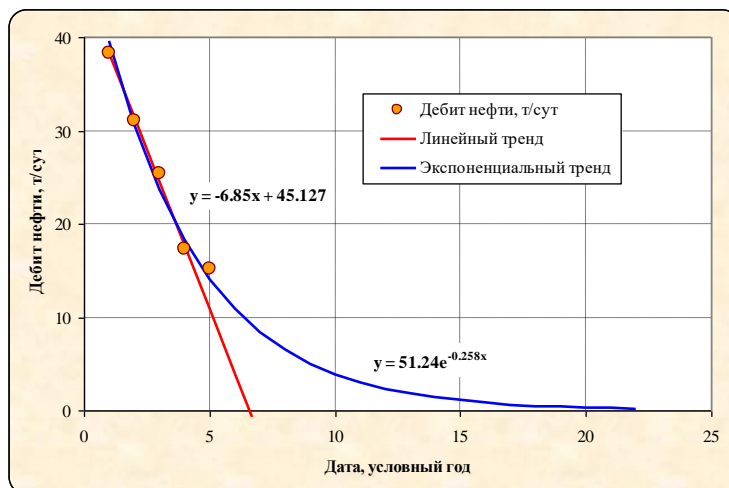


Рисунок 2 – Осредненная динамика дебита нефти боковых стволов. Объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup>.

Величина дополнительной добычи нефти (технологического эффекта) по скважинам за счет ГТМ определялась по разнице между фактической и расчетной добычей нефти. Расчетная добыча оценивалась по базовой динамике дебита нефти (без ГТМ), которая аппроксимировалась различными функциями. В качестве аргумента для данных функций был выбран суммированный коэффициент эксплуатации по месяцам [2].

За анализируемый период на добывающих скважинах объектов БС<sub>10</sub><sup>0</sup> Восточно-Сургутского месторождения выполнено 2 операций по воздействию на призабойной зоны пласта, из них две – на объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup>. Из-за короткой службы скважин оценить ОПЗ в данных условиях не удалось [1].

В период 2007-2008 гг. на объекте выполнено 7 операций по ремонтно-изоляционным работам (рисунок 3).

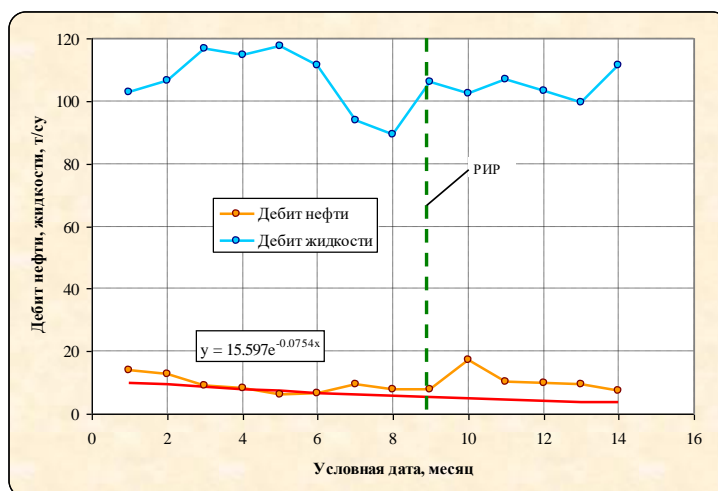


Рисунок 3 – Осредненная динамика дебита нефти и жидкости до и после РИР. Объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup>

По результатам анализа средняя технологическая эффективность ремонтно-изоляционных работ составит 1.06 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 7.4 тыс.т., средняя продолжительность эффекта – не менее 6 месяцев.

За анализируемый период на Восточно-Сургутском месторождении на объекте БС<sub>10</sub><sup>0</sup> проведено 5 операций по перфорационным работам. Одновременно с перфорационными работами во всех случаях проводились ОПЗ (рисунок 4)

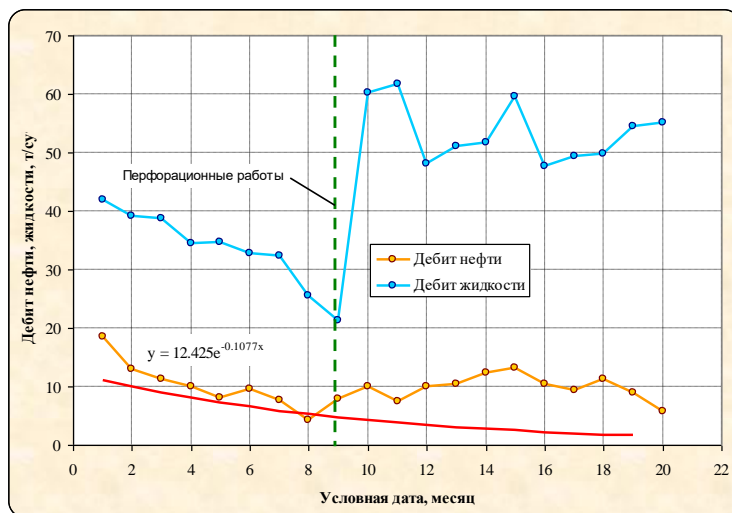


Рисунок 4 – Осредненная динамика дебита нефти и жидкости до и после перфорационных работ. Объект БС<sub>10</sub><sup>0</sup>

По результатам анализа средняя дополнительная добыча нефти составит 2.32 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 11.6 тыс.т., средняя продолжительность эффекта – более года.

Таким образом, в целом на Восточно-Сургутском месторождении по объекту БС<sub>10</sub><sup>0</sup> в период 2007-2008 гг. проведено 63 ГТМ на добывающих. Суммарная технологическая эффективность равна 2315.3 тыс.т, что составляет 68.1% от накопленной добычи нефти по месторождению за анализируемый период. Основной объем дополнительной добычи нефти приходится на зарезки боковых стволов (943.2 тыс.т или 46.8% от накопленной добычи).

### Список литературы

1. Технологическая схема разработки Восточно-Сургутского месторождения. –Тюмень: ТО «СургутНИПИнефть», протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югра №6188 от 28.05.2008. – Текст: непосредственный.
2. Котенев Ю.А. «Геология и разработка нефтяных месторождений при заводнении / Котенев Ю.А., Андреев В.Е., Чижев А.Г. – УФА; Изд-во УГНТУ,2003. -188с. – Текст: непосредственный.

### References

1. Technological scheme of the development of the Vostochno-Surgutskoye field. - Tyumen: THEN "SurgutNIPIneft", the protocol of the Central Committee of Rosnedra on the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug-Yugra No. 6188 dated 28.05.2008.
2. Kotenev Y.A "Geology and development of oil fields during flooding / Kotenev Y.A., Andreev V.E., Chizhov A.G. -UFA; USNTU Publishing House, 2003. -188s.

**Флишоиды как инновационное направление развития добычи углеводородного сырья в Оренбургской области**  
**(Flishoids as an innovative direction for the development of hydrocarbon production in the Orenburg region)**

**А.С. Новикова<sup>1</sup>**

1- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Михайлов Николай Нилович, д.т.н.  
E-mail: economngp@mail.ru

**Аннотация**

Обоснована необходимость и предложены варианты освоения углеводородного сырья флишиоидов нижней перми оренбургского сегмента Предуральяского прогиба с целью обеспечения стабильной работы Оренбургского газового комплекса в долгосрочной перспективе. Произведен расчёт технически извлекаемых запасов блоков флишоидов и технико-экономическое обоснование сценариев добычи углеводородного сырья из них.

**Abstract**

The necessity is substantiated, and options are proposed for the development of hydrocarbon raw materials of the Lower Permian fluids of the Orenburg segment of the Pre-Ural trough in order to ensure stable operation of the Orenburg gas complex in the long-term perspective. The calculation of technically recoverable reserves of flyschoid blocks and a feasibility study of scenarios for the extraction of hydrocarbon raw materials from them were carried out.

**Ключевые слова**

Нетрадиционные резервуары нефти и газа, флишоиды, освоенческая модель.

**Keywords**

Unconventional oil and gas reservoirs, flyschoids, development model.

Оренбургское НГКМ находится на поздней стадии разработки, характеризующейся резким снижением добычи газа, что влечет за собой (при отсутствии других ресурсов) проблему не востребуемости имеющихся добывающих, транспортирующих и перерабатывающих мощностей. В этой связи настоятельной необходимостью является освоение запасов флишоидного газа, ближайшим аналогом которых признаны сланцы Lewis shale бассейна Сан Джуан [1]. Об этом свидетельствуют результаты анализа ключевых геолого-промысловых параметров (таблица 1).

Впервые работы на Ирекском участке ОНГКМ начались еще в 1970-х гг., были пробурены первые скважины, дебит которых уже в первый год снизился до минимума в результате ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств флишоидных коллекторов [2].

Подсчёт ресурсов флишоидного газа проведён методом аналога [3] дифференцированно по типу коллекторов и глубине. Их объём обусловил их освоение ключевым инновационным направлением в Оренбургской области. Предлагаем два сценария освоенческой модели и соответствующие им системы разработки. Первый заключается в создании нового района добычи УВС с соответствующей инфраструктурой; второй - базируется на предположении, что новый район добычи газа будет развиваться исключительно на основе ресурсов УВС флишоидов нижней перми. Последний признан более эффективным, так как позволит к концу проектного периода разработки залежи (40 лет) добыть 449,3 млрд. м<sup>3</sup> газа и порядка 1,7 млн т конденсата. Коэффициент извлечения газа к концу разработки составит 0,85 от начальных геологических запасов, конденсата – 0,5.

Таблица 1 – Сравнение характеристик сланцев Lewis и нижнепермских флишоидов оренбургского сегмента Предуральяского прогиба [1].

Параметры отложений	Lewis shale	Нижнепермские флишоиды
Возраст	Верхний мел	Верхняя пермь.
Литологические разности пород	Аргиллиты, алевролиты и песчаники	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, мергели и известняки.
Флюид	Газ	Газ.
Седиментационная позиция	Верхняя часть мощной терригенной толщи верхнемелового возраста.	Мощная карбонатно-терригенная толща. В его юго-восточной части включает и отложения карбона.
Притоки флюида в скважинах	Газ без воды	Газ без воды.
Содержание ОВ, %	0,45–2,50%, среднее 1,0%	0,04–1,91%, среднее 0,23%.
Содержание конденсата	13,5 г/ м <sup>3</sup> (извлекаемое)	6,6 г/м <sup>3</sup> (геологическое).

Согласно расчетов, при последовательном доизучении недр газоносных флишоидов промышленная добыча из них газа может начаться в 2040–2045 гг. - в период становления нового энергетического уклада. Можно с уверенностью прогнозировать, что цена на газ в этот период будет кратно превосходить сегодняшнюю. Соответственно газ флишоидов, как нетрадиционного резервуара, будет востребован и продлит эффективность функционирования мощностей Оренбургского газового узла.

### Список литературы

1. *Тюрин, А.М.* Изучение литофизических характеристик нижнепермских флишоидов юга Предуральяского прогиба по результатам комплекса ГРП с целью оценки перспектив их нефтегазоносности /А.М. Тюрин – Оренбург, 2016. - 156 с.
2. *Новикова, А.С., Еременко, О.В.* Scientific-technical developments that ensure the growth of the resource potential of the regional oil and gas complex /А.С. Новикова, О.В. Еременко // 14-й Международный форум (IFOST 2019). Том 1019. Статья 012035 - Томск, 2021, doi.org/10.1088/1757-899X/1019/1/012035
3. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. - М.: ВНИГНИ, 2000, - 189 с.

### References

1. *Tyurin, A.M.* Study of the photophysical characteristics of the Lower Permian flyschoids of the south of the Pre-Ural trough based on the results of the exploration complex in order to assess the prospects of their oil and gas potential / A.M. Tyurin - Orenburg, 2016. - 156 p.
2. *Novikova, A.S., Eremenko, O.V.* Scientific-technical developments that ensure the growth of the resource potential of the regional oil and gas complex / A.S. Novikova, O.V. Eremenko // 14th International Forum on Strategic Technology (IFOST 2019). Volume 1019. Article 012035 – Tomsk, 2021, doi.org/10.1088/1757-899X/1019/1/012035
3. Methodological guide on quantitative and economic assessment of oil, gas and condensate resources of Russia. - M.: VNIGNI, 2000, - 189 p.

**Вычислительный эксперимент при расчете нагрузки на морские  
нефтегазопромысловые сооружения**  
**(Computational experiment in calculating the load on offshore oil and gas field facilities)**

**Н.А. Онегов<sup>1</sup>**

1-Санкт-Петербургский Горный Университет  
Научный руководитель: Перегудин Сергей Иванович, д. ф.-м. н.  
E-mail: feniks8000@gmail.com

**Аннотация**

Проведен численный эксперимент, состоящий в расчете гидродинамических характеристик внутренних волн на территории акватории, а также выполнен расчет влияния, оказываемого данным явлением на морские нефтегазопромысловые сооружения в случае наличия значимой плотностной стратификации, например, при условиях пресной оторочки.

**Abstract**

A numerical experiment consisting in the calculation of hydrodynamic characteristics of internal waves was carried out, as well as the calculation of the effect that this phenomenon has on offshore oil and gas field structures in the presence of significant density stratification, such as the presence of freshwater rim.

**Ключевые слова**

Математическое моделирование, внутренние волны, волновая нагрузка, гидродинамика, теория волн.

**Keywords**

Mathematical modeling, internal waves, wave loading, hydrodynamics, wave theory.

Волны на поверхности жидкости – характерное явления для нашего мира. Неоценимый вклад в развитие теории жидкости внесли Леонард Эйлер, Жозеф Луи Лагранж, Жан Лерон Даламбер и многие другие. В работе [1] детально описывается линейная волновая теория, а в монографии [2] подробно описывается явление внутренних волн. По мнению Алексеевского Николая Ивановича – заведующего кафедрой гидрогеологии в МГУ – внутренние волны обусловлены трением в зоне контакта горизонтально смещающихся волн различной природы на границе слоев с разной плотностью.

Нередко в акватории можно встретить более пресную верхнюю прослойку жидкости, а так как по оценочным данным порядка 70% территории шельфа могут быть богаты нефтью и газом, то размещения специальных судов или платформ на данной оторочке совсем не редкость. Например, эта оторочка легко определяется методами геофизики.

Как известно, морские нефтегазопромысловые сооружения на сегодняшний день являются одними из самых дорогостоящих и современных конструкций, поэтому их поломка несет за собой огромный экономический ущерб множеству государств, а в самом худшем случае и “потерю” месторождения или интенсификацию разлива углеводородов. В результате проведенного вычислительно эксперимента доказано, что волны малой амплитуды, возникающие в следствие различных плотностей нефти и воды не оказывают существенного влияния на разлив [3].

Так как затраты на строительство нефтяных и газовых платформ весьма велики, то снижение их стоимости хотя бы на долю процента принесет значительную экономию денежных средств и капиталовложений. В относительно широком диапазоне можно регулировать запас прочности сооружения, чем больше предполагается вероятность возникновения различных инцидентов, тем запас прочности должен быть выше. Если детально изучить все факторы и определить их точное влияние, коэффициент запаса можно будет уменьшить.

В представленной работе произведено численное моделирование влияния вклада внутренних волн в испытываемую нагрузку морских сооружений на примере колонны нефтяной полупогружной платформы, судна и насыпного острова с откосами вертикального профиля (идеальный случай в виде цилиндра). Для этого были заданы следующие параметры:  $\rho_2$  — плотность пресной оторочки,  $1000 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_1$  — средняя плотность воды в акватории,  $1050 \text{ кг/м}^3$ ;  $\lambda$  — длина волны, по разным источникам изменяется в диапазоне от 10 до 2000 метров, в эксперименте принимается за 100 м

В данных условиях групповая скорость волны составила 1,95 м/с, что кроме дополнительных нагрузок может весьма затруднить передвижение морских стационарных платформ, средняя скорость которых при буксировке равняется 1.5 узла в час (0.7 м/с), таким образом, при данных условиях буксировать платформу в направлении распространения волн будет невозможно, данный участок необходимо исключить из маршрута, в некоторых случаях так же возможно появление так называемой “мертвой воды” – полной остановки плавучей конструкции в связи с невозможностью преодоления сопротивления внутренней волны.

Глубина пресной оторочки при расчете давления на опору и судно принимается равной 20 м, а глубина акватории 100 м, осадка колонны и судна принимается 40 футов, длина судна 400 футов, а диаметр колонны 25 метров. При расчете насыпного острова глубина акватории принимается 10 м, соотношения глубин слоев предполагаются неизменными.

При расчетах использовалась идеальная, несжимаемая модель жидкости с изотропией свойств. Решением данной задачи по сути является разрешение системы уравнений движения Эйлера, неразрывности и несжимаемости потока, с граничными условиями непротекания, динамическим и кинематическим состоящими в непрерывности давления и в плавности изменения скорости на границе раздела:

$$\frac{\partial \rho_j}{\partial t} + \bar{v}_j \nabla \rho_j = 0, \text{div } \bar{v}_j = 0, \rho_j \frac{dv_j}{dt} = \bar{g} \rho_j - \nabla p_j, \quad (1)$$

где  $\bar{v}_j = (v_{jx}, v_{jy}, v_{jz})(x, y, z, t)$ ,  $\rho_j(x, y, z, t)$ ,  $p_j(x, y, z, t)$ , соответственно, скорость, плотность и давление в j-ом слое ( $j=1,2$ ),  $\bar{g} = (0,0,-g)$  [2, 3].

При данных условиях максимальная нагрузка от течения внутренних волн на судно составила 456519 Н, нагрузка на опору и насыпной остров рассчитывалась по методикам и нормам заложенных в СНИП 2.06.04-82\* и в стандартах компании ПАО “Газпром” [4], результат моделирования представлен на рисунке 1:

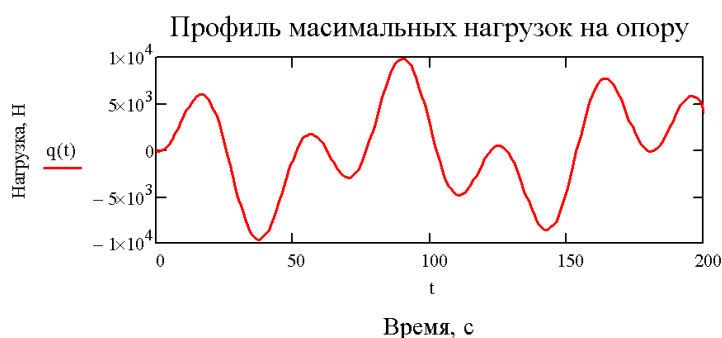


Рисунок 1 – Профиль максимальных нагрузок, испытываемых опорой.

Таким образом, в данной работе были численно рассчитаны дополнительные волновые нагрузки, связанные с возникновением внутренних волн, обусловленные наличием пресной оторочки в акватории, нагрузки на опоры морской платформы оказались незначительными, судну же рекомендуется располагаться носом к волнам, чтобы не допускать воздействия больших знакопеременных нагрузок, которые могут привести к усталостному разрушению конструкции. Максимальные нагрузки на остров оказались достаточно большими, однако они далеки от расчетных средних нагрузок равных 30 - 40 МН.

Так же следует упомянуть, что групповая скорость внутренней волны непосредственно оказывает влияние и на скорость волны ветрового наката, так что рассчитанные нагрузки являются лишь долей от общих, а не существуют в виде добавочной составляющей.

Стоит отметить тот факт, что данное явление всегда присутствует как на море, так и в океане, в связи с тем, что с увеличением глубины падает температура и увеличивается соленость, что способствует стратификации жидкости в акватории по плотности, возникает бесконечно множество поверхностей раздела, каждый из которых возбуждает колебания внутренних волн.

### Список литературы

1. *Harald E. Krogstad, Oilvind A. Arntsen* Linear wave theory Part A-Regular waves. Trondheim: Norwegian university of science and technology trondheim, 2000. 42 с.
2. *Перегудин С. И.* Волновые движения в жидких и сыпучих средах. СПб.: Изд-во Санкт-Петербург. ун-та, 2004. 288 с.
3. *Онегов, Н. А.* Анализ влияния внутренних волн на процесс разлива и на основные характеристики флюида в нефтеносном пласте / Н. А. Онегов // Процессы управления и устойчивость. 2021. Т. 8. № 1. с. 138-143.
4. Стандарт организации "Методика расчета волновой нагрузки" от 25.04.2005 № 60 // Управлением техники и технологии разработки морских месторождений Департамента по добыче газа, газового конденсата и нефти ОАО "Газпром" 2005.

### References

1. *Harald E. Krogstad, Oilvind A. Arntsen* Linear wave theory Part A-Regular waves. Trondheim: Norwegian university of science and technology trondheim, 2000, 42 pp.
2. *Peregudin S. I.* Wave Motions in Liquids and Solids Environments. SPb.: Publishing house of Saint-Peterb. university, 2004, 288 pp.
3. *Onegov, N. A.* Analysis of the effect of internal waves on the spill process and on the main characteristics of the fluid in the oil-bearing reservoir. Protsessy upravleniya i ustoichivost' – Management processes and sustainability. 2021, T. 8, no. 1, pp. 138-143.
4. The standard of the organization "Metodika rascheta volnovoi nagruzki" from 25.04.2005 № 60 Directorate of Equipment and Technology for Developing Offshore Fields of the Gas, Gas Condensate and Oil Production Department of ОАО "Gazprom" (Gazprom, JSC) 2005.

### Цементирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины при высокой температуре (Cementing a directional production well at high temperature high temperature)

***В.О. Свиридов<sup>1</sup>, Е.В. Орленкова<sup>1</sup>, К.О. Щербакова<sup>1</sup>***

1 - Российский государственный геологоразведочный университет  
им. Серго Орджоникидзе (МГРИ)

Научный руководитель: Соловьев Николай Владимирович, д.т.н.

E-mail: solovyevnv@mgri.ru

### Аннотация

На данный момент существует несколько видов цементного раствора, которые не удовлетворяют существующим требованиям и приводят к глобальным катастрофам. Например, это можно проследить на примере буровой установки Deerpwater Horizon. Причиной взрыва стали различные факторы, основным из которых является неправильность рецептуры цементного раствора. Для последующего исключения подобных ситуаций, необходимо применять более эффективный цементный раствор в условиях высоких температур затрубного пространства.



## Abstract

At the moment, there are several types of cement mortar that do not meet the existing requirements and lead to global disasters. For example, this can be traced to the example of the Deepwater Horizon drilling rig. The cause of the explosion was caused by various factors, the main of which is the inaccuracy of the cement mortar formulation. For the subsequent exclusion of such situations, it is necessary to use a more efficient cement mortar at high temperatures of the annular space.

## Ключевые слова

Цементирование, рецептура цементной части, термостойкость.

## Keywords

Cementing, cement formulation, heat resistance.

Цементирование высокотемпературных скважин - важный этап в строительстве скважины [1]. В процессе цементирования, тампонажные растворы нужно выбирать очень грамотно, чтобы сохранить экологию нашей планеты. Изучая каждый раствор, необходимо точно знать, как он себя поведет и хватит ли его при закачке в скважину [2].

В связи с вышеперечисленными обстоятельствами предлагается цемент, основным предметом исследования которого является соотношение оксида кальция ( $\text{CaO}$ ) к диоксиду кремния ( $\text{SiO}_2$ ). Разработанный цементный раствор (рисунок 1) поспособствует продлению срока службы скважины. Приоритетным направлением является использование компонентов в качестве добавки к основному составу цемента для тампонирования затрубного пространства. Предложенный состав дает возможность увеличить срок службы скважин, а также обеспечивает высокую степень экологической безопасности (рисунок 2).

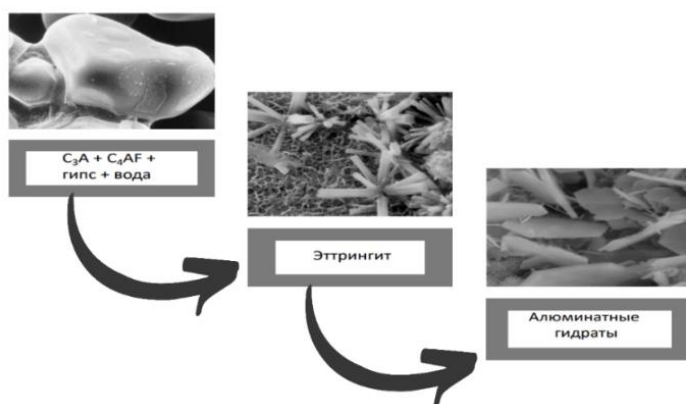


Рисунок 1 – Структура образования цементного камня.



Рисунок 2 – Цементный раствор под микроскопом.

В качестве базы сравнения были выбраны наиболее близкие тампонажные материалы по составу и свойствам к разработанному составу.

Тампонажный состав № 1 (Утяжеленный тампонажный раствор Патент РФ №2169252) предназначен для цементирования обсадных колонн в условиях высоких температур и аномально высоких пластовых давлений (АВПД). Указанный состав содержит портландцемент тампонажный ПЦТ I-50 – 49,5%, железорудный концентрат (ЖРК-1) – 49,5% и стабилизатор ацетально-спиртовой (САС) – 1%. Недостатком тампонажного состава №1 является высокое водоотделение тампонажного раствора, которая приводит к его неустойчивости по седиментационным процессам. Тампонажный состав № 2 (Утяжеленный тампонажный раствор Патент РФ №2591058) является седиментационно устойчивым подвижным раствором, используемым для цементирования глубоких скважин в интервале аномально высоких пластовых давлений и температур. В состав тампонажного раствора входят портландцемент тампонажный ПЦТ 1G-CC-1 – 69,8%, концентрат галенитовый КГ-2 – 29,8%, нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) – 0,3% и Натросол 250 EXR – 0,1%. К основному недостатку тампонажного состава №2 относится невысокая прочность на сжатие полученного цементного камня при условиях высоких давлений и температур [3].

Представленные результаты позволяют сделать вывод о том, что данные разработки являются слабым элементом для крепления скважин.

Эффективность разработки заключается в том, что раствор, с помощью которого увеличится срок службы наклонно-направленной скважины при высокой температуре, поможет решить проблему регрессии прочности камня путем уменьшения массового соотношения оксида кальция (CaO) к диоксиду кремния (SiO<sub>2</sub>) до 1. Такой способ приведет к сохранению свойств цементного камня, что обеспечит высокую степень экологической безопасности. Данная технология будет применяться на месторождениях при проведении работ по креплению скважины. Потребителями будут являться буровые, операторские и сервисные нефтегазовые компании [4].

### Список литературы

1. Журавлев Г. И., Журавлева А. Г., Серебряков А. О. Бурение и геофизические исследования скважин: Учебное пособие. – 2-е изд., стер.- СПб: Издательство «Лань», 2018- 344 с.
2. Карпов К. А. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебное пособие для СПО/ К.А. Карпов. – 2-е изд., стер.- Санкт-Петербург : Лань, 2021. – 188 с.
3. Утяжеленный тампонажный раствор Патент РФ №2591058 опубл. 10.07.2016.
4. Повышение термостойкости тампонажного камня применением доменного гранулированного шлака / В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2017. – № 11. – С. 32–35.

### References

1. Zhuravlev G. I. I., Zhuravlev A.G., Serebryakov A.O. Drilling and geophysical investigation of wells: Textbook. - St. Petersburg: Lan Publishing House, 2018 - 344 p..
2. Karpov K.A. Technology of drilling oil and gas wells: a training manual for vocational education / K.A. Karpov. - 2nd ed. st.- St. - 188 с.
3. Weighted grouting solution Patent of the Russian Federation No. 2591058 publ. 10.07.2016..
4. Increase of thermal stability of plugging stone by application of blast-furnace granulated slag / V.P. Ovchinnikov [et al] // Drilling and Oil. - 2017. - № 11. - С. 32-35.

**Исследование готовых тяжелых жидкостей глушения для условий АВПД.  
Выявление несоответствий требованиям, оптимизация рецептов  
(Research of finished heavy killing fluids for AHFP conditions.  
Identification of inconsistencies, optimization of recipes)**

***Н.А. Прудовская<sup>1</sup>, А.М. Кунакова<sup>1</sup>, А.А. Карнов<sup>1</sup>***

1- Научно-технический центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

E-mail: Prudovskaya.NA@gazpromneft-ntc.ru

**Аннотация**

Проведены лабораторные исследования жидкостей глушения от производителей плотностью до 1600 и до 1800 кг/м<sup>3</sup> и выявлены основные отклонения параметров составов для особенностей осложненных условий Дочерних обществ ПАО «Газпром нефть». В ходе проведения фильтрационных экспериментов установлена зависимость коэффициента восстановления от проницаемости пористых сред и природы смачиваемости поверхностной горной породы.

**Abstract**

Laboratory studies of killing fluids from manufacturers with a density of up to 1600 and up to 1800 kg/m<sup>3</sup> were carried out and the main deviations of the composition parameters were identified for the features of the complicated conditions of the Subsidiaries of Gazprom Neft PJSC. In the course of filtration experiments, the dependence of the recovery coefficient on the permeability of porous media and the nature of the wettability of the surface rock was established.

**Ключевые слова**

Тяжелые жидкости глушения скважин (ТЖГС), аномально высокие пластовые давления (АВПД), высокая пластовая температура, глушение скважин, технологическая стратегия.

**Keywords**

Heavy well killing fluids (HFL), abnormally high formation pressures (AHFP), high formation temperature, well killing, technological strategy.

Качественный выбор тяжелых жидкостей глушения является основополагающим при глушении скважин. Необходимо отметить, жидкости промышленного производства имеют высокие стоимости и не всегда соответствуют требованиям, предъявляемым к жидкостям глушения скважин для условий Дочерних обществ ПАО «Газпром нефть», по причине высоких пластовых температур на забое скважины [1].

С целью поиска качественных составов технологических жидкостей плотностью до 1600 и до 1800 кг/м<sup>3</sup> в качестве жидкостей глушения для условий добывающих и нагнетательных скважин месторождений ПАО «Газпром нефть» и снижения затрат Компании на приготовление составов и закупку материалов в рамках реализации технологической стратегии по направлению «Долгосрочная программа развития инфраструктуры – Добыча и операционная деятельность» были проведены лабораторные исследования готовых жидкостей глушения.

Исходя из целей и задач исследования, были обозначены требования к качеству тяжелых жидкостей глушения с учетом особенностей условий месторождений Компании. Для обширного изучения рынка были сформированы и направлены запросы на адреса 150 компаний-производителей химических реагентов, включенных в информационную базу ООО «Газпромнефть НТЦ». От производителей были получены 38 готовых жидкостей глушения скважин плотностью до 1600 и до 1800 кг/м<sup>3</sup>. На первом этапе проведен анализ соответствия технической документации, который прошли все 38 реагентов. На втором этапе при проведении физико-химических исследований проб жидкостей глушения на соответствие требованиям ПАО «Газпром нефть» основные несоответствия выявлены по следующим параметрам –

повышенная коррозионная агрессивность и несовместимость с пластовыми водами при высокой пластовой температуре (85 – 114 °С), высокое КВЧ. Производителям предложено облагородить представленные жидкости глушения до требований стандарта. Два состава рекомендованы к дальнейшим фильтрационным исследованиям.

На третьем этапе в ходе проведения серии фильтрационных экспериментов было выявлено, что коэффициент восстановления зависит от проницаемости пористых сред и природы смачиваемости поверхностной горной породы. Чем меньше проницаемость пористой среды и больше гидрофильность горной породы, тем меньше коэффициент восстановления проницаемости после глушения [2]. Двукратное увеличение скорости фильтрации позволяет увеличить коэффициент восстановления проницаемости до 2,5 раз, что свидетельствует о беспроблемном освоении скважины после глушения тестируемыми составами при увеличении депрессии на пласт.

Результатом работы стало изучение внешнего рынка и определение основных отклонений параметров составов для особенностей осложненных условий Дочерних обществ. В периметре Компании принято решение по разработке собственных рецептур тяжелых жидкостей глушения закрывающих потребности в интервале плотностей 1320-1600 и 1600-1800 кг/м<sup>3</sup> в связи с потребностью в составах, адаптированных к конкретным условиям.

### Список литературы

1. Кунакова, А.М. Повышение экономической эффективности глушения скважин с использованием новых технологических жидкостей / А.М. Кунакова, В.Н. Дурягин // ПРонефть. – 2016. – №2. – С. 61-63.

2. Хакимов, А.М. Фильтрационное тестирование нового поколения поверхностно-активных веществ отечественного и зарубежного производства в качестве добавок к ремонтно-технологическим жидкостям при проведении подземных ремонтов и ОПЗ скважин в гидрофильных коллекторах / А.М. Хакимов, А.К. Макатров, А.Д. Караваяев [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2005. - № 12. – С. 48-53.

### References

1. *Kunakova A.M.* Improving the economic efficiency of well killing using new technological fluids / A.M. Kunakova, V.N. Duryagin // PROneft. - 2016. - No. 2. - S. 61-63.

2. *Khakimov, A.M.* Filtration testing of a new generation of surfactants of domestic and foreign production as additives to repair and process fluids during underground repairs and BHT of wells in hydrophilic reservoirs / A.M. Khakimov, A.K. Makatrov, A.D. Karavaev [et al.] // Oilfield business. - 2005. - No. 12. - S. 48-53.

### Эффективность обработки низкопроницаемых карбонатных коллекторов (Processing efficiency of low-permeable carbonate reservoirs)

А.А. Смелов<sup>1</sup>, Г.Р. Ганиева<sup>1</sup>

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Ганиева Гузель Рафиковна, к.н.

E-mail: gguzelrafikovna@mail.ru

### Аннотация

Макро и микротрещиноватость карбонатных коллекторов имеют неравномерный профиль приемистости, приводящую к плохому воздействию процесса кислотной обработки. Традиционная кислотная обработка после многократного проведения становится неэффективной. Соляная кислота, попадая в пласт, вступает в реакцию с породой при этом, обрабатывая только высокопроницаемые пласты, образуя канал, в данном случае, низкопроницаемые пласты не включены в обработку. ПАВ, в составе кислоты замедляет

скорость реакции с породой, тем самым, блокирует высокопроводящие каналы, и кислота проникает в низкопроницаемые пласты. ПАВ в данном случае выступает блокаторм каналов и отклонителем кислоты. В результате анализа отечественной и зарубежной литературы было выявлено, что катионные ПАВ обладают стабильностью и совместимостью с соляной кислотой.

### **Abstract**

Macro and microcrackage of carbonate reservoirs have an uneven pick-up profile, which can lead to poor effects of the acid treatment process. Traditional acid treatment after repeated application may become ineffective. Hydrochloric acid, entering the formation, will react with water while processing only highly permeable layers, forming a channel, in this case, low-permeable layers are not included in the treatment. For effective acid treatment, surfactants are added to the acid composition. The surfactant in the acid composition slows down the reaction rate with the rock, thereby blocking highly conductive channels, and the acid penetrates into low-permeable layers. Surfactant in this case acts as a channel blocker and acid diverter. As a result of the analysis of domestic and foreign literature, it was revealed that cationic surfactants have stability and compatibility with hydrochloric acid.

### **Ключевые слова**

СКО, ПАВ, анионный тип, катионный тип, кислоты, ОПЗ.

### **Keywords**

HAT, surfactants, anionic surfactants, cationic surfactants, acids, processing of the bottomhole zone.

Проблема загрязнения поровых каналов наблюдается не только на последних стадиях, но и на начальных стадиях разработки месторождений, а конкретнее, в новых скважинах после вскрытия пласта, так и после капитального ремонта скважины, после применения различных химических методов, использованных для выравнивания профиля приемистости [1]. Для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта применяют различные методы интенсификации добычи нефти [2]. К таким методам интенсификации относят кислотные обработки (далее КО). Основной задачей КО скважин является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет разрушения, растворения и выноса в ствол скважины кольматирующих твердых частиц, улучшения фильтрационных характеристик ПЗП путем расширения существующих и создания новых флюидопроводящих каналов предпочтительно по всей перфорированной толщине пласта [2].

Наиболее эффективным методом ОПЗ является применение пенокислотной обработки (ПКС). На скважинах, где применение традиционной кислотной обработки не приносит заметных улучшений и никаких эффектов дальнейшее многократное использование СКО может привести к негативным последствиям. ПАВ в составе кислоты снижает скорость реакции с породой и позволяет кислоте обрабатывать не только высокопроницаемые пласты, но и низкопроницаемые пласты. ПАВ служит блокаторм каналов, за счет чего, кислота проникает глубже, образуя различные другие каналы, называемые червоточинами. Эффективность применения ПКС зависит от концентрации ПАВ, соляной кислоты и скорости закачки состава в пласт [3].

СКО с пенным воздействием позволяет: значительно увеличить добычу жидкости из скважины, с одновременным снижением обводненности продукции, увеличить область дренирования соляно-кислотным составом, провести более эффективную очистку призабойной зоны.

Применение ПКС также возможно в жестких термобарических условиях. Эффективность также будет зависеть от выбранного ПАВ.

Также развитие получают технологии пенных отклонителей, формирующихся в призабойной зоне при ОПЗ. Они позволяют увеличить вязкость пенокислоты, при этом

обработка не способствует выносу материала и образованию каверн в интервале перфорации, как следствие происходит глубокое проникновение в пласт состава и длительность эффекта воздействия увеличивается. При этом взаимодействие с породой и время эффективного воздействия на пласт увеличиваются вдвое.

ПАВ при кислотной обработке способны влиять на вязкость, скорость реакции, вынос продуктов реакции, а также способны выступать гидрофобизаторами, и ингибиторами коррозии металлов[1].

С целью защиты металлических труб используют катионные соединения, при увеличении концентрации которых происходит значительное снижение взаимодействия СК с металлом. Наиболее типичным представителем является ИКУ–1 с добавками комплексаторов в частности  $Fe^{3+}$ .

Для ускорения реакции используются все виды ПАВ, при этом их эффективность будет зависеть от концентрации как кислоты, так и самого вещества, от температуры и давления. При обработке 15%-м раствором соляной кислоты мрамора и насыщенного керосином известняка, наблюдается изменение интенсивности реакции при добавлении в композицию различных видов ПАВ, эффективность ускорения реакции увеличивается соответственно: катионные > неионные > анионные [2].

Взаимодействие катионных ПАВ с кислотой рассмотрим на примере вещества ТТАХ производства компании Akzo Nobel и соляной кислоты. Сам по себе ПАВ не реагирует с кислотой, однако вязкость закачиваемой композиции будет напрямую зависеть от концентрации низкомолекулярных солей, образующихся при реакции кислоты с горной породой. Изначальная вязкость составляет 2,8 мПа·с, при концентрации кислоты 23,3%, при этом при снижении концентрации до 5% изменение вязкости не происходит, однако дальнейшее снижение ведет к увеличению динамической вязкости, за счет увеличения концентрации солей до концентрации 3 моль/л. Примерный механизм взаимодействия композиции заключается в закачке композиции в пласт, раствор проникает в высокопроницаемые интервалы реагирует с породой, происходит образование  $CaCl_2$ , при этом происходит преобразование ПАВ в гель, который частично закупоривает высокопроницаемые каналы, тем самым позволяя кислоте прореагировать в малозатронутых интервалах с низкой проницаемостью. ПАВ в данном случае выполняет роль потоотклонителя.

Зачастую в промышленности используются комплексные композиции составов ПАВ с кислотами. Так состав НАФТА-С подразумевает одновременное использование анионных и неионогенных веществ, для увеличения термостабильности, увеличения динамической вязкости [3].

Для увеличения вязкости композиции используются анионные малорастворимые ПАВ которые образуют с водой обратные эмульсии, при этом регулирование вязкости осуществляется путем добавления углеродного растворителя, либо добавления в раствор неионогенных поверхностно активных веществ, частично заменяющих молекулы анионных ПАВ и стабилизирующих глобулы водной фазы ведущее к увеличению коагуляции структуры обратной эмульсии. Дополнительное введение в композицию кремнеорганических соединений в данном случае ведет к увеличению термостабильности [3].

В современной практике применяют: анионные поверхностно-активные вещества с концентрацией 0,4 до 5 %, при концентрации активного вещества от 6 до 48%; катионные ПАВ с концентрацией от 1 до 3,5% от массы, и концентрацией активного вещества от 2,5 до 30%; неионогенные ПАВ с концентрацией от 1 до 2,5%, при концентрации активного вещества от 20 до 41 %. Подбор эффективного и рабочего ПАВ осуществляется на основе лабораторных испытаний.

### Список литературы

1. *Гермашев В.Г., Домашенко С.А., Барыбина А.Е., Кудряшев П.А., Меркулов В.В., Макаев Д.С.* Композиционные поверхностно-активные составы Ацидол и Базидол для кислотной и щелочной микроэмульсионных обработок призабойных зон нефтяных скважин

с целью интенсификации притока и снижения обводнённости добываемой нефти // IV Международная конференция по коллоидной химии и физико-химической механике. – М.: СПбГУ, МГУ им. Ломоносова, 2–3 июля 2013 года. – С. 11.

2. *Глушченко В.Н.* Функциональная роль ПАВ в кислотных составах // Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. – 2008. № 2. С 27-35.

3. *Гермашев В. Г.* Физико-химические аспекты подбора и применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи коллоидной химии. – Л.: Химия, 1991. – С. 343–358.

### References

1. *Germashev V.G., Domashenko S.A., Barybina A.E., Kudryashev P.A., Merkulov V.V., Makaev D.S.* Composite surfactants Acidol and Basidol for acid and alkaline microemulsion treatments of bottom-hole zones of oil wells in order to intensify the inflow and reduce the water content of the extracted oil // IV International Conference on colloidal chemistry and physico-chemical mechanics. – Moscow: St. Petersburg State University, Moscow State University. Lomonosov, July 2-3, 2013. – p. 11.

2. *Glushchenko V.N.* FUNCTIONAL ROLE OF SURFACTANTS IN ACID COMPOSITIONS// Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University). - 2008. No. 2. From 27-35.

3. *Germashev V. G.* Physico-chemical aspects of the selection and application of surfactants for enhanced oil recovery of reservoirs // Successes of colloid chemistry. - L.: Chemistry, 1991. - pp. 343-358.

### Технология ГРП «Slug Frac» на Приобском месторождении (Hydraulic fracturing technology «Slug Frac» at the Priobskoe field)

*А.А.Тимофеева<sup>1</sup>*

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Валева Светлана Евгеньевна

E-mail: Timofeeva.Anastasia01@yandex.ru

### Аннотация

В данной работе представлен один из новых подходов в проведении ГРП, который позволил открыть дополнительные перспективы в разработке пластов Викуловской свиты прежде ограниченных по причине принятых критериев закачивания и освоения скважин. Добыча нефти на разрабатываемых месторождениях со временем падает, что побуждает нефтяные компании применять методы интенсификации притока. Одним из месторождений, где необходимо применение обработок для интенсификации нефтеотдачи, является Приобское. Высокую эффективность показывает гидравлический разрыв пласта (ГРП), но на данном месторождении применение этого метода сопровождается осложнениями. Пласты Приобского месторождения характеризуются неравномерностью распределения глинистых перемычек и наличием подстилающих подошвенных вод. В таких условиях проведение стандартных ГРП не является целесообразным. Для достижения более высоких показателей добычи необходимо применение технологии, позволяющей ограничивать распространение трещины в высоту. Данным требованиям удовлетворяет технология ГРП Slug Frac, которая позволяет за счет образования «дюн» ограничить вертикальное распространение трещины.

### Abstract

This paper presents one of the new approaches in the observed hydraulic fracturing, which reveals the possibility of additional prospects in the development of the Vikulovskaya formations, primarily limited in the case of the implementation of the injection and development of wells. Oil

production at the developed fields decreases over time, which prompts oil companies to apply methods to intensify the flow. One of the fields where it is necessary to apply treatments for the intensification of oil recovery is Priobskoe. Hydraulic fracturing (HF) shows high efficiency, but at this field this method is accompanied by complications. The layers of Priobskoe field are characterized by uneven distribution of clay bridges and the presence of underlying bottom water. Under such conditions, carrying out standard hydraulic fracturing is not appropriate. To achieve higher production rates, it is necessary to apply a technology that allows you to limit the spread of cracks in height. These requirements are satisfied by the technology of hydraulic fracturing Slug Frac, which allows, due to the formation of «dunes», to limit the vertical spread of the crack.

### Ключевые слова

Гидравлический разрыв пласта, Slug frac, геомеханика.

### Keywords

Hydraulic fracturing, Slug frac, Geomechanics.

Операции ГРП с применением данной технологии были проведены на Приобском месторождении, как при вводе новых скважин, так и при проведении повторной стимуляции пластов. На рисунке 1 представлены модели трещин со стандартной технологией проведения ГРП и методом ГРП «Slug Frac». Прорыв трещины в нижележащий горизонт является наибольшим риском при проведении стандартных ГРП на данных объектах. ГРП по технологии «Slug Frac» позволяет лучше контролировать высоту трещины.

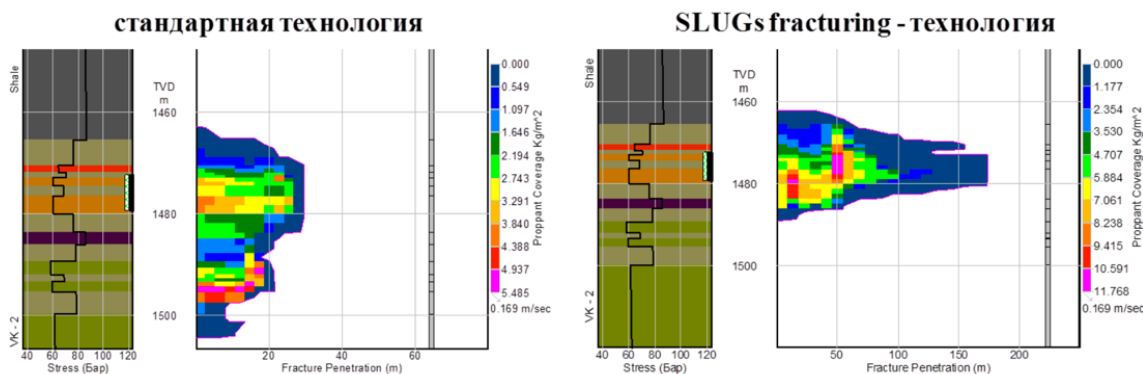


Рисунок 1 - Модели трещин со стандартной технологией и «Slug Frac».

Благодаря успешному применению технологии ГРП «Slug Frac», были пересмотрены критерии выбора скважин-кандидатов под ГРП, появилась возможность работы в условиях тонких перемычек. Разбурен дополнительный участок месторождения, названный «ЮГ2», в разработке которого применять стандартную технологию ГРП было бы рискованным по причине высокой вероятности прорыва трещины в ниже залегающий водонасыщенный пласт, суммарные извлекаемые запасы данного участка составляют более 25 млн. тонн нефти. Получено значительное снижение начальной обводнённости, в 9 раз меньше скважин с начальной обводнённостью более 75%.

По результатам этапа внедрения данного метода ГРП был проведен анализ с целью оценки эффекта от технологии «Slug Frac». Оценка эффективности технологии производилась путём сравнения 120 скважин, обработанных ГРП «Slug Frac» и 515 скважин, где были применены другие технологии ГРП, за период 2005-2011 гг. Все скважины на момент анализа были добывающими. Анализ результатов проводился на основании статистики по начальной обводнённости скважинной продукции. Снижение темпов добычи и накопленная добыча скважин после ГРП не рассматривались по причине прямой зависимости данных параметров от управления системой заводнения, а также от скважинных операций КРС и РИР, часто проводимых на скважинах после ГРП. Обводнённость продукции является одним из наиболее



существенных факторов, влияющих на экономическую эффективность операций ГРП на Приобском месторождении.

### Список литературы

1. Емельянов Д.В., Жарков А.В., Смирнов Д.С. и др. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Красноленинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2015. No 11. С. 22–26.
2. Иванов С.В., Саунин В.И. Результаты применения гидравлического разрыва пласта в эксплуатационных объектах с глинистой перемычкой небольшой толщины // Нефтяное хозяйство. 2002. No 6. С. 49–51.
3. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в пределах Каменного (западная часть) лицензионного участка (АО «РН-Няганьнефтегаз»). Тюмень: АО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2017.
4. Верховцев П.Н., Елесин М.В., Исламгалиев Р.Ф. Опыт проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах ОАО «РН-Нягань-нефтегаз» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. No 2. С. 19–22.

### References

1. Emelyanov D.V., Zharkov A.V., Smirnov D.S. et al. Modern Approaches to Support Drilling of Horizontal Wells in Facies-Unstable Low Permeable Reservoirs of Tyumen Suite of Krasnoleninskoye Field. Nefyanoye khozyaystvo [Oil Industry]. 2015;(11):22–26. (In Russ.)
2. Ivanov S.V., Saunin V.I. Results of Application of Hydraulic Fracturing in Production Facilities with Clay Interstice of Small Thickness. Nefyanoye khozyaystvo [Oil Industry]. 2002;(6):49–51. (In Russ.)
3. Addendum to the Technological Scheme of Development of Krasnoleninskoye Oil and Gas Condensate Field within the Kamenny (western part) license area (RN-Nyaganneftegaz JSC). Tyumen: RN-Nyaganneftegaz JSC, Tyumen Petroleum Research Centre LLC, 2017. (In Russ.)
4. Verkhovtsev P.N., Elesin M.V., Islamgaliyev R.F. Experience of Multistage Hydraulic Fracturing in Horizontal Wells of RN-Nyaganneftegaz. Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK 'Rosneft'" [Rosneft Scientific and Technical Bulletin]. 2014;(2):19–22. (In Russ.)

### Изучение взаимодействия пенообразующих составов с флюидами для борьбы с осложнениями при эксплуатации нефтяных и газовых скважин (The study of the interaction of foaming compositions and fluids to combat complications during the operation of oil and gas wells)

**Ф.С. Убайханова, М.Д. Махамбетова,**  
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Деньгаев А.В., к.т.н.

### Аннотация

При эксплуатации газовых скважин одним из эффективных способов подъема воды на поверхность является использование пенообразующих реагентов. Применение поверхностно-активных веществ (ПАВов) повышает эффективность работы газожидкостного подъемника, и они могут быть применены при эксплуатации нефтяных скважин. Немаловажную роль пенность играет и в скважинах, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН), уменьшая отрицательное влияние свободного газа на характеристику насоса. В данной работе описываются аспекты испытания, включая способы оценки пенообразующих свойств флюидов, взаимодействие ПАВов с пластовой водой и нефтью и теоретический анализ сведений о пенообразователе в нефтегазовой промышленности.

## **Abstract**

When operating gas wells, one of the most effective ways to raise water to the surface is the use of foaming reagents. Also, these reagents have a high potential in increasing oil production with the gas-lift method of operation. Foaming also plays an important role in wells equipped with electric center pumps (ECP), reducing the negative effect of free gas on the pump performance. This paper describes aspects of the test, including methods for evaluating the foaming properties of fluids, the interaction of surfactants with reservoir water and oil, and the theoretical analysis of information about the foaming agent in the oil and gas industry.

## **Ключевые слова**

Пена, пенообразующие свойства, поверхностное натяжение, поверхностно-активные вещества, поверхность раздела фаз, обводнение скважины, газожидкостная смесь.

## **Keywords**

Foam, foaming properties, surface tension, surfactants, phase interface, well watering, gas-liquid mixture.

Скопление пластовой жидкости в газовых скважинах приводит к задавливанию скважины и сокращению притока газа, что приводит к уменьшению срока работы скважины, в случае не проведения соответствующих мероприятий по удалению жидкости с забоя. Один из самых распространенных способов – применение пенообразующих поверхностно-активных веществ. Метод основан на уменьшении плотности потока, что позволит быстро и эффективно разгрузить скважину и вернуть ее в нормальный режим эксплуатации.

ПАВы обладают высоким потенциалом в увеличении добычи нефти при газлифтом способе эксплуатации. Сочетание данной технологии с традиционным способом эксплуатации в нефтедобывающих скважинах, или Пенный вспомогательный газлифт (FAGL). По экспериментальным и полевым оценкам «вспененный газлифт» показал потенциал как эффективного метода добычи нефти из истощенных пластов. Если пена достаточно активна, то часть жидкости будет вынесена из скважины вместе с пеной, и забойное давление будет уменьшаться по мере того, как в колонне будет меньше жидкости.

Величина пенообразующих свойств нефтей является важным фактором, препятствующим слиянию газовых пузырьков в крупные каверны в газожидкостной смеси (ГЖС), в частности, при ее течении в каналах ступеней ЭЦН. Следовательно, от ее значения может зависеть эффективность работы насоса на ГЖС. Причина весьма значительного влияния пенообразующих свойств жидкости на рабочую характеристику насоса, откачивающего ГЖС, состоит в том, что при их возрастании повышается агрегативная устойчивость смеси и затрудняется слияние пузырьков газа в крупные каверны в межлопастных каналах рабочих колес насоса [1].

Для оценки склонности жидкости к пенообразованию был использован метод, разработанный Всероссийским научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть), который подразумевает определение наибольшего (критического) диаметра проволочного кольца  $d_{вх}$  (мм), вынутого из исследуемой жидкости в газовую среду, на котором пленка этой жидкости может существовать не менее одной секунды. Чем больше  $d_{вх}$ , тем выше пенообразующие свойства жидкости. Известно, что нефти, для которых характерно  $d_{вх}$  с в пределах 10-30 мм, не склонны к пенообразованию, для большинства нефтей значение  $d_{вх}$  находится в пределах от 30 до 70 мм. Пенообразующая способность нефтей в основном определяется свойствами природных поверхностно-активных стабилизаторов пен [2,3].

Для оценки стабильности пенообразующих свойств данного состава был использован фильтр Шотта, который при пропускании через него воздуха с помощью насоса может воссоздать похожий процесс притока газа в скважину. С помощью данного оборудования

можно изучить характер образования пены и проследить за ее устойчивостью, измеряя столб образовавшейся пены и ее стабильность во времени.

С помощью данных методов было изучено поведение пластовой воды и газовой скважины при добавлении ПАВ на свойство образования пены с помощью критических радиусов, а ее устойчивость была проверена применением фильтра Шотта. Результаты исследований показали, что данные свойства хорошо проявляются при сравнительно небольших количествах ПАВ, а после отметки 0,14% значительных изменений не наблюдается.

В работе произведена оценка повышение энергоэффективности газожидкостного подъемника и разработаны рекомендации по применению ПАВов на реальных объектах нефте- и газодобычи.

### **Список литературы**

1. Дроздов А.Н., Сафиева Р.З., Филатов В.М., Пеннистость нефти как важный фактор влияния свободного газа на характеристики погружного центробежного насоса// Территория нефтегаз. –2008.–№6//104-109 с.
2. Байков Н.М., Позднышев Г.Н., Мансуров Р.И. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды. - М.: Недра,1981. - 261с.
3. Метод определения склонности нефтей (нефтепродуктов) к пенообразованию / Позднышев Г.Н., Емков А.А., Новикова К.Г. и др. - Нефтяное хозяйство, 1977, №11, с.39 - 40.

### **References**

1. Drozdov A.N., Safieva R.Z., Filatov V.M., Oil foaminess as an important factor in the influence of free gas on the characteristics of a submersible centrifugal pump // Territoriya neftegaz. – 2008.–№6//104-109 p..
2. Baikov N.M., Pozdnyshev G.N., Mansurov R.I. Collection and field preparation of oil, gas and water. - M.: Nedra, 1981. - 261s.
3. Method for determining the propensity of oils (petroleum products) to foaming / Pozdnyshev G.N., Emkov A.A., Novikova K.G. and others - Oil Industry, 1977, No. 11, p. 39 - 40.

## **Моделирование технологии одновременной изолированной добычи и закачки в горизонтальной скважине (Modeling the technology of simultaneous production and injection in a horizontal well)**

**Р.А. Шадский**

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина  
E-mail: rusfer@inbox.ru

### **Аннотация**

В данной работе проведен обзор технологии одновременной изолированной добычи и закачки (ОИДЗ). С помощью гидродинамического симулятора Tempest данная технология смоделирована на Учебном месторождении. В ходе расчета исследовано влияние числа трещин и расстояния между ними на эффективность применяемой технологии, а также проведено сравнение с технологией многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) по основным технологическим показателям разработки. Предложены рекомендации для усовершенствования технологии ОИДЗ.

### **Abstract**

In this paper, the technology of simultaneous isolated production and injection was reviewed. With the help of the Tempest hydrodynamic simulator, this technology was simulated at the Uchebnoye field. In the course of the calculation, the influence of the number of fractures and the

distance between them on the efficiency of the applied technology was studied, and a comparison was made with multi-stage hydraulic fracturing technology in terms of the main technological development parameters. Recommendations for the improvement of the simultaneous isolated production and injection technology were proposed.

### Ключевые слова

Моделирование, горизонтальная скважина, многостадийный гидроразрыв пласта, одновременная изолированная добыча и закачка.

### Keywords

Modeling, horizontal well, multi-stage hydraulic fracturing, simultaneous isolated production and injection.

В современном мире огромный спрос на энергоресурсы заставляет рассматривать разработку трудноизвлекаемых запасов как необходимость. К категории трудноизвлекаемых запасов углеводородов могут быть отнесены запасы, находящиеся в сложных геолого-физических условиях, обладающие «ухудшенными» фильтрационно-емкостными свойствами, такие запасы, извлечение которых связано с повышенными технологическими трудностями и финансовыми затратами [1]. Чтобы сделать разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородов наиболее экономически выгодной, требуется постоянно совершенствовать технологии разработки месторождений нефти и газа. Развивающиеся технологии должны быть направлены не только на увеличение добываемой продукции и конечного коэффициента извлечения углеводородов, но и на снижение затрат при их добыче. Одной из таких технологий в будущем может стать технология одновременной изолированной добычи и закачки в горизонтальной скважине. Данный способ относят к способу разработки нефтяных сверхнизкопроницаемых залежей. Он заключается в применении горизонтальных скважин с чередующимися нагнетательными и добывающими стадиями поперечно-направленных трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) с одновременной изолированной добычей и закачкой (ОИДЗ) (Рисунок 1) [2]. Таким образом, данная технология позволяет снизить капитальные затраты на бурение дополнительной нагнетательной скважины.

Современные гидродинамические симуляторы позволяют оценить эффективность новых технологий и предсказать, будет ли их применение успешным на том или ином месторождении. В ходе проведенного исследования вышеописанная технология ОИДЗ была смоделирована на Учебном месторождении с помощью гидродинамического симулятора Tempest. В работе показано влияние числа трещин МГРП и расстояния между ними на результаты моделирования. При выполнении работы было установлено, что вышеперечисленные параметры моделирования следует регулировать в зависимости от проницаемости пласта. Кроме того, было проведено сравнение результатов моделирования ОИДЗ с результатами моделирования обычного МГРП на том же участке месторождения. Применение указанной технологии зависит от многих факторов: наличия газовой шапки, толщина пласта, наличия активной подошвенной воды и проницаемости коллектора. В связи с этим в работе были предложены рекомендации по усовершенствованию технологии ОИДЗ.

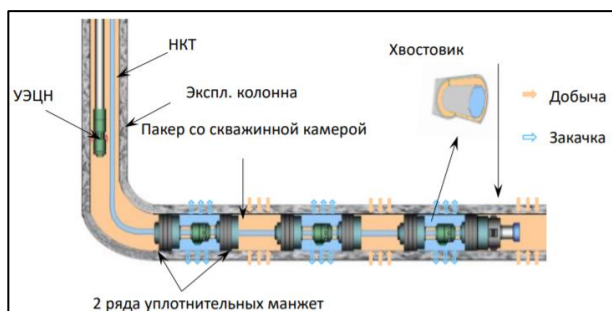


Рисунок 1 – Вариант технической реализации [2].

### **Список литературы**

1. *Назарова Л.Н.* Разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учебник. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – 340 с.
2. *Муртазин Р.Р.* Технологии разработки низко- и сверхнизкопроницаемых нефтяных коллекторов на основе горизонтальных скважин с поперечными трещинами ГРП. Ежегодная научно-практическая конференция: «Трудноизвлекаемые запасы – настоящее и будущее» имени Н.Н. Лисовского, Москва, 2021.

### **References**

1. *Nazarova L.N.* Development of Oil Fields with Hard-to-recover Reserves. – М.: – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2019. – p. 340.
2. *Murtazin R.R.* Technologies for the Development of Low- and Ultra-low-permeability Oil Reservoirs Based on Horizontal Wells with Transverse Hydraulic Fractures. Annual Scientific and Practical Conference: «Hard-to-recover Reserves – the Present and the Future» Named after N.N. Lisovsky, Moscow, 2021.

## **Природные полуколлекторы в нефтепродуктивной толще Припятского прогиба (Natural semireservoirs in the oil productive strata of the Pripyat trough)**

**А.М. Шмыгалёва**

Белорусский государственный университет  
Научный руководитель: Губин Валерий Николаевич, д.г.н  
E-mail: geodynamic\_vn@mail.ru

### **Аннотация**

Цель данной работы заключается в изучении нефтегазоносности и обосновании технологий разработки природных полуколлекторов Припятского прогиба. Методы исследования содержат анализ источников по теме, комплексирование геолого-геофизических результатов в отношении полуколлекторов. Проведено разграничение терминологии для нетрадиционного коллектора. Оценены основные технологии поисков и разработки месторождений углеводородов.

### **Abstract**

The purpose of this work is to study oil and gas saturation and to ground the technologies for the development of natural semireservoirs of the Pripyat trough. Research methods contain the analysis of sources on the topic, geological and geophysical interconnect of the results in regard to semireservoirs. The delimitation of terminology for an unconventional reservoir is carried out. The main technologies of exploration and mining of hydrocarbon deposits are evaluated.

### **Ключевые слова**

Нетрадиционный коллектор, полуколлектор, сланцевая нефть, сланцевый газ, Припятский прогиб, нетрадиционные углеводороды, горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта.

### **Keywords**

Unconventional reservoir, semireservoir, shale oil, shale gas, the Pripyat trough, unconventional hydrocarbons, horizontal well, hydraulic fracturing.

В настоящее время, когда речь заходит о нетрадиционной нефти, среди специалистов присутствует неопределенность и расхождения в используемой терминологии, что связано с

породами, вмещающими углеводороды: различие литологического состава пород-коллекторов, их коллекторских свойств, а также состава и свойств УВ. В литологической терминологии под нефтегазоносными сланцевыми толщами понимаются тонко переслаивающиеся массивные, слоистые тонкозернистые и пелитовые породы глинистого, карбонатно-глинистого, кремнисто-глинистого состава, перетерпевшие разные стадии термической зрелости.

Так, в англоязычной литературе нефть и газ, добыча которых ведется из низкопроницаемых и низкопоровых коллекторов, приуроченных или сопряженных непосредственно с толщей, генерирующей их (*in situ*) называют «нефть и газ сланцев» (*shale oil and gas*) или «нефть и газ плотных пород» (*tight oil and gas*). Поскольку в данной работе речь пойдет о породах-коллекторах в отношении Припятского прогиба, далее используется термин «полуколлектор» для обозначения определённого класса горных пород, расположенного по ёмкостно-фильтрационным свойствам между породами-коллекторами (обеспечивающими промышленные притоки нефти или газа) и породами-флюидоупорами (являющимися практически не проницаемыми для нефти или газа) [2].

Полуколлекторы могут быть представлены двумя типами – генерирующими и негенерирующими. Как правило, полуколлектор, обладающий нефтематеринскими свойствами, называется генерирующим, а промежуточные полуколлекторы, заключающие в себе мигрировавшие углеводороды из ближайшего очага нефтегазообразования являются негенерирующими соответственно.

Так как крупные месторождения нефти Припятского прогиба подходят или уже находятся на III-IV стадии разработки, данное обстоятельство заставляет более детально изучать вопрос о возможной добыче нефти и газа из пород-полуколлекторов [1].

В Республике Беларусь основные перспективы освоения углеводородов из нетрадиционных залежей связаны с малопроницаемыми коллекторами в пределах Припятского прогиба. Основным стратиграфическим подразделением осадочного разреза Припятского прогиба, перспективным для поисков нетрадиционных скоплений углеводородов, является фаменная межсолевая толща: петриковско-елецкий горизонт Речицкого месторождения; отложения петриковского горизонта межсолевой толщи Давыдовского и Мармовичского месторождений; межсолевые отложения в пределах Притокской площади; межсолевые отложения в пределах Василевичской депрессии; межсолевые отложения в пределах Савичско-Бобровичского участка; межсолевые отложения в пределах Ельской площади [3].

Рассмотрим нефтегазоносность и используемые технологии разработки природных полуколлекторов Припятского прогиба на примере Речицкого нефтяного месторождения.

Речицкое месторождение расположено в сложных, как поверхностных, так и глубинных сейсмогеологических условиях. В тектоническом отношении месторождение находится в пределах гребневой части Речицко-Вишанской тектонической ступени Припятского прогиба, в восточной части Речицко-Вишанской региональной зоны локальных поднятий, и приурочено к одноименной структуре. Основным структурообразующим разломом является субширотный Речицко-Вишанский региональный разлом второго порядка (ступенеобразующий), ограничивающий с юга одноименную тектоническую ступень.

Термическая история месторождения также сложная. По отражательной способности витринита установлено значительное увеличение напряженности палеогеотермического поля на северо-востоке Припятского НГБ по сравнению с его южной и центральной частями. В современном геотермическом поле региона северо-восток также характеризуется повышенной напряженностью. Причиной возникновения палео- и современной положительной геотермической аномалии является максимальная тектоно-вулканическая активность северо-восточной части прогиба.

В геологическом строении Речицкого месторождения принимают участие породы кристаллического фундамента архейско-нижнепротерозойского возраста и осадочного чехла, представленные верхнепротерозойскими, девонскими, каменноугольными, пермскими и мезокайнозойскими образованиями, разделенными между собой крупными перерывами в осадконакоплении. Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле

выделяется ряд толщ: подсолевая терригенная, подсолевая карбонатная, нижнесоленосная, межсолевая, верхнесоленосная и надсолевая. Нефтеносность месторождения связана с подсолевыми и межсолевыми отложениями [1].

Залежь нефти I-III пачек межсолевого комплекса долгое время считалась бесперспективной. Интерес к данному объекту разработки проснулся после успехов «сланцевой революции» в Северной Америке и появления на вооружении РУП «ПО «Белоруснефть» мобильного комплекса для выполнения гидроразрыва пласта. В настоящий момент данная залежь классифицирована как нетрадиционный резервуар УВ, сложенный глинистыми низкопроницаемыми карбонатными породами.

Разработку месторождений нетрадиционной нефти начинают сразу с третичных способов (tertiary recovery), или методов увеличения нефтеотдачи (МУН), при этом наиболее эффективны, так называемые, физические методы увеличения нефтеотдачи (бурение горизонтальных скважин, проведение ГРП или КГРП, волновое воздействие) либо методы воздействия на ПЗС (кислотные обработки, способы перфорации скважин и др.).

Основным методом интенсификации дебита скважин (физическим методом) в полуколлекторах является бурение куста из 2–6 горизонтальных скважин. Протяженность каждого горизонтального ствола составляет от 300 до 1200 м. Направление горизонтальных стволов должно быть перпендикулярно к направлению тектонического сжатия.

В горизонтальных стволах осуществляют многостадийные гидравлические разрывы пласта. Большое количество коротких трещин является предпочтительным, чем создание длинных плоских трещин [2].

Подводя итог ресурсной базы Припятского прогиба, следует отметить, что с каждым годом доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) увеличивается – важной задачей являются поиск, адаптация и адресное внедрение технологий и комплексных подходов, учитывающих геолого-физические свойства коллекторов, для вовлечения ТРИЗ в эффективную, рентабельную разработку [3].

### **Список литературы**

1. *Бескопыльный В.Н.* О системе полуколлекторов Припятского прогиба // Эффективные технологии разработки залежей углеводородов: тезисы докладов Международной научно-практической конференции. 2013. С. 169-173.
2. *Бескопыльный В.Н.* О целесообразности изучения нефтегазоносности природных полуколлекторов Беларуси // Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века: материалы международной научно-практической конференции. 2012. С. 111-139.
3. *Конищев В.С.* Нетрадиционные ресурсы нефти и газа // Проблемы региональной геологии и поисков полезных ископаемых: материалы VII Университетских геол. Чтений. 2013. С. 15-16.

### **References**

1. *Beskopyl'nyi V.N.* About the System of Semireservoirs of the Pripyat Trough. Effektivnye tekhnologii razrabotki zalezhei uglevodorodov – Effective Technologies for the Development of Hydrocarbon Deposits. 2013. pp. 169-173.
2. *Beskopyl'nyi V.N.* On the Expediency of Studying the Oil and Gas Potential of Natural Semireservoirs of Belarus. Potentsial dobychi goryuchikh iskopaemykh v Belarusi i prognoz ego realizatsii v pervoi polovine XXI veka – The Potential of Fossil Fuel Extraction in Belarus and the Projection of Its Implementation in the First Half of the XXI Century. 2012. pp. 111-139.
3. *Konishchev V.S.* Unconventional Oil and Gas Resources. Problemy regional'noi geologii i poiskov poleznykh iskopaemykh – Problems of Regional Geology and Mineral Prospecting. 2013. pp. 15-16.

### **Секция 3. Геофизика и геоинформационные технологии**



**Автоматическая система оценки погрешностей результатов определения относительного угла падения пластов и трещин по данным, сканирующих геофизических приборов в процессе бурения и на кабеле**  
**(Automatic system for estimating errors in relative dip and fracture angle results from scanning logging while drilling and wireline data)**

***Е.А. Андреев<sup>1</sup>, М.А. Сребродольская<sup>1</sup>***  
1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Email: mary\_roza@bk.ru

**Аннотация**

Описывается разработанная авторами методика оценивания погрешности результатов определения относительного угла падения ( $\alpha'$ ) пластов и трещин. Основой для проведения исследования являются данные приборов азимутального гамма-гамма литоплотностного каротажа, азимутального бокового каротажа и микросканера удельного электрического сопротивления отечественных и зарубежных компаний. Освещается программный модуль, написанный на языке программирования Python с целью автоматизации процесса реализации разработанной методики. На основе анализа полученных результатов делается вывод о влиянии погрешностей диаметра скважины ( $d$ ), радиуса исследования прибора ( $R_{и}$ ) и амплитуды синусоиды ( $l$ ), выделяемой в процессе интерпретации, на погрешность относительного угла падения, а также выделяются приборы с наибольшим и наименьшим влиянием погрешности параметров на погрешность относительного угла падения.

**Abstract**

This article describes the author's methodology of beds and fractures relative dip angle ( $\alpha'$ ) error estimating. The study basis is the azimuthal lithodensity, azimuthal lateral and electrical microscanner imaging logging data shared by domestic and foreign companies. The software module was written in Python in order to automate the developed methodology. A conclusion about the influence of errors in the well diameter ( $d$ ), the deep of investigation (DOI) and the interpretation sinusoid amplitude ( $l$ ) on the relative dip angle error is made. Tools with biggest and lowest influence of parameters' errors on the relative dip angle calculation are identified.

**Ключевые слова**

Относительный угол падения, азимутальный литоплотностной каротаж, азимутальный боковой каротаж, электрический микросканер, погрешности, программный модуль, Python.

**Keywords**

Relative dip angle, azimuthal lithodensity log, azimuthal lateral log, electrical microscanner, error rates, software module, Python.

Процесс определения углов падения трещинных систем и границ пластов по данным сканирующих геофизических приборов (имиджам физических свойств) не имеет методики оценивания полученных результатов. Целью настоящего исследования являлась разработка такой методики и создание программного модуля (ПМ) для автоматизации процесса её реализации. Задачи исследования:

- вывод уравнений для расчёта и оценки абсолютной и относительной погрешностей углов падения в зависимости от других параметров;
- написание ПМ на языке программирования Python;
- анализ полученных результатов и выявление наблюдаемых тенденций.

Работа над решением поставленных задач была разделена на 4 части:

- написание ПМ;
- расчет погрешностей  $\alpha'$  при различных погрешностях  $d$ ,  $R_{и}$  и  $l$ ;

- расчет погрешностей перечисленных выше параметров, при которых достигаются определённые величины погрешностей  $\alpha'$ ;
- анализ полученных результатов.

Задачи решены на примере трёх азимутальных приборов гамма-гамма литоплотностного каротажа (ГГК-лп) в процессе бурения, показания которых могут быть использованы для оценки  $\alpha'$  пластов, а также двух приборов, показания которых могут быть использованы для оценки  $\alpha'$  пластов и трещин (азимутальный прибор бокового каротажа (БК) в процессе бурения и микросканер удельного электрического сопротивления (УЭС) на кабеле).

Ниже приведена формула для расчёта  $\alpha'$ , на основе которой авторами были выведены уравнения для расчёта и оценки абсолютной и относительной погрешностей этого угла в зависимости от других параметров (1).

$$\alpha' = \arctg \frac{d+2R_{и}}{l}, \quad (1)$$

где  $\alpha'$  — относительный угол падения пласта или трещин;  $d$  — диаметр скважины;  $R_{и}$  — радиус исследования прибора;  $l$  — расстояние от основания синусоиды до её вершины (амплитуда).

На основе полученных формул был написан ПМ на языке Python. Программный модуль считывает из базы данных характеристики выбранного прибора, а также получает на ввод заданные пользователем погрешность  $\alpha'$  и значения параметров. База данных включает в себя технические характеристики трёх приборов азимутального ГГК-лп в процессе бурения горизонтальных скважин компаний НПП «Энергия» (Россия), «Schlumberger» и «Halliburton», а также азимутального прибора БК в процессе бурения («Halliburton») и микросканера УЭС на кабеле (ООО «Логсервис», Россия) (таблица 1). Она была создана на основе исследований и информации, полученной от специалистов различных организаций [3].

Таблица 1 – База данных

Компания	Прибор	Радиус исследования прибора, мм	Вертикальная разрешающая способность, мм	Метод
«Halliburton»	ALD	45.72	38	ГГК-лп
	AFR (Standard Resolution)	12.7	25	БК
	AFR (High Resolution)	12.7	13	БК
«Schlumberger»	ADN	25.4	15	ГГК-лп
НПП «Энергия»	LWD121-2ННК- ГГКЛП	150	25	ГГК-лп
ООО «Логсервис»	CapCap MC110	25	2.5	МБК

Алгоритм программы вычисляет и выводит на экран абсолютные и относительные погрешности параметров, при которых достигаются определённые величины погрешностей  $\alpha'$  пласта или трещины. Также в результате выполнения программы формируются массивы из погрешностей параметров, перебираемых с определённым шагом в адекватном практике диапазоне, и соответствующих им погрешностей  $\alpha'$ . Другим результатом выполнения программы являются погрешности  $\alpha'$  при условии, что погрешность  $l$  численно равна величине вертикальной разрешающей способности (ВРС) прибора.

Написанный ПМ интегрирован в специализированное программное обеспечение «Gintel» для дальнейшей реализации его взаимодействия с базой данных ГИС по скважинам. На базе этого программного обеспечения реализован интерфейс модуля для его более удобного

использования. Интерфейс представляет из себя таблицу входных данных, которая заполняется пользователем при запуске модуля.

В процессе анализа результатов работы программы были сделаны следующие выводы:

- завышение значения параметра приводит к меньшей по модулю величине погрешности  $\alpha'$ , чем его занижение;

- наибольший вклад в погрешность определения  $\alpha'$  вносит погрешность  $l$ , которая зависит от ВРС прибора и человеческого фактора в процессе интерпретации имиджа;

- при измерениях отечественным прибором ГГК-п наименьший вклад в погрешность  $\alpha'$  вносит погрешность  $d$ , а при измерениях иностранными приборами ГГК-п – погрешность  $R_i$  прибора;

- погрешности параметров для прибора ГГК-лп компании НПП «Энергия» имеют наименьшее влияние на погрешность  $\alpha'$ , а для прибора AFR – наибольшее. Это связано с тем, что данный прибор обладает наименьшим  $R_i$ ;

- наибольшая погрешность  $\alpha'$  наблюдается у прибора ALD компании «Halliburton», а наименьшая – у отечественного прибора на кабеле CapCap MC110.

Направлениями дальнейшей работы являются: усовершенствование кода программы; усовершенствование интерфейса ПМ; создание аппарата для графического представления полученных результатов; обработка методики на реальных результатах интерпретации.

### Список литературы

1. *Tegwyn Perkins, John A. Quirein, Timothy J. Parker. Wireline and LWD borehole image log dip and azimuth uncertainty/ Tegwyn Perkins, John A. Quirein, Timothy J. Parker // SPWLA 50<sup>th</sup> Annual Logging Symposium. – June 21-24, 2009.*

2. *Е.А. Андреев, М.А. Сребродольская. Система автоматической оценки погрешностей результатов определения угла падения трещинных систем и пластов по данным приборов ГГК-лп / Инновационные подходы в решении научных проблем: сб. статей – Уфа, 2021. – С. 148-158.*

3. *Фёдорова А. Ю., Сребродольская М. А. Возможности и особенности микросканеров в процессе бурения горизонтальных скважин. Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. 902 с.: ил., карты, схемы.*

### References

1. *Tegwyn Perkins, John A. Quirein, Timothy J. Parker. Wireline and LWD borehole image log dip and azimuth uncertainty/ Tegwyn Perkins, John A. Quirein, Timothy J. Parker // SPWLA 50<sup>th</sup> Annual Logging Symposium. – June 21-24, 2009.*

2. *E.A. Andreev, M.A. Srebrodolskaya. Sistema avtomaticheskoy ocenki pogreshnostej rezul'tatov opredeleniya ugla padeniya treshchinnyh sistem i plastov po dannym priborov GGK-lp / Innovacionnye podhody v reshenii nauchnyh problem: sb. statej – Ufa, 2021. – S. 148-158.*

3. *Fedorova A. YU., Srebrodol'skaya M. A. Vozmozhnosti i osobennosti mikroskanerov v processe bureniya gorizontal'nyh skvazhin. Trudy Mezhdunarodnoj geologo-geofizicheskoy konferencii «GeoEvraziya 2018. Sovremennye metody izucheniya i osvoeniya neдр Evrazii» [sbornik]. Tver': ООО «PoliPRESS», 2018. 902 s.: il., karty, skhemy.*

## Разработка системы мониторинга эмиссии метана в Арктике (Development of a monitoring system for methane emissions in the Arctic)

*А.И. Астаскевич<sup>1</sup>, К.О. Щербакова<sup>1</sup>, Б.А. Овезов<sup>1</sup>*

1- РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе

Научный руководитель: Соловьёв Николай Владимирович, д.т.н.

E-mail: solovyevnv@mgi.ru

### **Аннотация**

Проблема эмиссии метана в Арктике привлекает все больше внимания. Большие выбросы метана в регионе могут привести к трудно контролируемым последствиям для климатической обстановки в регионе. На данный момент для мониторинга используются специализированные суда, которые используют различные геофизические методы. Значительно удешевить процесс мониторинга и получить дополнительный объем данных может предложенная в данной работе система мониторинга.

### **Abstract**

The problem of methane emissions in the Arctic is attracting more and more attention. Large methane emissions in the Arctic can lead to difficult-to-control consequences for the climate situation in the region. At the moment, specialized vessels are used for monitoring, which use various geophysical methods. The monitoring system proposed in this work can significantly reduce the cost of the monitoring process and obtain an additional amount of data.

### **Ключевые слова**

Эмиссия метана в Арктике, мониторинг, сейсморазведка, электроразведка.

### **Keywords**

Methane emission in the Arctic, monitoring, seismic survey, electrical survey.

Практический и научный интерес в изучении Арктики вызывают зоны газонасыщения, которые образуются в толще многолетнемерзлых пород. Потепление в арктическом регионе происходит в два раза быстрее, чем потепление в другой части планеты, что приводит к выделению большого количества углеводородных газов из толщи подводных многолетнемерзлых пород (ПММП) [2,3]. Опасность выброса большого количества метана в атмосферу заключается в том, что метан имеет большую парниковую активность.

Газонасыщенные зоны представляют собой природную опасность. Приблизительные оценки показывают, что выброс в атмосферу менее 1% предполагаемых запасов метана из газогидратов приведёт к увеличению содержания метана в атмосфере и трудно предсказуемым климатическим последствиям [6].

Геофизические методы позволяют получить информацию о расположении газонасыщенных участков, сформировать модель морского дна с учётом деградации ПММП [1]. Данные с последних экспедиций показали, что таяние ПММП удвоилось за последние 30 лет и уже достигает 18 см в год [4].

На данный момент для мониторинга используются специализированные суда, которые используют в основном сейсмоакустическое профилирование, а также электромагнитное зондирование.

Сейсмоакустическое профилирование помогает увидеть проявления газовых сипов, а также определить газонасыщенные слои [6].

Наиболее информативным с точки зрения прямой регистрации выходящих в воду газовых потоков являлся высокочастотный канал эхолота-профилографа, позволявший идентифицировать практически все формы газовыделения – от одиночных мелких источников до сплошных газовых факелов, протяжённостью до 1 км.

Дополнительным методом изучения эмиссии метана может быть Электромагнитное зондирование, которое может помочь отличать мёрзлые породы от талых и следить за прогрессом оттаивания мёрзлых пород [5].

Комбинация нескольких методов позволяет выполнить исследование с максимальной информативностью.

На данный момент измерения производятся с использованием специализированных судов. Такие экспедиции зачастую занимают разнообразными задачами, не только геофизическими исследованиями. Собрать и отправить такого рода экспедицию достаточно дорого.

Для того чтобы удешевить процесс исследования и приблизительно узнать, и подсчитать объем эмиссии предлагается создать дистанционную систему мониторинга с использованием вышеперечисленных геофизических методов.

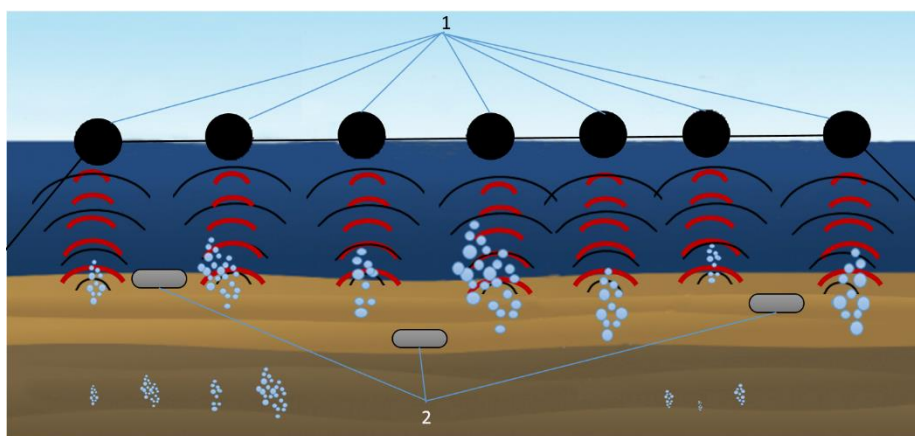


Рисунок 1 – Буйки-эхолоты: 1) автономные эхолот-профилографы 2) придонные автономные станции электромагнитной разведки.

Система будет представлять собой эхолот-профилографы, которые должны будут помещаться с специализированную оболочку, способную держаться на воде как буйки. Работа прибора будет осуществляться за счёт встроенной батареи, которая будет обеспечивать работу прибора в течение продолжительного времени.

Канал эхолот-профилографа позволяет выявлять зоны газовыделения. Также при установке буйков-эхолотов предлагается устанавливать придонные автономные станции для проведения электромагнитной съёмки. Данные могут быть записаны на встроенный носитель (рисунок 1).

Использование дистанционной системы мониторинга позволит получать больше информации с меньшими затратами. Дополнительные данные помогут оценить скорость и объем эмиссий метана, а также спрогнозировать степень оттаивания ПММП и дальнейшие выбросы. Геофизические данные могут применяться для расчёта количественных характеристик эмиссии метана из мелководного арктического шельфа, где происходит дестабилизация подводной мерзлоты и мелководных газогидратов.

### Список литературы

1. Анализ, прогноз и управление природными рисками с учетом глобального изменения климата – ГЕОРИСК-2018: Материалы X Международной научно-практической конференции: в 2т./ отв. ред. *Н.Г. Мавлянова*. – Москва: РУДН, 2018. Т.2. – 179 с.
2. *Гладильщикова А.А.* Специальный доклад межправительственной группы экспертов по изменению климата «Глобальное потепление на 1,5°C». / *А.А. Гладильщикова, Т.М. Дмитриева, С.М. Семенов* // *Фундаментальная и прикладная климатология*. – 2018. – Т.4 – С. 5–18.

3. Деградация мерзлоты и нарушение баланса в цикле углерода в морях Восточной Арктики (потоки парниковых газов, экстремальная асидификация, геориски) / И. П. Семилетов, Н. Е. Шахова, В. И. Сергиенко [и др.] // Комплексные исследования природной среды Арктики и Антарктики: Тезисы докладов международной научной конференции, Санкт-Петербург, 02–04 марта 2020 года. – Санкт-Петербург: Арктический и антарктический научно-исследовательский институт, 2020. – С. 81-84.

4. *Дмитревский Н.Н.* Сейсмоакустические исследования верхней осадочной толщи и рельефа морского дна в морях восточной Арктики в 57м рейсе научно-исследовательского судна “Академик М.А. Лаврентьев” / Н.Н. Дмитревский, Р.А. Ананьев, Н.В. Либина, А.Г. Росляков // *Океанология*. – 2012. – Т.52. – № 4. – С. 617–620.

5. *Кошурников А. В.* и др. Первый опыт электромагнитного зондирования для картирования кровли подводной мерзлоты на шельфе моря Лаптевых // Доклады Академии наук. – Федеральное государственное бюджетное учреждение "Российская академия наук", 2016. – Т. 469. – №. 5. – С. 616-620.

6. Сейсмоакустические исследования верхней осадочной толщи и рельефа морского дна в морях Восточной Арктики в 57-м рейсе научно-исследовательского судна "академик М.А. Лаврентьев" / Н. Н. Дмитревский, Р. А. Ананьев, Н. В. Либина, А. Г. Росляков // *Океанология*. – 2012. – Т. 52. – № 4. – С. 617.

#### References

1. Analysis, forecast and management of natural risks, taking into account global climate change - GEORISK-2018: Proceedings of the X International Scientific and Practical Conference: in 2 vol. / rev. ed. N.G. Mavlyanova. - Moscow: RUDN University, 2018. V.2. – P.179.

2. *Gladilshchikova A.A.* Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change "Global Warming of 1.5°C". / A.A. Gladilshchikova, T.M., Dmitrieva, S.M. Semenov // *Fundamental and applied climatology*. – 2018. – V.4 – P. 5–18.

3. Permafrost degradation and imbalance in the carbon cycle in the seas of the Eastern Arctic (greenhouse gas fluxes, extreme acidification, georisks) / I.P. Semiletov, N.E. Shakhova, V.I. environments of the Arctic and Antarctic: Abstracts of the international scientific conference, St. Petersburg, March 02–04, 2020. - St. Petersburg: Arctic and Antarctic Research Institute, 2020. – P. 81–84.

4. *Dmitrevsky N.N.* Seismoacoustic studies of the upper sedimentary stratum and seabed topography in the seas of the Eastern Arctic during the 57th voyage of the research vessel “Akademik M.A. Lavrentiev” / N.N. Dmitrevsky, R.A. Ananiev, N.V. Libina, A.G. Roslyakov // *Oceanology*. – 2012. – V.52. – No. 4. – P. 617–620.

5. *Koshurnikov A.V.* et al. The first experience of electromagnetic sounding for mapping the roof of underwater permafrost on the Laptev Sea shelf // Reports of the Academy of Sciences. - Federal State Budgetary Institution "Russian Academy of Sciences", 2016. – V. 469. – No.5. - P. 616–620.

6. Seismoacoustic studies of the upper sedimentary stratum and seabed topography in the seas of the Eastern Arctic on the 57th voyage of the research vessel "Akademik M.A. Lavrentiev" / N.N. Dmitrevsky, R.A. Ananiev, N.V. Libina, AG. Roslyakov // *Oceanology*. – 2012. – V. 52. – No. 4. – P. 617.

**Прогноз трещиноватости карбонатных отложений по результатам интерпретации  
спектрометрического гамма-каротажа  
(Prediction of fracturing in carbonate formations based on the natural gamma-ray  
spectral analysis log)**

***Р.А. Галимов<sup>1</sup>, Г.Р. Вахитова<sup>1</sup>***

1-ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»

Научный руководитель: Вахитова Гузель Ринатовна, к.т.н.

E-mail: guzel.geotec@mail.ru

**Аннотация**

Информация о наличии трещин в карбонатных отложениях Оренбургской области позволяет выполнить прогноз проницаемости пластов, продуктивности скважин при разработке и эксплуатации месторождения, подобрать скважины для выполнения гидроразрыва пласта. Определение трещин в интервале исследуемого разреза выполнено по спектрометрическому каротажу естественной радиоактивности (СГК). Целью данных исследований является прогноз трещиноватости отложений турнейского яруса участка Балейкинского месторождения по результатам СГК. В результате исследования, выполнен прогноз трещиноватости по результатам обработки спектрометрического гамма-каротажа, зарегистрированного в разрезе отложений участка Балейкинского месторождения с низкими фильтрационными свойствами. Обосновано граничное значение соотношения U/Th для выявления глубин с наличием трещин. Выявлены скважины, в которых рекомендуется выполнить гидроразрыв пласта и увеличить проницаемость пластов.

**Abstract**

Information about the presence of fractures in carbonate deposits of the Orenburg region makes it possible to predict reservoir permeability, well productivity during field development and operation, and to select wells for hydraulic fracturing. The definition of fractures in the cross section performed by spectrometric gamma ray logging (SGR). The purpose of these studies is to predict the fracturing of deposits of the Tournaisian stage of area of the Baleikinskoye field based on the results of SGR. As a result of the study, a fracture prediction was made based on the results of processing SGR recorded in the section of deposits of area of the Baleikinskoye field with low reservoir properties. The U/Th ratio cutoff is substantiated to identify depths with the presence of fracturing. Wells identified for hydraulic fracturing to increase reservoir permeability.

**Ключевые слова**

Прогноз трещиноватости, карбонатные коллекторы, спектрометрический гамма-каротаж, турнейский ярус, карта трещиноватости, гидроразрыв пласта, сложные геологические объекты, низкая проницаемость.

**Keywords**

Fracture prediction, carbonate reservoirs, spectrometric gamma ray logging, Tournaisian, fracture map, hydraulic fracturing, complicated geological objects, low permeability.

Целью данной работы является прогноз трещиноватости в отложениях турнейского яруса участка Балейкинского месторождения по результатам спектрометрического гамма-каротажа (СГК) для подбора скважин-кандидатов на проведение гидроразрыва пласта (ГРП), и для выбора областей с повышенным содержанием трещин с целью бурения новых скважин. Передо мной стояли следующие задачи:

- 1) Оценка качества исходных данных СГК;
- 2) Расчет отношения U/Th в скважинах;
- 3) Обоснование граничного значения U/Th;

- 4) Построение карт: структурной, трещиноватости и её 3D модели;
- 5) Формулирование рекомендаций на основании полученных результатов.

Значимость информации о наличии трещин в пласте, распределении их систем, ориентированности в карбонатных отложениях актуальна, поскольку эти данные влияют на прогноз проницаемости пласта и продуктивности скважин. Проблему анализа трещиноватости пород также рассматривали авторы статей (см. список литературы), что говорит об актуальности выбранной темы [1, 2, 3, 4].

При написании статьи были использованы: алгоритмы системы “ПРАЙМ” для оценки качества исходных данных, программное обеспечение “Surfer” для построения карт, методы анализа керна, технологии интерпретации данных СГК, методы построения графиков в программе Excel для определения граничного значения U/Th.

В ходе исследования были сделаны следующие выводы:

- 1) Обоснованы критерии выбора граничного значения отношения U к Th для турнейского яруса
- 2) Выявлены интервалы глубин с наличием трещин
- 3) Выполнен прогноз трещиноватости карбонатных отложений
- 4) Построены карты: структурная (рисунок 1), трещиноватости (рисунок 2) и трёхмерная модель U/Th

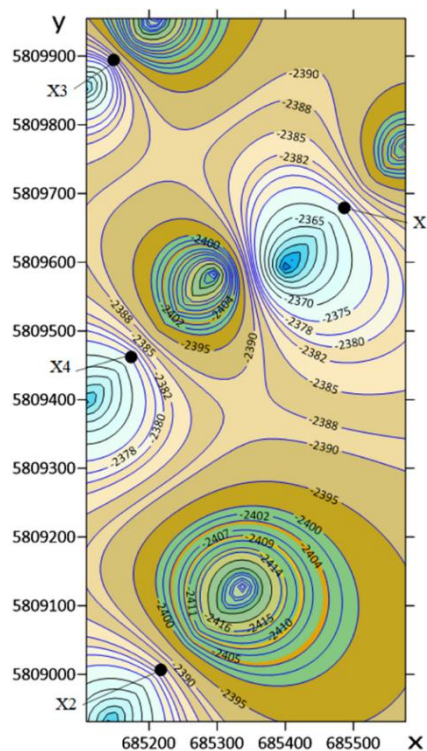


Рисунок 1 – Структурная карта.

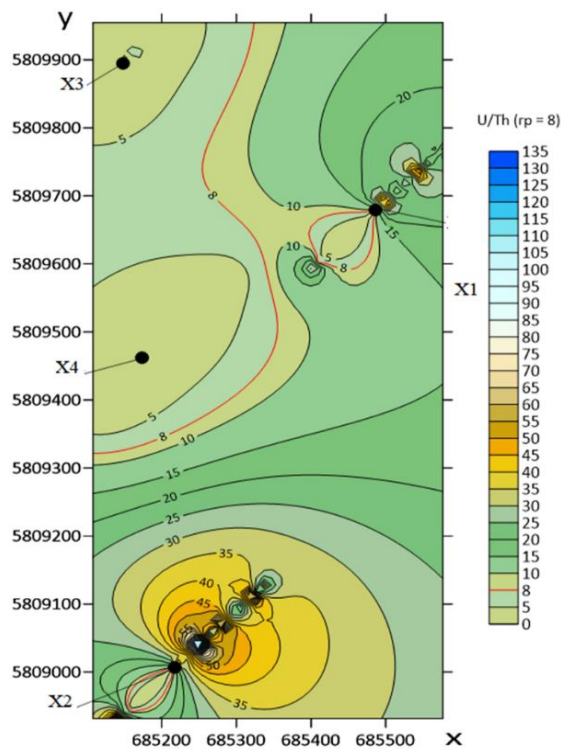


Рисунок 2 – Карта наличия трещин (прогноз).

Авторами статьи даются следующие рекомендации:

- 1) Выполнить гидроразрыв пласта в малопродуктивных скважинах X3 и X4 для увеличения дебита добываемой нефти
- 2) Провести бурение дополнительных скважин в районе скважин X1 и X2 на основании их потенциально возможной высокой проницаемости, связанной с наличием большого числа трещин в горных породах
- 3) Осуществить проведение мероприятий, направленных на увеличение объёма недостающей информации (гидродинамические исследования скважин, дополнительное опробование керна, волновой акустический каротаж, микросканирование стенок)

Научная новизна работы состоит в определении граничного значения U/Th, чего нет ни в одной из рассмотренных работ.



## Список литературы

1. А.Н. Мингазутдинов, О.В. Семенова. Использование спектрального гамма-каротажа для выявления трещиноватых зон в низкопористых карбонатных отложениях (на примере скв. 39516 Западно-Ленинградской площади) // 013.pdf (tatnipi.ru).
2. И.Р. Макарова, Н.Н. Лаптев, С.А. Горобец, Ф.Ф. Валиев, А.М. Яфясов, В.О. Сергеев, А.И. Зиппа, Н.А. Суханов, Д.К. Макаров, А.С. Гришканич. Применение методов гамма-спектроскопии и ИК-спектроскопии для целей поисковой геологии в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (на примере Ухтинского района) // Георесурсы / Georesources. - Т.23. - №1. - 2021. - С. 17-29.
3. Г.Р.Вахитова, Т.С.Лысцева, Л.Д.Труфанова. Совместная интерпретация геофизической, петрофизической и геологопромысловой информации в сложных коллекторах Цветаевского месторождения углеводородов. // НТВ «Каротажник». - № 7. – 2011. - С.12-20.
4. Г.Р. Вахитова, А.А. Дюдьбина, Г.Ф. Шайбекова. Петрофизическая модель пласта d3fr франского яруса с трудноизвлекаемыми запасами в разрезе прикаспийского бассейна // Вестник АН РБ, Том 36, № 1 (99) 2020 (DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10101) стр. 5-14.

## References

1. A.N. Mingazutdinov, O.V. Semenova. Usage Spectrometric Gamma Ray Logging for Detecting Fractured Areas in Low-porous Carbonate Deposits (By Example 39516 Zapadnaya-Leninogorsky's Space Well). Available at: 013.pdf (tatnipi.ru).
2. I.R. Makarova, N.N. Laptev, S.A. Gorobets, F.F. Valiev, A.M. Yafyasov, V.O. Sergeev, A.I. Zippa, N.A. Sukhanov, D.K. Makarov, A.S. Grishkanich. Applying Gamma Spectroscopy and Infrared Spectroscopy Methods for Exploration Geology Goals in Timano-Pechorskaya Oil and Gas Bearing Provinces (by Example Ukhtinskii's Region). Georesursy – Georesources, Tome 23, №1, 2021, pp. 17-29.
3. G.R. Vakhitova, T.S. Lystseva, L.D. Trufanova. Conscientious Interpretation Geophysical, Petrophysical and Geological Information in Tsvetaevskoe Deposit's Reservoirs of Hydrocarbons. NTV «Karotazhnik» - NTV «Logger», № 7, 2011, pp. 12-20.
4. G.R. Vakhitova, A.A. Dyud'bina, G.F. Shaibekova. Petrophysical Model of d3fr Frasnian Stage's Reservoir with Difficult to Extract Reserves in Incision of Caspian's Pool. Vestnik AN RB – Messenger AS RB, Tome 36, № 1 (99) 2020 (DOI: 10.24411/1728-5283-2020-10101), pp. 5-14.

## Исследование аналитической модели неизотермической фильтрации нефти в упругом неоднородном пласте (Study of the analytical model of non-isothermal oil filtration in an elastic heterogeneous reservoir)

А.И. Ганеева<sup>1</sup>

1- ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет», Физико-технический институт  
Научный руководитель: Рамазанов Айрат Шайхуллинович, д.т.н.  
E-mail: ramaz@bsunet.ru

## Аннотация

Целью работы является расчет нестационарной температуры притекающей жидкости из упругого радиально-неоднородного пласта на основе модели давления по методу последовательной смены стационарных состояний. Решение для температуры получено методом характеристик.

## Abstract

The aim of the work is to calculate the non-stationary temperature of the inflowing fluid from an elastic radially inhomogeneous reservoir based on the pressure model using the method of

successive change of stationary states. The solution for the temperature was obtained by the method of characteristics.

### Ключевые слова

Радиальная неоднородность пласта, скин-фактор, сжимаемость, эффект Джоуля-Томсона, адиабатический эффект.

### Keywords

Radial reservoir heterogeneity, skin factor, compressibility, Joule-Thomson effect, adiabatic effect.

На рисунке (рисунок 1) представлен результат расчетов. Пунктиром обозначено продолжение графика в случае однородного пласта. Для неоднородной же среды наклон прямолинейного участка в полулогарифмических координатах резко меняется, что свидетельствует о том, что радиус термозондирования перешел границу отличающихся по проницаемости зон [1, 2].

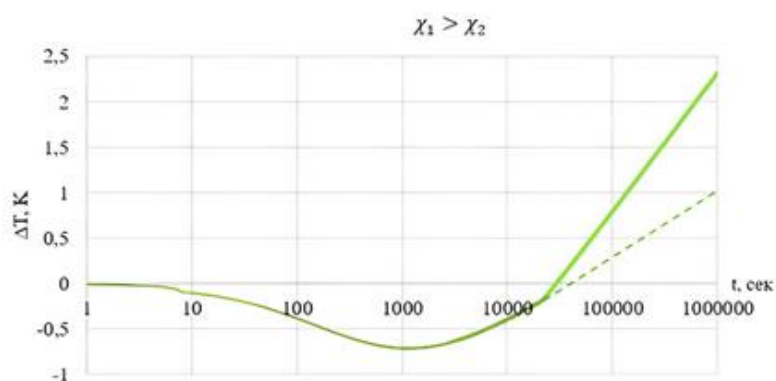


Рисунок 1 – Нестационарная температура поступающей из неоднородного пласта нефти для случая, когда проницаемость ближней к скважине зоны пласта выше проницаемости дальней зоны.

Была решена задача по расчету характера поведения температуры на стенке скважины при фильтрации жидкости, поступающей из радиально-неоднородного упругого пласта на основе модели давления по методу последовательной смены стационарных состояний. Результат работы позволяет решить обратную задачу – определить гидродинамические параметры пластовой системы и ПЗП.

### Список литературы

1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра / Э.Б. Чекалюк, 1965. – 238 с.
2. Рамазанов А.Ш. Теоретические основы скважинной термометрии: учебное пособие / Башкирский государственный университет / А.Ш. Рамазанов, — Уфа: РИЦ БашГУ, 2017.

### References

1. Chekalyuk E.B. Reservoir Thermodynamics. M.: Nedra / E.B. Chekalyuk, 1965, p. 238.
2. Ramazanov A.Sh. Theoretical foundations of borehole thermometry. Bashkir State University / A.Sh. Ramazanov, Ufa, RITs BashSU, 2017.

# Расширение возможностей Microsoft Excel для решения геолого-геофизических задач (Extending the capabilities of Microsoft Excel to solve geological and geophysical problems)

А.М. Касимов<sup>1</sup>

1-ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»

Научный руководитель: Вахитова Гузель Ринатовна, к.т.н.

E-mail: az.kasimoff2012@gmail.com

## Аннотация

Описан способ расширения стандартных возможностей Microsoft Excel для решения прикладных задач геологии и геофизики. Реализованы функции оптимизирующие привычные, рутинные, процессы, производимые при работе с геофизическими данными. А также функции, позволяющие решать сложные, ранее непосильные для MS Excel задачи. Создаётся открытый репозиторий проекта для свободного пользования и развития сообществом.

## Abstract

A method for extending the standard capabilities of Microsoft Excel for solving applied problems of geology and geophysics is described. Functions have been implemented to optimize the usual, routine processes performed when working with geophysical data. As well as functions that allow you to solve complex, previously unbearable tasks for MS Excel. An open project repository is created for free use and development for the community.

## Ключевые слова

Excel, автоматизация, использование C++ DLL в макросах Excel.

## Keywords

Excel, automation, using C++ DLL in Excel macros.

Microsoft Excel - популярный инструмент анализа данных, используемый в различных отраслях производства и исследований. Несмотря на преимущественную ориентацию в сторону экономических и статистических расчётов данная программа также применяется в других проблемных областях: геологии и геофизики [1, 2]. Но при этом пользователи сталкиваются с неудобствами, связанными со спецификой расчётов и обрабатываемых данных. Например: работа с информацией из LAS фалов требует большого количества манипуляций, часто приходится записывать промежуточные и неинформативные значения при сложных вычислениях, что загромождает рабочий лист и т.д. Существование подобных проблем и популярность Excel обосновывает актуальность данной работы и формулирует цель: создать общедоступный инструмент для автоматизации рутинных процессов, проводимых в Excel, при решении задач геологии и смежных с ней областей. Задачи исследования:

1. Изучить возможные варианты реализации и выбрать наиболее подходящий.
2. Добавить функции, оптимизирующие привычные задачи, решаемые в Excel.
3. Добавить функции, расширяющие возможности Excel.
4. Создать свободный репозиторий инструмента, предоставленный сообществу для пользования и дальнейшего развития функциональности.

Выбранный способ реализации: Создание семейства встроенных пользовательских функции - макросов VBA, работающие совместно с динамической библиотекой (DLL), написанной на C++. DLL в свою очередь компонуется с классами, содержащими статические функции. Это позволяет добиться высокой скорости, масштабируемости и реентерабельности, а также даст возможность использовать существующие библиотеки. Архитектура разработана в виде модульной структуры (рисунок 1а) поэтому добавление новых функций не сопровождается полным изменением всего проекта, а требует лишь следования определённым директивам при разработке.

Для оптимизации привычных задач, решаемых в среде Excel, были написаны функции, позволяющие работать с объектами Las файлов непосредственно из рабочей книги. Например: импорт различных полей Las файла (кривые, список мнемоник, комментарии), перевод единиц измерений, пересчёт гидростатического давления в значения глубины и т.д. Также для демонстрации возможностей инструмента были реализованы функции, позволяющие решать сложные, ранее непосильные для Excel задачи. А именно синтез и восстановление повреждённых участков каротажных кривых посредством применения методов регрессионного анализа (рисунок 1б).

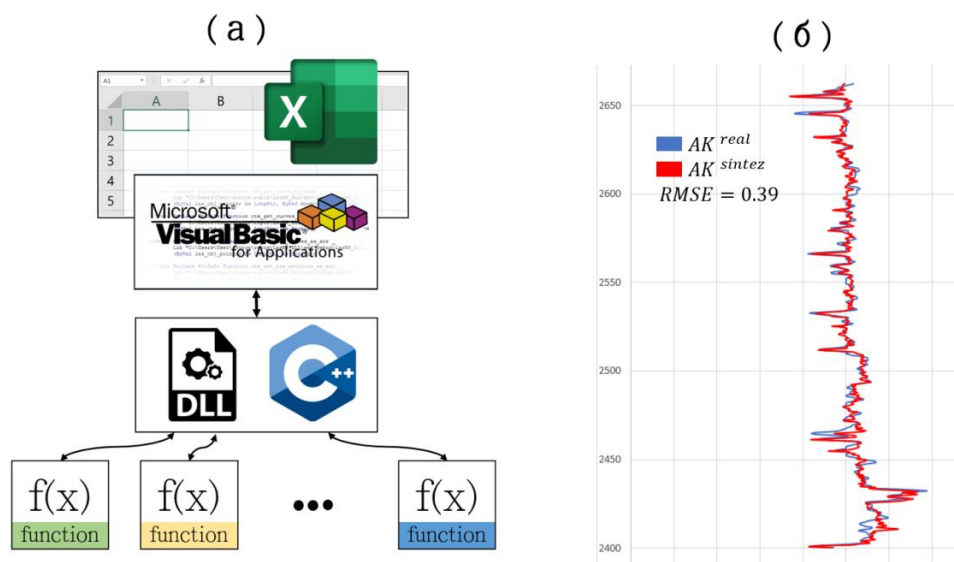


Рисунок 1 – Блок схема архитектуры разрабатываемого инструмента (а), сравнение синтезированной и реальной кривой акустического каротажа (б).

Репозиторий проекта будет размещен на платформе GitHub в открытом доступе, сопровождаемый инструкциями по установке, документацией для пользователей и разработчиков.

На текущий момент создано программное обеспечение, использующее Excel как пользовательский интерфейс и нацеленное на решение различных геолого-геофизических задач. Планируется поддержка проекта и дальнейшее наращивание функциональности с учётом мнения пользователей и разработчиков.

### Список литературы

1. *Gualda G. A. R., Ghiorsso M. S.* MELTS\_Excel: A Microsoft Excel-based MELTS interface for research and teaching of magma properties and evolution //Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2015. – Т. 16. – №. 1. – С. 315-324.
2. *Hacker B. R., Abers G. A.* Subduction Factory 3: An Excel worksheet and macro for calculating the densities, seismic wave speeds, and H2O contents of minerals and rocks at pressure and temperature //Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2004. – Т. 5. – №. 1.

### References

1. *Gualda G. A. R., Ghiorsso M. S.* MELTS\_Excel: A Microsoft Excel-based MELTS interface for research and teaching of magma properties and evolution //Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2015. – Т. 16. – №. 1. – С. 315-324.
2. *Hacker B. R., Abers G. A.* Subduction Factory 3: An Excel worksheet and macro for calculating the densities, seismic wave speeds, and H2O contents of minerals and rocks at pressure and temperature //Geochemistry, Geophysics, Geosystems. – 2004. – Т. 5. – №. 1.

# Моделирование устойчивости склонов для оценки риска инженерным конструкциям. (Modeling of slope stability for risk assessment of engineering structures)

*М.О.Кашин<sup>1</sup>, И.Б.Мовчан<sup>1</sup>, А.А.Яковлева<sup>1</sup>*

1-Санкт-Петербургский горный университет

Научный руководитель: Мовчан Игорь Борисович, к.г.-м.н.

E-mail: movchan\_ib@pers.spmi.ru

## Аннотация

Актуальность исследования заключается в том, что различные сооружения, жилые дома, гидротехнические сооружения застраиваются в условиях склонов, их территория характеризуется выположенным рельефом в отсеке резкого перепада высот. С точки зрения экспериментального опыта, склоны – области вторичной современной сейсмичности, связанные с оползневыми процессами. Настоящая статья связана с анализом инструментария, позволяющего параметрически оценить подвижность как для разной морфологии, так и для разной геологической обстановки.

## Abstract

The relevance of the study lies in the fact that various structures, residential buildings, hydraulic structures are built up in conditions of slopes, their territory is characterized by a flattened relief in the compartment of a sharp drop in heights. From the point of view of experimental experience, slopes are areas of secondary modern seismicity associated with landslide processes. This article is related to the analysis of tools that allow parametric assessment of mobility for both different morphologies and different geological conditions.

## Ключевые слова

Моделирование, коэффициент устойчивости массива, риск, оползневой склон (откос), поверхность скольжения.

## Keywords

Modeling, stability coefficient of the array, risk, landslide slope (slope), sliding surface.

Цель исследования заключается в анализе уже существующие геофизические методы выявления областей разуплотнения ВЧР, и впоследствии выявлении некоторых их недостатков и их доработке. Для достижения этой цели использовался ряд публикаций, статей, научных изданий, программных пакетов.

Расчет устойчивости склонов – одна из важнейших инженерно-геологических задач. При безответственном отношении к данной проблеме и пренебрежением инструментарием для выявления оползнеформирующих процессов, образовавшиеся оползни наносят колоссальный ущерб.

На формирование и развитие оползневых явлений влияет целый ряд климатических условий (количество и распределение атмосферных осадков, температура воздуха, глубина промерзания и др.), которые относятся к внутренним причинам возникновения оползней. Атмосферные осадки увлажняют грунты и снижают их прочностные характеристики. Устойчивость грунта в склонах характеризуется, в основном, сопротивлением сдвигу, сцеплением между частицами грунта, их углом трения [3].

Связь сцепления грунта с динамическим модулем сдвига:

$$C = 3,8 \cdot 10^{-4} \cdot G_d + 0,0087 \quad (1)$$

Связь скорости поперечных волн с динамическим модулем сдвига:

$$V_s = \sqrt{\frac{G_d}{\rho}}, \quad (2)$$

где  $\rho$  — плотность пород.

В работах, описывающих поведение характеристик грунта при его увлажнении, утверждается, что с ростом влажности грунта уменьшаются его сцепление и угол трения [2].

Верхняя часть разреза представлена отложениями четвертичной системы, в которой присутствует хороший коллектор воды – глинистые породы. В силу их высокой пористости (60%, в некоторых видах и 80%), они способны накапливать много воды.

Главное условие формирования оползня заключается в движении неустойчивого массива горных пород (оползневого тела) относительно устойчивого с возникновением трещин отрыва. Граница раздела таких тел – поверхность скольжения [4].

С точки зрения проведения геофизических исследований для выявления таких скрытых геотехнических аномалий, самой главной целью является изучение характера распределения влажности глинистых пород.

Ранее проведенные исследования показали и доказали, что увеличение влажности пород вызывает уменьшение удельного электрического сопротивления (Электроразведка), скорости распространения упругих волн (Сейсморазведка).

В работе [1] представлены синтезированные геоэлектрические и сейсмические модели оползня асеквентного типа. Полученные электротомографический (Рис.1) и сейсотомографический (Рис.2) разрезы модели оползня показывают распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) породы и скорости поперечных волн с указанием красным пунктиром возможных зон, в пределах которых формируются трещины отрыва и поверхность скольжения. Пониженные значения УЭС и скорости упругих волн – наглядный маркер влагонасыщенности пород и их разуплотнения.

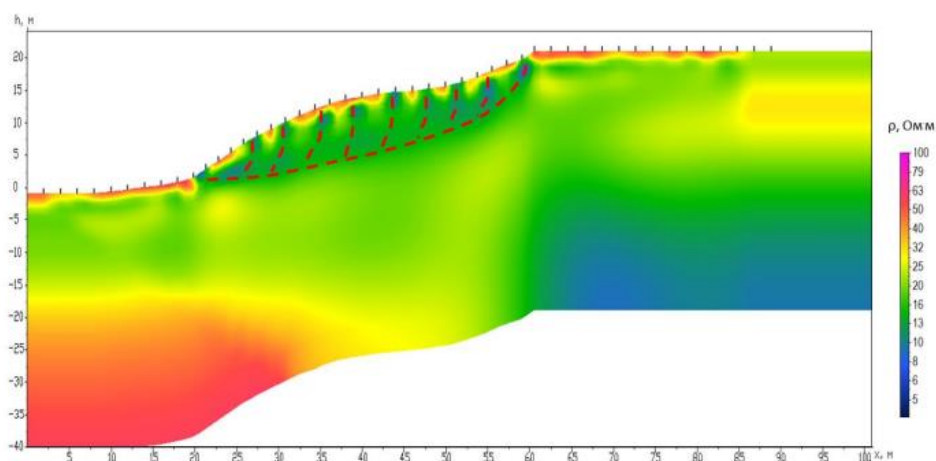


Рисунок 1 – Электротомографический разрез модели оползня.

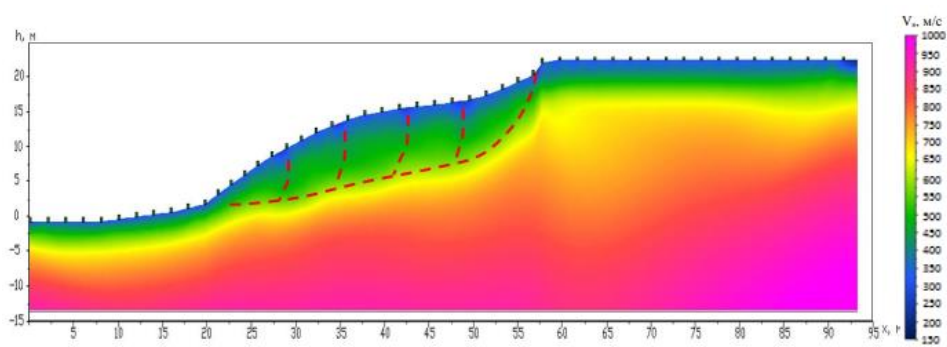


Рисунок 2 – Сейсотомографический разрез модели оползня

Также в работе [1] представлена полевая верификация маркеров скольжения. Результат электротомографических исследований представлен на рисунке (рисунок 3).

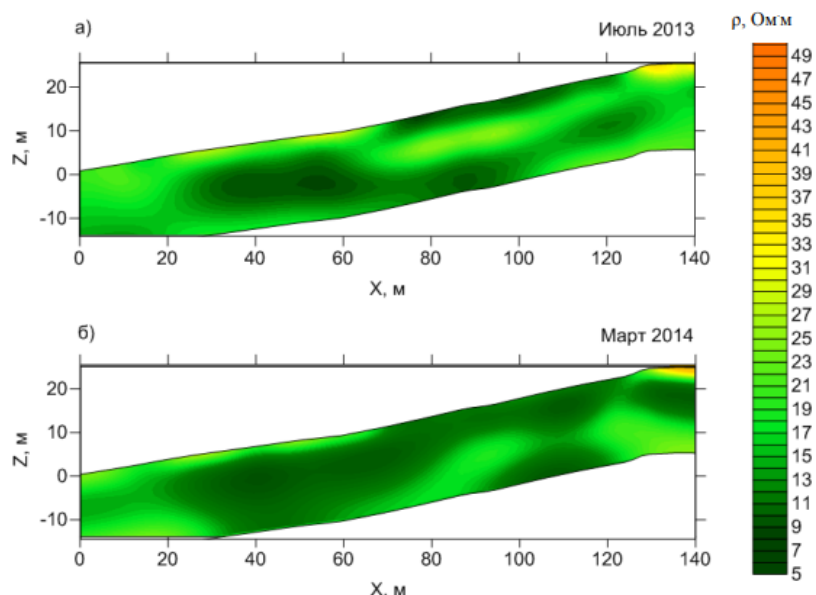


Рисунок 3 – Результат электротомографических исследований.

По результату данного мониторинга виден процесс формирования трещин отрыва и поверхности скольжения – чуть менее, чем за год УЭС некоторых участков грунта уменьшились на 10-20 единиц.

Данные геофизические методы целесообразно использовать на этапе проектирования газо- и трубопроводов, строительства жилых, гидротехнических и других сооружений.

На основе проанализированной информации, можно сделать следующие выводы:

1. В силу слабой дифференциации глинистых пород по физическим свойствам в теле оползня и в ненарушенных геологических разрезах, оползневые склоны, сформированные глинистыми породами, являются наиболее сложными для изучения геофизическими методами.

2. Выполненные синтезированные модели на основе электро- и сейсмотомографических исследований позволяют определить области повышенной влажности и пониженными значениями прочностных характеристик глинистых пород.

3. В связи с геологической неоднородностью оползневого массива горных пород необходимо привлечение и, в некоторых случаях комплексирование, геофизических методов исследований.

### Список литературы

1. Бурлуцкий С.Б. Физико-геологические модели оползневых склонов по данным электро- и сейсмотомографии / С.Б. Бурлуцкий, В.В. Глазунов. – СПб.: 2015. – 201с.
2. Зарецкий Ю.К., Ломбардо В.И. Статика и динамика грунтовых плотин. М.: Энергия, 1983. – 254с.
3. Terzaghi K (1950). «Geol.Soc.Amer.Engineering Geology» (Berkly) Volume 83 p.
4. Мангушев Р.А., Механика грунтов / Р.А. Мангушев, В.Д. Карлов, И.И. Сахаров. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2009. – 264с.

### References

1. Burluckij S.B. Physico-Geological Models of Landslide Slopes According to Electro- and Seismotomography / S.B. Burluckij, V.V. Glazunov. – SPb.: 2015, 201 p.
2. Zareckij Ju.K., Lombardo V.I. Statics and Dynamics of Ground Dams. M.: Jenergija Publ., 1983, 254 p.
3. Terzaghi K (1950). «Geol.Soc.Amer.Engineering Geology» (Berkly) Volume 83 p.
4. Mangushev R.A., Soil Mechanics / R.A. Mangushev, V.D. Karlov, I.I. Saharov. – M.: Associacii stroitel'nyh vuzov Publ., 2009, 264 p.

**Генераторы сейсмических колебаний невзрывного типа, использующие в качестве энергоносителя бензин-кислородные смеси, обогащенные водородом  
(Generators of seismic vibrations of non-explosive type using gasoline-oxygen mixtures enriched with hydrogen as an energy carrier)**

***М.А. Колесников<sup>1</sup>, Т.Т. Мажренова<sup>1</sup> К.О. Щербакова<sup>1</sup>***

1-РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе

Научный руководитель: Соловьев Николай Владимирович, д.т.н.

E-mail: solovyevnv@mgri.ru

**Аннотация**

Арктический регион представляет интерес для Российской Федерации, как перспективный регион для разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Газодинамические источники сейсмических колебаний используются при проведении поиска углеводородов на суше и континентальном шельфе. В данной работе приводится способ модернизации существующих систем питания газодинамических генераторов сейсмических колебаний с ориентировкой на работу в арктических условиях. Обозревается метод обогащения смеси-энергоносителя водородом для улучшения физико-химических характеристик.

**Abstract**

The Arctic region is of interest to the Russian Federation as a promising region for the exploration and development of oil and gas fields. Gas-dynamic sources of seismic vibrations are used in the search for hydrocarbons on land and on the continental shelf. This paper presents a method for modernizing existing power systems for gas-dynamic generators of seismic vibrations with an orientation to work in Arctic conditions. The method of enriching the energy carrier mixture with hydrogen to improve the physico-chemical characteristics is reviewed.

**Ключевые слова**

Сейсмическая разведка, генератор сейсмических колебаний, газодинамический источник, бензин-кислородные смеси, обогащение водородом.

**Keywords**

Seismic exploration, seismic oscillation generator, gas-dynamic source, gasoline-oxygen mixtures, hydrogen enrichment.

Один из самых неоднозначных нефтяных регионов мира, привлекающий внимание целого ряда стран – Арктика. Сложные климатические условия и слабое развитие инфраструктуры делают освоение и разработку арктического региона трудной с технической и экономической точек зрения. Таким образом, возникает необходимость в разработке новых технологий и модернизации уже существующих для повышения эффективности разведки месторождений углеводородов в Арктике. Сейсмическая разведка является одним из методов поиска месторождений нефти и газа. В настоящее время для возбуждения упругих сейсмических волн используются различные генераторы сейсмических колебаний невзрывного типа. Самый распространённый тип энергоносителей – пропан-кислородные смеси. Однако рабочий диапазон температур данной смеси не позволяет вести работы при отрицательных температурах [1]. Для решения поставленной проблемы предлагается использовать модернизированную систему питания, рассчитанную на использование бензин-кислородных смесей в качестве энергоносителя. Система является составной частью генератора сейсмических колебаний, предназначенного для проведения разведочных работ в местах, где затруднено ведение буровзрывных работ. Рабочий диапазон температур для бензин-кислородных смесей составляет от +40 °С до -28 °С.



На рисунке (рисунок 1) представлена предполагаемая система питания, которая состоит из бензиновой, кислородной и смесевой линий.

Кислородная линия содержит: кислородные баллоны (1) с редуктором (2), манометры (3), пневмоуправляемые клапаны (4), обратные клапаны (5), пламегасители (6), отсекатели (7), подводящие шланги и трубопроводы. Бензиновая линия включает в себя: бензобак (8), оборудованный регулятором давления воздуха (9), манометр (10), предохранительный клапан (11), бензиновый клапан (12), смотровые окна (13), кран (14), впускные бензиновые клапаны (15) и выпускные клапаны (16), подводящих трубопроводов, линии подвода воздуха в демпферные объёмы, содержащие краны (17) и мембраны (18). В смесевую линию входят запальная головка и запальная трубка. Пневматическая система управления включает: электромагнитный клапан взвода (19), электромагнитный клапан впуска (20), электромагнитный клапан выпуска (21) и подводящие трубопроводы.

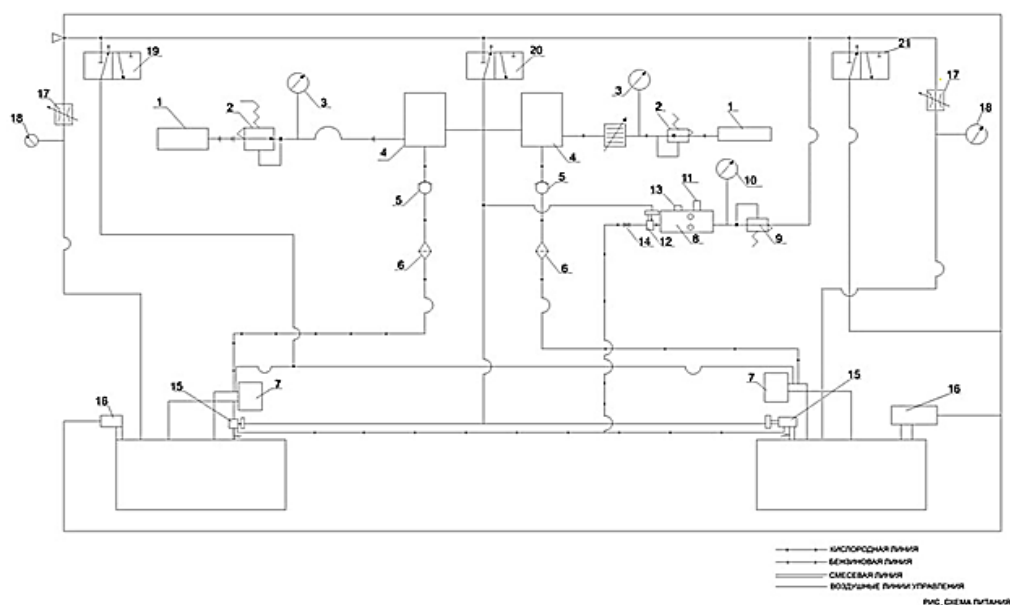


Рисунок 1 – Схема бензин-кислородной системы питания.

Работа предлагаемой установки будет происходить следующим образом. При срабатывании клапана ввода воздух из пневмосистемы попадает в полости отсекателей и осуществляет их взвод. В результате этой операции кислородные линии соединяются со смесительными камерами в запальных головках. При срабатывании клапана впуска воздух из пневмосистемы открывает клапаны в кислородных линиях и клапаны в бензиновой линии. Кислород из баллонов и бензин из бензобака поступают в смесительную камеру и дальше по запальной трубке в камеры сгорания. При заполнении камер сгорания необходимым количеством смеси происходит отсечка отсекателей и выключение электроуправляемого клапана впуска. Воздух из полостей и линий управления клапанами вытекает в атмосферу, запирая эти клапаны. Подача кислорода и бензина во взрывные камеры прекращается. В дальнейшем осуществляется подрыв смеси с одновременным открытием выпускного клапана. По окончании выпуска клапан отключается и установка готова к осуществлению следующего воздействия.

В качестве улучшения смеси-энергоносителя предлагается использовать обогащение водородом. Обогащение водородом используется для улучшения эксплуатационных характеристик бензинового топлива, используемого в двигателях внутреннего сгорания [3]. Водород - летучий газ, обладающий наивысшей теплоёмкостью. Реакция горения водорода является экзотермической. Продуктом реакции является вода. Выделяющееся в процессе тепловую энергию можно преобразовывать в другие виды энергии. Горение водорода происходит только в случае наличия свободных радикалов. Искры, имеющей энергию

приблизительно 0,02 мДж достаточно, чтобы воспламенить водород-кислородную смесь. Присутствие водорода в смеси позволит увеличить скорость реакции и количество получаемой на выходе энергии. Предположительное количество водорода в бензине – 40 %.

Для проведения сейсморазведочных работ в районах Сибири, Крайнего Севера и Арктики использование бензин-кислородных генераторов сейсмических колебаний имеют потенциал решения температурных ограничений, свойственных уже существующим аналогам. Их применение обеспечит повышение геолого-экономической эффективности и технико-методического уровня сейсмической разведки [2].

### **Список литературы**

1. Каминский В. Д, Зуйкова О. Н, Медведева Т. Ю, Супруненко О.И. Углеводородный потенциал континентального шельфа России: состояние изученности и перспективы освоения / Каминский В. Д, Зуйкова О. Н, Медведева Т. Ю, Супруненко О.И. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. - №1. – С.4-9.
2. Методические рекомендации к технической инструкции по наземной сейсморазведке при проведении работ на нефть и газ; Министерство природных ресурсов РФ, Москва, 2002 г., 342 стр.
3. Сусликов, М. Р. Анализ водорода как добавки к углеводородному топливу / М. Р. Сусликов. - Текст: непосредственный // Молодой ученый. - 2021.- № 21 (363). - С. 49-53.

### **References**

1. Kaminsky V.D., Zuikova O.N., Medvedeva T.Yu., Suprunenko O.I. Hydrocarbon potential of the continental shelf of Russia: state of study and prospects of development / Kaminsky V.D, Zuikova O.N., Medvedeva T.Yu, Suprunenko O.I. // Mineral Resources of Russia. Economics and management. - 2018. - No.1. - pp.4-9.
2. Methodological recommendations for the technical instructions for ground seismic survey during oil and gas operations; Ministry of Natural Resources of the Russian Federation, Moscow, 2002, 342 p.
3. Suslikov, M. R. Analysis of hydrogen as an additive to hydrocarbon fuel / M. R. Suslikov. - Text: direct // Young scientist. - 2021.- № 21 (363). - Pp. 49-53.

## **Стационарные геофизические комплексы наблюдательных и геофизических скважин как основа интеллектуальной системы ГИС-контроля разработки нефтегазового месторождения (Stationary geophysical complexes of monitoring and geophysical wells as the basis of intelligent logging systems of oil and gas field development)**

**Д.В. Писарев,<sup>1</sup>И.И. Валиев<sup>1</sup>, Д.А. Гиматдинов<sup>1</sup>**

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Рубан Георгий Николаевич, к.т.н.

E-mail: geonr@mail.ru

### **Аннотация**

Описаны основные характеристики стационарных геофизических комплексов отдельно для наблюдательных и геофизических скважин. принципы расположения и работы датчиков. Совершенствование существующей системы геолого – геофизического контроля разработки нефтегазовых месторождений и эксплуатации ПХГ на основе интеллектуализации этого процесса. В качестве базового элемента развития данного направления в Университете – предложено создание специальных лабораторных стендов.

## **Abstract**

The main characteristics of stationary geophysical complexes separately for monitoring and geophysical wells, principles of location and operation of sensors are described. Improvement of the existing system of geologic-geophysical control of oil and gas fields development and operation of Underground Gas Storage Facility (UGSF) on the basis of intellectualization of this process. As a basic element in the development of this direction at our University – it is proposed to create a special laboratory bench.

## **Ключевые слова**

Геофизические данные, датчики, оптоволокно, умные скважины, стационарный геофизический комплекс, лабораторный учебный стенд.

## **Keywords**

Geophysical data, sensors, optic fiber, intelligent wells, stationary geophysical complex, laboratory bench.

Умные скважины и умные месторождения постепенно вытесняют привычные. Искусственный интеллект нашел широкое применение в нефтегазовой промышленности, но до сих пор данные, по продвижению ВНК или ГВК, текущего характера насыщения получают на основе дискретных (Один – два раза в год) измерений в наблюдательных и геофизических скважинах выполняя геофизические исследования в том числе радиоактивными методами. Однако авторы предполагают, что флюидодинамическая модель, в том числе положение флюидоконтактов изменяется на постоянной основе и это должно быть учтено при разработке месторождения или эксплуатации ПХГ.

В настоящее время широкое распространение получили умные эксплуатационные скважины, оснащенные стационарными измерительными комплексами. Однако для наблюдательных и геофизических скважин стационарных геофизических комплексов не существует. Авторы предлагают оснастить данные типы скважин стационарными измерительными системами. Также в докладе предлагаются основные характеристики стационарных геофизических комплексов отдельно для наблюдательных и геофизических скважин, принципы расположения и работы датчиков [1]. Совершенствование на основе этих комплексов существующей системы геолога – геофизического контроля разработки нефтегазовых месторождений и эксплуатации ПХГ.

Создание стационарного геофизического комплекса в умных наблюдательных и геофизических скважинах позволит не только контролировать пласт-коллектор, его нефтегазонасыщение, но и регулировать всю систему разработки в целом. Данная технология может найти применение как при разработке нефтегазовых месторождений, так и при эксплуатации ПХГ. В России исследования в данной области проводит ООО «Карбон-Ойл», за рубежом компания ADNOC (Абу-Даби), однако данные компании в этой области успехов пока не достигли.

Авторами было проанализирована имеющаяся литература в данном направлении и предложено создание учебно-лабораторного стенда на котором будет иметься возможность проводить исследования и опыты, в том числе с распределенными датчиками температуры и давления. Что и будет являться направлением дальнейшего исследования в данной работе.

## **Список литературы**

1. *Ерёмин Н.А.*, Управление разработкой интеллектуальных месторождений нефти и газа: Учеб. пособие для вузов: В 2 кн. - Кн. 1. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011, 200 с.

## **References**

1. Eremin N.A., Upravlenie razrabotkoj intellektual'nyh mestorozhdenij nefiti i gaza: Ucheb. posobie dlya vuzov: V 2 kn. - Kn. 1. M.: RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina, 2011, 200 s.

**Разработка нейронной сети для прогнозирования параметров потока многофазного флюида на основе акустических измерений**  
**(Development of convolutional neural network for prediction of multi-phase fluid flow parameters from acoustic noise measurements)**

**В.Л. Рыжов<sup>1</sup>**

1- РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе

Научный руководитель: Оборнев Евгений Александрович, к.т.н.

E-mail: vladislavrzhv@gmail.com

**Аннотация**

Данная работа посвящена исследованию, обработке и анализу акустических сигналов, полученных методом промыслово-геофизических исследований скважин – пассивной акустической шумометрии. Исходная геофизическая информация представляет собой числовые данные – временные ряды, полученные в ходе геофизических исследований с использованием современного электронного геофизического оборудования – шумомеров, записывающих значение характеристики поля в заданной точке в течение определённого периода времени. Записанные цифровые данные подлежат последующему исследованию, обработке, анализу и интерпретации.

**Abstract**

This work is devoted to the study, processing and analysis of acoustic signals obtained by the method of field-geophysical studies of wells - passive acoustic noise measurement. The initial geophysical information is numerical data - time series obtained during geophysical investigations using modern electronic geophysical equipment - noise meters that record the value of the field characteristic at a given point for a certain period of time. The recorded digital data is subject to the following research, processing, analysis and interpretation.

**Ключевые слова**

Акустическая шумометрия, нейронные сети, сверточные нейронные сети, временной ряд, цифровая обработка сигналов.

**Keywords**

Acoustic noise measurement, neural networks, convolutional neural networks, time series, digital signal processing.

Повышение коэффициентов извлечения нефти и газа требует решения многих проблем, одной из которых является взаимодействие пласта со скважиной. Акустический шум, регистрируемый шумомером, вызван многими причинами, включая и такой источник как течение жидкости или газа в скважине. Интерпретация данных пассивной акустической шумометрии с целью определения параметров притока флюида в скважину (местоположение, фазовый состав, удельный расход) требует изучения многих процессов, таких как формирование шума в породе, трансформация спектра шума при проникновении в скважину, влияние посторонних шумов, вызванных течением многофазного флюида в скважине, технологическими особенностями измерений и др. [1]. Таким образом, для решения проблем с определением параметров притока флюида в скважину сформировалась необходимость создания интеллектуальных подходов к интерпретации акустических данных [4]. Рассматриваются два параметра, которые необходимо прогнозировать. Первый параметр – это обводненность скважины. В исходной выборке имеется 5 целочисленных меток классов: 0, 25, 50, 75, 100, которые обозначают процентное содержание воды в флюиде. Второй параметр – расход флюида или дебит скважины. Является подмножеством класса первого параметра, т.е.

каждому процентному содержанию обводненности соответствует еще 9 одинаковых классов расхода флюида: 0, 14, 29, 43, 58, 72, 86, 101, 115, (рисунок 1).

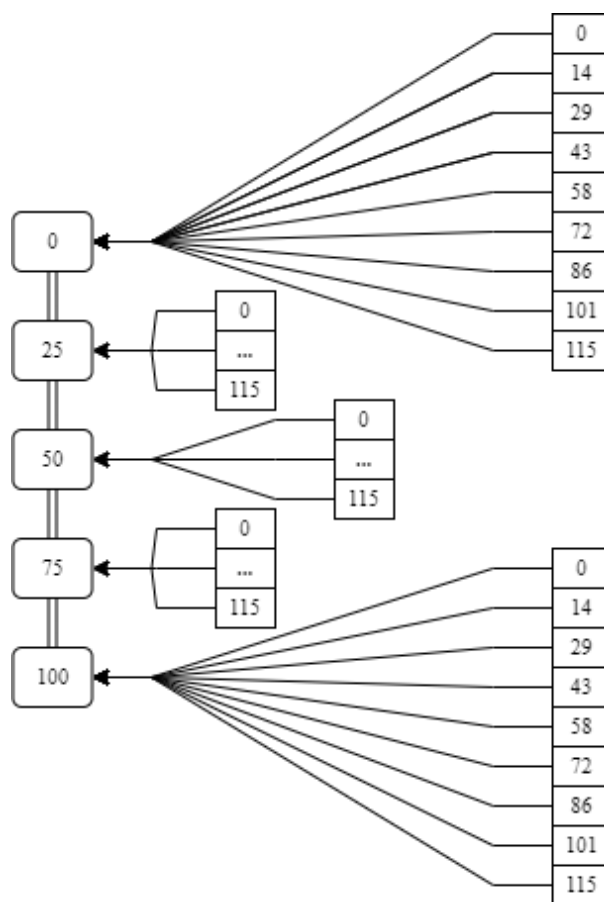


Рисунок 1 – Структура набора данных для обучения.

Общее количество данных при различных режимах работы среды – 369 файлов. Каждый файл в выборке представляет собой временной ряд длительностью 15 секунд с частотой дискретизации 10 кГц, которые получены из SEG-Y файлов [2]. Разделены на обучающую и тестовую выборки в процентном соотношении 90:10 соответственно. Для обобщенного решения данной задачи необходимо предсказывать не дискретные значения параметров, как в исходной выборке, а непрерывные для последующего возможного интегрирования и масштабирования модели машинного обучения в промышленно-геофизический программный комплекс. Для перехода из временного представления сигнала в частотную область представления была выбрана мел-спектрограмма [5]. Отличие мел-спектрограммы от классической спектрограммы в наличие треугольных фильтров, применяемых в оконном преобразовании Фурье [3]. Представлен пример мел-спектрограммы, которая является двумерной диаграммой: на горизонтальной оси представлено время, на вертикальной оси – частота, третье измерение с указанием амплитуды на определенной частоте в конкретный момент времени представлено интенсивностью или цветом каждой точки изображения. Таким образом, одномерный сигнал после преобразования в спектрограмму повысил свою размерность и стал двумерным. В работе используется сверхточная архитектура нейронной сети, разработанная специально для данной задачи. Сверхточная 2D нейронная сеть, которая работает с двумерным представлением данных наиболее успешно в задачах классификации и регрессии. В качестве оптимизатора был выбран алгоритм адаптивной оценки момента (ADAM) для быстрой оптимизации и функции потерь среднеквадратическая ошибка (MSE). Время обучения данной сверхточной 2D сети составило два с половиной – три часа.

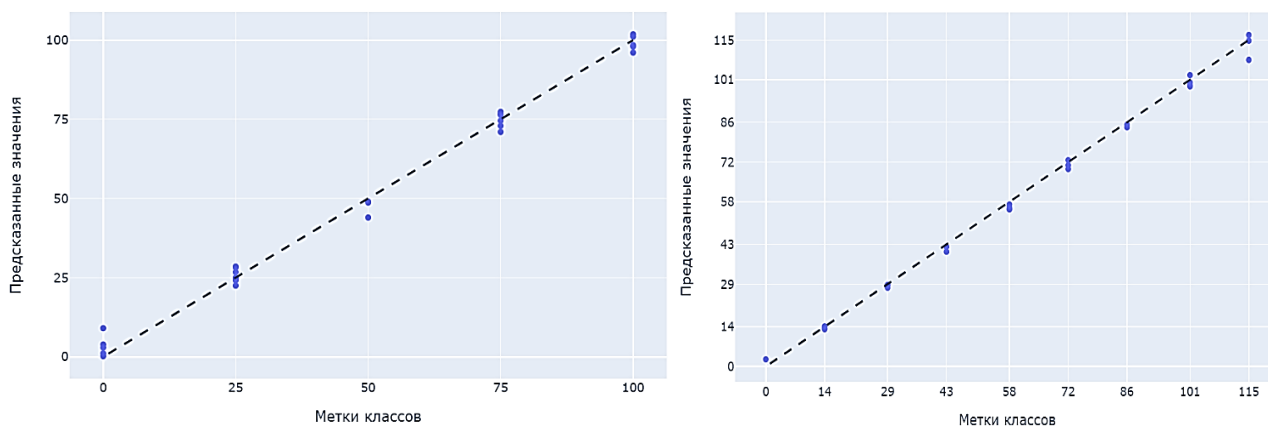


Рисунок 2 – Кроссплоты для обводненности (слева) и расхода флюида (справа).

В результате, на тестовой выборке коэффициент детерминации  $R^2 = 0.94$  для обводненности и  $R^2 = 0.97$  для расхода флюида, средняя абсолютная ошибка (MAE) = 1.9 (рисунок 2). Построенная и обученная модель показывает хорошие результаты в предсказании обводненности скважины и расхода флюида.

### Список литературы

1. *Мутовкин Н.В.*, Моделирование и интерпретация акустического поля в скважине, генерируемого фильтрационным шумом продуктивного пласта. Дисс. На соискание ученой степени канд.техн.наук. Москва, МФТИ, 2020.
2. *Barry K., Cavers D., Kneale C.*, "Recommended standards for digital tape formats". Geophysics. 1975. P. 344–352.
3. *Ghosh D., Debnath D., Bose S.*, A comparative study of performance of fpga based mel filter bank & bark filter bank, 2012.
4. *Kanin E.A., Osiptsov A.A., Vainshteina A.L., Burnaev E.V.*, A Predictive Model for Steady-State Multiphase Pipe Flow: Machine Learning on Lab Data, 2019.
5. *Nakagawa S., Shikano K., Tohkura Y.*, Speech, hearing and neural network models, Springer Publication, 2001, chapter 4, page 127-128, ISBN 9051991789.

### References

1. *Mutovkin N.V.*, Modeling and interpretation of the acoustic field in the well generated by the filtration noise of the productive reservoir. Diss. For the degree of Candidate of Technical Sciences. Moscow, MIPT, 2020.
2. *Barry K., Cavers D., Kneale C.*, "Recommended standards for digital tape formats". Geophysics. 1975. P. 344–352.
3. *Ghosh D., Debnath D., Bose S.*, A comparative study of performance of fpga based mel filter bank & bark filter bank, 2012.
4. *Kanin E.A., Osiptsov A.A., Vainshteina A.L., Burnaev E.V.*, A Predictive Model for Steady-State Multiphase Pipe Flow: Machine Learning on Lab Data, 2019.
5. *Nakagawa S., Shikano K., Tohkura Y.*, Speech, hearing and neural network models, Springer Publication, 2001, chapter 4, page 127-128, ISBN 9051991789.

**Визуализация базы данных Надымского геокриологического стационара  
за длительный период  
(Visualisation of the database of the Nadym geocryological station over a long period)**

***А.А. Щербакова<sup>1</sup>, К.О. Щербакова<sup>1</sup>***

1- РГГРУ МГРИ имени Серго Орджоникидзе  
E-mail: shcherbakovaannaandreevna@gmail.com

**Аннотация**

Данные тезисы являются продолжением работы «составление базы данных по району многолетней мерзлоты для исследования результатов геокриологической съёмки за пятидесятилетний период» [1]. Изменение геокриологических условий под влиянием потепления климата было освящено в работах Марахтанова В.П. [2], Дроздова Д.С., Фалалеевой А.А., Романовского В.Е., Васильева А.А., Лейбман М.О., Садуртдинова М.Р., Пономаревой О.Е., Пендина В.В., Горобцова Д.Н., Устиновой Е.В., Коростелева Ю.В., Стрелецкого Д.А., Слагоды Е.А., Скворцова А.Г., Гравис А.Г., Бердникова Н.М., Орехова П.Т., Лаухина С.А., Царёва А.М., Малковой Г.В.[3], Стрелецкого Д.А., Сутер Л.Дж, Шикломанова Н.И., Порфирьева Б.Н. и Елисеева Д.О. [4], это свидетельствует об актуальности проблемы. Второй этап работы посвящен визуализации имеющихся данных для последующего анализа. Он заключается в представлении имеющейся информации. В работе описаны 3 наглядных способа анализа данных.

**Abstract**

These theses are a continuation of the work "compilation of a database on the permafrost area for the study of the results of geocryological survey over a fifty-year period" [1] The change in geocryological conditions under the influence of climate warming was consecrated in the works of V.P. Marakhtanov [2], D.S. Drozdov, A.A. Falaleeva, V.E. Romanovsky, A.A. Vasilyev., Leibman M.O., Sadurtdinova M.R., Ponomareva O.E., Pendina V.V., Gorobtsova D.N., Ustinova E.V., Korosteleva Yu.V., Streletsky D.A., Slagody E.A., Skvortsova A.G., Gravis A.G., Berdnikova N.M., Orekhova P.T., Laukhina S.A., Tsareva A.M., Malkova G.V.[3], Streletsky D.A., Suter L.J., Shiklomanova N.I., Porfirieva B.N. and Eliseeva D.O. [4], this indicates the urgency of the problem. The second stage of the work is devoted to the visualization of available data for subsequent analysis. It consists in presenting the available information. The paper describes 3 visual methods of data analysis.

**Ключевые слова**

Геокриология, СТС, СМС, визуализация данных.

**Keywords**

Geocryology, active layer, data visualization.

В рамках поставленной тематики был проведён локальный анализ данных геокриологического мониторинга на Надымском стационаре и сделан вывод, что невозможно сравнение данных в имеющемся виде. Накоплен большой фактический материал, который хранится в виде таблиц, колонок и графических изображений. Архивные данные были переведены в электронный вид и составлены таблицы по участку геокриологической съёмки за период 1970-2021г.

Итак, целью работы является анализ данных для оценки изменения геокриологических условий в районе газопровода в субарктической зоне. Первой задачей для достижения поставленной цели было составление базы данных. Выполнен алгоритм структурирования данных и составлен схема связей.

После составления базы данных становится возможным её открытие в ГИС для визуализации данных.

Для анализа данных требуются такие способы визуализации, которые смогут показать изменения данных. На данный момент было обнаружено 3 таких способа:

1. Построение графиков на карте
2. Создание 3D моделей
3. Составление тепловых карт

Примеры визуализации показаны на рисунке (рисунок 1).

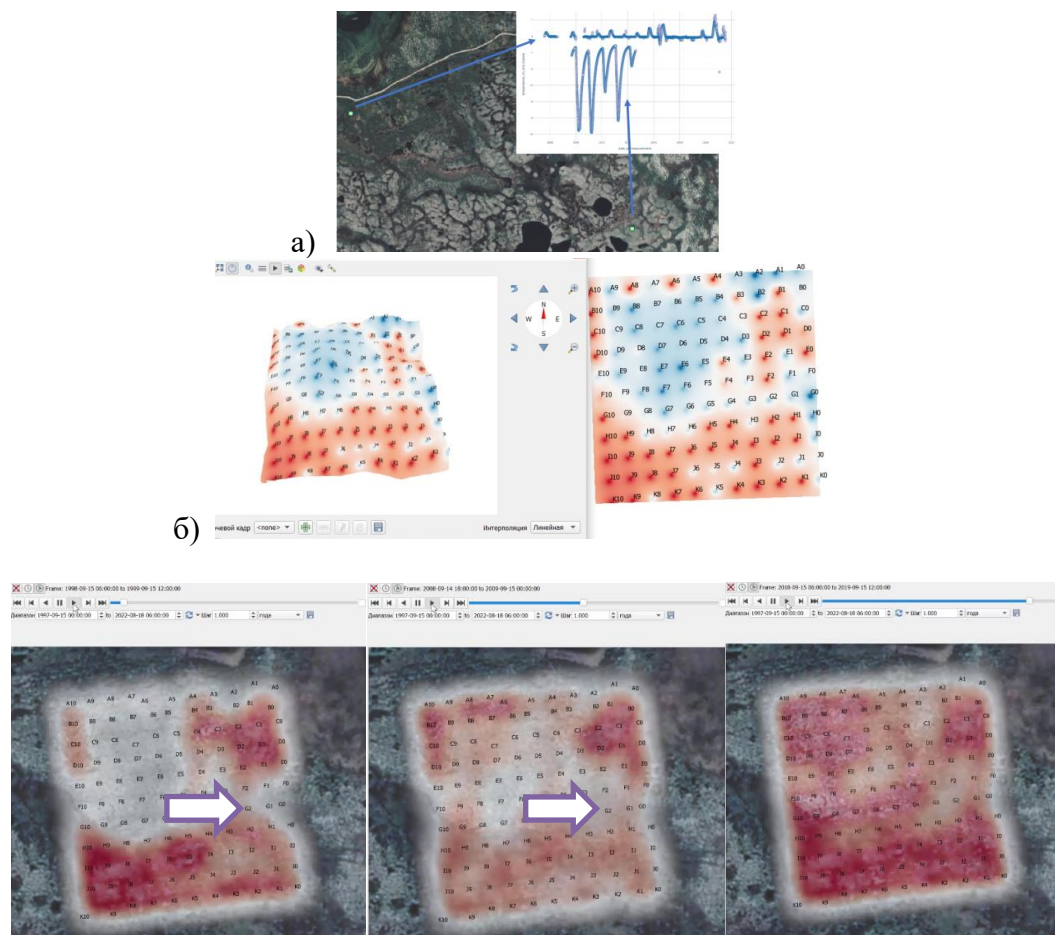


Рисунок 1 – Примеры визуализации данных: а) изменение значений температур, б) 2D и 3D модели глубины протаивания на плоскобугристом торфянике способом теплокарт, в) изменение глубины протаивания во времени.

На представленном примере «а» показаны температурные данные по 2м скважинам. Зависимость изменений температур от участков с разными ландшафтами чётко прослеживается (рисунок 1 а). На тёмном участке (плоскобугристом торфянике) амплитуда колебаний температуры на глубине 3м колеблется от  $-0,5^{\circ}\text{C}$  до  $1,3^{\circ}\text{C}$ , а на светлом участке (бугре пучения) значения изменяются от  $-0,5^{\circ}\text{C}$  до  $-6^{\circ}\text{C}$ .

На примере «б» видны участки с более (красные) и менее (синие) глубоким протаиванием сезонно-талого слоя. Таким образом наглядно отслеживаются зависимости изменений свойств грунтов (рисунок 1 б).

На примере «в» показаны данные 1998 г., 2008 г. и 2018 г., красным цветом выделена глубина протаивания более 2 м, что говорит о развитии мерзлоты несливающегося типа на участке (рисунок в).

Инженерно-геологические условия в субарктическом регионе очень быстро изменяются. Пока невозможно предсказать на какой глубине сохранится мерзлота через 5-10 лет. Моя



работа показывает, как изменения происходят в пространстве и времени. При таком подходе к анализу нефтегазовые компании смогут проанализировать существующие условия на участках своего газопровода. Учитывая всё вышеперечисленное, выгодно использовать такой анализ для повышения эффективности работы газопровода. Так как возможность предотвратить аварии увеличивается. Экономическая выгода компаний будет заключаться в предотвращении затрат на ремонт после аварийных ситуаций на локальных участках.

### Список литературы

1. *Щербакова, А. А.* Составление базы данных по району многолетней мерзлоты для исследования результатов геокриологической съёмки за пятидесятилетний период / *А. А. Щербакова* // Новые идеи в науках о Земле: Материалы XV Международной научно-практической конференции. В 7-ми томах, Москва, 01–02 апреля 2021 года. – Москва: Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, 2021. – С. 330-331. – EDN SAHQZG.

2. Оценка взаимодействия ландшафтов Надым-Пур-Тазовского региона с магистральными газопроводами: сб. Ландшафтоведение: теория, методы, ландшафтно-экологическое обеспечение природопользования и устойчивого развития: материалы XII Международной ландшафтной конференции, Тюмень-Тобольск, 22-25 августа 2017 г.: в 3 т.

3. Цифровые карты криолитозоны и оценка современных тенденций изменений в криосфере: сб. XI Международного симпозиума по проблемам инженерного мерзлотоведения (Магадан, 5-8 сентября 2017г.)

4. *Streletskiy, Dmitry & Suter, Luis & Shiklomanov, Nikolay & Porfiriev Boris & Eliseev, Dmitry.* (2019). Assessment of climate change impacts on buildings, structures and infrastructure in the Russian regions on permafrost. *Environmental Research Letters*. 14. 025003. 10.1088/1748-9326/aaf5e6.

### References

1. *Shcherbakova, A. A.* Compilation of a database on the permafrost area for the study of the results of geocryological survey for a fifty-year period / *A. A. Shcherbakova* // New ideas in Earth sciences: Materials of the XV Scientific and Practical International Conference. In 7 volumes, Moscow, April 01-02, 2021. – Moscow: S. Ordzhonikidze Russian State Geological Exploration University, 2021. – pp. 330-331. – EDN KAKZG.

2. Assessment of interaction of landscapes of the Nadym-Pur-Taz region with main gas pipelines: collection of Landscape studies: theory, methods, landscape and ecological support of nature management and sustainable development: materials of the XII International Landscape Conference, Tyumen-Tobolsk, August 22-25, 2017: in 3 vols.

3. Digital maps of the cryolithozone and assessment of current trends in changes in the cryosphere: Collection of the XI International Symposium on the Problems of Permafrost Engineering (Magadan, September 5-8, 2017).

4. *Streletsky, Dmitry and Suter, Louis and Shiklomanov, Nikolai and Porfiriev, Boris and Eliseev, Dmitry.* (2019). Assessment of the impact of climate change on buildings, structures and infrastructure in Russian regions exposed to permafrost. *Letters about environmental research*. 14. 025003. 10.1088/1748-9326/aaf5e6.

**Секция 4. Переработка, транспортировка и хранение  
нефти и газа**

## Синтез низкокремнистых цеолитов из природных галлуазитных нанотрубок (Synthesis of low-silica zeolites from natural halloysite nanotubes)

***В.А. Жуков<sup>1</sup>***

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Глотов Александр Павлович, к.х.н., в.н.с.

E-mail: juk20vadim03@yandex.ru

### **Аннотация**

Природный минерал галлуазит успешно перекристаллизован в низкокремнистые цеолиты содалит и анальцим. Исследовано применение в синтезе различных модификаций галлуазитовых нанотрубок: термическая и кислотная обработка, добавление дополнительных источников кремния и алюминия, структурообразующих агентов. Выявлено, что кристаллы анальцима в зависимости от модификации галлуазитных трубок могут иметь различную морфологию. Деалюминирование трубок кислотой способствует увеличению степени кристалличности анальцима.

### **Abstract**

The natural mineral halloysite was successfully recrystallized into low-silica zeolites sodalite and analcime. The use of various modifications of halloysite nanotubes in the synthesis was studied: thermal and acid treatment, application of additional sources of silicon and aluminum, structure-forming agents. It was found that analcime crystals, depending on the modification of halloysite tubes, can have different morphology. Dealuminizing the tubes with acid increases the degree of crystallinity of analcime.

### **Ключевые слова**

Галлуазит, низкокремнистые цеолиты, анальцим, содалит.

### **Keywords**

Halloysite, low-silicon zeolites, analcime, sodalite.

Низкокремнистые цеолиты широко применяются в качестве сорбентов для очистки сточных вод от катионов тяжелых металлов [1]. В качестве прекурсора для синтеза низкокремнистых цеолитов предложено использование природного материала галлуазита, являющегося более доступным и экологичным сырьем по сравнению с синтетическими аналогами [2].

В данном исследовании галлуазитовые нанотрубки (ГНТ) были подвергнуты предварительной термической и кислотной обработке с целью регулирования соотношения Si/Al за счет деалюминирования внутренней поверхности трубок. Полученные образцы были перекристаллизованы в анальцим при 190 °С в течение 96 ч.

Термически активированный галлуазит (Si/Al = 0,9) перекристаллизовался в низкокремнистый цеолит структурного типа AFX. Добавление темплата к галлуазиту (Si/Al = 0,9) приводит к образованию содалита (структура SOD).

Предварительно обработанный кислотой галлуазит (Si/Al = 1-2) в присутствии темплата перекристаллизовался в анальцим (структура ANA) со сферической морфологией (рисунок 1а). В результате перекристаллизации травленого галлуазита без темплата получены кристаллы анальцима с формой тора (рисунок 1б). Максимальная степень кристалличности ANA достигнута при травлении 2М H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (таблица 1).

Таблица 1 – Характеристики полученных образцов

Образец	Предварительная обработка ГНТ	Si/Al	Степень кристалличности
Z1/ГНТ	600°C	0,9	0
Z2/ГНТ	1M H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> + 600°C	1,2	47
Z3/ГНТ	2M H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> + 600°C	1,9	89
Z4/ГНТ	5M H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> + 600°C	2,5	82
Z4/ГНТ	H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (конц.) + 600°C + тетраэтоксисилан	3,6	72

Травленный галлуазит в присутствии тетраэтоксисилана и темплата перекристаллизовывался в анальцим с уникальной морфологией радиально направленных лучей (рисунок 1 в, г). При этом в присутствии тетраэтоксисилана, но без темплата была получена смесь кристаллов кварца, анальцима и морденита.

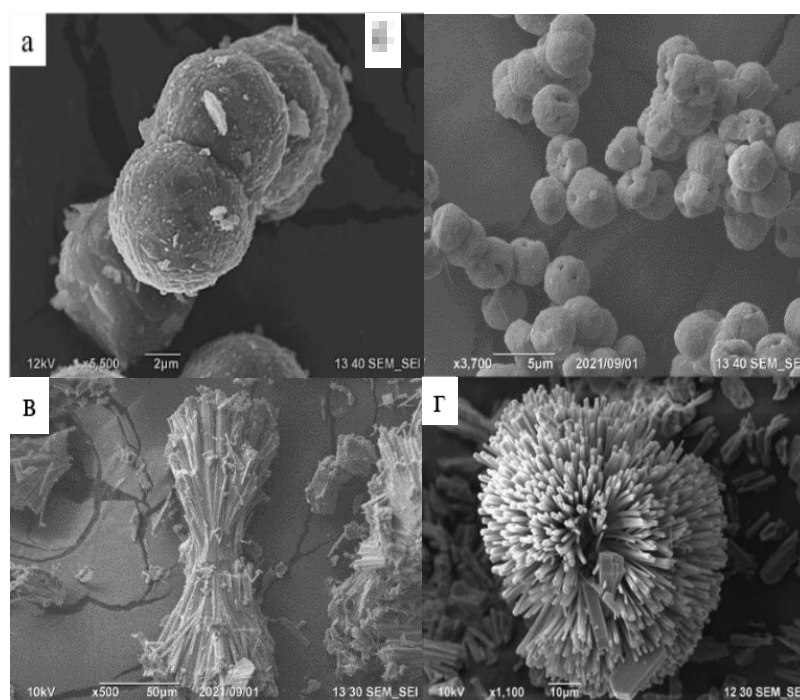


Рисунок 1 – Снимки СЭМ образцов.

Таким образом, показано, что галлуазит может выступать в роли эффективного прекурсора для синтеза алюмосиликатов различных структурных типов.

### Список литературы

1. Верещагина Т.А., Кутикина Е.А., Черных Я.Ю., Мазурова Е.В., Верещагин С.Н., Бондаренко Г.Н. Получение и свойства Zr-содержащих сорбционных материалов на основе микросфер угольной золы // Журнал СФУ. 2019, №12(3), с. 347-363.
2. Atta A.Y., Jibril B.V., Aderemi B.O., Adefila S.S., Приготовление анальцима из каолина и золы рисовой шелухи // Applied Clay Science. 2012, №61, с. 8-

### References

1. Vereshchagina T.A., Kutikhina E.A., Chernykh Ya.Yu., Mazurova E.V., Vereshchagin S.N., Bondarenko G.N. Preparation and properties of Zr-bearing sorption materials based on coal fly ash microspheres. Journal SFU – Journal of SFU, 2019, no. 12(3), pp. 347-363.
2. Atta A.Y., Jibril B.Y., Aderemi B.O., Adefila S.S., Preparation of analcime from local kaolin and rice husk ash // Applied Clay Science. 2012, №61, pp. 8-13.

**Исследование влияния технологических параметров перекачки на интенсивность образования парафиновых отложений  
(Determination of the influence of the pumping parameters on the intensity of paraffin deposits formation)**

**Т.А. Иванова**

1-СамГТУ, Институт нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Орлова Гульсина Махмутовна, к.п.н.  
E-mail: ivanova\_tana72@mail.ru

**Аннотация**

Объектом исследования является процесс формирования парафиновых отложений на внутренней поверхности магистрального нефтепровода. Цель данной работы – оценка влияния технологических параметров на интенсивность образования парафиновых отложений. В ходе работы рассмотрено строение отложений и проведено моделирование процесса парафинизации нефтепровода. На основе проведенных расчётов построены аналитические графики зависимости толщины парафиновых отложений от различных технологических параметров. Практическая значимость работы заключается в возможности использования полученных зависимостей при проектировании и эксплуатации магистрального нефтепровода для повышения гидравлической эффективности трубопровода.

**Abstract**

The object of the research is a process of wax deposit formation on interior face of the main oil pipeline. The purpose of this work is estimation influence of the pumping parameters on intensity of wax deposits formation. The structure of deposits and the simulation of the oil pipeline waxing process have been considered. The analytical dependencies were built on the results of calculations. Their analysis permits to identify the dependence of wax deposits thickness on different technological parameters. The practical significance of the work is the possibility of using obtained dependencies in engineering and the operation of the oil pipeline for improving the hydraulic efficiency of the line.

**Ключевые слова**

Нефтепровод, высокопарафинистая нефть, парафиновые отложения, технологические параметры, эффективность транспортировки.

**Keywords**

Oil pipeline, high-wax oil, wax deposits, technological parameters, transport efficiency.

Активное освоение и разработка нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, отличающимися высоким содержанием парафиновых компонентов, вызывает потребность в их перекачке. Характерными особенностями для таких нефтей являются малые значения плотности и вязкости при высоких температурах и существенно возрастающие при близких к температуре застывания [1]. По мере движения нефти по трубопроводу её температура снижается и наблюдается ухудшение реологических свойств. Это вызывает кристаллизацию высокомолекулярных соединений и образование отложений на стенках трубопровода [2,3].

Актуальность работы обусловлена необходимостью выявления зависимости толщины парафиновых отложений от технологических параметров с целью повышения эффективности трубопроводного транспорта и снижения энергозатрат на перекачку.

В ходе исследования произведен расчет и получены аналитические зависимости толщины парафиновых отложений от разности температуры нагрева и окружающей среды  $\Delta T$  (рисунок 1), диаметра трубопровода ( $D$ ), производительности перекачки ( $Q$ ), коэффициента шероховатости внутренней поверхности трубопровода ( $k$ ), коэффициента теплопередачи ( $k$ ).

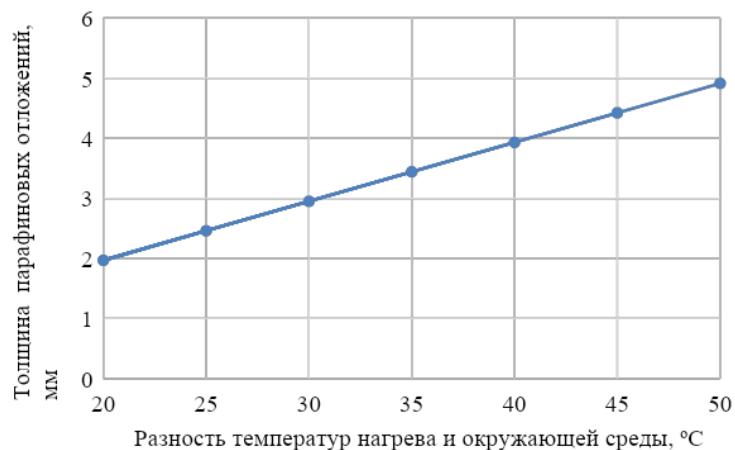


Рисунок 1 – График зависимости толщины парафиновых отложений от разности температуры нагрева и окружающей среды.

Для наглядного изображения, полученные результаты были интерпретированы в программной среде AutoDesk AutoCad и создана 3D – модель стенки трубы (рисунок 2).

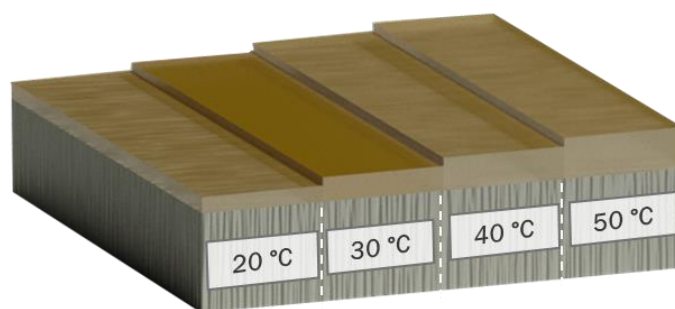


Рисунок 2 – Толщина парафиновых отложений в зависимости от разности температуры нагрева и окружающей среды.

По результатам исследования можно сделать следующие выводы:

1. Параметр, оказывающий наибольшее влияние на толщину парафиновых отложений – диаметр нефтепровода. Если принять постоянную производительность перекачки, то согласно полученным расчетам с увеличением диаметра нефтепровода, толщина парафиновых отложений уменьшается. При увеличении диаметра в 2 раза толщина парафиновых отложений уменьшается в 4-5 раз;

2. При увеличении разности температуры нагрева и окружающей среды в 2 раза толщина парафиновых отложений увеличивается почти в 2 раза;

3. Влияние производительности перекачки на толщину парафиновых отложений значительно ниже, чем влияние разности температур нагрева и окружающей среды. При увеличении производительности в 2 раза толщина парафиновых отложений увеличивается в 1,1-1,25 раз;

4. Изменение коэффициента шероховатости внутренней поверхности трубопровода практически не влияет на толщину парафиновых отложений;

5. Влияние коэффициента теплопередачи на толщину парафиновых отложений довольно существенно. При увеличении коэффициента теплопередачи в 2 раза толщина парафиновых отложений уменьшается в 1,4 раза.

К возможным перспективам дальнейших исследований по теме относится анализ толщины парафиновых отложений магистрального нефтепровода в зависимости от компонентного состава перекачиваемого продукта.

### **Список литературы**

1. *Дегтярев В. Н.* Перекачка высоковязких и застывающих нефтей / В. Н. Дегтярев. - Самара: ВК-Транс, 2006. - 144 с.
2. *Бахмат Г. В.* Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Г. В. Бахмат, Г. Г. Васильев, Ю. В. Богатенков; Под редакцией Ю. Д. Земенкова. – Москва: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с. – ISBN 978-5-9729-0001-7.
3. *Орлова Г.М., Пехтерев Д.Н., Иванова Т.А.* Оценка влияния факторов, определяющих эффективность перекачки нефти с высоким содержанием парафинов. Трубопроводный транспорт–2021: тезисы докладов XVI Международной учебно-научно-практической конференции., Уфа, 17-18 ноября 2021 г.: Издательство УГНТУ.– С. 141-143.

### **References**

1. *Degtyarev V. N.* Pumping of the High Viscous and Congealing Oil, VK-Trans Publ., 2006. - 144 p.
2. *Bakhmat G. V., Vasiliev G. G., Bogatenkov Yu. V.* The Guide for an Engineer on Operation of the Oil and Gas Pipelines and Product Pipelines. Moscow, Infra-Engineering Publ., 2006. - 928 p.
3. *Orlova G. M., Pekhterev D. N., Ivanova T. A.* Estimation of the Factors Affecting the Efficiency of the Pumping High-wax oil. Ufa, UGNTU Publ., 2021. pp. 141-143.

## **Исследование структурных характеристик коксов из нефтяного сырья (Study of the structural characteristics of cokes from petroleum feedstock)**

**Ю.В. Камаева<sup>1</sup>**

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Глаголева Ольга Фёдоровна, д.т.н.  
E-mail: julikamey@mail.ru

### **Аннотация**

Отображена зависимость потребительских свойств кокса от его структуры. Проанализирована роль состава и природы исходного сырья на формирование микроструктуры кокса. Рассмотрена взаимосвязь между пикнометрической плотностью кокса, его структурой, качеством и областью применения.

### **Abstract**

The dependence of the consumer properties of coke on its structure is displayed. The role of the composition and nature of the feedstock on the formation of the coke microstructure is analyzed. The relationship between the pycnometric density of coke, its structure, quality and scope of application is considered.

### **Ключевые слова**

Нефтяной кокс, коксование, структура кокса, пикнометрическая плотность.

### **Keywords**

Petroleum coke, coke coking, structure, pycnometric density.

Производство сырого и прокаленного кокса специального качества – необходимое звено в общей схеме получения углеродной продукции: обожженных анодов алюминиевых электролизеров, графитированных электродов, конструкционных графитов и т.п. – т.е. в областях наиболее квалифицированного применения кокса.

Между тем, существует зависимость потребительских свойств кокса (механической прочности, реакционной способности, электропроводности и др.) от его структуры [1]. Это

важнейшая характеристика углеродных материалов, которая определяет истираемость кокса, его адсорбционную и реакционную способность, спекаемость с пеком-связующим и усадку при совместной термической обработке коксопековых композиций.

Особенности структуры кокса, т.е. взаимное расположение углеродных слоёв определяют область его применения. Так, для изготовления электродов большого сечения, применяемых при выплавке стали, требуется кокс анизотропной (волокнуистой, игольчатой) структуры, напротив, кокс изотропной (точечной, сферолитовой) структуры будет наилучшим для производства углеродных конструкционных материалов, применяемых для кладки атомных реакторов [2]. Основное производство углеродной продукции (около 80 %) реализуется на базе рядовых сортов кокса мозаичной структуры с преимущественной долей неизотропных структурных составляющих, оцениваемых средним баллом 4-5 по десятибалльной шкале (ГОСТ 26232-84).

На качество кокса оказывает большое влияние как технология процесса коксования, так и состав, и природа исходного сырья. С целью исследования структуры коксов из различных сырьевых источников был проведен ряд экспериментов по периодическому коксованию тяжелого газойля каталитического крекинга и пеков нефтяного происхождения, в результате получены образцы коксов, различающиеся по составу и свойствам (таблица 1).

Структуру кокса наряду с балльной оценкой можно оценить показателем действительной (или истинной, пикнометрической) плотности ( $d_i$ ). Данный показатель характеризует качество прокаленного при 1300 °С кокса, является нормируемым (по ГОСТ 22898-78) и составляет для кокса специального назначения изотропной структуры – 2,04-2,08 г/см<sup>3</sup>, для анодного кокса марки КЗА – 2,08-2,13 г/см<sup>3</sup>. Игольчатый кокс как наиболее подходящий для изготовления электродов большого сечения при выплавке стали должен обладать максимально возможными значениями  $d_i$ , равным 2,13-2,14 г/см<sup>3</sup>. Чем выше значение  $d_i$  и чем выше балл, тем ближе кокс по структуре к графиту, действительная плотность которого составляет 2,25 г/см<sup>3</sup>.

В качестве характеристики, отражающей полные, а не усредненные, структурные свойства кокса предлагается использовать распределение структурных составляющих по ГОСТ 26132-84 «Кокс нефтяной игольчатый. Метод оценки микроструктуры». Эта характеристика позволяет количественно оценить содержание различных структурных составляющих в коксе и прогнозировать его поведение при использовании в качестве наполнителя для производства углеродных конструкционных материалов.

Исследование проводилось с помощью оптического микроскопа NU2 фирмы Карл Цейсс со 100х увеличением. По результатам качественной оценки микроструктуры коксов и количественной оценки распределения структурных составляющих по ГОСТ 26132-84 были составлены гистограммы, результаты представлены в таблице 1.

По результатам анализа коксов можно рекомендовать образец №4 с плотностью 2,08 г/см<sup>3</sup> для производства углеродных конструкционных материалов. Образец №6, имеющий анизотропную структуру, – для сектора графитированных электродов. Остальные образцы, имеющие истинную плотность в интервале 2,09-2,12 г/см<sup>3</sup>, характерную для коксов с преобладающим содержанием анизотропных структурных составляющих что подтверждается количественной оценкой микроструктуры, необходимы для изготовления анодов, используемых в производстве алюминия.

Модифицирующая углеродная добавка, являющаяся зародышами образования изотропной структуры кокса, приводит к уменьшению среднего балла микроструктуры. Эти данные подтверждаются и изменением значений истинной плотности, определенной пикнометрическим способом.

Показано, что использование разных видов сырья расширяет сырьевую базу для получения коксов заданного качества, соответствующего требованиям потребителей.



Таблица 1 – Характеристики полученных коксов.

№	Сырье	Массовая доля серы, %	Выход летучих, %	Содержание влаги, %	Зольность, %	Истинная плотность, г/см <sup>3</sup>	Балл микроструктуры
1	Пек с добавкой (кокс), Тр = 95 °С	0,9	6,4	2,1	0,87	2,10	4,4
2	Среднетемпературный пек из тяж. смолы пиролиза, Тр = 80 °С	0,03	3,9	1,5	0,05	2,09	3,6
3	Среднетемпературный пек из тяж. смолы пиролиза, Тр = 72 °С	0,05	3,8	1,7	0,53	2,10	4,2
4	Среднетемпературный пек из тяж. смолы пиролиза с добавкой (кокс), Тр = 87 °С	0,04	3,6	1,5	0,6	2,08	2,4
5	Высокотемпературный пек из тяж. смолы пиролиза с добавкой (кокс), Тр = 136 °С	0,02	3,5	1,5	0,65	2,12	4,5
6	Тяжелый газойль каталитического крекинга	0,03	2,5	1,2	0,12	2,13	7,6

### Список литературы

1. Глаголева О.Ф., Капустин В.М., Голубева И.А. Повышение эффективности и экологической безопасности процесса коксования нефтяного сырья (обзор) // Нефтепереработка и нефтехимия. 2019. № 9. С. 3-19.

2. Сюняев З.И. Производство, облагораживание и применение нефтяного кокса, М.: Химия, 1973, 296 с.

### References

1. Glagoleva O.F., Kapustin V.M., Golubeva I.A. Improving the Efficiency and Environmental Safety of the Coking Process of Petroleum Raw Materials (Review). Neftepererabotka i Neftekhimiya – Oil Refining and Petrochemistry, 2019, no. 9, pp. 3-19.

2. Syunyaev Z.I. Production, Upgrading and Application of Petroleum Coke, Moscow, Khimiya Publ., 1973, 296 p.

**Деалюминированные нанотрубки галлуазита как компоненты носителя микро-мезопористого катализатора для изомеризации ароматической фракции С-8  
(Dealuminated halloysite nanotubes as components of micro-mesoporous catalyst support for isomerization of C-8 aromatic fraction)**

***Г.А. Киреев<sup>1</sup>, Н.Р. Демихова<sup>1</sup>***

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Научный руководитель: Готов Александр Павлович, к.х.н.

E-mail: chemist.kireev@gmail.com

**Аннотация**

Получен и исследован микро-мезопористый композит, состоящий из цеолита типа ZSM-5 и алюмосиликатных нанотрубок галлуазита, прошедших предварительную обработку серной кислотой. Текстуальные и структурные характеристики композита, носителя и катализатора на его основе изучены методами просвечивающей электронной микроскопии, элементного рентгенофлуоресцентного анализа, низкотемпературной адсорбции азота, термопрограммируемой десорбции аммиака. Исследованы активность и селективность Pt-содержащего катализатора на основе полученного композитного материала в изомеризации ароматической фракции С-8. Проведено сравнение результатов, полученных в процессе с использованием микро-мезопористого катализатора и промышленного образца при варьировании условий процесса (температура, объемная скорость подачи сырья). Установлено, что микро-мезопористый катализатор Pt/ZSM-5+T-ГНТ/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> обеспечивает количественное превращение этилбензола и повышенное содержание пара-изомера в смеси ксилолов при 360 °С, объемной скорости подачи сырья = 6 ч<sup>-1</sup>, давлении водорода 1,0 МПа и соотношении H<sub>2</sub>/сырье = 1200 нл/л по сравнению с промышленным аналогом.

**Abstract**

A micro-mesoporous composite consisting of ZSM-5 zeolite and halloysite aluminosilicate nanotubes preliminarily treated with sulfuric acid was prepared and studied. The textural and structural characteristics of the composite, support, and catalyst based on it were examined by transmission electron microscopy, X-ray fluorescence elemental analysis, low-temperature nitrogen adsorption, and temperature-programmed ammonia desorption. The activity and selectivity that the Pt-containing catalyst based on the composite material obtained exhibits in isomerization of the C-8 aromatic fraction were evaluated. The results obtained using the micro-mesoporous catalyst under varied process conditions (temperature, feed space velocity) were compared to those obtained with the commercial catalyst. The micro-mesoporous catalyst Pt/ZSM-5+T-HNT/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> ensures quantitative conversion of ethylbenzene and increased, compared to the commercial analog, content of the para isomer in the mixture of xylenes at 360 °C, feed space velocity of 6 h<sup>-1</sup>, hydrogen pressure of 1,0 MPa, and H<sub>2</sub>/feed ratio of 1200 L<sub>n.c.</sub> L<sup>-1</sup>.

**Ключевые слова**

Галлуазит, алюмосиликаты, цеолит ZSM-5, микро-мезопористые материалы, изомеризация, пара-ксилол, этилбензол.

**Keywords**

Halloysite, aluminosilicates, ZSM-5 zeolite, micro-mesoporous materials, isomerization, p-xylene, ethylbenzene.

Основная часть ароматической фракции С-8, полученной в процессе риформинга, идет на переработку с целью извлечения пара- и орто-ксилолов, поскольку они являются важнейшими полупродуктами нефтехимической промышленности. Пара-ксилол – наиболее предпочтительный изомер ксилола, использующийся в качестве сырья для производства

полиэтилентерефталата, который в свою очередь используется для получения полиэфирного волокна, пленок и смол [1]. Усовершенствование процессов, связанных с получением пара-ксилола из ароматической фракции С-8, содержащей изомеры ксилолов и этилбензол, – актуальная задача [2].

В данной работе был получен и исследован микро-мезопористый композит, состоящий из цеолита типа ZSM-5 и алюмосиликатных нанотрубок галлуазита, прошедших предварительную обработку серной кислотой [3]. Носитель катализатора был синтезирован путем смешения dealюминированного галлуазита и коммерческого цеолита ZSM-5 (массовое соотношение 1:1). Связующим был выбран бемит (30 % мас.). Нанесение платины на катализатор осуществляли в одну стадию методом пропитки носителя по влагеомкости  $H_2PtCl_6 \cdot 6H_2O$  (расчетное содержание Pt – 0,5 % мас.).

На всех этапах синтеза образцы композита, носителя и катализатора на его основе были охарактеризованы физико-химическими методами анализа: просвечивающей электронной микроскопии, элементного рентгенофлуоресцентного анализа, низкотемпературной адсорбции азота, термопрограммируемой десорбции аммиака. Активность и селективность полученного Pt-содержащего катализатора исследовали в гидроизомеризации ароматической фракции риформинга на лабораторной установке проточного типа с неподвижным слоем катализатора в интервале температур 360-420 °С, объемной скорости подачи сырья (ОСПС) = 4-6 ч<sup>-1</sup>, давлении водорода 1,0 МПа и соотношении  $H_2/сырье = 1200$  нл/л. Жидкие продукты анализировали методом газо-жидкостной хроматографии.

Увеличение температуры приводит к возрастанию конверсии этилбензола, что характерно для микро-мезопористого и промышленного катализаторов (рисунок 1).

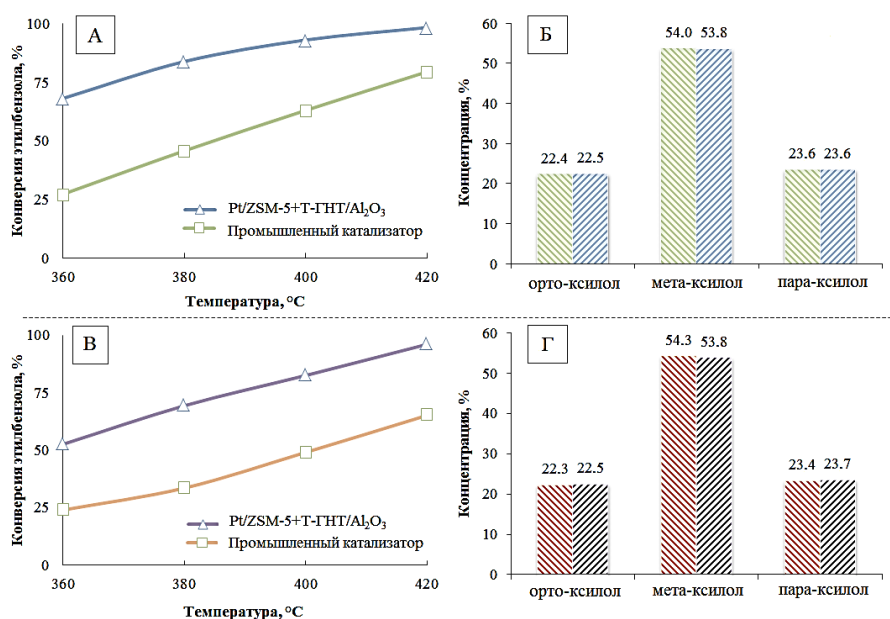


Рисунок 1 – Зависимость конверсии этилбензола от температуры и изомерный состав смеси ксилолов при температуре 360 °С при объемной скорости подачи сырья: а, б – 4, в, г – 6.

При этом катализатор Pt/ZSM-5+T-GHT/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> демонстрирует значительно более высокую активность, чем промышленный аналог: при 360 °С и ОСПС = 4 ч<sup>-1</sup> конверсия этилбензола в 2,5 раза выше на микро-мезопористом катализаторе, а при 420 °С ее значение достигает 100 %. Для оценки и сравнения активности катализаторов рассчитывали содержание пара-ксилола в смеси ксилолов и соотношение пара/орто-изомеров в полученном продукте. Концентрация пара-ксилола в продуктах изомеризации при 360 °С на микро-мезопористом катализаторе на 0,5 % выше по сравнению с промышленным катализатором при одинаковом значении соотношения пара/орто-изомеров.

## Список литературы

1. *Мейерс Р.А* (ред.). Основные процессы нефтепереработки. Справочник: пер. с англ. 3-го изд. / [Мейерс Р.А. и др.]; под ред. Глаголевой О.Ф., Лыкова О.П. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2011. – 944 с., ил.
2. *Демихова Н.Р., Рубцова М.И., Винокуров В.А., Глотов А.П.* Изомеризация ксилолов (обзор). Нефтехимия, 2021. Т. 61. № 11. С. 1158-1177.
3. *Демихова Н.Р., Боев С.С., Решетина М.В., Чередниченко К.А., Винокуров В.А., Глотов А.П.* Микро-мезопористый катализатор на основе dealюминированных нанотрубок галлуазита для изомеризации ароматической фракции С-8. Наногетерогенный катализ, 2021. Т. 6. № 2. С. 1-12.

## References

1. *Meyers R.A.* Handbook of petroleum refining processes. McGraw-Hill Education, 2016. P. 698.
2. *Demikhova N.R., Rubtsova M.I., Vinokurov V.A., Glotov A.P.* Isomerization of Xylenes (a Review). Pet. Chem., 2021. V. 61. № 11. P. 1158-1177.
3. *Demikhova N.R., Boev S.S., Reshetina M.V., Cherednichenko K.A., Vinokurov V.A., Glotov A.P.* Micro-Mesoporous Catalyst Based on Dealuminated Halloysite Nanotubes for Isomerization of C-8 Aromatic Fraction. Pet. Chem., 2021. V. 61. № 10. P. 1085-1095.

## Исследование влияния термических и кинематических параметров на интенсивность образования органических отложений (Investigation of the influence of thermal and kinematic parameters on the intensity of organic sediment formation)

*А.В. Козлов<sup>1</sup>, А.О. Вотникова<sup>1</sup>*

1-Пермский национальный исследовательский политехнический университет

Научный руководитель: Илюшин П.Ю., к.т.н.

E-mail: anton.kozlov@girngm.ru

## Аннотация

Проведен ряд лабораторных исследований на установке «WaxFlowLoop». Целью исследований являлось определение влияния кинематических и термических параметров на интенсивность парафиноотложения. Исследования проведены на единичной пробе нефти, для достижения равенства исходного содержания в нефти высокомолекулярных компонентов. Получено, что в рассмотренном диапазоне скоростей и температур более значительно влияние скорости движения нефти по тестовой секции. Изменение градиента температуры так же значительно влияет на интенсивность парафинообразования.

## Abstract

Several laboratory studies were carried out on the WaxFlowLoop installation. The purpose of these studies was to determine the effect of kinematic and thermal parameters on the intensity of wax deposition formation. The studies were carried out on a single oil sample to achieve equality of the initial content of high molecular weight components in oil. It is found that in the range of velocities and temperatures considered, the influence of the speed of oil movement along the test section is more significant. Changing the temperature gradient also makes it possible to significantly change the intensity of wax deposition formation.

## Ключевые слова

Лабораторные исследования, парафиновые отложения, моделирование, температура, скорость.

## Keywords

Laboratory studies, wax deposits, modeling. temperature, speed.

Образование парафиновых отложений (АСПО) является одним из наиболее распространенных осложнений при добыче жидких углеводородов [1]. Данное осложнение встречается на множестве нефтяных месторождений планеты. Борьба с АСПО заключается в удалении сформированных отложений или в применении превентивных методов борьбы – дозирования ингибиторов АСПО, путевого подогрева нефти и др.

Важным элементом борьбы с нарушениями в работе нефтепромыслового оборудования, к которым приводит образование АСПО, является моделирование процесса образования данных отложений и оценка их пространственно-временного распределения. Для решения этой задачи создан ряд моделей парафинообразования, основанных на физических законах, корреляционных зависимостях и других параметрах [2]. Недостатками данных моделей является применение эмпирических констант, которые могут отличаться для различных регионов и использование величин, которые трудно рассчитать [3]. Ввиду описанных причин авторами проведена работа по проведению ряда лабораторных на установке «WaxFlowLoop» с целью оценки влияния термических и кинематических параметров потока на интенсивность парафиноотложения.

Лабораторные исследования проводились на стенде «WaxFlowLoop», схема которого приведена на рисунке (рисунок 1).

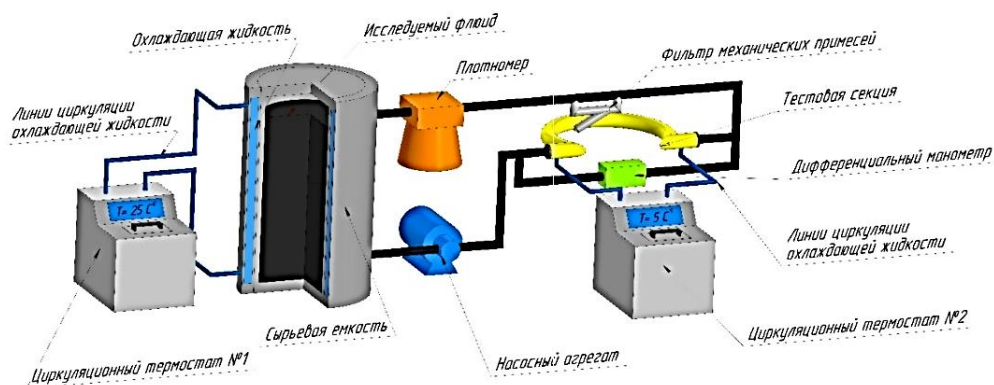


Рисунок 1 – Схема лабораторного стенда «WaxFlowLoop».

Принцип работы данного стенда заключается в возможности регулирования термобарических и кинетических параметров. Регулирование температурного режима работы осуществляется изменением температуры исследуемого флюида и температуры стенки в тестовой секции, за счет чего создается градиент температуры. Путем частотного регулирования расхода насоса становится возможным подбор скорости движения флюида в тестовой секции. В процессе исследования нефти в тестовой секции происходит отложение органических отложений, которое регистрируется дифференциальным манометром, а толщина АСПО определяется по уравнению Пуазейля для ламинарного режима течения (1). В результате проведения лабораторных исследований получен ряд кривых парафинообразования, представленных на рисунке (рисунок 2).

$$d = \left( \frac{Q \cdot 128 \cdot \eta \cdot l}{\pi \cdot \Delta P} \right)^{1/4}, \quad (1)$$

где  $\Delta P$  — перепад давления в тестовой секции, МПа;  $Q$  — объемный расход смеси, м<sup>3</sup>/с;  $\eta$  — вязкость смеси, м<sup>2</sup>/с;  $l$  — длина тестовой секции, м;  $d$  — диаметр тестовой секции, м.

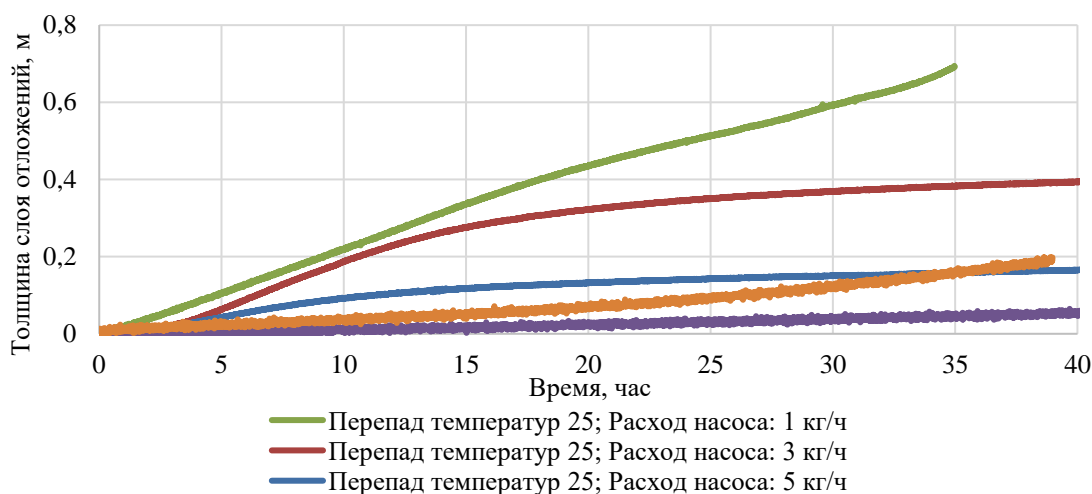


Рисунок 2 – Результаты лабораторных исследований на установке «WaxFlowLoop».

Анализируя полученные кривые, становится очевидным, что скорость парафинообразования чувствительна к скорости движения нефти и градиенту температуры. Причем в данном диапазоне значений значительным влиянием обладает скорость движения жидкости, что может быть связано с временем взаимодействия флюида и тестовой стенки или предупреждением адгезии кристаллов парафина и их вынос потоком нефти. Общие выводы из данной работы коррелируют с известными научными исследованиями отечественных и зарубежных исследователей. Дальнейшие исследования в данной области направлены на предсказание вида кривой парафинообразования по известному градиенту температуры и скорости движения нефти до проведения лабораторного исследования. Так же перспективным является рассмотрение вопроса влияния водной фазы на интенсивность образования отложений.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 21-79-10403, <https://rscf.ru/project/21-79-10403/>

### Список литературы

1. Vyatkin K., Mordvinov V., Ilushin P., Kozlov A. Influences of the Water Cut of Pumping Oil and the Mineralization of the Associated Water on the Rate of Sludging // Applied Sciences. – 2021. – Т. 11. – №. 15. – С. 6678.
2. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.
3. Banki R., Hoteit H., Firoozabadi A. Mathematical formulation and numerical modeling of wax deposition in pipelines from enthalpy–porosity approach and irreversible thermodynamics // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2008. – Т. 51. – №. 13-14. – С. 3387-3398.

### References

1. Vyatkin K., Mordvinov V., Ilushin P., Kozlov A. Influences of the Water Cut of Pumping Oil and the Mineralization of the Associated Water on the Rate of Sludging // Applied Sciences. – 2021. – Т. 11. – №. 15. – С. 6678.
2. Sousa A.L., Matos H.A., Guerreiro L.P. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – V. 9. – № 3. – P. 2091–2107.
3. Banki R., Hoteit H., Firoozabadi A. Mathematical formulation and numerical modeling of wax deposition in pipelines from enthalpy–porosity approach and irreversible thermodynamics // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2008. – Т. 51. – №. 13-14. – С. 3387-3398.

**Разработка алгоритмов программного обеспечения диспетчерско-технологического управления магистрального нефтепровода  
(Development of software algorithms for dispatching and technological control of the main oil pipeline)**

***Д.Д. Кучеренко<sup>1</sup>, Р.А. Козлов<sup>1</sup>, О.П. Баранова<sup>1</sup>***

1-Омский государственный технический университет

Научный руководитель: Краус Ю.А., к.н.

E-mail: d79137898709@mail.ru

**Аннотация**

Диспетчерско-технологическое управление магистрального нефтепровода предполагает выбор рациональных режимов работы насосных агрегатов на пути магистрального нефтепровода, не исключая метод дросселирования. В связи с этим возникает необходимость проведения расчета технологических режимов с уточнением потерь давления на регуляторе давления и создание новых алгоритмов расчета, приводящих к усовершенствованию программного обеспечения и автоматизации.

**Abstract**

The purpose of this work is to create a dispatching and technological control software that calculates all modes of pumping units on the path of the main oil pipeline and leads to the creation of a single schedule of rational modes.

**Ключевые слова**

Система автоматического регулирования давления, магистральный нефтепровод, режим работы, дросселирование.

**Keywords**

Automatic pressure control system, oil trunk pipeline, automatic systems.

На сегодняшний день централизованное диспетчерско-технологическое управление предполагает руководство технологическим сопровождением планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов организации нефтегазовой отрасли [1]. При этом важную роль играет выбор рациональных режимов работы насосных агрегатов на пути магистрального нефтепровода (МН).

Целью данной работы является создание программного обеспечения диспетчерско-технологического управления единого графика работы рациональных режимов.

Зачастую при значительных превышениях напора уменьшение его дросселированием невыгодно, так как связано с непроизводительными затратами энергии [2,3]. Однако с учетом фактического состояния линейной части магистральный трубопровод не всегда имеет возможность работать в эффективных пределах напора и расхода, что зачастую связано с ограничениями в невозможности мгновенного устранения дефектов, приводящих к ограничению давления. Метод дросселирования считается неэкономичным, но нашел широкое распространение в системах автоматического регулирования давления магистральных нефтепроводов без насосов с частотно регулируемым приводом. Однако грамотное использование метода помогает не только предотвратить остановку нефтепровода, но и повысить его пропускную способность, а следовательно, при выборе рациональных режимов необходимо рассматривать и режимы с дросселированием.

В связи с этим возникает необходимость проведения расчета технологических режимов с уточнением потерь давления на регуляторе давления. Решить такую задачу можно, уравнивая давление на входе или выходе нефтеперекачивающей станции с уставкой давления по которой производится регулирование. Таким образом, нефтепровод разбивается на два участка: для первого известны давления в начале и конце, а для второго расход и давление в конце. Однако в

реальных условиях может возникать ситуация, в которой САРД срабатывает на нескольких НПС.

Результатом работы является упрощенный алгоритм расчета, позволяющий одновременно с расчетом пропускной способности рассчитывать потери на регуляторах давления по трассе. Это позволяет, в том числе, использовать алгоритм для расчёта режимов работы в электронных таблицах.

В данной модели магистрального трубопровода вычисление потерь на регуляторах при срабатывании системы автоматического регулирования давления (САРД) производится итерациями путем определения излишнего или недостаточного напора на станциях и подстановки его в потери на регуляторах.

Результаты численного эксперимента проверялись методом экспертной оценки, а также сравнивались с результатами расчёта специалистов отдела главного технолога АО “Транснефть-Западная Сибирь”.

Сравнивая полученные результаты, можно сделать вывод, что разработанный алгоритм программного обеспечения диспетчерско-технологического управления магистрального нефтепровода способен оценить правильность подбора режима и в случае использования недопустимого режима автоматически задать требуемые потери напора на регуляторе.

### **Список литературы**

1. ГОСТ 34182-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения - введ. 2018-03-01 - М.; п.16.4 - С - 41
2. *Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.Л., Яковлев Г.И.* Трубопроводный транспорт нефти и газа. Учебник для ВУЗов, 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Недра, 1988.- С - 244-269 с.
3. *Коршак А. А. К 70* Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для ву-зов / А. А. Коршак, А. М. Нечваль; Под ред. А. А. Коршака. — СПб.:Недра, 2008. - С - 208-215.

### **References**

1. GOST 34182-2017 Main pipeline transportation of oil and petroleum products. Operation and maintenance. The main provisions - introduction. 2018-03-01 - M.; item 16.4 - P - 41
2. *Aliyev R.A., Belousov V.D., Nemudrov A.G., Yufin V.L., Yakovlev G.I.* Pipeline transport of oil and gas. Textbook for universities, 2nd ed., reprint. and additional - M.: Nedra, 1988.- P - 244-269 p.
3. *Korshak A. A. K 70* Design and operation of gas and oil pipelines: Textbook for universities / A. A. Korshak, A.M. Nechval; Edited by A. A. Korshak. - SPb.:Nedra, 2008. - P - 208-215 p.



**Получение теплоаккумулирующего материала на основе *n*-алканов  
с оболочкой из диоксида кремния  
(Preparation of heat storage material based on encapsulated *n*-alkanes  
with a silicon dioxide shell)**

***А.В. Поплавский<sup>1,2</sup>, А.П. Семёнов<sup>1</sup>, Р.И. Мендгазиев<sup>1</sup>***

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

2-Институт органической химии имени Н.Д. Зелинского РАН

Научные руководители: Новиков Андрей Александрович, к.х.н.,

Курьяков Владимир Николаевич, к.ф.-м.н

E-mail: aleksanderpoplavskiy@mail.ru

**Аннотация**

В данной работе представлен способ инкапсуляции органических фазово-переходных материалов (ФПМ) - *n*-парафинов - октадекана (C<sub>18</sub>H<sub>38</sub>) и эйкозана (C<sub>20</sub>H<sub>42</sub>). Предложенный метод заключается в формировании оболочки из диоксида кремния на поверхности частиц используемого фазово-переходного материала, для повышения стабильности последнего. Полученные образцы были охарактеризованы комплексом физико-химических методов, включающих электронную микроскопию, дифференциальную сканирующую калориметрию, фотонную корреляционную спектроскопию и термогравиметрический анализ.

**Abstract**

This paper presents a method for the encapsulation of *n*-paraffins as organic phase change materials (PCM), namely, octadecane (C<sub>18</sub>H<sub>38</sub>) and eicosane (C<sub>20</sub>H<sub>42</sub>). The proposed method consists of forming a shell of silicon dioxide on the PCM particles' surface to increase their stability. The obtained samples were characterized by a complex of physicochemical techniques including electron microscopy, differential scanning calorimetry, photon correlation spectroscopy and thermogravimetric analysis.

**Ключевые слова**

Инкапсуляция, фазово-переходные материалы, фазовый переход, теплоаккумулирующие материалы, *n*-парафины, плавление, кристаллизация.

**Keywords**

Encapsulation, phase-change materials, phase transition, heat storage materials, *n*-paraffins, melting, crystallization.

В настоящее время существует большое количество практически реализуемых систем аккумулирования энергии, предполагающих её сохранение в виде тепловой, механической или электрической энергии. Несмотря на это вопрос накопления и сохранения тепловой энергии до сих пор остаётся актуальным. В последние годы всё большее внимание исследователей привлекают фазово-переходные материалы (ФПМ), которые могут применяться для аккумулирования тепловой энергии при использовании альтернативных источников энергии [1]. Фазово-переходными материалами называются вещества, которые при определенной температуре претерпевают фазовые переходы, сопровождающиеся выделением или поглощением теплоты.

Для аккумулирования тепловой энергии могут использоваться материалы с фазовым переходом жидкость - газ, твердое вещество - газ, твердое вещество - жидкость, твердое вещество - твердое вещество [2]. Однако только последние два случая представляют интерес с практической точки зрения. ФПМ способны удерживать значительное количество тепловой энергии за счет скрытой теплоты плавления/кристаллизации [3].

Согласно одной из общепринятых классификаций, ФПМ можно разделить на неорганические и органические. К неорганическим ФПМ относятся соли, металлы, кристаллогидраты солей и смеси кристаллогидратов. К органическим ФПМ относятся жирные кислоты, спирты, карбоновые кислоты, амиды, а также парафины. Последние обладают рядом преимуществ перед остальными органическими ФПМ, а также соответствуют многим предъявляемым к ним требованиям: способность сохранять фазовую стабильность при многократных фазовых переходах, химическая инертность, а также отсутствие коррозионной активности [4].

Несмотря на большое количество исследований в течение последних 40 лет, на данный момент не существует универсального ФПМ, который бы удовлетворял всем требованиям одновременно, главным из которых является стабильность. ФПМ должны сохранять свой химический состав и свойства на протяжении большого количества циклов плавления/кристаллизации, а также обладать незначительным или полностью отсутствующим эффектом переохлаждения. Существует большое количество методов для повышения стабильности ФПМ. Одним из наиболее эффективных является метод инкапсуляции, заключающийся в получении структур типа «ядро ФПМ - оболочка» [5].

В данной работе авторами было предложено использовать инкапсулирование *n*-парафинов в капсулы с различными размерами и структурами. Были синтезированы инкапсулированные ФПМ на основе нормального октадекана ( $C_{18}H_{38}$ ) и эйкозана ( $C_{20}H_{42}$ ), покрытые оболочкой из диоксида кремния. Капсулы размером до 1 мкм были синтезированы с помощью гидролиза тетраэтоксисилана (ТЭОС) на поверхности капель эмульгированной смеси парафина и гексадецилтриметоксисилана (ГДТЭС) в водном растворе аммиака. Экспериментально было определено оптимальное соотношение парафин: ГДТЭС: ТЭОС, обеспечивающее наилучшее значение энтальпии плавления, массового содержания парафина и стабильности термических свойств образцов при термоциклировании.

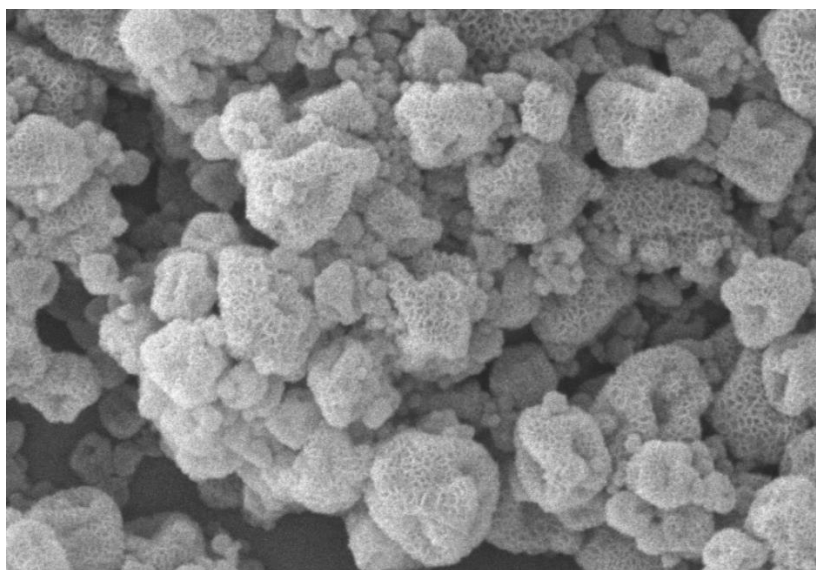


Рисунок 1 – Изображение сканирующей электронной микроскопии инкапсулированного *n*-эйкозана с оболочкой из диоксида кремния.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №19-79-30091).

#### Список литературы

1. *Kaviarasu C., Prakash D.* Review on Phase Change Materials with Nanoparticle in Engineering Applications //Journal of Engineering Science & Technology Review. - 2016. - Vol. 9. - №. 4.
2. *Zhu X., Shchukin D.* Crystallhydrate loaded halloysite nanocontainers for thermal energy storage //Advanced Engineering Materials. - 2018. - Vol. 20. - №. 11. - P. 1800618.

3. Фазово-переходные материалы в энергетике: Современное состояние исследований и перспективы применения / Д.Д. Бухалкин, А.П. Семёнов, А.А. Новиков [и др.] // Химия и технология топлив и масел. - 2019. - №6. - С. 51-56.

4. *Nkwetta D., Haghghat F.* Thermal energy storage with phase-change material-A state-of-the art review //Sustainable cities and society. - 2014. - Vol. 10. - P. 87-100.

5. *Graham M. et al.* Highly Stable Energy Capsules with Nano-SiO<sub>2</sub> Pickering Shell for Thermal Energy Storage and Release //ACS nano. - 2020. - Vol. 14. - №. 7. - P. 8894-8901.

### References

1. *Kaviarasu C., Prakash D.* Review on Phase Change Materials with Nanoparticle in Engineering Applications //Journal of Engineering Science & Technology Review. - 2016. - Vol. 9. - №. 4.

2. *Zhu X., Shchukin D.* Crystalhydrate loaded halloysite nanocontainers for thermal energy storage //Advanced Engineering Materials. - 2018. - Vol. 20. - №. 11. - P. 1800618.

3. Phase Transition Materials in Power Engineering: Current State of Research and Application Prospects / D.D. Bukhalkin, A.P. Semenov, A.A. Novikov [and others] // Chemistry and technology of fuels and oils. - 2019. - №6. - P. 51-56.

4. *Nkwetta D., Haghghat F.* Thermal energy storage with phase-change material-A state-of-the art review //Sustainable cities and society. - 2014. - Vol. 10. - P. 87-100.

5. *Graham M. et al.* Highly Stable Energy Capsules with Nano-SiO<sub>2</sub> Pickering Shell for Thermal Energy Storage and Release //ACS nano. - 2020. - Vol. 14. - №. 7. - P. 8894-8901.

## Синтез и исследование Ru-содержащих катализаторов в процессе глубокого гидрирования в присутствии воды (Synthesis and study of Ru-containing catalysts in the process of deep hydrogenation in the presence of water)

***В.С. Прудников<sup>1</sup>, Т.М. Зейналов<sup>1</sup>, А.П. Глотов<sup>1</sup>***

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Глотов Александр Павлович, к.х.н.

E-mail: glotov.a@gubkin.ru

### Аннотация

Проведена серия экспериментов по глубокому гидрированию ароматических углеводородов в присутствии воды. Синтезированы Ru-содержащие катализаторы на основе модифицированного галлуазита. Активность катализаторов была исследована при различной температуре в органических и водно-органических средах при давлении H<sub>2</sub> 3 МПа. Установлено, что катализаторы на основе модифицированного галлуазита модифицированного органическими силанами с более длинным углеводородным радикалом, обладают большей устойчивостью к воде и позволяют проводить процесс при меньшей температуре.

### Abstract

A series of experiments on deep hydrogenation of aromatic hydrocarbons in the presence of water was carried out. Ru-containing catalysts based on modified halloysite were synthesized. The activity of the catalysts was studied at various temperatures in organic and aqueous-organic media at H<sub>2</sub> 3 MPa. It was found that catalysts based on modified halloysite modified with organic silanes with longer hydrocarbon radicals are more resistant to water and allow the process to be carried out at lower temperature.

### Ключевые слова

Гидрирование, ароматические углеводороды, галлуазит, наноструктурированные материалы.

## Keywords

Hydrogenation, aromatic hydrocarbons, halloysite, nanostructured materials.

С каждым годом увеличивается спрос на жидкие углеводородные топлива, в частности на бензин и дизель. Современный регламент особенно жестко контролирует содержание ароматических углеводородов, поэтому снижение их содержания в топливе является актуальной задачей. Одним из способов решения данной проблемы является селективное гидрирование, которое дает возможность получать экологически чистый продукт.

Традиционно в процессе гидрирования ароматических углеводородов используют катализаторы, содержащие металлы VII группы (Ni, Ru, Pt, Pd), нанесенные на  $\gamma$ -Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, цеолиты, активированный уголь и упорядоченные мезопористые структуры. Наиболее перспективным является использование Ru- и Ni-содержащих катализаторов в качестве активной фазы, которые зарекомендовали себя в процессе жидкофазного гидрирования виду их низкой стоимости и высокой активности по сравнению с другими металлами. Несмотря на высокую активность этих катализаторов, они чувствительны к присутствию воды в сырье.

Среди носителей активной фазы особый интерес вызывают природные алюмосиликаты, например галлуазит, из-за ряда уникальных свойств. Галлуазит – природный материал, относящийся к группе каолина и образующийся путем сворачивания в трубки длиной порядка 0,5–2 нм и межплоскостным расстоянием около 0,7–1 нм, обладающий относительно высокой удельной площадью поверхности, умеренной кислотностью и ионообменной емкостью. Внутренняя поверхность галлуазита положительно заряжена и представляет собой алюмооксикислородные октаэдры, а на внешняя отрицательно и состоит из кремнекислородных тетраэдров. Строение галлуазита позволяет селективно модифицировать его поверхность, придав ему уникальные свойства.

В данной работе методом пропитки по влагоемкости с использованием СВЧ-излучения были синтезированы Ru-содержащие катализаторы с содержанием металла 2% масс. на основе нанотрубок галлуазита, модифицированных органическими силанами. Активность синтезированных катализаторов в процессе глубокого гидрирования исследовали в органических и водных средах при различных мольных соотношениях в диапазоне температур 40–100 °С в автоклавах при давлении H<sub>2</sub> 3.0 МПа.

Установлено, что катализатор Ru@ГНТ-C<sub>16</sub> проявляет наибольшую активность в гидрировании бензола (TOF – 2000 ч<sup>-1</sup>). Такой подход позволяет проводить реакцию при более низкой температуре (100°С), большим мольным соотношением субстрат/металл (2000/1), при количественной конверсии и 100%-ной селективностью по целевым продуктам (рисунок 1).

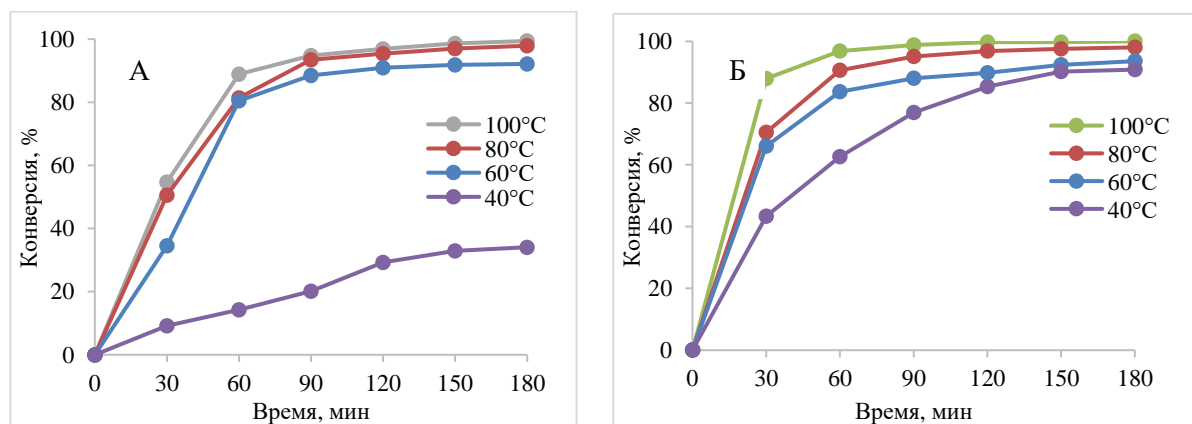


Рисунок 1 – Зависимость конверсии бензола в органической (А) и водно-органической (Б) фазах от времени реакции на катализаторе Ru@ГНТ-C<sub>16</sub> в диапазоне температур 40-100°С, давлении H<sub>2</sub> – 3 МПа, мольное соотношение субстрат/Ru = 2000/1.

Установлено, что применение модификации алюмосиликатных нанотрубок органическими силанами, позволяет селективно интеркалировать наночастицы во внутреннюю полость нанотрубок галлуазита, что в совокупности с гидрофобным эффектом предотвращает дезактивацию синтезированных систем в гидрировании бензола в водно-органических средах. Использование органических силанов с более длинным углеводородным радикалом (гексадецилтриэтоксилан) позволяет синтезировать катализаторы, обладающие наибольшей устойчивостью к действию воды [1].

### Список литературы

1. *Glotov A., Vutolkina A., Pimerzin A., Vinokurov V., Lvov Yu.* // ChemSocRev. 2021. vol. 50. P. 9240.

### Синтез и исследование палладиевых катализаторов на основе природных и модифицированных силанами нанотрубок галлуазита для селективного гидрирования ацетилена (Synthesis and study of palladium catalysts based on natural and silane-modified halloysite nanotubes for selective)

*М.В. Решетина<sup>1</sup>, Д.П. Мельников<sup>1</sup>, А.П. Глотов<sup>1</sup>*

<sup>1</sup> - РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Глотов Александр Павлович, к.х.н., в.н.с.

E-mail: reshetina1999@gmail.com

### Аннотация

Исследовано влияние условий синтеза палладиевых катализаторов на основе галлуазита на их структурные и каталитические свойства. Была приготовлена серия образцов катализаторов на основе как природного, так и модифицированного (силанизированного) галлуазита с использованием различных прекурсоров палладия и различных растворителей. Исследованы текстурные характеристики полученных катализаторов методом низкотемпературной адсорбции азота, определено распределение наночастиц палладия по размерам на основании данных просвечивающей электронной микроскопии (ПЭМ). Катализаторы испытаны в реакции селективного гидрирования ацетилена.

### Abstract

The influence of the synthesis conditions on halloysite based palladium catalysts on their structural and catalytic properties has been studied. A series of catalysts was prepared based on both pristine and modified (silanized) halloysite using various palladium precursors and various solvents. Textural properties of the catalysts have been studied by low-temperature nitrogen adsorption, and the palladium nanoparticles size distribution was determined by transmission electron microscopy (TEM). The catalysts were tested in the selective hydrogenation of acetylene.

### Ключевые слова

Галлуазит, нанотрубки, гидрирование, палладий.

### Keywords

Halloysite, nanotubes, hydrogenation, palladium.

Палладиевые катализаторы гидрирования различных непредельных субстратов находят широкое применение в нефтехимической промышленности, в частности при очистке олефиновых фракций от примесей ацетиленовых и диеновых углеводородов, которые являются ядами для катализаторов полимеризации. Например, в этан-этиленовых фракциях путем селективного гидрирования удаляют ацетилен.

Галлуазитные нанотрубки (ГНТ) являются перспективным носителем для катализаторов и представляют собой скрученные пластины каолина с внутренним диаметром 10-20 нм и длиной 0,5 - 2 мкм [1], при этом их внутренняя поверхность состоит из  $Al_2O_3$  и заряжена положительно, а внешняя – из  $SiO_2$  и заряжена отрицательно. Различные заряды внешней и внутренней поверхности открывают широкие возможности для нанесения наночастиц металлов в зависимости от используемых прекурсоров металлов и растворителей. Кроме того, ГНТ могут быть модифицированы различными способами: силанизацией, травлением и т.п. Силанизация ГНТ позволяет в некоторых случаях добиться более прочного связывания между наночастицами металлов и галлуазитом[2].

В данной работе был испытан ряд катализаторов, приготовленных методом «мокрой пропитки». В качестве прекурсоров палладия были использованы хлорид палладия, который растворяли в соляной кислоте, аммиачной воде или водном растворе хлорида натрия, а также ацетат палладия, который растворяли в ацетоне. Список синтезированных катализаторов представлен в таблице 1. Проведено сравнение эффективности катализаторов на основе природного и модифицированного носителя. Проанализировано влияние силанизирующего агента на дисперсность палладиевых наночастиц (рисунок 1) и их распределение по размерам, а также на их каталитические свойства.

Таблица 1 – Таблица приготовленных катализаторов Pd/ГНТ

Образец	Содержание Pd, %	Носитель	Прекурсор	Растворитель
Pd-Hal-2	1%	ГНТ	$PdCl_2$	$NH_3 \cdot H_2O$
Pd-Hal-3	1%	ГНТ	$PdCl_2$	HCl
Pd-Hal-4	1%	ГНТ	$PdCl_2$	Вода + NaCl
Pd-Hal-5	1%	ГНТ	$Pd(OAc)_2$	Ацетон
Pd-Hal-6	1%	ГНТ АPTES	$Pd(OAc)_2$	Ацетон
Pd-Hal-7	1%	ГНТ АPTES	$PdCl_2$	$NH_3 \cdot H_2O$
Pd-Hal-8	1%	ГНТ АPTES	$PdCl_2$	HCl
Pd-Hal-9	1%	ГНТ АPTES	$PdCl_2$	Вода + NaCl

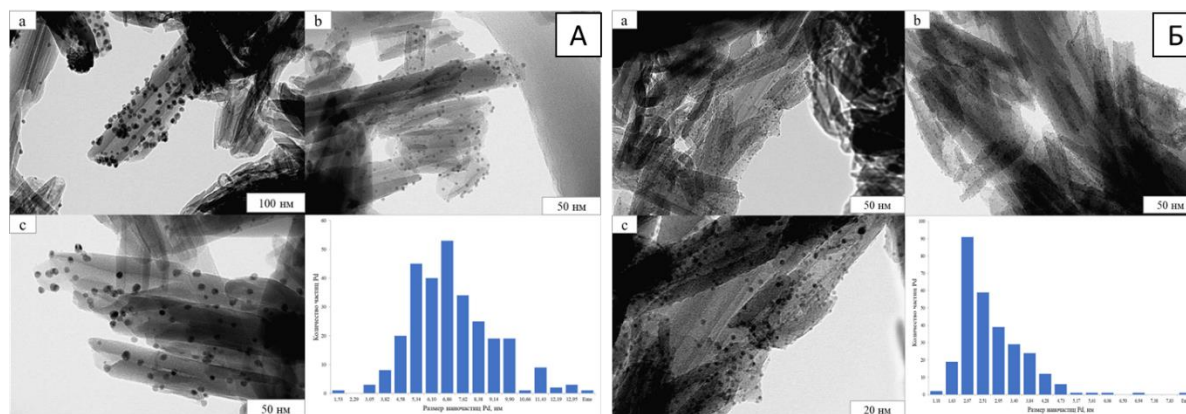


Рисунок 1 – Микрофотографии ПЭМ катализаторов Pd/Hal и распределение наночастиц Pd на их поверхности по размерам: А – Pd-Hal-8, Б – Pd-Hal-9.

Таким образом была приготовлена серия палладийсодержащих катализаторов, на основе природного и модифицированного силанами галлуизта с использованием разных солей палладия и разных растворителей. Катализаторы были исследованы в реакции селективного гидрирования ацетилена. В ходе каталитических испытаний значения селективности по этилену варьировались в пределах 50-80%, а значения конверсии достигали 90%. Экспериментально

установлено влияние локализации наночастиц палладия на активность катализаторов и селективность по этилену. В результате были выявлены наиболее перспективные образцы для дальнейшего промотирования с целью повышения селективности при сохранении конверсии ацетилена.

### Список литературы

1. Мельников Д., Стыценко В., Савельева Е., Костылев М., Любименко В., Иванов Е., Глотов А., Винокуров В. Селективное гидрирование ацетилена на катализаторах Pd-Mn/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>. Катализаторы, 2020, № 10(6), С. 624.
2. Tan D, Yuan P, Liu D, Du P, Surface modifications of halloysite. Developments in clay science. Elsevier, 2016, Vol. 7, pp. 167-201.

### References

1. Melnikov, D., Stytsenko, V., Saveleva, E., Kotelev, M., Lyubimenko, V., Ivanov, E., Glotov, A., Vinokurov, V. Selective Hydrogenation of Acetylene over Pd-Mn/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts. Catalysts, 2020, no. 10(6), p. 624.
2. Tan D, Yuan P, Liu D, Du P, Surface modifications of halloysite. Developments in clay science. Elsevier, 2016, Vol. 7, pp. 167-201.

**Теоретический расчет коэффициента рентабельности мультифазного насосного оборудования с применением интегрированной модели на базе программного комплекса Petroleum Experts  
(Theoretical calculation of the profitability coefficient of multiphase pumping equipment using an integrated model based on the Petroleum Experts software package)**

*А.М. Садыков<sup>1</sup>*

1-Альметьевский государственный нефтяной институт  
Научный руководитель: Исмагилова Зульфия Фаритовна, к.т.н.  
E-mail: salimadat@mail.ru

### Аннотация

В настоящее время при обосновании выбора схемы обустройства системы сбора не учитывается истощение месторождения в долгосрочной перспективе. Уменьшение дебитов скважин со временем приводит к смещению рабочей точки насоса и увеличению перепада давления [1]. Данную особенность нельзя игнорировать. Однако подбор насосного оборудования зачастую не сопровождается построением интегрированной модели, поэтому необходимость введения коэффициента, позволяющего учесть долгосрочную перспективу использования мультифазного насосного оборудования при технико-экономическом обосновании решений по обустройству систем сбора нефти и газа, имеет место быть [2].

### Abstract

Currently, when justifying the choice of a scheme for the arrangement of the collection system, the depletion of the deposit in the long term is not taken into account. A decrease in well flow rates over time leads to a displacement of the pump's operating point and an increase in the pressure drop. This feature cannot be ignored. However, the selection of pumping equipment is often not accompanied by the construction of an integrated model, therefore, there is a need to introduce a coefficient that allows taking into account the long-term prospect of using multiphase pumping equipment in the technical and economic justification of decisions on the arrangement of oil and gas collection systems.

## Ключевые слова

Мультифазный двухвинтовой насос, нефтяное месторождение, коэффициент рентабельности, давление, мощность, расход.

## Keywords

Multiphase twin-screw pump, oil field, profitability coefficient, pressure, power, consumption.

Так как целью работы является расчет рентабельности мультифазного насосного оборудования, а не технология интегрированного моделирования, в качестве модели месторождения был использован модифицированный пример прилагаемый разработчиками ПО. Для достижения поставленной цели использовался программный комплекс Petroleum Experts. Программный комплекс PetEx предназначен для интегрированного моделирования нефтегазовых месторождений и является одним из передовых в этой отрасли. Используется в работе система сбора нефтегазовых продуктов показана на рисунке (рисунок 1).

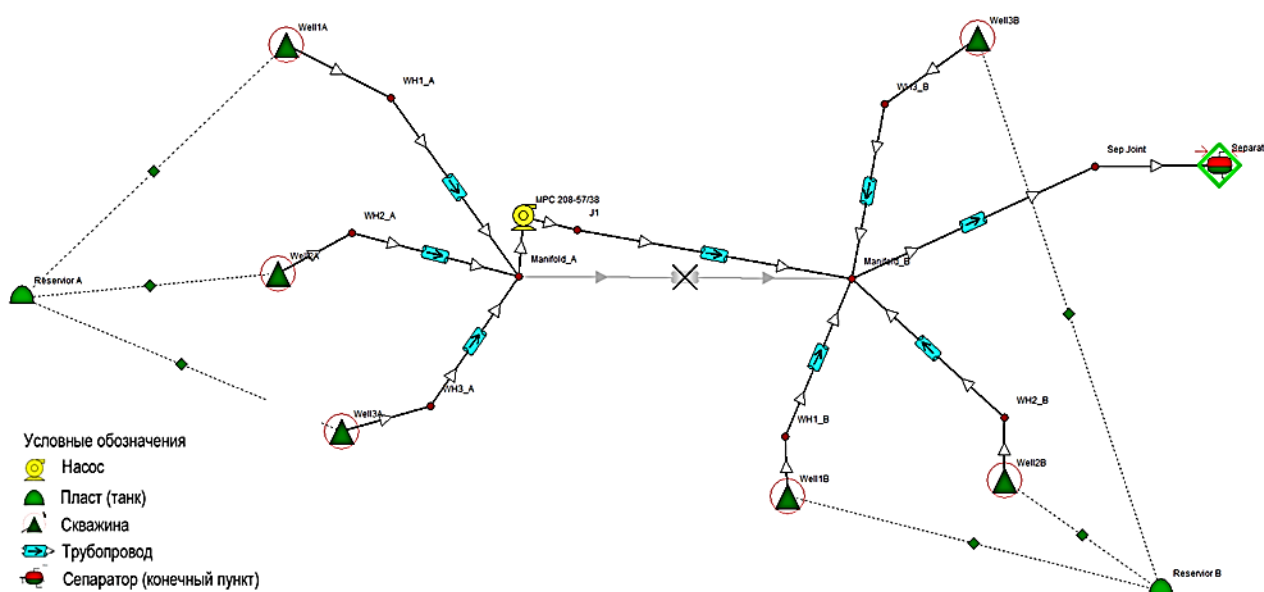


Рисунок 1 – Система сбора нефтегазовых продуктов, смоделированная в программном комплексе Petroleum Experts.

В качестве насосного агрегата использовался мультифазный двухвинтовой насос [3], смоделированный в программе по характеристике насоса. Результаты гидравлического испытания насоса представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты тестирования насоса.

N	$n_1, \text{min}^{-1}$	$P_H, \text{bar}$	$P_K, \text{bar}$	$\Delta P, \text{bar}$	$Q, \text{m}^3/\text{h}$	$N, \text{kW}$
1	1801	1.61	1.84	0.23	209.7	31.54
2	1800	1.61	6.66	5.05	187.8	60.87
3	1799	1.62	11.7	10.08	173.7	92.65
4	1802	1.63	16.79	15.16	160.7	122.9
5	1801	1.65	21.69	20.04	150.3	154.1
6	1800	1.66	26.67	25.01	139.4	182.6
7	1800	1.67	31.73	30.06	130.3	215.4
8	1801	1.73	37.76	36.06	119.3	252.4

Очевидно, что установка насосного агрегата оказывает влияние не только на систему сбора, но и на параметры эксплуатации Северо-Ошкотынского нефтяного месторождения.



Установка мультифазного насосного оборудования способствует уменьшению давлений на устьях скважин, находящихся до насоса, что в свою очередь приводит к увеличению депрессии скважин, позволяя интенсифицировать добычу. На начальном этапе прогноза уменьшение давлений на устье несущественно, так как при высоком расходе перепад давления в насосе незначителен. После проведенных расчетов в программе PetEx выяснилось, что с течением времени рабочая точка насоса смещается, что приводит к увеличению перепада давления между всасывающим и нагнетательными линиями. В ходе проведения расчетов при прогнозе на 8 лет накопленная добыча по нефти увеличилась на 294 000 м<sup>3</sup>, что составляет около 5%. Поведение подачи насоса обратно пропорционально его мощности, следовательно, имеет место предположить – коэффициент добавочной рентабельности непосредственно зависит от данных показателей. Проверка гипотезы описывается формулой (1).

$$P = \frac{N_1 * Q_1}{N_2 * Q_2} * 100\%, \quad (1)$$

где  $P$  — теоретический коэффициент рентабельности мультифазного насоса, %.

### Список литературы

1. *Гужов А.И.* Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М.: Недра, 1973.
2. АО «Гипровостокнефть». Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 07.12.2012. Проектная документация. Обустройство Северо-Ошкотынского нефтяного месторождения ЦХП (блок № 4). Разд. 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Подразд. 7. 0366-П-ИОС7.1.1. Технологические решения [Электронный ресурс]. Режим доступа: ограниченный.
3. *Горячев А.А., Липатов И.А., Туманов А.П.* Напорная система сбора нефти и газа с использованием многофазных замеряющих устройств и многофазных насосных станций // Нефтяное хозяйство. 2006. № 7. С. 38–39.

### References

1. *Guzhov A.I.* Joint collection and transportation of oil and gas. Moscow: Nedra, 1973.
2. JSC "Gyprovostokneft". Certificate No. 0002-2012-6315200011-07 dated 07.12.2012. Project documentation. Development of the Severo Oshkotynskoye oil field of the TSHP (block No. 4). Sec. 5. Information about engineering equipment, engineering and technical support networks, a list of engineering and technical measures, the content of technological solutions. Sub-section 7. 0366-P-IOS7.1.1. Technological solutions [Electronic resource]. Access mode: limited.
3. *Goryachev A.A., Lipatov I.A., Tumanov A.P.* Pressure system for collecting oil and gas using multiphase replacement devices and multiphase pumping stations. 2006. No. 7. pp. 38-39.

**Реструктуризация системы промысловых трубопроводов на высокообводненных месторождениях с целью энергосбережения  
(Redesign of the field pipeline system at high-water-cut fields  
with the purpose of energy efficiency)**

**В.А.Самойлов<sup>1</sup>**

1-СамГТУ, Институт нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Шацкая Людмила Александровна, к.ф.-м.н.

E-mail: samojlovigr4@mail.ru

**Аннотация**

Произведен анализ статистической информации о себестоимости добычи нефти, количества порывов на промысловых трубопроводах и обводненности скважинной продукции в Российской Федерации. По результатам гидравлического расчета системы сбора нефти и газа на одном из месторождений Самарской области, предложена технологическая схема для уменьшения объемов перекачки внутривысокообводненной пластовой воды. Эффективность технологии составила около 84%.

**Abstract**

The analysis of statistical information about the cost of oil production, the number of breaks on the oilfield pipelines and the watercut of the well production in the Russian Federation. The hydraulic calculation of the system of oil and gas gathering at one of the fields in the Samara region was carried out and the technological scheme for reduction of formation water intra-field pumping was suggested. The efficiency of the technology was about 84%.

**Ключевые слова**

Промысловые трубопроводы, пластовая вода, ресурсосбережение.

**Keywords**

Production pipelines, produced water, resource efficiency.

Согласно статистике Министерства энергетики РФ, с 2009 по 2019 года добыча увеличилась с 494,3 до 560,2 млн. тонн в год, что соответствует около 1,18% роста в год [1]. В 2020 году из-за пандемии добыча резко упала на 8,6% до 512,8 млн. тонн (уровень 2011 года), однако специалисты прогнозируют скорейшее восстановление спроса нефти на мировом рынке и дальнейший его рост.

Однако добыча данного объема нефти примерно на 90% осуществляется на старых месторождениях, введенных в эксплуатацию порядка 25 лет назад. Средняя обводненность этих месторождений составляет 90%. Соответственно, в 2019 году с добычей 560, млн. тонн нефти было также добыто, подготовлено и закачено обратно в пласт 3 млрд. 800 млн. кубометров попутной воды. Согласно статистике, с 2012 по 2019 года себестоимость добычи нефти в РФ увеличилась с 7695,1 руб./т. до 14907,49 руб./т., то есть почти в 2 раза. Наибольший вклад в увеличение себестоимости вносит именно рост обводненности скважинной продукции, так как увеличиваются удельные энергозатраты на подъем, внутривысокообводненную транспортировку и подготовку высокообводненной нефти. Из-за роста обводненности скважинной продукции в системах промысловых трубопроводов также растет и давление, что зачастую приводит к аварийным ситуациям и порывам на промыслах. При критической обводненности (около 80%) водонефтяная эмульсия имеет максимальную вязкость, а соответственно прокачать такую жидкость становится сложнее [3]. В 2018 году было зафиксировано около 30 тыс. нарушений герметичности промысловых трубопроводных систем.

В качестве решения данной проблемы может быть рассмотрено размещение установок предварительного сброса пластовой воды небольшой производительности в непосредственной

близости к скважинам с размещением на них насосов ППД (рисунок 1,2). Это сократит расход жидкости по основным сборным коллекторам месторождения, уменьшит удельное энергопотребление на перекачку пластовой воды внутри месторождения, а также создаст возможность замены части трубопроводов, по которым будет перекачиваться малообводненная нефть, на металлополимерные трубы [2].

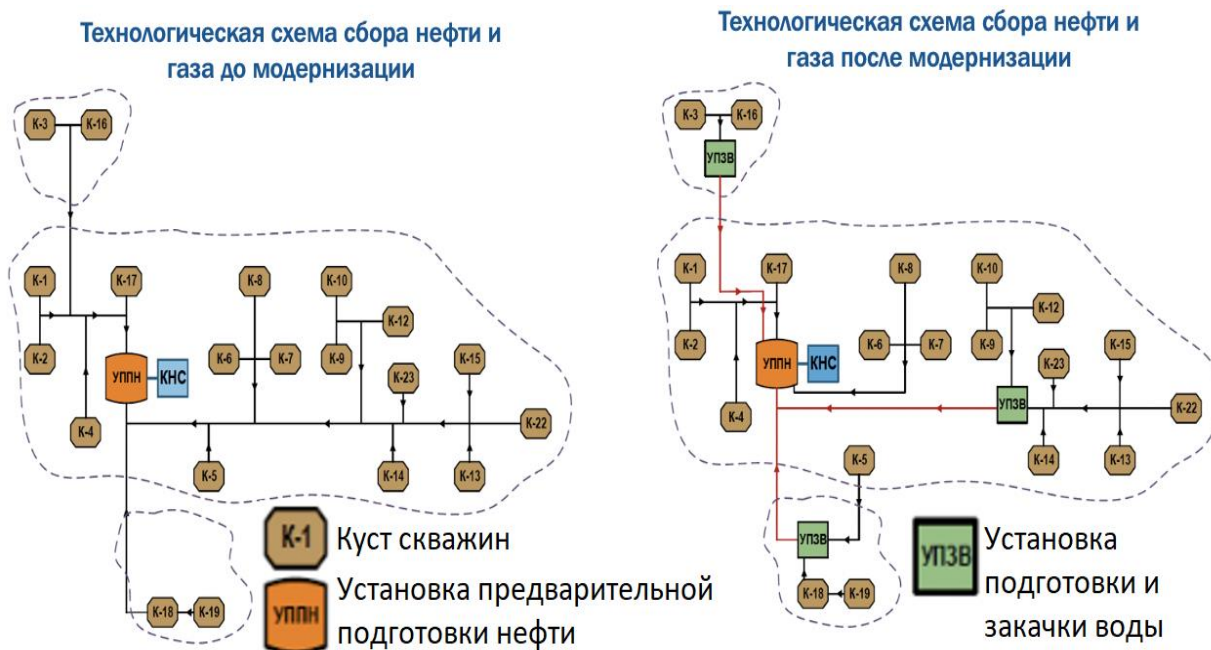


Рисунок 1 – Схемы сбора нефти и газа.

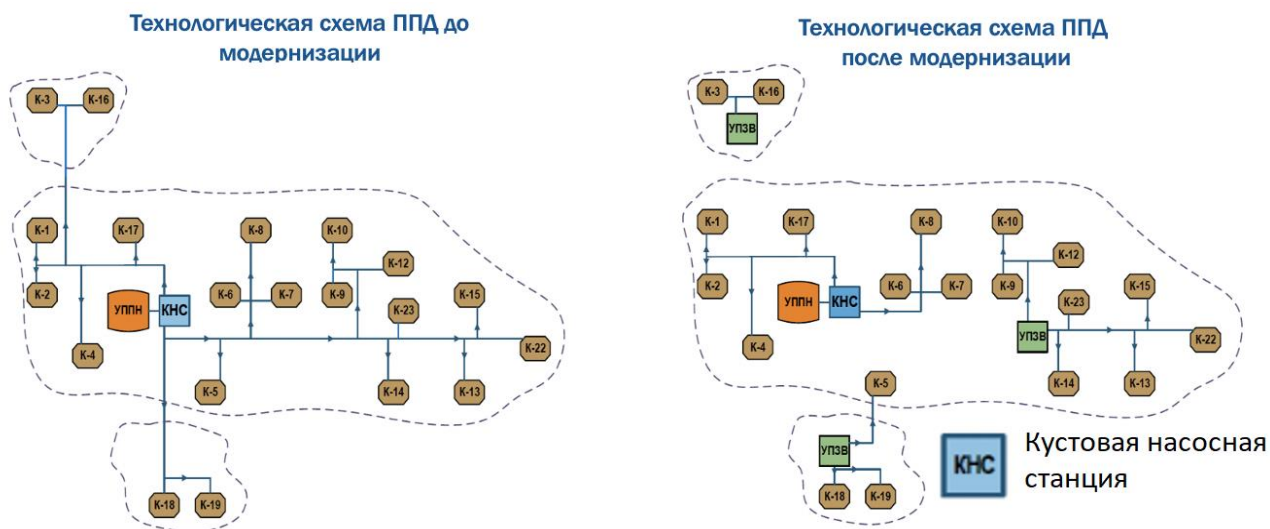


Рисунок 2 – Схемы систем поддержания пластового давления.

Оценить эффективность применения технологии предлагается с помощью параметра  $W$ . Данный параметр имеет размерность  $\text{м}^3/\text{сут} (\text{воды}) * \text{км}$ , то есть он обозначает сколько кубометров воды проходит через трубу длиной 1 километр за сутки (1).

$$W = Q * \frac{b}{100} * L, \quad (1)$$

где  $Q$  — расход по жидкости в секции трубопровода ( $\text{м}^3/\text{сут}$ )

$b$  — обводненность продукции (%)

$L$  — длина секции трубопровода (км)

Оценим общую эффективность технологии, просуммировав параметры  $W$  систем сбора нефти и водоводов (3,4) и найдя коэффициент эффективности  $\varphi$ :

$$\varphi = \frac{W_{\text{до}} - W_{\text{после}}}{W_{\text{до}}} * 100, \quad (2)$$

$$W_{\text{до}} = W_{\text{до}}^{\text{сбор}} + W_{\text{до}}^{\text{вода}}, \quad (3)$$

$$W_{\text{после}} = W_{\text{после}}^{\text{сбор}} + W_{\text{после}}^{\text{вода}}, \quad (4)$$

$$\varphi = \frac{(63445+429233)-(16857+57372)}{(63445+429233)} * 100 = 84,93 \% \quad (5)$$

Результаты расчетов (5) показали, что сброс пластовой воды в непосредственной близости от скважин существенно снижает нагрузки на транспортную систему высокообводненного месторождения и уменьшает операционные затраты на добычу нефти, что является сегодня актуальной задачей для нефтегазовой отрасли Российской Федерации.

### Список литературы

1. Министерство энергетики Российской Федерации// Статистика по добыче сырой нефти с учетом газового конденсата за период 01.01.2019 – 31.12.2019 [Электронный ресурс] // URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (дата обращения: 10.02.2020).
2. Гусев В.В. Ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачивания пластовой воды. - Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020. No 2 (98). - 28-30 с.
3. Шацкая Л.А., Кичигина А.А., Кочетков Н.Е. Влияние обводненности скважинной продукции на параметры перекачки. - Проблемы функционирования систем транспорта. 2020. - 202-205 с.

### References

1. Ministry of Energy of the Russian Federation// Statistics on crude oil production including gas condensate for the period 01.01.2019 - 31.12.2019 [Electronic resource] // URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> (access date: 10.02.2020).
2. Gusev V.V. Resource-saving technology of reservoir water collection, preparation and injection. - Business magazine NEFTEGAZ.RU. 2020. No 2 (98). – pp. 28-30.
3. Shatskaya L.A., Kichigina A.A., Kochetkov N.E. Influence of well production water content on pumping parameters. - Problems of functioning of transport systems. 2020. - pp. 202-205.

### Модернизированное исполнение соединения стенки и днища резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (Modernized design of the connection of the wall and bottom of vertical cylindrical steel tanks)

Д.В. Семькина<sup>1</sup>

1-Самарский Государственный Технический Университет  
Научный руководитель: Терегулов Марат Рустамович  
E-mail: 190656@bk.ru

### Аннотация

В работе выполнен анализ истории развития конструктивного исполнения соединения стенки с днищем, представлены примеры исполнений, использовавшихся ранее, современных и перспективных конструкций. На основании выполненного анализа в работе предложено исполнение сопряжения стенки с днищем в виде углового профиля имеющего внутренний и наружный радиусы скругления. Предлагаемая конструкция обеспечивает плавное изменение

геометрии в цилиндрической стенке под нагрузкой, что снижает напряжения в стенке резервуара.

### **Abstract**

The paper analyzes the history of the development of the structural design of the connection of the wall with the bottom, examples of previously used, modern and promising designs are presented. Based on the analysis carried out, the paper proposes a design for the interface of the wall with the bottom in the form of an angular profile having internal and external radii of rounding. The proposed design provides a smooth change of geometry in the cylindrical wall under load, which reduces stresses in the tank wall.

### **Ключевые слова**

Резервуар вертикальный стальной, конструкция, напряжения, повышение надежности.

### **Keywords**

Vertical steel tank, construction, stress, improving reliability.

В зоне соединения стенки с дном вертикальных стальных резервуаров особенно опасны эксплуатационные дефекты, возникающие из-за высоких концентраций напряжений. Появление и развитие дефектов приводит к возникновению аварийных ситуаций, однако при снижении напряжений в данной зоне возможно повышение надежности соединения стенки и дна резервуара. Распределение усилий в уторном соединении по ГОСТ 31385-2016 представлено на рисунке (рисунок 1).

В научных трудах В.Г. Шухова [1] цилиндрическая оболочка стенки соединяется с плоским дном путем установки уголкового профиля внахлест. Установка уголка способствует снижению напряжений, передающихся от цилиндрической стенки плоскому дну при взливе резервуара. При малых объемах резервуаров ввиду цилиндрической жесткости конструкции стенки данное решение является оптимальным. При увеличении объема резервуара и соответственно – радиуса, цилиндрическая жесткость стенки снижается, а момент действующий на стенку увеличивается. В книге М.К.Сафаряна [2] представлен резервуар объемом 4000 м<sup>3</sup> с сопряжением цилиндрической стенки с дном по плавной кривой, дно которого представляет собой радиус сферы. Скругление угла сопряжения стенки со сферическим дном обеспечивает снижение напряжений в конструкции стенки и дна резервуара, однако такое решение применимо лишь на резервуарах малого объема, опирающихся на грунтовую подушку всей поверхностью сферы. Авторы патента [3] предлагают выполнить окрайку в виде угольника, изогнутого по радиусу кривизны и установкой стенки на горизонтальную полку угольника и приваркой к ней угловыми швами. Сопряжение стенки с дном с радиусом скругления обеспечивает снижение напряжений в этой конструкции, однако отсутствие опорного элемента снаружи стенки резервуара приведет к возникновению усталостных деформаций и потере геометрии угольника и нижнего пояса резервуара. В диссертации Е.Е. Семина [4] представлено тавровое уторное соединение стенки с дном со сварным швом, вогнутым вовнутрь на 3-4 мм, что уменьшает вероятность возникновения пластических деформаций. Снижение вероятности возникновения пластических деформаций внутреннего сварного шва тавра не компенсирует наличие напряжений сжатия, возникающих в наружном тавровом шве в консоли выступающей части окрайки. Однако такое конструктивное решение позволяет снизить напряжения в зоне уторного соединения на 5%, по сравнению с уторным соединением выполненным по ГОСТ 31385-2016. Авторы патента [5] предлагают соединить стенку и дно резервуара с помощью элемента в виде тороидального перехода с радиусом равным радиусу резервуара. Устойчивость резервуара в данной конструкции обеспечивается установкой опорного подпятника на фундаменте по всему контуру стенки. В результате плавного изменения геометрии стенки и дна при наполнении

резервуара продуктом, наблюдается снижение напряжений в зоне сопряжения стенки и дна на 40%.

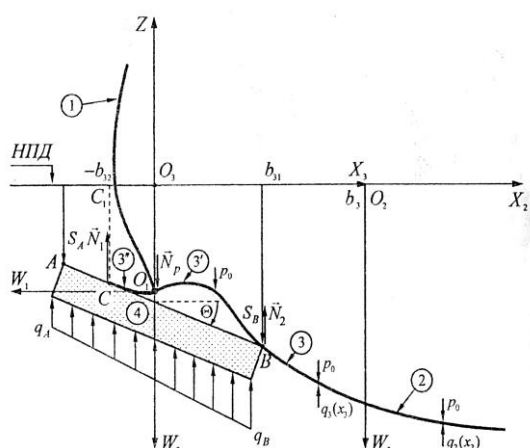


Рисунок 1 – Схема пространственных перемещений дна и стенки резервуара.

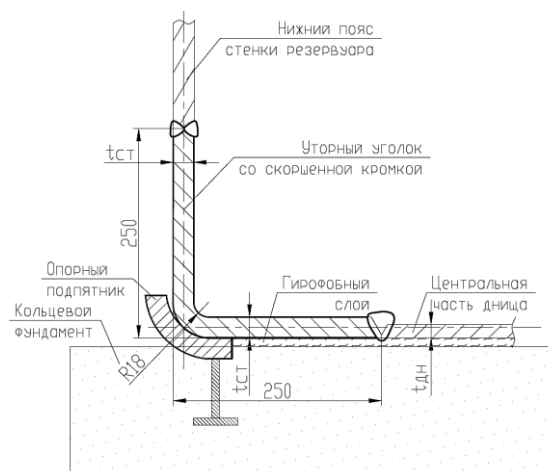


Рисунок 2 – Предлагаемое исполнение соединения стенки и дна для РВСП-50000.

По результатам анализа вышеперечисленных научных работ, была предложена модернизированная конструкция соединения стенки и дна резервуара (рисунок 2), которая снижает напряжения как в зоне соединения, так и в конструкциях стенки и дна. Соединение представляет собой вальцованный равнополочный уголок со скругленной внутренней и внешней поверхностью. Внешняя скруглённая часть уголка находится на точке пересечения средних линий листов дна и стенки. При наполнении резервуара продуктом предложенная конструкция не препятствует перемещениям стенки и дна, а делает это перемещение более свободным, что в свою очередь снижает напряжения. Использование опорной конструкции в виде подпятника обеспечивает сохранение цилиндричности стенки резервуара в процессе налива, воспринимая на себя нагрузку не только от веса конструкции стенки, крыши и оборудования, но и обеспечивает поворот уголка с закруглением в момент максимального налива резервуара.

### Список литературы

1. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды. М., «Наука», 1977. – 193 с.
2. Сафарян М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. М., «ОНТИ», 1958. -240 с.
3. Авторское свидетельство № 844742 А1 СССР, МПК E04H 7/02. Вертикальный цилиндрический резервуар: № 2808627: заявл. 13.08.1979: опубл. 07.07.1981 / В. Б. Галеев, В.П. Курамин, С.М. Файзуллин; заявитель Уфимский нефтяной институт.
4. Семин Е.Е. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации. Москва.2012.-146с.
5. Патент № 2695181 С1 Российская Федерация, МПК E04H 7/06. Резервуар вертикальный цилиндрический стальной для хранения нефти и нефтепродуктов: № 2018114841: заявл. 20.04.2018: опубл. 22.07.2019 / Л.Е. Землеруб, В.К. Тянь, Ю. В. Терзема, С.А. Федосов; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Самарский государственный технический университет".

### References

1. Shukhov V.G. Construction mechanics. Selected works. M., "Science", 1977– - 193 p./ Shukhov V.G. Stroitel'naya mekhanika. Izbrannyye trudy. M., «Nauka», 1977– 193 s.

2. *Safaryan M.K.* Steel tanks for storage of petroleum products. M., "ONTI", 1958. -240 p./ Safaryan M.K. Stal'nyye rezervuary dlya khraneniya nefteproduktov. M., "ONTI", 1958.-240 s.
3. Avtorskoye svidetel'stvo № 844742 A1 SSSR, MPK E04H 7/02. Vertikal'nyy tsilindricheskyy rezervuar: № 2808627: zayavl. 13.08.1979: opubl. 07.07.1981 / V. B. Galeyev, V. P. Ku-ramin, S. M. Fayzullin; zayavitel' UFIMSKIY NEFTYANOY INSTITUT.
4. *Semin E.E.* Evaluation of the durability of the rotor assemblies of vertical steel tanks during operation: abstract. Moscow.2012.-146s./ Semin E.E. Otsenka tochnosti utornykh uzlov vertikal'nykh stal'nykh rezervuarov v protsesse ekspluatatsii. Moskva.2012.-146s.
5. Patent № 2695181 C1 Rossiyskaya Federatsiya, MPK E04H 7/06. Rezervuar vertikal'nyy tsilindricheskyy stal'noy dlya khraneniya nefi i nefteproduktov: № 2018114841: zayavl. 20.04.2018: opubl. 22.07.2019 / L. Ye. Zemlerub, V. K. Tyan, YU. V. Terzeman, S. A. Fedosov; zayavitel' Federal'noye gosudarstvennoye byudzhethnoye obrazovatel'noye uchrezhdeniye vysshego obrazovaniya "Samskiy gosudarstvennyy tekhnicheskyy universitet".

### **Разработка системы контроля и управления положением фундамента резервуара (Development of a system for monitoring and controlling the position of the tank foundation)**

**М.Н. Сорокина<sup>1</sup>**

1- СамГТУ, Институт нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Землеруб Леонид Евсеевич, доцент  
E-mail: masha\_sor2000@mail.ru

#### **Аннотация**

Около 50% аварий в резервуарных парках (РП) происходит из-за неравномерных осадок фундаментов резервуаров вертикальных цилиндрических стальных (РВС). В данной работе предлагается использовать монолитный сегментно-сферический фундамент и систему его управления, которая позволяет поддерживать фундамент в горизонтальном положении, что полностью предотвращает просадку грунта, тем самым предотвращаются все аварии из-за неравномерных осадок фундамента РВС.

#### **Abstract**

About 50% of accidents in tank farms (TF) occur due to uneven precipitation of the foundations of vertical cylindrical steel tanks (TVS). In this paper, it is proposed to use a monolithic segmental-spherical foundation and its control system, which allows the foundation to be maintained in a horizontal position, which completely prevents subsidence of the soil, thereby preventing all accidents due to uneven sedimentation of the foundation of the TVS.

#### **Ключевые слова**

Фундамент, резервуар, система управления, просадка, сегмент, песок.

#### **Keywords**

Foundation, reservoir, control system, subsidence, segments, sand.

В эксплуатации резервуаров наиболее опасным являются неравномерные осадки основания фундамента, приводящие к дефектам, а именно: крен резервуара, ускоренная коррозия, местное повреждение окраски основания в корпусе и днище резервуара.

Целью работы является полное предотвращение осадок фундамента резервуара, и как следствие, аварий связанных с ними, а также предотвращение напряжённо-деформированного состояния (НДС) конструкций резервуара, за счёт управления положением фундамента.

Предлагаемая в данной работе система предназначена для монолитного сегментно-сферического фундамента, разработанного на кафедре «Трубопроводный транспорт» СамГТУ.

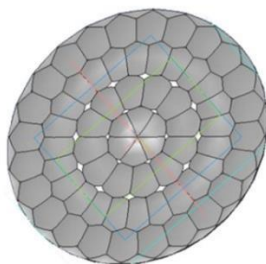


Рисунок 1 – Монолитно сегментно-сферический фундамент.

Особенностью данного фундамента являются сферические сегменты, которые дифференцируют площадь фундамента и поверхностный слой грунта на отдельные части (рисунок 1). Контроль появления просадок грунта в каждом сегменте дает возможность устранить появившиеся пустоты до начала осадок фундамента путем закачки дополнительного грунта, в нашем случае смеси воды и песка. Также одним из достоинств данного фундамента является распределение нагрузок и уплотнение грунта, за счет сегментно-сферической поверхности и свай, представляющих собой усеченную треугольную пирамиду [1].

Способ управления пространственным положением сегментно-сферического фундамента включает: контроль объема воздушного пространства, появляющегося в результате просадки грунта в каждом сферическом сегменте. Это происходит с помощью продувки газом через трубы, подведенные к каждому сегменту (или с помощью ёмкостного датчика), и систему заполнения песком тех сегментов, где произошла просадка грунта (рисунок 2).

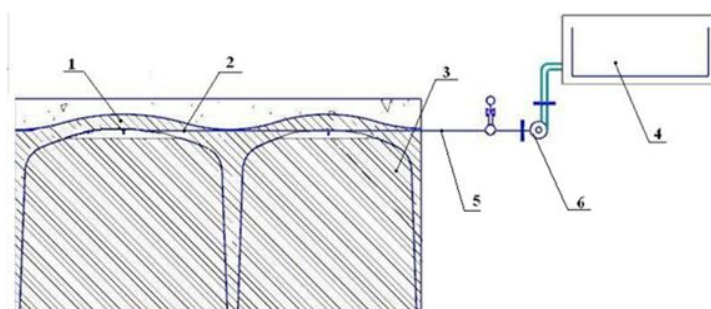


Рисунок 2 – Функциональная схема системы управления (1 - сегментно-сферический фундамент, 2 - пульпопроводы в теле фундамента, 3 - грунтовое основание фундамента, 4 - резервуар с водой и песком, 5 - ёмкостные датчики, 6 - шламмовый насос).

На автоматизированном рабочем месте оператора показывается возникновение аварийной ситуации. На экран выводятся показатели всех датчиков резервуара в целом. При срабатывании датчика оператор имеет возможность включения системы подачи песка как дистанционно, так и с местного пульта управления (рисунок 3).

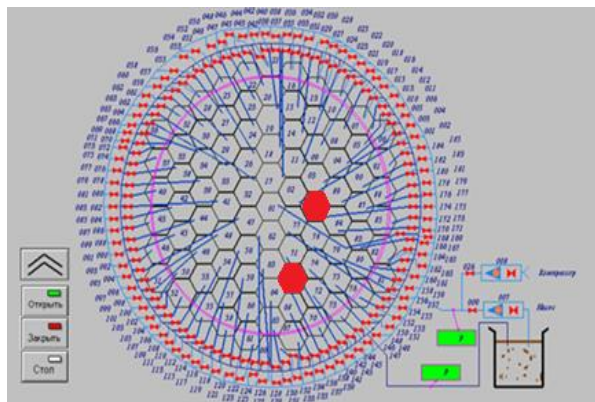


Рисунок 3 – Мнемосхема при аварийной ситуации.



Система управления напряженно-деформированным состоянием (НДС) монолитного сегментно-сферического фундамента позволит:

- 1) Предотвратить аварийные ситуации, происходящие при просадке грунта и исключить затраты на их устранение.
- 2) Снизить материалоёмкость и стоимость фундаментов резервуаров.
- 3) Увеличить межремонтный период и срок службы фундаментов и соответственно снизить расходы на обслуживание РП.

### Список литературы

1. Конструкция фундамента повышенной надежности Л.Е. Землеруб, А.А. Околот, М.Р. Терегулов, Р.Р. Якупов. /Труды X Юбилейной Международной Научно-практической конференции «Ашировские чтения» 29 сентября - 4 октября 2013 года Туапсе, Том 1, Самара. Самарский государственный технический университет, 2014. с. 345 - 349.

### References

1. Construction of the foundation of increased reliability L.E. Zemlerub, A.A. About t, M.R. Teregulov, R.R. Yakupov. /Proceedings of the X Anniversary International Scientific and Practical Conference "Ashirov Readings" September 29 - October 4, 2013 Tuapse, Volume 1, Samara. Samara State Technical University, 2014. pp. 345 - 349.

### Исследование мочевины как перспективного и экологически безопасного ингибитора газовых гидратов термодинамического и кинетического действия. (Investigation of urea as a promising and green gas hydrate inhibitor of thermodynamic and kinetic action)

Т.Б. Тулегенов<sup>1</sup>, Р.И. Мендгазиев<sup>1</sup>, А.С. Стопорев<sup>1,2</sup>, В.А. Винокуров<sup>1</sup>, А.П. Семенов<sup>1</sup>

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

2- К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Семенов А.П., к.т.н., в.н.с., доцент

E-mail: semyonovanton@mail.ru

### Аннотация

Проведено исследование свойств мочевины  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$  как перспективного и экологически безопасного ингибитора образования газовых гидратов двойного действия. Проанализирована термодинамическая стабильность газовых гидратов кубической структуры II, образующихся из модельного газа (бинарная газовая смесь 4,34%  $\text{C}_3\text{H}_8$  + 95,66%  $\text{CH}_4$  (%мол.)) в присутствии мочевины. Определена антигидратная активность мочевины (термодинамический эффект) и для ее точного количественного описания была успешно использована предложенная нами ранее эмпирическая корреляция. Проведено подробное сравнение ингибирующих свойств мочевины и других термодинамических ингибиторов неионной природы. На втором этапе данной работы подробно изучено влияние мочевины и ее смесей с полимерным кинетическим ингибитором на нуклеацию и рост газовых гидратов. Показано, что мочевина также имеет свойства кинетического ингибитора. При этом смеси мочевины и полимерного КИГ в водном растворе демонстрируют синергизм при ингибировании нуклеации газовых гидратов. Проведена предварительная экономическая оценка затрат при использовании мочевины как антигидратного реагента в сравнении с метанолом и гликолями.

### Abstract

The properties of urea  $\text{CO}(\text{NH}_2)_2$  as a promising green gas hydrate inhibitor with dual action have been studied. The thermodynamic stability of sII gas hydrates forming from a model gas (binary

mixture of 4.34%  $C_3H_8$  + 95.66%  $CH_4$  (mol%)) in the presence of urea was analyzed. The anti-hydrate activity of urea (thermodynamic effect) has been determined, and for its precise quantitative description, the empirical correlation we proposed earlier was successfully employed. A detailed comparison of the inhibiting properties of urea and other thermodynamic inhibitors of non-ionic nature has been performed. At the second stage of this work, the effect of urea and its mixtures with a polymeric kinetic inhibitor (КНИ) on the nucleation and growth of gas hydrates was thoroughly investigated. It has been shown that urea also has the properties of a kinetic inhibitor. At the same time, mixtures of urea and polymeric КНИ in an aqueous solution demonstrate synergism in inhibiting the nucleation of gas hydrates. A preliminary economic assessment of using urea as an anti-hydrate reagent compared to methanol and glycols has been carried out.

### **Ключевые слова**

Газовые гидраты, мочеви́на, термодинамические ингибиторы гидратообразования, фазовые равновесия, метан-пропановая газовая смесь, нуклеация и рост газовых гидратов, кинетические ингибиторы гидратообразования.

### **Keywords**

Gas hydrates, urea, thermodynamic hydrate inhibitors, phase equilibria, methane-propane gas mixture, nucleation and growth of gas hydrates, kinetic hydrate inhibitors.

Газовые гидраты представляют собой кристаллические соединения включения, образующиеся при взаимодействии воды и газов (низших алканов,  $CO_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$  и др.) при определенных термобарических условиях [1,2]. Газовые гидраты могут быть использованы в энергетическом и экологическом секторах для хранения и транспортировки природного газа, разделения газовых смесей, улавливания диоксида углерода и опреснения морской воды. В нефтегазовой отрасли гидратообразование является осложнением, поскольку частицы гидрата подвержены агломерации, образуя гидратные пробки, которые могут останавливать технологические процессы и приводить к авариям и экономическим потерям. Поэтому предупреждение формирования газовых гидратов и регулирование скорости их роста является важной практической задачей. Основным способом предотвращения образования гидратов является введение в поток термодинамических ингибиторов гидратообразования (ТИГ), ключевыми представителями которых являются водорастворимые полярные органические соединения, такие как метанол, моноэтиленгликоль (МЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ). Такие ингибиторы в водном растворе снижают термодинамическую активность воды, что обеспечивает сдвиг равновесных условий гидратообразования в область более низких температур и более высоких давлений. Предметом наших исследований является мочеви́на – крупномасштабный промышленный продукт, который используется в различных областях, в том числе в качестве азотного удобрения, в производстве смол и полимеров, в системах очистки выхлопных газов от оксидов азота. Мочевина также играет важную роль в метаболизме азотсодержащих соединений у млекопитающих; следовательно, данное соединение является более экологически безопасным и биосовместимым, чем традиционные ингибиторы. Выполненный литературный обзор показал, что свойства мочевины, как потенциального ингибитора гидратов недостаточно изучены [3–5].

В данной работе получены новые экспериментальные данные по фазовым равновесиям гидрата кубической структуры II в системе газовая смесь  $C_3H_8/CH_4$ –водный раствор мочевины в широком диапазоне концентраций  $CO(NH_2)_2$  (до 50 % мас.) и давлений газа (от 0,9 до 9,4 МПа). Полученные данные показывают, что мочеви́на снижает равновесную температуру образования гидратов, т.е.  $CO(NH_2)_2$  действует как термодинамический ингибитор. Предложенная нами ранее корреляция успешно использована для точного количественного описания антигидратной активности мочевины [6]. Данная корреляция связывает зависимость снижения равновесной температуры гидрата от давления газа и равновесной массовой доли мочевины в растворе, включая область высоких концентраций. Методом порошковой рентгеновской дифрактометрии идентифицирован тип структуры газового гидрата,

образующегося в исследуемой системе. Полученные результаты свидетельствуют о том, что мочеви́на (в исследованном диапазоне концентраций) не включается в полости гидратного каркаса. Проведено сравнение антигидратной активности мочеви́ны с другими неионными ТИГ при постоянном давлении 6 МПа. Ингибирующая способность мочеви́ны при 20 % мас. уступает метанолу в 2 раза и близка к таковой для МЭГ. При концентрациях до 45 % мас. мочеви́на является более сильным термодинамическим ингибитором, чем ДЭГ.

На втором этапе данной работы подробно изучено влияние мочеви́ны и ее смесей с полимерным кинетическим ингибитором на нуклеацию и рост гидратов модельной газовой смеси. Показано, что мочеви́на также имеет свойства кинетического ингибитора гидратообразования (КИГ). При этом смеси мочеви́ны и полимерного КИГ в водном растворе демонстрируют синергизм при ингибировании нуклеации газовых гидратов, что является основой для получения эффективных антигидратных реагентов двойного действия, способных предотвращать образование газовых гидратов по термодинамическому и кинетическому механизмам одновременно.

Проведенная сравнительная оценка показала, что мочеви́на является менее токсичным ингибитором гидратообразования по сравнению с метанолом и гликолями, а также более экономически эффективным по сравнению с МЭГ и ДЭГ. Несмотря на среднюю антигидратную активность, мочеви́ну можно рассматривать как «зеленый» ингибитор гидратообразования, более безопасный для окружающей среды, применение которого оправдано, если требуется сдвиг равновесной кривой равновесия гидратообразования не более чем на 12 К.

### Список литературы

1. *Sloan E.D., Koh C.A.* Clathrate hydrates of natural gases. Third. CRC Press, 2007.
2. *Истомин В.А., Кwon В.Г.* Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа //ООО ИРЦ Газпром, Москва. – 2004.
3. *Сова Б.* и соавт. Распределения вероятностей нуклеации метан-пропановых смешанных газовых гидратов в солевых растворах и мочеви́не // Энергетика и топливо. – 2015. – Т. 29. – №. 10. – С. 6259-6270.
4. *Lee D. et al.* Thermodynamic inhibition effects of an ionic liquid (choline chloride), a naturally derived substance (urea), and their mixture (deep eutectic solvent) on CH<sub>4</sub> hydrates // Chem. Eng. J. 2020. Vol. 399. P. 125830.
5. *Муromати С.* и соавт. Фазовое равновесие клатратного гидрата, образующегося в системе метан+вода+мочеви́на // Жидкостно-фазовые равновесия. – 2015. – Т. 398. – С. 1-4.
6. *Семенов А.П.* и соавт. Поиск более мощного термодинамического ингибитора гидратообразования, чем метанол. Диметилсульфоксид на примере // Химическая инженерия. – 2021. – Т. 423. – С. 130227.

### References

1. *Sloan E.D., Koh C.A.* Clathrate hydrates of natural gases. Third. CRC Press, 2007.
2. *Istomin V., Kwon V.* Prevention and elimination of gas hydrates in gas production systems. 2004.
3. *Sowa B. et al.* Nucleation Probability Distributions of Methane–Propane Mixed Gas Hydrates in Salt Solutions and Urea // Energy & Fuels. 2015. Vol. 29, № 10. P. 6259–6270.
4. *Lee D. et al.* Thermodynamic inhibition effects of an ionic liquid (choline chloride), a naturally derived substance (urea), and their mixture (deep eutectic solvent) on CH<sub>4</sub> hydrates // Chem. Eng. J. 2020. Vol. 399. P. 125830.
5. *Muromachi S. et al.* Phase equilibrium for clathrate hydrate formed in methane+water+urea system // Fluid Phase Equilib. 2015. Vol. 398. P. 1–4.
6. *Semenov A.P. et al.* The pursuit of a more powerful thermodynamic hydrate inhibitor than methanol. Dimethyl sulfoxide as a case study // Chem. Eng. J. 2021. P. 130227.

# Оптимизация технологических потоков для компаундирования товарных топлив (Optimization of technological flows for compounding commercial fuels)

***К.Е. Умуракова<sup>1</sup>***

1-Уфимский государственный нефтяной технический университет

Научный руководитель: Ганцев А.В., к.т.н., доцент

E-mail: karinaumurakova@gmail.com

## **Аннотация**

В работе рассматривается подбор и предложение оптимальной рецептуры для компаундирования товарных бензинов на нефтеперерабатывающем предприятии. Разработаны рецептуры смешения автомобильных бензинов марки АИ-95. Полученные бензины по своим физико-химическим и эксплуатационным характеристикам соответствуют требованиям действующих стандартов ТР ТС.

## **Abstract**

The paper considers the process of choosing the optimal formulation for compounding commercial gasoline at oil refinery. Recipes for blending AI-95 brand automobile gasolines have been developed. The obtained gasolines meet the requirements of the current standards in terms of their physico-chemical and operational characteristics.

## **Ключевые слова**

Бензин неэтилированный, детонационная стойкость, компаундирование, оптимизация рецептур смешения, октановое число.

## **Keywords**

Unleaded gasoline, knocking characteristic of gasoline, compounding of fuels, optimization of blending formula, octane number.

На сегодняшний день все более жесткие требования предъявляются к качеству товарных бензинов. В частности, это касается ограничений, накладываемых на содержание в них олефинов, бензола, ароматических углеводородов и сернистых соединений. При их сгорании в выхлопах моторных двигателей в больших количествах присутствуют такие соединения, как монооксид углерода, диоксид серы, сажа и другие вредные для здоровья вещества. Кроме того, многие ароматические углеводороды (в частности, бензол и бензапирен, которые образуются при сгорании топлива в двигателе внутреннего сгорания) являются высокотоксичными веществами. Современный класс бензинов К-5 стал эталонным топливом в плане экологии. Ограничения в содержании серы не более 10 ppm серьезно повлияли на уменьшение выбросов вредных веществ в атмосферу. Однако рынок диктует условия к переходу на все более экологически чистое топливо. Так производители сформировали требования к качеству бензинов класса «Евро-6», которые представлены в таблице (таблица 1), [1].

Таблица 1 – Требования к товарным бензинам различных экологических стандартов.

Показатели	К-4	К-5	Евро-6
Содержание бензола, % масс. не более	1,0	1,0	0,8
Содержание серы, ppm, не более	30	10	10
Содержание ароматических углеводородов, % об. не более	35	35	24
Содержание олефиновых углеводородов, % об. не более	14	14	11
Содержание кислорода, % масс. не более	2,7	2,7	2,7
Наличие моющих присадок	Обязательное	Обязательное	Обязательное
Выбросы NO <sub>x</sub> , г/кВт·ч	3,5	2,0	0,46

Отличие бензинов экологического стандарта Евро-6 по сравнению с К-5 заключается в меньшем содержании бензола, ароматических углеводородов и олефинов. Всё это приводит к тому, что использование риформата и бензина каталитического крекинга в качестве компонентов товарного бензина должно быть ограничено. В связи с чем, представляет интерес разработка вариантов схем и концепций производства топлив экологического стандарта Евро-6 и оценка возможности и перспектив их реализации.

Целью данной работы является исследование и разработка рациональных способов производства высокоэффективных бензиновых композиций, удовлетворяющих современным экологическим требованиям.

В качестве основных смесевых компонентов были использованы бензины установок каталитического крекинга, риформинга, изомеризации, в качестве дополнительных – алкилирования. Для оптимального содержания ароматических углеводородов и концентрата аренов были выделены отдельные фракции бензина каталитического риформинга.

Разработаны оптимальные рецептуры смешения товарных бензинов марки АИ-95 с учетом состава вовлекаемых смесевых компонентов. Полученные бензины соответствуют требованиям ТР ТС 013/2011 [2,3]. Показано, что использование рецептур смешения бензинов с учетом состава исходных компонентов позволяет повысить ресурсоэффективность производства, в случае сырья с низким октановым потенциалом – избежать выхода некондиционных партий продукции; в случае сырья с высоким октановым потенциалом сэкономить вовлечение компонентов с целью дальнейшей продажи в качестве отдельных продуктовых потоков – МТБЭ, ЭТБЭ, ТАМЭ.

### **Список литературы**

1. *Киргина М. В.* Оптимизация рецептур смешения бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы // Neftegaz.RU. 2019. №9 (93). С. 71.
2. Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту (с изменениями на 19 декабря 2019 года)» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.
3. ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru>.

### **References**

1. *Kirgina M.V.* Optimization of gasoline blending recipes using a computer modeling system. Neftegaz.RU, 2019, no. 9 (93), p. 71.
2. TR CU 013/2011 “On requirements for motor and aviation gasoline, diesel and marine fuel, jet fuel and heating oil”. [electronic resource]. Access mode: <http://docs.cntd.ru>.
3. GOST 32513-2013 “Automotive fuels. Unleaded petrol. Specifications”. [electronic resource]. Access mode: <http://docs.cntd.ru>.

### **Оптимизация параметров структуры потока в зависимости от состава фаз (Optimization of flow structure parameters depending on the composition of phases)**

**Т.К. Чипизубова<sup>1</sup>**

1-Омский государственный технический университет  
E-mail: [chipizubova.2000@mail.ru](mailto:chipizubova.2000@mail.ru)

### **Аннотация**

Цель данной работы заключается в поиске оптимального диаметра эмульсионной структуры потока жидкости и получение номограммы, позволяющей определить максимальный диаметр, при котором сохраняется эмульсионная структура потока. Произведен расчет

эмульсионной структуры потока для предотвращения внутренней коррозии. Проведен анализ полученных диаметров в зависимости от состава фаз и получена номограмма для определения оптимального диаметра трубопроводных систем.

### Abstract

The purpose of this work is to find the optimal diameter of the emulsion structure of the fluid flow and obtain a nomogram that allows determining the maximum diameter at which the emulsion structure of the flow is preserved. The emulsion structure of the flow is calculated to prevent internal corrosion. The analysis of the obtained diameters depending on the composition of the phases was carried out and a nomogram was obtained to determine the optimal diameter of pipeline systems.

### Ключевые слова

Внутренняя коррозия, структура потока, состав фаз, диаметр.

### Keywords

Internal corrosion, flow structure, phase composition, diameter.

В настоящее время все системы трубопроводного транспорта подвергаются как внешней, так и внутренней коррозии. В зависимости от типа возникшей коррозии выделяют множество различных методов защиты. Среди них наиболее часто применяются такие методы как: ингибиторы коррозии; внутренние покрытия; использование коррозионностойких и неметаллических материалов; контроль структурной формы потока [1].

Коррозионные повреждения в результате внутренней коррозии возникают в местах длительного контакта с водой или коррозионно-активными компонентами нефтяного газа: в местах расположения скоплений газа или воды, а также при раздельной структуре газоводонефтяного потока в трубопроводах [2].

Предупреждение внутренней коррозии можно путем введения коррозионно-активной среды внутрь перекачиваемой нефти, тем самым обеспечивая эмульсионную структуру потока [3]. Для обеспечения целостности структуры потока, необходимо наличие советующего диаметра трубопровода. Был произведен расчет эмульсионной структуры потока для различных условий и состава фаз. Принимая разные значения диаметра, необходимо произвести аналогичные расчеты. Решение данной задачи сводится к построению зависимости диаметра от состава фаз.

Последовательно принимая ближайшие большие значения диаметра трубопровода и повторяя расчеты, можно найти его максимальную величину, при которой еще будет сохраняться эмульсионная структура газонефтяного потока, а следовательно, будет обеспечена защита внутренней поверхности нефтепровода от коррозии. Для визуализации решения задачи была получена номограмма (рисунок 1).

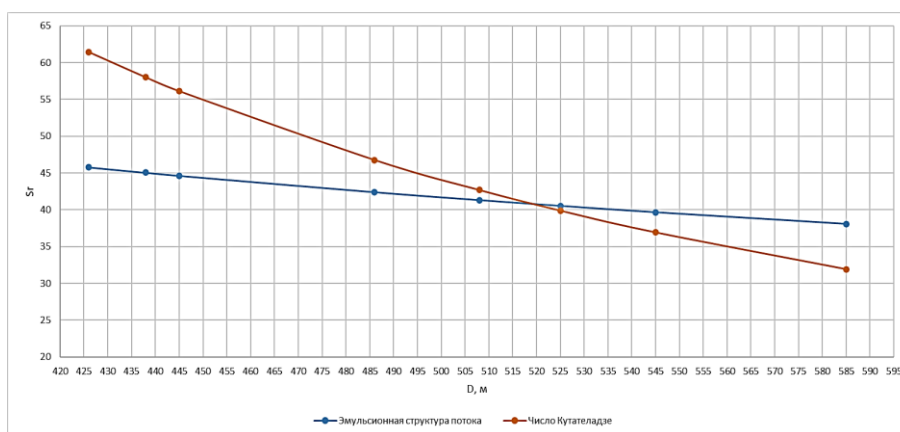


Рисунок 1 – Номограмма для определения диаметра трубопровода в зависимости от состава фаз.

Таким образом, построив данные зависимости можно определить максимальную величину диаметра трубопровода, при котором сохраняется эмульсионная структура потока жидкости, способствующая устранению коррозии.

### Список литературы

1. *Бекбаулиева, А.А.* Совершенствование защиты внутренней поверхности трубопроводов от коррозии / А.А. Бекбаулиева, Н.Я. Багаутдинов, А.И. Подъяпольский, А.А. Мугатабарова. – Текст: электронный // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2010. – С. 89-91. – URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Bekbaulieva/Bekbaulieva\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Bekbaulieva/Bekbaulieva_1.pdf) (дата обращения 19.01.2022).
2. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: Изд-во ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с. – Текст: непосредственный.
3. *Бугай Д.Е., Гетманский М.Д., Фаритов А.Т., Рябухина В.Н.* Прогнозирование коррозионного разрушения нефтепромысловых трубопроводов: Обзорн. информ. Сер. «Борьба с коррозией и защита окружающей среды». – М: ВНИИОЭНГ, 1989. – Вып. 7 (91). – 64 с. – Текст: непосредственный.

### References

1. *Bekbaulieva, A.A.* Improving the protection of the inner surface of pipelines from corrosion / A.A. Bekbaulieva, N.Ya. Bagautdinov, A.I. Podyapolsky, A.A. Mugatabarova. - Text: electronic // Electronic scientific journal of Oil and gas business. - 2010. - pp. 89-91. - URL [http://www.ogbus.ru/authors/Bekbaulieva/Bekbaulieva\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Bekbaulieva/Bekbaulieva_1.pdf) (accessed 19.01.2022).
2. Typical calculations in the design and operation of oil depots and pipelines: a textbook for universities / P.I. Tugunov, V.F. Novoselov, A.A. Korshak, A.M. Shammazov. - Ufa: Publishing House of Design-Polygraphservice LLC, 2002. - 658 p. - Text: direct.
3. *Bugai D.E., Getmansky M.D., Faritov A.T., Ryabukhina V.N.* Forecasting of corrosion destruction of oilfield pipelines: Overview. inform. Ser. "Corrosion control and environmental protection". - Moscow: VNIIOENG, 1989. - Issue 7 (91). - 64 p. - Text: direct.

### Применение гидроабразивного комплекса для ремонта линейных и площадных объектов магистрального нефтепровода (Application of hydroabrasive complex for repair of line and area facilities of the main oil pipeline)

*И.В. Шкутов<sup>1</sup>*

1-ФГБОУ ВО «УГТУ», Ухтинский Государственный Технический Университет  
Научный руководитель: Яворская Елена Евгеньевна, старший преподаватель кафедры ПЭМГ  
E-mail: [eyavorskaya@ugtu.net](mailto:eyavorskaya@ugtu.net)

### Аннотация

Применение гидроабразивного комплекса для ремонта линейных и площадных объектов магистрального нефтепровода, это многофункциональная установка для резки любого материала, с помощью смеси воды и абразива, выходящего под большим давлением из специального сопла. Данная установка является холоднорежущим инструментом, позволяющая сократить время остановки МН при проведении капитальных и реконструкционных работ, обеспечить безопасность и качество выполняемых работ. Применение данной технологии несет в себе экономический эффект, позволяющий сэкономить большое количество средств предприятия, за счет уменьшения времени ремонта [1].

## Abstract

The use of a hydraulic complex for the repair of linear and area objects of the main oil pipeline is a multifunctional plant for cutting any material using a mixture of water and abrasive, exiting under high pressure from a special nozzle. This installation is a cold cutting tool, which allows to reduce the time of MV shutdown during capital and reconstruction works, to ensure safety and quality of works performed. The application of this technology has an economic effect, which allows you to save a large amount of funds of the enterprise, by reducing the repair time [1].

## Ключевые слова

Машинка для резки труб, абразив, давление, магистральный нефтепровод.

## Keywords

Pipe cutting machine, abrasive, pressure, main oil pipeline.

В настоящее время для проведения ремонтных работ на линейных и площадных объектах магистрального нефтепровода используется безогневая механическая резка.

Безогневая резка — это механическая резка трубопрокатной продукции, осуществляемая специальными машинами или приспособлениями с помощью фрез или роликовых резцов, без побочного выделения огня и искр [2].

Гидроабразивная резка - вид обработки материалов резанием, где в качестве режущего инструмента вместо резца используется струя воды или смеси воды и абразивного материала, выпускаемая с высокой скоростью и под высоким давлением. В природе подобный процесс, протекающий естественным образом, называется водной эрозией [3].

Гидроабразивная технология — это холоднорежущая технология, что позволяет использовать ее даже во взрывоопасных средах (неочищенных от нефти и газо-продуктов трубопроводов и емкостей различных форм и объемов) без риска взрыва и воспламенения (рисунок 1).

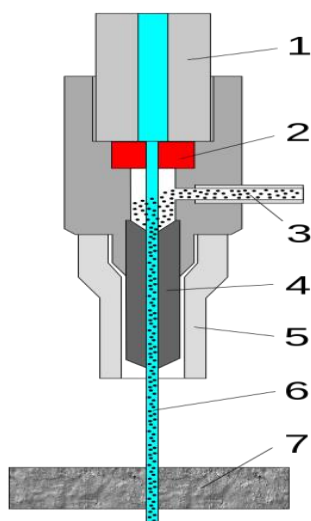


Рисунок 1 – Схема сопла гидроабразивной резки: 1 – подвод воды под высоким давлением; 2 – сопло; 3 – подача абразива; 4 – смеситель; 5 – кожух; 6 – режущая струя; 7 – разрезаемый материал.

К соплу подается готовая водоабразивная смесь 90% воды + 10% абразива. Рабочая смесь из воды и абразива проходит через смесительную трубку диаметром 0,6-1,2 мм, смесь перемешивается только в смесителе, что позволяет избежать присутствия искры при гидроабразивной резке. Под давлением воды, твердые частицы абразива или же кварцевого песка пробивают частицы металла. Был разработан макет гидроабразивного комплекса, специально для предприятия транспортирующих и перерабатывающих нефть/нефтепродукты,



для улучшения качества и скорости выполнения ремонтных работ на линейной части и на площадных объектах (рисунок 2).

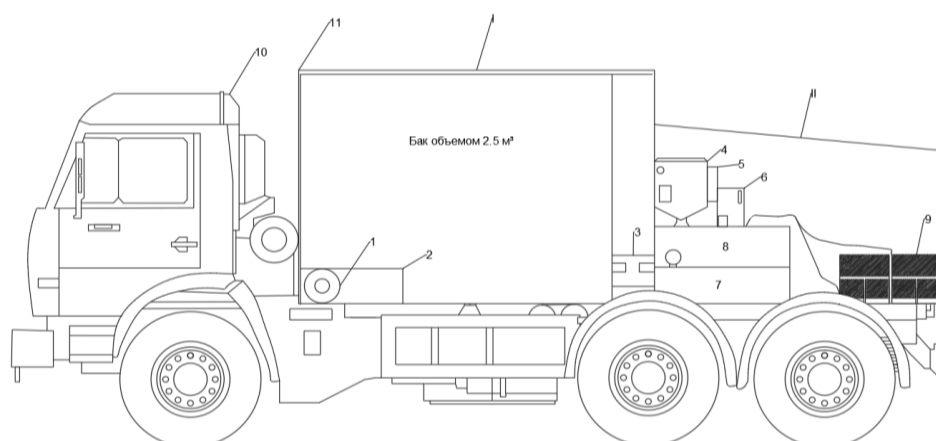


Рисунок 2 – Схема перевозки гидроабразивного комплекса на КамАЗ 3х3.

Комплекс состоит из 2 частей: I – Водяной бак с утепленной обшивкой (для применения в зимнее время); II - Гидроабразивная установка; Составляющие: 1 – Центробежный насос для закачки воды; 2 – Фильтр для очистки от примесей и смягчения воды; 3 – Центробежный насос для подачи воды на компрессор; 4 – Система хранения и передачи бестарного абразивного материала; 5 – Клапан пневматический дистанционного управления; 6 – Система дозирования абразивного материала; 7 – Компрессор для подачи воды под давлением; 8 – Дизельный генератор; 9 – Патрубки для подачи материала в сопло ( вода, абразив); 10 – КамАЗ 3х3; 11 – Утеплитель водяного бака.

Данная установка предназначена для любых видов сталей и материалов, максимальная толщина реза составляет 50 мм стали. Благодаря цепной фиксации установки и ее малым габаритам, ее можно использовать на любых диаметрах трубопровода.

В данной работе рассмотрено применение гидроабразивной резки при проведении ремонтных работ на объектах, транспортирующих и перерабатывающих нефть/нефтепродукты. Предложен вариант замены механической машинки для безогневой резки труб МРТ, используемой для вырезки катушек на линейной части нефтепровода на мобильную гидроабразивную установку [4].

### Список литературы

1. Официальный сайт АО «Транснефть-Север» [ Электронный ресурс] Режим доступа: <https://north.transneft.ru/>.
2. Официальный сайт ООО «BRASS» [Электронный ресурс ],Режим доступа: <https://brass.su/>.
3. Гидроабразивная резка Материал из Википедия [ Электронный ресурс ] Режим доступа: [ru.wikipedia.org](http://ru.wikipedia.org).
4. Машины для безогневой резки «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» «Приволжскнефтепровод» [ Электронный ресурс ] Режим доступа: [http://www.s-ng.ru/pdf/main\\_482.pdf](http://www.s-ng.ru/pdf/main_482.pdf).

### References

1. Official website of JSC Transneft-North [Electronic resource] Access mode: <https://north.transneft.ru/>.
2. Official website of BRASS LLC [Electronic resource] Access mode: <https://brass.su/>.
3. Waterjet cutting Material from Wikipedia [Electronic resource] Access mode: [ru.wikipedia.org](http://ru.wikipedia.org).
4. Machines for flameless cutting "Joint-Stock Company for Oil Transportation "Transneft" "Privolzhsknefteprovod" [Electronic resource] Access mode: [http://www.s-ng.ru/pdf/main\\_482.pdf](http://www.s-ng.ru/pdf/main_482.pdf).

## Утилизация нефтешлама с применением технологии «реагентного капсулирования» (Utilization of oil sludge using the technology of "reagent encapsulation")

*Г.А. Шушанян<sup>1</sup>, В.В. Ермаков<sup>1</sup>, В.Н. Пыстин<sup>1</sup>*

1-СамГТУ, Научно-аналитический центр промышленной экологии  
Научный руководитель: Ермаков Василий Васильевич, к.т.н., доцент  
E-mail: wasiliyermakow@gmail.com

### **Аннотация**

Применение технологии «реагентного капсулирования» для утилизации нефтешламов позволяет получить полезный продукт, пригодный для дальнейшего использования. Основная задача – обосновать преимущество технологии реагентного капсулирования по сравнению с другими аналогами.

### **Abstract**

The use of "reagent encapsulation" technology for the disposal of oil sludge makes it possible to obtain a useful product suitable for further use. The main task is to substantiate the advantage of the reagent encapsulation technology in comparison with other analogues.

### **Ключевые слова**

Нефтешлам, реагентное капсулирование, шламонакопитель, грунт дисперсный модифицированный.

### **Keywords**

Oil sludge, reagent encapsulation, sludge collector, modified dispersed soil.

Технологии утилизации и обезвреживания нефтешламов можно классифицировать на термические, физико-химические, химические и биологические [5,6,7]. Каждый кластер технологий обладает рядом преимуществ и недостатков. Задачей же является подбор такой технологии, которая будет соответствовать трем базисным критериям, а именно: экологичность, экономичность и технологичность.

Ежегодно в России добывается более 500 млн. т. нефти, из которых от 1,5 % млн. т. за год теряется при добыче и транспортировке, приводя к катастрофическим загрязнениям окружающей среды [5]. Исходя из этого, можно сделать вывод о том, что предприятия и по сей день сталкиваются с проблемой образования нефтешламов. Поэтому цель создания альтернативной и эффективной технологии утилизации и обезвреживания данного отхода актуальна до сих пор.

Если анализировать информационно-технические справочники по наилучшим доступным технологиям (ИТС НДТ) [2] и банк данных о технологиях утилизации и обезвреживания отходов различных видов [1], можно заметить тенденцию на термические методы обращения с отходами. Но осуществление данного метода затрудняется тем, что эти аппараты очень материально - и энергозатратны, а также не все установки обладают должной мобильностью, особенно нужный для таких объектов, как шламонакопители на УКПН (рисунок 1). Поэтому было принято решение отказаться от термических методов.

Сравнивая другие методы, по 3 выбранным критериям, наиболее предпочтительным выглядит химический метод, включающий в себя химическое капсулирование углеводородной части отхода гидрофобными реагентами на основе оксида кальция (негашеная известь).

Разработанный способ включает в себя перемешивание нефтесодержащего отхода с обезвреживающей композицией до образования однородного гидрофобного сыпучего мелкодисперсного порошка, при этом до введения обезвреживающей композиции осуществляют подготовку (если содержание нефтепродуктов более 15%) с внесением в нефтесодержащий отход наполнителя - молотого известняка (минеральный порошок) фракцией

не более 0,12 мм в количестве до 0,6 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> перерабатываемого отхода с переводом объемного нефтесодержащего отхода в тонкопленочное состояние, а состав обезвреживающей композиции выбирается из расчета на 1 м<sup>3</sup> отхода: наполнитель - известняк молотый (минеральный порошок) фракция не более 0,12мм – до 0,6 м<sup>3</sup>; наполнитель - песок строительный ГОСТ 8637-2014 – 0,1-0,5 м<sup>3</sup>; вяжущее - известь молотая, доломитовая II сорт (среднегасящаяся) – до 0,08 м<sup>3</sup>; вяжущее - гидравлическая добавка шлакопортландцемент – до 0,04-0,4 м<sup>3</sup>; электролит - раствор серной кислоты 40% - до 0,0008 м<sup>3</sup>, технологическая добавка – гидрофобная кремнийорганическая жидкость (ГКЖ) 136-157М – 0,0004 м<sup>3</sup>; вода техническая ГОСТ 23732-2011 - 0,5 м<sup>3</sup> (рисунок 2).



Рисунок 1 – Шламовый амбар («Вулкан») на территории УКПН-2 (г. Отрадный).



Рисунок 2 – Готовый продукт-грунт дисперсный модифицированный (ГДМ)

Таким образом, в результате проведенных исследований была разработана оптимальная технология, позволяющая утилизировать нефтешламы с получением полезного продукта, пригодного для последующего использования в качестве вторсырья, а также были подобраны оптимальные реагентные сочетания, которые дают возможность замены некоторых дорогостоящих материалов на более дешевые аналоги без снижения эффективности утилизации.

#### **Список литературы**

1. Банк данных о технологиях утилизации и обезвреживания отходов различных видов (актуализация на 17.12.2021).
2. ИТС 9 – 2020. Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами.

3. *Давыдкина О. И.* Технология метода реагентного капсулирования // Вестник магистратуры. 2021. № 5-2 (116).
4. *Ларионов К. С.* и др. Уточнение рецептуры обезвреживания нефтесодержащих отходов методом реагентного капсулирования / К. С. Ларионов, В. В. Меркулов, Е. Г. Холкин // Омский научный вестник № 2 (144) 2015.
5. *Леонтьева С.В.* и др. Анализ современных методов обезвреживания нефтешламов /С.В. Леонтьева, А.Д. Рящина, // Евразийский союз ученых (ЕСУ) #11 (80), 2020 - С. 59-66.
6. *Литвинова Т.А.* Современные способы обезвреживания и утилизации нефтесодержащих отходов для ликвидации загрязнений окружающей среды // Научный журнал КубГАУ. - 2016. - № 123(09).
7. *Пименов А.А.* Управление отходами и остатками предприятий химии и нефтехимии с использованием их ресурсного потенциала: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук Самарский Государственный Технический Университет, Самара, 2017. – С. 12-16.

### References

1. Bank danykh o tekhnologiyakh utilizatsii i obezvrezhivaniya otkhodov razlich-nykh vidov (aktualizatsiya na 17.12.2021).
2. ITS 9 – 2020. Utilizatsiya i obezvrezhivanie otkhodov termicheskimi sposobami.
3. *Davydkina O. I.* Tekhnologiya metoda reagentnogo kapsulirovaniya // Vestnik magistratury. 2021. № 5-2 (116).
4. *Larionov K. S.* i dr. Utochnenie retseptury obezvrezhivaniya neftesoderzhashchikh otkhodov metodom reagentnogo kapsulirovaniya / K. S. Larionov, V. V. Merkulov, E. G. Kholkin // Omskii nauchnyi vestnik № 2 (144) 2015.
5. *Leont'eva S.V.* i dr. Analiz sovremennykh metodov obezvrezhivaniya nefteshlamov /S.V. Leont'eva, A.D. Ryashchina, // Evraziiskii soyuz uchenykh (ESU) #11 (80), 2020 - S. 59-66.
6. *Litvinova T.A.* Sovremennye sposoby obezvrezhivaniya i utilizatsii neftesoderzhashchikh otkhodov dlya likvidatsii zagryaznenii okruzhayushchei sredy // Nauchnyi zhurnal KubGAU. - 2016. - № 123(09).
7. *Pimenov A.A.* Upravlenie otkhodami i ostatkami predpriyatii khimii i neftekhimii s ispol'zovaniem ikh resursnogo potentsiala: dissertatsiya na soiskanie uchenoi stepeni doktora tekhnicheskikh nauk Samarskii Gosudarstvennyi Tekhnicheskii Universitet, Samara, 2017. – S. 12-16.

**Детальное изучение составов равновесных фаз в системе  
вода-изопропанол-диоксид углерода-водород в условиях гидратообразования  
(Detailed study of the compositions of equilibrium phases in the water-isopropanol-  
carbon dioxide-hydrogen system under conditions of hydrate formation)**

**Ярахмедов М.Б.<sup>1</sup>, Семенов А.П.<sup>1</sup>, Манаков А.Ю.<sup>2</sup>, Стопорев А.С.<sup>1,2,3</sup>**

<sup>1</sup> РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва

<sup>2</sup> Институт неорганической химии им. А.В. Николаева СО РАН, Новосибирск

<sup>3</sup> Казанский федеральный университет, Казань

E-mail: murtazali99@bk.ru

### Аннотация

В данной работе проведено подробное изучение равновесных условий образования гидратов в системе вода-изопропанол-диоксид углерода-водород и определены составы равновесных фаз. Выявлено, что изопропанол не участвует в формировании гидрата из смесей CO<sub>2</sub> и водорода, напротив, он выступает в роли термодинамического ингибитора. Определена растворимость водорода в гидрате углекислого газа в диапазоне 269,7–275,7 К и при парциальном давлении H<sub>2</sub> до 4,5 МПа.

## Abstract

In this work, the equilibrium conditions of gas hydrates formation in the water-isopropanol-carbon dioxide-hydrogen system was studied in detail. The compositions of all coexisting phases were determined. It was revealed that isopropanol does not participate in the formation of hydrate from mixtures of CO<sub>2</sub> and hydrogen; on the contrary, it acts as a thermodynamic inhibitor. The solubility of hydrogen in carbon dioxide hydrate was also determined in the range of 269.7–275.7 K at a partial pressure of H<sub>2</sub> up to 4.5 MPa.

## Ключевые слова

Газогидраты, Изопропанол, Водород, Фазовые равновесия, Растворимость, Термодинамический ингибитор гидратообразования

## Keywords

Gas hydrates, Isopropanol, Hydrogen, Phase equilibria, Solubility, Thermodynamic hydrate inhibitor

На сегодняшний день газогидратные технологии всё чаще предлагается использовать в процессах хранения, транспортировки и добычи газа. Дело в том, что такой подход оценивается как экологически чистый и может обеспечить низкие эксплуатационные расходы данных процессов [1].

Газовые гидраты представляют собой твердые кристаллические соединения молекул газа и воды, которые широко распространены в природе [2]. Поскольку соединения данного типа способны концентрировать до 150–170 объемов газа на объем гидрата при относительно низком давлении, их предлагается использовать для реализации процессов разделения газовых компонентов и их хранения.

Особое внимание при изучении процесса газогидратного разделения уделяется выделению CO<sub>2</sub> из различных газовых смесей, включая природный газ, биогаз, дымовые газы угольных электростанций и т.д. [1]. Однако стоит отметить, что наличие смеси газогидратообразователей неизбежно приводит к формированию смешанных гидратов сложного состава, вопрос определения которого остается открытым. И без того нетривиальная задача осложняется растворением небольших молекул, таких как водород, в гидратной фазе, что, в свою очередь, затрудняет анализ процесса разделения [1].

На основании литературного обзора можно сделать вывод, что при разделении газовых смесей за счет формирования гидратов значительное внимание уделяется выбору вспомогательных компонентов (промоторов гидратообразования различного типа). В качестве одного из перспективных термодинамических промоторов рассматривается изопропанол, двойной гидрат которого с метаном существует при более низких давлениях (при температурах ниже 273,2 К), чем чистый гидрат метана [3,4]. В данной работе были изучены фазовые равновесия в системе вода–CO<sub>2</sub>–H<sub>2</sub>–изопропанол с целью определения того, является ли изопропанол эффективным термодинамическим гидратным промотором при разделении газовых смесей. Полученные данные будут полезны при анализе процесса разделения газовых смесей CO<sub>2</sub> + H<sub>2</sub> гидратным методом[5].

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-79-00178)

## Список литературы

1. Манаков А.Ю., Стопорев А.С. Актуальные аспекты физической химии газовых гидратов и их технологического применения // *Успехи химии*. – 2021. – Т. 90. – № 5. – С. 566-600.
2. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промышленной обработки газа и нефти. М.: ВНИИЭгазпром, 1990. - 214 с.
3. Сизиков А. А., Манаков А. Ю. Двойной газогидрат изопропанола и метана // *Флюидофазовые равновесия*. – 2014. – С. 371. – С. 75-81.

4. Сизиков А. А., Манаков А. Ю., Алядько Е. Ю. Зависимость газогидратообразования от давления в тройных системах вода–2-пропанол–метан и вода–2-пропанол–водород //Флюидофазовые равновесия. – 2016. – С. 425. – С. 351-357..

5. Скиба С. и др. Гидратное разделение смесей CO<sub>2</sub>+ H<sub>2</sub>. Фазовые равновесия с водными растворами изопропанола и растворимость водорода в гидрате CO<sub>2</sub> //Международный журнал водородной энергетики. – 2021. – Т. 46. – №. 65. – С. 32904-32913.

### References

1. Manakov, A.Y. and Stoporev, A.S., 2021. Physical chemistry and technological applications of gas hydrates: topical aspects. *Russian Chemical Reviews*, 90(5), p.566.

2. Istomin V.A. Prevention and elimination of gas hydrates in gas and oil collection and field treatment systems. Moscow: VNIIEgazprom, 1990. - 214 p.

3. A.A. Sizikov, A.Y. Manakov , Double gas hydrate of isopropanol and methane, *Fluid Phase Equil*, 371 (2014), pp. 75-81

4. Sizikov A. A., Manakov A. Y., Aladko E. Y. Pressure dependence of gas hydrate formation in triple systems water–2-propanol–methane and water–2-propanol–hydrogen //Fluid Phase Equilibria. – 2016. – Т. 425. – С. 351-357.

5. Skiba S. et al. Hydrate-based separation of the CO<sub>2</sub>+ H<sub>2</sub> mixtures. Phase equilibria with isopropanol aqueous solutions and hydrogen solubility in CO<sub>2</sub> hydrate //International Journal of Hydrogen Energy. – 2021. – Т. 46. – №. 65. – С. 32904-32913.

**Секция 5. Научные работы аспирантов и  
молодых специалистов**

**Устранение дефектов сплошности конструкций трубопроводного транспорта  
магнитно-импульсным воздействием  
(Magnetic pulse action to eliminate continuity defects in oil and gas pipelines)**

**М.Алжадли<sup>1</sup>**

1- Санкт-Петербургский Горный Университет  
Научный руководитель: Щипачев Андрей Михайлович, к.т.н.  
E-mail: schipachev\_am@pers.spmi.ru

**Аннотация**

Рассматривается актуальный вопрос устранения дефектов сплошности конструкций трубопроводного транспорта, повышения их прочностных свойств, надежности и срока службы с помощью магнитно-импульсной обработки. Проведен теоретический анализ механизма воздействия магнитно-импульсной обработки на дефекты сплошности металла. Представлен состав магнитно-импульсной установки и принцип её работы. Проводились экспериментальные исследования влияния импульсного воздействия на прочностные свойства участков нефте-и газопроводов, содержащих дефекты структуры.

**Abstract**

This research paper tackles the processes and issues of repairing continuity defects in pipelines and improving the strength properties, reliability and lifespan of pipelines using magnetic-pulse treatment of metals. A theoretical analysis of the magnetic-pulse treatment mechanisms on continuity defects was carried out. The compositional description of the magnetic-pulse unit and the principle of its operation are presented. Experimental studies on the influence of impulse action on the strength properties of defective sections of gas and oil pipelines were also carried out.

**Ключевые слова**

Вихревые токи, сжимающие напряжения, трещины, индуктор, ударная вязкость.

**Keywords**

Eddy currents, compressive stresses, cracks, inductor, impact strength.

Зарождение, накопление и распространение в металле трубопроводов дефектов структуры, в частности микротрещин различной природы, приводят к снижению эксплуатационных свойств, надежности и срока службы трубопроводов, поскольку данные дефекты вызывают концентрацию напряжений в их окрестностях и могут под нагрузкой, быстро расти и переходить в критическую стадию сразу же после образования, что, в конечном итоге, закончится разрушением металла трубы [1-2].

Таким образом, ранее выявление микродефектов и их устранение на ранней стадии их роста является актуальной задачей, решение которой способствует восстановлению работоспособности трубопроводов и продлению их остаточного ресурса.

В настоящей работе рассматривается вопрос о влиянии высоко-энергетического электромагнитного воздействия на прочностные и эксплуатационные свойства участков нефте-и газопроводов, содержащих поверхностные микротрещины.

Магнитно-импульсная установка (МИУ) состоит из накопителя энергии (далее – НЭ), включающего в себя высоковольтные импульсные конденсаторы и вакуумные или газовые разрядники, зарядного устройства, и кондуктора из материала, обладающего высокой электропроводностью и высокой механической прочностью [3].

Функциональная схема МИУ представлена на рисунке 1.



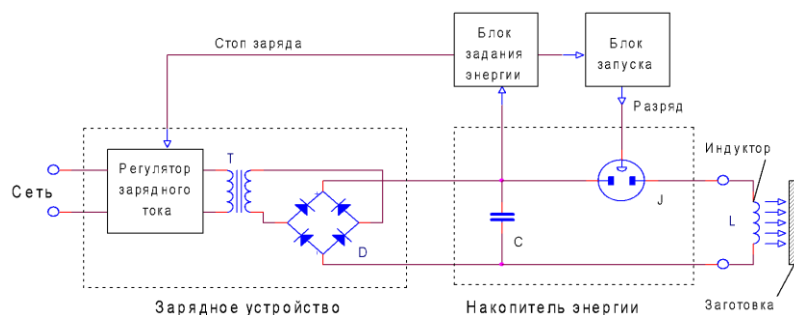


Рисунок 1 – Принципиальная схема магнитно-импульсной установки [3].

В основе принципа работы магнитно-импульсной установки использован метод прямого преобразования электрической энергии, протекающей в контуре индуктора в электромагнитное поле, возникающее в рабочей зоне индуктора. Электромагнитное поле индуктора наводит в обрабатываемой заготовке вихревые токи (токи Фуко).

Было установлено, что индукционные токи концентрируются вблизи вершин трещин, что приводит к локальному увеличению напряженности магнитного поля ( $H$ ) и плотности токов ( $j$ ) и как следствие к нагреву этих зон.

Большие градиенты электромагнитного поля и температуры вблизи дефектов вызывают электромагнитные, тепловые и динамические процессы, приводящие к изменению физико-механических свойств и структуры материала [4].

Нагрев в окрестности трещин сопровождается тепловым расширением и, следовательно, в контуре дефекта возникают термические сжимающие напряжения, приводящие к закрытию трещин.

При высоких параметрах обработки (энергия и длительность разрядного тока), температура у вершин дефектов значительно повышается и может достигать значения расплавления металла. Под действием сжимающих напряжений, расплавленный материал выбрасывается из вершины внутрь трещин. В результате трещины завариваются расплавленным материалом и предотвращается их дальнейшее распространение [5].

В качестве объектов для проведения исследования на распространение усталостных трещин были изготовлены два образца из стали 17Г1С. Образцы представляют собой образцы с надрезом и специально выращенной трещиной радиусом 0,1 мм, глубиной 1,5 мм (рисунок 2).

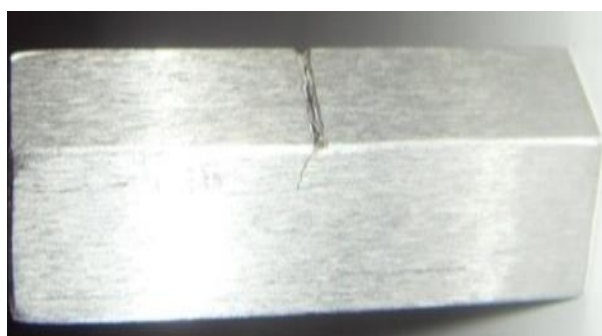


Рисунок 2 – Образец для испытания.

Для испытания образцов был выбран метод испытания на ударную вязкость, так как этот метод является наиболее чувствительным методом к склонности материала к разрушению.

Один из образцов был обработан импульсным воздействием с параметрами обработки (энергия 2 кДж и ток 62,9 КА) затем был испытан на ударную вязкость, а второй образец был сразу испытан на ударную вязкость без проведения магнитно-импульсной обработки.

Результаты расчета ударной вязкости для образцов составили 38 Дж/см<sup>2</sup> для не обработанного магнитно-импульсным воздействием, образца; 51 Дж/см<sup>2</sup> для обработанного образца.

#### Выводы:

1. Экспериментально было установлено, что ударная вязкость обработанного образца увеличивалась на 20% по сравнению с необработанным образцом.
2. Следует отметить, что при магнитно-импульсной обработке металла необходимо выбрать правильный режим работы магнитно-импульсной установки. Так как значения давления и температуры в окрестности трещин могут превышать критерии разрушения металла.
3. Обработка металлов магнитно-импульсным действием является перспективной для повышения надежности, эксплуатационных свойств и срока службы деталей. Однако определение оптимальных режимов магнитно-импульсной обработки и границ их применения является актуальной задачей, которая нуждается в дальнейшем исследовании.

#### Список литературы

1. Influence of the microstructure on the damping properties of stress-strain tool systems in the processing of welded structures from dissimilar steels / V.V. Maksarov, A.E. Efimov, A.I. Keksin // *Materials Science Forum*. – 2021. – 1022 MSF. – p. 7-16
2. Методика оценки степени опасности трещиноподобных дефектов в металлических конструкциях / Г.Х. Самигуллин, А.А. Лягова // *Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал)*. – 2016. – № 2. – С. 99 - 106.
3. Справочник по магнитно-импульсной обработке металлов / И.В. Белый, С.М. Фертик, Л.Т. Хименко // Харьков: Вища школа, 1977. – 168 с.
4. Effect of pulsed electromagnetic field on the characteristics of structural strength of metallic materials / N.N. Beklemishev, A.N. Vasyutin, Y.A. Doronin // *journal of Machinery Manufacture and Reliability*. – 1999. – №2. – p. 73-77.
5. Recent scientific research on electrothermal metallurgical processes / E. Baake, V.A. Shpenst // *Journal of Mining Institute*. – 2019. – № 240. – p. 660 - 668. DOI:10.31897/PMI.2019.6.660

#### References

1. Influence of the microstructure on the damping properties of stress-strain tool systems in the processing of welded structures from dissimilar steels / V.V. Maksarov, A.E. Efimov, A.I. Keksin // *Materials Science Forum*. – 2021. – 1022 MSF. – p. 7-16
2. Methods risk assessment crack-like defects in the metal structures. G. Kh. Samigullin, A.A. Lyagova. *National Mineral Resource University «University of Mines»*. – 2016. – № 2. – С. 99 - 106.
3. Handbook on Magnetic Pulse Processing of metal. I.V. Belyi, S.M. Fertik, L.T. Khimenko. *vishcha shkola Publishing House: Khar'kov, Russia, 1977, 168 p.*
4. Effect of pulsed electromagnetic field on the characteristics of structural strength of metallic materials / N.N. Beklemishev, A.N. Vasyutin, Y.A. Doronin // *journal of Machinery Manufacture and Reliability*. – 1999. – №2. – p. 73-77.
5. Recent scientific research on electrothermal metallurgical processes / E. Baake, V.A. Shpenst // *Journal of Mining Institute*. – 2019. – № 240. – p. 660 - 668. DOI:10.31897/PMI.2019.6.660

**Оценка эффективности применения газотурбинной установки простого цикла  
в системе энергоснабжения  
(Evaluation of the Efficiency of Using a Gas Turbine Plant of a Simple Cycle  
in the Power Supply System)**

***А.Г.Х. Алфаяд<sup>1</sup>, Р.А. Кемалов<sup>1</sup>, Д.З. Валиев<sup>1</sup>***

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Кемалов Р.А., к.т.н.

E-mail: assemalfayad@gmail.com

**Аннотация**

В проекте рассмотрены актуальные на сегодняшний день методы выработки электричества применения природного газа. Рассмотрен обзор фактических и математических работ, которые послужили в качестве справочного материала исследования по установке в производстве электрической энергии по месту производственных нефтегазовых мероприятий. Была создана и проанализирована новая модель простого цикла газотурбинных электростанций с помощью компьютерной программы, работающая на природном газе с высоким содержанием метана. Эта модель была реализована с помощью программы Aspen HYSYS, широко используемого инструмента моделирования процессов для концептуального проектирования, оптимизация, бизнес-планирования, управления активами и мониторинга производительности в нефтегазодобывающей, газоперерабатывающей, нефтеперерабатывающей и воздухоразделительной отраслей.

**Abstract**

The project considers current methods of generating electricity using natural gas. A review of factual and mathematical works is considered, which served as reference material for a study on the installation in the production of electrical energy at the site of industrial oil and gas activities. A new model of a simple cycle of gas turbine power plants was created and analyzed using the Aspen HYSYS program, operating on natural gas with a high content of methane. This model was implemented using Aspen HYSYS, a widely used process modeling tool for conceptual design, optimization, business planning, asset management, and performance monitoring in the oil and gas, gas processing, refinery, and air separation industries.

**Ключевые слова**

Природный газ, топливо, проектирование, моделирование, газотурбинная установка.

**Keywords**

Natural gas, fuel, design, modeling, gas turbine plant.

Природный газ (ПГ) из-за его экологически чистого горения стал очень популярным топливом для производства электроэнергии. В 1970-х и 80-х годах в качестве топлива для большинства коммунальных электростанций использовались угольные или атомные электростанции, но из-за экономических, экологических и технологических изменений природный газ стал предпочтительным топливом для новых электростанций. Есть много причин для такой растущей зависимости: хотя уголь является самым дешевым ископаемым топливом для производства электроэнергии, он также является самым грязным, выделяя в воздух самые высокие уровни загрязняющих веществ. Правила, касающиеся выбросов электростанций, вынудили эти электрические генераторы придумать новые методы производства электроэнергии, уменьшая при этом ущерб окружающей среде. Новые технологии позволили природному газу играть все более важную роль в экологически чистом производстве электроэнергии. Природный газ используется для питания газотурбинных электростанций, где сжигается с воздухом при средневысоком давлении (15 – 20 бар), а

образующиеся газы расширяются в турбине, вырабатывая электроэнергию. Выхлоп горячих газов от газовой турбины обычно используется для нагрева потока воды под давлением (50–100 бар) и производства пара высокого давления, который приводит в действие паровую турбину, вырабатывая таким образом дополнительную энергию [1-10]. Рост газовой турбины в последние годы может быть в значительной степени связан с тремя факторами:

- металлургические достижения, которые сделали возможным использование высоких температур в компонентах камеры сгорания и турбины;
- совокупный фон аэродинамических и термодинамических знаний;
- использование компьютерных технологий при проектировании и моделировании аэродинамических поверхностей турбин, конфигураций охлаждения камеры сгорания и лопаток турбины.

Сочетание вышеперечисленного привело непосредственно к усовершенствованию конструкции компрессора (увеличение степени сжатия), конструкции камеры сгорания (регенераторы, низкий уровень выбросов NOx), конструкции турбины (лопасти из монокристалла, охлаждение) и общей производительности агрегата. Еще одним фактором успеха газовой турбины является возможность упростить управление этой быстродействующей машиной за счет использования технологии компьютерного управления. Компьютеры не только запускают, останавливают и управляют поминутной работой газовой турбины (и ее приводного оборудования), но также могут сообщать о состоянии агрегата (диагностика) и прогнозировать будущие отказы (прогностика).

Простой цикл газовой турбины был смоделирован с использованием Aspen HYSYS, как показано на рисунке 1. Воздух при атмосферном условиях, поступает на установку и попадает в компрессор, в котором давление увеличивается от атмосферного до 20 бар. Сжатый воздух смешивается с потоком природного газа, установленным на такое же давление, и атмосферная температура. Полученный поток поступает в камеру сгорания, смоделированную как реактор Гиббса, где происходят определенные ранее реакции. Этот тип реактора рассчитывает существующие составы, так что фаза и достигается химическое равновесие выходных потоков. Условие, что свободная энергия Гиббса реагирующей системы равна минимум при равновесии используется для расчета состава смеси продуктов. После сгорания газы отправляются в газовую турбину и расширяются до атмосферного давления.

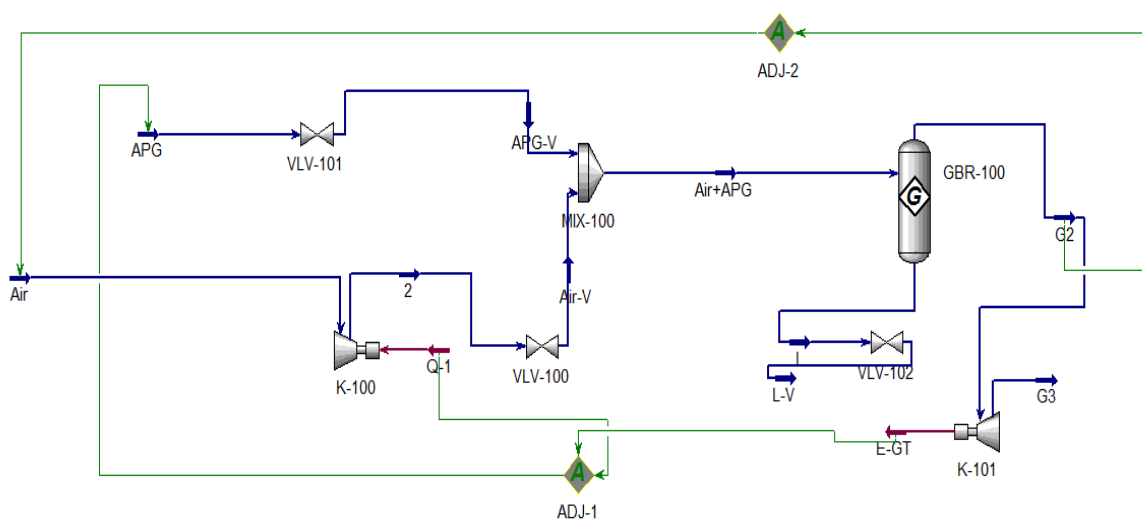


Рисунок 1 – Модель газовой турбины в Aspen HYSYS.

Результаты показаны для полезной выработки электроэнергии 30 МВт. на рисунке 2. Эффективность увеличивается с увеличением давления с логарифмического тренда, расход ПГ уменьшается с давлением и массовый расход воздуха имеют минимум 1570 кПа.

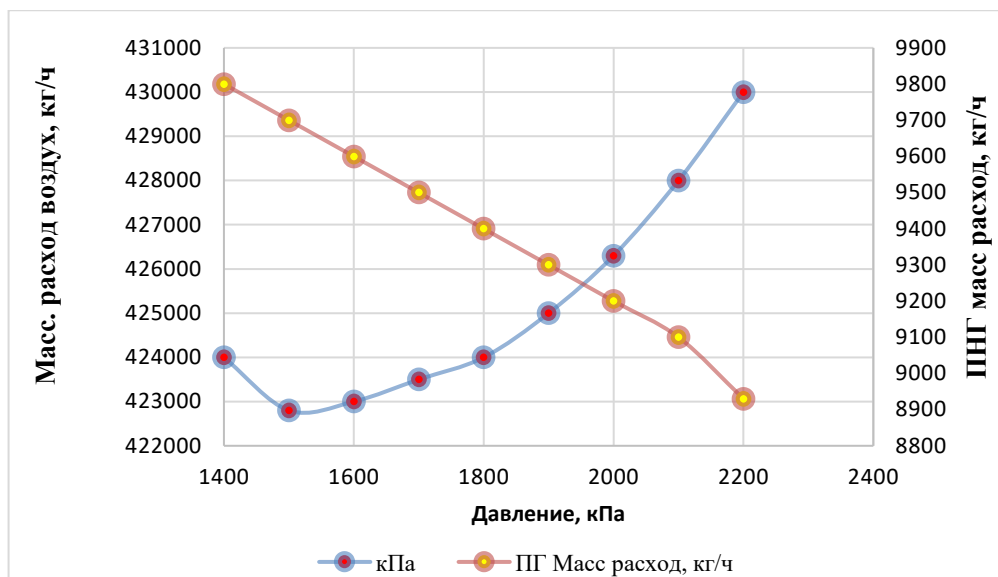


Рисунок 2 – Изменение массового расхода в зависимости от давления.

Модель была разработана на основе построения модели на основе литературы. Газовый цикл был смоделирован с использованием компрессора, реактора Гиббса, в котором происходят реакции, и газовой турбины (детандера), в которой вырабатывается энергия.

Исходя из проведенного анализа, выявлено, что применение ПГ в качестве топлива для ГТУ наиболее рентабельно и экологично. Полученный результат моделирования после созданной новой модели ГТУ позволил выработать энергическую мощность 30 МВт, и после был представлен расчет экономической части проекта, срок окупаемости которой составил 1 год.

### Список литературы

1. Цанев С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций: Учебное пособие для вузов / Под ред. С.В. Цанева, В.Д. Бузов, А.Н Ремезов. - М.: Издательство МЭИ, 2002.- 584 с.
2. George M.D. Gas Turbine Power / M.D. George, C. L. Jone. International Textbook Company, Scranton, Pennsylvania, 1958. - 334 p.

### References

1. Tsanev S.V. Gas Turbine and Steam-Gas Plants of Thermal Power Plants: Textbook for Universities / Ed. S.V. Tsaneva, V.D. Burov, A.N. Remezov. - M.: MPEI Publishing House, 2002.- 584 p.
2. George M.D. Gas Turbine Power / M.D. George, C. L. Jone. International Textbook Company, Scranton, Pennsylvania, 1958. - 334 p.

**Оптимизированный компенсационный блок для строительства линейно-протяжённых надземных трубопроводов в условиях многолетней мерзлоты  
(Optimized compensation section for the construction of linearly extended above-ground pipelines on the permafrost soils)**

**З.А. Бешерян**

УГНТУ, Факультет трубопроводного транспорта  
Научный руководитель: Кантемиров Игорь Финсурович, д.т.н.  
E-mail: zbesheryan@yandex.ru

**Аннотация**

С целью оптимизации конструктивных решений для строительства линейно-протяжённых надземных трубопроводов в условиях многолетнемерзлых грунтов, в рамках данной работы исследованы существующие схемы компенсаторов и определены их оптимальные конструктивные параметры с учетом действительных условий эксплуатации трубопроводов на арктических и приарктических широтах. На основе математического моделирования разработана усовершенствованная схема компенсационного блока надземного трубопровода, которая является более оптимальной как с практической, так и с экономической точки зрения.

**Abstract**

In order to optimize design solutions for construction of linearly extended above-ground pipelines in conditions of permafrost soils, within the framework of this work, the existing compensator schemes were studied and their optimal design parameters were determined, taking into account real working conditions of pipelines in the Arctic and subarctic latitudes. On the basis of mathematical modeling, an improved scheme of the compensation section of the above-ground pipeline has been developed. This scheme is optimal design solution both from the practical and economic point of view.

**Ключевые слова**

Надземный трубопровод, компенсатор, математическое моделирование, напряженно-деформированное состояние, многолетнемерзлые грунты.

**Keywords**

Above-ground pipeline, compensator, mathematical simulation; stress-strain state; permafrost soils.

Опыт проектирования и эксплуатации линейно-протяжённых магистральных трубопроводов показывает, что в условиях многолетней мерзлоты самым оптимальным является надземная прокладка на свайных опорах. Для компенсации продольных деформаций надземного трубопровода применяют специальные компенсационные блоки (компенсаторы) различной формы: треугольной, трапецевидной и П-образной. [1, 2].

Каждый вид компенсаторов имеет свои достоинства и недостатки. В ходе исследования было установлено, что для магистрального транспорта углеводородов наиболее оптимальным из них является трапецевидный компенсатор, для которого ранее в ходе математического моделирования были определены оптимальные конструктивные параметры с учетом действительных условий эксплуатации трубопровода на арктических и приарктических широтах. В числе основных недостатков конструктивных решений для надземной прокладки можно выделить значительную металлоемкость, что существенно сказывается на стоимости строительства в целом [3, 4].

В рамках решения оптимизационной задачи, направленной на сохранение всех достоинств трапецевидной формы компенсационного участка, но при этом повышение

экономичности конструкции без увеличения (или сохранения) максимальных значений напряжений в опасных сечениях, были выполнены многочисленные расчеты посредством математического моделирования в ANSYS. В результате оценки напряженно-деформированного состояния при различных вариациях геометрических параметров компенсационного блока, было предложено конструктивное решение прямолинейной прокладки с компенсационными участками симметричной формы, которые представляют собой два смежных трапециевидных компенсатора с симметрично расположенными вершинами относительно оси трубопровода (рисунок 1).

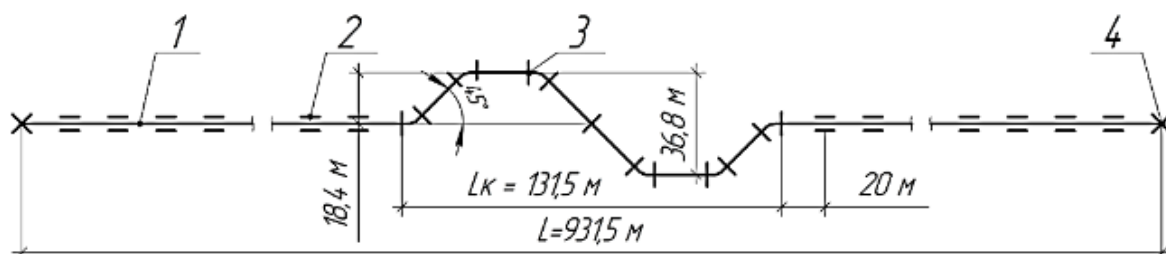


Рисунок 1 – Схема усовершенствованного компенсационного блока:  
 1 – трубопровод; 2 – промежуточная продольно-подвижная опора;  
 3 – промежуточная свободно-подвижная опора; 4 – неподвижная опора.

Значительным преимуществом данной схемы, относительно существующих, является снижение металлоемкости (за счет уменьшения числа неподвижных опор и отводов горячего гнущего), уменьшение объема сварочно-монтажных работ и времени строительства в суровых условиях, что в совокупности заметно снижает сметную стоимость строительства линейно-протяженных надземных трубопроводов в условиях многолетней мерзлоты.

Для подтверждения полученных результатов на математической модели и научного обоснования предложенных решений, на данном этапе ведется работа по созданию экспериментальной установки (заявка по данной теме рекомендована к финансированию в финале конкурса УМНИК в Республике Башкортостан 2021).

### Список литературы

1. Дерцакян А.К., Васильев Н.П. Строительство трубопроводов на болотах и многолетнемерзлых грунтах. М.: Недра, 1978. 167 с.
2. Харионовский В.В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях. Л.: Недра, 1990. 179 с.
3. Быков Л.И., Кантемиров И.Ф., Бешерян З.А. Исследование напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. Вып. 6 (122). С. 115-125. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-115-125.
4. Бешерян З.А., Кантемиров И.Ф. Моделирование работы и оценка напряженно-деформированного состояния надземных трубопроводов при различной форме компенсационных участков (на английском языке) // E3S Web of Conferences: topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, Saint Petersburg, Russia, May 31-June 6, 2021. - 2021. - Vol. 266. - Ст. 01022.

### References

1. Dertsakyan A.K., Vasilev N.P. Stroitel'stvo truboprovodov na bolotakh i mnogoletnemerzlykh gruntakh [Pipeline Construction in Swamps and Permafrost]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 167 p. [in Russian].
2. Kharionovskii V.V. Povyshenie prochnosti gazoprovodov v slozhnykh usloviyakh [Strengthening Gas Pipelines in Difficult Conditions]. Leningrad, Nedra Publ., 1990. 179 p. [in Russian].

3. *Bykov L.I., Kantemirov I.F., Besheryan Z.A.* Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya nadzemnykh truboprovodov pri razlichnoi forme kompensatsionnykh uchastkov [Study of Stress Strain State of Overhead Pipelines with Compensative Sections of Various Forms]. Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov – Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2019, Issue 6 (122), pp. 115-125. DOI: 10.17122/ntj-oil-2019-6-115-125. [in Russian].

4. *Besheryan Z.A., Kantemirov I.F.* Modeling and assessment of the stress-strain state of above-ground pipelines at different types of compensation sections // E3S Web of Conferences: topical Issues of Rational Use of Natural Resources 2021, Saint Petersburg, Russia, May 31-June 6, 2021. - 2021. - Vol. 266. - 01022. DOI: 10.1051/e3sconf/202126601022

**Экспериментальное исследование процесса утилизации углекислого газа при взаимодействии карбонизированной воды с активными наполнителями  
(Experimental study of carbon dioxide utilization during carbonated water interaction with active materials)**

**Ч.А. Гарифуллина**

ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт»

Научный руководитель: Индрупский Илья Михайлович, д.т.н.

E-mail: i-ind@ipng.ru

**Аннотация**

Целью работы является исследование возможности генерации углеводородов и водорода при взаимодействии карбонизированной воды и активного наполнителя. Описанный в работе метод заключается во взаимодействии металлических наполнителей с водой, насыщенной углекислым газом, в реакторе при низкой (комнатной) температуре и дальнейшем анализе полученной газовой смеси с помощью хроматографа. В работе доказана возможность получения как водорода, так и углеводородов при использовании данного метода. Оценен баланс и предложены реакции, описывающие получение продуктов при условиях проведенных экспериментов.

**Abstract**

The aim of the work is to study the possibility of hydrocarbons and hydrogen generation by interaction of carbonated water and active material. The method described in the study consists in the interaction of metal material with water saturated with carbon dioxide in a reactor at low (room) temperatures, and further analysis of the resulting gas mixture using a chromatograph. The study proved the possibility of generating both hydrogen and hydrocarbons using this method. Process balance is assessed and reactions describing the production of products under the conditions of the experiments are proposed.

**Ключевые слова**

Углекислый газ, карбонизированная вода, водород, углеводороды, эксперимент, анализ.

**Keywords**

Carbon dioxide, carbonated water, hydrogen, hydrocarbons, experiment, analysis.

Основная часть выбросов диоксида углерода в нашей стране приходится на энергетический и промышленный секторы. Большое количество выбросов в топливно-энергетическом секторе Республики Татарстан обусловлено добычей, переработкой, транспортировкой и дальнейшим использованием нефти, попутного газа. Основными источниками выбросов CO<sub>2</sub> в нефтегазовой отрасли является бурение, опробование и



обслуживание действующих нефтяных скважин. Значительная доля выбросов  $\text{CO}_2$  связана с деятельностью химических и нефтехимических предприятий, а также теплоэлектростанций (ТЭЦ).

Среди известных путей утилизации  $\text{CO}_2$  наиболее перспективное и рациональное решение – рассматривать углекислый газ как источник углерода для производства углеродсодержащих продуктов, что позволит избежать проблему утечек при подземном хранении  $\text{CO}_2$  и более эффективно его использовать.

Предлагаемый проект направлен на решение сразу двух проблем: сокращение выбросов парниковых газов путем химического превращения углекислого газа и получение безуглеродного источника энергии – водорода.

В качестве результата данной работы предполагается получение метода утилизации углекислого газа с одновременным получением безуглеродного источника энергии – водорода, и ценных химических соединений – различных углеводородов от метана и выше, что делает тему исследования актуальной.

Эксперименты, развивающие результаты работы [1], выполнялись на каталитической установке «САТАСОН НР 000178», схема которого приведена на рисунке 1, и хроматографическом комплексе «Хроматэк-Кристалл 5000». Установка включает сатураторы, три реактора различного размера с возможностью нагрева и контроля давления, а также сепаратор, выход которого подключен к хроматографу. Эксперименты заключались в насыщении воды углекислым газом в сатураторах, дальнейшем переводе полученной карбонизированной воды в реактор, который предварительно заполнен металлическим наполнителем. В одном из экспериментов в реактор каталитической установки загрузили 2 кг стальной дробы и 532 мл карбонизированной воды с давлением насыщения около 11 атм. Количество  $\text{CO}_2$ , попавшего в реактор вместе с насыщенной водой составило 4,74 л. Качественный и количественный состав полученной газовой смеси для данного эксперимента приведен в таблице 1.

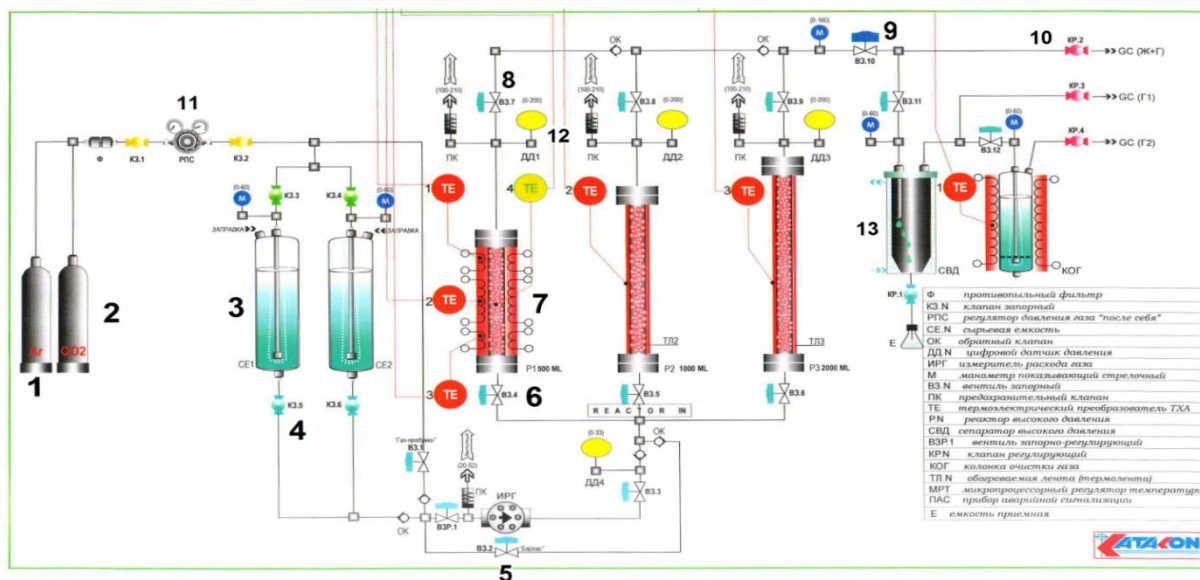


Рисунок 1 – Схема лабораторной установки «САТАСОН НР 000178».

1 – баллон с аргонem, 2 – баллон с  $\text{CO}_2$ , 3 – сатуратор, 4-6 – запорные краны, 7 – реакторы, 8 – верхний запорный кран реактора, 9 – выпускной запорный вентиль, 10 – выпускной запорный клапан, 11 – регулятор давления, 12 – цифровой датчик давления, 13 – сепаратор

Степень утилизации  $\text{CO}_2$  для данного эксперимента составила около 83%, при этом получены углеводороды от метана до гептана в газовой фазе и значительное количество водорода.

Таблица 1 – Состав газовой смеси

Комп.	H <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	C <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	Σ*
л	4,36	0,78	0,05	0,02	0,01	0,004	0,0003	0,0003	0,0001	5,27
% об.	82,70	14,83	1,02	0,33	0,16	0,06	<0,01	0,01	<0,01	100

\* - указан суммарный объем с учетом кислорода, азота и воды в составе смеси (значения в таблице не приведены)

В ходе работы было установлено, что получение водорода общеизвестными реакциями с участием железа и воды объяснить невозможно. В работе предложена реакция (1), протекание которой в описанных экспериментах теоретически возможно, что подтверждено расчетами:



Получение углеводородов из CO<sub>2</sub> можно объяснить протеканием низкотемпературных реакций поликонденсации, аналогичных реакциям синтеза Фишера-Тропша и Кельбеля-Энгельгардта при условии, что в проведенных экспериментах в качестве промежуточного соединения образуется монооксид углерода CO.

Таким образом, доказана возможность получения водорода и углеводородов от метана до гептана в газовой фазе при комнатной температуре при взаимодействии металлического наполнителя и карбонизированной воды. В отличие от известных методов химической утилизации CO<sub>2</sub> предложенный метод позволяет обходиться без внешнего источника водорода для получения углеводородов, а также параллельно получать безуглеродный источник энергии. Кроме того, подобные реакции, описанные в литературных источниках, проводятся при высоких температурах, а в данной работе эксперименты реализованы при комнатной температуре.

Предполагается, что представленный в работе лабораторный метод утилизации CO<sub>2</sub> позволит разработать промышленные технологии по утилизации диоксида углерода, которые не только могут помочь сократить выбросы парниковых газов, но и получать альтернативный источник энергии – водород.

### Список литературы

1. Закиров Э. С., Климов Д. С., Лысенко А. Д. Некоторые особенности фильтрации карбонизированной воды на основе лабораторных экспериментов // Нефтепромысловое дело. — 2015. — № 1. — С. 30–35.

### References

1. Zakirov E. S., Klimov D. S., Lysenko A. D. Revealed peculiarities of carbonated water filtration on the basis of laboratory experiments / Nekotorye osobennosti filtracii karbonizirovannoy vody na osnove laboratornykh eksperimentov // Neftepromyslovoe delo. – 2015. – №1. – P.30-35.

## Рациональная закачка водогазовой смеси и устройство для её осуществления (Rational injection of a water-gas mixture and a device for its implementation)

**Е.И. Горелкина**

Российский университет дружбы народов

Научный руководитель: Дроздов Александр Николаевич, д.т.н.

E-mail: gorelckina.evgenia@yandex.ru

### Аннотация

Предложен способ закачки водогазовой смеси, который учитывает распределение запасов в анизотропном по проницаемости пласте. Приведена принципиальная схема устройства для закачки смеси в пласт. В системе водогазовая смесь с низким газосодержанием разделяется на фазы, далее часть воды идёт на поддержание пластового давления заводнением,

а часть смешивается с газом (тем самым создаётся смесь с повышенным газосодержанием), далее смесь направляется в скважины, которые подходят для закачки смеси по своим геолого-промысловым характеристикам. Данное решение позволит увеличить нефтеотдачу, наиболее рационально реализуя закачку смеси и сократить ущерб от сжигания попутного газа.

### **Abstract**

A method for pumping a water-gas mixture is proposed, which takes into account the distribution of reserves in an anisotropic permeability reservoir. A schematic diagram of a device for pumping a mixture into a reservoir is given. In the system, a water-gas mixture with a low gas content is divided into phases, then part of the water is used to maintain reservoir pressure by flooding, and part is mixed with gas (thus creating a mixture with an increased gas content), then the mixture is sent to wells that are suitable for injection mixtures according to their geological and commercial characteristics. This solution will increase oil recovery, most rationally implementing the injection of the mixture and reduce the damage from associated gas flaring.

### **Ключевые слова**

Водогазовое воздействие, закачка водогазовой смеси, насосно-эжекторные системы, «умная» закачка, попутный нефтяной газ, увеличение нефтеотдачи.

### **Keywords**

Simultaneous water and gas injection on the reservoir, injection of water-gas mixture, pump-ejector systems, «smart» injection, associated petroleum gas, enhanced oil recovery.

Водогазовый метод воздействия на пласт является перспективным методом увеличения нефтеотдачи. Накопленный опыт реализации технологии на отечественных и зарубежных месторождениях явно это доказывает [1, 2]. Тем не менее, активному внедрению на промыслах данной технологии препятствует ряд нерешённых проблем, таких как:

- несовершенство используемой на практике техники;
- недостаточно полное использование промысловых данных о геологическом строении разрабатываемой залежи при реализации технологии;
- невозможность создания стабильной водогазовой смеси ввиду неправильно рассчитанного газосодержания смеси, нерационального состава жидкой фазы или неправильно подобранных составляющих элементов выбранной техники;
- и др.

Другой не менее актуальной проблемой является сжигание попутного нефтяного газа в факелах месторождений. Использование ПНГ в качестве газовой компоненты смеси позволит быстро и эффективно использовать газ, тем самым сократив экологический ущерб, а также затраты на оплату штрафов за сжигание газа.

Данное исследование посвящено разработке способа закачки водогазовой смеси (с целью максимально рациональной закачки) и устройства для его осуществления.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема.

Схема содержит насосно-эжекторную систему 1, из которой по линии подачи поступает водогазовая смесь с низким газосодержанием в сепаратор 7. Далее полученные фазы направляются к распределительным пунктам 5 и 6. Для создания водогазовой смеси с повышенным газосодержанием используются дожимные насосно-эжекторные системы (при этом система учитывает широкий диапазон значений приемистости и пластового давления). Для получения смеси используется часть воды, поступившей после сепарирования. Смесь закачивается в нагнетательные скважины, которые вскрывают участки с значительными остаточными запасами. Другая часть воды закачивается в скважины, которые вскрывают наименее перспективные участки (с наиболее выработанными запасами), тем самым реализуется классическое заводнение. Этот принцип называется «умной» закачкой. При

реализации предложенной технологии необходимо учитывать, какой объём и как именно располагаются запасы в том или ином участке пласта.

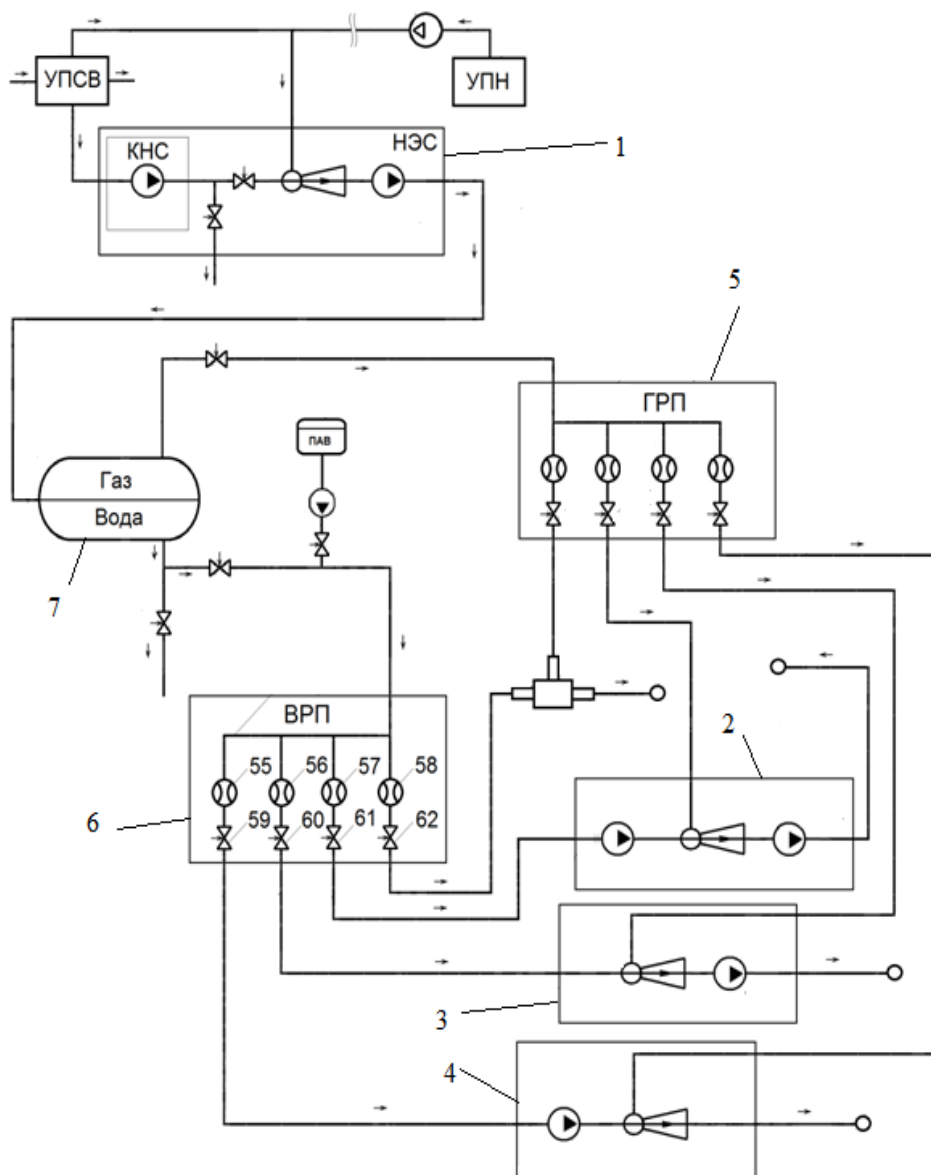


Рисунок 1 – Принципиальная схема устройства для «умной» закачки:

1 – насосно-эжекторная система, 2, 3 и 4 – дожимные насосно-эжекторные системы, 5 и 6 – газо- и водораспределительные пункты, 7 – сепаратор.

Данное техническое решение актуально на месторождениях, где реализуется разработка нефтенасыщенных залежей (нефтяные месторождения, нефтяные оторочки нефтегазоконденсатных месторождений). Особый интерес представляет для компаний – разработчиков сильно неоднородных по проницаемости залежей. Данное решение позволяет максимально рационально использовать газовый компонент при низком газосодержании разрабатываемого пласта. Также это позволит решить проблему нерационального сжигания ПНГ (данная проблема рассматривается на международном уровне).

В данном исследовании использовался метод анализа теоретических данных и опыта практического применения технологии ВГВ.

Конечный и обобщающий итог данной работы – разработка нового решения, которое позволит увеличить эффективность закачки водогазовых смесей не только за счёт правильно подобранной техники и параметров её эксплуатации, но и при помощи расчёта стратегии закачки, которая зависит от распределения запасов по объекту разработки.

### Список литературы

1. Применение струйных аппаратов в нефтепромысловом деле / А.Н. Дроздов, Н.А. Дроздов, Я.А. Горбылева, Е.И. Горелкина. – М.: Спутник+, 2020. – 391 с.
2. Горелкина Е.И. Оценка сравнительной эффективности насосно-эжекторных систем для повышения нефтеотдачи пластов // Научный журнал российского газового общества. – 2021. – № 4 (32). – С. 28-35.

### References

1. Drozdov A.N., Drozdov N.A., Gorbyleva Ya. A., Gorelkina E.I., The use of jet devices in petroleum engineering, Moscow: Sputnik +, 2020, 390 p.
2. Gorelkina E.I. Evaluation of the comparative efficiency of pump-ejector systems for enhanced oil recovery, Scientific journal of the Russian gas society. 2021. No. 4 (32). pp. 28-35.

### Наноструктурированные Ru-содержащие катализаторы для гидродеоксигенации компонентов лигнин-целлюлозной бионефти (Nanostructured Ru-containing catalysts for hydrodeoxygenation of lignin-cellulose bio-oil compounds)

Г.О. Засыпалов, А.П. Глотов, В.А. Винокуров

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Винокуров Владимир Арнольдович, д.х.н.

E-mail: vinok.ac@mail.ru

### Аннотация

Проведена серия экспериментов по кислотному деалюминированию алюмосиликатных нанотрубок галлуазита. По данным текстурных характеристик и морфологии полученных материалов установлены оптимальные условия кислотной обработки. Синтезированы Ru-содержащие катализаторы на основе чистого и обработанного кислотой галлуазита. Активность синтезированных катализаторов исследовали в жидкофазной гидродеоксигенации модельного лигнин-целлюлозного сырья в присутствии воды в широком диапазоне температур. Установлено, что повышенная кислотность деалюминированного галлуазита привела к увеличению выхода продуктов деметоксилирования и дегидратации по сравнению с образцом на основе немодифицированного носителя.

### Abstract

A series of experiments on the acid dealumination of halloysite aluminosilicate nanotubes have been carried out. According to the textural characteristics and morphology of the obtained materials, the optimal conditions for acid treatment were established. Ru-containing catalysts based on pristine and acid-treated halloysite were synthesized. The activity of the synthesized catalysts was studied in liquid-phase hydrodeoxygenation of model lignin-cellulosic raw materials in the presence of water in a wide temperature range. It was found that the increased acidity of dealuminated halloysite led to an increase in the yield of demethoxylation and dehydration products compared to a sample based on an unmodified support.

### Ключевые слова

Гидрирование, гидродеоксигенация, галлуазит, наноструктурированные материалы.

### Keywords

Hydrogenation, hydrodeoxygenation, halloysite, nanostructured materials.

В связи с возрастающим спросом на топлива и продукты нефтехимического синтеза, ужесточением регулятивной политики по снижению углеродного следа возникает необходимость развития альтернативных способов получения энергии из возобновляемых источников [1]. Одним из вариантов решения данной проблемы может стать вовлечение в переработку растительной биомассы. Технологически эффективным способом переработки такого сырья является пиролиз, в результате которого происходит термическое разложение целлюлозы и лигнина с образованием бионефти. Однако бионефть содержит большое количество гетероатомных кислородосодержащих соединений таких как: низкомолекулярные спирты, альдегиды, кетоны, фураны и фенолы, что накладывает ограничения для ее использования в качестве топлива [2]. Среди методов удаления кислорода из бионефти, наиболее эффективным является процесс гидродеоксигенации (ГДО), в ходе которого сырьевые компоненты подвергаются гидрированию, деметоксилированию, изомеризации и, частично, крекингу (рисунок 1).

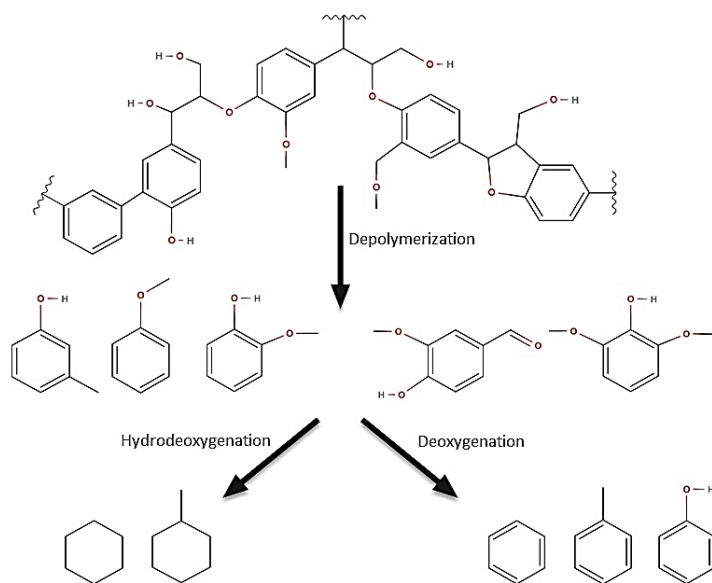


Рисунок 1 – Преобразование молекулы древесного лигнина в условиях ГДО.

Эффективным способом проведения гидрооблагораживания бионефти представляется жидкофазная ГДО с использованием катализаторов на основе металлов платиновой группы (Ru, Pt, Pd, Rh), в частности Ru, нанесенного на природные мезопористые алюмосиликатные нанотрубки (галлуазит, ГНТ).

Галлуазит – природный минерал, образованный путем сворачивания пластин каолина в трубки, (длина 0.5-2 нм, внутренний диаметр 12-20 нм) обладающие отрицательно заряженной внешней поверхностью, состоящей из силанольных групп, и положительно заряженной внутренней поверхностью, состоящей из групп оксида алюминия [3]. Галлуазит характеризуется сравнительно высокой удельной площадью поверхности (60-100 м<sup>2</sup>/г), ионообменной емкостью и умеренной кислотностью. Внутренняя полость галлуазита может быть увеличена путем селективного вытравливания оксида алюминия минеральными кислотами. Кислотное деалюминирование галлуазита является эффективным методом улучшения пропускной способности внутренней полости (за счет уменьшения толщины стенки), площади поверхности (до 200 м<sup>2</sup>/г) и силы кислотных центров (за счет формирования Si-O-Al-OH).

В работе были синтезированы два катализатора на основе нанотрубок галлуазита. Первый – Ru-содержащий катализатор (Ru/ГНТ). Второй – рутениевый катализатор на основе ГНТ, обработанных 2 М раствором серной кислоты (Ru/ГНТ-М). Активность синтезированных катализаторов в гидродеоксигенации модельного сырья (гваякола) исследовали в диапазоне температур 120-180°C в автоклавах при давлении H<sub>2</sub> 3.0 МПа.

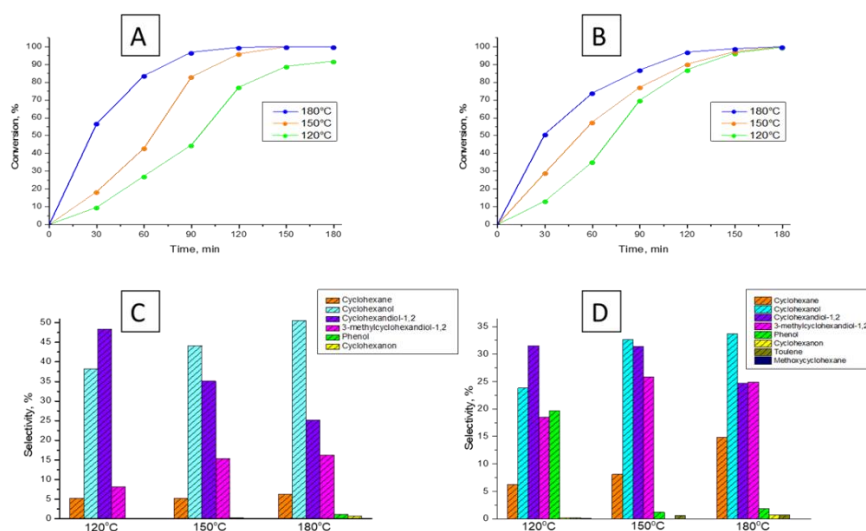


Рисунок 2 – Кинетика и распределение продуктов ГДО гваякола на катализаторах Ru/ГНТ (А, С) и Ru/ГНТ-М (В, D).

Установлено, что образцы катализаторов Ru/ГНТ и Ru/ГНТ-М проявляют высокую удельную активность ( $\text{TOF } 368 \text{ ч}^{-1}$  и  $399 \text{ ч}^{-1}$  соответственно) в ГДО гваякола. В случае катализатора Ru/ГНТ процесс протекает по маршруту прямого гидрирования с сохранением полярной группы. Основными продуктами реакции были циклогексанол и циклогександиол-1,2 (Рис. 2 (С)). При повышении температуры до  $180^\circ\text{C}$  гваякол превращался в циклогексанол с 50% селективностью. Количественная конверсия (100%) достигается во всем диапазоне температур при использовании катализатора Ru/ГНТ-М. При этом повышенная кислотность модифицированного галлуазита привела к увеличению выхода продуктов деметоксилирования и дегидратации. Селективность по циклогексану составила 14%. Повышенная селективность 3-метилциклогександиола-1,2 (25%) связана с большим количеством сильных кислотных центров, которые вероятно облегчают реакцию трансалкилирования.

### Список литературы

1. P. Mäki-Arvela and D. Y. Murzin // *Catalysts*. 2017. vol. 7. P. 9
2. Yaxuan J., Lin D., Young G., Xiaohui L. // *ChemSusChem*. 2019. vol. 13. P. 4181
3. Glotov A., Vutolkina A., Pimerzin A., Vinokurov V., Lvov Yu. // *ChemSocRev*. 2021. vol. 50. P. 9240.

### Прогнозирование осаждения асфальтосмолопарафиновых веществ на поверхности нефтедобывающего оборудования (Prediction of asphalt, resin and paraffin compounds precipitation on the surface of oil-mining devices)

**В.В. Касьянов<sup>1</sup>, Ф.Г. Усманова<sup>2</sup>, С.Л. Матвеева<sup>2</sup>**

1 - АО «НИАИ «Источник»

2 - ООО «Газпромнефть НТЦ»

Научный руководитель: Усманова Фания Гайнулхаковна, к.х.н.

E-mail: Usmanova.FG@gazpromneft-ntc.ru

### Аннотация

В работе приведены результаты моделирования расчетной глубины осаждения асфальтосмолопарафинистых веществ (АСПВ) в насосно-компрессорных трубах (НКТ) скважин действующего фонда Восточно-Мессояхского месторождения, на которых ведется

добыча парафинистой и малосмолистой нефти (содержание смол 3,97%, асфальтенов 1,25%, парафинов 3,32%). Исходными данными для моделирования являются результаты лабораторных исследований нефти и технологические характеристики объектов. Основным методом исследования являлось математическое моделирование с помощью описанных в литературе методик. В результате работы предложены координаты точек наиболее вероятного осаждения АСПВ на поверхности НКТ, которые имеют хорошую корреляцию с промысловыми данными.

### **Abstract**

Paper below consider results of modeled asphalt resin paraffin compound precipitation depth on the interface of tubing from wells, actually deploying in East-Messoyakha oil deposit with oil known for being paraffinic and low in tar (resins 3,97%, asphalt 1,25%, paraffin 3,32%). Current model based on laboratory studies of oil and technologic parameters of wells. Primary method, used in research, was mathematic modeling of wells and oil, based on described in literature ways. Results of research are points on surface of well tubing string of most probable resin-paraffin precipitation. Radial coordinates of obtained points well correlate with real empiric precipitation data.

### **Ключевые слова**

Математическое моделирование, асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО), Восточно-Мессояхское месторождение, нефть.

### **Keywords**

Mathematic modeling, asphalt resin paraffin compounds, East-Messoyakha oil field, oil.

В результате химических и физических изменений скважинных флюидов при их подъеме из пласта-коллектора и транспортировке возникают проблемы, обусловленные химическим составом добываемой нефти и условиями эксплуатации объектов. При подъеме скважинной жидкости на поверхность начальные термобарические условия, при которых АСПВ растворены в нефти, могут измениться на благоприятные для их перехода в твердую фазу. Осаждение АСПВ веществ приводит к проблемам эксплуатации, таким как снижение дебита скважины и уменьшение внутреннего диаметра НКТ, что в конечном итоге может привести к остановке работы скважины по причине закупоривания НКТ глухой пробкой отложений. Предупредить осложнения можно с использованием различных методов, выбор которых осуществляется по результатам предварительного прогноза условий образования отложений. Предлагаемый алгоритм прогнозирования образования АСПО описан в настоящем исследовании.

Точность прогнозирования зависит от качества исходных данных по скважине и свойствам добываемых флюидов. Однако, изучение и сбор фактических данных о работе нефтяной скважины – дорогостоящая и технически сложная система. Поэтому, в рамках настоящей работы, предлагается рассматривать и использовать для прогноза следующие параметры: температура пласта, геотермический коэффициент породы месторождения, внутренний диаметр НКТ, дебиты нефти и жидкости, буферное и забойное давление, плотность нефти в поверхностных условиях, газовый фактор, процентное содержание смол, асфальтенов и парафинов, глубина и геометрия скважины.

В рамках данного исследования предполагается, что проблемы осаждения возникают не глубже точки верхних отверстий перфорации. Моделирование скважины производится дискретным путём: выбираются двадцать равноудаленных друг от друга точек по глубине скважины от устья до верхних отверстий перфорации и проводится расчёт “критериев осаждения”. Предварительно определяются градиенты температуры, давления и плотности нефти при её подъеме по стволу скважины. Расчет температуры по стволу скважины произведен согласно подходам Мищенко и Гиматудинова [1], плотность рассчитывалась по методу, описанному в ГОСТе [2]. За давление принималась величина давлений, действующих



на нефть при движении в НКТ, то есть в расчете это разность давления пласта и давления, нагнетаемого насосом с давлением гидростатического столба жидкости.

После получения данных градиентов, дальнейшие расчёты производились в соответствии с “критериями осаждения” для каждого конкретного метода:

- при расчёте глубины осаждения парафинов методом УфаНИПИНефти [3], производился расчёт температуры парафинизации нефти; получаемые результаты сильно зависят от метода моделирования градиента температуры;

- при расчёте глубины осаждения асфальтовых отложений использовался метод Де Боера [4]; в первом случае рассчитывались разности давления дегазирования нефти и внутрискважинного давления с дальнейшим наложением разности на оригинальный график Де Боера.

Полученные данные показывают крайне малую вероятность осаждения веществ асфальтенового типа, но высокую вероятность осаждения смолотпарафиновых веществ (Таблица 1). Расчетная глубина осаждения АСПО подтверждена реальными данными по отказам скважин.

Таблица 1 – Расчетные и реальные глубины осаждения АСПО

Скважина	Причина остановки	Данные по результатам подъема НКТ	Расчетные глубины образования АСПО, м		Применяемая защита
			Метод Мищенко	Метод Гиматудинова	
А	Нет притока	На НКТ 73 мм отложения АСПО в интервале <b>250-798 м</b> : • АСПО 3-5 мм на внутренней стенке 50 шт НКТ Общая длина – 517 м • АСПО 20-30 мм на внутренней стенке 3 шт НКТ. Общая длина – 31 м	938	536	Греющий кабель, длина 1240 м
Б	Клин	В интервале <b>1445-1873 м</b> НКТ в парафине	1580	790	Греющий кабель, длина 740 м

Согласно полученным в работе данным, для предотвращения или удаления органических отложений в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется адресный подбор и применение физико-химических технологий.

Таким образом, результаты прогнозирования отложений подтверждаются фактическими промысловыми данными. Подобранный инструмент прогнозирования с использованием метода моделирования градиента температуры по Мищенко позволяет с удовлетворительной точностью определить места образования АСПО в НКТ.

Авторы выражают благодарность Руководителю направления нефтепромысловой химии АО «Мессояханефтегаз» Муромцеву Алексею Яковлевичу за оказанную помощь при написании настоящей статьи.

### Список литературы

1. *Мищенко И.Т.* Расчёты в добыче нефти / И.Т. Мищенко. — Москва: НЕДРА, 1989. — 245 с.
2. ГОСТ 8.602-2010. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность нефти. Таблицы пересчета [Текст] – Москва: Изд-во стандартов, 2013. – 16 с.

3. *Шадрина П.Н.* Совершенствование технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании высоковязких нефтей: автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений" / Шадрина Полина Николаевна; ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» — Уфа, 2017. — 24 с.

4. *De Boer, R. B., Leerlooyer, K., Eigner, M. R. P., & van Bergen, A. R. D.* Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. Society of Petroleum Engineers. 1995. pp. 55-61;

5. *Wang J.X., Creek J.L., Buckley J.S.* Screening for Potential Asphaltene Problems, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2006. pp. 24-27;

### References

1. *Mishchenko I.T.* Calculations in Oil Production. Moscow, Nedra Publ., 1989, 245 p.

2. GOST 8.602-2010. State System for Ensuring Uniformity of Measurements. Density of Oil. Conversion Tables. Moscow, Standarts Publ., 2013, 16 p.

3. *Shadrina P.N.* Improvement of Technologies for Combating Asphalt, Resin and Paraffin Deposits on Oilfield Equipment of High-Viscosity Oils Extended Abstract of Candidate's Thesis Ufa, 2017, 24 p.

4. *De Boer, R. B., Leerlooyer, K., Eigner, M. R. P., & van Bergen, A. R. D.* Screening of Crude Oils for Asphalt Precipitation: Theory, Practice, and the Selection of Inhibitors. Society of Petroleum Engineers. 1995. pp. 55-61;

5. *Wang J.X., Creek J.L., Buckley J.S.* Screening for Potential Asphaltene Problems, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2006. pp. 24-27.

### **Программа лабораторных исследований пластовой нефти для оценки рисков выпадения асфальто-смоло-парафиновых веществ при реализации газовых методов увеличения нефтеотдачи**

**(The program of laboratory studies of reservoir oil to assess the risks of precipitation of asphalt-resin-paraffin substances during the implementation of gas methods for enhanced oil recovery)**

**В.А. Коваленко**

ФГАОУ ВО «Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова»

Научный руководитель: Губайдуллин М.Г., д. г.-м. н.

E-mail: jr.kovalenko@yandex.ru

### **Аннотация**

В работе рассмотрены различные варианты проведения лабораторных исследований пластовой нефти при взаимодействии с газовыми агентами закачки. Одной из основных проблем при реализации газовых методов увеличения нефтеотдачи (далее МУН) является риск выпадения асфальтенов. Асфальтены не имеют обратного фазового перехода и выпадают при снижении давления или взаимодействии с газами. Образование твердой фазы в поровом пространстве может приводить к изменению смачиваемости, коагуляции горной породы и т.д. Оценку стабильности асфальтенов в ходе взаимодействия пластовой нефти с газовыми агентами закачки предлагается проводить на основе изменения содержания АСПВ в дегазированной нефти при реализации гравитационной и фильтрационной сепарации.

### **Abstract**

The paper considers various options for conducting laboratory studies of reservoir oil when interacting with gas injection agents. One of the main problems in the implementation of gas methods for enhanced oil recovery (hereinafter EOR) is the risk of asphaltene precipitation. Asphaltenes do not have a reverse phase transition and precipitate when the pressure decreases or interacts with gases. The

formation of a solid phase in the pore space can lead to a change in wettability, clogging of the rock, etc. It is proposed to evaluate the stability of asphaltenes during the interaction of formation oil with gas injection agents based on the change in the content of ASPV in degassed oil during the implementation of gravity and filtration separation.

### **Ключевые слова**

Пластовые флюиды, PVT, газовые МУН, исследования фазового поведения асфальтенов и парафинов.

### **Keywords**

Reservoir fluids, PVT, gas EOR, studies of the phase behavior of asphalt-resin-paraffin substances.

Исследования фазового поведения (далее ФП) АСПВ, при реализации газовых МУН, как правило проводятся совместно со Swelling-тестом. Для исследования ФП АСПВ применяется специализированное оборудование, в качестве примера можно рассмотреть установку AWAI-1000, производства фирмы Sanchez Technologies. Она позволяет определять термобарические условия соответствующих фазовых переходов, будь то выпадение парафинов или асфальтенов. Данная установка имеет достаточно сложную гидравлическую схему и несколько методов фиксации фазовых переходов (HPM – High Pressure Microscope и SDS – Solid Detection System). Более подробно с работой установки можно ознакомиться в работе [1]. Отличительной особенностью является наличие микроскопа с ячейкой высокого давления (HPM), что дает возможность определения количества и описания геометрических размеров образовавшихся частиц. Кроме этого, фиксация снимков во времени позволяет оценивать процессы флокуляции и седиментации твердой фазы. Основными недостатками являются большой мертвый объём и наличие большого количества не промываемых концевых участков гидравлических линий, чувствительность к наличию в пробе твердых частиц (мех. примесей) и связанной воды. Стоит отметить, что подобное оборудование очень специфично и количество установок на территории России достаточно ограничено. Чаще встречаются классические PVT-установки, которые могут быть дополнительно оборудованы системами обнаружения твердой фазы (SDS).

Программа лабораторных исследований пластовой нефти при реализации газовых МУН с оценкой рисков выпадения АСПВ в свободном объёме флюида обычно включает в себя:

1. Исследования исходной пластовой нефти:
  - a. стандартный PVT-анализ пластовой нефти;
  - b. исследования фазового поведения парафинов и асфальтенов.
2. Исследования взаимодействия пластовой нефти и газового агента закачки:
  - a. проведение Swelling-теста;
  - b. исследования фазового поведения парафинов и асфальтенов в смесях пластовой нефти и газового агента закачки.

Исследования в свободном объёме флюида связаны с достаточно большим расходом глубинной пробы нефти, что накладывает свои ограничения на проведение работ. Зачастую полноценная программа исследований не может быть реализована именно из-за ограничений по объёму проб. Для получения максимального количества информации проводится работа по оптимизации дизайна экспериментов и определении наиболее полезных и применимых параметрах флюида (применимых с точки зрения моделирования флюида или пластовой системы в целом). Самые сложные и трудоёмкие исследования связаны с определением стабильности асфальтенов и определением термобарических условий их фазовых переходов. Определить термобарические условия выпадения асфальтенов достаточно сложно, на это влияет качество отобранных проб и сохранение стабильности асфальтенов в исходной пластовой нефти в процессе транспортировки. В работе [2] приведены методы оценки стабильности асфальтенов. В лаборатории для оценки условий выпадения асфальтенов проводится изотермическое (как правильно при пластовой температуре) снижение давления

(может проводиться как в PVT-установке, оборудованной модулем SDS, так и в специализированных установках типа AWAI-1000). Для подтверждения стабильности асфальтенов используются результаты определения содержания АСПВ в дегазированной нефти после стандартной сепарации пластовой нефти (сепарация проводится при высоком давлении, как правило давление смешения пластовой нефти и газового агента закачки 50-60 МПа) и фильтрационной сепарации (проводится при давлении близком к давлению насыщения). Фильтрационная сепарация представляет из себя стандартную сепарацию пластового флюида, но в гидравлическую схему между PVT-ячейкой и разделительным краном внедрен фильтр высокого давления. В случае выпадения твердых частиц, они задерживаются на фильтре, и содержание асфальтенов в дегазированной нефти снижается.

Отсутствие изменений АСПВ в дегазированной нефти по результатам двух сепараций свидетельствует о стабильности асфальтенов в исходной пластовой нефти.

Исследования ФП АСПВ в смесях пластовой нефти и газа проводятся по следующей схеме:

1. В PVT-установке производится создание смеси пластовой нефти и газового агента закачки с определённой концентрацией;

2. Далее может проводиться изотермическое снижение давления в самой PVT-установке (при наличии системы SDS), либо производится перевод смеси в установку AWAI-1000.

Исследования фазовых переходов в смесях пластовой нефти и газового агента закачки осложняются тем, что асфальтены, зачастую, выпадают в процессе смешения и гомогенизации смеси. Это приводит к тому, что у исследователей нет возможности определить момент фазового перехода. Сделать заключение о стабильности асфальтенов можно по изменению их содержания в дегазированной нефти после проведения фильтрационной сепарации смеси. В случае снижения содержания асфальтенов можно сделать вывод о том, что газовый агент закачки дестабилизирует их. Кроме этого, может быть зафиксировано, что исходная проба пластовой нефти не имеет фонового загрязнения в виде механических примесей и т.д. (рисунок 1а), но в смеси пластовой нефти и газового агента закачки отмечается существенное наличие твердых частиц ещё до начала снижения давления (рисунок 1б). Также при проведении Swelling-теста может быть зафиксировано образование твердой или тяжелой жидкой фазы на сапфировом стекле PVT-ячейки (рисунок 1в).

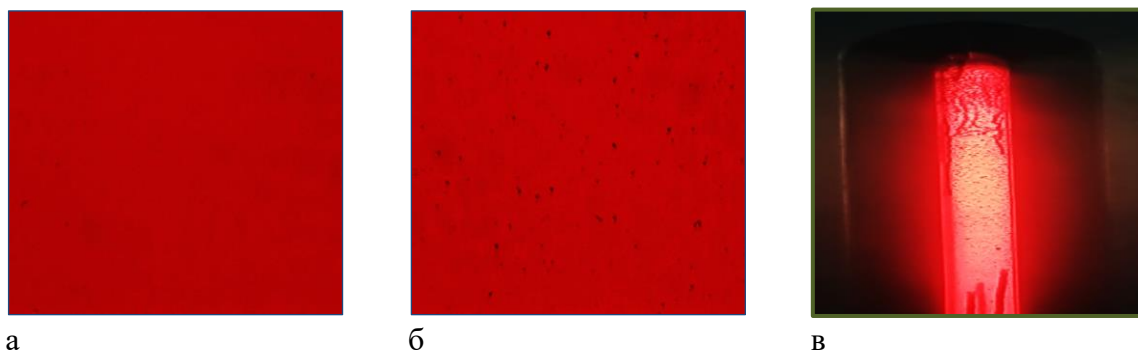


Рисунок 1 – Фото пластовых нефтей.

Оценка содержания АСПВ в дегазированной нефти должна проводиться на всех этапах работы с пробой. На текущий момент это самый быстрый и дешевый и способ оценки рисков выпадения асфальтенов, который может использоваться для обоснования дальнейших исследований. Данный метод не требует специального оборудования и может проводиться в любой стандартной PVT-лаборатории. На начальном этапе проработки проектов газовых МУН такой информации будет достаточно для предварительной оценки рисков выпадения асфальтенов и планирования дополнительных исследований, с учетом особенностей объекта разработки.

Выражаю благодарность за помощь в подготовке материалов специалистам Центра исследований пластовых систем ООО «Газпромнефть НТЦ».

### Список литературы

1. Золотухин А. Б. Исследования фазовых переходов асфальтенов в пластовых углеводородных флюидах / Лобанов А. А., Пустова Е. Ю.; Нефтепромысловое дело. – 2017. – №. 5. – С. 39-45.
2. К вопросу обоснования использования технологии отбора глубинных проб с азотной компенсацией давления / Лобанов А. А., Федоровский С.А., Промзелев И.О. [и др.]; ПРОнефть. Профессионально о нефти. – 2020. – №. 1. – С. 69-74.

### References

1. Zolotukhin A. B., Lobanov A. A., Pustova E. Yu. Studies of phase transitions of asphaltenes in reservoir hydrocarbon fluids. Oilfield Engineering 2017, no. 5, pp.39-45
2. Lobanov A. A., Fedorovskii S.A., Promzelev I.O. [and etc.], On the issue of substantiating the use of nitrogen pressure-compensation downhole sampling technology. Proneft 2020, no. 1, pp 69-74.

### Биозараженность сульфатвосстанавливающими бактериями объектов Восточно-Мессояхского месторождения (Biosecurity of objects of the Vostochno-Messoyakhskoye deposit with sulfate-reducing bacteria)

А.А. Круглова<sup>1</sup>, А.М. Кунакова<sup>1</sup>, Л.Р. Сайфутдинова<sup>2</sup>

1 - ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург

2 - НОЦ «Газпромнефть-Политех», г. Санкт-Петербург

E-mail: kruglova.aa@gazpromneft-ntc.ru

### Аннотация

Проблема биологической коррозии нефтепромыслового оборудования является одной из распространенных. Наличие сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) в системе может приводить к загрязнению призабойной зоны пласта продуктами их жизнедеятельности, снижению приемистости скважин и ухудшению качества добываемого флюида. С данной проблемой столкнулись на Восточно-Мессояхском месторождении. В результате работы были выявлены источники биозараженности в системе, разработаны карта биозараженности, технологический регламент по мониторингу биозараженности и проведению бактерицидных обработок, проведено успешное опытно-промышленное испытание (ОПИ) подобранного в лаборатории реагента и оптимизирована эффективная дозировка.

### Abstract

The problem of biological corrosion of oilfield equipment is one of the most common. The presence of sulfate-reducing bacteria (SVB) in the system can lead to contamination of the bottom-hole zone of the formation with the products of their vital activity, a decrease in the pick-up rate of wells and a deterioration in the quality of the extracted fluid. This problem was encountered at the Vostochno-Messoyakhskoye field. As a result of the work, the sources of biosecurity in the system were identified, a biosecurity map was developed, technological regulations for monitoring biosecurity and conducting bactericidal treatments were developed, a successful pilot test (OPI) of the reagent selected in the laboratory was carried out and the effective dosage was optimized.

### Ключевые слова

Биозараженность, бактерицидная обработка, мониторинг биозараженности, коррозия, коррозионные повреждения.

### Keywords

Biosecurity, bactericidal treatment, biosecurity monitoring, corrosion, corrosion damage.

Особую роль для целостности нефтепромыслового оборудования играет его защита от коррозии. Известно, что внутренняя коррозия в трубопроводах протекает наиболее интенсивно, если в процессе участвуют микроорганизмы, при этом скорость коррозии может увеличиться в 1,5 – 4 раза. Одна из самых распространенных групп таких микроорганизмов – сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ). СВБ – это группа анаэробных бактерий, которые в результате жизнедеятельности восстанавливают ионы сульфатов в ионы сульфидов путем поглощения водорода, выделяющегося при катодном процессе. Продукты жизнедеятельности СВБ сами по себе очень агрессивны по отношению к углеродистой стали. Развитию коррозии способствует присутствие ионов двухвалентного железа, если их достаточно для связывания всего выделяющегося сероводорода, то на поверхности металла образуется рыхлый налет сульфида железа, способствующий облегчению протекания реакции катодной деполяризации. Коррозия имеет питтинговый характер, продукты коррозии – черного цвета [1].

Кроме коррозионных рисков, наличие в системе СВБ может приводить к загрязнению призабойной зоны пласта продуктами их жизнедеятельности, снижению приемистости скважин и ухудшению качества добываемого флюида.

Наиболее опасной формой СВБ является адгезированная форма, которая в виде многочисленных бугорков образуется на внутренней металлической поверхности нефтепромысловых объектов и трубопроводов, особенно в застойных зонах скопления воды и на участках с низкой скоростью движения жидкости. При удалении с такого бугорка продуктов коррозии, под ним обнаруживается язва, скорость локальной коррозии металла может достигать 5-10 мм/год.

Для определения биозараженности СВБ на Восточно-Мессояхском месторождении было выбрано 40 точек мониторинга. Скважины для проведения исследований выбирались таким образом, чтобы наиболее полно охватить все месторождение с учетом обводненности продукции и разных пластов.

Зараженность СВБ в пробах жидкости определялась с помощью методик культивации и учета планктонных клеток СВБ, согласно РД 39-1-163-79, оценка адгезированной формы СВБ проводилась в соответствии со Стандартом НАСЕ ТМ0194- 2004.

Результаты лабораторных исследований позволили выявить высокий уровень зараженности почти в 80% анализируемых проб. Результатом проведенных исследований была составлена карта биозараженности всей системы нефтепромысловых объектов и трубопроводов Восточно-Мессояхского месторождения. Большое содержание и высокая активность СВБ в скважинной продукции позволяет сделать вывод о том, что произошло заражение призабойной зоны пластов, где активно протекает биоценоз. Предположительно, основным объектом распространения зараженности является комплекс очистки бытовых сточных вод центрального пункта сбора нефти (КОС ЦПС). На КОС ЦПС приходит 4 потока, жидкость с которых проходит несколько степеней очистки, в том числе очистку от механических примесей, обработку реагентом и продувкой в аэротенке, проходит через мембраны и на выходе обрабатывается УФ-лампой. По результатам исследования, все ступени очистки малоэффективны против СВБ – зараженность составляет  $10^5$  кл/см<sup>3</sup>. Затем вода поступает в РВС (6,7,8) и систему ППД. Таким образом, заражение происходит по всей системе нефтепромысловых объектов и трубопроводов.

Для решения проблемы были рекомендованы эффективные бактерициды, подобранные в результате лабораторных испытаний, и разработан регламент по мониторингу и проведению бактерицидных обработок. Эффективная дозировка для условий Восточно-Мессояхского месторождения для каждого выбранного реагента уточняется на основании проведенных ОПИ.

Разработанный регламент устанавливает единый порядок проведения основных технологических операций по химической обработке биоцидами.

Подавление СВБ по всей цепочке от добывающих скважин до пласта возможно с помощью комплексной обработки месторождения, которая снижает коррозию за счет ликвидации биопленки на внутренней поверхности металлического оборудования и адсорбции

на ней ингибитора коррозии, включает обработку призабойной зоны пласта (ПЗП), добывающих и нагнетательных скважин, трубопроводов, центрального пункта сбора (ЦПС), стоков комплекса очистки бытовых сточных вод вахтового жилищного корпуса (КОС ВЖК), КОС ЦПС. На рисунке 1 представлена принципиальная схема для проведения комплексной бактерицидной обработки месторождения от СвБ.

Условно система, которая подлежит бактерицидной обработке, делится на 4 ступени:

1. КОС ЦПС;
2. ЦПС (РВС 4-8);
3. Система ППД (призабойная зона пласта);
4. Система нефтесбора.

Эффективность бактерицидных обработок будет оцениваться по результатам мониторинга зараженности жидкости СвБ, на основании определения фоновой зараженности до начала бактерицидной обработки и после.

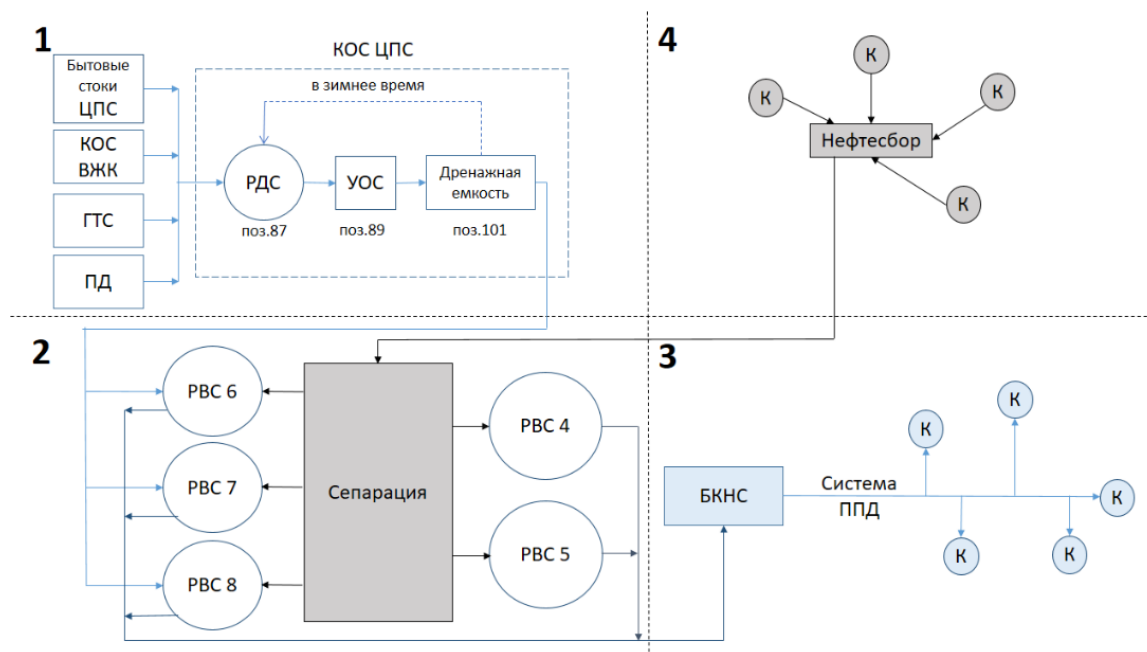


Рисунок 1 – Принципиальная схема для проведения комплексная обработки месторождения от СвБ.

### Список литературы

1. Д.Д. Андреева, Р.З. Фахрутдинов Коррозионно-опасная микрофлора нефтяных месторождений // Вестник Казанского технологического университета, 2013. №10. С.237-242.

### References

1. D.D. Andreeva, R.Z. Fahrutdinov Korrozionno-opasnaja Mikroflora Neftjanyh Mestorozhdenij. Vestnik Kazanskogo Tehnologicheskogo Universiteta, 2013. no 10. pp.237-242

**Исследование эффективности ингибиторной защиты металла в  
коррозионно-активных средах  
(Investigation of the effectiveness of inhibitory protection of metal  
in corrosive environments)**

***Е.В. Лебедева<sup>1</sup>, Е.А. Гусишная<sup>1</sup>, Е.М. Колтовая<sup>1</sup>, Л.Р. Сайфутдинова<sup>2</sup>***

1 – Университет ИТМО

2 – ООО «Газпромнефть НТЦ»

Научный руководитель: Усманова Фания Гайнулхаковна, к.х.н.

E-mail: usmanova.fg@gazpromneft-ntc.ru

**Аннотация**

Данная работа посвящена исследованию эффективности ингибиторной защиты металла газотрубопроводов от коррозии гравиметрическим методом в условиях повышенной агрессивности на одном из нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпромнефть». Также была проведена оценка адгезионного взаимодействия исследуемых реагентов с металлической поверхностью. Полученные результаты позволили оценить способность реагентов образовывать на поверхности металла защитную пленку.

**Abstract**

This work is devoted to the study of the effectiveness of inhibitory protection of pipeline metal from corrosion by gravimetric method in conditions of increased aggressiveness. The adhesive interaction of the studied reagents with the metal surface was also evaluated. The obtained results allowed us to evaluate the ability of reagents to form a protective film on the metal surface.

**Ключевые слова**

Ингибитор, ингибиторная защита, комплексная программа развития защиты от коррозии, адгезионное взаимодействие, защитная пленка, эффективность ингибиторной защиты.

**Keywords**

Inhibitor, inhibitory protection, comprehensive corrosion protection development program, adhesive interaction, protective film, effectiveness of inhibitory protection.

Известно, что коррозия наносит нефтегазовому комплексу огромный ущерб. Для значительного замедления или прекращения коррозии в промышленности широко применяют специальные реагенты – ингибиторы коррозии. Как показывают исследования этот метод защиты металла является наиболее эффективным и доступным, отличительной особенностью которого является возможность при небольших капитальных затратах значительно «затормозить» процессы коррозионного разрушения и ухудшения прочностных характеристик свойств металлов и сплавов.

На одном из нефтегазоконденсатных месторождений ПАО «Газпромнефть» выявлена проблема повышенной коррозионной агрессивности при транспортировке газа по трубопроводу.

Целью работы является:

Разработка методики оценки эффективности ингибиторной защиты металла, основанной на способности ингибитора создавать пленку на поверхности металла.

В данной работе эффективность ингибиторов коррозии в дополнение к стандартному гравиметрическому методу, сущность которого состоит в измерении потери массы металла за определенный промежуток времени и расчет по этим данным скорости коррозии, предлагается оценивать адгезионное взаимодействие ингибитора с металлом.

В условиях высокой коррозионной агрессивности при транспортировке газа эффективные ингибиторы коррозии должны обладать высокой адгезионной способностью.



Способность реагента образовывать прочную пленку на поверхности металла является одним из ключевых факторов в оценке эффективности ингибитора коррозии

Разработка методики оценки адгезионных свойств ингибиторов коррозии по определению краевого угла смачивания и поверхностного натяжения исследуемого реагента является актуальной, данная методика позволит предварительно выявить реагенты, способные формировать сплошную защитную пленку.

Для разработки методики использовались ингибиторы коррозии, эффективность которых была исследована гравиметрическим методом. Для достижения максимальной достоверности, адгезионные свойства оценивались у ингибиторов, показавшим при оценке гравиметрическим методом как высокую, так и низкую эффективность.

Оценка адгезионной способности ингибиторов коррозии проводилась по результатам определения краевого угла смачивания и поверхностного натяжения исследуемого реагента на поверхности металла. По полученным данным рассчитывалась работа адгезии. На основе полученных результатов были сделаны выводы способности реагента образовывать на поверхности металла защитную пленку.

Все измерения проводились на многофункциональном модульном приборе для измерения краевого угла DSA100E (KRÜSS, Германия) методами лежащей и висющей капли.

Согласно проведенным исследованиям, реагенты, проявившие необходимую эффективность (не менее 85%) при исследовании гравиметрическим методом, также показали, высокую адгезионную способность.

Таким образом, данный метод подтвердил способность ингибиторов в результате лабораторных испытаний формировать сплошную защитную пленку на поверхности металла.

Данный метод может быть использован как предварительный экспресс-метод в лабораторных и промышленных исследованиях для оценки адгезионной способности ингибитора коррозии.



Рисунок 1 – Прибор для измерения краевого угла, KRÜSS.

В результате данной работы была разработана методика для проведения комплексного анализа оценки ингибитора коррозии. Исследование адгезионного взаимодействия является перспективным подходом для оценки и прогнозирования коррозионного поведения металла в агрессивных средах.

#### **Список литературы**

1. Шкодин, А.А. Коррозия и методы борьбы с ней в нефтепромышленных отраслях / А.А. Шкодин, М. А. Тлехусеж // Научное обозрение. Педагогические науки. – 2019. - №4. – С.97-101.
2. Гафаров, Н.А. Проблемы повышения надежности защиты от коррозии оборудования Оренбургского НГКМ / Н.А. Гафаров, Н.В. Холзаков, А.В. Мянченко [и др.] // Научно-

технические решения по повышению эффективности ингибиторов коррозии – 2000. – С.3-19.

3. *Елфимов, В.В.* Техническое состояние и ресурс насосно-компрессорных труб, эксплуатационных колонн и внутрискважинного оборудования промысла Астраханского ГКМ / В.В. Елфимов, А.Г. Филиппов // О коррозионном состоянии труб и оборудования объектов добычи и переработки газа АГКМ – 1998. – С. 38-65

4. *Рылов, Е.Н.* Оценки технического и коррозионного состояния газопромыслового технологического оборудования и трубопроводов после 10 лет эксплуатации / Е.Н. Рылов, А.Г. Филиппов // О коррозионном состоянии труб и оборудования объектов добычи и переработки газа АГКМ – 1998. – С. 38-65

5. *Зорин, Е.Е.* Работоспособность трубопроводов / Е.Е. Зорин, Г.А. Ланчаков [и др.] // Недра – Бизнесцентр. – 2000. – Ч.1. – С. 244.

6. *Смирнова, Т.С.* Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пласта / Т.С. Смирнова, Е.Ю. Долгова., Н.А. Меркитанов, А.Р. Тулегенов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №7. – С. 37-34.

7. *Amjad, Z.* The science and technology of industrial water treatment / Zahid Amjad // CRC Press. USA. – 2010. – 516 p.

8. *Шкодин, А.А.* Коррозия и методы борьбы с ней в нефтепромысловых отраслях / А.А. Шкодин, М. А. Тлехусеж // Научное обозрение. Педагогические науки. – 2019. - №4. – С.97-101.

### References

1. *Shkodin, A.A.* Corrosion and methods of combating it in oilfield industries / A.A. Shkodin, M. A. Tlekhusezh // Scientific Review. Pedagogical sciences. - 2019. - No. 4. - p.97-101.

2. *Gafarov, N.A.* Problems of increasing the reliability of corrosion protection of Orenburg NGCM equipment / N.A. Gafarov, N.V. Kholzakov, A.V. Myanchenko [et al.] // Scientific and technical solutions to improve the effectiveness of corrosion inhibitors - 2000. - pp.3-19.

3. *Elfimov, V.V.* Technical condition and resource of pumping and compressor pipes, operational columns and downhole equipment of the Astrakhan gas processing plant / V.V. Elfimov, A.G. Filippov // On the corrosion condition of pipes and equipment of gas production and processing facilities AGKM - 1998. - pp. 38-65

4. *Rylov, E.N.* Evaluation of the technical and corrosion condition of gas processing equipment and pipelines after 10 years of operation / E.N. Rylov, A.G. Filippov // On the corrosion condition of pipes and equipment of gas production and processing facilities AGKM - 1998. - pp. 38-65

5. *Zorin, E.E.* Operability of pipelines / E.E. Zorin, G.A. Lanchakov [et al.] // Nedra - Biznestsentr. - 2000. - Part 1. - p. 244

6. *Smirnova, T.S.* Hydrodynamic methods of enhanced oil recovery / T.S. Smirnova, E.Y. Dolgova, N.A. Merkitanov, A.R. Tulegenov // Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas and mining. - 2013. - No. 7. - pp. 37-34.

7. *Amjad, Z.* The science and technology of industrial water treatment / Zahid Amjad // CRC Press. USA. – 2010. – 516 p.

8. *Shkodin, A.A.* Corrosion and methods of combating it in oilfield industries / A.A. Shkodin, M. A. Tlekhusezh // Scientific Review. Pedagogical sciences. - 2019. - No. 4. - p.97-101.

**Разработка блокирующих составов нефтяных скважин на месторождениях, вскрывающих карбонатные пласты, с аномально низкими пластовыми давлениями**  
**(Development of blocking compositions of oil wells in fields penetrating carbonate reservoirs with abnormally low reservoir pressure)**

***М.Н. Лиманов***<sup>1</sup>

1 – Санкт-Петербургский горный университет.

Научный руководитель: Мардашов Дмитрий Владимирович, к.т.н.

E-mail: LimanovMaxim@yandex.ru

**Аннотация**

Данные исследования посвящены сравнению физико-химических и реологических свойств новых блокирующих составов с типовыми составами, применяемыми на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями. Сравнение проводилось в проблемной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета. Сравнивались такие качества как плотность, скорость коррозии, термостабильность, реологические свойства и деструкция раствора.

**Abstract**

These studies are devoted to comparing the physicochemical and rheological properties of new blocking compositions with typical compositions used in fields with abnormally low formation pressures. The comparison was carried out in the laboratory "Enhanced oil recovery" of the St. Petersburg Mining University. Such solution properties as density, corrosion rate, thermal stability, rheological properties and destruction of the solution were compared.

**Ключевые слова**

Глушение скважин; аномально-низкие пластовые давления; блокирующий состав; Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

**Keywords**

Well killing; abnormally low formation pressures; blocking composition; Volga-Ural oil and gas province.

Глушение скважин является одной из основных операций, выполняемой на добывающих скважинах. Чем старше скважина, тем выше риск возникновения на ней осложнений при проведении операций глушения. К таким осложнениям, помимо естественных причин, можно отнести: снижение пластового давления, использование технологических жидкостей на водной основе, которое может привести к повышению обводнения продукции, а также к снижению фазовой проницаемости призабойной зоны скважины (ПЗС) по нефти. Как правило, скважины, сталкивающиеся с такими проблемами, находятся на завершающей стадии разработки. Поэтому важно использовать жидкости глушения скважин (ЖГС) пониженной плотности на углеводородной основе [1].

В рамках данной работы сравнивались основные свойства блокирующих составов, исследуемых в рамках работ в проблемной лаборатории «Повышение нефтеотдачи пластов» Санкт-Петербургского горного университета [2], со свойствами применяемых на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (рисунок 1).



Рисунок 1 – Сравнимые составы: БС (слева) и БК (справа).

Произведена оценка основных параметров растворов и выявлены зависимости (в качестве примера на рисунке 2 представлена зависимость эффективной вязкости составов БК и БС от времени).

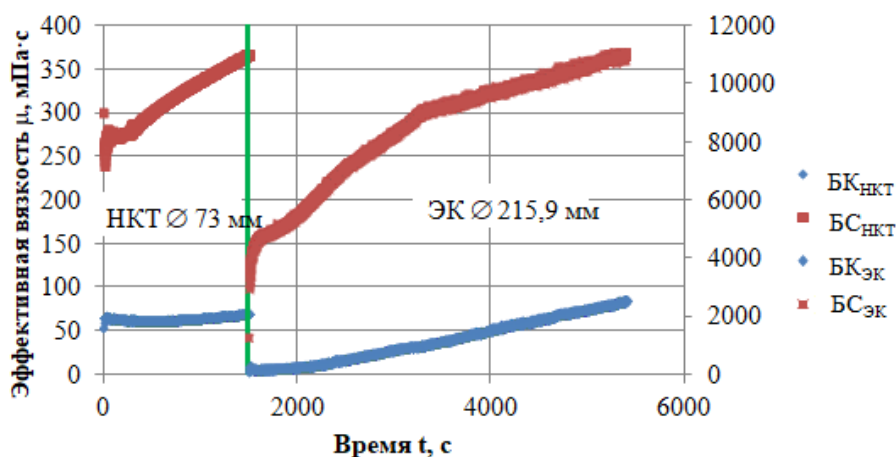


Рисунок 2 – Зависимость эффективной вязкости БС и БК от времени.

В качестве еще одного примера рассмотрим сравнение скоростей коррозии составов. Скорость коррозии  $V_c$  оценена по формуле:

$$V_c = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t} \quad (1)$$

где  $m_1$  – масса металлической пластины до испытания, г;  $m_2$  – масса металлической пластины после испытания, г;  $S$  – площадь поверхности металлической пластины, м<sup>2</sup>;  $t$  – продолжительность испытаний, ч.

Сравнение представлено в таблице 1

Таблица 1 – Результаты коррозионных исследований блокирующих композиций

№ п/п	Блокирующий состав	Скорость коррозии	
		г/м <sup>2</sup> ·час	мм/год
1	БС	0,147	0,164
2	БК	0,128	0,143

Разработанный состав БС обладает рядом преимуществ по сравнению с применяемым составом БК.

- Эффективная вязкость при движении состава в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) больше в 4-6 раз для состава БС;

- При движении в эксплуатационной колонне эффективная вязкость состава БС выше в 6,5 раз;
- Во время выжидания момента окончания сшивки комплексная вязкость состава БС больше в 5 раз.

Таким образом, блокирующая композиция БС менее подвижна и обладает большей блокирующей способностью, чем композиция БК.

### Список литературы

1. *Швецов И.А.* Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И.А. Швецов, В.Н. Манырин. Самара: Российское представительство АК «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. – 350 с.
2. *Мардашов Д.В.* Разработка блокирующих составов с кольматантом для глушения нефтяных скважин в условиях аномально низкого пластового давления и карбонатных пород-коллекторов // Записки Горного института. 2021. Т. 251. С. 667-677. DOI:10.31897/PMI.2021.5.6

### References

1. *Shvetsov I.A., Manyrin V.N.* Fiziko-himicheskie metody uvelicheniya nefteotdachi plastov. Analiz i proektirovanie [Physicochemical methods of enhanced oil recovery. Analysis and design]. Samara: Russian representative office АК «Oil Technology Overseas Production Limited», 2000. – 350 p.
2. *Mardashov D.V.* Development of blocking compositions with a bridging agent for oil well killing in conditions of abnormally low formation pressure and carbonate reservoir rocks. Journal of Mining Institute. 2021. Vol.251, p.667-677. DOI:10.31897/PMI.2021.5.6

### Динитрозозирования N,N'-гексаметилен бис-[(m-крезолило)-карбамата] (Dinitrosation of N,N'-hexamethylene bis-[(m-cresolyl)-carbamate])

*Э.Э. Машаев<sup>1</sup>, Б.М. Исмаилов<sup>1</sup>, Е.М. Овсянников<sup>2</sup>*

1-Ташкентский химико-технологический институт

2- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Махсумов Абдулхамид Гафурович, д.х.н.

E-mail: eldor.mashayev@mail.ru

### Аннотация

В данной научной работе рассматривается реакции N,N'-динитрозозирования N,N'-гексаметилен бис-[(m-крезолило)-карбамата], а также физико-химические параметры соединений.

### Abstract

In this scientific work, the reactions of N,N'-dinitrosation of N,N'-hexamethylene bis-[(m-cresolyl)-carbamate], as well as the physicochemical parameters of the compounds, are considered.

### Ключевые слова

Карбаматы, динитрозо соединения, структурная формула, нитрозный ион.

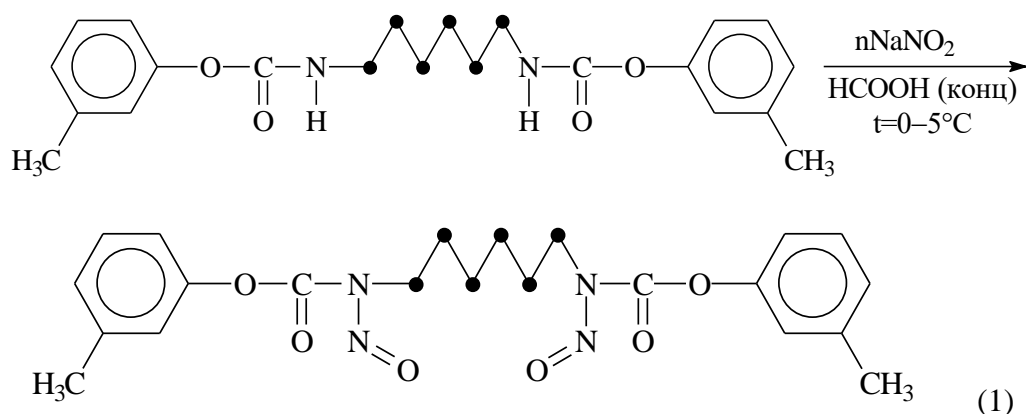
### Keywords

Carbamates, dinitroso compounds, structural formula, nitrous ion.

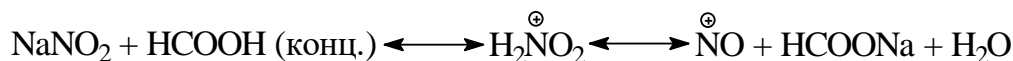
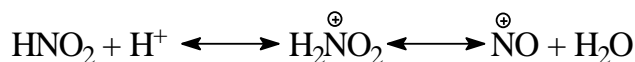
Развитие химии карбаматов в значительной степени определяется широким спектром полезных свойств этих веществ. Они перспективны в качестве средств защиты и стимулирования роста растений, компонентов в составе ингибиторов коррозии, присадок к

смазочным маслам и препаратов в медицине [1]. Вовлечение этих соединений в реакции динитрозирования позволит получать новые соединения, обладающих высоким потенциалом биологической активности что, является одним из перспективных направлений развития современной нефтехимии, органической и медицинской химии.

По литературным данным и данными собственных исследований, при N-динитрозировании задержании реагирует атомы азота непосредственно связанные с полиэтиленовой  $-(CH_2)-$  цепью [2]. В результате реакции N,N'-динитрозирования, N,N'-гексаметилен бис-[(м-крезолило)-карбамата] (1) с  $NaNO_2$  (в избытке) в 98% -ной  $HCOOH$  при температуре  $0-5^\circ C$  получены N,N'-динитрозированные N,N'-гексаметилен бис-[(м-крезолило)-карбамата] с выходом 89,7% N,N'-динитрозирование протекает по механизму электрофильному замещения (SE).



Атакующим агентом является нитрозный ион  $-\overset{\ominus}{N}O$ . Так как азотистая кислота, являющаяся наиболее распространенным нитрозирующим агентом, в свободном виде не существует, то для проведения процесса используют нитрит натрия и сильную кислоту ( $HCOOH$ ) образующая при этом азотистая кислота, присоединяя протон генерирует ион  $-\overset{\oplus}{N}O$ :



N,N'-динитрозирование ведётся при охлаждении реакционной смеси. Повышение температуры нежелательно так как это уменьшает выход целевого продукта (1), а иногда сказывается на направлении реакции [3]. Физико-химические параметры соединений (1) приведены в таблице 1.

Таблица 1 Физико-химические параметры соединений (1)

Структурная формула	Выход, %	Т.пл., $^\circ C$	$R_f$	Брутто формула	Элемент. анализ, %		$M_M$
					Вычис.	Найд.	
					N	N	
	93,4	235 (разлож)	0,69	$C_{22}H_{26}N_4O_6$	12,66	12,53	442,46

### Список литературы

1. *Шухова Е.А.*, дис. Синтез и превращения новых функционально замещенных арил- и гетарилкарбаматов, канд. хим. наук. Астра. гос. университет, Астрахань, 2018. 3 с.

2. *Махсумов А.Г., Абдукаримова С.А., Машаев Э.Э., Азаматов У.Р.*, Синтез и свойства производного – N,N'-гексаметилен бис-[(орто-крезолило) –карбамата] и его применение, *Universum: химия и биология*, Москва, 2020, №10(76), 33-41 с.

### References

1. *Shukhova E.A.*, dis. Synthesis and transformations of new functionally substituted aryl- and hetarylcarbammates, PhD. chem. Sciences. Astra. State. University, Astrakhan, 2018. 3 p.

2. *Makhsumov A.G., Abdulkarimova S.A., Mashaev E.E., Azamatov U.R.*, Synthesis and properties of the derivative - N,N'-hexamethylene bis-[(ortho-cresolilo)-carbamate] and its application, *Universum: chemistry and biology*, Moscow, 2020, no. 10(76), 33-41 p.

## Сравнительная характеристика органического вещества доманиковых отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (Comparative characteristics of the Domanik deposits organic matter of the South Tatar arch and the Melekes depression)

*Е.В. Морозова, Ю.А. Дуглав, В.П. Морозов*

К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Морозов Владимир Петрович, д. г-м. н.  
E-mail: evgeniya\_morozova97@mail.ru

### Аннотация

Проведена сравнительная геохимическая характеристика доманиковых отложений из различных тектонических элементов: Южно-Татарский свод и Мелекесская впадина. Установлены хорошие и отличные генерационные характеристики вмещаемого незрелого органического вещества, содержащего кероген I-II типов, для отложений обеих структур. Схожие значения T<sub>max</sub> указывают на единые температурные условия преобразования осадков. По результатам биомаркерного анализа масел удалось идентифицировать морские, восстановительные условия осадконакопления. Соотношение битумоидных компонентов указывает на генерацию потенциально высоковязких нефтей.

### Abstract

A comparative geochemical characterization of Domanik deposits from different tectonic elements South Tatar arch and Melekeskaya depression was carried out. Good and excellent generation characteristics of hosted immature organic matter containing type I-II kerogen have been established for deposits of both structures. Similar values of T<sub>max</sub> indicate the same temperature conditions of sediment transformation. According to the results of biomarker analysis of oils, it was possible to identify marine, reducing conditions of sedimentation. The ratio of bitumen components indicates the generation of potentially highly viscous oils.

### Ключевые слова

Доманиковые отложения, пиролиз, органическое вещество, нефтематеринские породы, генерационный потенциал.

### Keywords

Domanic deposits, pyrolysis, organic matter, oil source rocks, generation potential.

Кремнисто-карбонатные породы, обогащенные органическим веществом, и выступающие в роли как нефтематеринских пород, так и коллекторов образующихся углеводородов, относят к доманиковым отложениям. Именно данный тип осадочных пород

широко распространен на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и приурочен к семилукскому горизонту франского яруса верхнего девона.

Большой практический интерес к доманиковым толщам обусловлен высоким содержанием вмещаемого органического вещества, весьма высокими геологическими ресурсами. Для прогноза рентабельности исследуемых толщ, а также для прогноза качества добываемого сырья необходима комплексная геохимическая характеристика органического вещества доманиковых отложений с позиции его генерационного потенциала, зрелости, состава образующихся углеводородов.

В данной работе проведено исследование органического вещества (ОВ) доманиковых отложений Южно-Татарского свода (ЮТС) и Мелекесской впадины. Генерационные характеристики, зрелость нефтематеринских отложений оценивались с помощью пиролитической установки EGA/PY-3030D на базе хроматографа Agilent 7890B и масс-селективного детектора Agilent 5977B. Для оценки битумонасыщенности образцов доманиковых отложений была проведена хлороформенная экстракция доманиковых отложений в аппарате Сокслета. Выделенные битумоиды были подвергнуты SARA-анализу с выделением масел, смол и асфальтенов. При помощи газового хроматомасс-спектрометра Хроматэк-Кристалл 5000 с масс-селективным детектором ISQ Thermo произведен биомаркерный анализ масляной фракции битумоидов.

По результатам пиролитических исследований доманиковые отложения ЮТС имеют хороший-отличный генерационный потенциал и эта величина варьируется от 9,7 до 98,0 мг УВ/г породы. Органическое вещество Мелекесской впадины способно генерировать от 14,8 до 28,2 мг УВ/г породы, что отвечает очень хорошему-отличному генерационному потенциалу. Согласно значениям  $T_{max}$ , зрелость органического вещества ЮТС и Мелекесской впадины отвечает градации катагенеза ПКЗ, что отвечает незрелому ОВ. Кероген нефтематеринских толщ изучаемых объектов относится преимущественно ко II типу (рисунок 1), для которого характерно ОВ морского происхождения и восстановительные условия формирования осадка [1]. Однако некоторые образцы Мелекесской впадины тяготеют к керогену I типа, что отвечает водорослевой, липидной природе ОВ. Содержание Сорг (%) варьируется в диапазоне 2,5-20,2 % и 2,6-6,5 % в образцах ЮТС и Мелекесской впадины, соответственно.

Выход хлороформенного битумоида из доманикитов составляет 1-4,6 % и 0,2-5,1 % для образцов ЮТС и Мелекесской впадины, соответственно. По данным SARA-анализа среднее содержание масел в битумоидах ЮТС оценивается 15,7 %, смолисто-асфальтеновых компонентов – 84 %, в образцах Мелекесской впадины – 18 % и 82 %. Полученные данные позволяют сделать предположение о том, что добываемое сырье будет иметь высокую вязкость и плотность.

Хроматографическое разделение масел позволило установить восстановительную обстановку осадконакопления, согласно значениям  $Pt/Ph < 1$ . Максимум распределения  $n$ -алканов приходится на  $C_{20}$ - $C_{21}$  и  $C_{17}$ - $C_{20}$  в образцах масел ЮТС и Мелекесской впадины, соответственно. Подобное распределение предельных углеводородов характерно для органического вещества морского происхождения [3].



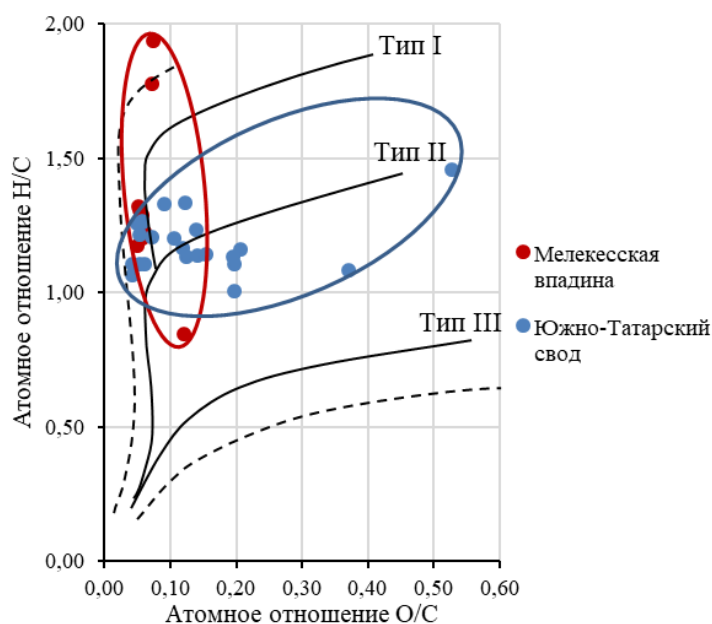


Рисунок 1 – Диаграмма Ван-Кревелена [2].

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что органическое вещество доманиковых отложений из различных тектонических элементов имеет схожие отличные генерационные характеристики, находится в стадии протокатагенеза, является незрелым. Одинаковая зрелость может быть обусловлена подобными температурами преобразования осадка в семилукское время, несмотря на разницу в уровне тектонических структур, которые слагали доманиковые отложения. Качественный состав битумоидов не имеет значимых отличий, и преобладание в составе битумоидов смол и асфальтенов дает возможность сделать предположение об образовании высоковязких нефтей, требующих применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-931 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### Список литературы

1. *Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E.* Geology and geochemistry of oil and gas: Textbook. Moscow, Publishing house of Moscow University; Academy Publ., 2004.
2. *Volkov V.A., Oleinik E.V., Oksenoid E.E., Solopakhina L.A.* On the question of the type of organic matter of rocks of the Bazhenov formation // Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, 2016, no. 28, pp. 3-18.
3. *Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M.* The Biomarker Guide: II. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. Cambridge University Press, 2004.

### References

1. *Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E.* Geology and geochemistry of oil and gas: Textbook. Moscow, Publishing house of Moscow University; Academy Publ., 2004.
2. *Volkov V.A., Oleinik E.V., Oksenoid E.E., Solopakhina L.A.* On the question of the type of organic matter of rocks of the Bazhenov formation // Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, 2016, no. 28, pp. 3-18.
3. *Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M.* The Biomarker Guide: II. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. Cambridge University Press, 2004.

**Стабилизация реологических параметров и улучшение ингибирующих свойств буровых растворов применением органофильного лигнита**  
**(Stabilization of Rheological Parameters and Inhibitory Properties of Drilling Fluids Using Organophilic Lignite)**

***М.Г. Мухаметов А.В. Жорже Виейра, К.В. Корсаков***

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Научный руководитель: Янгиров Фарит Наилович, к.т.н.

E-mail: malik.mukhametov@yandex.ru

**Аннотация**

Бурение скважин с большим отходом от вертикали (БОВ) связано с множеством проблем, одной из которых является изменение реологических параметров буровых растворов. Стабилизировать параметры растворов возможно с помощью различных реагентов. Экспериментальная проверка образцов органофильного лигнита показала его эффективность. Авторами предлагается его использование в практике бурения.

**Abstract**

When drilling ERD wells, there are many problems associated with changes in the rheological parameters of drilling fluids. Various reagents are used to stabilize drilling fluids. Having carried out an experimental verification of organophilic lignite, its ability to replace various kinds of reagents was proved. The authors propose its widespread use in drilling practice.

**Ключевые слова**

Органофильный лигнит, реология, стабилизация, бурение скважин с БОВ.

**Keywords**

Organophilic lignite, rheology, stabilization, drilling ERD wells.

В современных условиях нефтегазовой отрасли новые месторождения требуют более сложные технологии добычи. Следовательно, бурение новых скважин требует большего количества затрат и одним из основных методов становится бурение скважин с большими отходами от вертикали (БОВ).

Проблемами при бурении скважин с БОВ могут быть участки с нестабильными глинистыми породами, высокими показателями температуры и давления на забое которые совместно с высокой проницаемостью фильтрационной корки приводят к различного рода проблемам. А именно увеличивает толщину фильтрационной корки, следовательно уменьшает диаметр пробуриваемой скважины, также увеличивают момент на долоте, приводят к пульсациям давления при спускоподъёмных операциях, что в свою очередь к обвалообразованию и т.д. Для стабилизации реологических параметров и снижения проницаемости фильтрационной корки используются разжижители, понизители фильтрации, стабилизаторы водоотдачи и прочее. В представленном исследовании рассматривается взаимодействие органофильного лигнита с разными буровыми растворами как на водной, так и на углеводородной основе. Типы буровых растворов представлены ниже:

- а) биополимерный хлор-калиевый на водной основе;
- б) полимер-глинистый раствор на водной основе;
- в) раствор на углеводородной основе (минеральное масло в качестве дисперсионной среды).

В исследовании на основе базовых типов промывочных жидкостей участвовали растворы с добавлением 0,5 %, 1 %, 1,5 % органофильного лигнита, производства компании «Life Force» г. Саратов. Органофильный лигнит используется для контроля водоотдачи, понижения показателя фильтрации и стабилизации буровых растворов на углеводородной или

водной основе. Также обладает нулевым риском для окружающей среды, предоставляя разрешения на пользование реагентом в прибрежных зонах.

Для оценки реологических, ингибирующих свойств, показателя фильтрации, влияния температуры на свойства растворов использовались следующие методы и лабораторные приборы:

- измерение условной вязкости проводилось по стандартной методике с помощью воронки ВБР-2, измерением времени истечения 500 мл жидкости из 700 мл;
- плотность определялась с помощью рычажных весов Fann model 140;
- измерение реологических свойств (СНС, ДНС, пластическая вязкость) проводилось с помощью ротационного вискозиметра OFITE MODEL 900 при комнатной температуре и при температуре 70 С<sup>0</sup> для имитации пластовых условий;
- показатель фильтрации измерялся с помощью фильтр-пресса Fann series 300 за 30 минут;

- исследование ингибирующих свойств проводилось с помощью прибора Жигача-Ярова. Глину навеской 5 г помещали в исследуемый раствор, отмечали увеличение объема глины в течении 24 ч;

- стабильность эмульсии (напряжение пробы) для оценки РУО проводилось с помощью прибора OFI Emulsion Stability Meter.

В результате исследования были выведены наиболее эффективные концентрации органофильного лигнита, результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исследование взаимодействия базовых типов буровых растворов с реагентом «Органофильный лигнит»

Исследуемые параметры	Исследуемые растворы					
	Биополимерный базовый	Биополимерный базовый + 1 %	Полимерглинистый базовый	Полимерглинистый базовый + 1,5 %	РУО	РУО + 1 %
УВ,с	44	47,12	65	54,65	270	326
УВ, с при 70 С <sup>0</sup>	-	-	-	-	170	210
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1100	1120	1060	1065	-	-
ПФ, мл/30мин	15	15	12,5	10	10	5
ДНС при 20 С <sup>0</sup> / при 70 С <sup>0</sup> , дПА	98 / 65	109 / 75	113 / 34,8	123 / 98,8	169 / 120	203 / 133
СНС при 20 С <sup>0</sup> / при 70 С <sup>0</sup> дПа	20 / 22 17 / 21	42 / 58 31 / 44	2,4 / 1,9 0,96 / 0,96	3,4 / 3,4 1,4 / 2,9	36 / 37 30 / 29	54 / 57 49 / 49
ПВ при 20 С <sup>0</sup> / при 70 С <sup>0</sup> , Па*с	13 / 9,6	15 / 10,9	24,7 / 19,9	26,3 / 18,6	54,8 / 45	59 / 48
Увеличение объема глины, % (24 ч)	19	14	20	9	-	-
Напряжение пробы при 20 С <sup>0</sup> / при 70 С <sup>0</sup> , В	-	-	-	-	300 / 300	285 / 280

В результате взаимодействия органофильного лигнита с биополимерным хлор-калиевым буровым раствором значение СНС в среднем увеличивается на 50 % в сравнении с базовым раствором. Показатель ДНС увеличивается в среднем на 10-15 % в зависимости от окружающей температуры. УВ не изменяется. Таким образом рекомендуемой концентрацией добавки для хлор-калиевого бурового раствора является 1 % органофильного лигнита.

При взаимодействии органофильного лигнита с полимер-глинистым буровым раствором показатель УВ снизился на 15 % относительного базового раствора. Показатель фильтрации также падает на 20 % уже при добавлении 0,5 % исследуемого реагента. Показатель ДНС увеличивался как при 20 С<sup>0</sup>, так и при 70 С<sup>0</sup>.

При концентрации 1,5 % органофильного лигнита, скорость гидратации бурового раствора снизилась в два раза. Результаты, показывающие скорость гидратации глины с биополимерным хлор-калиевым и полимер-глинистыми буровыми растворами представлены на рисунке 1.

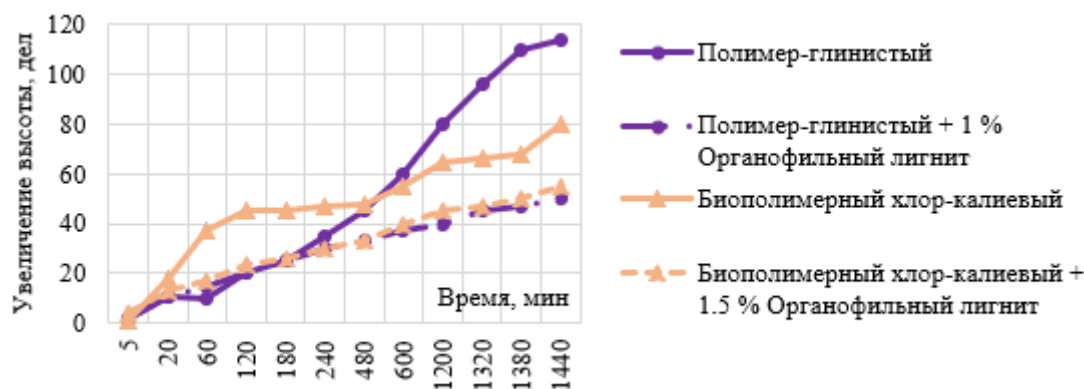


Рисунок 1 – График скорости гидратации глины в растворах при введении органофильного лигнита.

Органофильный лигнит при добавлении к РУО эффективно снижает показатель фильтрации, так же реагент увеличивает показатели СНС как при температуре 20 С<sup>0</sup>, так и при термостатировании при 70 С<sup>0</sup>.

Суммируя вышесказанное органофильный лигнит хорошо себя зарекомендовал как универсальный реагент, обеспечивающий стабильность бурового раствора.

### **Выявление причин отказов на газопроводах системы газлифта нефтегазоконденсатного месторождения (Identification of the accidents causes on the gas lift system pipelines of an oil and gas condensate field)**

***М.С. Пилипенко, А.М. Кунакова, Л.Р. Сайфутдинова***  
 ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Санкт-Петербург, Россия  
 E-mail: Pilipenko.MS@gazpromneft-ntc.ru

#### **Аннотация**

В работе представлены результаты расследования причин отказов на газопроводах системы газлифта нефтегазоконденсатного месторождения, транспортирующего влажный газ с высоким содержанием углекислого газа и сероводорода (2 и 5 % соответственно). Газ транспортируется с метанолом, который применяется для борьбы с гидратообразованием в трубопроводах. Программа расследования включала визуальную оценку поверхности трубы, металлографические, механические, электрохимические испытания, определение химического состава стали и отложений. Установлено, что разрушение трубопроводов произошло в результате утонения стенки трубопровода по причине коррозии по верхней образующей. Газопроводы с низкими скоростями потока и низкой заполняемостью подвержены коррозии по верхней образующей и требуют системного подхода для предотвращения отказов.

## **Abstract**

Here are the results of the investigation of the reasons of a gas lift system failure on the gas pipeline of an oil-gas condensate field that is transporting gas with high content of carbon dioxide and hydrogen sulfide (2% and 5% respectively). The investigation program included visual evaluation of the pipe surface, metallographic, mechanical, and electrochemical tests, and determination of the chemical composition of steel and deposits. It was found that the destruction of the pipeline occurred as a result of thinning of the pipeline wall due to top of the line corrosion. Gas pipelines with low flow rates and low occupancy are susceptible to top of the line corrosion and require a systematic approach to prevent failures.

## **Ключевые слова**

Причины отказа на трубопроводе, коррозия, коррозия по верхней образующей, расследование аварии.

## **Keywords**

Causes of pipeline failure, corrosion, top of the line corrosion, accident investigation.

В настоящее время вопросу безопасности объектов трубопроводного транспорта уделяется особое внимание. Зачастую дефекты на газопроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений, определение места и характера которых связано с рядом трудностей и большими материальными затратами, ввиду того что большинство газопроводов имеют подземную конструктивную схему прокладки и их визуальное обследование затруднено. Поэтому при возникновении аварий на газопроводах научно-технические и исследовательские центры направляют большие усилия для расследования причин инцидента с целью недопущения возникновения аварий в дальнейшем.

На одном из месторождений Оренбургской области произошла серия отказов на газоингибиторопроводах, подход по расследованию двух из которых представлен в данной работе. Отказы представляли собой разрыв трубы, сопровождающиеся выбросом сероводородсодержащего газа.

Среди основных причин инцидента были выдвинуты три гипотезы. В качестве первой гипотезы рассматривали несоответствие условий эксплуатации газопровода техническим и проектным решениям. Вторая гипотеза – ненадлежащее качество материала труб. Третьей возможной гипотезой является высокая агрессивность среды, которая способствовала развитию коррозионных повреждений на поверхности металла.

Программа расследования включала анализ условий эксплуатации газопроводов, визуальную оценку образцов труб, исследование химического состава стали и коррозионных отложений, металлографические, механические и электрохимические испытания. Лабораторные испытания проводились на фрагментах труб, вырезанных из газопроводов с мест отказа.

В результате анализа промысловых данных установлено, что условия эксплуатации трубопроводов соответствовали проектной документации.

Определение фактического химического состава металла проводилось с помощью атомно-эмиссионно спектрального метода по ГОСТ Р54153 – 2010 с использованием спектрометра «Искролайн – 100». Исследование химического состава металла труб позволило подтвердить соответствие материала нормативной и технической документации.

С помощью металлографических исследований оценивалась загрязненность фрагментов труб неметаллическими включениями без расшифровки их химического состава. Исследования микроструктуры проводили методами оптической металлографии при 100 и 500-кратном увеличении на микроскопе Reichert-Jung MeAF-3A. По результатам проведенных металлографических испытаний установлено, что загрязненность всех фрагментов труб либо отсутствует, либо не превышает 1 балла согласно шкалам сравнения ГОСТ 1778 по каждому

виду неметаллических включений, т. е. по своим размерам и количеству такие включения не оказывают заметного влияния на механические характеристики фрагментов труб.

При проведении визуального осмотра исследуемых образцов труб выявлено, что внутренняя поверхность труб покрыта коррозионными отложениями, на одном из фрагментов имеется сквозная трещина. Утонение в области разрушения составляет от 52 до 75 %, минимальная толщина стенки 2,07 мм. Поверхность трубопровода по нижней образующей гладкая и имеет наибольшую остаточную толщину равную 8,51 мм.

Для исследования коррозионной активности среды и проверки гипотезы возникновения разрушения по причине коррозии был определен состав отложений.

Поскольку в транспортируемом флюиде содержатся  $\text{CO}_2$  (2,17%) и  $\text{H}_2\text{S}$  (5,42%), то возможно протекание совместной углекислотной и сероводородной коррозии. Отношение парциального давления углекислого газа к парциальному давлению сероводорода составляет 0.39, следовательно, превалирует механизм сероводородной коррозии [1].

Определение химического состава продуктов коррозии выполнялось с помощью растровой сканирующей спектроскопии на электронном микроскопе Zeiss Supra 55VP. Согласно результатам анализа продуктов коррозии, отобранных с внутренней поверхности исследуемых фрагментов труб, отложения в основном состоят из элементов железа и серы, что свидетельствует о том, что коррозионным агентом является сероводород, находящийся в транспортирующемся влажном газе.

Коррозия по верхней образующей трубопровода (КВОТ) наблюдается при ламинарных расслоенных режимах, при которых жидкость, текущая по дну трубопровода, не контактирует с верхней образующей [2]. Феномен заключается в конденсации паров воды на стенке трубопровода по верхней образующей. Предполагается, что происходит смещение pH в конденсированной воде в кислую сторону за счет растворения в ней  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{S}$ .

В результате исследования поверхности разрушения с помощью сканирующего электронного микроскопа определено, что зарождение трещины происходило от внутренней поверхности трубы, кроме того, выявлено наличие образования вторичных трещин. Наиболее вероятный механизм возникновения трещины – локальное утонение металла до критических значений (25%) с возможным наводораживанием в результате попадания ионов  $\text{H}^+$  по корродированным кавернам.

Для оценки коррозионной стойкости труб проведены электрохимические испытания образцов, изготовленных из фрагментов, подвергшихся общей и локальной коррозии. Установлено, что скорости коррозии в месте язвы выше, а значения потенциалов коррозии – ниже. Металл в месте язвы имеет неравномерную поверхность с множественными углублениями, сильными выбоинами и другими дефектами поверхности, которые становятся местами для развития дальнейшей точечной коррозии при электрохимических исследованиях, даже несмотря на имеющиеся продукты коррозии. Вероятно, это объясняет повышенные значения скоростей коррозии образцов с язвенным типом разрушения по сравнению с образцами со сплошной коррозией.

С целью анализа режимов потока транспортируемой продукции в газоингибиторопроводах выполнялся гидродинамический расчет с использованием программного пакета PIPESIM. По результатам гидродинамического расчета установлено, что скорость потока по направлениям отказов составляет менее 3 м/с. Режим течения ламинарный, поток низкоскоростной двухфазный. Данный фактор способствовал развитию коррозии по верхней образующей, при этом дополнительным ухудшающим фактором являлось присутствие метанола. Поток на направлениях отказа содержит влагу, которая при низкой скорости потока может скапливаться и образовывать зоны застоя в местах поворотов и перепадов высот. На внутренней поверхности трубопроводов можно визуально определить границу раздела фаз «жидкость-газ» по характерным отложениям, откуда можно оценить заполняемость трубопровода жидкостью, которая составляет 8-12%, то есть перемещение жидкости осуществляется по нижней образующей трубы.

Таким образом, на основании проведенных исследований выявлено, что основной причиной коррозии исследуемых фрагментов являлось воздействие влажного газа, содержащего углекислый газ и сероводород, способствующие снижению pH среды. В результате коррозии произошло утонение по верхней образующей труб до критического значения, после чего под действием внешних факторов наблюдалось зарождение и рост трещины до сквозного её выхода наружу [3].

По результатам выявления причин отказов на газопроводах разработаны следующие рекомендации:

1. Осушка газа для снижения скорости коррозии за счет удаления влаги;
2. Применение ингибитора коррозии для газовой фазы;
3. Разработка и внедрение плана дополнительных мероприятий по мониторингу скорости коррозии;
4. Увеличение расхода газа для перехода с расслоенного на кольцевой режим двухфазного потока;
5. Увеличение скоростей потока за счет уменьшения диаметров труб;
6. Выбор материалов в соответствии с типовыми техническими требованиями с условием дополнительных испытаний на стойкость к CO<sub>2</sub>;
7. Проведение испытаний труб с внутренним антикоррозионным покрытием.

#### **Список литературы**

1. *Singer M.* Top of the Line Corrosion in Sour Environment: Study of the Controlling Parameters. – 18th International Corrosion Congress 2011, Paper 80, 2011, pp.179-189.
2. *Y.M. Gunaltun, D. Larrey* Correlation of Cases of Top of Line Corrosion with Calculated Water Condensation Rate. – Corrosion, 2000, pp.15
3. *McCafferty E.* Introduction to Corrosion Science. – 2010, 583 p.

#### **Определение эффективной поверхности кожухотрубчатого теплообменника для конденсации паров тяжелой нефти (Determination of the effective surface of a shell and tube heat exchanger for the condensation of heavy naphtha vapor)**

**Ш.С. Рахимджанова<sup>1</sup>, Н.Ф. Шафратов<sup>1</sup>, Ф.Ф. Шомансуров<sup>2</sup>**

1 - Ташкентский химико-технологический институт

2 - Институт общей и неорганической химии АН РУз.

Научный руководитель: А.А. Худайбердиев, д.т.н.

E-mail: jarayon@mail.ru

#### **Аннотация**

Определение эффективной поверхности кожухотрубчатого аппарата для конденсации паров тяжелой нефти в нефтеперегонной установке. Исследования проведены расчетно-экспериментальным способом, используя параметры атмосферной перегонки нефтегазоконденсатной смеси. Приведены результаты уточненного расчета конденсации паров тяжелой нефти в интервале кратного изменения их расхода относительно режимного значения. Показано, что учет температурного изменения показателей свойств теплоносителей позволяет уменьшить поверхность теплообмена аппарата на 52,9 %. Результаты исследования способствует уменьшению массогабаритных параметров теплообменников на стадии их проектирования или же рациональному сокращению их количества в блоке тепловой подготовки смеси к перегонке.

## Abstract

Determination of the effective surface of a shell-and-tube apparatus for the condensation of heavy naphtha vapors in an oil refinery. The studies were carried out by calculation and experimental method, using the parameters of atmospheric distillation of the oil and gas condensate mixture. The results of a refined calculation of the condensation of heavy naphtha vapors in the range of a multiple change in their consumption relative to the regime value are presented. It is shown that taking into account the temperature change in the indicators of the properties of heat carriers makes it possible to reduce the heat exchange surface of the apparatus by 52.9%. The results of the study contribute to a reduction in the weight and size parameters of heat exchangers at the stage of their design or a rational reduction in their number in the block for thermal preparation of the mixture for distillation.

## Ключевые слова

Нефть, перегонка, фракция, конденсация, нагревание, теплообменник, конденсатор, тепловая нагрузка, поверхность теплообмена.

## Keywords

Oil, distillation, fraction, condensation, heating, heat exchanger, condenser, heat load, heat exchange surface.

Подогрев нефтегазоконденсатной смеси при конденсации паров и охлаждения дистиллятов фракций на установке первичной перегонки нефти осуществляется в кожухотрубчатых теплообменниках-конденсаторах [1,2].

Согласно технологической схеме установки первичной перегонки нефти на Бухарском НПЗ, рабочая смесь, состоящая из 30 % нефти и 70 % газового конденсата (30%Н+70%ГК), насосом перекачивается через систему последовательно соединенных теплообменников трех этапов предварительного подогрева, где она нагревается теплом технологических потоков, выходящих из сложной ректификационной колонны [3].

Для анализа тепловой эффективности промышленного трубчатого теплообменника-конденсатора 10Е-03 на данном предприятии, нами произведен расчет процесса конденсации паров фракции тяжелой нефти. Расчет выполнен по данным технологического регламента установки [3], с учетом температурного изменения показателей физико-химических свойств подогреваемой смеси [4].

Согласно расчетам материального баланса перегонки нефтегазоконденсатной смеси, учитывающие доли отбора фракций в установке, определен расход конденсируемых паров фракции тяжелой нефти, отводимые из верха атмосферной колонны –  $D = 61898$  кг/ч.

Основываясь на результаты исследований по установлению влияния флегмового числа на энергетическую эффективность атмосферной перегонки нефтегазоконденсатной смеси [5] расчеты конденсатора выполнены для случаев изменения расхода потока флегмы (тяжелой нефти) относительно установленного режимного значения  $D_{тн}$ : от кратного снижения расхода потока верхнего орошения  $D_0$  в пределах 1:2,5 до его трехкратного увеличения.

При этом тепловая нагрузка конденсатора  $Q$  (кВт) рассчитана по формуле:

$$Q = D \cdot r, \quad (1)$$

где  $r_{тн}$  - теплота конденсации паров тяжелой нефти (кДж/кг), определяемая по уравнению Крэга [1]:

$$r = (354,1 - 0,3768T) / d_{15}^{15}, \quad (2)$$

где  $T$  - температура конденсации паров тяжелой нефти, К;  $d_{15}^{15}$  - относительная плотность тяжелой нефти.

Необходимая поверхность теплопередачи конденсатора ( $m^2$ ) определена по известной формуле [6]:

$$F = Q / (K \cdot \Delta t_{cp}), \quad (3)$$



где  $K$  - коэффициент теплопередачи в аппарате, рассчитываемый по формуле:

$$K = \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{cm}}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2} \right)^{-1}, \quad (4)$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  - коэффициенты теплоотдачи от конденсирующихся паров тяжелой нефти к стенке горизонтальных труб и от стенки труб к подогреваемой смеси, Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $\delta_{cm}$  - толщина стенки теплопередающих труб, м;  $\lambda_{cm}$  - теплопроводность материала труб, Вт/(м·К);  $\Delta t_{cp}$  - средняя разность температур между теплоносителями на концевых участках аппарата, К.

Конденсация паров нефти в аппарате происходит при противоточных направлениях движения теплоносителей. Пары нефти конденсируются в межтрубном пространстве аппарата, а нефтегазоконденсатная смесь, выполняющая роль охлаждающего агента, движется во внутренних теплопередающих трубах.

Согласно [3] пары тяжелой нефти поступают в конденсатор при температуре 165 °С, а на выходе из него они охлаждаются до 152 °С. В ходе процесса нефтегазо-конденсатная смесь в конденсаторе-теплообменнике нагревается от 49 до 96 °С.

Численные значения показателей свойств тяжелой нефти в жидком и паровом состояниях определены при средней разности между теплоносителями  $\Delta t_{cp} = 82,6$  °С и средней температуре пленки конденсата  $t_{пл,ср} = 162,5$  °С.

Ориентировочное значение коэффициента теплопередачи  $K$  при конденсации паров фракций в присутствии газа в кожухотрубчатых аппаратах НПЗ составляет  $K = 115 \div 230$  Вт/(м<sup>2</sup>·К) [6]. Уточненное значение данного коэффициента в теплообменнике 10Е-03 при конденсации паров тяжелой нефти по (4) равен  $K = 274,73$  Вт/(м<sup>2</sup>·К).

Расчеты по определению тепловой нагрузки  $Q$  и необходимой поверхности теплообмена  $F$  конденсатора по (1) и (3) приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Результаты расчетов тепловой нагрузки и поверхности теплообмена конденсатора в зависимости от расхода фракции тяжелой нефти

$G$ , кг/ч	24759,2	30949	37138,8	61898	92847	123796	154745
$D/G$	-2,5	-2,0	-1,7	1	1,5	2,0	2,5
$Q$ , кВт	2004,5	2505,6	3006,7	5011,2	7516,7	10022,3	12527,9
$F$ , м <sup>2</sup>	88,3	110,4	132,5	220,8	331,2	441,7	552,1
$Q/F$	22,7	22,696	22,696	22,696	22,695	22,690	22,691

Как видно из данных таблицы, с ростом массового расхода потока тяжелой нефти  $D_{тн}$  величин тепловой нагрузки конденсатора и его поверхности теплопередачи  $F$  интенсивно повышается по наклонной прямой. При этом удельная тепловая нагрузка аппарата составляет в среднем  $Q/F = 22,7$  Вт/м<sup>2</sup>.

Исследуемый конденсатор 10Е-03 имеет следующие конструктивные параметры: диаметр теплопередающих труб  $d = 20/25$  мм, их длина  $l = 6$  м и общее количество  $n = 1106$  шт. При этом поверхность теплопередачи аппарата равняется  $F_6 = 468,8$  м<sup>2</sup>. Для регламентированного режима работы конденсатора (при расходе паров тяжелой нефти  $D_{тн} = 61898$  кг/ч и тепловой нагрузки  $Q = 5011,2$  кВт) разность между величинами базовой и потребной  $F_n$  поверхности теплопередачи составляет

$$\Delta F = F_6 - F_n = 468,8 - 220,8 = 248 \text{ м}^2$$

или

$$\Delta F = [(F_6 - F_n) / F_n] \cdot 100\% = [(468,8 - 220,8) / 468,8] \cdot 100\% = 52,9\%,$$

Таким образом, методика расчета основных конструктивно-технологических параметров кожухотрубчатого конденсатора 10Е03, учитывающая температурные изменения показателей свойств конденсируемых паров тяжелой нефти и подогреваемой смеси, позволяет обоснованно

сократить необходимую поверхность теплообмена аппарата на 52,9 %, что равносильно повышению его тепловой эффективности в среднем на 2 раза. В результате этого станет возможным уменьшение массогабаритных параметров трубчатых конденсаторов на стадии проектирования, или же сокращение в рациональных пределах количества эксплуатируемых теплообменных аппаратов в блоках тепловой подготовки углеводородного сырья к перегонке.

### Список литературы

1. Технология переработки нефти. В 2-х частях. Часть I. Т38 Первичная переработка нефти/ Глаголева, О.Ф., Капустин В.М., Гюльмисарян Т.Г. [и др.]; под ред. О.Ф. Глаголевой и В.М. Капустина. - М.: Химия, КолосС, 2006. - 400 с. –ISBN 5-98109-024-3 ISBN 5-9532-0269-5.
2. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие/ Ахметов, С.А., Сериков Т.П., Кузеев И.Р., Баязитов И.М. ; под ред. С.А. Ахметова. - СПб.: Недра, 2006. - 868 с. УДК 665:63.048 ББК 35.514
3. Технологический регламент установки атмосферной перегонки смеси газоконденсата и нефти и фракционирования гидроочищенной нефти Бухарского НПЗ. TR 16472899-001. 2009 50 с.
4. *Худайбердиев, А.А.* Интенсификация процесса нагревания нефтяного сырья: монография/ А.А. Худайбердиев. - Ташкент: Navroz, 2019. - 214 с.-ISBN 978-9943-563-77-3
5. *Раджибоев, Д.П.* Влияние флегмового числа на эффективность атмосферной перегонки нефтегазоконденсатной смеси / Д.П.Раджибоев, А.А.Худайбердиев, Д.И. Кучкарова; под ред. Д.П.Раджибоев.- U55 Universum: технические науки: электрон. научн. журн. 6(87).Часть 3. М.,Изд. «МЦНО» 2021. -108 с. -ISSN: 2311-5122 URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/11914>. p. 76-80.

### References

1. Oil refining technology. In 2 parts. Part I. T38 Primary oil refining / Glagoleva O.F., Kapustin V.M., Gyulmisaryan T.G. [and others]; ed. O.F. Glagoleva and V.M. Kapustin. - M.: Chemistry, Kolos, 2006. - 400 p. –ISBN 5-98109-024-3 ,ISBN 5-9532-0269-5.
2. Technology and equipment for oil and gas processing processes: study guide / Akhmetov, S.A., Serikov T.P., Kuzeev I.R., Bayazitov I.M. ; ed. S.A. Akhmetov. - St. Petersburg: Nedra, 2006. - 868 p. UDK 665:63.048 BБК 35.514
3. Technological regulations for the installation of atmospheric distillation of a mixture of gas condensate and oil and fractionation of hydrotreated naphtha at the Bukhara Oil Refinery. TR 16472899-001. 2009 50 с.
4. *Khudaiberdiev, A.A.* Intensification of heating of oil raw materials: monograph / A.A. Khudaiberdiev. - Tashkent: Navroz, 2019. - 213 p. -ISBN 978-9943-563-77-3
5. *Radzhiboiev, D.P.* Effect of reflux ratio on the efficiency of atmospheric distillation of oil and gas condensate mixture / D.P. Radzhiboiev, A.A. Khudaiberdiev, D.I. Kuchkarova; ed. D.P. Radzhiboiev. - Universum: technical sciences: electron. scientific magazine 2021.6(87). ISSN: 2311-5122 URL: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/11914>. p. 76-80.

**Влияние сорбционно-каталитических свойств глинистых материалов на превращения углеводородного сырья  
(The influence of the sorption-catalytic properties of clay materials on the conversion of hydrocarbons)**

***И.М. Рохас Родригес<sup>1</sup>, Р.И. Хабибуллин<sup>1</sup>, Б. Пэн<sup>1</sup>***

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Рохас Родригес Ильмира Маратовна, к.х.н.

E-mail: nofretary@mail.ru

**Аннотация**

Выполнены исследования, направленные на изучение влияния сорбционно-каталитических свойств природных глинистых материалов на преобразование тяжелого углеводородного сырья и его компонентов в процессах его добычи и подготовки. С применением математической обработки результатов экспериментов определены оптимальные условия паротеплового воздействия на пласт. Модельные опыты проведены в закрытой системе при температуре 180-190°C, при давлении 10 МПа, в присутствии водной фазы. Проведены исследования изменений состава и свойств сверхвязкой нефти в результате опытов в присутствии глин.

**Abstract**

Research aimed at studying the influence of the sorption-catalytic properties of natural clay materials on the transformation of heavy hydrocarbon raw materials and its components in the processes of its extraction and treating has been carried out. With the use of mathematical processing of the experiments results, the optimal conditions for the steam-thermal effect on the formation were determined. Model experiments were carried out in a closed system at a temperature of 180-190°C, at a pressure of 10 MPa, in the presence of an aqueous phase. Changes of extra-viscous oil composition and properties after model experiments in the presence of clays were studied.

**Ключевые слова**

Битум, тяжелая нефть, смолы, асфальтены, превращения, катализатор, глинистые материалы, сорбционно-каталитические свойства, внутрипластовое облагораживание, акватермолиз.

**Keywords**

Bitumen, super viscous oil, resins, asphaltenes, transformations, catalysts, clay materials, sorption-catalytic properties, in-situ upgrading, aquathermolysis.

Ресурсы сверхвязких нефтей и природных битумов (СВН и ПБ) значительно превышают истощающиеся запасы традиционных легких маловязких нефтей, что является причиной возрастающего к ним интереса [1]. Однако технологии добычи и переработки тяжелого углеводородного сырья (УВ-сырья) отличны от традиционных, весьма наукоемки. Это связано с их высокой вязкостью, значительным содержанием высокомолекулярных соединений (ВМС) – смол и асфальтенов, склонных к конденсации и агрегированию с последующим коксообразованием, что определяет агрегативную устойчивость нефтяных дисперсных систем (НДС) в различных термических и каталитических процессах. Породы, слагающие коллектор (глины, минералы) также могут обладать каталитическим эффектом, который необходимо учитывать при планировании воздействий на пласт (таких как паротепловое) с целью извлечения тяжелых углеводородов. На данный момент все еще нет систематического подхода, позволяющего отслеживать химические процессы, происходящие в пласте во время внутрипластового облагораживания СВН и ПБ, где водород, вода, катализатор совместно

взаимодействуют в сложном природном реакторе [2]. В связи с этим поиск оптимальных технологий, направленных на повышение эффективности разработки месторождений СВН и ПБ является актуальной задачей.

Целью данной работы является исследование влияния сорбционно-каталитических свойств глинистых материалов (бентонита, каолинита) на направленность и глубину превращения углеводородов, смол и асфальтенов тяжелой нефти, в условиях, моделирующих паротепловое воздействие на пласт.

В качестве объекта исследования является образец СВН Ашальчинского месторождения с содержанием серы 4,67 % масс и плотностью 0,9770 г/см<sup>3</sup>.

Математическое планирование эксперимента с применением многофакторного анализа осуществляли с применением программного пакета Statistica. Оценивалось влияние таких факторов, как температура, давление, содержание воды на увеличение выхода углеводородов по сравнению с исходной нефтью (рисунок 1).

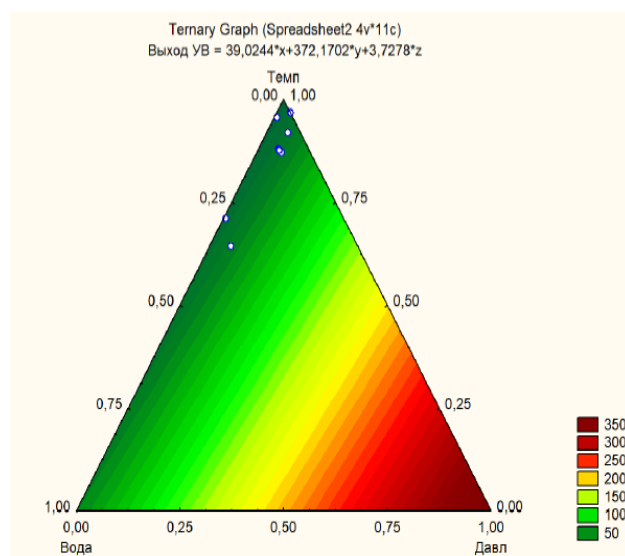


Рисунок 1 – Трёхмерная диаграмма зависимости выхода углеводородов (УВ) от температуры, давления, содержания воды, где 50, 100, 150 и т.д. – прирост выхода УВ.

На рисунке красной области соответствуют наиболее желательные условия с точки зрения получения максимального прироста выхода УВ (рисунок 1). Это значит, увеличение давления должно способствовать желаемому эффекту. При помощи данной диаграммы можно подбирать адекватные условия процессов, хотя, конечно же, условия должны быть приемлемы по технологическим и экономическим показателям.

В реакторе (автоклаве) были проведены опыты, моделирующие паротепловое воздействие (ПТВ) на пласт, с добавлением в качестве сорбента образца керна, содержащего глинистые материалы, измельченного до микродисперсного состояния и диспергированного в нефти, в присутствии воды. Опыты были проведены при температуре 190°C, при итоговом давлении 10 МПа в течение 2 ч.

Содержание общей серы снижалось в продуктах опытов по сравнению с исходной нефтью, с 4,2 до 2,9 % масс. Это также подтверждает протекающие деструктивные процессы. Содержание асфальтенов в продуктах опытов практически не изменилось, наблюдалось новообразование углеводородов, преимущественно за счет отрыва фрагментов смол по наименее устойчивым гетероатом-содержащим связям. Плотность продуктов опытов (при 20°C) несколько снизилась по сравнению с исходной нефтью – с 0,970 до 0,964 г/см<sup>3</sup>.

Образцы исходной нефти и продуктов опытов исследовали методом ИК-Фурье спектроскопии в диапазоне от 4000 до 450 см<sup>-1</sup>, с разрешением 4 см<sup>-1</sup> (рисунок 2).

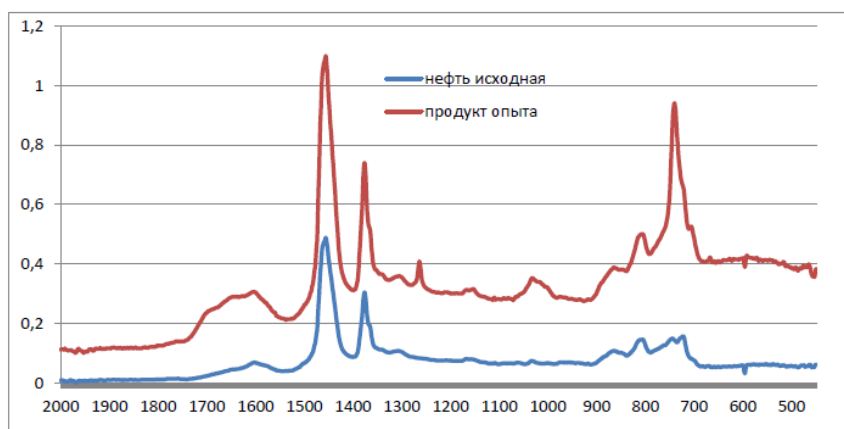


Рисунок 2 – ИК-спектры исходной нефти и продуктов модельного опыта в присутствии образца керна при температуре 190°C в течение 2 часов.

На спектре продуктов опытов несколько увеличивается интенсивность полосы поглощения при 1600 см<sup>-1</sup>, соответствующей колебаниям С=С связи в ароматических структурах. При этом существенно возрастает интенсивность полос поглощения при 1460, 1380, 720 см<sup>-1</sup>, соответствующих алифатическим структурам. Достаточно высокая интенсивность полосы поглощения при 720 см<sup>-1</sup> свидетельствует об отсутствии протекания гомолитических разрывов связи С-С в длинных алкильных цепочках.

Таким образом, показано преобразование состава и свойств СВН в модельных экспериментах в присутствии глиносодержащих образцов пород и водной фазы при условиях, приближенных к ПТВ на пласт. В результате опытов снизилась плотность нефти, наблюдалось новообразование легких УВ за счет деструкции смол по наименее устойчивым С-S связям, что отразилось также в снижении содержания общей серы.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 20-79-00304).

### Список литературы

1. Абдрафикова, И.М. Состав сверхвязких нефтей и природных битумов и превращения их высокомолекулярных компонентов в гидротермально-каталитических процессах: дисс. ... канд.хим.наук : 02.00.13 / Абдрафикова Ильмира Маратовна. – Казань, 2018. – 273 с.
2. Abdrafikova Ilmira M., Kayukova Galina P., Structural-Group Composition of Heavy Oil Conversion Products Using FTIR Spectroscopy//HELIX. - 2018. - Vol.8, Is.1. - P.2898-2907.

### References

1. Abdrafikova I.M. Sostav sverhvyazkikh neftej i prirodnyh bitumov i prevrashcheniya ih vysokomolekulyarnyh komponentov v gidrotermal'no-kataliticheskikh processah [The composition of superviscous oils and natural bitumens and the transformation of their high-molecular components in hydrothermal catalytic processes]. Cand. Chem. Dissertation (chem.Sc.), Kazan, 2018. 273 p.
2. Abdrafikova Ilmira M., Kayukova Galina P., Structural-Group Composition of Heavy Oil Conversion Products Using FTIR Spectroscopy//HELIX. - 2018. - Vol.8, Is.1. - P.2898-2907.

## Синтез упорядоченных алюмосиликатов из природных галлуазитных нанотрубок (Synthesis of low-silica ordered aluminosilicates from natural halloysite nanotubes)

*М.И. Рубцова<sup>1</sup>, Жуков В.А.<sup>1</sup>*

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Глотов Александр Павлович, к.х.н.

E-mail: artemovamai@gmail.com

### Аннотация

Цель исследования – синтез упорядоченных алюмосиликатов из природного минерала галлуазита. Галлуазит был успешно перекристаллизован в гидротермальных условиях в цеолиты типа ANA, SOD, CHA и MFI. Исследованы физико-химические свойства продуктов синтеза, полученных с применением различных модификаций галлуазитных трубок. В зависимости от продолжительности гидротермального синтеза, используемых реагентов и условий предварительной обработки нанотрубок кристаллы полученных алюмосиликатов обладали различной морфологией.

### Abstract

The study is aimed at synthesis of ordered aluminosilicates from the natural mineral halloysite. Halloysite has been successfully recrystallized under hydrothermal conditions into zeolites of ANA, SOD, MOR and MFI types. Physicochemical properties of the products obtained using various modifications of halloysite tubes were investigated. Depending on the duration of hydrothermal synthesis, the reagents applied and the conditions of nanotubes pre-treatment, the crystals of the obtained aluminosilicates had different morphology.

### Ключевые слова

Галлуазит, цеолиты, алюмосиликаты, анальцим, содалит, морденит, ZSM-5.

### Keywords

Halloysite, zeolites, aluminosilicates, analcime, sodalite, mordenite, ZSM-5.

В данной работе предложено использование природного материала галлуазита с формулой  $Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8 \cdot nH_2O$  в качестве источника атомов кремния и алюминия для синтеза различных упорядоченных алюмосиликатов. Галлуазит представляет собой алюмосиликатные нанотрубки и является более дешевым, доступным и экологичным сырьем по сравнению с синтетическими аналогами. Внешняя поверхность галлуазитных нанотрубок (ГНТ) состоит из -Si-O внутренняя – из -Al-OH [1]. Такое строение дает возможность модификации ГНТ различными методами. В частности, обработка ГНТ кислотными/щелочными агентами позволяет селективно удалять атомы кремния или алюминия, таким образом изменяя соотношение Si/Al в трубках.

В данном исследовании галлуазитные нанотрубки были подвергнуты предварительной термической и кислотной обработке с последующей гидротермальной перекристаллизацией при 190 °С в течение 96 ч.

Получены следующие результаты:

1. Термически активированный галлуазит (Si/Al = 0,9) был перекристаллизован в низкокремнистый цеолит структурного типа SOD.
2. Добавление темплата (бромид тетрапропиламмония – ТРАВr) к галлуазиту (Si/Al = 0,9) приводит к образованию цеолита типа ANA с морфологией сфер диаметра 20-130 мкм (рисунок 1а).
3. Предварительно обработанный кислотой галлуазит (Si/Al = 2) в присутствии ТРАВr также был перекристаллизован в анальцим (структура ANA) со сферической морфологией

(рисунок 1б). Однако диаметр полученных сфер был порядка 5-7 мкм. Максимальная степень кристалличности ANA достигнута в случае травления 2М H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>.

4. Травленный галлуазит в присутствии темплата, а также дополнительных источников кремния и алюминия перекристаллизовывался в анальцит с уникальной морфологией радиально направленных лучей (рисунок 1в).

5. При добавлении к травленому галлуазиту значительного количества кремния (Si/Al = 10) были получены гексагональные структуры типа MFI (рисунок 1г).

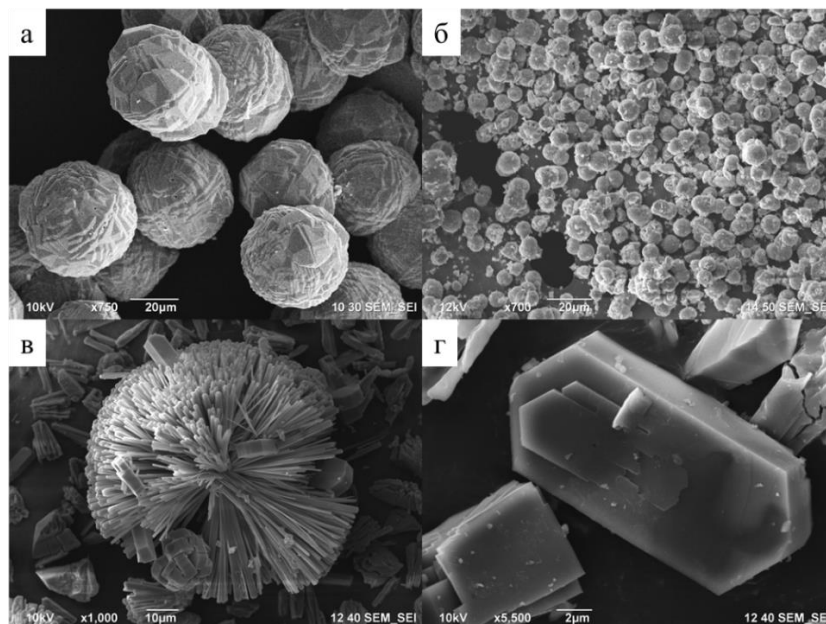


Рисунок 1 - Снимки СЭМ полученных образцов.

Таким образом, показано, что галлуазит может выступать в роли эффективного прекурсора для синтеза алюмосиликатов различных структурных типов. Предварительная кислотная обработка галлуазитных нанотрубок, а также их сочетание с дополнительными источниками кремния и структурообразующими агентами позволяет синтезировать материалы с уникальной морфологией.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности, номер темы FSZE-2020-0007 (0768-2020-0007).

### Список литературы

1. Глотов А., Вутолкина А., Пимерзин А., Винокуров В., Львов Ю. Clay nanotube-metal core/shell catalysts for hydroprocesses // *Chem. Soc. Rev.* 2021. № 50. С. 9240-9277

### References

1. *Glotov, A., Vutolkina, A., Pimerzin, A., Vinokurov, V., Lvov, Y. Clay nanotube-metal core/shell catalysts for hydroprocesses. Chem. Soc. Rev., 2021, No. 50, pp. 9240-9277*

**Учет особенностей выпахивания донного грунта килями ледовых образований  
при проектировании подводных морских трубопроводов в районах с ледовой экзарацией  
(Subscour deformations distribution impact on buried marine pipelines  
design in areas with ice gouging)**

***И.Г. Силина, В.А. Иванов***

ТИУ, Институт транспорта

E-mail: i\_g\_silina@mail.ru

**Аннотация**

Показано, что существующая методология оценки воздействия ледовой экзарации на морские трубопроводы не позволяют в полной мере учесть льдогрунтовое взаимодействие. С целью разработки технических решений при прокладке трубопроводов в районах с ледовой экзарацией проведены численные исследования процесса выпахивания донного грунта килями ледяных образований. В ходе проведенных исследований разработано решение задачи по определению нагрузок от ледовой экзарации на морские трубопроводы, которое позволяет получить распределение зон деформирования грунтового массива для заданных входных параметров и детально исследовать изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода в зависимости от глубины его заложения в каждой из приведенных зон.

**Abstract**

It is shown that the existing methodology for assessing ice gouging impact on offshore pipelines does not allow for full ice-soil interaction consideration. In order to develop technical solutions for laying pipelines in areas with ice gouging, numerical studies of subscour soil deformations induced by ice hummocks' keels were conducted. Based on the research results, the solution for determining the loads from ice gouging on offshore pipelines was developed, which allows obtaining the distribution of soil mass deformation zones for the given input parameters and studying in detail the change in the stress-strain state of the pipeline depending on the depth of its embedding in each of the given zones.

**Ключевые слова**

Ледовая экзарация, заглубленный морской трубопровод, киль тороса, деформации грунта.

**Keywords**

Ice gouging, subsea pipeline, hummock keel, soil deformations.

Для шельфовых морских трубопроводов ледовая экзарация или ледовое выпахивание является одним из ведущих факторов, обуславливающих величину заглубления трубопроводов в донный грунт [1], и одним из наиболее неблагоприятных эксплуатационных факторов, значительно увеличивающих риск финансовых и экологических потерь в случае недостаточного заглубления и, как следствие, возможного повреждения трубопроводов в результате воздействия килей ледовых образований. Однако в существующей нормативно-технической документации фактически отсутствуют методики оценки воздействия ледовой экзарации на заглубленные трубопроводы, учитывающие льдогрунтовое взаимодействие при определении минимально необходимой глубины заложения подводных трубопроводов, что обуславливает необходимость разработки критериев определения минимально необходимой безопасной глубины заложения подводных трубопроводов в районах с ледовой экзарацией с учетом прогнозирования происходящих грунтовых деформаций.

Результаты существующих исследований явления ледовой экзарации, в частности, моделирования взаимодействия ледового киля и грунта, позволяют предположить, что разрушение грунта перед фронтальной гранью килем может быть связано, в основном, с



пассивным давлением грунта. Однако нет единого мнения о природе потенциальных деформаций грунта под основанием ледового кия. Согласно существующим представлениям, это связано либо со сдвиговым волочением грунта согласно теории Been et al. [2], либо с потерей грунтом несущей способности с образованием поверхностей скольжения с выпором грунта, предложенного Palmer et al. [3] на основании зарегистрированных в рамках программы PRISE (Pressure Ridge Ice Scour Experiment) деформацией, либо с комбинацией обоих механизмов. В отсутствие понимания процесса деформирования грунтового массива, прогнозирование условий нагружения и работы подводных трубопроводных систем также является предметом неопределенности.

Решение данного вопроса требует проведения комплексных исследований механизмов ледового выпахивания, деформаций прилежащего к трубе грунтового массива. Для разработки и апробации методики определения безопасной глубины заложения подводных трубопроводов проводились:

- серия численных экспериментов с целью проведения факторного анализа для обоснования перечня учитываемых методикой параметров;
- разработка модели деформирования грунтового массива, позволяющей описывать характер и величину распространения деформаций грунта ниже базальной плоскости ледового кия.

Предлагаемая расчетная схема строится на следующих основных допущениях:

- поскольку по результатам многочисленных наблюдений отмечается параллельное движение ледовых образований морскому дну, принимаем, что движение кия можно заменить движением параллельно горизонтальной плоскости морского дна с неизменной глубиной борозды;

- ледовый киль не подвержен разрушению и моделируется как абсолютно твердое тело;
- киль движется поступательно с постоянной скоростью;
- при движении киль имеет одну степень свободы, отсутствует вращение или вздымание ледового образования, что позволяет стабилизировать расчетную схему.

При такой постановке в результате моделирования образуются области направленного сдвига частиц грунта, форма поверхности и направление которых зависит от величины и характера приложения к основанию кия пары сил, имеющих непосредственную зависимость от угла атаки, площади фронтальной поверхности кия и глубины внедрения кия в грунт. Комплексность рассматриваемой проблемы, а также крупномасштабный характер явления позволяет рассматривать задачу с геотехнической точки зрения. Анализ возникающих полей скоростей деформаций грунтового массива и характера их распространения в рамках геотехнического подхода к решению задачи позволяет предположить наличие нескольких основных механизмов деформирования, из которых ведущим для подводных коммуникаций являются сдвиговые подкилевые деформации в следствие одновременного воздействия на волочимый массив грунта горизонтальных сдвигающих сил и вертикальных подъемных сил, возникающих под наклонной фронтальной гранью кия во время движения ледового образования.

Для верификации математических моделей оценки подкилевых деформаций использовались эмпирические корреляции Палмера, основанные на ограниченном количестве испытаний в центрифуге, выполненных в программе PRISE, а также непосредственно результаты данных испытаний. Следует отметить, что, несмотря на большое число исследований, многие вопросы касающиеся влияния параметров выпахивания на грунтовые деформации до сих пор остаются недостаточно освещенными по причине идеализации геометрии ледового кия, степеней свободы модели, типа и состояния донного грунта, а также особенностей подготовки грунта и ограничения протяженности трассы борозд для мелко- и крупномасштабных лабораторных моделей.

Полученные результаты позволят дополнить существующую методологию учета нагрузок от ледовой экзарации и разработать критерии определения минимально необходимой безопасной глубины заложения подводных трубопроводов для Арктических регионов с целью

обеспечения безопасной и бесперебойной эксплуатации морских нефтегазотранспортных систем.

### Список литературы

1. *Вершинин С. А.* Воздействие ледовых образований на подводные объекты / С. А. Вершинин, П. А. Трусков, П. А. Лиферов. - М. : Русская книга, 2007. - 195 с.
2. Ice scour models / K. Been [et al.] // Proceedings of the 9th International Conference on Off-shore Mechanics and Arctic Engineering. - Houston, 1990. - pp. 179-188.
3. Ice gouging and safety of marine pipelines / A. C. Palmer [et al.] // Proceedings of the 22nd Annual Offshore Technology Conference. - Houston, 1990. - pp. 235-244.

### References

1. *Vershinin S. A., Truskov P. A., Liferov P. A.* Impact of Ice Formations on Underwater Objects. Moscow, Russkaya Kniga Publ., 2007, 195 p.
2. *Been K. [et al.]*. Ice scour models. Proceedings of the 9th International Conference on Off-shore Mechanics and Arctic Engineering. Houston, 1990, pp. 179-188.
3. *Palmer A. C. [et al.]*. Ice gouging and safety of marine pipelines. Proceedings of the 22nd Annual Offshore Technology Conference. Houston, 1990, pp. 235-244.

## Термогазохимический метод увеличения нефтеизвлечения из карбонатных пластов (Thermal-gas-chemical EOR from carbonate reservoirs)

*С.А. Ситнов, Э.Р. Байгильдин, А.Ф. Шагеев*  
ФГАОУ ВО К(П)ФУ,

### Аннотация

Представлены лабораторные исследования жидкофазного окисления легких углеводородов (на примере н-гексана) в среде воздуха в присутствии металлов переменной валентности (Fe, Cr, Ni) в виде нефтерастворимых прекурсоров катализаторов для осуществления технологии комбинированного термохимического воздействия на карбонатные пласты для увеличения нефтеотдачи. По результатам ИК-спектроскопии выявлено, что процесс окисления идет через стадию образования гидропероксидов до формирования таких продуктов окисления, как органические карбоновые кислоты (уксусная, пропионовая, валериановая), спирты, эфиры. Установлено, что самым активным является катализатор на основе железа, который обеспечивает более высокий процент выхода карбоновых кислот по сравнению с другими металлами, а также поддержание процесса низкотемпературного окисления н-гексана в режиме автокатализа.

### Abstract

Here, we present the results of laboratory investigations of liquid-phase oxidation of n-hexane in oxygen environment in the presence of Fe, Cr and Ni, which were introduced in the form of oil-soluble catalyst precursors. By the results of FT-IR oxidation process yields hydro peroxides, organic carboxylic acids (acetic, propionic and valeric acids), alcohols and ethers was revealed. The products of oxidation process were justified. According to the results, iron-based catalyst showed the best catalytic performance in low-temperature oxidation of n-hexane in autocatalysis mode as the yield of carboxylic acids prevailed compared to other metals.

### Ключевые слова

Термохимическое воздействие, увеличение нефтеотдачи, окисление, легкая фракция углеводородов, продукты окисления, карбонатный коллектор

## Keywords

Thermochemical treatment, enhanced oil recovery, oxidation, light fraction of hydrocarbons, oxidation products, carbonate reservoir

В последнее время нефтяные компании, в основном, осуществляют опытную эксплуатацию отдельных скважин и участков трудноизвлекаемых запасов, разработка которых требует применения нетрадиционных подходов для экономически эффективной нефтедобычи.[1]. Необходимость нетрадиционного подхода к выбору эффективного способа разработки месторождений с карбонатным коллектором определяется неординарными фильтрационно-емкостными свойствами пород, а также высоким содержанием отложений смолисто-асфальтеновых и парафиновых углеводородов

Перспективным методом улучшения фильтрационно-емкостных свойств, снижение влияния АСПО является применение комбинированной термогазохимической технологии. Она предполагает генерацию на забое продуктов низкотемпературного окисления легких углеводородов, что будет обеспечивать комплексное воздействие слабыми органическими кислотами и растворителями высокой температуры [2].

В данной работе приведены результаты исследования жидкофазного окисления легких углеводородов (на примере н-гексана) в среде воздуха в присутствии металлов переменной валентности (Fe, Cr, Ni) в виде нефтерастворимых прекурсоров катализаторов для осуществления технологии комбинированного термохимического воздействия на карбонатные пласты для увеличения нефтеотдачи. Объектами являлись продукты окисления: а) органические экстракты, извлеченные горячей экстракцией с поверхности силикагеля, используемого в качестве пористой среды для уменьшения вероятности протекания «взрывных» реакций; б) водная фаза, полученная конденсацией образующихся паров из азотной ловушки.

На основании результатов ИК-спектроскопии экстрактов и водной фазы (рис. 2) выявлено, что продукты окисления характеризуется наличием органических кислот: пики в интервале  $3000-2750\text{ см}^{-1}$ , соответствующих валентным колебаниям С-Н связи в группах  $\text{CH}_3$  и  $\text{CH}_2$ ;  $2500-3500\text{ см}^{-1}$  с максимум в области около  $3300\text{ см}^{-1}$  – валентные О-Н колебания в карбоксильной группе кислот (для опытов в присутствии Fe и Cr); сильный пик в области  $1705-1675\text{ см}^{-1}$  – валентные колебания карбонильной группы ( $\text{C}=\text{O}$ ).

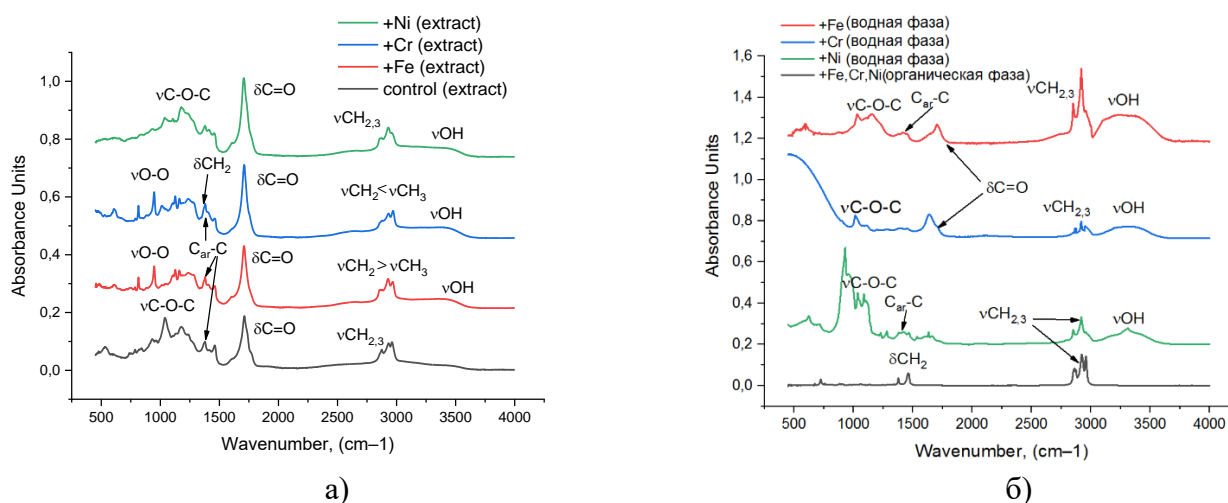


Рисунок 1 - ИК-спектры продуктов каталитического окисления н-гексана:  
а) органических экстрактов с силикагеля; б) водной фазы после азотной ловушки.

Также для всех металлов наблюдаются характерные пики в области  $1100-950\text{ см}^{-1}$ , что, по-видимому, связано с образованием сложных эфирных групп С-О-С, а также наличие плавного горба в области  $3600 - 3000\text{ см}^{-1}$ , что соответствует генерации спиртов; кроме того, в экстрактах, полученных после окисления н-гексана в присутствии катализаторов на основе Fe и

Сг наблюдаются два характерных пика в области полос поглощения  $890 - 830 \text{ см}^{-1}$ . Данные пики, возможно, относятся к валентным колебаниям пероксидной группы О-О, что соответственно может свидетельствовать о наличии непрореагировавших остатков гидропероксидов. Экстракт после контрольного опыта, а также в присутствии Сг и Ni характеризуется наличием группы пиков в области  $1200-900 \text{ см}^{-1}$ , что может быть связано с формированием эфиров карбоновых кислот.

### Список литературы

1. Carbonate reservoirs <https://www.slb.com/technical-challenges/carbonates> 2021.
2. *Kalfayan L.* Production enhancement with acid stimulation. Pennwell Books, 2008

### Использование магнитных свойств стали для контроля механических свойств (Using the magnetic properties of steel to control mechanical properties)

*Р.А. Соколов<sup>1</sup>, К.Р. Муратов<sup>1</sup>*

1-ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Научный руководитель: Новиков Виталий Федорович, д. ф.- м.н.

E-mail: falcon.rs@mail.ru

### Аннотация

В работе рассматривается возможность использования магнитных параметров стали для осуществления контроля ее механических свойств, на примере предела пропорциональности и предела прочности. Показано, что структурные изменения в конструкционной стали в результате термообработки сказываются на механических и магнитных свойствах. Исследована структура и определены процессы, происходящие в результате термической обработки.

### Abstract

The paper considers the possibility of using the magnetic parameters of steel to control its mechanical properties, using the example of proportionality limit and tensile strength. It is shown that structural changes in structural steel as a result of heat treatment affect the mechanical and magnetic properties. The structure was studied and the processes occurring as a result of heat treatment were determined.

### Ключевые слова

Предел прочности, контроль, магнитные свойства, релаксационная коэрцитивная сила.

### Keywords

Tensile strength, control, magnetic properties, relaxation coercive force.

Механические свойства стального проката характеризуются такими параметрами, как твердость, предел прочности, предел пропорциональности, относительное удлинение и сужение, модуль упругости и т.д. Величины этих параметров в дальнейшем определяет уровень надёжности проектируемых и изготавливаемых из стали конструкций.

Одним из методов определения перечисленных параметров механических свойств сталей и изделий из них является отбор проб и испытание на растяжение в соответствии с 3 СТО 22-04-02 [1]. Данный метод имеет как положительные, так и отрицательные свойства.

В настоящее время всё большее распространение при обследовании стальных конструкций зданий и сооружений получают методы неразрушающего контроля, основанные на корреляционной зависимости характеристик их механических и магнитных свойств. Наибольшее применение в практике неразрушающего контроля механических свойств изделий из стали получили остаточная намагниченность и коэрцитивная сила [2-4]. В качестве одного из

универсальных параметров неразрушающего контроля механических свойств ферромагнетиков с различной термической обработкой, А.А. Чулкин, А.И. Ульянов, А.В. Загайнов [4] указывают релаксационную коэрцитивную силу ( $H_r$ ).

Для проведения исследований были изготовлены пластинчатые образцы из конструкционной углеродистой стали Ст3 и термообработанны.

Структура термообработанных образцов была изучена при помощи растрового электронном микроскопа при тысячекратном увеличении. Для выявления микроструктуры образцы травили 3% раствором азотной кислоты.

Благодаря использованию методики расчёта размера ( $D$ ) зерен и микронапряжений исходя из параметров рентгеновских дифрактограмм описанных в работе [5] были определены их величины.

Определение основных механических характеристик стали возможно осуществить из  $\sigma$ - $\epsilon$  диаграммы или диаграммы растяжения – сжатия. В данной работе по диаграммам  $\delta$  ( $\Delta L$ ) для каждого образца были определены средние значения предела пропорциональности ( $\sigma_{пц}$ ) и прочности ( $\sigma_{в}$ ). Прочностная характеристика стали Ст3 (предел прочности) непрерывно уменьшается с ростом температуры отпуска. Повышение предела пропорциональности стали в области температур отпуска до 350-500 °С связано с уменьшением макро- и микронапряжений, и изменением структурного состояния.

Сопоставлением результатов проведённых исследований получены зависимости релаксационной коэрцитивной силы ( $H_r$ ) от пределов пропорциональности ( $\sigma_{пц}$ ) и прочности ( $\sigma_{в}$ ) стали Ст3, представленные на рисунке 1.

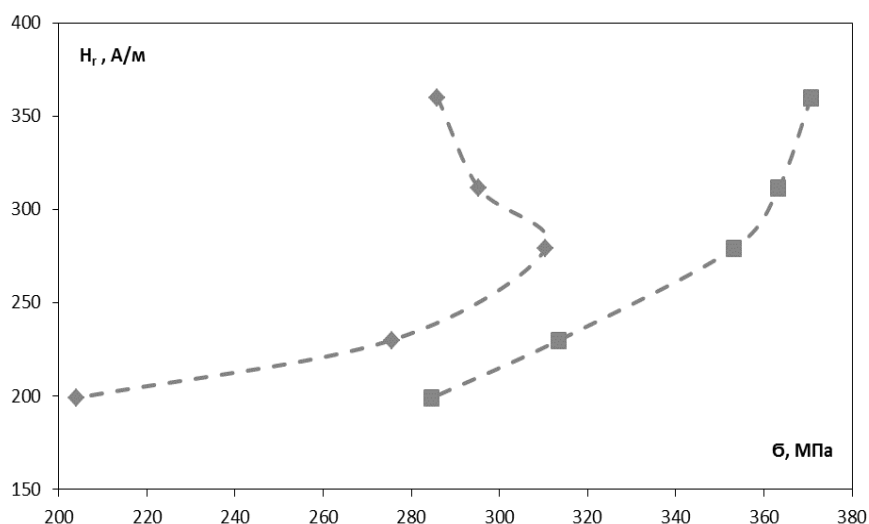


Рисунок 1 - Зависимость релаксационной коэрцитивной силы  $H_r$  стали Ст3 от величин предела пропорциональности (♦) и прочности (■) с изменением температуры отпуска.

Упрочнение стали до  $\sigma_{в} \sim 280$  МПа средним отпуском при 350 С вызывает пропорциональное увеличение её релаксационной коэрцитивной силы. Дальнейшее уменьшение температуры отпуска, сопровождающееся ростом  $\sigma_{в}$  и спадом  $\sigma_{пц}$ , вызывает менее заметное увеличение  $H_r$ . Зависимость  $H_r=f(\sigma_{пц})$  возрастает и имеет максимум для образца при  $T_{отп}=350$  С. Последующее увеличение  $\sigma_{пц}$  вызывает убыль магнитного параметра  $H_r$ .

Изменения в зависимостях  $H_r=f(\sigma_{пц})$  и  $H_r=f(\sigma_{в})$ , возможно, связаны с тем, что с ростом температуры отпуска довольно интенсивно происходит преобразование мартенсита в феррит с выделением углерода из пересыщенного твердого раствора, а также перехода  $Fe_2C$  в цементит  $Fe_3C$  [6]. Образовавшаяся структура, состоит из феррита и равномерно распределенных частиц цементита, когерентность решеток которых нарушается [5-7]. Таким образом, при увеличении содержания феррита в стали интенсивно снижается её прочность и релаксационная коэрцитивная сила.

## Выводы:

Развитие технологий, повсеместное увеличение потребляемых стальных сплавов приводит к необходимости применения методов контроля механических свойств используемых сталей. В качестве косвенных критериев, по которым можно судить о некоторых механических свойствах стали могут выступать магнитные параметры, среди которых можно выделить релаксационную коэрцитивную силу. Релаксационная коэрцитивная сила чувствительна к структурным и прочностным изменениям стали Ст3 после её отпуска, и может быть использована в качестве параметра для неразрушающего контроля механических свойств. Нарушения зависимости между пределом прочности, пределом пропорциональности и релаксационной коэрцитивной силой наблюдается только с температуры среднего отпуска (350 °С). Наличие данной точки перехода в зависимостях по всей видимости связано с процессом резкого изменения размеров структурных составляющих стали Ст3.

## Список литературы

1. СТО 22-04-02 Руководство по отбору микропроб, проб и определению механических свойств сталей в металлических конструкциях неразрушающим методом.
2. Бида Г.В., Ничипурук А.П. Коэрцитиметрия в неразрушающем контроле. - Дефектоскопия, 2000, №10, с. 3-27.
3. Бида Г.В., Царькова Т.П., Сажина Е.Ю. Влияние структурных изменений при закалке и отпуске на релаксационные намагниченность и магнитную восприимчивость углеродистых и низколегированных сталей // Дефектоскопия.- 1995. - № 2, С. 72-81.
4. Чулкин, А. А. О причинах формирования максимума на зависимостях коэрцитивной силы от температуры отпуска простых углеродистых сталей / А.А. Чулкин, А.И. Ульянов, А.В. Загайнов // Дефектоскопия. – 2010. – № 11. – С. 53 – 61.
5. Горелик, С.С. Рентгенографический и электронно-оптический анализ: учеб. пособие для вузов / С.С. Горелик, Ю.А. Скаков, Л. Н. Расторгуев. – 3-е изд. доп. и перераб. – М. «МИСИС», 1994. - 328 с.
6. Гаркунов, Э. С. Контроль качества отпущенных изделий из среднеуглеродистой стали с использованием приставных электромагнитов / Э. С. Гаркунов // Дефектоскопия. – 1987. – №2. – С. 30–32.
7. Новиков, В.Ф. Использование квазистатических петель магнитного гистерезиса для контроля структуры стали // В.Ф. Новиков, Д.Ф. Нерадовский, Р.А. Соколов // Вестник ПНИПУ. Серия: Машиностроение, материаловедение.- 2016 - Т.18, №2. – С. 38-50.

## References

1. STO 22-04-02 Guidelines for the selection of microsamples, samples and the determination of the mechanical properties of steels in metal structures by a non-destructive method.
2. Bida G.V., Nichipuruk A.P. Coercimetry in non-destructive testing. - Defectoscopy, 2000, No. 10, p. 3-27.
3. Bida G.V., Tsarkova T.P., Sazhina E.Yu. Influence of structural changes during quenching and tempering on relaxation magnetization and magnetic susceptibility of carbon and low-alloy steels // Defectoscopy. - 1995. - No. 2, pp. 72-81.
4. Chulkin, A.A. On the reasons for the formation of a maximum on the dependences of the coercive force on the tempering temperature of simple carbon steels / A.A. Chulkin, A.I. Ulyanov, A.V. Zagainov // Defectoscopy. - 2010. - No. 11. - P. 53 - 61.
5. Gorelik, S.S. X-ray and electron-optical analysis: textbook. allowance for universities / S.S. Gorelik, Yu.A. Skakov, L. N. Rastorguev. - 3rd ed. add. and reworked. - M. "MISIS", 1994. - 328 p.
6. Garkunov, E. S. Quality control of tempered products from medium carbon steel using attached electromagnets / E. S. Garkunov // Defectoscopy. - 1987. - No. 2. – P. 30–32.
7. Novikov, V.F. The use of quasi-static magnetic hysteresis loops to control the structure of steel. V.F. Novikov, D.F. Neradovsky, R.A. Soko-lov // Bulletin of PNRPU. Series: Mechanical engineering, materials science. - 2016 - V.18, No. 2. - S. 38-50.

# Создание детальной седиментологической 3D модели отложений васюганской свиты (Creation of a detailed 3D sedimentological model of the Vasyugan Formation)

Д.А. Староселец

ТюмГУ, Лаборатория седиментологии и эволюции палеобиосферы

Научный руководитель: Смирнов Павел Витальевич, к.г.-м.н.

E-mail: geolog.08@mail.ru

## Аннотация

В статье представлены результаты фациальной интерпретации отложений пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> надугольной толщи васюганской свиты. Выделен комплекс фаций, связанный с приливно-отливной обстановкой. Определены зависимости проницаемости от пористости для идентифицированных фаций пласта. На основании фациальной дифференциации построена 3D геологическая модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

## Abstract

The paper presents the results of the facies interpretation of the deposits of the U<sub>1</sub><sup>1</sup> and U<sub>1</sub><sup>2</sup> strata of the Vasyugan Formation. A complex of facies associated with tidal conditions is identified. The permeability-porosity relationships for the identified facies of the formation were determined. Based on facies differentiation, 3D geological model of reservoir U<sub>1</sub><sup>2</sup> was constructed.

## Ключевые слова

Васюганская свита, фации, проницаемость, геологическая модель, надугольная толща.

## Keywords

Vasyugan Formation, facies, permeability, geological model, overlying strata.

Прошло более полувека со времени открытия месторождений нефти и газа на территории Томской области, в пределах которой основным объектом разработки стал васюганский горизонт (Ю1) верхнеюрского возраста. В состав горизонта входят наунакская (J<sub>3nn</sub>), васюганская (J<sub>2+3vs</sub>) и абалакская (J<sub>2-3ab</sub>) свиты, выделенные согласно преобладающим условиям их осадконакопления – континентальным, переходным и морским соответственно [1]. Наиболее крупные залежи углеводородов, обнаруженные в отложениях васюганской свиты, приурочены, как правило, к положительным тектоническим структурам. Одной из таких структур является Калгачский мезовыступ.

Васюганская свита относится к верхнеюрскому возрасту и подразделяется на две подсвиты: нижнюю, в основном заглинизированную, и верхнюю опесчанную [1]. В строении свиты выделено несколько циклов формирования. Маркерами границ циклов являются пласты углей, служащие реперными объектами при корреляции. На основании этого свита подразделена на подугольную (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>), межугольную (пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>) и надугольную (пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) толщи [2].

За последние два десятилетия разбуренность отложений васюганской свиты возросла, но вместе с тем, неизменным спутником разработки месторождений стало несоответствие проектных фильтрационных-ёмкостных моделей и фактического дебита, введённых в работу скважин. Описанная ситуация связана с построением некорректных кубов проницаемости 3D геологических моделей, которые являются результатом использования зависимостей коэффициента проницаемости (Кпр) от коэффициента пористости (Кп), определённых по керновым данным. Стандартной практикой, построения геологических моделей является деление всего спектра литологического состава лишь на две группы – коллектор и неколлектор, в которой зависимость Кпр от Кп принимается как единая для всех коллекторов месторождения. Указанный подход не принимает во внимание неоднородность литологического состава коллектора, и не учитывает фациальные условия, что приводит к

построению моделей в малой степени релевантных реальным геологическими система и малоэффективных с точки зрения прикладного использования.

Практика выполнения исследовательских работ указывает, что опирающиеся на выше описанные методические подходы 3D геологические модели могут являться релевантными при моделировании исключительно простых по строению коллекторов, в основном сформировавшихся в мелководно-морских условиях. Но для сложнопостроенных и разнофациальных отложений васюганской свиты приводит к некорректности приводимых построений.

Целью настоящих исследований являлось создание детальной литолого-фациальной и геологической 3D моделей на примере пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> васюганской свиты в пределах Калгачского мезовыступа (юг Томской области).

Материалами послужили:

1. Керновые данные по 29 скважинам, включающие фотографии керна, результаты гранулометрического анализа и результаты макроописания;
2. Данные ГИС по 346 скважинам;
3. Данные сейсморазведки.

В основу исследований положены следующие методы и подходы: литолого-фациальный анализ кернового материала с применением методических разработок О.С. Черновой [3]; электрометрический анализ каротажных кривых гамма-каротажа и каротажа собственной поляризации [4]. При анализе керна детально изучены структурно-текстурные особенности осадка, наличие органических остатков, ихнофоссилии, наличие включений и конкреций, характер контактов слоёв.

На начальном этапе исследований выполнено расчленение надугольной толщи васюганской свиты на отдельные пласты по керновым данным и материалам ГИС. В кровле и основании пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выделены пласты глинисто-углистого состава. Отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> перекрывают породы георгиевской свиты. Реперные границы в виде углей присутствуют во всём разрезе, что позволило уверенно проследить пространственное распространение пластов.

Следующим этапом была выполнена литолого-фациальная интерпретация, по результатам которой в пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> установлены фации приливно-отливной литоральной отмели, приливно-отливной сублиторальной отмели, маршей, приливно-отливных каналов (проток), приливных гряд. В пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> интерпретированы отложения, генетически связанные с фациями шаньерных баров, берегового склона и бара дальней зоны.

По результатам проведённой дифференциации отложений согласно условиям формирования для фаций приливной гряды, приливно-отливной литоральной и сублиторальной отмелей (совместно), приливно-отливных каналов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> получены зависимости Кпр от Кп, основанные на керновых данных. Литоральная и сублиторальная отмели объединены в связи с статистически малой представительностью точек исследований. Марш являлся во всех случаях неколлектором. В пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> нефтеносность преимущественно связана с одной фацией и не требует более дробной дифференциации. Зависимости для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> представлены следующими уравнениями: гряда -  $y = 0.00005e^{76.78973x}$ , приливно-отливные протоки -  $y = 0.00128e^{55.38097x}$ , литоральная и сублиторальная отмели -  $y = 0.00067e^{54.20169x}$ .

Проведённая интерпретация фаций на керне позволила выявить закономерности изменения каротажных кривых ГИС в зависимости фациальной обстановки. Посредством переноса данной закономерности на скважины без керновой информации по каротажным кривым выполнена дифференциация отложений на фации, на основании которых для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> построена 3D геологическая модель. Фации приливной гряды, приливно-отливных протоков и сублиторальной отмели моделировались как объекты. Фации литоральной отмели и маршей, ввиду невозможности применения объектного метода, моделировались стохастическим методом, где в качестве тренда использовались доли распределения фаций по скважинам. Применённый подход к построению 3D геологических моделей позволил снизить среднюю проницаемость отложений с 9,66 до  $7,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что повысило сходимость модели и фактических данных.



В результате проведенных исследований:

1. Выполнена фациальная интерпретация отложений пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> надугольной толщи васюганской свиты. Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выделены фации приливно-отливной сублиторальной и литоральной отмелей, маршей, приливно-отливных протоков, приливных гряд. Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> фации шаньберных баров, берегового склона и бара дальней зоны.

2. Определены зависимости проницаемости от пористости для фаций пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>: гряда -  $y = 0.00005e^{76.78973x}$ , приливно-отливные протоки -  $y = 0.00128e^{55.38097x}$ , литоральная и сублиторальная отмели -  $y = 0.00067e^{54.20169x}$ ;

3. На основании фациальной дифференциации построена 3D геологическая модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, посредством которой, средняя проницаемость отложений пласта снижена с 9,66 до  $7,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и в лучшей степени отражает получаемые дебиты углеводородов.

### Список литературы

1. Решения 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003. – Новосибирск: изд-во ИГНГ СО РАН, 2004. – 111с.

2. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.И. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) // Томск: Изд-во ТПУ, 2006. — 291 с.

3. Чернова О.С. Научные основы построения геостатических моделей и геометризации юрско-меловых природных резервуаров Западной Сибири на базе петрофизических и седиментологических исследований керна: дис. на соиск. учен. степ. докт. геолого-мин. наук. – Томск, 2018. – 522 с.

4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – М.: Недра, 1984. – 260 с.

### References

1. Decisions of the 6th Interdepartmental Stratigraphic Meeting on Review and Adoption of Refined Stratigraphic Schemes of Mesozoic Deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk: Publishing house of IGNG SB RAS, 2004. 111 p.

2. Danenberg E.E., Belozеров V.B., Brylina N.I. Geological structure and oil-and-gas bearing capacity of Upper Jurassic-Lower Cretaceous deposits of South-East West Siberian plate (Tomsk region). Tomsk: Publishing house of TPU, 2006. 291 p.

3. Chernova O.S. Scientific bases of construction of geostatic models and geometry of Jurassic-Cretaceous natural reservoirs of Western Siberia on the basis of petrophysical and sedimentological researches of core Dr. Diss. Abstract. Tomsk, 2018. 522 p.

4. Muromtsev V.S. Electrometric Geology of Sandbodies - Lithological Traps of Oil and Gas. Moscow, Nedra Publ., 1984. 260 p.

## Особенности проектирования рабочих органов скважинного героторного насоса (The Design Features of the Submersible Gerotor Pump Operating Elements)

**В.Г. Тимошенко**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Ивановский В.Н., д.т.н.  
E-mail: vti\_09@mail.ru

### Аннотация

Одним из актуальных направлений в области механизированной добычи нефти является поиск энергоэффективных экологических и экономически целесообразных способов эксплуатации скважин с различными осложняющими факторами. В статье рассматриваются

особенности профилирования роторов скважинного героторного насоса (СГН), являющегося экономически обоснованной альтернативой традиционным способам механизированной добычи. Разработана математическая модель и программа расчета геометрии роторов СГН, позволяющая обеспечить отсутствие проскальзывание в контакте с минимизацией износа профиля и шума при работе. С помощью программы расчета спроектированы опытные образцы роторов СГН изготовлены методом электроэрозионной резки и испытаны на стенде.

### **Abstract**

One of the current trends in artificial lift is the search for energy-efficient, environmentally friendly and economically feasible ways to operate wells with various complicating factors. The paper discusses the rotors profiling features of the gerotor submersible pump (GSP) which is an economically viable alternative to traditional methods of artificial lift. A mathematical model and a program for calculating the rotors geometry of the GSP have been developed, which makes it possible to ensure that there is no slippage in contact with minimizing profile wear and noise during operation. With the help of the calculation program GSP rotors prototypes were designed, manufactured by the method of electroerosion cutting and tested on the stand.

### **Ключевые слова**

Механизированная добыча, героторный насос, профилирование, матмодель.

### **Keywords**

Artificial lift, gerotor pump, profiling, mathmodel.

Среди множества типов установок для добычи нефти, описанных в [1], наибольшее распространение получили установки скважинных штанговых насосов (УСШН), электроприводных лопастных насосов (УЭЛН), штанговых/электроприводных винтовых насосов (УЭВН, УШВН). Каждый тип оборудования имеет собственную область применения и особенности конструкции и принципа работы, которые её ограничивают, что определяет актуальность поиска альтернативного насосного оборудования для эффективной и надежной эксплуатации в скважинных условиях при малодобитной добыче нефти при различных осложняющих факторах.

Технические характеристики современных героторных гидромашин обуславливают возможность создания скважинного героторного насоса (СГН). Установка скважинного героторного насоса (УСГН) может иметь достаточно широкую область применения. Высокая удельная напорность насоса и, как следствие, малые осевые габариты, простота регулирования подач путем изменения частоты вращения погружного привода в диапазоне 500-3000 об/мин, стабильная напорно-расходная характеристика при объемном принципе действия с широкой рабочей зоной, возможность эксплуатации при температуре свыше 200 °С, – все эти отличительные признаки СГН являются конкурентными преимуществами перед существующими способами механизированной добычи нефти из мало- и среднедебитных скважин в том числе при различных осложняющих факторах [2].

СГН, как и винтовой насос, обладает объемным принципом действия и содержит в своей основе героторный механизм. Однако в соответствии с классификацией Бирюкова [3] героторный насос относится к бироторным гидромашинам (рисунок 1) и по существу является шестеренной машиной с внутренним зацеплением, но отличается от них отсутствием разделительного промежуточного сегмента, при этом форма зубьев внутреннего ротора образована трохоидальной кривой.

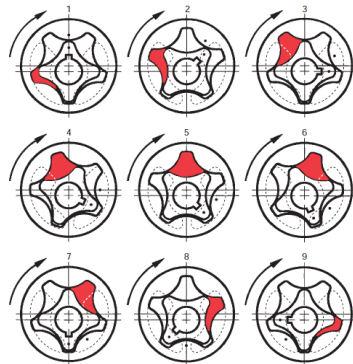


Рисунок 1 – Принцип действия героторного насоса.

Методика проектирования героторного механизма описана в [4] с целью построения геометрии рабочих органов винтового насоса. Математическая модель профилирования рабочих органов героторного насоса рассматривается в [5], [6]. Данные методики были адаптированы для построения профиля наружного и внутреннего роторов СГН с учетом следующих особенностей перекачки пластовой жидкости:

- габаритные размеры профиля героторного механизма ограничены с одной стороны внешним диаметром наружной шестерни, т.е. диаметром подшипника скольжения «статор-ротор», которой в свою очередь зависит от габаритной группы погружных насосов, с другой – условным диаметром посадки внутренней шестерни на приводной вал, габарит которого определяется передаваемым моментом на рабочие органы.

- высокое развиваемое давление, соответственно и нагрузки обуславливают необходимость отсутствия проскальзывания в контакте, для этого при профилировании применена математическая модель эпитрохоиды.

- работа насоса в условиях перекачки среды с повышенной вязкостью и содержанием механических частиц обуславливают необходимость снижения гидравлических сопротивлений с обеспечением беспрепятственного выноса механических примесей из зон контакта. Для этого было рассчитано оптимальное сочетание таких параметров профиля, как эксцентриситет, передаточное число, радиусы окружностей построения.

Для профилирования внутреннего ротора с применением эпитрохоиды было учтено условие отсутствия самопересечения кривой [6] (рисунок 2).

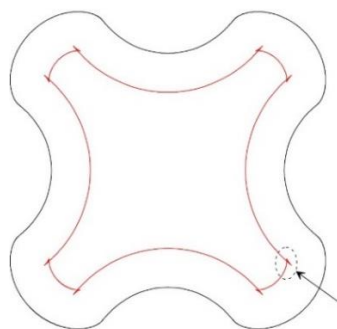


Рисунок 2 – Самопересечение эпитрохоиды.

На основе указанных особенностей была разработана математическая модель для профилирования наружного и внутреннего роторов скважинного героторного насоса. В программном комплексе MS Excel была создана программа расчета профилей в соответствии с входными данными, определяемыми исходя из условий эксплуатации насоса. Расчётная программа позволяет выгружать профили роторов в CAD-систему для твердотельного моделирования, создания конструкторской документации и компьютерных испытаний.

На основе математической модели путем электроэрозионной резки были изготовлены опытные образцы, проведены стендовые испытания, подтверждены технические

характеристики ступени насоса, заложенные в математическую модель при профилировании. Разработанная конструкция скважинного героторного насоса [7] была запатентована [8].

### Список литературы

1. *Ивановский В. Н.* Нефтегазопромысловое оборудование / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, В. С. Каштанов, И. А. Мерициди, Н. М. Николаев, С. С. Пекин, А. А. Сабиров ; Под общ. ред. В.Н. Ивановского. - Москва : ЦентрЛитНефтеГаз, 2006. - 720 с. : ил. - ISBN 5-902665-08-6.
2. *Пятов И. С.* К вопросу о расширении сферы применения героторных насосов / И. С. Пятов, В. Н. Ивановский, В. Г. Тимошенко // Территория Нефтегаз. - 2021. - N 5-6. - С. 64-70.
3. *Бирюков Б.Н.* Роторно-поршневые гидравлические машины / Б.Н. Бирюков - Москва: Машиностроение, 1972. - 156 с.
4. *Балденко Д.Ф.* Одновинтовые гидравлические машины: в 2 т. / Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых - Москва: ООО «ИРЦ Газпром». - 2005. - Т.1: Одновинтовые насосы. – 488 с.
5. *Стасенко Д. Л.* Методика расчета героторного насоса с эпициклоидальным зацеплением / Д. Л. Стасенко, Д. В. Лаевский // Вестник ГГТУ им. П. О. Сухого. - 2011. - № 2. - С.23-30.
6. *Soon-Man Kwon, Mu Seong Kim, Joong-Ho Shin.* Analytical Wear Model of a Gerotor Pump without Hydrodynamic Effect. Journal of Advanced Mechanical Design, Systems and Manufacturing, 2008, no.2, pp. 230-237.
7. *Тимошенко В. Г.* Установка героторного погружного насоса / В. Г. Тимошенко, И. С. Пятов, В. Н. Ивановский // Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых «Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии». - АГНИ. - 2019. - С.239-345.
8. Патент N 2739932 Российская Федерация, МПК7 F04C 2/10. Скважинный многоступенчатый трохойдный насос: N 2020128432 : заявл. 26.08.2020 : опубликовано 29.12.2020 / Пятов И. С., Ладанов С. В., Тимошенко В. Г., Ивановский В. Н., Донченко А. М., Федоренко В. И. ; заявитель ООО «РЕАМ-РТИ». - 11 с. : ил.

### References

1. *Ivanovskiy V. N.* Oil and Gas Field Equipment. Moscow, CentrLitNefteGaz, 2006, 720 p.: - ISBN 5-902665-08-6
2. *Pyatov I.S., Ivanovskiy V.N., Timoshenko V.G.* On Expanding the Scope of Gerotor Pumps. Territorija “NEFTEGAS” - Oil and Gas Territory, 2021, no. 5-6, pp. 64-70.
3. *Birjukov B.N.* Rotary Piston Hydraulic Machines. Moscow, Mashinostroenie, 1972, 156 p
4. *Baldenko D.F., Baldenko F.D., Gnoevykh A.N.* Single-Screw Hydraulic Machines. Moscow, IRC Gazprom LLC, 2005, 488 p.
5. *Stasenko D. L., Laevsky D. V.* Method for Calculating a Gerotor Pump with Epicycloidal Gearing. Bulletin of Sukhoi State Technical University of Gomel, 2011, no. 2, pp. 23-30.
6. *Soon-Man Kwon, Mu Seong Kim, Joong-Ho Shin.* Analytical Wear Model of a Gerotor Pump without Hydrodynamic Effect. Journal of Advanced Mechanical Design, Systems and Manufacturing, 2008, no. 2, pp. 230-237.
7. *Timoshenko V. G.* Installation of a Gerotor Submersible Pump. Proceedings of the IV International Scientific and Practical Conference of Young Scientists “Energy of Youth for the Oil and Gas Industry”, AGNI, 2019, pp. 239-345.
8. *Pyatov I. S., Ladanov S. V., Timoshenko V. G., Ivanovskiy V. N., Donchenko A. M., Fedorenko V. I.* Patent no.2739932 Russian Federation, MPK7 F04C 2/10. Downhole Multi-Stage Trochoid Pump. Publ. 12/29/2020.

## Оптимизация состава высокооктанового бензина (Optimizing the composition of high-octane gasoline)

Е.В. Тюрина, С.С. Красноштанова, Т.И. Столоногова, Е.А. Чернышева

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

E-mail: lenat1996@mail.ru

### Аннотация

Проведено исследование влияния кислородосодержащих добавок на основе золькетала и глицерина на физико-химические и эксплуатационные характеристики бензинов.

### Abstract

The influence of oxygen-containing additives based on zolketal and glycerin on the physico-chemical and operational characteristics of gasoline has been researched.

### Ключевые слова

Высокооктановые бензины, оксигенаты, октановое число, добавки на основе глицерина.

### Keywords

High-octane gasoline, oxygenates, octane number, glycerin-based additives.

В связи с ужесточением требований к качеству автомобильных бензинов в настоящее время наблюдается тенденция расширения базы кислородосодержащих добавок на основе возобновляемого сырья, позволяющих улучшать не только октановые характеристики топлива, но и экологические характеристики за счет снижения токсичности выбросов при их эксплуатации.

Важное значение среди кислородосодержащих присадок и добавок имеют оксигенаты, являющиеся производными многоатомных спиртов, такие как эфиры глицерина, циклические ацетали и кетали. В представленной работе в качестве октаноповышающих добавок были исследованы метиловый эфир золькетала (МЭЗ), диизопропиловый эфир глицерина (ДИПГ) и 1,3-ди-трет-бутиловый эфир глицерина (ди-ТБГЭ).

Молекулы исследуемых оксигенатов содержат в своем составе по три атома кислорода, имеющих неспаренные электроны, и четвертичные атомы углерода, что дает данному типу соединений высокие антидетонационные свойства. В соответствии с этим можно предположить, что исследуемые добавки пригодны для использования в качестве октаноповышающих добавок.

Исследование проводили с использованием модельных бензиновых смесей, а также смесей бензинов с добавками. В состав модельных смесей бензинов были вовлечены бензины атмосферно-вакуумной перегонки, каталитического риформинга, алкилирования, изомеризации, каталитического крекинга.

Из полученных результатов был сделан вывод, что в качестве октаноповышающей добавки наиболее эффективно использовать ди-ТБГЭ. Было отмечено, что при максимально возможной концентрации 10 % об., согласно техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 013/2011, ди-ТБГЭ повышает октановое число смеси бензинов по моторному и исследовательскому методу на 3,5 и 4 пункта соответственно. Кроме этого, разные концентрации данной добавки дают больший прирост октанового числа смешения в сравнении с другими исследованными добавками. Введение ди-ТБГЭ в модельную бензиновую смесь позволяет утяжелить фракционный состав, а также способствует снижению величины давления насыщенных паров.

Отрицательный результат показали МЭЗ и ДИПГ, поскольку при их введении в бензиновую смесь, октановое число как по моторному, так и по исследовательскому методу

уменьшается. Стоит отметить, что октановые числа бензиновых смесей с каждой использованной концентрацией добавки соответствовали требованиям технического регламента Таможенного союза. Обе добавки способствуют увеличению плотности смеси и снижению давления насыщенных паров, однако значения последнего показателя близки к минимально допустимым.

Обобщая результаты исследований, можно сказать, что 1,3-ди-трет-бутиловый эфир глицерина можно использовать в качестве эффективной октаноповышающей добавки.

### Список литературы

1. *Капустин В.М., Ершов М.А., Хакимов Р.В.* Автомобильные бензины с высокооктановыми добавками: Учебное пособие. М.: Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 160 с.: ил.

2. *Чернышева Е.А.* Исследование возможности расширения компонентного состава для производства автомобильных бензинов / Е.А. Чернышева, Ю.В. Кожевникова, Е.Ю. Сердюкова, Т.И. Столоногова // Технологии нефти и газа – 2020. – № 5. – С. 11-17

### References

1. *Kapustin V.M., Ershov M.A., Hakimov R.V.* Avtomobil'nye benziny s vysokooktanovymi dobavkami: Uchebnoe posobie. M.: Rossijskij gosudarstvennyj universiteta nefti i gaza (NIU) imeni I.M. Gubkina, 2021. – 160 s.: il..

2. *Chernysheva E.A.* Issledovanie vozmozhnosti rasshireniya komponentnogo sostava dlya proizvodstva avtomobil'nyh benzinov / E.A. Chernysheva, YU.V. Kozhevnikova, E.YU. Serdyukova, T.I. Stolonogova // Tekhnologii nefti i gaza – 2020. – № 5. – S. 11-17

## Эффективность применения химических методов кольматации при ликвидации осложнений, связанных с нестабильностью ствола скважины (The effectiveness of the use of chemical methods of colmatation in the elimination of complications associated with wellbore instability)

*А.М. Усманов<sup>1</sup>, Р.М. Вафин<sup>2</sup>*

1-АГНИ, Альметьевский государственный нефтяной институт

2-ООО «Нафта-Сервис» УК «Шешмаойл».

Научный руководитель: Вафин Равиль Мисбахетдинович, к.т.н.

E-mail: azattoil92@gmail.com, ravil.vafin@gmail.com

### Аннотация

Нестабильность ствола скважин является одной из самых распространённых «проблем» при строительстве скважин на нефть и газ. Ярким примером тому являются объекты строительства Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Как правило, это интервалы залегания Баженовской, Абалакской и Тюменской свит. В связи с этим, на многих объектах наблюдались проблемы, связанные с характером «хождения» бурильного инструмента, а также «недоходы» обсадных колонн до проектных глубин, что в свою очередь негативно сказывается в целом на технико-экономические показатели строительства объектов. Как правило, на данных объектах первым методом ликвидации последствий нестабильности угленосных пропластков, являлись длительные проработки и «вымыв обвалных» пород, которые зачастую не приводили к положительному результату, все сводилось к установке цементных мостов, перебору интервала. Данные операции в свою очередь являлись причиной значительного удорожания объекта, а также несли за собой большие временные затраты на ликвидацию осложнения в целом.

## Abstract

Wellbore instability - is one of the most common "problems" in the construction of oil and gas wells. A striking example of this is construction of West Siberian oil and gas basin. As a rule, these are the intervals of occurrence of the Bazhenov, Abalak and Tyumen formations. These problem's, in turn, caused a significant increase in cost of object, and also entailed large time costs for elimination of complications in general.

## Ключевые слова

Стабилизирующий состав, обвалообразование, нестабильные отложения, статическая фильтрация, жидкое стекло.

## Keywords

Insulating compound, formation collapse, instability formation's, static filtration, liquid glass.

Основной особенностью нестабильных отложений углей, аргиллитов является их высокая инертность к «классическим» методам ингибирования. Данные интервалы обладают гидрофобными свойствами, которые дают понимание низкого или полного отсутствия ингибирования стандартными ингибиторами гидратации или химическими стабилизаторами.

Вскрытие пород, сложенных, в частности, углями, представляет собой технологически сложную задачу. Высокая трещиноватость данных пропластков [1] обеспечивает наличие трещин в толще углей которые приводят к беспрепятственному проникновению фильтрата промывочной жидкости. Создается эффект переноса гидростатического давления столба жидкости внутрь угольных линз (схема переноса гидростатического давления столба жидкости представлена на рисунке 1).

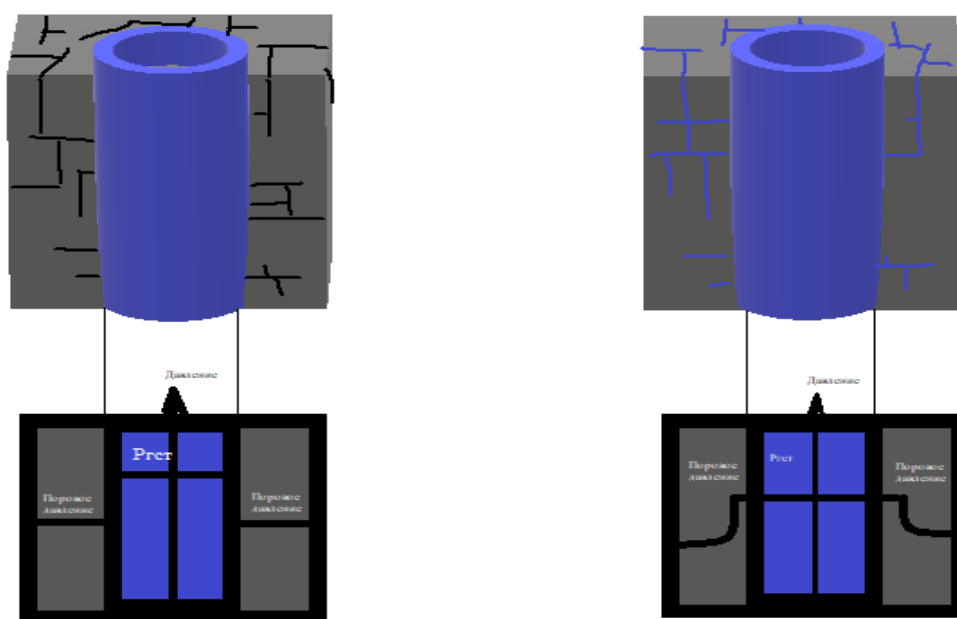


Рисунок 1 – Схема «переноса» гидростатического давления столба жидкости в интервал залегания угольных линз.

Основной задачей по стабилизации указанных интервалов является снижение воздействия фильтрата бурового раствора на нестабильные отложения вследствие его проникновения между частицами породы. Это позволяет увеличить эффективность действий по увеличению плотности бурового раствора. Ранее используемые решения предполагали процесс микрокольматации трещин пропластков, основываясь на подборе размера кольматанта под определенный размер трещин. Однако, по причине отсутствия положительного эффекта

используемого метода было предложено концептуально новое недорогое и эффективное решение по использованию реагента «жидкое стекло» в качестве основного продукта для установки стабилизирующих составов в интервал залегания заведомо нестабильных отложений. В целом концепция использования силиката натрия в буровых растворах на водной основе относится еще к 1930-м годам [2].

Предложенное решение как раз является данным методом, то есть становится «катализатором» образования на стенке скважины (в участке установки) непроницаемого слоя поликремневой кислоты или гидросиликата и гидроалюмината кальция соответственно (герметичный «барьер» [3]). Применение данной технологии предлагается как в случае проявления дестабилизации ствола скважины, так и в превентивных целях (при условии залегания нестабильных отложений согласно геологическим данным). Под каждый объект подбирается индивидуальная концепция установки состава в зависимости от протяженности осложненного интервала, типа промывочной жидкости в скважине, возможностей емкостного парка буровой установки, обвязки наземной системы циркуляции и так далее.

По итогам испытания предложенной системы была достигнута высокая эффективность применения предлагаемых составов на месторождениях, входящими в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, которая характеризуется наличием нестабильных угольных пропластков в интервалах Баженовской, Абалакской и Тюменской свит. На рисунке 2 представлен график с технико-экономическими показателями, полученными после применения предлагаемой технологии: до внедрения технологии, как правило, всегда отмечалось превышение фактического времени всех операций относительно графика «Глубина-День», что напрямую сказывалось на бизнес-плане (в среднем по нескольким объектам превышение составляло от 70% до 80% при строительстве одних и тех же интервалов при одинаковых условиях). Однако, применение технологии использования составов с жидким стеклом в качестве стабилизирующего состава, позволило максимально возможно снизить данное отставание.

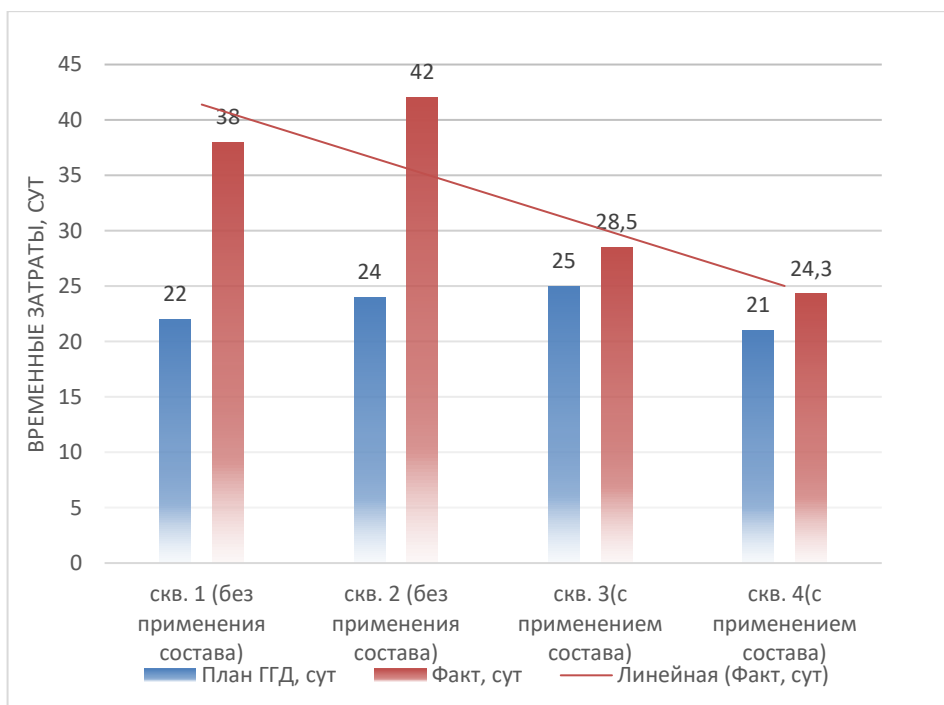


Рисунок 2 – График с технико-экономическими показателями (выборка из нескольких скважин).

Использование данной технологии показывает высокий экономический эффект (при довольно низкой стоимости реагента). В результате положительного опыта данная технология рекомендуется к применению на аналогичных интервалах строительства скважин не только



одной геологической формации, но и в остальных регионах, к примеру, на территории Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

### Список литературы

1. С. А. Эпштейн. Трещинообразование в углях разных генотипов. - Горный информационно-аналитический бюллетень – 2009. - №9. - С. 71-76.
2. *Waleepon Sukarasep, Rahul Sukanta Dey, Visarut Phonpuntin/ SPE-200991-MS/Sodium Silicate Based Drilling Fluid Application in Gulf of Thailand to Stabilise Wellbore: A Case Study*
3. Широков М.Н. Исключительная стабильность ствола скважины: что делать, когда не работает повышение плотности бурового раствора? // Бурение и нефть. 2019. № 9. С. 46–49.

### References

1. S. A. Epshtein. Cracking in the corners of different genotypes. Mining information and Analytical Bulletin, 2009, no9, pp. 71-76.
2. *Waleepon Sukarasep, Rahul Sukanta Dey, Visarut Phonpuntin. SPE-200991-MS. Sodium Silicate Based Drilling Fluid Application in Gulf of Thailand to Stabilise Wellbore: A Case Study*
3. *Shirokov M.N. Exceptional wellbore stability: what to do when drilling mud weighting does not work? Drilling and oil. 2019. no 9. pp. 46–49.*

### Технология снижения вязкости нефти под воздействием электромагнитного поля в аппарате с вихревым слоем (Technology for reducing the viscosity of oil under the influence of an electromagnetic field in an apparatus with a vortex layer)

*Н.Н. Хамидуллин<sup>1</sup>*

1 - ФГБОУ ВО "КНИТУ", Казань

Научный руководитель: Хамидуллин Ренат Фаритович, д.т.н.

E-mail: xamidyll@gmail.com

### Аннотация

Проведены исследования по повышению эффективности применения физико-химических и механических методов обработки при транспортировке нефти по магистральным трубопроводам. Целью работы является разработка технологии снижения вязкости нефтей электромагнитным воздействием для транспортировки по магистральным трубопроводам. Методика электромагнитной активации нефтяного сырья на электромагнитной установке заключается в обработки нефти ферромагнитными частицам в зоне вращающегося электромагнитного поля. Результаты исследований подтвердили эффективность применения технологии обработки нефти в аппарате с вихревым слоем для снижения вязкости парафинистых нефтей. После обработки в электромагнитном поле также улучшатся такие эксплуатационные свойства, как температура застывания нефти, плотность.

### Abstract

Studies have been carried out to improve the efficiency of the use of physical, chemical and mechanical methods of processing during the transportation of oil through main pipelines. The aim of the work is to develop a technology for reducing the viscosity of oils by electromagnetic action for transportation through main pipelines. The method of electromagnetic activation of crude oil in an electromagnetic installation consists in treating oil with ferromagnetic particles in the zone of a rotating electromagnetic field. The results of the research confirmed the effectiveness of the use of oil treatment technology in an apparatus with a vortex layer to reduce the viscosity of paraffinic oils. After processing in an electromagnetic field, such operational properties as the pour point of oil and density will also improve.

### **Ключевые слова**

Нефть, динамическая вязкость, снижения вязкости, транспортировка нефти, реологические свойства нефти, электромагнитная обработка нефти, ферромагнетики, аппарат с вихревым слоем.

### **Keywords**

Oil, dynamic viscosity, viscosity reduction, oil transportation, rheological properties of oil, electromagnetic treatment of oil, ferromagnets, vortex layer apparatus.

Доля добычи тяжелых, высоковязких, высокопарафинистых нефтей с каждым годом увеличивается. Высокая вязкость нефтей существенно затрудняет процесс ее транспортировки. Применяемые в данный момент технологии снижения вязкости такие, как методы нагрева и добавление депрессорных присадок часто экономический не целесообразны для транспортировки по магистральным трубопроводам. Поэтому возникает потребность в новых, в более современных и не дорогих методах снижения вязкости нефтей. Одним из потенциально применимых технологий является слабоэнергетическая технология - обработка нефти электромагнитными полями в аппарате с вихревым слоем в присутствии ферромагнитных частиц, которые приходят в интенсивное движение характеризующиеся частыми соударениями и трением в следствии чего возникает гидродинамическая кавитация в объеме обрабатываемой нефти [1]. Значительный эффект от кавитационных процессов связан с высокой концентрацией энергии, выделяемой в процессе схлопывания кавитационных пузырьков в следствии чего предположительно и происходит низкотемпературный крекинг, который позволяет перестраивать структуру молекул в нефти, тем самым улучшая его реологические свойства [2].

Исследованиям подвергались разные виды нефти, но наиболее подверженные снижению вязкости по воздействию электромагнитного поля оказались парафинистые нефти. Под воздействием электромагнитного поля при выборе оптимальных параметрах активации в аппарате с вихревым слоем при частоте 50 Гц и интенсивности обработки 5 минут наблюдается резкое изменение консистенции нефти. Так, при температуре 20°C до активации данная нефть являлась практически неподвижной, а после электромагнитной обработки при этой же температуре она стала вполне текучей жидкостью. Исследования показали, что после электромагнитной обработки нефти динамическая вязкость парафинистой нефти снизилась с 549 мПа\*с до 47 мПа\*с при скорости сдвига 5 с-1, то есть более чем в 12 раз. Также улучшатся такие эксплуатационные свойства, как температура застывания нефти более чем на 8 градусов и плотность на более чем 100 кг/м<sup>3</sup>. Дальнейшее исследование группового состава этой нефти показало, что содержание парафинов в нефти снижается с 22,1% до 16,6 %, а содержание смол и асфальтенов с 3,4 % до 1,8 % и с 0,8 % до 0,6 % соответственно. Предположительно именно за счет значительного снижения парафинов в нефти и происходит улучшение реологических свойств этой нефти. Данная технология обработки нефти является потенциальной технологией для снижения вязкости парафинистых нефтей с целью их транспортировки по магистральным трубопроводам.

### **Список литературы**

1. *Нестеренко А.И., Берлизов Ю.С.* Об использовании явления кавитации для крекинга углеводородов. – ХТТМ. – 2009. - №4, с. 41-43.
2. *Лоскутова Ю.В., Юдина Н.В.* Влияние магнитного поля на структурно-реологические свойства нефтей / Известия Томского политехнического университета. 2006. Т. 309. № 4. с. 104.

## References

1. *Nesterenko A.I., Berlizov Yu.S.* On the use of the phenomenon of cavitation for the cracking of hydrocarbons. - НТТМ. - 2009. - No. 4, p. 41-43.
2. *Loskutova Yu.V., Yudina N.V.* Influence of the magnetic field on the structural and rheological properties of oils / Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2006. V. 309. No. 4. S. 104-109.

## Модернизация лабораторной установки к схеме из «насоса в насос» (Modernization of the laboratory installation the "pump in the pump")

***Е.В. Харитонов<sup>1,2</sup>, А.В. Шарифуллин<sup>1,2</sup>, Л.Р. Байбекова<sup>1,2</sup>, Годящева М.В.<sup>1</sup>***

1- ФГБОУ ВО «КНИТУ», Казанский национальный исследовательский технологический университет  
2-ООО «НАВА»

Научный руководитель: Байбекова Лия Рафаэльовна, к.т.н.; Шарифуллин Андрей Виленович,  
д.т.н.

E-mail: sharifullin67@mail.ru

## Аннотация

В данной работе рассмотрена лабораторная установка по исследованию противотурбулентных присадок и иных энергосберегающих присадок при транспортировке нефти. лабораторная модель построена по принципу перекачивания «из насоса в насос» и позволяет моделировать реальные процессы перекачивания. Источник финансирования: работа выполнена при финансовой поддержке Фонда содействия развития малых форм предприятий в научно-технической сфере (Фонд содействия инновациям), грант Старт-1 № С1-75017 от 04.06.2020 года.

## Abstract

In this paper, a laboratory setup for the study of anti-turbulent additives and other energy-saving additives during oil transportation is considered. laboratory model is built on the principle of pumping "from pump to pump" and allows you to simulate real pumping processes. Source of funding: the work was carried out with the financial support of the Fund for Assistance to the Development of Small Forms of Enterprises in the Scientific and Technical Sphere (Fund for Assistance to Innovation), grant Start-1 No. C1-75017 dated 04.06.2020.

## Ключевые слова

Нефть, транспорт, вязкость, противотурбулентная присадка, лабораторная установка.

## Keywords

Oil, transport, viscosity, anti-turbulent additive, laboratory.

Рынок нефтепромысловой химии для трубопроводного транспорта на сегодняшний день растет с каждым годом в товарном выражении и происходит её перераспределение между крупными заводами-производителями. Производство необходимых противотурбулентных присадок, возможно будет сконцентрировано в Республике Татарстан, с возможным выходом на проектную мощность в 10 тысяч тонн предприятия ООО «Транснефть-Синтез». Однако, такая экономическая политика, отстраиваемая в рамках монополий, приведет к стагнации не только отрасли производящей нефтепромысловую химию, но и в отрасли, которая использует эти труды. В данной работе рассматривается возможность применения лабораторной оценки эффективности реагентов для повышения пропускной способности трубопроводной системы на модельном стенде, разработанном в Казанском технологическом университете. Данная модель

развития отношения между нефтяными компаниями и академическим университетом, где университет выполняет роль «нефтесервисной» услуги, способна наиболее эффективно развивать обе стороны, разграничивая роли и секторы ответственности сторон.

Синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным.

Дополнительную сравнительную характеристику рассчитывали, которая позволяет оценивать структурно-механические деструкции полимерной части реагента и его «живучесть» по методике, которая была представлена в работе.

В качестве методики оценки была выбрана стандартная методика, применяемая в ПАО «Транснефть» по снижению гидравлического сопротивления в комбинации разработанной нами методики оценки путевой деструкции полимерных композиций в лабораторных условиях на модельном стенде.

Данное исследование позволило убедиться нам в адекватности модели и ее практической пользе в целях решения научно-технических задач для нефтедобывающей отрасли Республики Татарстан.

На базе проведенных лабораторных исследований и выстроенной модели взаимодействия между компанией ПАО «Татнефть» с ФГБОУ ВО «КНИТУ» была запущено малое инновационное предприятие ООО «НАВА», основной деятельностью которой будет заключаться в совершенствовании методики лабораторной оценки эффективности реагентов для трубопроводного транспорта, и оказание услуг по подбору реагентов по требованиям заказчиков по существующей номенклатуре химических реагентов.

До 2021 года в КНИТУ синтезированные противотурбулентные присадки оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при постоянных температурах на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений в условиях, близких к реальным (патент на полезную модель RU 166259, G01F25/00, 21.11.2016. Авторы: Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин Р.Р., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В., патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ») [1].

Однако данная модель имела недостаток в конструкции как отсутствие возможности перекачивать жидкость по контуру «из насоса в насос».

Исходная схема представлена на рисунке 1.

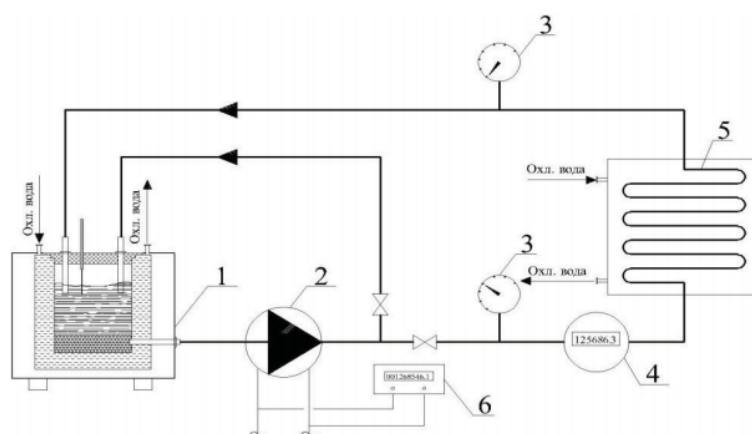


Рисунок 1 – Схема установки до модернизации.

Решение данной проблемы заключалось во врезке дополнительной секции, зацикливающей контур нагнетания и контур всаса на насос. Для устойчивого контроля технологического режима дополнительно установлены регулирующие устройства. Схема установки после модернизации представлена на рисунке 2.

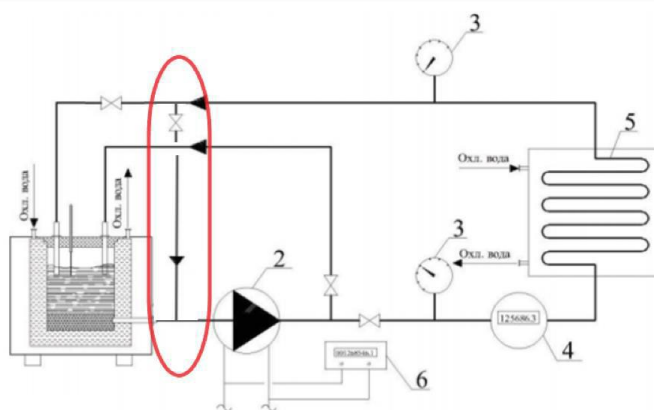


Рисунок 2 – Схема установки после модернизации.

Основные технологические изменения после модернизации можно наблюдать в таблице 1.

Таблица 1 – Основные показатели работы на установке «ДО» и «ПОСЛЕ» модернизации

Параметр сравнения	«ДО» модернизации	«ПОСЛЕ» модернизации
Время прохождения 1 цикла	10 с	7 с
Общее время эксперимента	28 мин	20 мин

В результате, данная модернизация лабораторного стенда позволило привезти конструкцию лабораторной установки к работе по принципу «из насоса в насос». Дополнительно это позволило снизить суммарное время эксперимента на единичные исследования. Исключена дросселиция перекачиваемой жидкости. Итоговое снижение единичного эксперимента снизилась на 7-10 % по сравнению с исходными данными.

Результаты данного НИР сформированы в виде патента на полезную модель и направлены на экспертную оценку в ФИПС.

### Список литературы

1. Установка для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений [Текст]: пат.166259 Рос. Федерация МПК C01F 25/00 / Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хуснуллин А.В., Дусметова Г.И., Харитонов Е.В.; заявитель патентообладатель ФГБОУ ВО «КНИТУ». - №2016100724/28; заявл. 11.01.2016; опубл. 20.11.2016, Бюл. №32. – 4с.

### References

1. Installation for bench testing of flow characteristics of hydraulic resistance [Text]: Pat. 166259 Ros. Federation IPC C01F 25/00 / Sharifullin A.V., Baibekova L.R., Khusnullin A.V., Dusmetova G.I., Kharitonov E.V.; the applicant is the patent holder of the Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "KNRTU". - No. 2016100724/28; dec. 01/11/2016; publ. November 20, 2016, Bull. No. 32. - 4s.

**Исследование реологических характеристик межфазных слоев нефть-вода в технологии повышения нефтеотдачи пластов ПАВ-щелочным воздействием  
(Research of rheological characteristics of oil-water interfacial layers in the technology of enhanced oil recovery by surfactant-alkaline action)**

***Р.Р. Шарипов, Р.Р. Мингазов, Н.Ю. Башкирцева***

«Казанский национальный исследовательский технологический университет»

(ФГБОУ ВО «КНИТУ»)

Научный руководитель: Башкирцева Наталья Юрьевна, д.т.н.

E-mail: sharipovrustem@yandex.ru

**Аннотация**

Исследование реологических характеристик межфазных слоев проводилось с помощью метода осциллирующей капли. Были рассмотрены реологические характеристики межфазных слоев отдельных компонентов нефти во времени в присутствии щелочи, ПАВ и ПАВ+щелочь. Было выявлено, что значения межфазного натяжения во времени снижаются, а модуля упругости межфазных пленок постепенно возрастает, что свидетельствует об образовании на межфазной границе адсорбционной пленки, которая постепенно уплотняется. Также были проведены исследования по определению времени коалесценции двух капель нефти в водном растворе, в растворе ПАВ и ПАВ-щелочном растворе. Результаты этих испытаний подтверждают образование в ПАВ-щелочном растворе на поверхности глобул нефти прочных адсорбционных слоев, препятствующих их коалесценции. Полученные результаты позволили предложить механизм повышения нефтеотдачи пластов при ПАВ-щелочном воздействии.

**Abstract**

The rheological characteristics of the interfacial layers were studied using the oscillating drop method. The rheological characteristics of the interfacial layers of individual oil components over time in the presence of alkali, surfactant and surfactant+alkali were considered. It was found that the values of the interfacial tension decrease over time, and the elastic modulus of the interfacial films gradually increases, which indicates the formation of an adsorption film at the interfacial boundary, which gradually condenses. Studies were also carried out to determine the coalescence time of two oil droplets in an aqueous solution, in a surfactant solution and a surfactant-alkaline solution. The results of these tests confirm the formation of strong adsorption layers in a surfactant-alkaline solution on the surface of oil globules that prevent their coalescence. The obtained results allowed us to propose a mechanism for increasing oil recovery during surfactant-alkaline exposure.

**Ключевые слова**

ПАВ, щелочь, заводнение, межфазное натяжение, модуль упругости, межфазная реология.

**Keywords**

Surfactant, alkali; flooding; interfacial tension; elastic modulus; interfacial rheology.

Нефтевытеснение с применением растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) является одним из основных физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) [1,2]. Основным недостатком метода ПНП с применением растворов ПАВ является высокая адсорбция химического реагента на породе [3,4]. Эффективным способом снижения адсорбции ПАВ на породе пласта является применение щелочных растворов [5]. Нами была разработана технология ПНП на основе щелочных растворов цвиттер-ионных ПАВ, которая показывает высокую эффективность при нефтевытеснении на насыпных моделях в лабораторных условиях.

С целью выявления механизма действия щелочных растворов цвиттер-ионных ПАВ на остаточную нефть в пласте, были проведены исследования реологических характеристик межфазных слоев нефть-вода методом осциллирующей капли. При данном методе изменяется объем капли с помощью гармонического сжатия-растяжения с определенной частотой. Измерение характеристик межфазных слоев проводилось с помощью прибора DSA30 (KRUSS) (рисунок 1).

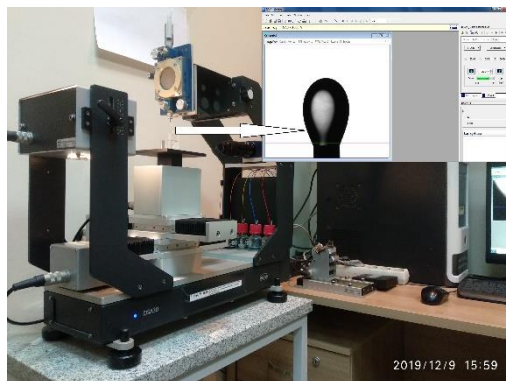


Рисунок 1 – Прибор DSA30 (KRUSS).

В результате проведенных исследований на межфазных слоях на границе раздела фаз «щелочной раствор ПАВ-нефть» были получены зависимости межфазного натяжения, модуля упругости межфазных слоев для отдельных компонентов нефти во времени при добавлении щелочи, ПАВ и ПАВ+щелочь. Также были проведены исследования по определению времени коалесценции двух капель нефти, где наглядно демонстрируются упругие свойства межфазных слоев капель нефти при добавлении ПАВ и щелочи в воду.

Анализ полученных результатов позволяет предложить механизм действия ПАВ-щелочного воздействия на остаточную нефть. Таким образом, увеличение нефтевытесняющей способности растворов цвиттер-ионных ПАВ в присутствии щелочи объясняется не только снижением адсорбции ПАВ на поверхности нефтеносной породы, но и увеличением прочности адсорбционных слоев на поверхности капель нефти. При этом, диспергирование отмытой с поверхности породы нефти и упрочнение межфазных пленок позволяет получить устойчивый фронт мелкодисперсной эмульсии прямого типа. Это способствует более легкой фильтрации остаточной нефти в поровом пространстве и увеличению нефтеотдачи пласта.

### Список литературы

1. Sharipov R.R., Coyedjo A.A., Quagu J.M., Gazizova F.I., Mingazov R.R., Bashkirtseva N.Yu., Development of reagents for enhanced oil recovery of high-temperature formations / SOCAR Proceedings. 2017, в.2, с.62-67 (ISI)
2. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 570 с.
3. W. Wang, Y. Gu, Interactions of Alkaline Solutions With OilBrine-Rock Systems in ASP Flood Processes. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, 142, 2003
4. Bryan, Jonathan Luke, An Thuy Mai, Apostolos Kantzas. 2008. Investigation Into the Processes Responsible for Heavy Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. Proc.
5. Zhang, Q. Q.; Cai, B. X.; Xu, W. J.; Gang, H. Z.; Liu, J. F.; Yang, S. Z.; Mu, B. Z. Novel Zwitterionic Surfactant Derived from Castor Oil and Its Performance Evaluation for Oil Recovery. Colloids Surf. A 2015, 483, 87–95.

### References

1. Sharipov R.R., Coyedjo A.A., Quagu J.M., Gazizova F.I., Mingazov R.R., Bashkirtseva N.Yu., Development of reagents for enhanced oil recovery of high-temperature formations / SOCAR Proceedings. 2017, в.2, с.62-67 (ISI)

2. *Dake L. P.* 2009. Fundamentals of Reservoir Engineering. Moscow: Premium Inzhiniring. [In Russian]
3. *W. Wang, Y. Gu*, Interactions of Alkaline Solutions With OilBrine-Rock Systems in ASP Flood Processes. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, 142, 2003
4. *Bryan, Jonathan Luke, An Thuy Mai, Apostolos Kantzas.* 2008. Investigation Into the Processes Responsible for Heavy Oil Recovery by Alkali-Surfactant Flooding. Proc.
5. *Zhang, Q. Q.; Cai, B. X.; Xu, W. J.; Gang, H. Z.; Liu, J. F.; Yang, S. Z.; Mu, B. Z.* Novel Zwitterionic Surfactant Derived from Castor Oil and Its Performance Evaluation for Oil Recovery. Colloids Surf. A 2015, 483, 87–95.

**Индукционно-резистивная система плавки снежно-ледовых отложений на вертикальных стальных резервуарах цилиндрического типа хранилищ углеводородного сырья  
(Inductive-resistive system for melting snow-ice deposits on vertical steel tanks of a cylindrical type for storage of hydrocarbon raw materials)**

**В.А. Шеломенцев**

Тюменский индустриальный университет  
Научный руководитель: Орлов Владимир Сергеевич  
E-mail: orlov.vs@mail.ru

**Аннотация**

Авторами предлагается разработка системы плавки снежно-ледовых отложений на вертикальных резервуарах цилиндрического типа хранилищ углеводородного сырья на базе индукционно-резистивных элементов для автоматизации процесса и снижение вероятности возникновения повреждений сопутствующей инфраструктуры и травматизма обслуживающего персонала. По итогам работы сделаны выводы об актуальности проблемы и целесообразности применения разрабатываемого решения.

**Abstract**

The authors propose the development of a system for melting snow and ice deposits on vertical tanks of a cylindrical type of storage of hydrocarbon raw materials based on inductive-resistive elements to automate the process and reduce the likelihood of damage to the associated infrastructure and injury to staff. Based on the results of the work, conclusions were drawn about the relevance of the problem and the feasibility of applying the developed solution.

**Ключевые слова**

Снежно-ледовые отложение, электрообогрев, индукционно-резистивная система, автоматизация, техносферная безопасность.

**Keywords**

Snow-ice deposits, electrical heating, inductive-resistive system, automation, technosphere safety.

В силу территориального расположения Российской Федерации, разного рода конструкции подвергаются влиянию климатических факторов. Снежно-ледовые отложения на вертикальных резервуарах цилиндрического типа создают ряд дополнительных рисков:

- вероятность отрыва ледовых масс большого размера, как следствие, травматизм людей и повреждение оборудования, инженерных сетей, систем связи;
- увеличение нагрузки на элементы кровли, что может вызвать ее разрушение;
- задержка воды на элементах кровли в осенне-весенние периоды года служит причиной протечек и может привести к значительному материальному ущербу;



- необходимость механической очистки кровли, в результате чего снижается срок ее службы, кроме того, возникает необходимость содержания специального обслуживающего персонала.

Традиционные решения борьбы со снежно-ледовыми отложениями при помощи жидкого теплоносителя [1], саморегулирующегося/резистивного кабеля постоянной мощности, нанесение на поверхность супергидрофобных покрытий, сдувание потоками сжатого воздуха всегда имеют недостатки: трудоемкая в исполнении конструкция, требование к надежности и взрывозащите, сложность при нанесении и малая длительность эксплуатации, недостаточная теплоотдача, что повышает линейные размеры и вес конструкции, а также риск возникновения аварийных случаев. Поэтому механическая очистка резервуаров все еще является преобладающей из методов очистки от гололедных образований [2]. Но несмотря на тенденцию снижения числа несчастных случаев на производстве, работа на высоте все также остается одним из наиболее опасных видов работ, а сход снежно-ледовых отложений приводит к ряду аварийных ситуаций, таких как повреждение устройства размыва донных отложений, сифонного крана резервуара, изоляции трубопроводов, уронемера и т.д.

Для решения поставленной проблемы предлагается техническая система устранения снежно-ледовых отложений, основанная на индукционно-резистивном методе электрообогрева [3]. Индукционно-резистивный электрообогрев имеет достаточно большой опыт эксплуатации в области электрообогрева протяженных трубопроводов, по отношению к альтернативным вариантам положительно отличается соответствием требований к взрывопожаробезопасности, более высокой теплоотдачей (до 3 раз и выше), что позволяет снизить линейные размеры всей системы, тем самым уменьшить нагрузку на конструкцию, понизить риск вероятности аварий и повысить долговечность использования [4-7].

Предполагается установка данной системы (4) изнутри резервуара (5) по всей площади крыши и дополнительный сектор на боковых стенках резервуара для устранения последствий плавки снежно-ледовых отложений. Питание осуществляется от комплектных трансформаторов (1) распределительных пунктов через соединительные кабели (3), которые будут подводиться под землей и выводиться на резервуары по наземной эстакаде, около каре резервуаров будет располагаться автоматизированная система управления для ручного или автоматического управления процессом плавки. Для отведения полученной в результате электрообогрева воды за пределы каре резервуарного парка в резервуар-накопитель или канализационные шлюзы предусмотрен контурный подогреваемый водоотвод (6).

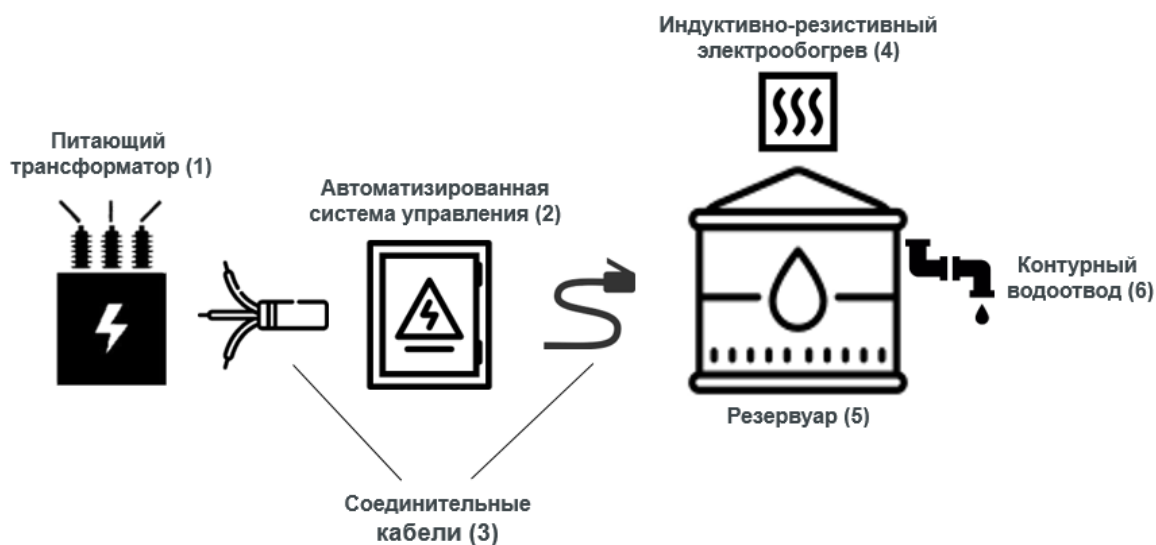


Рисунок 1 – Основные элементы системы.

Для определения оптимальных характеристик элементов системы индукционно-резистивного электрообогрева была разработана математическая модель, учитывающая

линейные размеры резервуара, температуру наружного воздуха, скорость ветра (для учета потерь тепловой энергии), температуру нефтепродуктов в резервуаре и интенсивность его эксплуатации (для учета дополнительных притоков тепла, вносимых нефтепродуктами), а также объем осадков (для определения количества тепловой энергии, необходимого для плавки выпавшего снега). Была произведена оценка энергетических затрат на нагрев, плавку и отвод снежно-ледовых отложений с крыш резервуаров цилиндрического типа, расположенных в различных климатических зонах.

Для определения оптимальных параметров системы плавки снежно-ледовых отложений с точки зрения минимизации энергетических затрат на плавку и финансовых расходов на создание системы в рамках исследования была построена целевая функция:

$$F(X_1, X_2, X_3 \dots X_n) \Rightarrow \min, \quad (1.1)$$

где  $F$  – затраты на устройство и 10 лет эксплуатации системы, тыс. руб.;

$X_1, X_2, X_3 \dots X_n$  – входные параметры модели и линейные размеры резервуаров.

Минимальное значение целевой функции позволяет определить оптимальные значения внутренних параметров системы, к которым относятся:

- удельная мощность нагревательной трубки, Вт/м;
- мощность системы электрообогрева, кВт;
- оптимальное время плавки при нормальных условиях, ч.

В ходе расчетов были определены оптимальные значения удельной мощности нагревательной трубки, а также необходимую мощность системы электрообогрева для резервуаров различных типов.

В работе предлагается технологическое и экономическое обоснование эффективности работы технологии. По результатам экспериментов с лабораторным образцом отмечается заявленная работоспособность, повышение теплоотдачи и соответствие требованиям по взрывозащите.

В перспективе планируется реализация технологии совместно с компанией ООО «Роснефть» при условии прохождения опытно – промышленных испытаний на одном из объектов проектов Восток Ойл, Ванкор или любых других развивающихся нефтяных активах компании.

### Список литературы

1. *Крюков О.В.* Прикладные задачи теории планирования эксперимента для инвариантных объектов газотранспортных систем [Текст] / О.В. Крюков // Труды IX Международной конференции «Идентификация систем и задачи управления». - SICPRO-12, 2012. - С. 222–236.

2. *Babichev S.A.* Automated safety system for electric driving gas pumping units [Text] / S.A. Babichev, O.V. Kryukov, V.G. Titov // Russian Electrical Engineering, 2010. - Т. 81. - №12. - P. 649-655.

3. *Крюков О.В.* Анализ и техническая реализация факторов энергоэффективности инновационных решений в электроприводных турбокомпрессорах [Текст] / О.В. Крюков // Автоматизация в промышленности, 2010. - №10. - С. 50–53.

4. Пат. 2662635 С2 Российская Федерация, МПК H05B6/06. Индукционно-резистивная система электрического обогрева : № 2016143260 : заявл. 02.11.2016 : опубл 26.07.2018 / Костоломов Е.М., Паутов Д.Н. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Научно-технический центр «Интерм». - Текст : непосредственный.

5. Пат. 175632 U1 Российская Федерация, МПК H05B6/10. Устройство для индукционно-резистивного нагрева теплоспутников : № 2016143852 : заявл. 08.11.2016 : опубл 13.12.2017 / Костоломов Е.М., Паутов Д.Н. ; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Научно-технический центр «Интерм». - Текст : непосредственный.

6. Пат. 2595257 C1 Российская Федерация, МПК H05B6/64. Система обогрева трубопроводов : № № 2015117153/07 : заявл. 05.05.2015 : опубл 08.27.2016/ Копырин В.А., Костоломов Е.М., Паутов Д.Н. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тюменский индустриальный университет» (ТИУ). - Текст : непосредственный.

7. *Андреева, Ю.Н.* Исследование температурных характеристик саморегулирующихся нагревательных кабелей / Ю.Н. Андреева, О.Г. Денисенко, Е.М. Костоломов, Д.Н. Паутов. - Текст : непосредственный // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе. материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов. Тюмень, 2016. - С. 303-307.

## References

1. *Kryukov O.V.* Applied problems of the theory of experiment planning for invariant objects of gas transmission systems [Text] / O.V. Kryukov // Proceedings of the IX International Conference "Identification of Systems and Control Problems". - SICPRO-12, 2012. - S. 222–236.

2. *Babichev S.A.* Automated safety system for electric driving gas pumping units [Text] / S.A. Babichev, O.V. Kryukov, V.G. Titov // Russian Electrical Engineering, 2010. - T. 81. - No. 12. - P. 649-655.

3. *Kryukov O.V.* Analysis and technical implementation of energy efficiency factors of innovative solutions in electric turbochargers [Text] / O.V. Kryukov // Automation in industry, 2010. - No. 10. - S. 50–53.

4. Pat. 2662635 C2 Russian Federation, IPC H05B6/06. Inductive-resistive electric heating system : No. 2016143260 : Appl. 02.11.2016 : publ. 26.07.2018 / Kostolomov E.M., Pautov D.N. ; Patent holder Limited Liability Company Scientific and Technical Center "Interm". - Text : direct.

5. Pat. 175632 U1 Russian Federation, IPC H05B6/10. Device for inductive-resistive heating of heat tracers: No. 2016143852: Appl. 11/08/2016: published on 12/13/2017 / Kostolomov E.M., Pautov D.N. ; Patent holder Limited Liability Company Scientific and Technical Center "Interm". - Text : direct.

6. Pat. 2595257 C1 Russian Federation, IPC H05B6/64. Pipeline heating system : No. 2015117153/07 : Appl. 05/05/2015: publ 08.27.2016/ Kopyrin V.A., Kostolomov E.M., Pautov D.N. ; Patentee Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Professional Education "Tyumen Industrial University" (TIU). - Text : direct.

7. *Andreeva, Yu.N.* Research of temperature characteristics of self-regulating heating cables / Yu.N. Andreeva, O.G. Denisenko, E.M. Kostolomov, D.N. Pautov. - Text: direct // Energy saving and innovative technologies in the fuel and energy complex. materials of the International scientific-practical conference of students, graduate students, young scientists and specialists. Tyumen, 2016. - S. 303-307.

## **Секция 6. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли**

**Особенности решения обратных задач теории фильтрации для низкопроницаемых коллекторов вязкой нефти**  
(Features of solving flow theory inverse problems for low-permeability viscous oil reservoirs)

*Д.А. Аминев<sup>1</sup>, Е.Ю. Имамова<sup>1</sup>*

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
Научный руководитель: Кравченко М. Н., к.ф.-м.н.  
E-mail: dep.ngigp@yandex.ru

**Аннотация**

Поиск эффективных методов разработки месторождений высоковязкой нефти требует создания более совершенных методов гидродинамического моделирования с учетом проявления неньютоновских свойств пластовых флюидов. При решении прямых и обратных задач наиболее сложным является определение вида закона фильтрации в особенности для низкопроницаемых коллекторов вязкой нефтей, которые проявляют нелинейно-вязкопластические свойства и при фильтрации характеризуются предельным градиентом. Используя собственные программные коды были получены результаты интерпретации данных промысловых исследований на месторождениях вязких нефтей республики Башкортостан с учетом реологии пластовых жидкостей.

**Abstract**

The search for high-viscosity oil fields production effective methods requires the creation of more advanced hydrodynamic modeling methods, taking into account the manifestation reservoir fluids non-Newtonian properties. Solving direct and inverse problems, the most difficult is to determine the type of filtration law, especially for low-permeable viscous oil reservoirs, which exhibit nonlinear viscoplastic properties and are characterized by a modified limiting gradient during flow process. Using own numerical codes, the field research results interpretation were obtained at Bashkortostan republic viscous oil fields, taking into account the reservoir fluids rheology.

**Ключевые слова**

Гидродинамические исследования, нелинейный закон фильтрации, нелинейно-вязкопластическая жидкость с предельным градиентом, математическое моделирование

**Keywords**

Hydrodynamic studies, nonlinear law of flow, nonlinear-viscoplastic fluid with limiting gradient, mathematical modeling

В настоящее время основной объем нефти преимущественно добывается из терригенных отложений. При этом большая часть месторождений находятся на поздней стадии разработки и характеризуются невысоким коэффициентом нефтеизвлечения, что обусловлено в том числе проявлением при фильтрации через пористую среду аномальных свойств даже для низковязких нефтей [1]. Одновременно нарастает интерес к разработке высоковязких нефтей из карбонатных пластов. Такие залежи характеризуются резкой неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и, как результат, высокой изменчивостью продуктивности скважин.

Во время эксплуатации исходные эксплуатационные и гидродинамические параметры пласта претерпевают изменения: растёт обводнённость продукции, снижается пластовое давление, изменяется газовый фактор и т.д. Успешность методов повышения нефтеотдачи, зависит от того, насколько достоверна информация о скважине и пласте в текущий момент времени.

Одним из основных источников данного вида информации являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Цель гидродинамических исследований:

- Определение параметров призабойной зоны скважины (проницаемость, неоднородность, глинистость, насыщенность)
- Определение свойств флюидов, насыщающих залежь (физические свойства, химический состав, давление и температура, давление насыщения, газонасыщенность)
  - Определение гидропроводности, коэффициента пьезопроводности
  - Получение сведений о темпе падения пластового давления (или о его изменении)
  - Оценка необходимости применения искусственного воздействия на залежь в целом или на призабойную зону скважины
  - Определение основных характеристик скважин: коэффициент продуктивности (приемистости); приведенный радиус скважины; максимально возможный и рациональный дебиты скважины; коэффициенты обобщенного уравнения притока

Качественная интерпретация результатов ГДИС, возможна только при использовании численных методов, нацеленных на наиболее точное описание всех процессов, происходящих в пласте. Наиболее сложным является определение фильтрационных характеристик, так как даже легкие нефти, описываемые линейным законом зависимости вязких напряжений от скорости сдвига за счет взаимодействия с пористым скелетом породы проявляют неньютоновские свойства. При численном решении обратной задачи (основного подхода к определению ФЕС для пластов на основе ГДИС) необходимо использовать нелинейные закона фильтрации Дарси, конкретный вид которых зависит от состава фильтрующихся флюидов (не только нефтяной фазы, но водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров и т.д.) и типа породы, обуславливающего во многом взаимодействие фильтратов и минерального скелета.

Целью работы является решение обратной задачи теории фильтрации для оценки гидродинамических параметров низкопроницаемых карбонатных коллекторов. Основная задача – это учёт нелинейности фильтрации.

На рассмотрение предлагаются результаты интерпретации гидродинамических исследований, выполненных в каширо-подольских отложениях одного из месторождений Республики Башкортостан, с использованием собственных программных кодов, учитывающих все особенностей объекта разработки (пористости, проницаемости, минерального состава скелета и его структурных свойств), конкретного состава нефти, обуславливающего тип нелинейности фильтрационного закона.

Объект содержит трудноизвлекаемые запасы и характеризуется низкими коллекторскими свойствами: пористость 16-21,4 %, проницаемость 0,02-0,057 мкм<sup>2</sup>. Плотность нефти равна 0,87- 0,89 т/м<sup>3</sup>, вязкость ее в пластовых условиях характеризуется интервалом изменения 12,7-24,6 мПа\*с.

### Список литературы

1. *Aminev D.A., Badertdinova E.R., Kravchenko M.N.* Updating reservoir properties for high-viscosity oil fields at the late stage of production. Problems of continuum mechanics. Topical problems of continuum mechanics Proceedings of VII International Conference 04-08 October 2021, Tsaghkadzor, Armenia. – YEREVAN: "Gitutyun", National Academy of Sciences of Armenia, 2021. – 329 с. – С. 252-257.

### References

1. *Aminev D.A., Badertdinova E.R., Kravchenko M.N.* Updating reservoir properties for high-viscosity oil fields at the late stage of production. Problems of continuum mechanics. Topical problems of continuum mechanics Proceedings of VII International Conference 04-08 October 2021, Tsaghkadzor, Armenia. – YEREVAN: "Gitutyun", National Academy of Sciences of Armenia, 2021. – 329 с. – С. 252-257.

**Модель эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) в процессе бурения на основе методов машинного обучения (виртуальный датчик ЭЦП)  
(Equivalent circulation density (ECD) model during drilling based on machine learning methods (virtual ECD sensor))**

**С.И. Габитов**

Газпромнефть НТЦ  
Email: gsi94@yandex.ru

**Аннотация**

Измерение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) с помощью датчика забойного давления требует дополнительных затрат. Другие альтернативные способы оценки с помощью математических методов и расчетов в гидравлических модулях не обеспечивают достаточную точность и оперативность расчетов. Основная цель исследования – создание виртуального датчика для расчета ЭЦП на основе параметров бурения, регистрируемых на устье скважины с использованием методов машинного обучения. Используемые данные были собраны во время бурения горизонтальных секций, которые охватывали технологические параметры бурения и замеры ЭЦП. Построенная модель (виртуальный датчик ЭЦП) позволяет восстанавливать значения ЭЦП на скважинах с отсутствующим датчиком забойного давления с целью контроля бурения в границах “безопасного окна” и сокращения расходов.

**Abstract**

The equivalent circulation density (ECD) measurements using a bottom hole pressure unit requires additional costs. Other alternative evaluation methods of using mathematical approaches and calculations in hydraulic modules do not provide sufficient accuracy and calculations efficiency. The main goal of the study is to create a virtual sensor for calculating ECD based on drilling parameters recorded at the wellhead using machine learning methods. The used data is the horizontal sections drilling data, which has the drilling process parameters and ECD measurements. The developed model (virtual ECD sensor) makes it possible to restore ECD values in wells with no bottomhole pressure sensor in order to control drilling within the “safe window” and cost reductions.

**Ключевые слова**

Эквивалентная циркуляционная плотность, датчик забойного давления, виртуальный датчик ЭЦП, машинное обучение

**Keywords**

Equivalent circulation density, bottom hole pressure unit, virtual ECD sensor, machine learning

Забойное давление - параметр, влияющий на процесс бурения. Однако, в связи с оптимизацией бурения и расходов, все чаще отказываются от датчика забойного давления (датчик ЭЦП). Измеренное в режиме реального времени ЭЦП позволяет контролировать и осуществлять бурение в границах “безопасного окна” между градиентами обрушения, порового давления и раскрытия существующих трещин.

Расчет забойного давления (ЭЦП) является важным аспектом для безопасного бурения. В связи с чем актуально создание виртуального датчика ЭЦП, который на основе параметров бурения, регистрируемых на устье скважины без внутрискважинных измерений, будет определять текущие значения циркуляционной плотности.

В исследовании представлена модель расчета ЭЦП с использованием алгоритмов машинного обучения [1,2]. Для разработки модели виртуального датчика ЭЦП были собраны фактические промысловые данные со скважин, которые включают технологические параметры бурения, полученные с технического оборудования, расположенного на устье, и значения ЭЦП,

измеренные с помощью датчика забойного давления в процессе бурения. Модель была обучена, протестирована и оптимизирована для обеспечения оценки ЭЦП.

В дальнейшем предполагается обучение модели на других месторождениях, расчет ЭЦП для других секций скважины и сопоставление с зарубежными аналогами. Также возможна автоматизация оценки ЭЦП с целью обеспечения безаварийного бурения (предупреждение и выдача рекомендаций при приближении и выходе за границы “безопасного окна” бурения.

### **Список литературы**

1. Ж. Орельен. Прикладное машинное обучение с помощью Scikit-Learn и TensorFlow. Концепции, инструменты и техники для создания интеллектуальных систем [Текст]: Изд-во Вильямс, 2018. - 688 с.

2. Shalev-Shwartz Sh., Ben-David Sh. [Текст]: Understanding Machine Learning Algorithms: From Theory to Algorithms, Cambridge University Press, Cambridge, 2014. 1- 449 с.

### **References**

1. Hands-On Machine Learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow, O'Reilly Media, Inc, 2018. - 718 с.

2. Shalev-Shwartz Sh., Ben-David Sh.: Understanding Machine Learning Algorithms: From Theory to Algorithms, Cambridge University Press, Cambridge, 2014. 1- 449 p.

## **Система анализа кернов с помощью искусственного интеллекта (Artificial intelligence core analysis system)**

**Д.С. Лазорин**

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Правиков Дмитрий Игоревич, д.т.н.

E-mail: dmitriyhernov1@yandex.ru

### **Аннотация**

Основной задачей проекта является создание интеллектуальной платформы для анализа кернов с помощью искусственного интеллекта для нефтегазовых компаний. В основе платформы находится алгоритм обработки изображений кернов из базы данных, представленной на финальном этапе конкурса «Родные города» 2021 от Образовательного центра «Сириус» и компании «Газпром Нефть».

### **Abstract**

The main objective of the project is to create an intelligent platform for core analysis using artificial intelligence for oil and gas companies. The platform is based on an algorithm for processing core images from the database presented at the final stage of the "Rodnyye goroda" competition in 2021 from the Educational Center «Sirius» and company «Gazprom Neft».

### **Ключевые слова**

Керн, порода, умная система, веб-приложение, алгоритм.

### **Keywords**

Kern, breed, smart system, web application, algorithm.

Перед нефтяной отраслью стоит проблема ухудшения качества ресурсной базы. Для этого компании начинают посвящать себя работе с большими данными, ежедневно собирая огромные объемы информации. Цифровой рецепт решения этой проблемы — так называемые «умные керны» [1]. Принцип их работы — объединение технологий измерения, контроля и



управления в реальном времени, формирование непрерывного информационного потока, позволяющего быстро реагировать на ситуацию и принимать оптимальные решения [2,3]. Ключевыми элементами системы являются интеллектуальные скважины, которые непрерывно собирают информацию о ситуации на территории, анализируют ее и на основании полученных данных корректируют режимы работы. Таким образом, разработка интеллектуальной системы для кернов является приоритетной задачей не только сегодня, но и в будущем.

Целью проекта является создание автоматизированной системы, с помощью которой можно обрабатывать керны и получать полную характеристику. Для этого были поставлены и реализованы следующие задачи: расписать план реализации проекта поэтапно, выбрать программное обеспечение для автоматического анализа, библиотеку искусственного отбора изображений, создать готовый программный код, сделанную работу представить в виде полноценно работающего веб-сайта без ошибок.

Работа с огромными слоями информации, анализ и их классификация — главная возможность умного алгоритма, который мы хотим разработать. Нейронные сети отличным способом подходят для оценки керна и для разделения горных пород по типам. Они могут использоваться для распознавания изображений, в том числе кернов. Мы использовали изображения кернов в качестве входных данных, полученные с финального этапа конкурса «Родные города» 2021 года от компании «Газпром Нефть».

Целевой аудиторией в данном проекте выступает непосредственно заказчик – «Газпром Нефть», интеллектуальный турнир «Родные города». Компанией было дано задание по реализации кейса для обработки и отбора изображений кернов. Данный проект упрощает работу компании: автоматизирует процесс, не задействуя сотрудников для анализа самих кернов. Объем рынка: российский.

Научно-техническая новизна проекта заключается в следующем: на территории РФ нет подобных новшеств для анализа кернов, всё выполняется вручную людьми, что замедляет процессы компании. Аналоги находятся в зарубежных странах, но они являются интеллектуальной собственностью и находятся в закрытом доступе. Наш проект позволяет всем сотрудникам компании работать в режиме реального времени на нашей системе (платформе): загружать керны в систему и получать готовый результат. Работа может использоваться также в учебных целях: различными университетами, как пример лабораторной работы с следующим заданием: решить подобный реалистичный заказ от нефтегазовой компании.

В результате создан веб-сайт (<https://gazpromcase.ru/>) с системой, построенной на нейронных связях, способной автоматически анализировать и классифицировать сегменты керна по разным типам горных пород. Система распознавания изображения основана на алгоритме, не требующем обработки в реальном времени — Matlab. Сайт работает следующим образом: пользователь проходит авторизацию на сайте, загружает фото в базу данных, происходит обработка, затем выдается результат.

Сайт на данный момент является полноценно работающей платформой для потенциальных сотрудников. Реализована административная панель для загрузки изображений кернов в базу данных, а также возможность получения итоговых отчетов с классификацией пород. База данных изображений подразделяется на частные и открытые. Частные изображения кернов принадлежат компаниям. Открытые изображения взяты с кейса от Образовательного Центра «Сириус» и компании «Газпром Нефть». Сайт будет развиваться, его наполняемость будет увеличиваться.

Проект был оценён сотрудниками компании «Газпром». Были даны рекомендации по дальнейшему развитию проекта и предложено сопровождение проекта тьютором. Пожелания были приняты и сейчас происходит доработка административной панели сайта для сотрудников компании «Газпром Нефть».

### **Список литературы**

1. Газпромнефть-Цифровые решения [Электронный ресурс]: Электрон. текстовые дан. (03 сентября 2021) – Режим доступа: <https://ds.gazprom-neft.ru/>

2. *Katsuhiko Mori*ф. Subject independent facial expression recognition with robust face detection using a convolutional neural network (англ.) // *Neural Networks : journal*. — 2003. — Vol. 16, no. 5. — P. 555—559. — doi:10.1016/S0893-6080(03)00115-1.

3. *Дьяконов В. П.* Справочник по применению системы PC MATLAB. — М.: «Физматлит», 1993. — 112 с. — ISBN 5-02-015101-7.

### References

1. Gazpromneft-Digital solutions [Electronic resource]: Electron. text data. (03 September 2021) - Access mode: <https://ds.gazprom-neft.ru/>

2. *Katsuhiko Mori*ф. Subject independent facial expression recognition with robust face detection using a convolutional neural network (англ.) // *Neural Networks : journal*. — 2003. — Vol. 16, no. 5. — P. 555—559. — doi:10.1016/S0893-6080(03)00115-1.

3. *Dyakonov V. P.* Handbook on the use of the PC MATLAB system. - M.: "Fizmatlit", 1993. - 112 p. - ISBN 5-02-015101-7.

## Использование современной беспилотной техники для поисков месторождений полезных ископаемых (Using modern drone technology to search for mineral deposits)

*А.И. Мушегова, Г.О. Лавров*

СКФУ, Институт наук о Земле

Научный руководитель: Мкртчян Левон Спартакович, к.ф.-м.н.

E-mail: mkrt-levon@yandex.ru

### Аннотация

В работе описан процесс образования кимберлитовых трубок, а также дана их классификация. Определены недостатки эффективности их поиска, приведены способы их решения. В статье отмечено, важность развития нового научного направления - рифтогенез. Исследован способ поиска кимберлитов с помощью беспилотных летательных аппаратов (далее – БПЛА), а также дается характеристика современного квадрокоптера, который проводит съемку, а также способен проводить анализ тепловых изображений.

### Abstract

The paper describes the process of formation of kimberlite pipes, as well as their classification. The disadvantages of the effectiveness of their search are identified, and the ways to solve them are given. The article notes the importance of the development of a new scientific direction - rifting. A method of searching for kimberlites using unmanned aerial vehicles (hereinafter referred to as UAVs) is investigated, and a description of a modern quadcopter that takes pictures and is also capable of analyzing thermal images is given.

### Ключевые слова

Алмаз, кимберлитовая трубка, рифтогенез, беспилотные летательные аппараты.

### Keywords

Diamond, kimberlite pipe, rifting, unmanned aerial vehicles.

Беспилотные технологии воздушного типа всё активнее проникают в различные отрасли производства, а также в сферу поисков месторождений полезных ископаемых. Благодаря этому мы сможем обнаружить различные аномалии геологического характера. Одним из примеров использования беспилотных летательных аппаратов служит обнаружение алмазоносных тел. Алмаз является минералом, представляющим собой одну из

кристаллических модификаций углерода. Они образуются в геологически стабильных районах континентов, на глубинах 100-200 км, где температура достигает 1100-1300 градусов Цельсия, а давление 35-50 килобар [1]. Пробыв миллиарды лет на больших глубинах, алмазы выносятся на поверхность кимберлитовой магмой во время вулканических взрывов, образуя при этом коренные месторождения алмазов – кимберлитовые трубки. Кимберлиты – особый тип магматических горных пород. Корни кимберлитовых тел уходят далеко в глубь Земли и благодаря особому геологическому положению они выносятся на поверхность обломки глубинных пород, слагающих земные недра, недоступные для прямых наблюдений. Кимберлиты имеют возраст от 70 до 1200 млн лет, но большинство из них приурочено к особым геологическим структурам – древним платформам или кратонам. [2].

На сегодняшний день по всему миру найдены тысячи кимберлитовых трубок, но только несколько десятков из них являются промышленно алмазоносными, в которых рентабельно проводить добычу. Актуальной задачей является разработка комплекса геолого-технологических решений с целью повышения эффективности алмазопоисковых работ по всему миру.

В строении всех древних кратонов геологи выделяют два этажа: нижний – складчатый фундамент, сложенный древними (архейскими) породами с возрастом более 1,5 млрд лет, и верхний – осадочный чехол, сложенный более молодыми пологозалегающими породами. Платформенный чехол представлен ангидридами и ракушечниками, а также туфогенными образованиями. Удельное ЭС 100-300 Ом\*м. Коэффициент теплопроводности 4 Вт/(м\*К). Кристаллический фундамент представлен гранитами, гранито-гнейсами розовато-серой окраски и гнейсами биотит-амфиболового состава. Удельное ЭС 70-200 Ом\*м. Коэффициент теплопроводности 3,5 Вт/(м\*К). Кимберлитовая трубка представляет собой ультраосновную горную породу, которая состоит из оливина, флогопита, пироба и других минералов. Удельное ЭС 300-500 Ом\*м. Коэффициент теплопроводности 5-6 Вт/(м\*К).

Алмазоносные трубки встречаются на многих древних платформах, расположены группами и поясами в зонах крупных расколов фундамента, которые находятся на стыке областей местных поднятий и опусканий на платформах и плохо проявлены в их чехле.

Последние десятилетия прошлого века ознаменовались бурным изучением рифтовых структур как на континентах, так и в океанах и оформлением нового научного направления в геотектонике – учения о рифтогенезе. Признание важного значения рифтогенеза как глобального геотектонического процесса определяет необходимость более детального рассмотрения рифтовых зон. Практически все места скопления кимберлитовых относятся к рифтовым зонам. Исходя из обобщения данных по тепловому потоку современных континентальных рифтовых зон, следует, что в период их развития значения теплового потока были повышенные до 100–250 мВт/м<sup>2</sup> и более в рифтовых впадинах и зонах рифтогенных разломов [3]. Осязаемыми свидетельствами повышенного теплового режима в палеорифтах являются значительные термально-метаморфические преобразования пород, развитие метасоматитов, а также широкого спектра магматических образований. Температура – важнейший фактор термального метаморфизма, влияющий на процессы минералообразования и определяющий формирование тех или иных минеральных ассоциаций. Повышение температуры способствует экзотермическим метаморфическим реакциям, идущим с поглощением тепла, вызывает дегидратацию гидроксилсодержащих минералов, декарбонатизацию карбонатов и приводит к образованию высокотемпературных минералов, лишенных конституционной воды.

Для наиболее информативного метода поиска кимберлитов рассматривается использование дрона тепловизора. В зоне кимберлитовых трубок могут наблюдаться тепловые аномалии из-за более высокой тепловой проводимости кимберлитовой трубки, а также термально-метаморфического преобразования. По аномалиям распределения теплового потока можно спрогнозировать наличие кимберлитов.

Одно из самых замечательных преимуществ использования беспилотных летательных аппаратов – экономичность. В использовании они обходятся намного дешевле, чем

пилотируемые аппараты, что полностью меняет подход к исследованию новых участков, за меньшую стоимость дает более качественные результаты. В дополнении к вышесказанному уменьшение различных компонентов БПЛА вроде модулей GPS и компьютерных плат внесла свой вклад в то, что применяемые промышленностью дроны стали легче, то есть могут проводить в воздухе больше времени и покрывать большую площадь. Поскольку аппараты беспилотные, они способны летать на очень малых высотах, что позволяет получать снимки невероятного разрешения.

Промышленный квадрокоптер Dajiang Innovation Technology (DJI)Matrice300 Real Time Kinematic (RTK)получил мощную силовую установку, оптимальные скоростные режимы, высокий уровень защиты, позволяющий использовать летательные аппараты в непогоду, резервирование ключевых модулей, подогрев двигателей и замечательные интеллектуальные функции (рисунок 1).К этому следует добавить, что в последние годы DJI стремится предоставить профессиональным пользователям своих продуктов не только летательные аппараты и полезную нагрузку к ним, но и другие компоненты, образующие целую «экосистему» DJI, её комплексные беспилотные решения. В них, в частности, входит дополнительно оборудование вроде мобильных станций RTK, а также профессиональные программные продукты: DJI GS Pro (для работы в энергетике, научных исследованиях), DJI Thermal Analysis Tool 2 (для обработки тепловых изображений), DJI FlightHub для планирования работы дронов и управления флотом беспилотников[4].



Рисунок 1 - Дрон DJI Matrice 300 RTK с подвесом Zenmuse H20T.

Дальнейшее применение M300 RTK или других моделей DJI с соответствующим оборудованием на борту и ПО для обработки позволяет обнаружить различные аномалии геологического характера.

#### **Список литературы**

1. Минералогия алмаза, Издательство «наука», Москва, 1984. 170 с.
2. Доусон Дж. Кимберлиты и ксенолиты в них. М: Мир, 1983. 300 с.
3. Лысак С.В. Тепловой поток континентальных рифтовых зон. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1988. 200 с.
4. Применение дронов DJI в горнодобывающей промышленности (dji-blog.ru).

#### **References**

1. Mineralogy of diamond, Nauka Publishing House, Moscow, 1984. 170 p.
2. Dawson J. Kimberlites and xenoliths in them. Moscow: Mir, 1983. 300 p.
3. Lysak S.V. Heat flow of continental rift zones. Novosibirsk: Nauka. Sib. otd-nie, 1988. 200 p
4. Application of DJI drones in the mining industry (dji-blog.ru).

**Цифровая трансформация процесса механизированной добычи нефти.  
Информационная система предиктивной аналитики  
(Digital transformation of the process of mechanized oil production.  
Predictive analytics information system)**

**А. Пономарева<sup>1</sup>, М.И. Кузьмин<sup>2</sup>, Р.В. Герасимов<sup>2</sup>**

1 - НОЦ «Газпромнефть-Политех»

2 - ООО «Газпромнефть НТЦ»

E-mail:arinaponomareva30@gmail.com

**Аннотация**

В рамках четвертой промышленной революции модернизируются все области нефтегазовой промышленности. Применение цифровых технологий и информационных баз данных позволяет нефтегазовым компаниям повышать показатели добычи, снижать количество практически любых типов аварийных ситуаций, а также наращивать эффективность операционной деятельности [2]. Текущая структура фонда скважин на 94% состоит из скважин с установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН), а значит возникает риск простоя оборудования по причине преждевременного отказа. Данная работа посвящена минимизации аварий (внутрисменных остановок)/отказов на основе использования информационной системы (ИС) предиктивной аналитики.

**Abstract**

As part of the Fourth industrial Revolution, all areas of the oil and gas industry are being modernized. The use of digital technologies and information databases allows oil and gas companies to increase production rates, reduce the number of almost any type of emergency situations, as well as increase operational efficiency [2]. The current structure of the well fund consists of 94% wells with the installation of an electric centrifugal pump (ESP), which means there is a risk of equipment downtime due to premature failure. This work is devoted to minimizing accidents (intra-shift stops)/failures based on the use of predictive analytics information system (IS).

**Ключевые слова**

Цифровая трансформация процессов нефтедобычи; механизированная добыча; минимизация простоев погружного оборудования, отказов оборудования, информационная система предиктивной аналитики.

**Keywords**

Digital transformation of oil production processes; mechanized production; minimization of downtime of submersible equipment, equipment failures, predictive analytics information system.

Сегодня основным погружным оборудованием скважин на месторождениях является установка электроцентробежного насоса. УЭЦН работает в сложных геологических и технологических условиях, системы управления передают большое количество параметров работы погружного оборудования в режиме реального времени [1]. Анализ поступающей информации проводят сотрудники технологической службы. Несвоевременный анализ состояния оборудования скважин ввиду ручного труда (ежедневные рутинные операции по аналитике данных) сотрудников технологической службы является одним из факторов риска возникновения аварийных ситуаций.

На текущий момент в нефтедобывающих предприятиях работает реактивный подход к решению проблем аварий/отказов погружного оборудования. Такой подход основан на работе с последствиями, а не с их предупреждением (рисунок 1) и ведет к потере нефти от отказов и внутрисменных простоев, сокращению наработки на отказ погружного оборудования.

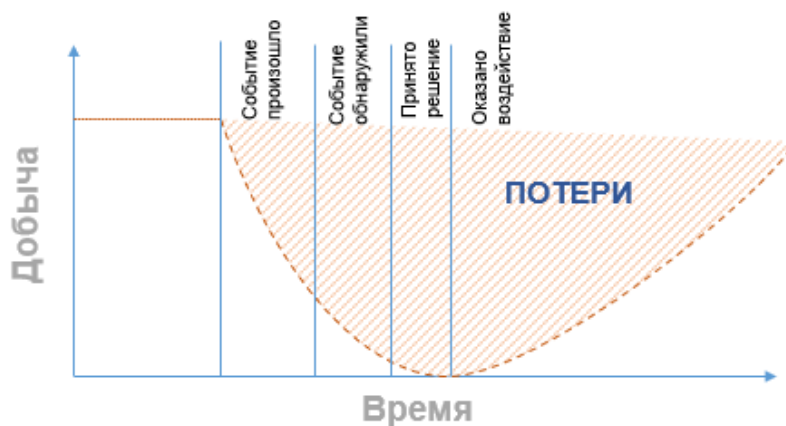


Рисунок 1 – Реактивный подход.

Компания ПАО «Газпром нефть» разработала информационную систему «Солярис» на основе предиктивной аналитики по анализу работы насосного оборудования для добычи нефти. ИС «Солярис» учитывает динамическую и историческую информацию о работе скважины:

- геологические факторы (газ, вода, отложение солей и парафина);
- конструктивные (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей УЭЦН);
- характеристики скважин (продуктивность, история работы);
- характеристики насоса (текущая производительность, напор, подача, КПД, рабочий диапазон);
- динамические характеристики (динамический уровень, температура жидкости, забойное давление, вибрация установки, температура ПЭД) [1].

На основании сравнения текущих данных с историческими, по аналогии с нейронными сетями человеческого мозга, система прогнозирует потенциальные события, которые могут произойти с оборудованием и на основании накопленного опыта, формирует конкретные мероприятия по обслуживанию. Накопление опыта системы происходит непосредственно на объекте эксплуатации на реальных событиях, все предлагаемые мероприятия проходят экспертизу и затем заносятся в систему.

С помощью эффективной ИС «Солярис» производственные процессы смогут перейти к проактивному подходу (рисунок 2), когда на месторождениях будут предупреждать возможные аварии и отказы оборудования, а не бороться с их последствиями.



Рисунок 2 – Проактивный подход.

ИС «Солярис» успешно проходит промышленную эксплуатацию на трех месторождениях АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Запланировано тиражирование

системы на других месторождениях Компании, а также активах ООО «Газпромнефть-Ямал» и ООО «Газпромнефть-Хантос».

Дальнейшим развитием ИС «Солярис» станет проект «Автоматическое управление УЭЦН на основе искусственного интеллекта», который, используя технологию предиктивной аналитики и алгоритмы машинного обучения, позволит управлять режимами работы погружного оборудования без участия оператора с учетом всех осложнений эксплуатации месторождения.

### **Список литературы**

1. *Герасимов Р.В.* Цифровая трансформация процесса механизированной добычи нефти в ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»/ М.И Кузьмин, П.С Музычук, А.Н Умнов. – Текст: электронный// Инженерная практика. – 2021. – №7 – URL: <https://glavteh.ru/цифровая-трансформация-процесса-мех/> (дата обращения: 27.01.2022). – Текст: электронный

2. *Павлов А.* Цифровые технологии меняют облик российской энергетики. -Текст: электронный// Портал АСУТП.ру. – 2020. – URL: <https://asutp.ru/publikacii/2020/11/12/cifrovye-tehnologii-menjajut-oblik-rossijskoj-jenergetiki/> (дата обращения: 27.01.2022). – Текст: электронный

### **References**

1. *Gerasimov R.V.* Cifrovaya transformaciya processa mekhanizirovannoj dobychi nefti. V PAO «GAZPROM NEFT'»/ M.I Kuz'min, P.S Muzychuk, A.N Umnov. – Tekst: elektronnyj// Inzhenernaya praktika. – 2021. – №7 – URL: <https://glavteh.ru/cifrovaya-transformaciya-processa-mekh/> (data obrashcheniya: 27.01.2022).

2. *Pavlov A.* Cifrovye tekhnologii menyayut oblik rossijskoj energetiki. -Tekst: elektronnyj// Portal ASUTP.ru. – 2020. – URL: <https://asutp.ru/publikacii/2020/11/12/cifrovye-tehnologii-menjajut-oblik-rossijskoj-jenergetiki/> (data obrashcheniya: 27.01.2022).

## **Применение методов классификации машинного обучения для повышения энергоэффективности работы системы поддержания пластового давления (Application of machine learning classification methods to improve the energy efficiency of the reservoir pressure maintenance system)**

**Э.С. Самушкова**

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина  
E-mail: [elinkasamushkova@mail.ru](mailto:elinkasamushkova@mail.ru)

### **Аннотация**

Снижение потребления электроэнергии системой поддержания пластового давления (ППД) является одной из наиболее актуальных проблем, стоящих перед современными нефтегазовыми компаниями. Целью научно-исследовательской работы является анализ применения методов классификации для оптимизации энергопотребления насосных станций. Для определения мер, ведущих к повышению КПД оборудования, предлагается алгоритм k-ближайших соседей (KNN). Реализация данного алгоритма классификации осуществляется на языке программирования Python, который в настоящее время широко используется для создания программ и разработки приложений огромной численностью специалистов в том числе в нефтегазовой отрасли. Результаты проведенного в работе исследования свидетельствуют о том, что задача повышения эффективности энергопотребления системы ППД успешно решается методами машинного обучения, в частности методами классификации.

## Abstract

Reduction of electricity consumption by the reservoir pressure maintenance system (RPM) is one of the most urgent problems facing modern oil and gas companies. The purpose of the research work is to analyze the application of classification methods for optimizing the energy consumption of pumping stations. The k-nearest neighbors (KNN) algorithm is proposed to determine the measures leading to an increase in equipment efficiency. The implementation of this classification algorithm is carried out in the Python programming language, which is currently widely used to create programs and develop applications by a huge number of specialists, including those in the oil and gas industry. The results of the study carried out in the work indicate that the task of increasing the efficiency of the energy consumption of the RPM system is successfully solved by machine learning methods, in particular, classification methods.

## Ключевые слова

Классификация, машинное обучение, k-ближайших соседей, система ППД, энергоэффективность, центробежный насос.

## Keywords

Classification, machine learning, k-nearest neighbors, RPM system, energy efficiency, centrifugal pump.

На практике нефтедобычи нередко наблюдаются случаи нерационального потребления электроэнергии, что сказывается на общей энергетической эффективности эксплуатации месторождения. Для исключения дополнительных затрат электроэнергии, обусловленных различными источниками, прибегают к следующим мероприятиям [1]:

- установка частотно-регулируемых приводов (ЧРП) на насосы;
- замена электродвигателя (ЭД);
- смена ЦНС.

Данные мероприятия позволят увеличить КПД процесса за счет сведения фактических параметров к оптимальным значениям.

Для установления причин повышения удельного расхода электроэнергии при реализации процесса закачки рабочего агента в пласт и принятия оперативных решений во время производственного процесса находят свое применение методы классификации машинного обучения (machine learning) [2,3]. Точность выполнения подобной классификации и относительно небольшой срок решения задачи обеспечения эффективного энергопотребления системы ППД обеспечивает алгоритм k-ближайших соседей [4].

Алгоритм KNN реализуется в программном модуле, где предполагается возможность ввода параметров и классификация оборудования с помощью языка программирования Python.

В качестве анализируемого объекта рассматривается состояние насосного оборудования блочной кустовой станции, описываемое определённым количеством параметров, представленных в таблице 1:

Таблица 1 – Список параметров для классификации

№ п/п	Параметр	Единица измерения
1	Энергоэффективность	тыс. кВт·ч
2	Подача насоса	м <sup>3</sup> /ч
3	Наработка насоса	ч
4	Объем закачки по насосам	тыс. м <sup>3</sup>
5	КПД насоса	д.ед.
6	Давление на выходе	атм
7	Среднее давление в линии	атм
8	Среднее давление подпора	атм



Насосы, характеризующиеся пониженной энергоэффективностью, необходимо определить в группы по типу отклонения потребления электроэнергии от нормы. Все элементы базы данных были распределены в 4 класса по виду рекомендуемого мероприятия: «Установка ЧРП»; «Смена ЭД»; «Смена ЦНС»; «Норма».

Второй этап создания алгоритма, заключающийся непосредственно в описании процесса классификации исследуемой насосной установки к определенному классу. Для определения точности работы классификатора сопоставлялись получившиеся в результате работы программы причины повышения энергопотребления с данными, загруженными вместе с исходной выборкой. Программа вывела следующий отчет (рисунок 1):

	precision	recall	f1-score	support
Норма	1.00	0.85	0.92	20
ЦНС	0.91	1.00	0.95	48
ЧРП	1.00	0.92	0.95	30
ЭД	0.92	1.00	0.95	22
accuracy			0.94	120

Рисунок 1 – Отчет точности работы алгоритма.

Тестирование модели классификатора проводилось для анализа потребления электроэнергии в системе ППД для контрольной выборки. Расчетная модель определила отклонение от плановых показателей потребления электроэнергии для каждого насосного оборудования и классифицировала исследуемый объект в группу, соответствующую определенному мероприятию. Фактический класс мероприятия определялся расчетным путем и с помощью экспертного мнения.

Как видно из полученных результатов, точность работы классификатора в данном случае достаточно высокая и составляет 94%. В отчете показателей классификации видно, что определение повышенного потребления электроэнергии путем прямого расчета показало схожие результаты, что и при использовании статистического метода машинного обучения.

Таким образом, анализ реализации алгоритма k-ближайших соседей в системах поддержки принятия решений (СППР) для снижения энергопотребления системы ППД продемонстрировал возможность решения задач повышения энергоэффективности путем поиска наиболее эффективных мер по сокращению удельного расхода электроэнергии.

### Список литературы

1. *Абакумов А.М., Мухортов И.С.* Оптимизация режимов работы электроприводов насосов систем поддержания пластового давления // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2012. – № 3(35). – С. 163-169.
2. *Алексеев В.Ю., Кабаргина О.В., Шабанов В.А.* Снижение потерь электроэнергии в сети при замене нерегулируемого привода центробежных насосов на частотно-регулируемый // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2. – С. 7.
3. *Косяченко С.А., Тарасова А.Н.* Использование методов машинного обучения для создания системы предотвращения осложнений при бурении нефтегазовых скважин // Газовая промышленность. – 2020. – № 11(809). – С. 78-86.
4. *Демидова Л.А., Соколова Ю.С.* Классификация данных на основе SVM-алгоритма и алгоритма k-ближайших соседей // Вестник Рязанского государственного радиотехнического университета. – 2017. – Т. 62. – С. 119.

### References

1. *Abakumov, A.M., Mukhortov I.S.* Operating Conditions Optimization of Electric Drives of Reservoir Pressure Maintenance Systems Pumps. Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekh-nicheskie nauki – Bulletin of the Samara State Technical University. Series: Technical sciences, 2012, no. 3(35), pp 163-169.

2. *Alekseev V.Yu., Kabargina O.V., Shabanov. V.A.* Reducing Energy Losses in the Network for Replacing Unregulated Drive Centrifugal Pumps for Frequency-Regulated. *Elektronnyi nauchnyi zhurnal Neftegazovoe delo – The Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business*, 2010, no 2, pp 7.

3. *Kosyachenko S.A., Tarasova A.N.* Using Machine Learning Techniques to Create a Complication Preventing System for Oil and Gas Well Drilling. *Gazovaya promyshlennost' – GAS Industry of Russia*, 2020, no. 11(809), pp 78-86.

4. *Demidova L.A., Sokolova Yu.S.* Data Classification Based on SVM-Algorithm and k-Nearest Neighbors Algorithm. *Vestnik Ryazanskogo gosudarstvennogo radiotekhnicheskogo universiteta – Vestnik of Ryazan State Radio Engineering University*, 2017, no. 62, pp 119.

## **Интегрированный инструмент комплексной оценки новых активов (Integrated instrument for comprehensive valuation of new assets)**

***В.А. Смирнов<sup>1</sup>, А.М. Гурьев<sup>2</sup>, С.М. Малицкий<sup>2</sup>***

1 – Санкт-Петербургский горный университет, ООО «Газпром ЦПС»

2 – ООО «Газпром ЦПС»

E-mail: v.smirnov@gazpromcps.ru

### **Аннотация**

Основная ценность проекта приобретается на предпроектной стадии, когда затраты еще не так велики и выполняется разработка основных технических решений совместно с оценкой экономической целесообразности инициации проекта. В данной работе в рамках решения задачи выполнения предпроектной проработки предложен инструмент повышения эффективности процессов предварительной оценки реализации проектов, позволяющий комплексно изучить различные варианты реализации проектов в условиях ограниченности ресурсов, и впоследствии принять решение о инициации проекта. Описаны основные модули, входящие в структуру интегрированного инструмента.

### **Abstract**

The main value of the project is acquired at the pre-project stage, when the costs are not so high, and the development of basic technical solutions is carried out together with an assessment of the financial viability of implementing the project in development. In this work, as part of the task of completing the pre-FEED stage, an instrument for increasing the efficiency of project implementation is proposed, which allows to comprehensively study the main project solutions in conditions of limited resources, and subsequently decide on the transition of the project to implementation. The main modules included in the structure of the integrated tool are described.

### **Ключевые слова**

Эффективность, предпроектная проработка, интегрированный инструмент, комплексная оценка активов, матрица вариантов.

### **Keywords**

Efficiency, pre-project stage (pre-FEED stage), integrated instrument, comprehensive asset valuation, option matrix.

Эффективность проекта формируется на начальных стадиях его реализации. Рассмотреть все возможные варианты реализации Проекта и внести существенные изменения в объем затрат возможно на ранних стадиях проекта в момент, когда основные проектные решения находятся в проработке и фактические убытки не велики [1]. Соответственно, необходимо применение такого подхода и создание бизнес-процесса и инструментов, поддерживающих его, которые

смогут эффективно, быстро и с необходимой точностью оценить привлекательность и реализуемость новых проектов.

В рамках решения данной задачи компанией ООО Газпром «ЦПС» осуществляется создание инструмента комплексной оценки проектов на ранних предпроектных стадиях. Поскольку данная задача является комплексной и затрагивает многие дисциплины, инструмент включает множество блоков, интегрированных одной общей целью - оценкой экономической эффективности.

1. Модуль «Геология и разработка». Начальный этап работы – оценка геологических запасов месторождения. Создан инструмент 1D моделирования, позволяющий оценить вероятностное распределение запасов, основанный на методе Монте-Карло, согласно которому рассматривается распределение независимых параметров для подсчета запасов и производится их перемножение. Каждому независимому параметру задается собственное распределение, зависящее от самого параметра и исходных данных по нему. Результатом проведенных расчетов является гистограмма вероятности распределения запасов, на основе которой выбираются значения, соответствующие перцентильям 90, 50 и 10. По ним производится расчет базового профиля добычи с условием отбора 30% от начальных извлекаемых запасом (НИЗ) в период пиковой добычи, а также дополнительных профилей добычи относительно базового для увеличения вариативности [2].

2. Модуль «Кустование». Данный модуль предусматривает определение оптимального размещения кустовых площадок на основе топографии с учетом ограничений (количество скважин на кусте, ограничения по конструкции и параметрам кустовой площадки, расстояния между скважинами).

3. Модуль «Бабл-диаграммы». Модуль предназначен для определения размещения центра сбора по накопленному профилю добычи каждого куста.

4. Модуль «Автопостроение». В данном модуле выполняется автопостроение сетей коммуникаций с картой желательности / приоритетности зон.

5. Модуль «Гидравлика». Дальнейшим шагом оценки является выполнение гидравлических расчетов. Модуль предусматривает выполнение упрощенных гидравлических расчетов и подбор диаметров трубопроводов, оптимизация систем сбора от пласта до установок предварительной и комплексной подготовки газа (УППГ и УКПГ) [2].

6. Модуль «Матрица вариантов». По результатам проведенных расчетов формируется дерево решений с множеством вариантов.

7. Модуль «CAPEX» и «Экономика». Для выбора наиболее эффективного из вариантов проводится экономическая оценка. Данную функцию выполняет модуль стоимостного инжиниринга, в котором происходит оценка капитальных затрат (CAPEX) на основе удельных показателей, сведенных в единую таблицу, а также технических параметров оцениваемых объектов. Модуль экономика позволяет выполнить расчет основных показателей эффективности (NPV, IRR, DPP, DPI).

8. Модуль «Ранжирование». Данный модуль на основе интегрального показателя выполняет ранжирование проектов по эффективности их реализации и важности для компании и позволяет выделить наиболее перспективные.

Таким образом, представленный интегрированный инструмент на основе простых и понятных правил и зависимостей позволит выполнить ускоренную оценку технических решений по вводу в разработку нового актива (месторождения), уже на ранней стадии провести анализ вариантов разработки и освоения актива и сделать заключение об эффективности проекта.

### **Список литературы**

1. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. –М. –Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. –304 с. Петрофизика 2-е издание. Джеббар Тиаб, Эрл Ч. Доналдсон.

2. Ли Дж. Ваттенбаргер Р.А. Инжиниринг газовых резервуаров. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 944 с.

### References

1. Rouz P.R. Risk analysis and management of oil and gas exploration projects. –М. –Izhevsk: Research Center «RHD», Izhevsk Institute of Computer Research, 2011. –304 p. Petrophysics 2nd edition. Dzhebbbar Tiab, Jerl Ch. Donaldson.

2. Li Dzh. Vattenbarger R.A. Gas Tank Engineering. – М. – Izhevsk: Institute of Computer Research, 2014. – 944 p.

### Комплексная экспертиза проектов (Comprehensive project review)

С.С. Ющенко<sup>1</sup>, А.С. Калугин<sup>2</sup>, А.А. Газиев<sup>3</sup>

1 – Санкт-Петербургский горный университет, ООО «Газпром ЦПС»

2 – ООО «Газпром инвест»

3 – ООО «Газпром ЦПС»

E-mail: svetayushchenko@yandex.com

### Аннотация

В процессе реализации проекта проводится функциональная экспертиза для мониторинга текущего статуса. При этом проект делят на несколько функциональных областей, каждая из которых рассматривается отдельно, что не дает в полной мере оценить проект и может привести к снижению его эффективности. В связи с этим актуальным является внедрение комплексного подхода к проведению экспертизы, что позволит существенно повысить ценность проекта.

### Abstract

Functional expertise is carried out to monitor the current status of the project during the project work. In which case the project is divided into several functional areas, each of which is considered separately. This does not allow to fully evaluate the project and can lead to a decrease in its effectiveness. From this perspective the introduction of an integrated approach to the examination is of our main interest. Such approach will significantly increase the value of the project.

### Ключевые слова

Инвестиционный проект, ключевые показатели эффективности (КПЭ), ценность проекта, комплексная экспертиза проекта, оптимизация решений.

### Keywords

Investment project, key performance indicators (KPI), project value, comprehensive project expertise, solution optimization.

Тренд на цифровизацию и интеграцию проектных решений с помощью интегрированных инструментов особо сильно прослеживается в наши дни. Цифровизацию нефтяной промышленности чаще всего представляют, как внедрение в производственную деятельность набора современных технологий, при этом часто забывают, что успешность бизнеса в первую очередь зависит от того, насколько четко выстроена система управления.

На текущий момент при реализации крупных инвестиционных проектов с определенной периодичностью проводится функциональная экспертиза с целью мониторинга проекта для достижения заданных параметров эффективности [1]. При этом происходит разделение проекта на области (подземная часть, наземная и экономическая оценка), и каждая часть

рассматривается отдельно в отрыве от всего проекта. При этом сложно оценить влияние каждой составляющей части на весь проект, что впоследствии может привести к недостижению необходимых ключевых показателей эффективности, потере ценности, а также увеличению сроков реализации проекта.

В рамках решения данной проблемы предлагается изменение подхода и переход к комплексной оценке проектов. Комплексная экспертиза проекта (КЭП) включает в себя кросс-функциональную работу экспертов из различных областей. Ее главным отличием от стандартной экспертизы является полнота оценки в рамках совместной работы, что обуславливает все более широкое распространение данного вида экспертизы. С помощью синтезированного применения знаний получается достичь высокую эффективность экспертизы и повышения ценности, а с помощью внедрения цифровых технологий проработать все возможные варианты и оценить их в небольшие сроки.

Комплексная экспертиза проекта проводится при поэтапной реализации проекта методом Stage-Gate, когда проект переходит с этапа на этап [2]. КЭП консолидирует всю информацию о проекте за период реализации с охватом всех функциональных областей. КЭП позволяет постепенно снижать ключевые неопределенности, риски проекта и принимать более подготовленные и качественные решения об эффективности и целесообразности капитальных вложений.

Для наглядной демонстрации работы КЭП приведем пример из практики. В рамках работы проектной команды была выбрана система разработки наклонно-направленными скважинами (ННС) и плотность сетки скважин (ПСС) 18 га/скв. Проект выбрал единственный геологический концепт, однако включал программу доизучения, позволяющую подтвердить или опровергнуть его.

В рамках экспертизы подземной части рекомендовано рассмотреть горизонтальные скважины (ГС), несмотря на высокий коэффициент извлечения нефти (КИН) изначально предложенной сетки скважин. Также отмечено, что ГС дают более высокие дебиты (до 5 раз) при кратно меньшем фонде скважин (1 ГС заменяет  $\approx 4,5$  ННС). При этом был выявлен недостаток времени тестирования сеток скважин. Поэтому было рекомендовано модернизировать программу опытно-промышленной разработки (ОПР) с целью получения фактических данных по продуктивности ГС.

При рассмотрении наземной части было выявлено несоответствие в расчетах относительных фазовых проницаемостей (ОФП), что привело к снижению обводненности продукции. Анализ решений, заложенных в концепции обустройства наземной части, показал, что 20% проектный запас оборудования позволит перейти от профиля с ограничениями по инфраструктуре на профиль, который снимет ограничения по добыче нефти на 2 года раньше, чем запланировано. При этом дополнительный этап расширения инфраструктуры может не понадобиться при подтверждении обновленной динамики обводненности, и будет вводиться на 2 года позже, что даст время на принятие решения после получения фактических показателей.

В ходе КЭП были выявлены слабые стороны проработки проекта, а именно необоснованное принятие единственной геологической концепции, что могло привести к снижению эффективности проекта более, чем в 2 раза, даны рекомендации для проработки, которые по итогу смогли обеспечить рост прибыльности проекта  $\approx$  на 20%.

Таким образом, проведение КЭП позволит выявить слабые стороны проекта и предложить комплексную концепцию решения данных задач, что позволит проекту повысить свою инвестиционную привлекательность.

### **Список литературы**

1. *Сугаипов Д.А.* Инструмент PROдвижения / Д.А. Сугаипов // Сибирская нефть. – 2016. – №10/137. – с. 46-49.
2. Руководство к Своду знаний по управлению проектами (Руководство РМВОК). – Project Management Institute, Inc., 2013. – 614 с.

## References

1. *Sugaipov D.A.* Promoting tool / D.A. Sugaipov // Siberian oil. – 2016. – №10/137. - p. 46-49.
2. Guide to the Project Management Knowledge Sheet (PMBOK Manual). – Project Management Institute, Inc., 2013. – 614 p.

## **Секция 7. Научные работы на английском языке**

## Probabilistic lithology characterization using machine learning approach

*P.U. Amagada*<sup>1</sup>, *A.O. Ifenaike*<sup>2</sup>, *P.B. Ikpabi*<sup>2</sup>

1- KNRTU, Kazan National Research Technological University.

2- UI, University of Ibadan, Nigeria.

### Abstract

Reservoir lithology is a key factor in petrophysical calculations, and is of utmost importance in the characterization of the reservoir. Several lithology characterization studies involve the use of well logging data. However, in this study, a probabilistic approach of determining the reservoir lithology using a machine learning algorithm trained on a drilling dataset was developed. With 60% - 40% train-test split on 262 data points, the model achieved a Receiver Operating Characteristic Curve (ROC) probability estimation score of 99.4% on the test dataset. The model developed can estimate the probability of having a reservoir lithology with a high confidence level.

### Keywords

Reservoir, Lithology, Machine Learning ML, Receiver Operating Characteristic Curve ROC-Curve, Probability, Confidence Level, Area Under the Curve (AUC).

Reservoir lithology is a rock property that influences the characterization of the reservoir. Accurate estimation of the reservoir permeability, porosity, and water saturation, is dependent on accurate identification of the reservoir lithology [1,2]. Ideally, the reservoir lithology is determined by obtaining physical samples of the reservoir. This process is however not easy, and time-consuming, hence the wide adoption of well log responses for identifying the reservoir lithology [1]. Probability estimation and classification of reservoir lithology based on classical statistical approaches have not been vastly successful so far, and it is more promising to use machine learning approaches instead. Most Machine learning approaches are inherently built to render good classification, and some have been adapted to probability estimation [2]. The purpose of this study is to demonstrate how machine learning can be used to estimate the probability of reservoir lithology with the use of drilling data.

The identification of a bed's lithology is essential to reservoir characterization because the physical and chemical properties of the rock that holds hydrocarbons influence the technique used in evaluating formation properties. Understanding reservoir lithology is the basis for petrophysical studies. Therefore, the various lithologies of the reservoir interval must be identified for accurate porosity, water saturation, and permeability estimation. These predictions can be used for compatibility tests between formation and bit, improved bit selection program, and drilling rate optimization. Thus, lithology characterization based on drilling data will be useful for real-time geosteering in the oil and gas industry [2].

The drilling data used in this research is from the Volve oil field in Stavanger, Norway. This data consisted of pump pressure, surface torque average, rotation per minute of drill bit, mudflow rate, total gas content, effective circulation density, pump stroke rate, lithology type and weight on bit. The data was split into 60% for training and 40% for the test set. Feature selection was done using expert domain knowledge. The three lithology characteristics captured by the data include: sandstone, claystone, and marl. Intelligent models are algorithms designed to learn from large volumes of data and draw valuable insights from them. Examples are neural networks and Random Forest. In this study, we are primarily interested in probabilistic prediction rather than label classification. The problem was treated as a probability estimation problem using Random Forest. Random Forest is an ensemble learning method for classification and regression that operates by constructing a multitude of decision trees at training time. As a probabilistic classifier, Random Forest was able to predict a probability distribution over a set of lithology classes using drilling data. We relied on the receiver operating characteristic curve (ROC) and the area under the curve (AUC) as a measure to evaluate the model. The higher the AUC, the better the performance of the model at distinguishing between the



lithology classes. The model achieved a ROC AUC score of 0.994 on the test dataset indicating a high confidence level.

This study resulted in the development of a machine learning model capable of estimating the probability of a reservoir lithology in the absence of a reservoir sample. The model was developed by fitting a random forest machine-learning algorithm to a drilling dataset. The result revealed that the model performed satisfactorily in estimating the probability of a reservoir lithology. Therefore, in the absence of a reservoir sample, the model can be utilized to estimate the probability of a reservoir lithology. The result also shows that more work can be done to investigate the use of intelligent models in characterizing lithology using more complex model architectures. The methods presented here are not limited to drilling data. They can be extended, with appropriate modifications of the algorithm to any area of well logging studies. Thus, this study offers a blueprint for future similar applications by utilizing the approach outlined in this paper.

### References

1. *E.A. Al-Khdheawi, D.S. Saleh Mahdi, R. Feng.* 2019. Lithology Determination from Drilling Data Using Artificial Neural Network, U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium, New York City, New York.
2. *Yile Ao, Liping Zhu, Shuang Guo, Zhongguo Yang.* 2020. Probabilistic logging lithology characterization with random forest probability estimation, Computers & Geosciences 144.

### Interpretation of logging data using neural networks at the ultra-viscous oil field of the Republic of Tatarstan

*A.A. Averyanov*<sup>1</sup>

1- Kazan Volga Federal University, Institute of Geology and Oil and Gas Technologies  
Scientific Supervisor: Dr Boris Platov  
E-mail: [averyanov.sashuta@mail.ru](mailto:averyanov.sashuta@mail.ru)

### Abstract

In this paper, the author tested the possibility of using artificial neural networks to build an algorithm for interpreting well logging data at an ultra-viscous oil field. The author also assessed the impact of logging data on the output values of the neural network when finding lithology and porosity.

### Keywords

Modeling, well logging, artificial neural networks, ultra-viscous oil field, lithology, porosity.

### Introduction

Improving the accuracy of determining the lithology, saturation and porosity of the oil reservoir is the most important task in the development of oil and gas fields.

Reserves of easily recoverable oil are decreasing now. Deposits of ultra-viscous oils are actively introduced into development, which often complicates the interpretation of geophysical data. Gas accumulates in the arched part of the field of ultra-viscous oils. Gas can be extracted using well logging methods, and accordingly gas can be taken into account when calculating reserves.

### Relevance

Standard petrophysical dependences show low correlation coefficients between porosity by geophysical methods and core porosity. Therefore, we needed to find an alternative approach to finding porosity based on well logging data at an ultra-viscous oil field.

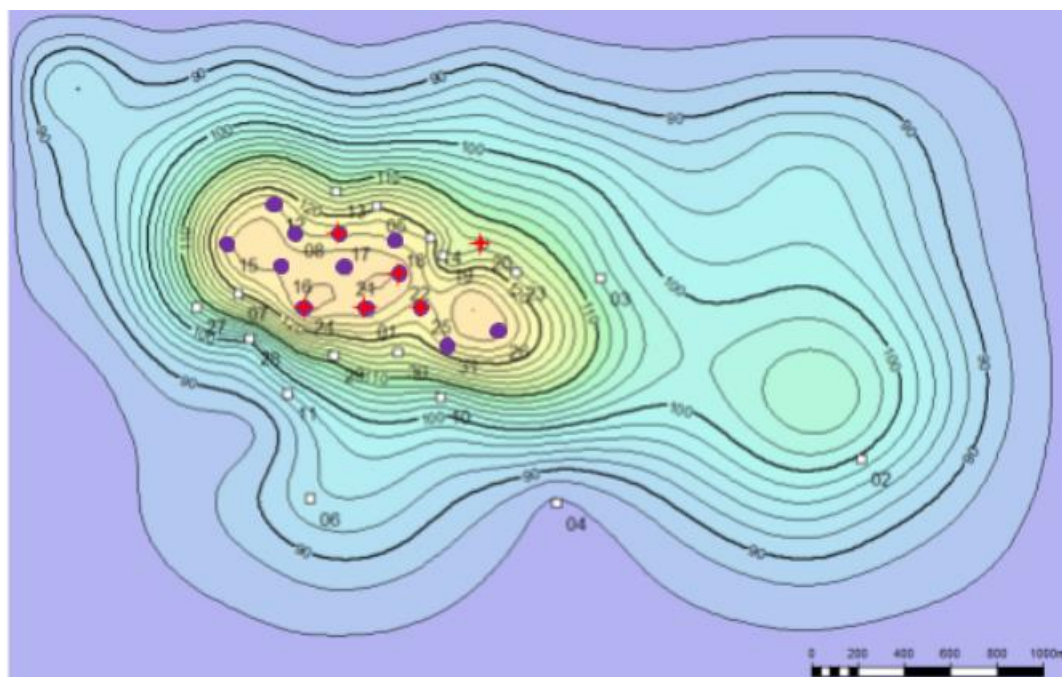
Methods and methodologies used, equipment, technologies

On the territory of Tatarstan, industrial deposits of viscous oils are confined to the Ufimian and Kazanian fields of the Permian system within the South-Tatarian fold of the Romashkinskoye oil field. [1, 2] The Sheshminsky layer is composed of sands and sandstones and is the main reservoir containing hydrocarbons presented in the form of bitumen. The gas cap was found based on the indications of the methods of geophysical well logging: density log (RHOB) decreases, and neutron gamma-ray log increases [3, 4].

The research was carried out at Petrel-2018. The model used included 30 wells. Neural networks were trained to determine lithology and porosity based on geophysical methods of density, neutron and electrical logging. The obtained results were further compared with the core data.

As a result of the work performed, logging data were interpreted, a neural network was trained, which was used to isolate the gas cap at the ultra-viscous oil field and calculate the porosity coefficient.

As a result of the interpretation, the gas cap was detected in 13 wells. All of them are located in the arched part of the training lift (figure 1).



- the wells where the interpreter detected a gas-saturated reservoir,
- the wells where the neural network detected a gas-saturated reservoir.

Figure 1 - The layout of the wells of the educational uplift.

The correlation was 0.665 and 0.622 between the core porosity (PORO\_OPEN\_kern) and the calculated porosity according to density and neutron logging data, respectively (fig.2). We applied a neural network to determine porosity. When we trained the neural network, we changed the number of training wells, changed the set of logging wells.

As a result, we were able to increase the correlation coefficient between logging porosity and core porosity using a neural network. The correlation was 0.723 between core porosity (PORO\_OPEN\_kern) and porosity calculated using neural networks (PORO\_OPEN\_net).

#### Conclusion

In the field of ultra-viscous oils, the use of neural networks is possible, but the data will not always be correct when determining gas-saturated formations.

The created neural network has quite successfully determined the porosity coefficient in these layers. The remaining petrophysical dependencies give a smaller correlation coefficient.

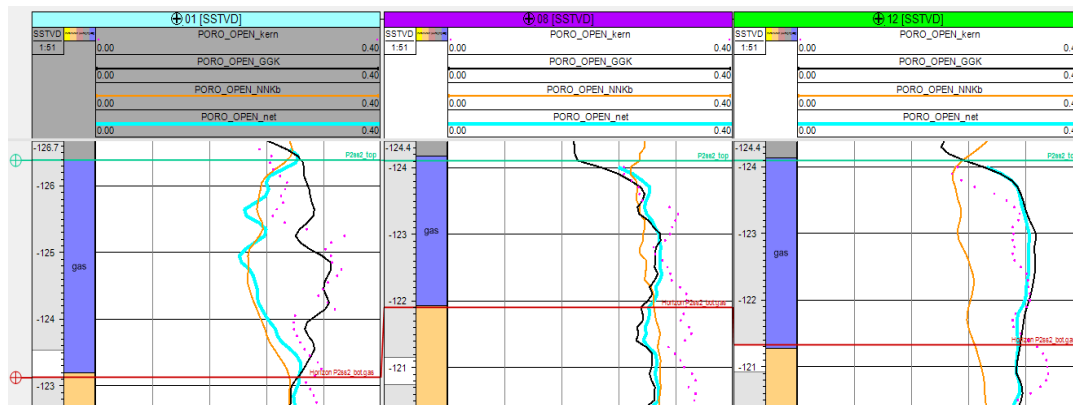


Figure 2 – Core porosity coefficient (pink) and porosity coefficients calculated from density logging (black) and neutron logging (blue) and using neural networks (blue) in wells 01, 08 and 12.

## References

1. Nikolaeva, M. V. Review of technologies for the development of deposits of heavy oils and natural bitumen in conditions of permafrost rocks / M. V. Nikolaeva, R. A. Atlasov // Oil and gas business, 2015. - Vol. 13. No. 4 - pp. 126-131.
2. Troepolsky, V. I. Perm bitumen Tartary / V. I. Troepolsky. - Kazan: KSU, 1976. - 223 p.
3. Krenker A., Bešter J., Kos A. Introduction to the Artificial Neural Networks // Artificial Neural Networks - Methodological Advances and Biomedical Applications. INTECH Open Access Publisher, 2011. P. 3-18. DOI: 10.5772/15751.
4. Panes R, Quaglia A. Reserves Re-Estimation Using Scal to Validate Sw Model from Neural Net Processed Oil Logs. La Ceibita Field, Eastern Venezuela, Case Study. SCA # 47 Paper presented at SCA Annual Symposium, Norway. 2002. Ghareb et al AdvAppl Sci Res., 2018, 9(2):26-31 Pelagia Research Library 31.

## Assessment of the technical and economic efficiency of hydraulic fracturing using FiberFrac technology by the method of correlation analysis of statistical geological and field data

***A.I. Bikbauva<sup>1</sup>, D.V. Imangulov<sup>1</sup>***

1 – Ufa State Petroleum Technological University  
 Scientific Supervisor: Mukhametshina G.S., Doctor of Economics  
 E-mail: adel.bikbauva2002@yandex.ru

## Abstract

The main type of geological and technical measures in the oil fields of Western Siberia today is hydraulic fracturing. From the point of view of the financial component, hydraulic fracturing using the FiberFrac technology, like any other method of enhanced oil recovery, is an investment project aimed at making a profit by exporting additionally produced oil. Income from additionally produced oil does not always cover the capital costs of its implementation. From here it follows that in addition to the technological effect of this operation, it is necessary to take into account its economic profitability.

## Keywords

Hydraulic fracturing, FiberFrac, cross-linked gel, technical and economic efficiency, cost-effective production, limiting the growth of a hydraulic fracture in height.

In 2020-2021, the share of hydraulic fracturing (HF) in the oil fields of Western Siberia amounted to 48.1% (569 out of 1183 well operations). The widespread use of this operation is based on its main advantage associated with an immediate increase in well production rate due to a significant increase in the permeability of the bottomhole formation zone (BHP) due to the creation of

a developed system of cracks and microcracks. However, hydraulic fracturing has a number of significant drawbacks due to clogging of the bottomhole zone with proppant and products of chemical reactions, as well as premature watering of the produced product.

In this regard, there is a need to improve this geological and technical measure (GTM). The most proven of the latest methods to improve the efficiency of hydraulic fracturing is the FiberFrac technology, which consists in adding a crosslinking agent to the hydraulic fluid (Figure 1).

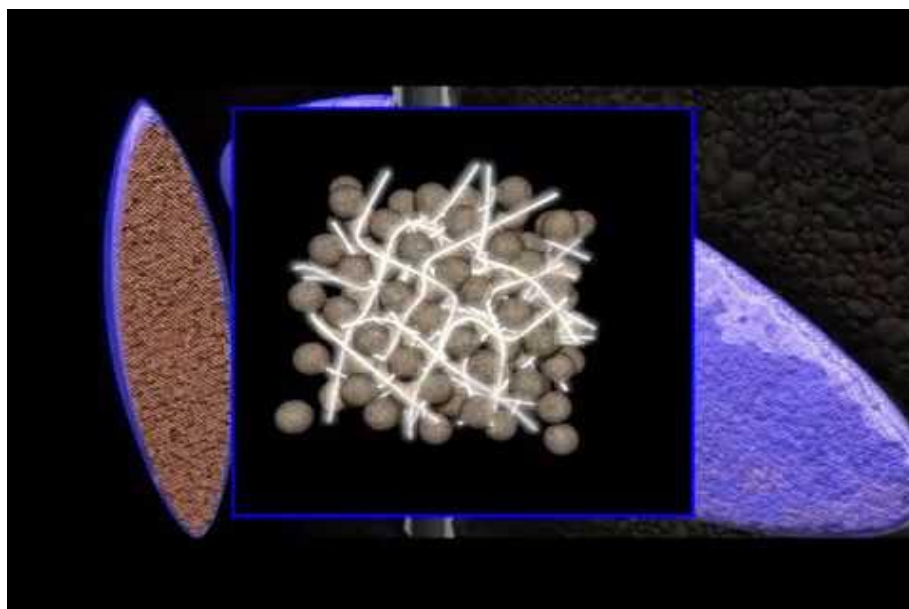


Figure 1 – Reinforcing mesh created in the process fluid using the FiberFrac.

When this reagent is added to the hydraulic fracturing fluid, a cross-linked gel is created - a solution with a developed internal structure, which prevents the proppant from settling under the action of gravitational forces, which significantly improves the sand-carrying properties of the sand-carrying fluid, thereby ensuring the opening of the fracture to its entire half-length and preventing clogging of the pore channels by the proppant in the PPP.

The essence of the method is to plot the technical and economic efficiency of geological and technical operations. To do this, the value of one of the geological and physical parameters (permeability, porosity, effective reservoir thickness, net-to-gross ratio and oil saturation) is plotted on the abscissa axis, and the cumulative oil production for the reporting period is plotted on the ordinate axis. Points corresponding to the given values for each well are put on the obtained coordinate plane. After that, a trend line is built for the obtained points, and the line type is chosen so that the value of the approximation reliability is as close as possible to unity. The dependence obtained is adapted for the conditions of two fields in Western Siberia - its shape and nature are specific. Similarly, you can adapt the graph to any other field and get the correct results.

The analysis was carried out by the authors of the article on 6 wells, where hydraulic fracturing using FiberFrac technology was used. The data are shown in table 1.

Table 1 - Parameters of wells treated with FiberFrac technology

№ well	7514	7534	7105	837	767	7161
$k, 10^3 \mu\text{m}^2$	12,3	2,7	8,1	21,9	24,1	45,6
m, unit fraction	0,178	0,179	0,183	0,184	0,184	0,169
h, m	11,2	6,3	9,5	8,7	3,8	8,8
$K_{n/g}$ , unit fraction	0,611	0,589	0,573	0,547	0,543	0,508
$K_{os}$ , unit fraction	0,498	0,469	0,526	0,513	0,616	0,583
Q, t	5842	4107	991	4985	367	1654

Conclusion: in the course of the work, the authors substantiated the relevance of improving the hydraulic fracturing operation, described the essence and results of applying the FiberFrac technology, the success of which was 83%, and the level of profitable production was 305.58 tons.

### References

1. *Galkin V I and Koltyrin A N* 2019 Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering 11 50-58.
2. *Kuzmenkov S G, Ayupov R S, Novikov M V* [et al.] 2020 Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering 4 96-106.
3. *Suslov V I, Novikova T S and Gulakova O I* 2021 Economy of Region 1 16-30.

## The development of biodegradable chitosan films

*D.I. Daudi<sup>1</sup>, T.K. Bhatt<sup>1</sup>*

1-National Research University ITMO

Scientific Supervisor: Dr. Pavel Krivoschapkin.

E-mail: krivoschapkin@scamt-itmo.ru

### Abstract

This paper considers the possibility of producing biodegradable materials from chitosan, which could be used in product packaging and also, as a promising substitute for petroleum polymers. The paper describes the method of chitosan production, as well as the possibilities of its use. Chitosan (0.5% and 1%) was used to prepare the biodegradable films.

### Keywords

Biopolymers, chitosan, biodegradable materials, polymers

Today, most of the polymer materials on the planet are produced from non-renewable raw materials such as oil and gas. The produced polymeric materials decompose to form microplastics, which in turn can become hazardous to the environment in the near future.

The production and refining of organic matter like oil, gas and coal are increasing every year, which in turn leads to the production of more petrochemical products, including non-biodegradable plastics. Technologies for obtaining biopolymers from renewable raw materials of natural origin have to be developed and implemented immediately. Many different biopolymers are currently known: cellulose, starch, lignin, etc. However, chitin and chitosan are the ones which have attracted the most attention in the scientific and business communities.

Chitin is a linear polymer (1-4) of bound N-acetyl-D-glucosamine and D-glucosamine, which is the second most abundant natural carbohydrate polymer after cellulose [1]. Chitosan is the deacetylation product of chitin (Figure 1).

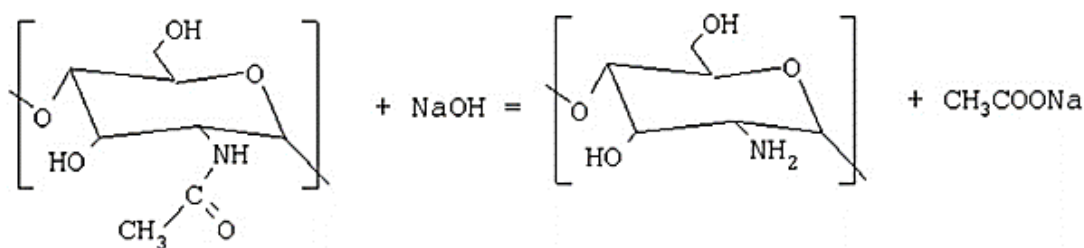


Figure 1 - Chitin deacetylation reaction.

Due to the amine groups in chitosan, it dissolves well in low concentrations of carboxylic acids. The protonation of the amino groups creates repulsive inter-chain forces that are strong enough to

disperse the polymer in solution [2]. Both processes lead to the formation of chitazan polymer films, but in both cases the films are hydrophilic and lose their strength upon wetting with water.

Chitosan (0.5% and 1%) obtained by deacetylation of chitin was used in this work. Chitosan was added to a 2% acetic acid solution to obtain a homogeneous solution, and a 1M NaOH solution was used as an additive to make it hydrophobic. Glycerol was used as a plasticiser. The obtained suspensions were placed in an oven at 60°C until the formation of the film structure.

The obtained biodegradable chitosan films had good mechanical properties and hydrophobic properties, which leads to the conclusion that they can be used for food packaging.

## References

1. *Blackwell J.* Chitin. In: Walton AG, Blackwell J, editors. Biopolymers. New York: Academic Press; 1973. p. 474–89.
2. *M. Rinaudo, G. Pavlov, J. Desbrieres,* Polymer 1999, 40, 7029.

## Generation of synthetic density curves using neural networks

*J.M. Davronov<sup>1</sup>, B.V. Platov<sup>1</sup>*

1 – K(P)FU, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Scientific Supervisor: Platov Boris Victorovich

E-mail: swborispl@mail.ru

## Abstract

Seismostratigraphic referencing is an essential step in data interpretation when developing a hydrocarbon field. Having only seismic data it is impossible to determine the characteristics of the properties of the underlying rocks, which makes it impossible to predict oil and gas-bearing formations. At the same time well logging data gives us a detailed description of the physical parameters along the wellbore.

However, in practice we often face the fact that for the sake of technical and economic aspects not all wells have a sufficient number of logging curves. Therefore, in this paper the authors considered the possibility of using a neural network algorithm to construct synthetic curves of the gamma-gamma method and compared the results obtained with the results of traditional linear correlation.

The studies were carried out on the basis of Petrel 2018 software.

The studied wells belong to one of the oil fields in the southeast of the Republic of Tatarstan.

## Keywords

Well log, traditional technique, neural network, correlation coefficient, synthetic density log.

## Methodology

In this work there are 8 wells in the study area with the following logging curves: GR (gamma ray), PZ (apparent resistivity), neutron, GZ3 (gradient probe), DTP (acoustic logging), Rhob (gamma-gamma density logging). For training the neural network 3 wells were selected under the numbers 16, 17 and 23, and wells 27, 28, 31, 32 and 34 were chosen as control ones.

The first step of the work is the calculation of the curves  $Ag$  and  $Ang$  - the normalized values of GR and neutron logs - they are calculated according to the formulas below respectively:

$$Ag = \frac{GR_{max} - GR_i}{GR_{max} - GR_{min}}; \quad Ang = \frac{neutron_{max} - neutron_i}{neutron_{max} - neutron_{min}}$$

## Traditional technique

The traditional technique is to obtain a linear relationship equation between the curve that is available in all wells and the curve required for construction. In our case we obtained linear

relationships between the available Rhob and Ag, Ang, Poro (porosity), DTP and PZ curves for three initial wells simultaneously:

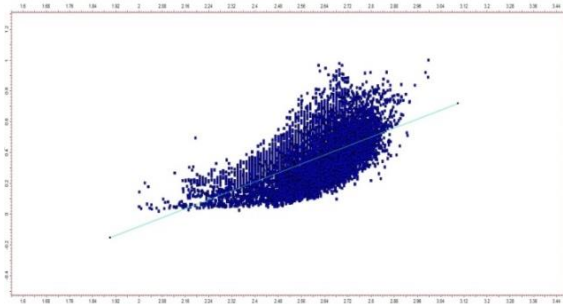


Figure 1 – Cross-plot between Rhob and Ang for three initial wells.

Further according to the available equations theoretical density logging curves are calculated for each well in which it is absent.

Technique for obtaining a gamma-gamma logging curve using a neural network

The main goal of this method is to obtain a gamma-gamma logging curve in automatic mode with results that are superior to those of the traditional method.

The neural network was trained to determine Rhob on the initial three wells against both individual curves of other logging methods and their combinations.

The results were verified by calculating root-mean-square errors and their distribution over the histogram, as well as identifying correlation coefficients between linear and synthetic gamma-gamma logging curves obtained simultaneously from 5 control wells.

Table 1 – Values of root-mean-square errors and correlation coefficients

Ag	Ang	Ag/ Ang	Poro	Ag/ Poro	Ag/ Ang/ Poro	DTP	Ag/ DTP	Ag/ Ang/ DTP	PZ	Ag/ PZ	Ag/ Ang/ PZ	Ag/ Ang/ Poro/ DTP/ PZ	DTP/ PZ	DTP/ PZ/ Poro
RMS errors														
0.17	0.15	0.14	0.16	0.14	0.14	0.15	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.13	0.15	0.13
Correlation coefficients														
0.4	0.6	0.61	0.53	0.61	0.59	0.68	0.68	0.7	0.45	0.49	0.51	0.68	0.66	0.68

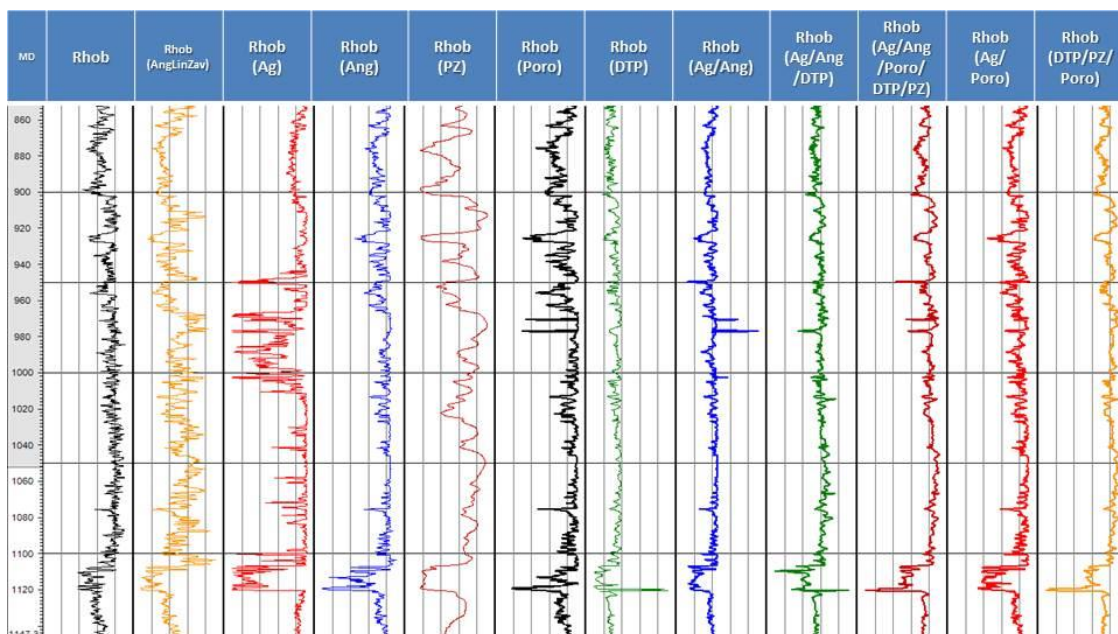


Figure 2 – Measured, Ang-linear, and neural network-derived gamma-gamma density

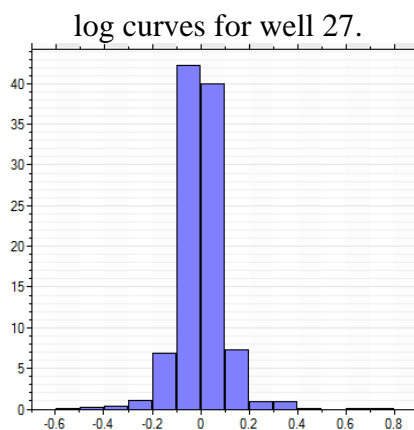


Figure 3 – Histogram of the distribution of the mean square errors of the curve obtained by the neural network with a combination of curves Ag, Ang, Poro, DTP, PZ for well 27.

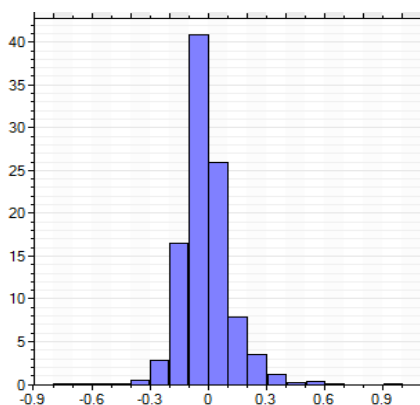


Figure 4 – Histogram of distribution of RMS errors of the curve obtained by linear dependence on acoustic logging DTP for the initial well 16.

For comparison below is a table with the values of root-mean-square errors for some curves obtained from a linear relationship for the initial well 16.

Table 2 – Values of root-mean-square errors and correlation coefficients

Ag	Ang	Poro	DTP	PZ
RMS errors				
0.34	0.19	0.18	0.13	0.19
Correlation coefficients				
0.23	0.76	0.79	0.76	0.61

### Conclusions

In the process of the research work the authors came to the following conclusions:

- Building a synthetic density logging curve from a linear relationship is best possible using acoustic logging;
- Building a synthetic density logging curve using neural networks is best possible using a combination of curves: Ag, Ang, DTP; Ag, Ang, Poro, DTP, PZ; DTP, PZ, Poro;
- In the absence of acoustic logging the construction of a synthetic curve of gamma-gamma density logging using a neural network is best possible using combinations of curves: Ag, Ang; Ag, Poro.

### References

1. *Platov, B., Kozhevnikova, N., Shipaeva, M.* [2019] The example of neural net algorithm applying for seismic facies analysis. Example from the republic of Tatarstan, International multidisciplinary scientific geoconference surveying geology and mining ecology management, SGEM.



2. *Platov, B., Safina, R., Zinjukov, R.* [2018] Seismic facies analysis of the carboniferous reservoir. Case study from the Tatarstan, Russia, International multidisciplinary scientific GeoConference surveying geology and mining ecology management, SGEM.
3. *Pratik Joshi.* [2019] Artificial Intelligence with Python Examples. Dialectics (in Russian).
4. *Sandhya Samarasinghe.* [2006] Neural Networks for Applied Sciences and Engineering: From Fundamentals to Complex Pattern Recognition. Auerbach Publications (In Russian).
5. *Stepanov A., Murtazin T., Ismagilov A., Delev A.* [2019] Use of an artificial neural network algorithm and cokriging method for reservoir porosity modeling 19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2019.
6. *Stuart Russell, Peter Norvig.* [2019] Artificial Intelligence: A Modern Approach (AIMA-2). 2nd edition. Williams (in Russian).

## **Provision of production oil reserves cliniform lower Cretaceous deposits on the basis of a correct geological-hydrodynamic model**

**A.I. Garaishin**

USPTU, Geology and exploration of oil and gas fields  
 Scientific Supervisor: Dr. Kotenev Yuri Alexeevich  
 E-mail: aigiz-garaishin@mail.ru

### **Abstract**

The goal of modern development of oil and gas fields is the most complete extraction of reserves. This is possible using reliable geological and technological models on the basis of decisions.

### **Keywords**

Modeling, IRAP RMS, development system, deposit, geological maps.

The field is located within the Surgut region. The main oil-bearing stratum is a complex of sediments in the composition of the Sortym Formation Lower Cretaceous Neocomian. Oil deposits here are associated with layers of the cliniform complex.

Full recovery of oil reserves and achievement of the design oil recovery factor is possible using a geological and hydrodynamic model. The object of study is a large deposit situated in Tyumen region.

The reservoir geological and technological model was created using the IRAP RMS and TEMPEST software packages. When creating the model, all the necessary information about the field was used: well data, licensed boundaries of the area, data of the OWC justification, data on perforation, production and injection.

Data loading and construction of the structural framework was carried out using generally accepted and known methods and techniques. After constructing the structural framework (Figure 1), the lithology cube was calculated.

The creation of this model was carried out in several stages, and the basis for calculating the forecast production indicators made it possible to formulate recommendations for optimizing the development of hydrocarbon deposits.

The porosity cube was created on the basis of a lithological model of productive formations using the stochastic method of Petrophysical modeling.

At this stage, an analysis of the heterogeneity was also carried out for each productive formation in the vertical and lateral directions.

Histograms of discrete parameter net-to-grid and lithology of geological porosity, permeability and water saturation. As well as vertical proportion curve of lithology were verified based on the transition from the geological model to the hydrodynamic model.

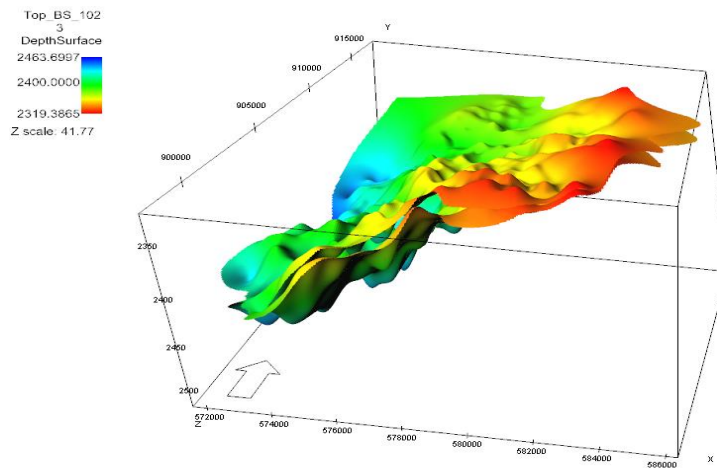


Figure 1 - Building surfaces of the top and bottom of the geological model.

Based on this distribution of oil reserves by permeability, as well as geological and statistical sections for geological and hydrodynamic models, allow us to conclude that the rescaling of the original model is correct and the geological heterogeneity of the reservoir is preserved.

The results of the creation of a geological and hydrodynamic model were the maps of the distribution of residual reserves, the density of residual reserves, etc.

On the map of residual mobile reserves 2 areas (Figure 2) were identified that are of interest for the development of reserves and the selection of effective geological and technical measures and areas with residual oil reserves were also identified.

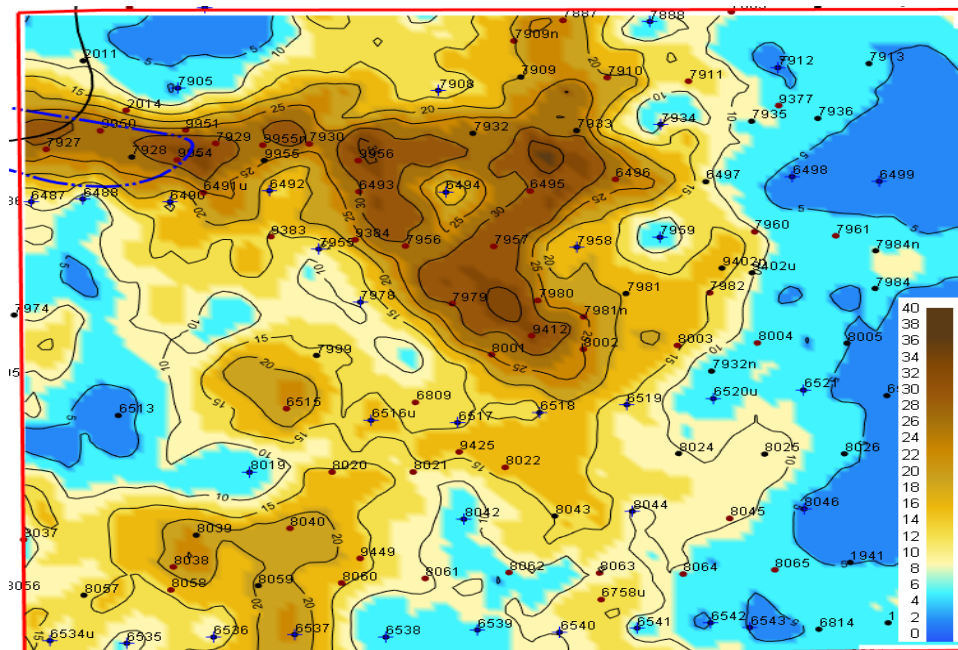


Figure 2 - Central section of the map with residual mobile stocks.

Thus, the created reservoir model not only fully reflects the geological structure and features of the reservoir under study, but also is the basis for monitoring and subsequent optimization of the field development system.

## References

1. "Geological and hydrodynamic reservoir model of a large field in Western Siberia to optimize the development system" Garaishin A.I., Aktuganov R.R., Chudinova D.Yu. - In the collection: Oil and Gas - 2017 Proceedings of the 71st International Youth Scientific Conference. 2017. P. 98-99.

## **Application of non-metallic pipes in the main transport of oil and its products**

**A.A. Garifullin**

Ufa State Petroleum Technological University  
Scientific Supervisor: PhD Karimov Rinat Maratovich  
E-mail: air\_full@mail.ru

### **Abstract**

The paper discusses the use of non-metallic pipes in reservoir pressure maintenance systems, field collection, long-distance trunk transport and low distribution networks. The main disadvantages associated with the construction and operation of steel pipelines are confirmed by technical and economic calculations indicating the imminent need for gradual replacement of steel pipes with polymer materials. Hydraulic efficiency, representing the dependence of the useful capacity on the material and diameter of the pipes, and the economic component, including the costs of construction of pipeline systems, were adopted as the evaluation criteria for comparison. The comparative analysis is carried out on the example of pipes of small diameters, mainly used in field collection networks, as well as distribution pipelines. Technical and economic analysis confirmed the effectiveness of polymer materials in low and medium pressure networks.

### **Keywords**

Non-metallic pipes, polymer pipes, composite pipes, reliability, comparative analysis.

Pipeline transportation of hydrocarbons plays a significant role in the fuel and energy complex of Russia. So only as of the end of 2018, the total length of Gazprom's pipelines was about 172 thousand km [1]. However, today pipelines are operated longer than the standard service life. For example, as of 2018, more than 55% of Gazprom's pipelines are more than 30 years old, which is above the regulatory period [1]. Such pipelines are characterized by a high degree of accidents, which requires significant investments in the implementation of measures to improve the reliability and energy efficiency of systems for uninterrupted transport, eliminating the risk of accidents and their consequences. Practical experience in the use of steel pipes in pipeline transport shows that corrosion is a significant problem of the oil and gas industry. Therefore, in recent years, many design institutes have been considering non-metallic materials as an alternative to steel in the pipeline transportation of hydrocarbons.

The purpose of this work is to search for non-metallic materials that satisfy the construction of pipelines for the main transport of oil and petroleum products and other oil and gas systems.

Meanwhile, significant international experience, including Russian, confirms the possibility of a complete transition to cheaper and more durable pipes made of polymer and composite materials in certain areas of the industry. In particular, polymer pipes are already almost completely replacing steel in the construction of gas distribution networks. More expensive to manufacture and technologically advanced composite products find applications even where work is required under large and external loads, not inferior to steel pipelines, and in some respects significantly surpassing them [2,3]. However, for the use of non-metallic pipes for the main transport of oil and its refined products, there are additional conditions that must be met, namely: high pressures and permeability of the walls of non-metallic pipes.

The author suggests applying the theoretical and practical experience of Russian and foreign companies in the design, construction and operation of polymer and composite materials in the oil and gas industry to search for materials that will be able to meet the conditions necessary for pipeline transportation of oil and its refined products.

In the work, a calculation has been carried out proving the possibility of constructing oil trunk pipelines and oil product trunk pipelines and their further operation from non-metallic materials. The results of the calculation of the economic efficiency of the use of non-metallic pipes in the transportation of hydrocarbons allowed us to conclude that savings in funds and resources are achieved

simultaneously by reducing the cost of construction, repair, exclusion of corrosion resolution and reduction of energy consumption of pumping and power equipment.

## References

1. Gazprom Management Report for 2018 [Electronic resource]. - Access mode [https://docviewer.yandex.ru/view/1083850546/?page=15&\\*=ru](https://docviewer.yandex.ru/view/1083850546/?page=15&*=ru) (accessed 10.02.2022).
2. Field pipelines made of fiberglass pipes. Rules of design, construction and operation [Electronic resource]. - Access mode: [http://sro-ngs.com/UserFiles/ContentFiles/norm%20dok/2017-12-13\\_13-32-42\\_04.pdf](http://sro-ngs.com/UserFiles/ContentFiles/norm%20dok/2017-12-13_13-32-42_04.pdf) (accessed 12.02.2022).
3. SR 42-101-2003 General provisions on the design and construction of gas distribution systems made of metal and polyethylene pipes [Electronic resource]. - Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200032042> (accessed 13.02.2022).

## Determination of Pipeline Operational Features in Regions with Slope Processes

*E.A.Gilmiyarov, V.A.Ivanov*  
 TIU, Institute of Transportation  
 E-mail: [egilmiyarov@list.ru](mailto:egilmiyarov@list.ru)

### Abstract

The paper presents the statistics of slope processes cases that caused failures of pipeline systems. The factors of slope processes development were highlighted. As a result, the conclusion about the nature of slope processes and problems arising during operation of pipelines crossing mountains was made. The suggestions to complement the existing designing approach were made.

### Keywords

Pipelines, slope processes, landslides

Pipeline transportation facilities are an integral part of the modern transportation infrastructure. Pipelines cross various types of terrain, including mountainous terrain which specific geological conditions should be considered during the entire life cycle of pipelines. In particular, there are natural phenomena unique to mountainous terrain: slope processes such as landslides, mudflows and rockfalls.

According to the reports of the European Gas pipeline Incident data Group (EGIG) and the US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) slope process is the most frequent sub-cause of pipeline failures among “ground movement” group - 65.83% and 53.4% of cases respectively [1,2]. Moreover, according to [1] the share of failures related to slope processes has increased during the last decade (Table 1).

Table 1 – Comparison of failure frequency caused by the ground movement in 1970-2019 and 2010-2019.

Period	1970-2019	2010-2019
Average failure frequency per 1000 km*year caused by ground movement	0.025	0.02
Share of failure caused by landslides (among “ground movement” sub-causes group)	65.83%	96.55%
Average failure frequency per 1000 km*year caused by landslides	0.0165	0.0193

Several factors inducing slope processes can be distinguished:

- an increase in soil moisture and pore pressure due to the rainfall or snowmelt;
- seismic activity;

- erosion of the slope surface or reshaping of the slope basement;
- an increased load on the top of the landslide or the head of the slope.

Thus, the given factors can lead to activation of existing slope processes and occurrence of new “danger spots” along a pipeline route [3]. In addition, the dependence of slope processes on many factors and their inconstant speed (which makes medium- and long-term planning of slope behavior difficult) leads to the conclusion about the stochastic nature of landslides and rockslides.

The randomness of occurrence and development of slope processes determines the difficulties associated with the design and operation of pipeline systems crossing the mountains: selection of the protection methods, optimal pipeline parameters, estimation of the stress-strain state, etc. There are various methods for the calculation of the stress-strain state of pipelines under the landslide effects, but these methods don't consider the randomness of landslide speed value, volumes of sliding masses and location of sliding surfaces.

In this case the probabilistic approach to designing and calculation should be used with the specified pipeline failure risk as the main criteria. The proposed approach may also allow to consider unobvious factors and unforeseen slope processes.

### References

1. 11<sup>th</sup> Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group (period 1970-2019) / URL: <https://www.egig.eu/reports> / (date of application : 08.01.2022).
2. *Girgin S.* Analysis of pipeline accidents induced by natural hazards: Final Report / S. Girgin, E. Krausmann. – URL: [https://www.researchgate.net/publication/259849584\\_Analysis\\_of\\_pipeline\\_accidents\\_induced\\_by\\_natural\\_hazards\\_Final\\_Report](https://www.researchgate.net/publication/259849584_Analysis_of_pipeline_accidents_induced_by_natural_hazards_Final_Report) / (date of application : 08.01.2022).
3. *Marinos V.* Landslide geohazard for pipelines of natural gas transport / V. Marinos, G. Stoumpos, G. Papathanassiou, N. Grendas, D. Papouli, C. Papazachos // Proceedings of the 14<sup>th</sup> International Congress of the Geological Society of Greece 25-27 May 2016. – Thessaloniki, Greece, 2016. – P. 845-853.

## **Litho - and chemostratigraphy of the Middle Eocene sandstones of the Buchakskaya formation of the Tarasovskoye deposit (Southern Russian Platforme)**

**N. Hamada**

Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technologies  
 Scientific Supervisor: Dr. Zorina S. O.  
 E-mail: [nadia.m.hamada@gmail.com](mailto:nadia.m.hamada@gmail.com)

### Abstract

Buchakskaya formation of the Middle Eocene of the Southern and South Eastern Russian Platform is considered. The formation consists of thick sands and confluent sandstones. Petrographic, chemical, XRD, and electron microscopy methods are used to determine the mineral composition of confluent sandstones. The results show that Buchakskaya sandstones, mainly composed of quartz, glauconite, volcanic glasses, plagioclase and mica with chalcedony, chlorite or siliceous cement. Geochemical analysis suggested low to moderate weathering conditions.

### Keywords

Buchakskaya formation, Eocene, confluent sandstones, Russian Platform.

Buchakskaya formation of the Middle Eocene of the Southern and South Eastern Russian Platform is composed of thick sands and confluent sandstones succession. The succession outcrops on the right side of the Glubokaya river in Rostov region in the quarry of the Tarasovskoye deposit. The thickness of the succession is about 12.3 meters. Buchakskaya formation belongs to the structural-geological zone of the Voronezh Anticline. Sand succession of the Middle Eocene overlaps by the

Kievskaya Formation, which contains bentonite-bearing clays. The genesis of Buchakskaya sands and confluent sandstones are discussed recently by Zorina [3]. Sands are an example of sand injectites, which are generated by a tectonic event of the Pachelma and Dnieper-Donets aulacogens. The composition of sands was complexed by ash materials, which moved into the basin and had a significant influence on the generation of confluent sandstone, where the diagenesis of ash material cemented the loose sands.

The following paper aims to provide more information on the mineral composition of quartz confluent sandstones depending on petrographic, chemical, XRD, and electron microscopy methods. Geochemical compositions (major elements) of the confluent sandstones have been analyzed to determine the influence of weathering conditions using a well-known approach [2].

Fourteen samples are analyzed by XRD and geochemical methods, and 8 thin sections are studied.

The petrographic study showed that ground mass of confluent sandstones is mainly composed of corroded and fresh quartz, range in size from 0.02- 0.8 mm (medium silt to medium sand), as well as round-oval glauconite particles, volcanic glasses, plagioclase and mica. Cement composition varied, could be: chalcedony, chlorite, siliceous, or mix of opal, chalcedony and chlorite with different types: porous, basal and film, and makes 2-25% of the total mass of sandstone.

Sphericity and roundness of quartz grains of confluent sandstones are estimated under the microscope based on Krumbien–Schloss diagram [1]. The result showed that sphericity ranged from 0.3-0.9 and roundness from 0.1-0.9. Rounded- well and high sphericity grains indicate long-distance transportation for a long time, whereas low sphericity- angular grains were transported for a short distance. The varying degrees of roundness and sphericity suggest that quartz grains are transported from different sources.

The moderate values of the weathering index: CIA (Chemical Change Index) versus Al/Na, Al/K, Ti/Na and K/Na ratios are suggested low to moderate weathering conditions, but some samples indicate no weathering conditions, which prevailed during transportation or in the source area.

XRD analyses show different mineral compositions of sand and sandstone contains: quartz, smectite, kaolinite, mica, clay minerals, feldspar, plagioclase, zeolite, opal, cristobalite and tridymite. Tiny opal-cristobalite globules covered the quartz grains of confluent sandstone, as shown by electron microscopic investigation. Also, bar-shaped zeolite crystals make a part of cement.

## References

1. *Krumbein, W.C. and Sloss, L.L.* Stratigraphy and sedimentation, 1951, vol. 71.
2. *Roy, P.D., Caballero, M., Lozano, R. and Smykatz-Kloss, W.* Geochemistry of late quaternary sediments from Tecocomulco lake, central Mexico: Implication to chemical weathering and provenance. *Geochemistry*, 2008, vol. 68, no. 4, pp.383-393.
3. *Zorina, S.O., Afanasieva, N.I., Khairutdinova, L.R., Morozov, V.P., Eskin, A.A. and Marsovich, G.B.* Paleocene-Eocene depositional environments and abiotic events on the southern and south-eastern Russian platform. *Indian Journal of Science and Technology*, 2016, vol. 9, no. 18, pp.1-8.

# The Effective Evaluation of High Molecular Petroleum Components Solubility by Organic Eluents

*Zh. Issabek, T.A. Tambovtseva, V.D. Mishin*

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Scientific Supervisor: Prof. R.Z. Safieva, PhD (Technology)

E-mail: safieva.r@gubkin.ru

## Abstract

The development of successful petroleum-dissolving compositions for the intensification of high-viscosity oils production from natural reservoirs is an important urgent task for chemists-technologists. Its solution involves assessing the effectiveness of the influence of possible components of such a composition on the solubility of high-molecular petroleum (HMP) components. The thin-layer chromatography (TLC) method was used for this purpose. The basic percepts of choosing the method and obtaining a petroleum digital footprint in the different eluents are covered in this paper.

## Keywords

Petroleum, thin layer chromatography, digital footprint, high molecular components.

There is stated that "despite certain results, the problem of targeted selection of a solvent, taking into account the nature of petroleum and asphalt-resin-paraffin deposits (ARPD), is far from being resolved." [1]. A mathematical model is also proposed with the analysis of the equation of the solubility isotherm of petroleum components. On its basis, the optimal composition of the solvent for each petroleum, consisting of aromatic and naphthenic hydrocarbons, is determined. Effective oil-dissolving compositions are also determined as a result of detailed experimental studies of the physicochemical effect on petroleum- and bitumen-saturated samples made on the basis of sandstone, physically modeling the process and measuring changes in the group composition of petroleum samples using infrared spectroscopy and thermal analysis [2]. Another targeted approach is possible, based on determining the effect of organic solvents on the distribution coefficients of a particular petroleum by TLC on a silica gel plate and dispersion measurement [3].

This method is characterized by simplicity and rapidity, imitation of the conditions for conducting a TLC experiment for processes in real sandstone in contact with petroleum, due to the interaction of petroleum components with a silica gel plate. However, this approach does not take into account the differences in the interfacial activity of the HMP components during their absorption/adsorption on a solid/liquid surface. As a result of numerous studies of the absorption/adsorption of asphaltenes from dilute solutions, it has been established that the appearance of a new actor (solid or liquid surface) is another effective way to differentiate asphaltenes into subfractions due to differences in their composition, which leads to selective adsorption on solid/liquid surfaces of various nature.

In this work, we take into account the differences not only in the molecular-mass distribution of HMP components such as resins and asphaltenes during TLC-analysis of petroleum samples under the action of different organic components (polar and non-polar eluents), but its differences in interfacial activity. Parameters of distribution of HMP components of two petroleum samples (5%, 10% mass. in toluene), which differ in group composition, in different eluents have been determined. Distribution coefficients of the petroleum samples were determined visually, by UV-spectroscopy (285 nm) and formolite Nastyukov reaction (mixture of concentrated 98% sulfuric acid and 2% formalin). The technique of TLC-analysis of petroleum is presented in a video. To reverse the obtained images used a certain digital algorithm, which included the preparation of chromatograms in the editor Paint, converting them into a gray scale with the conversion to the matrix and the construction of the corresponding spectra in the coordinates: the X axis is the distance from the start line, the vertical Y axis is the intensity). The root-mean-square error of measurements, carried out on the basis of measuring the coordinates of the petroleum peak, was 1% along the X axis and 8% along the Y axis

(figure 1). Studies of the kinetics of impregnation of chromatographic plates with eluents in the absence of petroleum were conducted, which is necessary to calculate the effectiveness of each component of the future oil-dissolving composition. The most effective eluents from the studied individual organic eluents are established, taking into account the compositional features of each petroleum, which can be candidates for the components of the future petroleum-dissolving composition, taking into account their cost component and availability. The prospects for the development of this simple, uncomplicated method are associated with taking into account the compositional features of each petroleum in contact with silica gel, which imitates the surface of a terrigenous reservoir, and the possibility of conducting rapid TLC analysis tests for various eluents, including petroleum fractions.

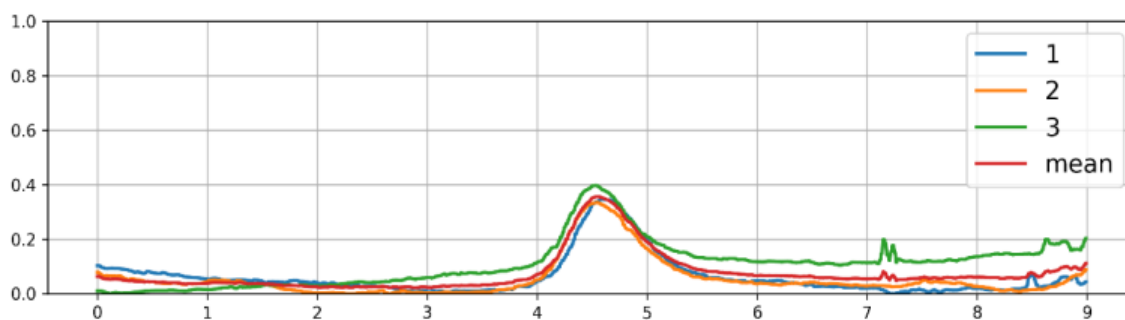


Figure 1 - Statistical processing of quantitative data.

Therefore, a new methodological approach to the development of effective oil-dissolving compositions takes into account the differences in the impact of eluents on the distribution of HMC of each petroleum by the TLC method under conditions close to the real interaction with a solid surface of silica gel. Digital images of the distribution of HMC of petroleum in various eluents are characterized by good reproducibility of the results of TLC measurements and can form the basis of a digital library for each petroleum and ARPD with definite composition. This technique, aimed at solving the practical problem of developing effective oil-dissolving compositions, also has a powerful educational and methodological potential, since it can be implemented in classrooms and be of help to the teacher in familiarizing students with important concepts in interdisciplinary scientific areas: petroleum chemistry, image digitalization, physical chemistry of adsorption phenomena.

### References

1. *Baimukhametov M.K.* Improvement of technologies for combating ARDP in oilfield systems at the fields of Bashkortostan. PhD Thesis. Ufa, 2005.
2. *Romanov G. V. et al.* Experimental modeling of the displacement of superviscous oils by solvents with visualization and study of changes in the physicochemical properties of petroleum components. *Georesursy – Georesources*, 2010, no. 2 (34), pp. 38-41.
3. *Nikolaev V.F., Foss L.E., Ilyasov R. A., Timirgalieva A. K., Shageev A. F.* Method for laboratory testing of solvents for enhanced petroleum recovery based on dispersiometry and thin layer chromatography. *Fuel*, 2019, pp. 235, 433-436.



## TeleMGRI – Future Telemetry

*L.R. Kalendarova*<sup>1</sup>, *A.Yu. Chekalov*<sup>2</sup>, *B.A. Ovezov*<sup>1</sup>

1- Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting

2- Skolkovo Institute of Science and Technology

Scientific Supervisor: Dr. Solovyev Nikolai Vladimirovich

E-mail: solovyevnv@mgri.ru

### Abstract

The object of the study is data transmission channels in the oil and gas industry for transmitting information from the bottom to the surface in real time while drilling. The purpose of the work is analysis of development a hardware complex to increase the amount of transmitted information using a combined communication channel and ternary encoding.

### Keywords

Drilling, hardware complex, combined communication channel, encoding.

Drilling of wells of a complex profile is impossible without the use of modern telemetry systems and geonavigation systems. This is primarily due to the fact that drilling wells along a complex trajectory with extended horizontal sections within the productive horizon, the execution of multi-barrel branches is impossible without operational control of the position of the well bottom. Modern telemetry systems are used to perform current monitoring of the downhole position of a drilled well, as well as to obtain a variety of information from the downhole, such as drilling mode parameters — values of axial load, torque, bit rotation frequency [2].

As part of the work, an analysis of existing methods of transmitting information from the bottom of the well to the surface and the possibility of creating a combined communication channel was carried out [1]. The advantages and disadvantages of each of the communication channels used, as well as companies dealing with this topic, were studied. Among the existing communication channels, hydraulic, acoustic, electromagnetic and wired (electric) communication channels are analyzed [3].

The best applicable communication channel was decided as hydraulic and acoustic. The feasibility study has also been reviewed and successfully proven using the Matlab software package.

On the side that is closer to the surface, it was decided to use an acoustic communication channel, at the bottom of the borehole - usage of a hydraulic channel. To prevent signal attenuation along the length of the well, the use of repeaters is proposed, to amplify the signal – the use of a hydraulic amplifier. The use of a ternary data encoding system transmits more information via the "bottom-to-wellhead" channel. This is effective at large depths, but at medium depths it is advisable to use an acoustic communication channel. Combining two channels in an acoustic Telesystem will increase the speed and quality of transmitted information, and installing repeaters along the wellbore will prevent signal attenuation [2]. Using a ternary number system for encoding and decoding the signal in telemetry increases the speed by about 1.5 times. Trit is a logarithmic unit of measurement in the data concept, the smallest single part of measuring the number of data keys with three equally probable messages. A data resource with three equally probable States has an entropy of 1 trit. In other words, according to the analogy with bit, which "reduces ignorance" about the subject under study by 2 times, trit "reduces ignorance" by 3 times.

On the figure 1 demonstrated the principal scheme of the hardware complex named "TeleMGRI" with combined communication channel.

Combining hydraulic with acoustic channel has significantly improved the technology of drilling directional and horizontal wells in difficult geological conditions. Using the advantages of each of the signals and leveling the disadvantages made it possible to create an ideal combined data transmission channel. The acoustic communication channel is used in the near-surface zone, since it has a dependence with attenuation with increasing depth, however, signal transmission using the acoustic channel reaches 3 bits /s, and also has the ability to use several data transmission channels to

increase the data transmission rate. The hydraulic channel is the most frequently used in the modern world, used in the part with the face. In hydraulic communication channel, the use of ternary coding is provided, which additionally increases the data transfer rate.

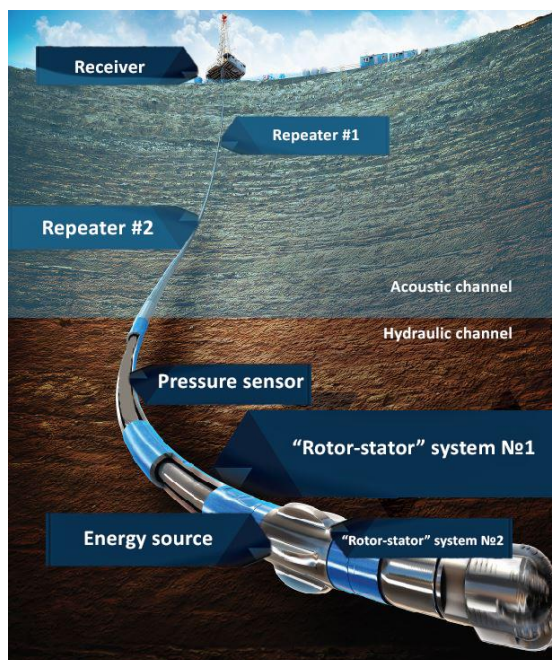


Figure 1 - The scheme of the hardware complex.

This technology has proven its effectiveness on a laboratory model that performs the main functions, that is, it uses ternary encoding, decrypts data from a hydraulic communication channel into an acoustic one.

### References

1. Vol`gemut E.A., Grekov C.B. Development of the basics of a telemetric system for monitoring downhole parameters during drilling with a hydraulic communication channel. Razrabotka osnov teletricheskoy sistemy` kontrolya zaborjny`x parametrov v processe bureniya s gidravlicheskim kanalom svyazi. [NTZh «Neftegazovoe delo»], Ufa, UGNTU, 2005.
2. Gurlev I.V. Problems and prospects of providing communications to mining enterprises in the Far North / Bulletin of Eurasian Science. 2020. №2. Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-i-perspektivy-obespecheniya-svyazyu-dobyvayuschih-predpriyatij-na-krajnem-severe>.
3. Polyakov P.S., Roslyayeva M.N., Prokin A.A. Overview of the latest trends in digital dna data storage // E-Scio. 2020. №4 (43). Available at: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-poslednih-tendentsiy-v-oblasti-tsifrovogo-hraneniya-dannyh-o-dnk>.

### Development of a software-algorithmic module that calculates pulsed circulation parameters in horizontal wells

**V.V. Kazaku<sup>1</sup>**

1-Skolkovo Institute of Science and Technology

E-mail: Vitaly.Kazaku@skoltech.ru

### Abstract

One of the most important issues in the construction of directional wells is the problem of efficient transportation of sludge particles from the well. Inefficient well cleaning is the root cause of

the accumulation of drilled rock in the borehole. The solution to this problem is the use of a new circulation method, as well as its computer modeling, for risk assessment and visibility of the process.

**Keywords**

Directional drilling, sludge removal, circulation process modeling, pulsating circulation method.

In the modern drilling industry, directional drilling is increasingly being used. This type of drilling has a number of advantages over vertical drilling, but at the same time it has its own engineering and technological disadvantages.

One of these drawbacks is the problem of removal of cuttings from the bottom of the well [1,5]. The reason for this problem is the choice of inefficient methods of circulation in the well, which in turn suffers huge temporary and financial losses. Therefore, I began to conduct research in this area to understand whether it is possible to somehow optimize this process.

My project is primarily aimed at solving this problem, namely the development of a computer module that will calculate the circulation system using previously unused technology, and will include: the ability to visually monitor the movement of sludge particles along the entire length of the well; a calculation module that takes into account the many hydraulic and rheological parameters of the drilling fluid, properties of drillable rocks and other factors used in modern solutions for hydraulic calculation.

Thus, we get a completely new product that will meet all modern standards and requirements, but at the same time will be more efficient and cheaper than existing analog.

In Figure 1, we simulated the movement of sludge in the “horizontal well” model. It can be seen from the figure that sludge particles are deposited not only in the horizontal section of the well, but also on the bottom wall of the directional well. Moreover, in the places of accumulation of sludge, a “bed” is formed, which interferes with further removal [2,4]. The reason for the violation of the effective washing of the wellbore is not only the hydrodynamic indicators of drilling, but also the geometry of the annulus and the profile of the wellbore [3,7].

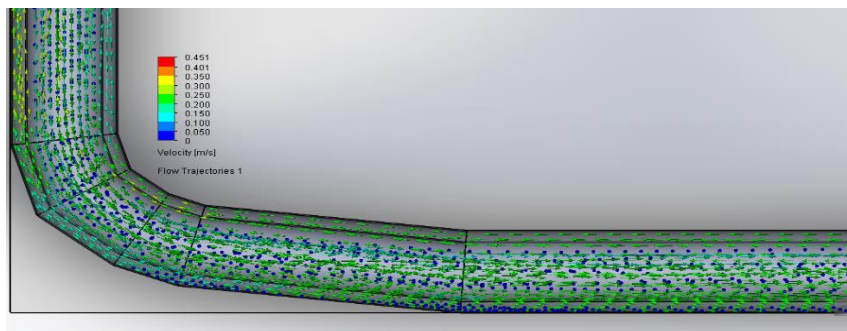


Figure 1 – Velocity distribution vectors and sludge particles in it (well model).

In Figure 2, we simulated the movement of sludge in the “horizontal well” model. It can be seen from the figure that the particles of the sludge move in a pulsating flow [4,8], forming moving dunes not only in the horizontal section of the well, but also on the lower wall of the directional shaft. This ensures effective removal of sludge throughout the wellbore.

In conclusion, I would like to note that the sludge accumulated in the horizontal section of the well, the section of the well is more effectively washed with a pulsating flow of washing liquid. Also, when using computer simulation, a dune formation model really develops, the behavior of the sludge in the well is completely reflected, i.e. the model works and can be recommended for use.

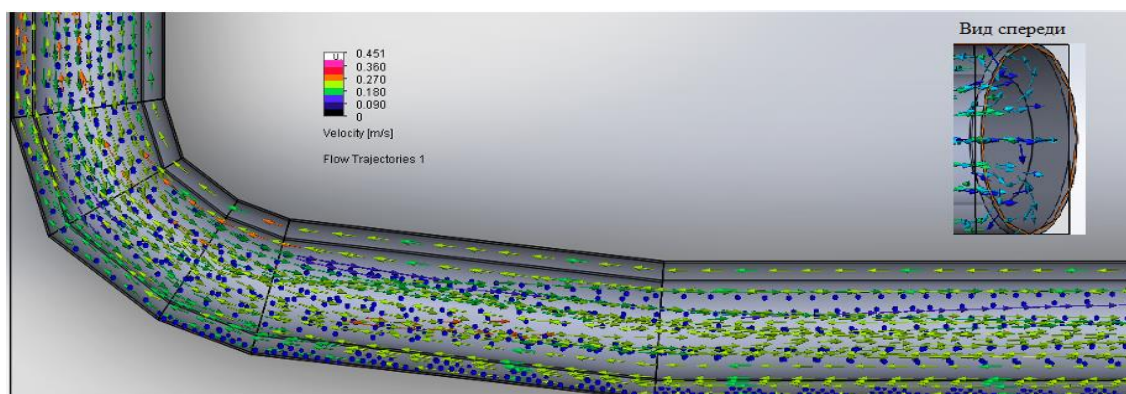


Figure 2 – Velocity vectors with sludge particles in a pulsating flow (well model).

## References

1. Reichert R. S., Tsukrenko M. S., Oganov A. S., Technical and technological solutions for cleaning deviated and horizontal wellbores from sludge // Oil. Gas. Novation.-2016. - Number 3.
2. Pushmin P. S., Romanov G. R. Problems of flushing directional wells // Bulletin of the Siberian Branch of the Earth Sciences Section of the Russian Academy of Natural Sciences. 2014. - Number 3.
3. Ivannikov V.I., Ivannikov I.V., Issues of flushing horizontal wells during drilling. // Oil engineer. - 2009, No. 1. - p. 8 ÷ 13.
4. Tungusov S. A. Studying the effect of pulsating flushing on the removal of cuttings during drilling of directional wells // Construction of oil and gas wells on land and at sea. - 2008. – № 5. - S.18-21.
5. Savoskin S. V., Shvedova I. N. Directional exploratory drilling: advantages, problems and solutions // Geology, Geography and Global Energy.-2014.-№4.
6. E.U. Lipatov. “Research and development of technology and technical means for the prevention and elimination of drill string sticking”
7. Meakin P., Sum T., Jossang T., Schwarz K. A simulation model for meandering rivers and their associated sedimentary environments // Physica. A. 1996. Vol. 233, N 3- 4. P. 606-618.
8. Petrov A.G., Petrov P.G. Vector of sediment flow in a turbulent flow over the eroded bottom // PMTF. 2000. Vol. 41, No. 2. pp. 102-112.

## Design and assessment of the Tazovsky region part reservoir sedimentation model

A.A. Konovalenko<sup>1</sup>, V.E. Konovalenko<sup>1</sup>

1- Russian State University of Oil and Gas (Gubkin University)

Scientific Supervisor: Phd. S.B. Istomin

E-mail: SIstomin@slb.com

## Abstract

This study describes the process, results, and analysis of creating the Tazovsky region part reservoir sedimentation model. Using the GPM module in the Petrel software the physical sedimentary particles transportation in the paleobasin, namely erosion, transport and terrigenous sediments accumulation was simulated. The input data for this study are reconstructed paleosurface from 3D seismic cubes, synthetic sea level curve and sedimentation conditions from core data, dimensionality and type of transported material, water flows parameters and erosion basis [1]. The integrated use of erosion and sedimentation processes simulation by steady-state flows provided an opportunity to build a reliable sedimentation model. The model built allows to estimate the formation conditions of reservoir beds and their area parameters [2].

## Keywords

Sedimentation model, GPM module, sedimentation assessment, Tazovsky district.

The sedimentation model is calibrated by many parameters, but this type of study can also be performed with limited a priori information during the first stages of exploration. This model allowed us to evaluate the geological concept of the area of work, as well as to refine the results of facies modeling.

The resulting sediment distribution model, simulated in the GPM module, reflects the prospective study areas in the area (Figure 1).

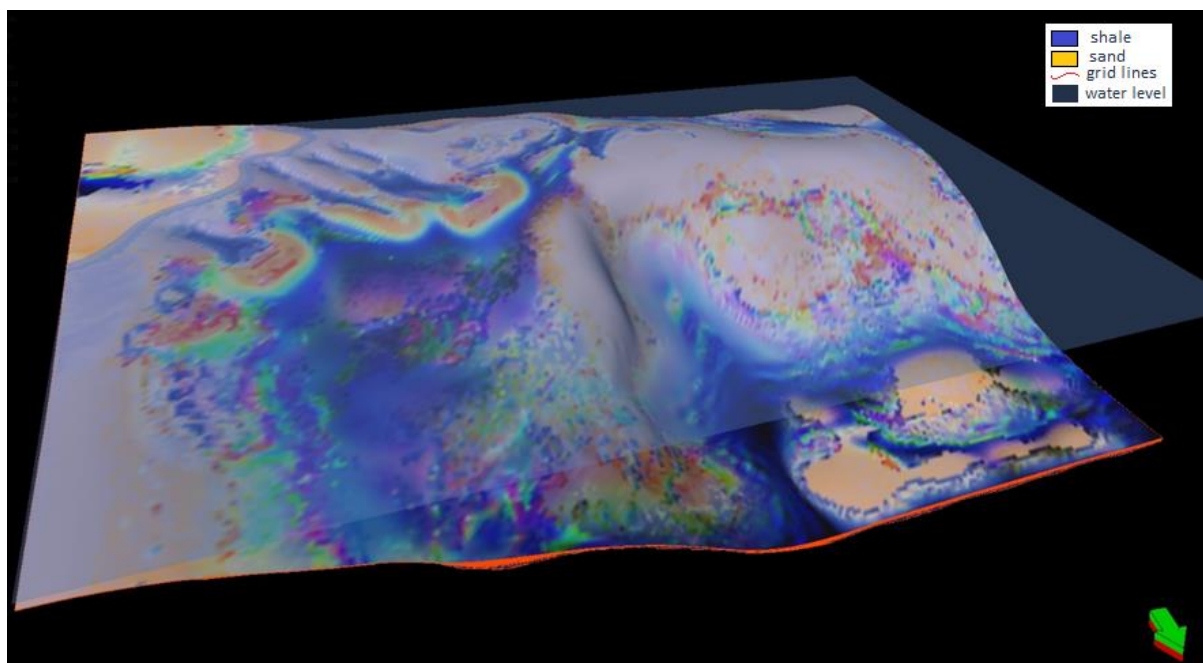


Figure 1. Sedimentary model.

A consistent geological evaluation of the input parameters allows us to reproduce a reliable sedimentation model from which we can derive a confidence trend of the stochastic distribution of reservoir properties.

### References

1. *Kerimov V.U.* Modeling of oil and gas geosystems and sedimentary basins, Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), №1, 2012 13 – 26 p. DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10307. / *Kerimov V.U.* Modelirovanie neftegazovih geosystem i osadochnih basseinov, Moskva: RGUNG, №1, 2012 13 – 26 s. DOI: 10.24411/0131-4270-2018-10307
2. *Olneva T.V., Ovechkina V.Yu., Zhukovskaya E.A.* Computer modeling of terrigenous sedimentation as a new tool for predicting the architecture of reservoirs hc. - M.: journal "PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL", 2020. DOI: 10.7868/S2587739920020019. / *Olneva T.V., Ovechkina V.Yu., Zhukovskaya E.A.* Komputernoe modelirovanie terrigennoi sedimentacii kak novyi instrument prognoza arhitekturi rezervuarov uv. - M.: journal "PRONEFT. PROFESSIONALLY ABOUT OIL", 2020. DOI: 10.7868/S2587739920020019.

## Multilateral “fishbone” type wells utilization to enhance the production and reduce the interference phenomena of marginal depletion drive reservoir.

*I.A. Magomadov<sup>1</sup>*

1- Grozny State Technical Oil University  
Scientific Supervisor: Dr. Saad Balhasan  
E-mail: ismail.magomadov@aurak.ac.ae

### Abstract

The Small Reservoirs with Solution-Gas Drive mechanism are technically considered discoverable, but economically not attractive. Multilateral wells technology and further production optimization was utilized through suggested 8 “fishbone” design alternatives. The major objective is to maximize the recovery factor of the Marginal depletion drive mechanism field with satisfying the economic criteria. Alternatives analysis includes: 1. Theoretical well performance analysis. 2. Reservoir Simulation. 3. Economic Evaluation and Risk Analysis. All alternatives boosted oil production to 16-23 % recovery, compared with low primary results of 2-3 %. It was observed that interference phenomena has more effect on inclined wells.

### Keywords

Smart wells, Multilateral wells, Multilateral controlled branches, Electrical Submersible pumps.

Mature, marginal, and unconventional fields tend to decrease in oil production with time, which is the actual industry problem that requires immediate actions and initiatives. One of such scenarios is the case study of this article AA-field with Depletion Drive reservoir mechanism, which demonstrated very low recovery efficiency, due to the formation of the gas saturation throughout the reservoir. Ultimate oil recovery from this type of mechanism varies from less than 5 to 30 % [1, 2]. During primary recovery, such reservoirs demonstrate unsatisfactory production, due to the rapid pressure decline and quick increase in Gas oil Ratio, which initiates the idea to use smart wells combined with Electrical Submersible pumps as an Artificial lift system: expanding the reservoir exposure and providing strong pressure support during the process of production. Large quantities of hydrocarbons remain in such reservoirs, which requires production optimization to make the field production economically and technically attractive. The major objective of this work is to maximize the recovery factor of the Marginal fields with depletion drive mechanism with satisfying the economic criteria (Minimum acceptable rate of return and high NPV(Net Present Value)) of the oil companies.

Alternatives in this project are grouped into 3 categories on the lateral angle basis.

1. Multilateral wells with dual branches, drain angles= 90 and 45 degrees. .
2. Multilateral wells with controlled branches number, drain angle= 45 degrees.
3. Multilateral wells with controlled branches number, drain angle= 90 degrees.

The main horizontal bore is fully cased and cemented, and the branches are fully cased and perforated. All alternatives were accomplished with Electrical Submersible Pumps (ESP) technology.

Three approaches have been used to design, analyze, and evaluate the reservoir production potential with different alternatives:

1. Theoretical well performance analysis: focus on production and Productivity indexes. To quantify the well performance with the different alternatives applied, the Inflow performance equation was used. Among the variety of available methods for Multilateral wells equation of Multilateral Well Productivity index with even number of branches was used. Considering pressure drop and interference effect, allowed the author to derive an expression for a Productivity Index of Multilateral wells with odd and even number of branches [3]:

$$(PI) = \frac{n \left( \frac{2\pi k_o h}{\mu B_o} \right)}{\ln \left( \frac{(a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2})(a + \sqrt{a^2 - (2L)^2}) \sum_{i=2}^{n-2} \left( \sqrt{a^2 - \left(2L \sin\left(\frac{180}{n} * \frac{i}{2}\right)}\right)^2}{4^{n-1} \left(\frac{L}{2}\right) \sum_{i=2}^{n-2} \left( \left(2L \sin\left(\frac{180}{n} * \frac{i}{2}\right)\right)^2 \right)} \right)} \right)} \quad (1)$$

2. Simulation of cases, using current modeling technologies: Reservoir Simulation tool Rubis by KAPPA®. To build numerical models and compare our alternatives preliminary designs we used Rubis software, designed by Kappa® for Multi-Purpose Full Field Numerical Simulations. Reservoir Input Parameters and Characteristics are used to generate a Dynamic Models with Alternatives.

3. Economic evaluation. Economic Evaluation and Risk Analysis: Monte Carlo Simulation combined with Crystal Ball by Oracle®. Economic analysis was carried out to determine the Profitability indicators of all alternatives. Economic models were built, and Risk Evaluation and Analysis software (Crystal Ball by Oracle) was applied for decision making process

1. According to the inflow performance relationship results, the daily oil production and productivity index tend to decrease with the increased number of branches, for all Multilateral Well (MLW) Cases. This is mainly due to the interference phenomena, which was not taken into account for theoretical quantification, while the simulator considers it. 2. According to the reservoir simulation, primary recovery demonstrated poor production: recovery factors (RF) up to 3%. This is due to the lack of pressure support for our specific reservoir drive mechanism, for which expanding reservoir exposure is not enough, without a pressure support system. After the application of the ESPs, production was boosted up to 22.63 %. 3. The results of the economic evaluation demonstrated high profitability indicators. The IRR(internal rate of return) is ranged from 60% to 165%.

Smart Wells technology combined with ESP has demonstrated a significant increase in the Recovery factor of the Depletion drive mechanism reservoir. All alternatives boosted oil production to 16-23 % oil recovered, compared with low primary recovery results of 2-3 %. (table 1). It was observed that interference phenomena has more effect on Multilateral 45 degrees cases. As the number of branches increased for 45 degrees Multilateral well alternatives, the amount of oil recovered decreased, due to the inclination angles and further laterals location near to each other: production effect from some laterals was not significant. However, for 90 degrees Multilateral wells cases the increased reservoir exposure resulted in a Recovery factor increase. It was concluded that interference phenomena must be highly considered in the multilateral wells with inclined branches. These trends are possible in finite Marginal reservoirs. Among 8 Alternatives, 2 have been selected based on technical criteria: 2 laterals 45 degrees (RF=22.63 %), 4 laterals 45 degrees (RF=21.21 %). Economically, all alternatives met IRR criteria. The best scenarios are Dual 2 laterals 45 degrees, Dual 2 laterals 90 degrees. The optimum trajectory and branches' number of multilateral wells were determined: Dual 2 laterals 45 degrees performed best on an economic and technical basis. Among all Alternatives, it was found out that the most attractive cases from the optimized production point and cost-effectiveness were 2 laterals 45 degrees and Dual 2 laterals 45 degrees.

Recommendations for Future Work. Applying the alternative Artificial lift methods (Gas lift) to observe the well performance. Design different Multilateral wells for marginal oil fields and depletion drive reservoir mechanisms. Apply alternative drilling and completion techniques for mainbore and laterals. Machine learning technique utilization to estimate the optimum branches number.

Table 1 - Comparison of Technical and Economic results of all alternatives

Criteria	Parameter	2 L 45 °	4 L 45 °	6 L 45 °	Dual 2 MLW 45 °	2 L 90 °	4 L 90 °	6 L 90 °	Dual 2 MLW 90 °
Technical	RF, %	22.6	21. 2	18.6	19.99	18.8	19.7	20.6	20.2
	Np, MMSTb/year	1.46	1.2 7	1.60	2.0	1.46	1.64	1.64	1.64
Economical	NPV, \$MM	181	135	191	234	171	202	197	202
	IRR, %	130	61	75	165	139	119	95	134
	POT, Years	2	3	2	2	2	2	2	2
	ROI	28.4	12. 7	16.9	28.68	29.9	26.2	20.9	29.3

### References

1. *Ahmed T.H., McKinney P.D.* Advanced Reservoir Management and Engineering. Boston: Gulf Professional Pub, 2012.
2. *Ahmed, T.H.* Reservoir Engineering Handbook. Boston: Gulf Professional Pub, 2002.
3. *Shadizadeh, S.R.* Modeling of Inflow Well Performance of Multilateral Wells: Employing the Concept of Well Interference and the Joshi's Expression. Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering, 2011.

### Modern approach for implementation of low-efficient projects

*N. Mardanov<sup>1</sup>, Taha Minhaj Ahmad<sup>2</sup>*

<sup>1</sup>National University of Oil and Gas “Gubkin University”

<sup>2</sup>UCSI University

Scientific Supervisor: Dr. Julia Alexandrovna Antipova

E-mail: Mardanov.nick@yandex.ru

### Abstract

It could be said with no doubts that oil and gas industry has now reached its peak in terms of discovery and development of giant and large hydrocarbon accumulations. The future of exploration and production will be associated with medium and small hydrocarbon reserves. It is necessary to change and modify existing approaches to the development and exploitation of such deposits to make their production economically viable for oil and gas companies. So, the aim is to estimate the technical rentability and value of applying horizontal wells to develop small and medium deposits.

### Keywords

Modern approach, horizontal wells, small accumulations, deposits, hydrocarbons, production, economically value.

Even on European part of Russia there is a huge number of discovered hydrocarbon fields, which size and oil and gas quality do not allow to achieve economically attractive results using traditional approaches to development planning.

On the basis of analyzing the world experience in the use of horizontal and multilateral wells, the authors proposed approaches to the implementation of low-profit fields projects, allowing to achieve significantly higher economic performance.



The problem of cost-effective small and shallow reservoirs development is considered as a particular example. Dynamics of oil production due to EOR (Enhanced Oil Recovery) and bottom-hole zone treatment during 2005-2009 by small companies of the Republic of Tatarstan is shown in Table 1 [4].

Table 1 - Dynamics of oil production due to EOR (Enhanced Oil Recovery) and bottom-hole zone treatment during 2005-2009 by small companies of the Republic of Tatarstan

Year	EOR		Bottom-hole zone treatment	Total
	Secondary Hydrodynamic	Tertiary		
2005	148 072	396 510	140 348	684 930
2006	119 753	515 000	143 247	778 000
2007	134 551	522 762	204 189	853 502
2008	155 892	489 698	207 410	904 000
2009	199 507	548 921	191 420	939 848
2010		652 338	297 863	950 201

There were used Borisov's and Joshi's models to estimate and compare Productivity Index (PI) of both cases. As for economic part, Net Present Values (NPV) was also counted using each approach.

Finally, there were described the successful case of developing small fields in New Zealand – Tui, Amokura and Pateke reserves. The companies that have licenses for working in those areas used Floating Production Storage and Offloading system, which is very expensive, and even though gained the profit.

In the very end, the authors consider that calculation of basic equations using very close to the existing case data and the successful case show the profitability in the usage of horizontal wells in developing small and medium deposits. So, this approach should be highly taken into the account today and in the nearest future.

### References

1. *Glotov V.V.* Technology for the development of shallow vein deposits with variable thickness // ГИАБ, 2007, №12, p. 69-73
2. *R. Kh. Muslimov, I. N. Plotnikova* The main problems of developing deposits of unconventional hydrocarbons in ultra-low-permeable and shale sediments // Георесурсы, 2018, №3, p. 198-205
3. *Novoselov A.L.* Economics and management of natural resources. Resource saving, M.: Юрайт, 2018, 314 p.
4. *Miftakhov F.I.* Ways of approach to solving the problem of cost-effective development of small and shallow deposits of high-viscosity oils in complexly built carbonate reservoirs // Георесурсы, 2011, №3 (39).

## Enhancement of cement sheath integrity with addition of swellable agents

A.S. Maskenov

Ufa State Petroleum Technological University  
Scientific Supervisor: Dr. Agzamov Farit Akramovich  
E-mail: faritag@yandex.ru

### Abstract

Intrusion of water into a cement stone is a very serious, dangerous problem, which can lead to leaks, crossflows, oil shows, cement stone corrosion and, as a result, to a decrease in the functionality and safety of the cement sheath. In this work, a study of water-oil-swelling rubber particles and their self-healing ability was carried out. The feasibility of using rubber-swellable particles in cementing of oil gas wells was investigated, as well as the influence of these agents on the mechanical and rheological properties of cement slurry and stone. The self-healing ability of a cement stone with various percentages and particle sizes was quantified using a permeability test.

### Keywords

Cement stone, cement sheath, self-healing, rubber, polymers, cracks.

Among the scientific and technical problems associated with the construction of wells, the task of creating high-quality cement sheath in the annulus of the well is the most responsible, as this ensures the reliability, tightness and environmental safety of the casing structure throughout the entire well service life [1,2].

High-quality cementing of oil and gas wells is still an important and difficult task. The leakage in the cement sheath results in crossflows between layers, annulus gas and oil showings and the formation of fluid-conveying channels in the cement stone.

The well casing is constantly in contact with the environment and the cement stone, which is one of the major components, interacts with the components of this environment throughout the life of the well. In many cases, chemical interaction of cement stone and the environment is possible. This interaction leads to a decrease in the strength properties of the stone, to its partial or complete destruction [3].

Therefore, the development of self-healing cementing material that allows cement stone to self-repair is now a very promising area of activity.

To develop a cement material capable to restore its tightness after mechanical damage, we chose a method for healing cracks and channels by blocking them with additives which are able to increase its volume. Two types of swellable materials were chosen as objects of study: hydrocarbon swellable rubber (hereinafter referred to as HSR) and hybrid (hereinafter referred to as HR), swellable in a hydrocarbon medium and both in a hydrocarbon and in water, respectively.

The structure of the additives is pretty similar. It is a rubber porous matrix (frame), in the channels of which there is a composition of a vulcanizing agent, fillers and an absorbing active polymer. Due to the diffusion and porosity of the rubber carcass (in the form of a permeable membrane), the activator fluid entering the additive particles through cracks easily penetrates and interacts with the polymers, causing them to swell. Increasing in size, the polymer stretches in a radial direction the rubber frame, blocking the resulting cracks and channels [4,5].

At the first stage, it was necessary to find out the optimal particle size. After obtaining positive results and determining the size of the modifying particles, it becomes necessary to check their sedimentation stability in cement slurry. Thus, to maintain a uniform distribution in the volume, the rubber particles should not interact with each other and the components of the cement mixture, the viscosity and density of the slurry should compensate for the gravity.

The next step was to determine the self-healing ability of cement stone modified by additives, and to establish the concentration necessary for this.

For the experiments, a special installation shown in Figure 1 was designed. To simulate cracks in the cylindrical samples, wires with a diameter of 0.3 0.5 and 0.7 mm were used.

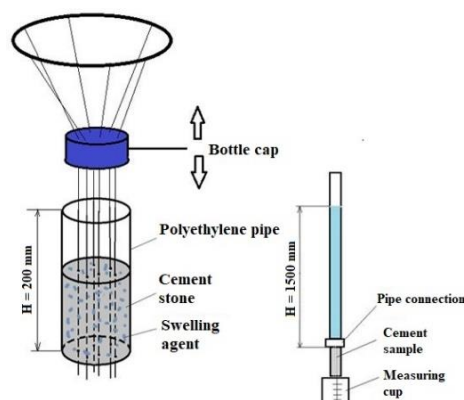


Figure 1 - Installation for the self-healing test.

The results of self-healing test are presented in Figure 2. As can be seen from the figure the volume of water passed through the channels was decreased to the minimum.

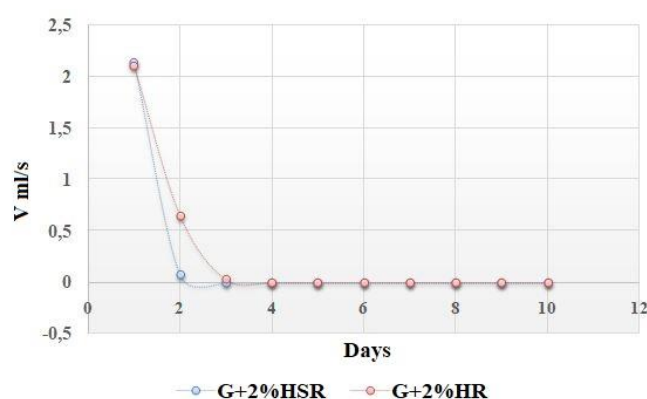


Figure 2 – Permeability of cement samples with addition of 2% HSR and 2% HR.

This work made a significant contribution to the research for a material capable of partially or completely reducing the permeability of cement stone with a minimum decrease in mechanical properties. However, there is still a need to refine the new material. Firstly, it is necessary to slow down the rate of swelling of particles in the initial stages of hardening of cement stone and to increase the strength of swelling during the formation of cracks. It should be noted that during the study it was found out that the process of self-healing directly depends on the size of the cracks and the size of the rubber particles. Thus, in order to improve the quality of particle distribution in the cement volume and, as a result, to improve the self-healing effect, it is necessary to develop a procedure for optimizing the size and concentration of water-swelling rubber particles.

## References

1. Agzamov, F.A., Iz mukhambetov, B.S., Tokunova, E.F. 2011. Khimiya tamponazhnykh i promyvochnykh rastvorov [Chemistry of Cement and Drilling slurries]. St.Petersburg: Nedra.
2. Agzamov, F.A., Iz mukhambetov, B.S. 2005. Dolgovechnost tamponazhnogo kamnya v korrozionnoaktivnykh sredah [Durability of cement stone in corrosive environments]. St.Petersburg: Nedra
3. Armiya, A.B., Loginova, M.E., Kulniyazov, A.S. 2017. Influence of reinforcing additives on expansion in lightweight cements. Rossijskaya nauka i obrazovanie segodnya: problem i perspektivy razvitiya. [Russian science and education today: problems and development prospects], № 6: 39–41. (in Russian)
4. Bellabarba, M., Bulte-Loye, E., Frelich, B., Le Rya-Delage, S., Van Keik, R., Ziru S. 2008. Ensuring the effective separation of the seams after the operation of wells. Oil and gas review, 20(122): 37-42.
5. Yang, Y. 2009. Autogenous healing of engineered cementitious composites under wet-dry cycles. Cement and Concrete Research 39(5): 382-390.

# Lithofacies and sequence stratigraphy analysis at the upper part of the Pokurskaya formation in the Cenomanian succession, north of the West Siberian basin

*N. Mohammad*

Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technologies  
Scientific Supervisor: Dr. Nourgalieva N. G.  
E-mail: nosheen.g.mohammad@gmail.com

## **Abstract**

The lithofacies and sequence stratigraphy analysis of the Cenomanian succession of the Pokurskaya Formation north gas field of the West Siberian basin were studied using well log information especially spontaneous potential (SP) log to determine the lithostratigraphy, hydrodynamic characteristics, possible reservoir sands, and depositional environment of the study area. Geophysical well logs from six profile wells were used for this study. The lithostratigraphic model and sequence stratigraphic frame were developed using SP log curves to identify lithic units (sand, silt, and mud). The depositional environments penetrated by the wells interpreted from log signatures gave four main types of lithofacies: Foreshore, Regressive Shoreface; Transgressive Shoreface; Discontinuous Currents were recognized from the stacking patterns of the SP curves by modified electro facies classification. Four sequences were identified in the cross-section; the results were based on well log shapes and lithofacies model. Electrometric lithofacies by  $\alpha$ SP values and log shapes subdivide strata into parasequences composing progradation-aggradation stratigraphic trend.

## **Keywords**

Lithofacies, Pokurskaya Formation, Spontaneous Potential (SP) log, Depositional Environments, sequence stratigraphy.

The Pokurskaya Formation (Fm) is one of the main hydrocarbon reservoirs in the North West Siberian basin. The Pokurskaya Fm (the Aptian-Cenomanian) consists of sandstones, siltstones, and mudstones formed in shallow desalinated and continental sedimentary environments [1]. The formation is about 800 m thick depending on the regional setting. We are interested in the log lithofacies and sequences of the Cenomanian part of the Pokurskaya Fm about 200 m thick.

In the western Siberian basin, the following paleogeographic conditions have been recognized [1]:

1. Shallow Sea, less than 25 m in depth;
2. Flooding coastal plain by the sea;
3. Lowland depositional plain;
4. Erosional-depositional plain;
5. Elevated erosional plain;
6. Low mountains;

The methodological basis for recognizing facies was the nature of the spontaneous potential in terrigenous sediments and the Muromtsev's [2] modernized classification of electrometric facies by  $\alpha$ SP changes. The investigated section is represented by a complex alternation of shallow-sea sandstones, siltstones and mudstones with a total thickness of ~ 200 m, clearly distinguished on electric log curves.

As a result, Sand, Silt, and Mud were identified as lithic units depending on SP logs curves to create the lithostratigraphic model. The depositional environments penetrated by the wells interpreted from log signatures gave four major types of electrometric lithofacies (Foreshore, Regressive Shoreface, Transgressive Shoreface, and Discontinuous Currents) were recognized by examining the log curves.

The lithostratigraphy heterogeneity of the section was estimated by using the coefficients of the relative number and the thickness of layers with the size of clastic grains corresponding to low and medium-high paleohydrodynamic levels. The obtained estimate corresponds to the regional trend in the evolution of sedimentation. Two lithostratigraphic bedsets were distinguished and estimated by

beds numbers and thicknesses heterogeneities. The Upper bedset consists of clastic sediments of higher hydrodynamic levels and reservoir properties. Comparing the bedsets by heterogeneities values shows the increasing of (high+medium) hydrodynamic level's material participation in the Upper bedset, so we can propose Sediment Supply Factor's influence growth during accumulation of this bedset. Received model points on more wide spreading of sedimentary environments with higher hydrodynamic activity to the Cenomanian's end within studied area. Therefore, the Upper bedset is characterized by higher reservoir properties and greater gas and condensate saturation, emphasized by anticline structure that proved by the table, where the levels of Datum line are compared.

Four main sequences: Sq 1; Sq 2; Sq 3; Sq 4 with different number of surfaces and stacking elements. And average thicknesses of Sq 1, Sq 2, Sq 3 and Sq 4 are 34, 32, 30 and 61 m respectively depending on correlation wells. The depositional sequence of type 1 in the wells has been observed. The sequence comprises the Lowstand system tract (LST), transgressive system tract (TST) and Highstand system tract (HST). The stratigraphic column in the wells 2020, 3140 and 3160 have four sequences: Sq 1, Sq 2, Sq 3 and Sq 4. Wells 6040 and 6080 have three depositional sequences (Sq 2, Sq 3 and Sq 4) While Well 7222 have observed two depositional sequences (Sq 3 and Sq 4).

### References

1. *Kontorovich, A.E., Ershov, S.V., Kazanekov, V.A., Karogodin, Y.N., Kontorovich, V.A., Lebedeva, N.K., Nikitenko, B.L., Popova, N.I. and Shurygin, B.N.* Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*, 2014, vol. 55, no. 5–6, pp. 582–609.
2. *Muromtsev V.S.* Electrometric geology of sand bodies-lithological traps of oil and gas. *Leningrad, Nedra*, 1984, p. 260.

### Green anti corrosion inhibitors for oil production tanks

*A.E. Sunday*

Kazan National Research Technological university (KHNTU).

Scientific Supervisor: Oge Ezeani Chidera, Msc.

E-mail: amehsunday600@yahoo.com

### Abstract

Particularly intensive corrosion of metal surfaces of the cargo compartments of oil tankers occurs when carrying crude oil with high sulfur content and light oil products. Corrosive destruction of metal equipment of oil tankers in the cargo and ballast compartments are manifested in the form of large ulcers, cavities that during the time become the through holes in the metal casing of the tanker through which transported crude oil or petroleum products flow out into the sea. Emissions of oil or petroleum products due to corrosive destruction of metal equipment of oil tankers, damage the environment, result in large losses that are associated with the material and financial costs of companies to eliminate the impacts of corrosion destructions of metal equipment of oil tankers.

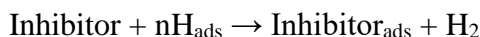
### Keywords

Corrosion, Inhibitors, Steel, plant extracts, Green, Temperature, extracts, immersion, tankers.

The aim of this research work is to give a review of green-based corrosion inhibitors that are nontoxic and more environmentally friendly and sustainable in nature as opposed to inorganic inhibitors, such as plant extracts, and have higher demand compared to commercial inhibitors.

The rate of corrosion by adsorption process on the metal surface is affected by plant extracts via influencing either the anodic or cathodic reaction kinetics and then affecting the rate of diffusion of aggressive ions from interacting with the metal surface [1]. Consecutively, a layer of film can be established by increasing the electrical resistance of the metal surface. Besides, green corrosion

inhibitors are well known for their adsorptive properties (site-blocking elements), enabling the active molecules from the plant extract to adsorb on exposed metal surfaces. The equation shows the working mechanism of the inhibitor molecules in the form of neutral molecules adsorbing on the metal surface instead of the hydrogen ions [2]



where  $n\text{H}_{\text{ads}}$  is adsorbed hydrogen ions sourced from water and  $\text{Inhibitor}_{\text{ads}}$  is adsorbed neutral molecules sourced from plant extract. In conjunction with this, there are a few limitations that must be examined during the preparation of plant extracts. Normally, the solvents used for extraction will diffuse into plant tissue, solubilize, and extract the available phytochemicals. Hence, it is essential to select the right solvent for better results. One of the solvents that is readily available, cheap, and safe is water, yet ethanol and methanol are still in demand for selective plant extracts [3]. Next, the temperature creates a noticeable result when it comes to extract preparation. The solubility of the phytochemicals will be hindered at relatively low temperature, whereas at high temperatures, the phytochemicals result in decomposition. The recommended temperature for an ideal extraction falls between the range of 60–80 °C.[4] As for the drying temperature, oven drying is advisable, since drying at room temperature can take up to months to accomplish. Recently, a study on inhibitive and adsorption properties of ethanol extract of *Terminalia catappa* for the corrosion of mild steel in  $\text{H}_2\text{SO}_4$  were investigated using weight loss, hydrogen evolution, and infra-red methods of monitoring corrosion [5]. Ethanol extract of *T. catappa* is a good adsorption inhibitor for the corrosion of mild steel in  $\text{H}_2\text{SO}_4$ . The inhibition efficiency of the inhibitor increases with increasing concentration but decreases with increasing temperature. The inhibition potential of ethanol extract of *T. catappa* is attributed to the presence of saponin, tannin, phlobatin, anthraquinone, cardiac glycosides, flavanoid, terpene, and alkaloid in the extract. The adsorption of the inhibitor on mild steel surface is exothermic, spontaneous and is best described by Langmuir adsorption model. From the calculated values of activation energy, free energy of adsorption and the trend in the variation of inhibition efficiency with temperature, the mechanism of adsorption of the inhibitor is physical adsorption.

The issue is unavoidable for the oil and gas industry, creating a similar impact to those of natural disasters. Hence, completely stopping this issue is not possible, but taking preventative measure to inhibit the metal surface from corroding is more economical. Hence, with the aim of combating this, knowledge concerning the green corrosion inhibitors have been consolidated in this paper to aid in mitigating the corrosion of pipelines. Ethanol extract of *T. catappa* is a good adsorption inhibitor for the corrosion of mild steel in oil tankers. flavonoid, terpene, and alkaloid in the extract. Its inhibition potentials can be optimized by taking advantage of temperature, period of contact, and inhibitor's concentration.

## References

1. *Krishnaveni, K.; Ravichandran, J.* Effect of aqueous extract of leaves of *Morinda tinctoria* on corrosion inhibition of aluminium surface in HCl medium. *Trans. Nonferrous Met. Soc. China* 2014, 24, 2704–2712.
2. *Manamela, K.; Murulana, L.; Kabanda, M.; Ebenso, E.* Adsorptive and DFT studies of some imidazolium based ionic liquids as corrosion inhibitors for zinc in acidic medium. *Int. J. Electrochem. Sci.* 2014, 9, 3029–3046.
3. *Sharghi, H.; Khalifeh, R.; Doroodmand, M.* Copper nanoparticles on charcoal for multicomponent catalytic synthesis of 1, 2, 3-triazole derivatives from benzyl halides or alkyl halides, terminal alkynes and sodium Azide in water as a “green” solvent. *Adv. Synth. Catal.* 2009, 351, 207–218.
4. *Michodjehoun-Mestres, L.; Jean-Marc, S.; Fulcrand, H.; Bouchut, C.; Reynes, M.; Jean-Marc, B.* Characterisation of highly polymerised prodelphinidins from skin and flesh of four cashew apple (*Anacardium occidentale* L.) genotypes. *Food Chem.* 2009, 112, 851
5. *Lyon, S.; Bingham, R.; Mills, D.* Corrosion Protection of Carbon Steel by *Pongamia glabra* Oil-Based Polyetheramide Coatings. *Prog. Org. Coat.* 2017, 102, 2–7.

## Petrography and microfacies of the upper devonian deposits of the eastern russian platform

*Fatmeh Tahhan*

K(P)FU, Institute of Geology and Petroleum Technologies

Scientific Supervisor: Dr. Zorina S.O., Professor

E-mail: svzorina@yandex.ru

### Abstract

The paper deals with microfacies features of carbonate formations of Upper Devonian Frasnian Deposits on the East of the Russian Platform. The work includes facies and microfacies analysis, X-Ray analysis, and Rock-Eval pyrolysis. The typical deposits, corresponding to them facies zones and conditions of sedimentation in the presented territory are studied.

### Keywords

Republic of Tatarstan, Carbonate rocks, microfacies, petroleum resource potential, Domanik facies.

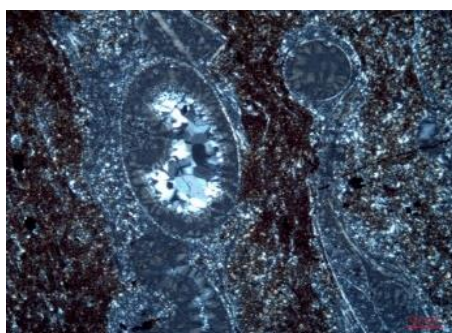
The study area is situated on the territory of the Russian Federation on the East European Platform. The here studied wells are located on the territory of the Republic of Tatarstan, Russian Federation, 800 km east of Moscow, in the Volga-Kama region.

The Upper Devonian carbonate layers in this region include reservoirs with high productivity and the potential to uncover new hydrocarbon deposits.

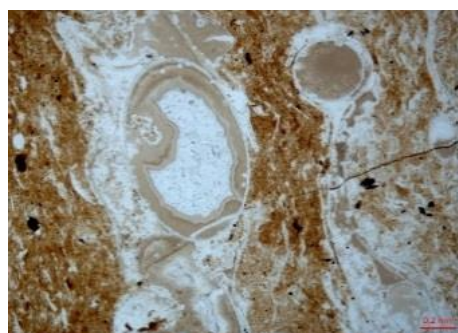
The researches have been conducted in Kazan (Volga Region) Federal University, Institute of Geology, and Petroleum Technologies. A total of 21 kern stuff of carbonate rocks are sampled from 9 wells. Methods used for laboratory research of samples include macro and micro descriptions of carbonate rocks [1], as well as the method for determining facies belonging to the Flugel (2010) [2] classification according to facies zones (FZ) and standard microfacies (SMF) [3], X-Ray diffraction, and Rock-Eval pyrolysis [4,5,6]. During the study of materials, the rocks and their thin sections were studied, which consists of the name of the rock or type, based on the quantitative ratio of carbonate grains and micrite matter, then the size of the bioclasts and their basic composition are taken into account.

The results of the petrographic description show that the rock types consist basically of pure limestone, mudstone, sandy limestones, and various type of carbonate rocks which belongs to different facies. As an example, we give a brief description of a section of bituminous organogenic mudstone with a terrigenous admixture: (Figure 1) - The matrix makes up 60% of the bulk of rock, which is a mixture of organic matter (OM), quartz-chalcedony, and possibly opal. Besides, fossils concentrated in a little part of the sample make up 20% with size mainly 0,3-1,5 mm. Abiotic material presented by pure pyrite are consistent of pyrite framboids (up to 10%). The rock penetrated with veins filled with chalcedony, size mainly 0.04-0,1 mm in addition to presence crack filled with calcite size mainly 0,2mm. Belongs to Wilson zone (1), SMF 1.

In the sediments of the Upper Devonian system (Frasnian stage), two types of microfacies are established. They differ from each other by a combination of features: a set of bioclasts, Matrix types (e.g., micrite, calcisiltite), Fossils (dominant groups, assemblages) (Figure 2).



Crossed polarized light



Parallel polarized light

Figure 1 – Thin Section 1 well №33.

Bituminous organogenic mudstone with a terrigenous admixture.

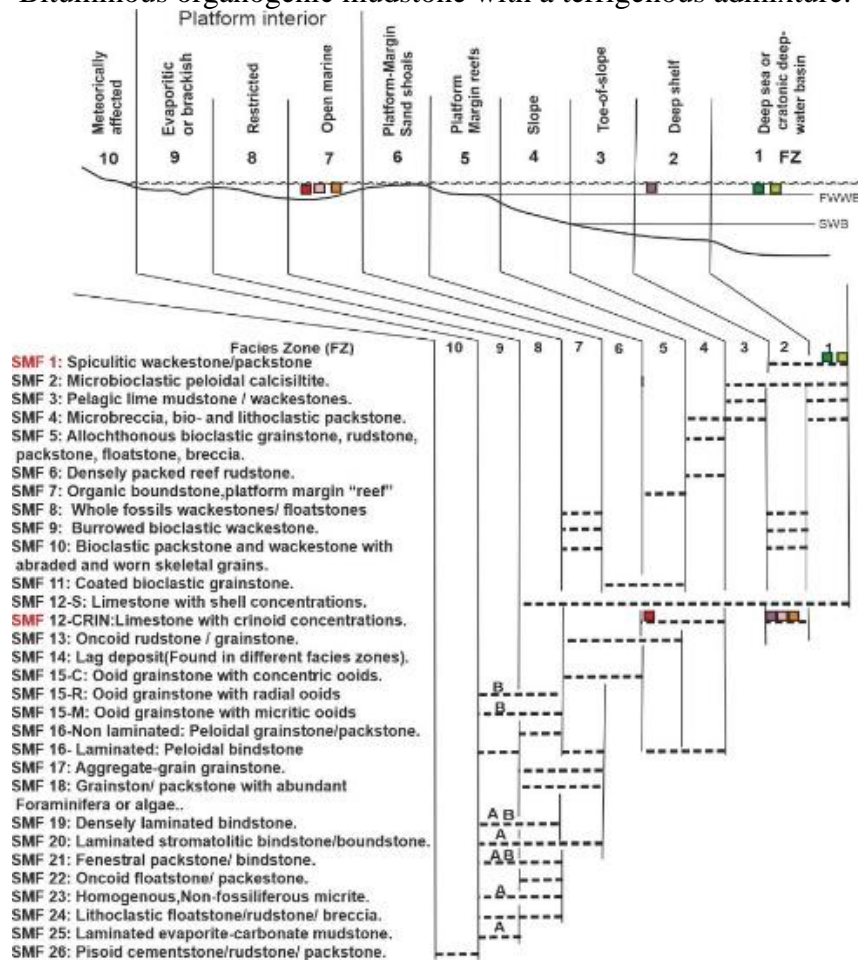


Figure 2 – Facies inhering of the main types of carbonate deposits of the studied area of Volga-Ural region.

The studies carried out made it possible to establish the following:

- Based on the petrographic analysis, it was concluded that the studied carbonate rocks are confined to the facies belts of the shelf zone with free and limited water exchanges and the tidal zone.
- Various pyrite occurrences revealed during petrographic analysis suggested that the conditions of the basin formation were unstable anoxic with local areas of hydrogen sulfide contamination.
- The identification of poorly rounded unsorted quartz fragments in some samples of carbonate rocks indicates their formation in deep water conditions, possibly with the participation of turbidite flows.
- Based on the results of Rock-Eval analysis, it is shown that the type of organic matter ranges between kerogen types II and III, and the oil source potential ranges from very good to excellent.
- In the sediments of the Upper Devonian system (Frasnian stage), two types of microfacies are established, they differ from each other by a combination of features: by the set of bioclasts, carbonate matrix and biota complexes.

## References

1. Scholle P. A., Ulmer-scholle D. S. A Color Guide to the Petrography of Carbonate Rocks. Tulsa, Oklahoma, U.S.A. American Association of Petroleum Geologists., 2003.
2. Flügel E. New Perspectives in Microfacies, in Microfacies of Carbonate Rocks. Berlin, Heidelberg. Springer., 2010.
3. Wilson J.L. Carbonate Facies in Geologic History. New York. Springer., 1975.



4. *Al-Areeq N.M., Al-Badani M.A., Salman A.H., Albaroot M.A.* Petroleum source rocks characterization and hydrocarbon generation of the Upper Jurassic succession in Jabal Ayban field, Sabatayn Basin, Yemen. *Egyptian*, 2018, no 4, pp. 835–851.

5. *Atta-Peters D., Achaegakwo C. A., Garrey P.* Palynofacies organic geochemical analyses and hydrocarbon potential of the Takoradi 11-1 Well, Saltpond Basin, Ghana. *Petroleum and Coal*, 2015, no 5. pp. 478–499.

6. *Abdula R. A., Ali M. A., Ahamad M. M., Hamad H. R.* Rock-Eval Pyrolysis Results from the Bijeel 1 Well, Kurdistan Region, Iraq. *Hunar RZANCO of Pure and Applied Sciences*, 2017, n. 3, pp. 33–42 p.

### **Bulk tests for determining the effect of oil properties on the foam quality**

***S. Zhanbossynova<sup>1</sup>, E. Saifullin<sup>1</sup>, S. Ivanov<sup>1</sup>***

1-KFU, Institute of geology and petroleum technologies

Scientific research supervisor: Dr. Mikhail Varfolomeev

E-mail: vma.ksu@gmail.com

#### **Abstract**

The effectiveness of foam application in enhanced oil recovery (EOR) is proven in many scientific researches [1-3]. At present the conformance control in reservoirs with extreme heterogeneity is an urgent problem for many companies. One of the proposed solutions is the foam/polymer-enhanced foam flooding. At the same time, the stability of the foam when it is injected into the formation becomes an important point. During this EOR method the foam directly contacts with the reservoir fluids, such as formation water and oil. This study represents the mechanisms and theories to explain the impact of different types of oil on the foam.

#### **Keywords**

Enhanced oil recovery, foam, polymer-enhanced foam, conformance control.

The present study is devoted to investigation of influence of oil with different viscosities and densities on foam stability to predict the behavior of foam flooding in presence of oil.

Table 1 – List of surfactants and polymers

№	Type	Effective concentration, wt%
Surfactants (foaming agents)		
1	Sulfonate (anionic)	15
2	Alkyl polyglucoside (nonionic)	50
3	Ethoxylated sulfate (anionic)	27
4	Betaine (amphoteric)	39
5	Sulfonate (anionic)	100
Polymers (stabilizers)		
1	HPAM, hydrolysis degree – 30%, M = 12·10 <sup>6</sup> g/mol	100
2	HPAM, hydrolysis degree – 30%, M = 20·10 <sup>6</sup> g/mol	100
3	HPAM, hydrolysis degree – 6%, M = 2.5·10 <sup>6</sup> g/mol	100
4	HPAM, hydrolysis degree – 22%, M = 20·10 <sup>6</sup> g/mol	100

The 5 surfactants as foaming agents, 4 stabilizers (table 1) and 3 types of oil with different properties (viscosity, density) were selected to provide the laboratory bulk tests.

For foam generation the previously prepared 100 mL surfactant solutions with concentration of 0.5 wt% were filled in the overhead stirrer and mixed for 10 minutes at rotation speed of 2000 rpm. After mixing the generated foam was immediately poured into 1000 mL glass cylinder. The foam rate was calculated as the rate the resulting volume of foam to the initial volume of solution. The half-life time is defined as the time from the end of generation process till the volume of solution reaches the half of its initial volume.

The tests were held up to 5 times to get an average value. Then the same mixes were made with addition of oil. The results of obtained foam rate and half-life times were analyzed.

The viscosity measurements were carried out using a rotary viscometer at 20 °C. At first, the solutions were placed into a thermo-controlled cell and then the viscosity was measured after 15 minutes. The shear rates were chosen depending on the viscosities range.

During the research all the surfactants were tested and the average foam rates and half-life times were obtained (table 2).

Table 2 – Foam rate and half-life time of surfactants.

Surfactant	Average foam rate	Average half-life time, sec
1	5.85	502
2	5.13	501
3	6.19	364
4	6	254
5	5.17	483

Then the tests were repeated with addition of oil (figure 1) and the impact of oil on the foam properties was observed.



Figure 1. The generated system oil + solution of surfactant 1.

According to the obtained results, theories of the influence of oil with different composition and properties on the quality of the generated foam were proposed. In general, the foam rate gradually decreases with increasing of oil volume, at the same time as the half-life time increases. The latter could be explained in terms of generation of foam from oil + surfactant solution with higher viscosity in relation to foam generated without oil, which in its turn prevents the liquid in foam lamellas to drainage.

At the same time, the influence of oil properties on foam rate and stability were observed. In summary, the higher the viscosity and density of oil, the higher the stability of foam. It's connected with microemulsion generation and thus the oil sticking in Plateau borders, what in its turn "lock" the water in lamellas.

### References

1. *Saifullin E. R. et al.* Nonylphenol Ethoxylate Surfactants Modified by Carboxyl Groups for Foam EOR at High-Salinity Conditions //Energies. – 2021. – T. 14. – №. 24. – C. 8205.
2. *Hirasaki, George J., Miller, Clarence A., and Maura Puerto.* "Recent Advances in Surfactant EOR." SPE J. 16 (2011): 889–907. doi: <https://doi.org/10.2118/115386-PA>
3. *Farajzadeh R. et al.* Foam-oil interaction in porous media: Implications for foam assisted enhanced oil recovery //SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia. – OnePetro, 2012.

## **Секция 8. Стендовые доклады**

**Оценка влияния таллатов никеля и кобальта на внутрипластовое преобразование высоковязкой нефти Туйметкинского месторождения РТ  
(Evaluation of the nickel and cobalt talates influence on the in-situ transformation of high-viscosity oil from the Tuimetkinskoe field of the Republic of Tatarstan)**

**З.Т. Абдрахимова<sup>1</sup>**

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Мухаматдинов И.И., к.т.н.

E-mail: abdrahimova-zal9875@mail.ru

**Аннотация**

Были синтезированы нефтерастворимые катализаторы акватермолиза: таллат никеля и кобальта. Проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти без и с добавлением в систему катализаторов в реакторе высокого давления. Использование катализаторов способствует снижению вязкости и изменению состава нефти. Отмечается повышение насыщенных и ароматических углеводородов и снижение содержания смол и асфальтенов. Проведено измерение размеров образовавшихся частиц методом сканирующей микроскопии, образуются частицы 40-60 нм.

**Abstract**

In this work, nickel and cobalt tallates were synthesized as oil-soluble catalysts for aquathermolysis. In addition, a physical simulation of the steam-thermal treatment of high-viscosity oil without and with the addition of catalysts to the system was carried out in a high-pressure reactor. The use of catalysts helps to reduce the viscosity and change the composition of the oil. As a result, there is an increase in saturated and aromatic hydrocarbons and a decrease in the content of resins and asphaltenes. In this context, the size of the particles formed was measured by scanning microscopy; particles of 40-60 nm are formed.

**Ключевые слова**

Акватермолиз, катализатор, высоковязкая нефть, таллаты никеля и кобальта, сканирующая электронная микроскопия, SARA-анализ.

**Keywords**

Aquathermolysis, catalyst, high viscosity oil, nickel and cobalt tallates, SEM, SARA.

В настоящее время тенденция добычи трудноизвлекаемых углеводородов с каждым годом набирает большую популярность на фоне истощения запасов легкой нефти и увеличения потребности энергоносителей. Ресурсы, извлечение которых осложнено и требуют новых методов добычи, называются нетрадиционными. К нетрадиционным ресурсам относят высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ) [1,2].

Разработка трудноизвлекаемых углеводородов сопровождается определенными сложностями, такие как высокое содержание гетеросодержащих и углеводородных соединений, недостаток легких фракций, что затрудняет подвижность нефти. Снижение нагрузки по переработке нетрадиционных углеводородов может быть достигнуто использованием каталитических процессов на стадии нефтеизвлечения [3,4].

В ходе выполнения работы были проведены эксперименты по лабораторному моделированию явления акватермолиза в реакторе высокого давления Parr Instruments. В качестве модельной системы загружалась эмульсия, состоящая из нефти и дистиллированной воды в соотношении 70:30 в присутствии нефтерастворимого катализатора и донора водорода. Эмульсия подвергалась определенному температурному воздействию 150-300 °С в течение 24 часов. Были определены вязкость образцов, компонентный состав методом SARA-анализа (рисунок 1), анализ распределения n-алканов насыщенных фракций исходной нефти и продуктов акватермолиза методом газовой хроматографии-масс-спектрометрии (ГХ-МС).

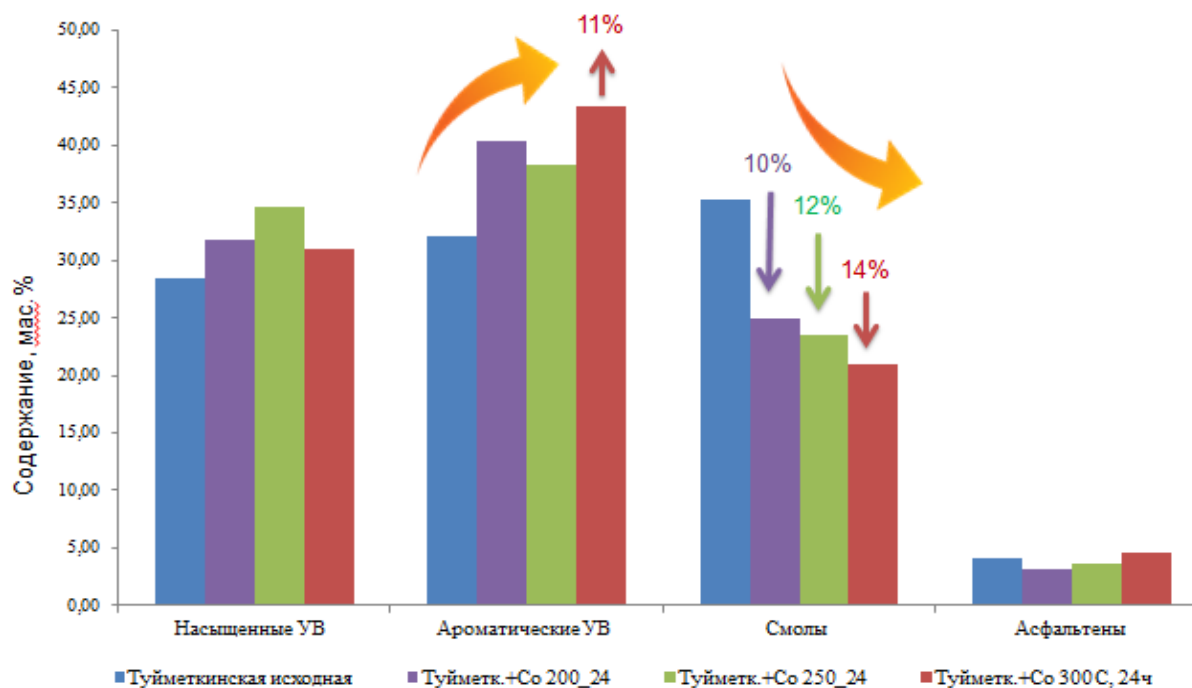


Рисунок 1 – Результаты SARA-анализа.

Представлен компонентный состав продуктов акватермолиза в присутствии катализатора на основе кобальта. Отмечается изменение содержания по фракциям, выражающееся в массовых процентах. При каталитическом взаимодействии при 250 градусах содержание смол снижается на 12%. Так же стоит отметить снижение содержания смол при 300 градусах на 14% и возрастание ароматических УВ на 11%.

Перспективами дальнейших исследований следует считать создание линейки смешанных катализаторов на основе 2-х и более переходных металлов для применения на нефти Туйметкинского месторождения.

Таким образом, воздействие разработанных каталитических комплексов приводит к увеличению содержания легких фракций и снижению тяжелых компонентов. Кроме этого, при наличии таллата кобальта образуются частицы размером 40-60 нм, что позволяет предположить отсутствие кольматирующего эффекта в пласте при применении паротепловых методов увеличения нефтеотдачи.

### Список литературы

1. *Абдрахимова З.Т., Мухаматдинова Р.Э., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Амерханов М.И.* Влияние прекурсора катализатора на внутрипластовое облагораживание высоковязкой нефти Туйметкинского месторождения // *Neftegaz.RU.* – 2021. - №8. – С. 116-119.;
2. *Якуцени В. П., Петрова Ю. Э., Суханов А. А.* Динамика доли относительного содержания трудноизвлекаемых запасов нефти в общем балансе // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* — 2007. — Т. 2.
3. *Муслимов Р. Х.* Трудноизвлекаемые запасы — основной ресурс нефтяной отрасли России // В кн.: *Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-практической конференции, Казань, 5–7 сентября 2012.* — Казань: ФЭН, 2012. — С. 273–278.
4. *Петрухина Н.Н.*, Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке, Москва, 2014, 205 стр.

## References

1. *Abdrahimova Z.T., Muhamatdinova R.Je., Muhamatdinov I.I., Vahin A.V., Amerhanov M.I.* Influence of a Catalyst Precursor on In-Situ Upgrading of High-Viscosity Oil of the Tuimetkinskoye Field. *Neftegaz.RU*, 2021, no.8, pp. 116-119;
2. *Jakuceni V. P., Petrova Ju. Je., Suhanov A. A.* Dynamics of the share of the relative content of hard-to-recover oil reserves in the overall balance. *Neftegazovaja geologija. Teorija i praktika*. 2007.
3. *Muslimov R. H.* Hard-to-recover reserves are the main resource of the Russian oil industry. Kazan, 2012. — С. 273–278.
4. *Petruhina N.N.*, Regulation of transformations of components of high-viscosity oils during their preparation for transport and processing. Moscow, 2014.

## Поиск залежей нефти в ачимовских отложениях на примере группы месторождений на разрабатываемой территории сургутского свода (Search for oil deposits in achimovsky sediments on the example of a group of deposits in the developed territory of the surgutsky valve)

*Ф.М. Атауллин<sup>1</sup>*

1-Уфимский государственный нефтяной технический университет  
Научный руководитель: Чибисов Александр Вячеславович, к.т.н.

E-mail: z077@mail.ru

## Аннотация

Сегодня изучение ачимовских отложений, как и других отложений, содержащих ТРИЗ, относят к современным научным трендам. Тем не менее, до сих пор нет подхода к поиску таких залежей на ачимовских отложениях, а крупные залежи открыты попутно. Также нет единого методического подхода к подбору интервалов опробования в случае разбуренности нижележащих горизонтов изучаемой территории. В данной работе выполнена попытка применения традиционных критериев прогнозирования нефтегазоносности непосредственно к ачимовским отложениям.

## Abstract

Today, the study of the Achimov deposits, as well as other deposits consisting the hard-to-extract reserves, is classified as a modern “scientific trend”. There is still no approach to searching for such deposits on the Achimov sediments. The large deposits were discovered along the way. Also, there is no single methodological approach to the selection of sampling intervals in the case of drilling of the underlying horizons of the study area. This scientific work makes an attempt to apply traditional criteria for predicting oil and gas content directly to the Achimov deposits.

## Ключевые слова

Ачимовская толща, клиноформы, литологически экранированная залежь, поиск углеводородов, критерии поисков, опробования.

## Keywords

Achimov strata, clinofolds beds, lithological reservoir, prospecting for hydrocarbons, search criteria, sampling.

Как правило, геологоразведочные работы не направлены на поиск углеводородов в ачимовских отложениях. Подавляющее большинство залежей на ачимовских толщах открыто попутно. Целенаправленные поиски УВ именно в ачимовских толщах начали набирать популярность только в последние годы. Большая часть известных залежей на ачимовских

толщах найдены попутно. В связи с чем отмечается, что на настоящий момент нет собственной методики поисков нефти на ачимовские отложения [1, 3].

В целом, к критериям прогнозирования нефтеносности недр обычно относят палеотектонические, палеогеографические, гидрогеохимические, литолого-фациальные, геохимические, геотермические и поверхностные нефтегазопроявления. Данные критерии носят в большей степени региональный характер и не подходят для применения к ачимовским отложениям ввиду их направленности на выявление перспективных структур площади в целом.

Касаемо ачимовских отложений можно выделить ряд самостоятельных локальных критериев нефтегазоносности. К первому блоку критериев в случае ачимовских отложений можно отнести выявление структурных неоднородностей. Вполне очевидно, что данный критерий требует детального картирования с вовлечением сейсморазведки и дополнительных усилий для интерпретации соответствующих горизонтов.

Другой блок критериев – литолого-фациальный, который включают возможность сорбирования породами углеводородов, то есть наличие коллектора пласта и покрышки. В ачимовских толщах хорошо развиты глинистые флюидоупоры, а развитие песчаного коллектора не повсеместно. Ачимовские отложения имеют довольно низкую песчанистость и соответственно низкие фильтрационные свойства, что, несомненно, влияет и на насыщение пластов. Именно поэтому литолого-фациальные критерии прогнозирования нефтеносности на ачимовских толщах являются доминирующими.

Литолого-фациальный критерий нефтегазоносности может выступать как в локальном плане, так и в региональном. Локальный план подразумевает прогнозирование эффективных толщин пласта по результатам прямого бурения или выявлений аналогии с эталонными участками на рассматриваемой территории. [2,4]

Региональный план подразумевает локализацию гипоцентров крупных клиноциклитов. Отмечается, что наибольшая песчанистость свойственна именно гипоцентрам, которые каптируются на структурных картах. Также отмечается, что в региональном плане степень уплотнения пород в гипоцентрах клиноциклитов значительно ниже за счет большего распространения песчаных разностей [6].

Также обособим критерий поверхностного нефтегазопроявления при прогнозировании нефтегазоносности. Применительно к глубокозалегающим горизонтам (таким как ачимовские толщи), можно трактовать этот критерий к проведению опробований в скважине и вероятно к нефтегазопроявлениям при бурении. Также сюда можно отнести газовый каротаж (и другие виды специального каротажа) в разрезе скважины.

Ачимовская толща представляет собой первую преграду на пути вертикальной миграции углеводородов из баженовской свиты вверх по разрезу. Наличие мощного флюидоупора ачимовской толщи, а также возможность сорбирования углеводородов позволяет утверждать, что ачимовские отложения могут выступать в качестве самостоятельного объекта поисков на нефть и газ [4].

Таким образом, можно отметить, что рабочими критериями для прогнозирования нефтеносности ачимовских отложений являются структурный и литолого-фациальный критерии. Причем литолого-фациальный критерий может играть большую роль, нежели структурный ввиду затрудненной внутрипластовой миграции флюидов в неоднородных пластах ачимовской толщи. Данные критерии рекомендуется применять вкуче с анализом информации по данным опробований и ГИС (по методике месторождений-аналогов).

### **Список литературы**

1. *Бакиров А.А.* Теоретические основы поисков нефти и газа: учебник для вузов / *Бакиров Э.А., Габриэлянц Г.А., Керимов В.Ю.* [и др.]; под редакцией Бакирова Э.А. и Керимова В.Ю. В 2-х кн. 4-ое изд. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012 – 412 с.;
2. *Букатов М.В.* Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследований / *Пескова Д.Н., Ненашева М.Г., Погребнюк С.А.* [и др.] – ПРОНефть. Профессионально о нефти №2 (8), июнь 2018 – стр. 16-21;



3. *Жарков А.М.* Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика – 2016. – Т. 11 – №4. – с. 1-12;

4. *Карагодин Ю.Н.* Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект: монография / Ершов С.В., Сафонов В.С. [и др.]; под редакцией акад. Трофимук. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996, 252с;

5. *Соин Д.А.* Особенности оценки потенциальных ресурсов углеводородов ачимовских и ниже-среднеюрских отложений северных районов Западной Сибири/ Скоробогатов В.А., Ковалёва Е.Д. // Вести газовой науки. – 2016. - №1(25). – с. 16-22;

6. *Шелепов В.В.* Опыт прогнозирования ачимовских песчаных тел в Когалымском регионе Западной Сибири/Чернова Л.И., Шихов С.А., Бродягин В.В., Пятаева И.А. // Вестник пермского государственного технического университета. Нефть и газ – 1999. – с. 32-34.

## References

1. *Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrie'lyants G.A., Kerimov V.Yu., Mstislavskaya L.P.* Theoretical foundations of oil and gas prospecting. Edited by *Bakirov E.A.* and *Kerimov V.Yu.* – Textbook for Universities 4th ed. - M.: Nedra Publ., 2012 - 412 p.;

2. *Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G., Pogrebnyuk S.A., Timoshenko G.M., Solodov D.V., Zhukov V.V., Bochkov A.S., Volkov G.V., Vishkevich A.A.* Key problems of development of Achimov deposits at different research scales – PRoneft. Professionally about oil Publ. №. 2 (8), June 2018 - p. 16-21;

3. *Zharkov A.M.* Features of the geological structure and forecast of the distribution of hydrocarbon deposits in the Achimov strata of Western Siberia – Neftegazovaya geologiya. Theory and Practice Publ., 2016., V. 11 - №. 4. - p. 1-12;

4. *Karagodin Yu.N., Ershov S.V., Safonov V.S.* etc. Priobskaya oil-bearing zone of Western Siberia: System - lithological aspect. - Novosibirsk: House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Publ., 1996, 252 p.;

5. *Soin D.A., Skorobogatov V.A., Kovaleva E.D.* Peculiarities of estimating potential hydrocarbon resources of achim and Lower-Middle-Jurassic deposits at Northern regions of Western Siberia// Vesti gazovoy nauki Publ., 2016. - № 1 (25). - p. 16-22;

6. *Shelepov V.V., Chernova L.I., Shikhov S.A., Brodyagin V.V., Pitaeva I.A.* Experience in forecasting Achimov sand bodies in the Kogalym region of Western Siberia // Bulletin of the Perm State Technical University. Oil and gas Publ., 1999. - p. 32-34.

## Оценка адсорбции ПАВ методом ВЭЖХ (Evaluation of surfactant adsorption by HPLC)

*Д.И. Валишева<sup>1</sup>, А.О. Малахов<sup>1</sup>*

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Сайфуллин Эмиль Ринатович, к.т.н.  
E-mail: mr.emilsr@gmail.com

## Аннотация

Проведена оценка эффективности определения величины сорбции поверхностно-активных веществ (ПАВ) на породе-коллекторе методом высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ). В ходе исследования был проведен комплексный анализ трех типов ПАВ с определением величин статической адсорбции для месторождения РТ (карбонатный коллектор). Определена зависимость величины сорбции от типа ПАВ.

## **Abstract**

The effectiveness of the method for determining the sorption value of surface-active substances (surfactants) using high-performance liquid chromatography (HPLC) was evaluated. The evaluation included a comprehensive analysis of three types of surfactants for the RT field (carbonate reservoir). One of the most important parts of the analysis was the amount of static adsorption. Moreover, the dependence of the sorption value on the type of surfactant was determined.

## **Ключевые слова**

Поверхностно активное вещество, сорбция, статическая адсорбция ПАВ, метод ВЭЖХ, обращённо-фазовая ВЭЖХ.

## **Keywords**

Surfactant, surfactant sorption, static adsorption of surfactants, HPLC method, reversed-phase chromatography.

ПАВ заводнение является одним из ведущих направлений химических МУН. Механизмы сорбции являются ключевыми для оценки характеристик ПАВ. Известно, что на разделе нефть-вода адсорбция ПАВ снижает межфазное натяжение (МФН), что позволяет каплям нефти растягиваться или изменять форму, что приводит к мобилизации захваченной нефти. Вторым механизмом является адсорбция на поверхности породы с изменением смачиваемости на гидрофильную, что влияет на изменение направления капиллярного давления воды, в результате чего активизируется самопроизвольное впитывание и улучшается проникновение воды в поры. Наилучшие результаты достигаются при синергетическом эффекте, заключенном в достижении низких значений МФН и изменении свойств породы на гидрофильные. Однако, величины сорбции на породе необходимо оценивать и прогнозировать для определения эффективных концентраций ПАВ в растворителях и экономического обоснования. [1]

Цель работы – оценка величины адсорбции ПАВ на породе-коллекторе методом ВЭЖХ.

Задачи: тестирование растворов ПАВ в свободном объеме; подготовка кернового материала; построение калибровочной кривой; проведение эксперимента по статической адсорбции ПАВ; анализ концентрации ПАВ методом ВЭЖХ; оценка адсорбции ПАВ за определенный период контакта с породой.

Исследование проводилось на дезинтегрированном карбонатном керне дисперсности 0,25 – 0,5 мм, для приготовления растворов ПАВ использовалась модель пластовой воды с минерализацией 20% масс. NaCl. Оценка адсорбции проводилась для трех типов ПАВ: неионогенный, анионно-неионогенный и анионный. Тесты свободного объема включают оценку растворимости, стабильности растворов ПАВ при пластовой температуре (25 °С) и минерализации 20% масс. NaCl.

Метод обращено-фазовой ВЭЖХ заключается в разделении веществ на основе различной полярности их молекул. Анализ ВЭЖХ заключается в количественной оценке содержания компонентов в растворе определяемой площадью пиков хроматограммы (рисунок 1). Таким образом для определения неизвестной концентрации строится калибровочная кривая зависимость площади от количества вещества [2].

Динамика адсорбции ПАВ включала скрининг через 12, 24, 48 и 168 часов после контакта с породой. Для каждого интервала измерения была приготовлена отдельная проба раствора ПАВ с породой. Раствор ПАВ смешивают с дезинтегрированным керном в соотношении, при котором максимальная адсорбция ПАВ не превышает значение 1 мг ПАВ на 1 г породы.

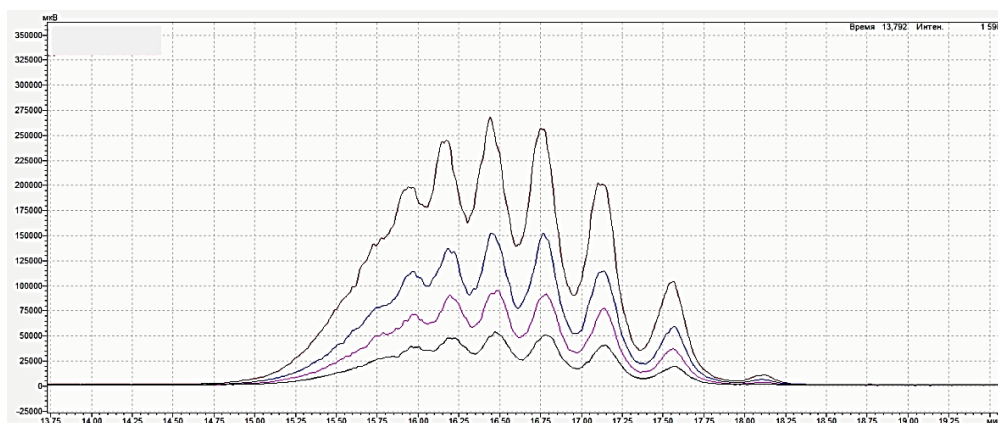


Рисунок 1 – Вид хроматограммы калибровочных заколов.

В результате получены графики и величины статической адсорбции ПАВ (рисунок 2). Наименьшую величину адсорбции показал анионно-неионогенный ПАВ (0,822 мг/г). Наибольшая адсорбция наблюдалась у неионогенного ПАВ (2,02 мг/г). Вероятно, это связано с сильной нестабильностью данного типа ПАВ в 20% масс. растворе NaCl. Анионный тип имел адсорбцию 0,934 мг/г. Использование более сложных соединений, комбинирующих ключевые свойства типов ПАВ, является перспективным направлением разработки. Метод ВЭЖХ позволяет проводить оценку концентрации ПАВ на новом качественном уровне.

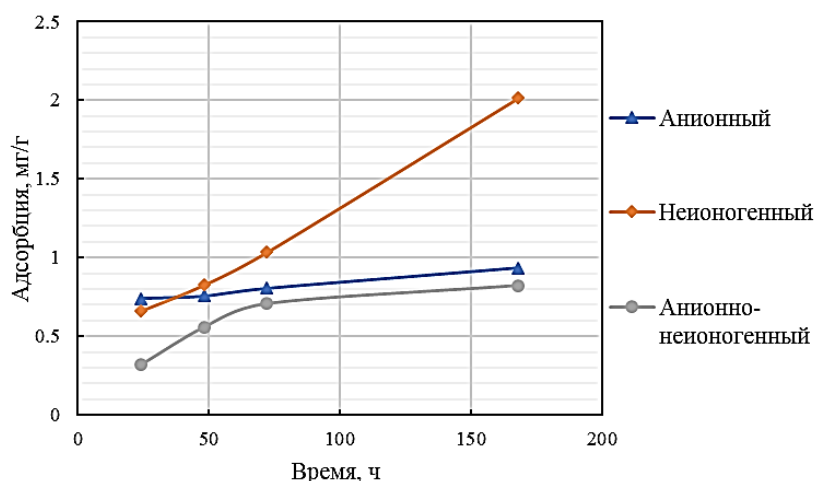


Рисунок 2 – Адсорбция ПАВ.

### Список литературы

1. O. Malahov et al., "Screening of Surfactants for Flooding at High-Mineralization Conditions: Two Production Zones of Carbonate Reservoir," *Energies*, vol. 15, no. 2, 2022, doi: 10.3390/en15020411.
2. H. Kesarwani, A. Saxena, A. Mandal, and S. Sharma, "Anionic/nonionic surfactant mixture for enhanced oil recovery through the investigation of adsorption, interfacial, rheological, and rock wetting characteristics," *Energy and Fuels*, vol. 35, no. 4, 2021, doi: 10.1021/acs.energyfuels.0c03767.

### References

1. O. Malahov et al., "Screening of Surfactants for Flooding at High-Mineralization Conditions: Two Production Zones of Carbonate Reservoir," *Energies*, vol. 15, no. 2, 2022, doi: 10.3390/en15020411.
2. H. Kesarwani, A. Saxena, A. Mandal, and S. Sharma, "Anionic/nonionic surfactant mixture for enhanced oil recovery through the investigation of adsorption, interfacial, rheological, and rock wetting characteristics," *Energy and Fuels*, vol. 35, no. 4, 2021, doi: 10.1021/acs.energyfuels.0c03767.

## Особенности химического состава высоковязких нефтей Республики Татарстан и Куба (Features of the chemical composition of high-viscosity oils Republic of Tatarstan and Cuba)

Д.Р. Вишнякова<sup>1</sup>

1- К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Мухаматдинова Р.Э. к.х.н, н.с.

E-mail: rezedat89@mail.ru

### **Аннотация**

В данной работе проведено исследование химического состава и генезиса высоковязких нефтей (ВВН) месторождения Бока де Харуко и Ашальчинского месторождения на основе биомаркерных соотношений. Целью работы является выявление и изучение различий и общих черт, закономерностей нефтей. Полученные данные могут помочь в будущем для выбора оптимального метода добычи, что позволит сэкономить время и средства. Также полученные данные могут быть полезны для прогноза перспектив нефтегазоносности малоизученных регионов, нетрадиционных коллекторов и качества добываемого сырья.

### **Abstract**

In this work, we studied the chemical composition and genesis of high-viscosity oils (HVOs) from the Boca de Jaruco and Ashalchinskoye fields based on biomarker ratios. The purpose of the work is to identify and study the differences and common features, regularities of oils. The data obtained can help in the future to select the optimal mining method, which will save time and money. Also, the obtained data can be useful for predicting the prospects for oil and gas potential in little-studied regions, unconventional reservoirs and the quality of the extracted raw materials.

### **Ключевые слова**

Высоковязкая нефть, природные битумы, биомаркеры.

### **Keywords**

High-viscosity oil, natural bitumen, biomarkers.

Повышенный интерес к тяжелым высоковязким нефтям и природным битумам (ПБ) возник в связи с тем, что они являются перспективным сырьем в нефтяной отрасли, поскольку запасы легкой нефти находятся на стадии истощения. Однако добычу и транспортировку тяжелых нефтей и природных битумов усложняют содержащиеся в их составе в значительном количестве ароматические и смолисто-асфальтеновые соединения, высокие концентрации серосодержащих веществ и металлов.

ВВН и ПБ в последние десятилетия все больше привлекают внимание исследователей, поскольку они являются перспективным сырьем на фоне истощения запасов нефтей малой и средней вязкости. Запасы аномальных высоковязких нефтей значительно превышают запасы легких и маловязких нефтей [1]. В промышленно развитых странах они рассматриваются не столько как резерв добычи нефти, сколько в качестве основной базы её развития на ближайшие годы. Поэтому представляло интерес исследовать различные высоковязкие нефти, определить генезис органического вещества (ОВ), определить соотношения биомаркерных углеводородов (УВ).

Фракции насыщенных УВ нефтей были получены по методу SARA по ASTM D 4124-09. Полученную фракцию исследовали на приборе хромато-масс-спектрометре с масселективным детектором «Хроматэк-Кристалл 5000-ICQ» (ThermoScientific, Хроматэк) с использованием компьютерной обработки данных в режиме SIM. Все спектры сняты при энергии ионизации 70 эВ. Идентификация отдельных углеводородных соединений производилась на базе библиотеки NIST, а также с помощью литературных данных.

В качестве объектов исследования были выбраны высоковязкие нефти месторождения Бока де Харуко (Республика Куба) и Ашальчинского месторождения (Россия, Республика Татарстан).

Таблица 1 – Геохимические характеристики исследованных нефтей

Характеристики		Нефть месторождения Бока де Харуко	Нефть Ашальчинского месторождения
Вязкость при 20 °С, мПа·с		271000	3306
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>		1055	959,7
Групповой состав, %	Насыщенные УВ	19,7	26,5
	Ароматические УВ	20,2	40
	Смолы	42,8	27
	Асфальтены	17,3	6,5
Ациклические УВ	Пристан/Фитан	2,14	0,59
	K <sub>i</sub>	0,85	11,09
	Пристан/C17	1,00	8,00
	Фитан/C18	0,65	14,41
	(C15+C17)/(2*C16)	0,98	0,67
Циклические УВ (гопаны)	Ts/Tm	2,52	4,32
	C <sub>34</sub> /C <sub>35</sub>	1,00	1,08

Как видно из таблицы, исследованные нефти имеют высокую плотность и относятся к тяжелым нефтям (таблица 1). Значения вязкости также свидетельствуют, что нефти являются высоковязкими. Групповой состав исследованных нефтей существенно отличается: в Кубинской нефти содержатся больше смолистых соединений, в Татарстанской преобладают ароматические УВ. За счет содержания большого количества смолистых соединений и асфальтенов нефть месторождения Бока де Харуко имеет сверхвысокую вязкость.

По биомаркерным соотношениям возможно определить генезис исходного ОВ нефти, условия осадконакопления, зрелость нефти. Так, по ациклическим УВ можно предположить о генезисе ОВ: значение соотношения Пристан/Фитан < 0,8 характерно для морского генезиса ОВ и восстановительных условий осадконакопления; Пристан/Фитан > 3 соответствует континентальному генезису ОВ и окислительным условиям, значения Пристан/Фитан = 0,8-3 характерно для смешанных или неопределенных условий. Значение коэффициента изопреноидности K<sub>i</sub> = 0,2-1 соответствует морскому генезису ОВ, K<sub>i</sub> < 0,2 – континентальному генезису. Если значение соотношения алканов нормального строения (C15+C17)/(2×C16) < 1,2, то ОВ будет иметь морской генезис [3].

Для нефти месторождения Бока де Харуко соотношение Пристан/Фитан = 2,14, что соответствует смешанным или неопределенным условиям. Однако по коэффициенту изопреноидности и соотношению (C15+C17)/(2×C16) можно сделать предположение, что ОВ имеет морской генезис.

Для нефти Ашальчинского месторождения соотношение Пристан/Фитан = 0,59, что характерно для нефтей морского генезиса и восстановительным условиям осадконакопления, также о морском происхождении свидетельствует соотношение алканов C<sub>15</sub>-C<sub>17</sub> нормального строения.

В исследованных образцах нефти присутствуют в большом количестве гопановые УВ, что характерно для ОВ морского генезиса. Значение Ts/Tm соответствует зрелости: чем больше значение, тем выше степень зрелости нефти. Показатель соотношения гомогопанов C<sub>34</sub>/C<sub>35</sub> < 1

в нефтях морских фаций, в нефтях континентального генезиса - C34>C35. Относительно высокие значения гомогепана C35 могут быть показателем морского генезиса ОВ и восстановительных условий осадконакопления [4].

Проведена сравнительная характеристика высоковязких нефтей месторождения Бока де Харуко (Республика Куба) и Ашальчинского месторождения (Россия, Татарстан). Методом хроматомасс-спектропии идентифицированы циклические и ациклические УВ нефти, осуществлен расчёт соотношений биомаркерных углеводородов. Сделано предположение, что ОВ исследованных нефтей имеет морской генезис и восстановительные условия накопления.

#### Список литературы

1. *Баширцева Н.Ю.* Структура сырьевой базы и добычи нефти в мире // Казань : Казанский национальный исследовательский технологический университет. 2015. С. 83.
2. *Петров А.А.* Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984.
3. *Соболева Е.В., Гусева А.Н.* Химия горючих ископаемых. М.: Издательство Московского университета, 2010.
4. *Каширцев В.А.* Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск: ЯФ Изд- ва СО РАН, 2003.

#### References

1. *Bashkirtseva N.Yu.* The Structure of the Resource Base and Oil Production in the World // Kazan: Kazan National Research Technological University. 2015, 83 p.
2. *Petrov A.A.* Petroleum Hydrocarbons. Moscow: Nauka, 1984, 264 p.
3. *Soboleva E.V., Guseva A.N.* Chemistry of Fossil Fuels. Moscow: Moscow University Press, 2010, 312 p.
4. *Kashirtsev V.A.* Organic Geochemistry of Naphthides From the East of the Siberian Platform. Yakutsk: YaF Publishing House of SO RAN, 2003, 160 p.

#### Исследование генезиса и состава органического вещества пород из обнажений в центральной и южной частях о. Сахалин на основе пиролиза и биомаркерного анализа экстрактов методом ГХ×ГХ-МС

(The study of organic matter composition and genesis using pyrolysis and GC×GC-TOFMS for outcrop samples from the central and southern parts of Sakhalin)

*А.В. Гончарова<sup>1</sup>, Е.А. Леушина<sup>1</sup>, Т.Е. Шкутина<sup>2</sup>*

1 - Сколковский институт науки и технологий

2 - ООО СахалинНИПИ нефти и газа

Научный руководитель: Спасенных Михаил Юрьевич, к.х.н.

E-mail: A.Goncharova@skoltech.ru

#### Аннотация

Проведены геохимические исследования верхнемеловых, палеогеновых и неогеновых пород из обнажений в южной части о. Сахалин, анализ генезиса органического вещества пород различных свит по разрезу, а также оценен нефтегазогенерационный потенциал в сравнении с продуктивной пильской свитой (северная часть острова) на основании пиролиза пород и анализа молекулярного и биомаркерного состава экстрактов методом двумерной хромато-масс-спектрометрии (ГХхГХ-МС). Актуальность работы обусловлена возможностью расширения ресурсной базы региона по результатам бассейнового моделирования с использованием уточненных геохимических характеристик отложений.

## Abstract

Geochemical studies were carried out on outcrop samples from Upper Cretaceous, Paleogene and Neogene deposits collected in the southern part Sakhalin. The genesis of the organic matter along the stratigraphical units was estimated, and petroleum generation potential was estimated and compared to Pilskaya Formation rocks (northern part of Sakhalin) based on the pyrolysis of rock samples and molecular composition of extracts analyzed using two-dimensional chromatography-mass spectrometry (GCxGC-TOFMS). The results are to be applied in basin modeling for evaluation of petroleum resources in the region.

## Ключевые слова

Органическое вещество, Сахалин, биомаркерный анализ, генезис, обнажения.

## Keywords

Organic matter, Sakhalin, biomarker analysis, genesis, outcrop samples.

В настоящее время геохимические данные по органическому веществу нефтематеринских отложений о. Сахалин накоплены в основном для северной части острова, где осуществляется наиболее интенсивная разведка и добыча углеводородов [1]. В работе приведены результаты исследований генезиса и генерационного потенциала отложений центрального и южного районов острова по молекулярным и биомаркерным характеристикам, что расширяет возможности моделирования углеводородных систем с целью прогноза нефтегазоносности.

Проведен анализ коллекции образцов пород, отобранных из обнажений нефтематеринских свит. Выделены и изучены 20 экстрактов из пород верхнемелового (жонкиерская, славянская, туровская свиты), палеогенового (нижнедуйская, снежинкинская, пиленгская, люкаминская свиты) и неогенового возраста (курасийская, верхнедуйская, помырская, венгерийская, каскадная, борская свиты в сравнении с пильской свитой (север)).

Геохимический анализ включал пиролиз породы по методу Рок-Эвал для измерения содержания органического углерода ТОС, водородного и кислородного индексов на пиролизаторе НАWK RW. Для оценки состава нефтяных углеводородов и гетероатомных соединений нефтяного ряда и биомаркерного анализа была проведена экстракция хлороформом в аппарате Сокслета порошков породы и хромато-масс-спектрометрический анализ экстрактов методом ГХ×ГХ-МС/ПИД (Pegasus 4D).

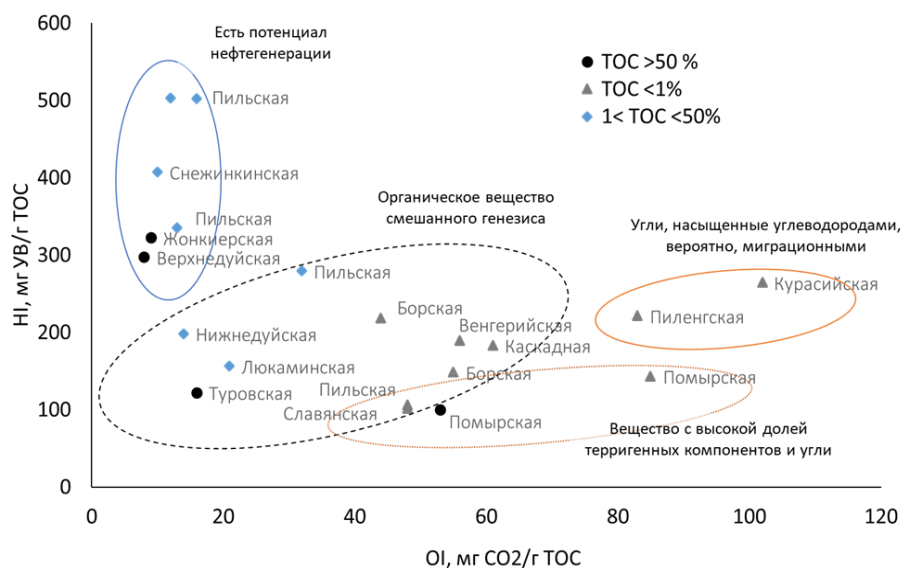


Рисунок 1 - Модифицированная диаграмма Ван Кревелена для оценки генезиса органического вещества пород из обнажений на о. Сахалин по данным пиролиза породы.

Среди верхнемеловых отложений (3 образца) были исследованы – алевро-аргиллит славянской свиты и два образца угля туровской и жонкиерской свит. Наибольший интерес представляют угли с достаточно высоким водородным индексом  $HI > 100$ , потенциально обладающие потенциалом нефтегенерации (Рисунок 1).

Отложения палеогеновой системы представлены 4 образцами: люкаминской, нижнедуйской и снежинкинской свит (эоцен) и пиленгской свиты (олигоцен). Образцы разнятся по составу, но для всех отмечена значительная доля террагенного органического вещества низкой степени зрелости. В образце пиленгской свиты (опока) распределение биомаркеров указывает на морской источник углеводородов (Рисунок 2), вероятно, миграционных, что обуславливает нетипично высокий  $HI$  (водородный индекс, аналог  $H/C$ ) при высоком  $OI$  (кислородный индекс, аналог  $O/C$ ). Уголь нижнедуйской свиты содержит термически зрелые углеводороды, без стеранов и гопанов, с максимумом распределения алканов в низкомолкулярной области. Таким образом, в отложениях палеогеновой системы возможны интервалы нефтенасыщенных коллекторов, вероятнее всего, обусловленное присутствием миграционного флюида.

В отложениях неогеновой системы – 5 образцах пород пильской свиты, а также в породах каскадной, венгерийской и курасийской свит отмечено сходство состава экстрактов: бимодальное распределение  $n$ -алканов и состав биомаркеров отвечают веществу смешанного генезиса. Пильская свита привлекает особое внимание благодаря потенциальной нефтегазоносности [2]. Изученные в работе образцы из обнажений пильской свиты содержат гумусово-сапропелевое вещество, биодegradированное, но с наибольшими в коллекции водородными индексами  $HI > 250$ . В образцах каскадной и венгерийской свит вещество имеет также смешанный генезис, но с преобладанием террагенной компоненты, по сравнению с пильской свитой их генерационный потенциал ниже,  $HI$  около 200. Образцы борской свиты (алевролиты кремнистые) содержат небольшое количество органического вещества, и не представляют интереса с точки зрения нефтегенерации. В углях помырской свиты отмечено нефтенасыщение: экстракты содержат обилие производных карбоновых кислот, спиртов, альдегидов и других кислородсодержащих соединений, генезис которых предстоит установить. В экстракте верхнедуйской свиты найдено экстремально высокое отношение пристана к фитану и другие признаки террагенного вещества, при этом углеводороды экстракта являются смесью сингенетичного и миграционного флюида.

По результатам комплексного геохимического исследования мезо-кайнозойских пород в южной части о. Сахалин были выделены группы образцов морского, континентального и смешанного генезиса органического вещества, обозначены потенциально аккумулярующие и нефтематеринские породы. Изучение данного района является перспективным направлением в контексте установления характеристик отложений и реконструкции условий их формирования для использования результатов в бассейновом моделировании и увеличения ресурсной базы для разведки и добычи ценных углеводородов.

Авторы выражают благодарность научному руководителю, а также Левину А.В. за предоставленную коллекцию образцов и Козловой Е.В. за помощь в геохимическом анализе. Работа поддержана Министерством науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2020-119 в рамках программы развития НЦМУ.



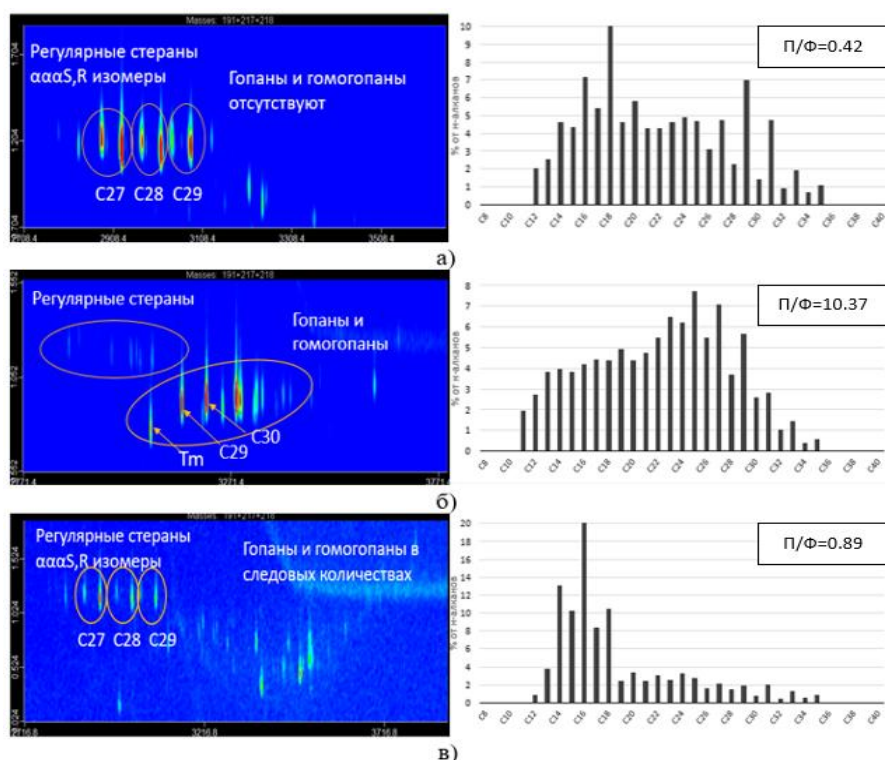


Рисунок 2 – Молекулярно-массовое распределение n-алканов и основные биомаркеры для образцов породы из обнажений о.Сахалин: а) пильской (миоцен), б) жонкиерской (верхнемеловые отложения), в) пиленгской свит (олигоцен).

### Список литературы

1. Маргулис Л.С. Дальневосточный потенциал. Достижения и проблемы в освоении нефтегазового региона // Oil&Gas journal. - 2010. - № 7-8. - С. 62-68.
2. Гладенков Ю.Б., Баженова О.К., Гречин В.И., Маргулис Л.С., Сальников Б.А. Кайнозой Сахалина и его нефтегазоносность. М.: ГЕОС, 2002. — 225 с.

### References

1. Margulis L.S. Far Eastern potential. Achievements and challenges in the development of the oil and gas region. Oil&Gas journal- Oil&Gas journal, 2010, no. 7-8, pp. 62-68.
2. Gladenkov Ju.B., Bazhenova O.K., Grechin V.I., Margulis L.S., Sal'nikov B.A. The Cenozoic of Sakhalin and its oil and gas potential. Moscow, GEOS Publ.,2002, p. 225.

### Селективное газоблокирование стабилизированными пенами в гетерогенном газонефтяном коллекторе (Selective gas blocking with stabilized foams in a heterogeneous gas-oil reservoir)

Д.А. Жарков<sup>1</sup>

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
 Научный руководитель: Сайфуллин Эмиль Ринатович, к.н.  
 E-mail: mr.emilsr@gmail.com

### Аннотация

В данной работе произведена работа по подбору оптимального пеногенерирующего состава, а также оценка эффективности селективного газоблокирования данного состава. Одним из важнейших свойств пены является зависимости вязкости пены от проницаемости. При увеличении проницаемости (до определенных значений) происходит нелинейное увеличение кажущейся вязкости. Для увеличения стабильности пены был подобран полимер. С

помощью фильтрационных экспериментов было установлено оптимальное соотношение газа к общему объему газожидкостной смеси – 0,65. Фильтрационные эксперименты на кернах с различной проницаемостью показали, газоблокирующая способность раствора поверхностно-активного вещества/полимера лучше в зонах с высокой проницаемостью, что необходимо для блокировки высокопроницаемой зоны.

### **Abstract**

In this work, work the selection of the optimal foam-generating composition, as well as an assessment of the effectiveness of selective gas blocking of a composition was done. Foam viscosity has a nonlinear dependence on permeability. Permeability increasing lead to apparent viscosity increasing up to some value. To increase the stability of the foam, a polymer was selected. The optimal ratio of gas to the total volume of the gas-liquid mixture was established by filtration experiments. Filtration experiments on cores with different permeability have shown that the gas-blocking ability of the surfactant/polymer solution is better in high permeability zones, which is necessary to block the high permeability zone.

### **Ключевые слова**

Увеличение нефтеотдачи, динамика пены, перепад давления, метод закачки газа, концентрация, стабильность, оценка коллектора, поток пены в пористой среде, полимер, эксперимент.

### **Keywords**

Enhanced recovery, fluid dynamics, pressure drop, gas injection method, concentration, stability, reservoir evaluation, flow in porous media, polymer, experiment.

За основу было взято месторождение «Х», на котором в настоящее время наблюдается прорыв газа из газовой шапки в эксплуатационные скважины из-за сильной неоднородности пород по проницаемости. Месторождение разрабатывается с применением горизонтальных скважин, длина которых достигает 1000-1500 м. В качестве источника естественной энергии пласта используется газовая шапка. Одним из наиболее перспективных методов блокирования такого газа может стать закачка пены через добывающие скважины. Однако нужно учитывать, что закачка пены через добывающую скважину отличается от закачки в нагнетательную с более глубоким контролем подвижности или выравнивания профиля. В данной работе представлены подробные лабораторные исследования по подбору пенообразующей системы для блокирования газа в добывающей скважине. Одним из важнейших свойств пены является зависимости вязкости пены от проницаемости. При увеличении проницаемости (до определенных значений) происходит нелинейное увеличение кажущейся вязкости. Пена обладает хорошей способностью контролировать подвижность и отводить жидкость для многофазного потока в пористой среде. Эта особенность делает пену отличным средством для выборочного блокирования зон с высокой проницаемостью как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, что, таким образом, может выровнять профиль приемистости и повысить эффективность вытеснения [1].

Для повышения стабильности пены, особенно для применения на добывающих скважинах, используются полимеры [2]. Это позволяет увеличить вязкость раствора композиции, что снижает скорость гравитационного дренажа жидкости из ламелей пены и повышает стабильность пены [3].

Целью работы данной работы являлись лабораторные исследования пенообразующих растворов в свободном объеме, а также фильтрационные исследования для подбора оптимальной композиций растворов ПАВ и полимера.

В ходе работы были исследованы пять пенообразующих составов и четыре полимерных стабилизатора. Для оценки и сравнения исследовались пенообразующая способность растворов, стабильность пены и влияние нефти на кратность пены и скорость полураспада.

Кроме того, были проведены фильтрационные исследования в пластовых условиях для определения оптимального режима закачки путем оценки кажущейся вязкости, градиента давления прорыва, фактора сопротивления и фактора остаточного сопротивления.

В результате были подобраны ПАВ и полимер, а также оптимальные концентрации для них установлено, что при определенном соотношении нефти к раствору пены (примерно ниже 1:1) и дальнейшем увеличении объема нефти, медленно снижается кратность пены, но значительно увеличивается период полураспада, что благоприятно для применения пены в добывающей скважине. Эксперименты по фильтрации показали, что кажущаяся вязкость в керне сначала увеличивается, а затем уменьшается с качеством пены (отношение объема газа к объему пены (газ + жидкость)). Фильтрационные эксперименты на кернях с различной проницаемостью показали, газоблокирующая способность раствора поверхностно-активного вещества/полимера лучше в кернях с высокой проницаемостью.

### Список литературы

1. *Farajzadeh, R.* Foam films stabilized with alpha olefin sulfonate (AOS) / Farajzadeh, R., Krastev, R., & Zitha, P. L. J. // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 324(1–3). – 2008 – P. 35–40.
2. *Hou, J.* Experiments on foam texture under high pressure in porous media / Hou, J., Du, Q., Li, Z., Pan, G., Lu, X., & Zhou, K. // *Flow Measurement and Instrumentation*, 33. – 2013 – P. 68–76.
3. *Lee, H. O.* Change in apparent viscosity of CO<sub>2</sub> foam with rock permeability / Lee, H. O., Heller, J. P., & Hofer, A. M. W. // *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 6(4). – 1991 – P. 421–428.

### References

1. *Farajzadeh, R.* Foam films stabilized with alpha olefin sulfonate (AOS) / Farajzadeh, R., Krastev, R., & Zitha, P. L. J. // *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 324(1–3). – 2008 – P. 35–40.
2. *Hou, J.* Experiments on foam texture under high pressure in porous media / Hou, J., Du, Q., Li, Z., Pan, G., Lu, X., & Zhou, K. // *Flow Measurement and Instrumentation*, 33. – 2013 – P. 68–76.
3. *Lee, H. O.* Change in apparent viscosity of CO<sub>2</sub> foam with rock permeability / Lee, H. O., Heller, J. P., & Hofer, A. M. W. // *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 6(4). – 1991 – P. 421–428.

## Исследование алюмосиликатных галлуазитных нанотрубок в качестве компонента цеолитсодержащего катализатора в гидрировании углекислого газа (Investigation of aluminosilicate galloisite nanotubes as a component of a zeolite-containing catalyst in carbon dioxide hydrogenation)

***Е.М. Смирнова<sup>1</sup>, А.П. Глотов<sup>1</sup>***

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Научный руководитель: Винокуров Владимир Арнольдович, д.х.н.

E-mail: smirnova.em94@gmail.com

### Аннотация

Создан новый полифункциональный микро-мезопористый наноструктурированный катализатор на основе алюмосиликатных нанотрубок галлуазита и цеолита типа MFI в гидрировании углекислого газа.

### Abstract

A new polyfunctional micro-mesoporous nanostructured catalyst based on aluminosilicate nanotubes of halloisite and MFI-type zeolite in carbon dioxide hydrogenation has been created.

## Ключевые слова

Галлуазит, MFI, углекислый газ, катализаторы, гидрирование, микро-мезопористые материалы.

## Keywords

Halloysite, MFI, carbon dioxide, catalysts, hydrogenation, micro-mesoporous materials.

За последние столетие, при сжигании ископаемого топлива: угля, нефти и природного газа наблюдается рост выбросов в атмосферу углекислого газа. Увеличение количества  $\text{CO}_2$  в атмосфере способствует росту глобального потепления и изменению климата из-за «парникового эффекта». Возможны три стратегии по снижению количества  $\text{CO}_2$ : уменьшение количества производимого  $\text{CO}_2$ , хранение  $\text{CO}_2$  и переработка [1]. Использование  $\text{CO}_2$  в качестве сырья для производства химикатов не только способствует смягчению последствий глобальных климатических изменений, вызванных увеличением выбросов  $\text{CO}_2$ , но и способствует изучению новых концепций и возможностей для каталитического и промышленного развития [2].

Наиболее интересной и перспективной стратегией по снижению количества углекислого газа в атмосфере является его переработка до углеводородов. В зависимости от катализаторов, а именно носителя, связующего, активного центра, промотора и условий реакций  $\text{CO}_2$  можно использовать для получения  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ , метанола, спирт, метиловый эфир, углеводороды  $\text{C}_2^+$  [3].

Процесс превращения  $\text{CO}_2$  в углеводороды изучен на различных типах цеолитсодержащих катализаторов на основе ZSM-5, SAPO-34 [3]. Однако данные материалы имеют ряд недостатков: малый диаметр пор носителя, что способствует снижению селективности по целевым продуктам реакции, а также быстрой дезактивации катализатора вследствие накопления кокса в узких каналах носителя, высокая стоимость цеолита из-за применения в синтезе дорогостоящих реагентов.

Решением существующих проблем может стать применение в качестве компонентов катализаторов микро-мезопористых носителей, обладающих умеренной кислотностью. Это позволит минимизировать негативное влияние стерических ограничений и массопереноса, при этом сохранить высокие значения селективности по целевым продуктам. Перспективным мезопористым компонентом являются алюмосиликатные нанотрубки галлуазита.

Галлуазитные нанотрубки (ГНТ) представляют собой природный алюмосиликатный минерал с молекулярной формулой  $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4 \cdot n\text{H}_2\text{O}$  ( $n = 0, 2$ ). ГНТ обладают многослойной трубчатой структурой с длиной трубок 0,5-2,0 мкм, внутренним диаметром 10-30 нм и внешним диаметром 50-100 нм. Внутренняя ( $\text{Al}(\text{OH})_3$ ) и внешняя ( $\text{SiO}_2$ ) поверхности природного материала разноименно заряжены и поэтому проявляют разные химические свойства, которые позволяют осуществлять селективную модификацию нанотрубок [4].

В данной работе были исследованы железосодержащие катализаторы на основе цеолита типа ZSM-5, SAPO-34 и алюмосиликатных нанотрубок галлуазита в гидрировании  $\text{CO}_2$ . Разработка микро-мезопористого цеолитного материала была задумана для предотвращения дезактивации и улучшения селективности по олефинам и углеводородам бензинового ряда.

Синтезированные катализаторы Fe/ZSM-5/ГНТ, Fe/SAPO-34/ГНТ были исследованы физико-химическими методами анализа (рентгенофазовый анализ, низкотемпературная адсорбция-десорбция азота, элементный анализ, просвечивающая и растровая электронные микроскопии), которые показали, что все катализаторы микро-мезопористые, с содержанием железа 5% масс., с кристалличностью выше 95%.

Активность катализаторов Fe/ZSM-5/ГНТ, Fe/SAPO-34/ГНТ будет изучена в проточной каталитической установке, оборудованной реактором из нержавеющей стали с неподвижным слоем катализатора в гидрировании углекислого газа в диапазоне температур 320 – 400°C, давлении 2 – 3 Мпа, GHSV 1200 – 5400 ч<sup>-1</sup>, соотношение  $\text{H}_2/\text{CO}_2 = 3$ .

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-38-90269.

### Список литературы

1. *Mikkelsen M., Jørgensen M., Krebs F. C.* The teraton challenge. A review of fixation and transformation of carbon dioxide. *Energy & Environmental Science*, 2010, vol. 3, no. 1, pp.43-81.
2. *Centi G., Perathoner S.* Heterogeneous catalytic reactions with CO<sub>2</sub>: Status and perspectives. *Studies in surface science and catalysis*, 2004, vol. 153, pp. 1-8.
3. *Sharma P. et al.* Recent advances in hydrogenation of CO<sub>2</sub> into hydrocarbons via methanol intermediate over heterogeneous catalysts. *Catalysis Science & Technology*, 2021, vol. 11, no.5, pp. 1665-1697.

### References

1. *Mikkelsen M., Jørgensen M., Krebs F. C.* The teraton challenge. A review of fixation and transformation of carbon dioxide. *Energy & Environmental Science*, 2010, vol. 3, no. 1, pp.43-81.
2. *Centi G., Perathoner S.* Heterogeneous catalytic reactions with CO<sub>2</sub>: Status and perspectives. *Studies in surface science and catalysis*, 2004, vol. 153, pp. 1-8.
3. *Sharma P. et al.* Recent advances in hydrogenation of CO<sub>2</sub> into hydrocarbons via methanol intermediate over heterogeneous catalysts. *Catalysis Science & Technology*, 2021, vol. 11, no.5, pp. 1665-1697.
4. *Glotov A., Vutolkina A., Pimerzin A., Vinokurov V., Lvov Y.* Clay nanotube-metal core/shell catalysts for hydroprocesses, *Chemical Society Reviews*, 2021, vol. 50, pp. 9240-9277.

### Идентификация коэффициентов граничных условий с помощью балансовой модели нефтяного пласта (Identification of boundary condition coefficients using the balance model of an oil reservoir)

*Д.И. Усманов<sup>1</sup>*

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Поташев К.А. д.ф.-м.н., доцент  
E-mail: damirusm01@gmail.com

### Аннотация

Основной целью работы является ответ на вопрос о правильной постановке граничных условий при построении фильтрационных моделей нефтяного пласта. Для решения данной задачи удобно использовать интегральную модель материального баланса пласта, при этом объединив все скважины в один источник. В работе приведены результаты модельных расчетов на примере одномерной плоскорадиальной задачи упругого режима фильтрации в однородном круговом пласте с одиночной скважиной, когда постановка граничных условий сводится к определению только одного коэффициента.

### Abstract

The main purpose of the work is to answer the question of the correct formulation of boundary conditions in the construction of filtration models of an oil reservoir. To solve this problem, it is convenient to use an integral reservoir material balance model, while combining all wells into one source. The paper presents the results of model calculations on the example of a one-dimensional plane-radial problem of the elastic regime of filtration in a homogeneous circular reservoir with a single well, when setting the boundary conditions is reduced to determining only one coefficient.

### Ключевые слова

Фильтрационные модели, граничные условия, интегральная модель материального баланса пласта, плоскорадиальная задача.

## Keywords

Filtration models, boundary conditions, integral reservoir material balance model, plane-radial problem.

При построении фильтрационных моделей нефтяного пласта для экономии вычислительных ресурсов стараются ограничить расчетную область контуром, расположенным как можно ближе к внешнему контуру нефтеносности. При этом возникает вопрос о корректной постановке граничных условий. Наиболее общим вариантом является задание граничных условий третьего рода, которые отражают энергетическое взаимодействие залежи с внешней областью коллектора. Однако значения коэффициентов граничных условий неочевидны, т.к. невозмущенная область пласта, в которой давление можно считать начальным гидростатическим, находится на значительном удалении от границы залежи.

Преимущество практически мгновенных расчетов позволяет быстро решать обратные задачи идентификации граничных условий, используемых далее в полной трехмерной модели. Другим вариантом использования является быстрое решение задач оптимизации системы заводнения с целью управления энергетическим состоянием залежи и поддержания пластового давления.

В настоящей работе для исследования способа задания таких граничных условий используется интегральная модель материального баланса всего пласта, в которой все скважины объединены в единый источник. Модель обладает преимуществом практически мгновенных расчетов, позволяя быстро решать обратные задачи идентификации граничных условий, используемых далее в полной трехмерной модели. Другим вариантом ее использования является быстрое решение задач оптимизации системы заводнения с целью управления энергетическим состоянием залежи и поддержания пластового давления [1-3].

В результате исследований были достигнуты следующие результаты:

- 1) представлено выражение искомого коэффициента граничных условий через расстояние до условной внешней невозмущенной границы пласта из решения стационарной задачи;
- 2) выполнена оценка точности воспроизведения среднего давления в залежи и граничных перетоков при фиксации граничного условия во времени;
- 3) продемонстрирован базовый подход к решению задач идентификации коэффициента граничных условий по замерам давления на скважине.

## Список литературы

1. *Farough A.S.M., Nielsen R.F.* The Material Balance Approach vs reservoir Simulation as an aid to Understanding Reservoir Mechanics // Paper SPE 3080, 1970.
2. *Walsh M.P., Ansah J., Raghavan R.* The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1-Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs // SPE 27684, 1994, P.549–564.
3. *Eugene E., Dresda S., Moico C.* Use of Material Balance to Enhance 3D Simulation: A Case study // Paper SPE 90362, 2004.

## References

1. *Farough A.S.M., Nielsen R.F.* The Material Balance Approach vs reservoir Simulation as an aid to Understanding Reservoir Mechanics // Paper SPE 3080, 1970.
2. *Walsh M.P., Ansah J., Raghavan R.* The New, Generalized Material Balance as an Equation of a Straight Line: Part 1-Applications to Undersaturated, Volumetric Reservoirs // SPE 27684, 1994, P.549–564.
3. *Eugene E., Dresda S., Moico C.* Use of Material Balance to Enhance 3D Simulation: A Case study // Paper SPE 90362, 2004.

**Секция 9. Специальная секция Научного Центра Мирового  
Уровня (НЦМУ) – «Рациональное освоение запасов жидких  
углеводородов планеты»**

**Методика автоматического анализа изображений петрографических  
шлифов терригенной толщи девона  
(Methodology of automatic analysis of petrographic thinning images of the  
Devonian terrigenous sequence)**

***Р.Ф. Ахметов<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>***

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Морозов Владимир Петрович, доктор г-м н

E-mail: axmetov19999@mail.ru

**Аннотация**

Оптико-микроскопические исследования в нефтяной отрасли являются одним из важнейших методов изучения пород-коллекторов. Оно позволяет определить оптические свойства породообразующих минералов, их количественное соотношение и пористость. Однако, в настоящее время анализ шлифов обычно выполняется вручную, что требует значительных временных затрат, при этом результаты анализа в большей степени зависят от квалификации специалиста. Нейронные сети позволяют решить данные проблемы.

**Abstract**

Optical-croscopic studies in the oil industry are a consequence of the study of many reservoir rocks. It allows you to determine the optical properties of rock-forming minerals, their quantitative ratio and porosity. However, at present, the analysis of rock sections is usually significantly increased, which requires a significant amount of time, and the results of the analysis increase the level of personnel requirements to a greater extent. Neural networks allow solving these problems.

**Ключевые слова**

Петрографический шлиф, нейронная сеть, автоматический анализ.

**Keywords**

Petrographic thin section, neural network, automatic analysis.

Целью данной работы является разработка методики автоматического анализа изображений петрографических шлифов.

Нейронная сеть на основе архитектуры MASK R-CNN [1] способна распознать такие объекты как:

1. участки порового пространства;
2. границы зерен;
3. минеральный тип зерен.

Для обучения нейронной сети использовались образцы (шлифы) терригенных пород пашийского горизонта верхнего девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [2], а именно – керн скважин, территориально приуроченных к Южно-Татарскому своду.

Для достижения поставленной цели в данной работе определены задачи работы:

1. оптико-микроскопическое изучение петрографических шлифов;
2. фотографирование представительных участков шлифов при одном и двух николях;
3. обработка изображений, посредством наложения изображений в поляризованном свете при различных углах поворота столика;
4. обучение нейронной сети;
5. проведение автоматического анализа;
6. сравнение и обсуждение результатов.

Оптико-микроскопическое изучение и съемка шлифов производится на поляризационном оптическом микроскопе «Axio Imager A2» ( Carl Zeiss, Германия), при одном николе и скрещенных николях. При повороте столика микроскопа некоторые зерна при двух



николях затемняются, некоторые освещаются. Для точного выделения зерен необходимо, чтобы все зерна были видны на одном изображении. С этой целью приводим полученные при различных углах поворота изображения шлифов к общей системе координат и выполняем наложение изображений друг на друга. Зерна минералов на этом «наложенном» изображении размечаются экспертом для того, чтобы обучить нейронную сеть на этом примере. Далее следует процесс автоматической сегментации изображения шлифа - классифицируется каждый пиксель исходных изображений на классы - фон, граница и типы минеральных зерен. В итоге, зная геометрию зерен и их "минеральную" принадлежность, можно провести гранулометрический анализ. Значение пористости на изображениях шлифов определяется как отношение общей площади изображения на площадь темных (почти черных) областей анализируемой области шлифа.

Результатом работы является разработанная методика автоматического анализа изображений петрографических шлифов, а также сравнение значений, выдаваемых нейронной сетью и экспертом, для пористости, гранулометрического анализа и разметки минералов на изображениях участков шлифов.

### Список литературы

1. Ren S., He, K., Girshick, R., 2015. Faster R-CNN: towards realtime object detection with region proposal networks. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence 39(6), 91–99, 2015.

2. Данилова Т.Е., Козина Е.А., Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. – Основные нефтеносные горизонты палеозойских отложений Республики Татарстан. Краткая характеристика литологического строения и коллекторских свойств. / Казань: Плутон, 2007. – 151 с.

### References

1. Ren S., He, K., Girshick, R., 2015. Faster R-CNN: towards realtime object detection with region proposal networks. IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence no. 39(6), pp. 91–99, 2015.

2. Danilova T.E., Kozina E.A., Morozov V.P., Korolev E.A., Pikalev S.N. Osnovnye neftenosnye gorizonty paleozoiskikh otlozhenii Respubliki Tatarstan. Kratkaya kharakteristika litologicheskogo stroeniya i kollektorskikh svoistv. Kazan, Pluton, 2007, pp. 151.

### Технологические особенности применения узких фракций бионефти, полученной из растительного сырья (Technological features of the use of narrow fractions of bio-oil obtained from plant raw materials)

Л.Р. Галикеева<sup>1</sup>, Е.Ю. Сердюкова<sup>1</sup>, К.Э. Степанова<sup>1</sup>

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Научный руководитель: Кожевникова Ю.В., к.т.н., доцент

E-mail: galikeeva56@mail.ru

### Аннотация

Целью работы является изучение состава жидкого продукта медленного пиролиза растительного сырья- бионефти, и выявление возможности вовлечения компонентов бионефти в топливные композиции. При помощи газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии установлен групповой химический состав продуктов пиролиза растительного сырья. Исследования позволили установить возможность применения фракций бионефти для улучшения низкотемпературных свойств топлив. Представлены перспективы дальнейшего

изучения состава узких биофракций с целью их применения в качестве компонентов, улучшающих низкотемпературные свойства топлив.

### **Abstract**

The aim of the work is to study the composition of the liquid product of slow pyrolysis of plant raw materials- bio-oil, and to identify the possibility of involving bio-oil components in fuel compositions. Using gas chromatography and chromato-mass spectrometry, the group chemical composition of the pyrolysis products of plant raw materials was determined. Studies have allowed us to establish the possibility of using bio-oil fractions to improve the low-temperature properties of fuels. Prospects for further study of the composition of narrow fractions with a view to their use as components that improve the low-temperature properties of fuels are presented.

### **Ключевые слова**

Растительное сырье, бионефть, биотопливо, присадки к дизельному топливу, депрессорные присадки.

### **Keywords**

Plant raw materials, bio-oil, biofuels, diesel fuel additives, depressant additives.

В последнее время вопрос активного вовлечения альтернативных топлив в энергетическую промышленность при обрел особую актуальность в связи с нестабильностью нефтяного рынка, сокращением запасов природного сырья, а также резким колебанием цен на традиционные источники энергии. Основным источником возобновляемого углеводородного сырья выступает растительная биомасса, которая позволяет значительно снизить углеводородный след при производстве товарных нефтепродуктов. Для России в качестве растительного сырья целесообразно использовать отходы деревообработки и деревопереработки [1].

В качестве технологии, позволяющей вовлекать растительное сырье в нефтеперерабатывающий комплекс, исследователями кафедры технологии переработки нефти был выбран процесс медленного пиролиза растительного сырья. Такая технология также позволит снизить экологическую нагрузку путем утилизации биомассы, представляющей собой отходы различных производств [2]. В процессе пиролиза возможно получение продуктов различного агрегатного состояния – газ, твердый углистый остаток и жидкость, которую в альтернативной энергетике принято называть бионефтью.

Согласно проведенным исследованиям, бионефть представляет собой широкий спектр химических соединений, относящихся к различным группам: карбонильные соединения (низкомолекулярные предельные и непредельные кетоны), карбоновые кислоты, арены (от бензола до антрацена), сложные эфиры. Продукты дистилляции бионефти характеризуются широким разнообразием гетероатомных соединений, таких как фуран, фурфурол, фенол и их производные. Для дистиллятов растительного происхождения характерно наличие непредельных связей и соединений, относящихся к классам терпенов и терпеноидов, являющихся производными изопрена [3].

Из жидкого биопродукта возможно выделение топливных фракций стандартного интервала температур: бензиновой, керосиновой, дизельной. При помощи хромато-масс-спектрометрии удалось идентифицировать преобладание фурфурола (>9%) в бензиновой фракции, а также ксилолов (4,8%), фенола (>2%) и его производных (суммарно >11%), бензофурана и его метил- и диметилпроизводных. В фракции 240–350°C присутствуют моно- и дизамещённых производные фенола (>20%) и бензофурана (>5%), крезолы (~9%), а также нафталин и его моно-, ди-, триалкилпроизводные.

Результаты научных экспериментов, проведенных в области приготовления смесевых биотоплив показали, что введение фракций растительного происхождения к нефтяным топливам положительно сказывается на их низкотемпературных свойствах. Так, введением 5%

масс. биокомпонента фракции 180-240°C к нефтяному дизельному топливу удалось снизить температуру его застывания на 2°C, предельную температуру фильтруемости на 4°C и температуру помутнения на 2°C [4].

Вовлечение в качестве присадок к дизельному топливу индивидуальных компонентов или групп соединений, выделенных из жидкого продукта пиролиза растительного сырья, может привести к значительному снижению температуры застывания. Изучение химического состава узких биофракций и низкотемпературных свойств полученных смесевых топлив позволит выявить соединения растительного происхождения, которые могут быть использованы в качестве альтернативы современным депрессорным присадкам. Альтернативная технология производства биопродуктов позволит эффективно использовать растительное сырье для расширения сырьевой базы получения экологически нейтральных присадок.

### Список литературы

1. Сердюкова Е. Ю., Кожевникова Ю. В., Махмудова А. Э., Зверев Е. С., Продукты пиролиза биомассы - сырье для нефтехимического синтеза. Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, 2021, № 2(303), С. 95-105.

2. Чернышева Е. А., Кожевникова Ю. В., Асаула В. Ю., Утилизация древесного сырья - путь к энергетической независимости. Теоретические и прикладные проблемы сервиса, 2010, № 3(36), С. 3-6.

3. Капустин В. М., Чернышева Е. А., Кожевникова Ю. В., Асаула В. Ю., Процесс пиролиз биомассы как источник получения альтернативного топлива. Технологии нефти и газа, 2011, № 3(74), С. 31-35.

4. Чернышева Е. А., Кожевникова Ю. В., Сердюкова Е. Ю., Столоногова Т. И., Исследование возможности расширения компонентного состава для производства автомобильных бензинов. Технологии нефти и газа, 2020, № 5(130), С. 11-17.

### References

1. Serdyukova E. U., Kozhevnikova U. V., Makhmudova A. E., Zverev E. S., Products of Pyrolysis of Biomass - Raw Materials for Petrochemical Synthesis. Trudy Rossijskogo gosudarstvennogo universiteta nefti i gaza imeni I.M. Gubkina – Proceedings of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2021, no.2(303), pp. 95-105.

2. Chernysheva E. A., Kozhevnikova U. V., Asaula V. U., Utilization of Wood Raw Materials - The Way to Energy Independence. Teoreticheskie i prikladnye problemy servisa – Theoretical and applied problems of the service, 2010, no. 3(36), pp. 3-6.

3. Kapustin V. M., Chernysheva E. A., Kozhevnikova U. V., Asaula V. U., The process of pyrolysis of biomass as a source of alternative fuel. Tekhnologii nefti i gaza – Oil and gas technologies, 2011, no. 3(74), pp. 31-35.

4. Chernysheva E. A., Kozhevnikova U. V., Serdyukova E. U., Stolonogova T. I., Investigation of the possibility of expanding the component composition for the production of automobile gasoline. Tekhnologii nefti i gaza – Oil and gas technologies, 2020, no. 5(130), pp. 11-17.

## **Использование пенагазовых систем (CO<sub>2</sub> пена) для увеличения нефтеотдачи (The use of foam gas systems (CO<sub>2</sub> foam) to increase oil recovery)**

***Н.М. Жураев<sup>1</sup>***

1- К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Варфоломеев Михаил Алексеевич к. х. н, доцент.

E-mail: nizomiddin2009@gmail.com

### **Аннотация**

С каждым годом объем трудноизвлекаемых запасов увеличивается. Предприятия нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности оказывают заметное негативное влияние на экологическую ситуацию и в первую очередь на атмосферный воздух, что связано с выбросами и сжиганием вторичных газов [1]. Сжигание попутного газа является одним из основных факторов загрязнения и потери энергии в нефтедобывающей промышленности [2]. В данной статье рассматривается использование CO<sub>2</sub> для увеличения нефтеотдачи пластов (МУН), как один из альтернатив, который способствует безопасному хранению CO<sub>2</sub> при одновременном улучшении процесса добычи нефти.

### **Abstract**

The enterprises of the oil-producing and oil-refining industry have a noticeable negative impact on the environmental situation and, first of all, on the atmospheric air, which is associated with emissions and combustion of secondary gases [1]. The combustion of associated gas is one of the main factors of pollution and energy loss in the oil industry [2]. This article discusses the use of CO<sub>2</sub> to increase oil recovery (EOR), as one of the alternatives that contributes to the safe storage of CO<sub>2</sub> while improving the oil production process.

### **Ключевые слова**

Пена, качество пены, стойкость пены, поверхностное натяжение, вытеснения нефти, сверхкритическая фаза, проницаемость, адсорбция, смачиваемость, кажущаяся вязкость.

### **Keywords**

Foam, foam quality, foam stability, interfacial tension, oil displacement, supercritical phase, permeability, adsorption, wettability, apparent viscosity.

На сегодняшний день было разработано множество методов увеличения нефтеотдачи среди которых находят свое применение и газовые методы. Одним из направлений применения таких МУН довытеснение остаточной нефти из заводненных пластов с помощью CO<sub>2</sub>-пены. Особенности применения CO<sub>2</sub>, по сравнению с другими газами, такими как азот, метан и этан, как показывают исследования, в следующем: во-первых, CO<sub>2</sub> образует сверх-критическую фазу при резервуарных условиях давления и температуры. А CO<sub>2</sub> в сверхкритическом состоянии обладает характеристиками высокой плотности и вязкости по сравнению с другими газами, что делает фронт вытеснения более устойчивым, естественным образом снижая гравитационного расслоения и языкообразования в результате разности вязкостей. Во-вторых, принимая во внимание, что в дальнейшем, если введенный CO<sub>2</sub> создает смешивающуюся смесь с резервуарными флюидами, то межфазное натяжение становится незначительным, и поэтому нефть не захватывается капиллярными силами [3]. Наконец, если закачанный CO<sub>2</sub> смешивается и растворяется в нефти, содержащей серу, то объемная фаза увеличивается. Этот эффект увеличения фазы в сочетании с повышением давления приводит к увеличению производства нефти [3].

Результаты ряд применений CO<sub>2</sub>-пены на практике показали, что пена образованная с помощью CO<sub>2</sub> и с растворами поверхностно-активных веществ может задержать прорыв закачиваемых жидкостей, следовательно, значительно увеличить добычу нефти [4]. Эта

улучшенная производительность обеспечивается снижением подвижности газа, в результате чего газовая фаза диспергируется в жидкой фазе, насыщенной поверхностно-активными веществами. Однако успешное применение пены в полевых условиях требует тщательного изучения свойств пены в пластовых условиях и скорости распространения пены в пласте. Эффективность пены связана с многочисленными вопросами, в том числе, термической деструкцией вводимых химических реагентов, взаимодействием пены с нефтью, влиянием смачиваемости поровых стенок на стабильность пены, выраженностью неоднородности пласта (разность проницаемости, вид породы и т.д.), пенообразующей способностью ПАВ при резервуарных значениях температуры и давления, адсорбцией ПАВ на поверхности породы, стойкостью пены как функция скорости закачки, вида закачки и так далее [4].

Исследование демонстрирует потенциальные преимущества использования CO<sub>2</sub>-пены для МУН. В будущих экспериментальных работах, стоит уделять особое внимание на эффективность пены и пути увеличения стойкости пены в кернах с остаточной водой, в присутствии нефти и при разных значениях проницаемости пор.

### Список литературы

1. IEA, World Energy Outlook 2018. 2018, International Energy Agency.
2. IPCC, Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. 2014, IPCC: Geneva, Switzerland. p. 151.
3. Afsharpoor, A., Lee, G.S., Kam, S.I., 2010. Mechanistic simulation of gas injection during surfactant-alternating-gas (SAG) processes using foam catastrophe theory. Chem.Eng.Sci. 65, 3615-3631.
4. Alvarez, J.M., Rivas, H., Rossen, W.R., 2001. Unified model for steady-state foam behavior at high and low foam qualities. SPEJ. September, 325-333.
5. Jarrell, P.M. and R.T. Jones, Practical aspects of CO<sub>2</sub> flooding. Henry L. Doherty series. Vol. vol. 22. 2002, Richardson, Tex: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

### References

1. IEA, World Energy Outlook 2018. 2018, International Energy Agency.
2. IPCC, Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. 2014, IPCC: Geneva, Switzerland. p. 151.
3. Afsharpoor, A., Lee, G.S., Kam, S.I., 2010. Mechanistic simulation of gas injection during surfactant-alternating-gas (SAG) processes using foam catastrophe theory. Chem.Eng.Sci. 65, 3615-3631.
4. Alvarez, J.M., Rivas, H., Rossen, W.R., 2001. Unified model for steady-state foam behavior at high and low foam qualities. SPEJ. September, 325-333.
5. Jarrell, P.M. and R.T. Jones, Practical aspects of CO<sub>2</sub> flooding. Henry L. Doherty series. Vol. vol. 22. 2002, Richardson, Tex: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers.

## Литологические особенности и условия образования нефтегазоматеринских толщ (Lithological features and conditions of formation of oil and gas mother strata)

*Н.С. Захарова<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, Д.С. Захаров<sup>1</sup>*

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Морозов В.П., д.г.-м. н.

E-mail: zaharova.nadyuch@mail.ru

### Аннотация

Проведена типизация по литолого-геохимическим признакам отложений, слагающих разрезы нефтематеринских толщ: доманик и бажен. Выявлены литотипы. Для каждого из объектов исследования проведен комплекс лабораторных исследований горных пород и вмещаемых флюидов. Выявлены связи между минеральным составом пород, содержанием и типами вмещаемого органического вещества, степенью зрелости органического вещества, химическим составом неорганической и компонентным составом органической частей объектов.

### Abstract

The typification according to the lithological and geochemical characteristics of the deposits that make up the sections of the two oil source strata: Domanik and Bazhen was carried out. Lithotypes are revealed. For each of the objects of study, a complex of laboratory studies of rocks and contained fluids was carried out. The relationships were revealed between the mineral composition of rocks, the content and types of contained organic matter, the degree of organic matter maturity, the chemical composition of the inorganic and component composition of the organic parts of study strata.

### Ключевые слова

Нефтегазоматеринские породы, доманикиты, бажениты, методы исследования.

### Keywords

Oil and gas source rocks, domanikite, bazhenite, research methods of source rock.

Актуальность исследования осадочных образований, часто называемых нефтегазоматеринскими породами и нередко черными сланцами, обусловлена сокращением активных запасов углеводородов в традиционных районах их добычи, вследствие чего увеличивается необходимость в оценке нетрадиционных пород-коллекторов [1]. Согласно данным Управления энергетической информации США (EIA), добыча сланцевой нефти к 2035 году достигнет 20,5% от общего объема добычи всей нефти [2].

В России к таким объектам относят нефтегазоматеринские отложения семилукского горизонта франского яруса верхнего девона востока Восточно-Европейской платформы (доманикиты) и баженовской свиты титонско-берриасского ярусов юрско-меловой систем Западной Сибири (бажениты) [3].

Для изучения нефтематеринских пород использовались исследования коллекторских свойств и нефтенасыщенности, оптическая микроскопия, рентгенографический анализ, рентгенофлуоресцентный анализ, электронно-микроскопический анализ, синхронный термический анализ.

В результате сравнительного анализа двух объектов исследования выявлены их особенности:

- нефтегазоматеринские породы Западной Сибири (бажениты) залегают среди терригенных отложений, тогда как аналогичные по отложения востока европейской части России (доманикиты) – среди карбонатных пород;

- минеральный состав нефтегазоматеринских пород двух объектов исследования близок, однако доля терригенной компоненты в доманикитах по сравнению с баженидами минимальна;
- структура пород преимущественно пелитоморфная (скрытозернистая);
- предполагается биогенный генезис скрытозернистого кварца;
- органическое вещество домаников определяется, преимущественно как кероген I типа, баженидов – кероген I-II типов;
- в качестве причины обогащенности пород органическим веществом считается поступление биофильных химических элементов в зону осадконакопления, что обуславливает высокую биопродуктивность;
- обнаруживается положительная корреляционная связь между содержаниями кварца и органического вещества, с другими минералами связь органического вещества не установлена или отрицательная.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-931 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### **Список литературы**

1. *Прищепина О. М., Аверьянова О. Ю.*, 2014 - Понятийная база и первоочередные объекты нетрадиционного углеводородного сырья Георесурсы №2 P1-4.
2. *Schmoker J. W.* 1994, Volumetric calculation of hydrocarbons generated The petroleum system – from source to trap AAPG Mem Vol 60 Ch 19 P,323-326.
3. *Lyan S. P., Galushin G.A. and Filippov V.P.* 2015 Conditions for the formation of Domanikites in the southeast of the Russian Platform Georesources ,3 54-63.

### **References**

1. *Prishchepa O. M. and Averyanova O. Y.* 2014 Conceptual base and priority objects of unconventional hydrocarbon raw materials Georesources №2 P1-4.
2. *Schmoker J. W.* 1994, Volumetric calculation of hydrocarbons generated the petroleum system – from source to trap AAPG Mem Vol 60 Ch 19 P, 323-326.
3. *Lyan S.P., Galushin G.A. and Filippov V. P.* 2015 Conditions for the formation of Domanikites in the southeast of the Russian Platform Georesources ,3 54-63.

## **Испытание технологий освоения запасов нефти гидрофобных карбонатных коллекторов Волго-Урала (Testing technologies for developing oil reserves in hydrophobic carbonate reservoirs of the Volga-Urals)**

**Б.Д. Ишкинцев<sup>1</sup>**

1-УГНТУ, Научный центр международного уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»

Научный руководитель: Александр Петрович Чижов, к.т.н., доц.

E-mail: 4ap@list.ru

### **Аннотация**

Проведены опытно-промышленные испытания по подбору наиболее эффективных вариантов обработки карбонатных продуктивных пластов по межтрубному пространству скважин без подъема глубинно-насосного оборудования. Технология проведения обработок заключалась в разном объеме закачиваемой соляно-кислотной композиции с предварительным насыщением скважин технологической жидкостью и без насыщения. По результатам проведенных обработок скважин был выбран и использован в дальнейшем на месторождении

наиболее эффективный вариант проведения обработки призабойной зоны. Все это позволило увеличить количество выполненных обработок скважин, за счет сокращения времени между остановкой скважины и ее запуском без привлечения бригад по капитальному ремонту, а также поддержать общий уровень добычи нефти на месторождении.

### **Abstract**

Pilot tests were carried out to select the most effective options for treating carbonate productive formations along the annulus of wells without lifting downhole pumping equipment. The treatment technology included different volumes of injected hydrochloric acid composition with and without pre-saturation of wells with process fluid. Based on the results of the well treatments, the most effective option for treating the bottomhole zone of a well with carbonate reservoirs was selected and subsequently used at the field. All this made it possible to increase the number of well treatments performed by reducing the time between shutting in a well and starting it without involving workover crews, as well as maintaining the overall level of oil production at the field.

### **Ключевые слова**

Большеобъемная обработка призабойной зоны скважин по межтрубному пространству, гидрофобные карбонатные коллектора, соляно-кислотная композиция, насыщение скважин технологической жидкостью.

### **Keywords**

Large volume treatment of the bottomhole zone of wells along the annular space, hydrophobic carbonate reservoirs, hydrochloric acid composition, saturation of wells with process fluid.

Предлагаемый способ обработки призабойной зоны по межтрубному пространству, без подъема глубинно-насосного оборудования, был реализован на скважинах Курмышского месторождения нефти АО «МАКойл» Республики Татарстан. Все обрабатываемые пласты Курмышского месторождения нефти представлены гидрофобными карбонатными породами верейского горизонта и башкирского яруса порово-трещинного типа [1].

В условиях, когда месторождению нефти свойственны карбонатные продуктивные пласты с низкими пластовыми давлениями, провести обработку призабойной зоны скважин без поглощения закачиваемого реагента в пласт невозможно [2]. Для этого требуется предварительное "запечатывание" перед ОПЗ (обработка призабойной зоны) высокопроницаемых пропластков сложно-построенных коллекторов разнообразными гелями. При этом необходимо проведение полноценного КРС (капитальный ремонт скважины) с прекращением работы скважины на длительный срок. Все это негативно сказывается на общей добыче нефти по месторождению с небольшими дебитами нефти по скважинам. А затраты на проведение КРС зачастую могут не окупиться. Все это ощутимо для нефтедобывающей компании, особенно в условиях, когда нет льготы на добычу сверхвязкой нефти.

Для решения этих проблем, были рассмотрены 3 варианта ОПЗ, из которых был выбран наиболее эффективный. Выбранный способ ОПЗ заключается в остановке добывающей скважины (винтового насоса или станка-качалки), отсоединения скважины от манифольдной линии, предварительном насыщении вскрытых карбонатных продуктивных пластов технологической жидкостью по межтрубному пространству скважины до тех пор, пока давление на устье скважины не станет больше 0 атм., что будет говорить о насыщении технологической жидкостью продуктивных пластов и локального повышения давления в призабойной зоне скважины, проведение большеобъемной соляно-кислотной обработки по межтрубному пространству скважины, путем закачки в затруб соляно-кислотной композиции из соотношения: 1 м<sup>3</sup> соляно-кислотной композиции (НСИ-15%) на 1 м перфорированной толщи скважины и продавки ее в продуктивные пласты технологической жидкостью, технологической выдержки скважины в течении 2-х суток и запуска ее в работу.



В данном способе обработки, технологическая жидкость представляет собой подтоварную воду (попутно добываемая вода из нефтяных скважин, плотностью 1,15 г/см<sup>3</sup>) или пресную воду (плотностью 1,02 г/см<sup>3</sup>).

Большеобъемное ОПЗ по межтрубному пространству скважины (1 м<sup>3</sup> HCl-15% на 1 м перфорированной толщ) после заполнения пресной водой было проведено на 15 скважинах Курмышского месторождения нефти (№№1248, 8510, 1247, 1251, 1242, 1252, 1253, 8508, 8518, 1237, 1238, 1239, 1240, 8519, 8498). Из них на скважине №1252 эффект не был получен (объем закаченной кислоты составил 10 м<sup>3</sup>). По остальным скважинам общая дополнительная добыча составила 661,38 т. Наибольшие эффекты получены на скважине №8510 – 105,99 т (продолжительность эффекта 91 день, объем закаченной кислоты составил 15 м<sup>3</sup>), скважине №1248 – 89,11 т (продолжительность эффекта 138 дней, объем закаченной кислоты составил 14 м<sup>3</sup>), скважине №8498 – 112,83 т (продолжительность эффекта 42 дня и продолжается на дату подсчета, объем закаченной кислоты составил 21 м<sup>3</sup>). По всем обработанным скважинам давление закачки варьировала от 50 до 60 атм.

Эффективность и выбор в качестве дальнейшего использования данного метода была подтверждена двумя другими предшествующими вариантами обработки.

Один из них заключался в проведение ОПЗ малым объемом кислоты (3 м<sup>3</sup> HCl-15% на всю перфорированную толщ) и без заполнения технологической жидкостью. Данный вариант был проведен на 7 скважинах (№№8505, 8500, 8508, 8515, 8516, 8522, 673). На скважинах №№8505, 8508, 8522 эффект от ОПЗ не был получен. На всех скважинах давление закачки составило 0 атм. Вся соляно-кислотная композиция была поглощена высокопроницаемыми пластами без существенного воздействия на призабойную зону скважин. Общая дополнительная добыча по 3 скважинам (№№8500, 8515, 8516) составила 50,18 т.

Другой вариант ОПЗ заключался уже в предварительном насыщении скважины пресной водой, но с таким же объемом кислоты (3 м<sup>3</sup> HCl-15% на всю перфорированную толщ). Данный вариант ОПЗ был проведен на 10 скважинах (№№8519, 1243, 1244, 1247, 1251, 1253, 1254, 8491, 8490, 8488). Из них на скважине №1254 эффект не был получен. Общая дополнительная добыча по скважинам составила 195,98 т. На всех скважинах давление закачки варьировала от 50 до 60 атм. Закачка кислоты и ее продавка в пласты происходила уже при наличии давления на агрегате, это говорит о том, что закаченная кислота не поглотилась пластами, а осталась реагировать в призабойной зоне скважины. Но ее объем все же был недостаточным для полной обработки всей вскрытой перфорацией толщ.

Опытным путем было установлено, что закачивать соляно-кислотную композицию в затруб скважины с карбонатными продуктивными пластами без предварительного заполнения скважины технологической жидкостью нецелесообразно и неэффективно. При этом максимальный положительный эффект достигается при закачке кислоты с расчетом 1 м<sup>3</sup> соляно-кислотной композиции на 1 м вскрытой толщ. Время от момента остановки скважины и ее запуска минимально – в течении одной недели. Проводить данный вид ОПЗ возможно, как на скважинах с винтовыми насосами, так и со станками-качалками без подъема ГНО (глубинно-насосного оборудования). Таким образом, все это позволяет проводить намного больше ОПЗ на месторождении без привлечения бригад КРС и без существенного снижения общей добычи и длительного простоя скважин. В дальнейшем планируется проведение данного ОПЗ уже с более высокими концентрациями соляно-кислотной композиции.

Автор тезисов выражает искренние благодарности нефтедобывающей компании АО «МАКойл» за возможность использовать описанный выше материал в научных трудах.

### **Список литературы**

1. *Кандаурова Г.Ф., Сидоров С.В., Ахмадишин А.Т., Гирфанов И.И., Зарипова А.А., Ахмадишина Р.Р.* Дополнение к технологической схеме разработки Курмышского нефтяного месторождения. Казань, 2011.

2. Чижов А.П., Андреев В.Е., Чибисов А.В., Иванов Д.В., Андреев А.Е. Интенсификация притока из карбонатных коллекторов для условий Волго-Урала // Проблема сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №3. С. 37-39.

### References

1. Kandaurova G.F., Sidorov S.V., Ahmadishin A.T., Girfanov I.I., Zaripova A.A., Ahmadishina R.R. Addition to the technological development of the Kurmysh oil field. Kazan, 2011.

2. Chizhov A.P., Andreev V.E., Chibisov A.V., Ivanov D.V., Andreev A.E. Andreev Intensification of Inflow from Carbonate Reservoirs for the Conditions of the Volga-Urals. Problema sbora, podgotovki i transporta nefi i nefteproduktov - Problem of collection, preparation and transport of oil and oil products, 2016, no. 3. pp. 37-39.

## Совершенствование методов теоретического моделирования теплопроводности пород-коллекторов (Improvement of theoretical modeling methods of the thermal conductivity of reservoirs rocks)

М.С. Калинина<sup>1</sup>, Е.Г. Савельев<sup>1</sup>

1- Сколковский институт науки и технологий

Научный руководитель: Попов Юрий Анатольевич, д.ф.-м.н.

E-mail: mariia.kalinina@skoltech.ru

### Аннотация

Проведён анализ связи параметра микроструктуры горной породы (аспектного отношения) с корректирующим коэффициентом модифицированной модели Лихтенеккера (широко применяемой для определения эффективной теплопроводности пород-коллекторов), используя экспериментальные данные о теплопроводности 33 флюидонасыщенных стандартных образцов карбонатного коллектора, полученные прибором оптического сканирования, и теорию эффективных сред. Показано, что корректирующий коэффициент зависит не только от минерального состава породы, но и от формы пустотного пространства и типа насыщающего флюида.

### Abstract

The analysis of the relation between the rock microstructure parameter (aspect ratio) and the correction factor of the modified Lichtenecker model (widely used to determine the effective thermal conductivity of reservoir rocks) was provided using experimental data on the thermal conductivity of 33 carbonate reservoir core plugs in different fluid saturation states obtained by an optical scanning technique and the effective medium theory. It was found that the correction factor depends not only on the mineral rock composition but also on the samples' void space and the type of pore fluid.

### Ключевые слова

Теплопроводность, теория эффективных сред, метод оптического сканирования.

### Keywords

Thermal conductivity, effective medium theory, optical scanning technique.

Информация о теплопроводности горных пород необходима в различных областях нефтегазовой науки и индустрии (моделирование осадочных бассейнов и нефтегазоносных систем, термогидродинамическое моделирование тепловых методов увеличения нефтеотдачи и др.), геотермии, гражданском и подземном строительстве, для захоронения радиоактивных отходов и др.

В современной тепловой петрофизике и геотермии ведущая роль в измерении теплопроводности горных пород принадлежит лабораторному методу измерения на образцах керна – методу оптического сканирования. Метод позволяет проводить быстрые и бесконтактные измерения теплопроводности образцов породы с высокой точностью при атмосферных условиях [5]. Но несмотря на наличие такого прибора, иногда невозможно провести измерения теплопроводности из-за отсутствия керна или технической сложности выполнения эксперимента на флюидонасыщенных образцах. В подобных случаях оценка эффективной теплопроводности горных пород осуществляется через теоретическое моделирование.

Для прогноза эффективной теплопроводности пород-коллекторов, наиболее широко используемой теоретической моделью является модель Лихтенеккера (1) (т.н. модель среднего геометрического) [4]. Популярность данной модели связана с несложными математическими вычислениями (используется лишь информация о теплопроводности и объёмных долях отдельных компонент):

$$\lambda * = \lambda_M^{1-\phi} \cdot \lambda_F^\phi, \quad (1)$$

где  $\lambda *$  — эффективная теплопроводность породы, Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $\lambda_M$  и  $\lambda_F$  — теплопроводность минеральной матрицы и порового флюида, Вт·м<sup>-1</sup>·К<sup>-1</sup>;  $\phi$  — пористость.

Модель (1) показывает хорошее согласование между теоретическими оценками и экспериментальными данными для магматических малопористых пород, однако для пород-коллекторов модель (1) даёт весьма грубую оценку эффективной теплопроводности, т.к. при вычислениях невозможно учесть особенности внутренней структуры породы. Несмотря на этот значительный недостаток, в петрофизике продолжает существовать устойчивое представление о высокой степени надёжности применения модели (1) для пород-коллекторов [1]. Улучшению модели (1) способствовало внедрение корректирующего коэффициента  $f$  [3], который, как предполагалось, зависит только от минерального состава породы, вследствие чего модель (1) может быть модифицирована:

$$\lambda * = \lambda_M^{1-f\phi} \cdot \lambda_F^{f\phi}, \quad (2)$$

В работе изучено, как корректирующий коэффициент зависит от одной из ключевых характеристик, определяющих эффективную теплопроводность породы, — аспектного отношения. Уточняется физический смысл корректирующего коэффициента, что позволяет оптимизировать его выбор и уменьшить ошибку моделирования эффективной теплопроводности пород-коллекторов.

Для оценки корректирующего коэффициента и характеристики пустотного пространства изучалась представительная коллекция стандартных образцов (30x30) карбонатного коллектора с общим числом образцов 33, которые характеризовались низкой степенью анизотропии (среднее значение не более 1.03). Теплопроводность образцов измерялась прибором оптического сканирования [5] в трёх состояниях насыщения: после высушивания, водо- и керосинонасыщенном (керосин использовался в качестве модели нефти, т. к. теплопроводность керосина аналогична теплопроводности нефти).

Анализ связи корректирующего коэффициента и формы пустотного пространства проводился с использованием теории эффективной среды (ТЭС). В ТЭС аналитические формулы возможно получить в случае аппроксимации включений эллипсоидами вращения, форма которых характеризуется аспектным отношением (АО) — отношением полуоси эллипсоида, перпендикулярной к плоскости вращения, к полуоси в плоскости вращения. Решение задачи по определению формы пустотного пространства проводилось с использованием модели самосогласования ТЭС [2]. Стоит отметить, что АО — параметр микроструктуры породы, имеющий очевидный физический смысл в отличие от корректирующего коэффициента модели (2), который является полуэмпирическим.

В рамках работы был создан алгоритм на основе ТЭС для изучения связи между АО и корректирующим коэффициентом. По полученным результатам построены уравнения регрессии между АО и  $f$  для разного типа порового флюида. На рисунке 1 продемонстрировано,

что корректирующий коэффициент увеличивается с уменьшением АО, т.е. наибольшие значение  $f$  характерны для породы с трещинным типом пористости (рисунок 1).  
Корректирующий коэффициент увеличивается с увеличением теплопроводности порового флюида для всех образцов коллекции, кроме одного образца с небольшим  $АО \approx 0.022$ .

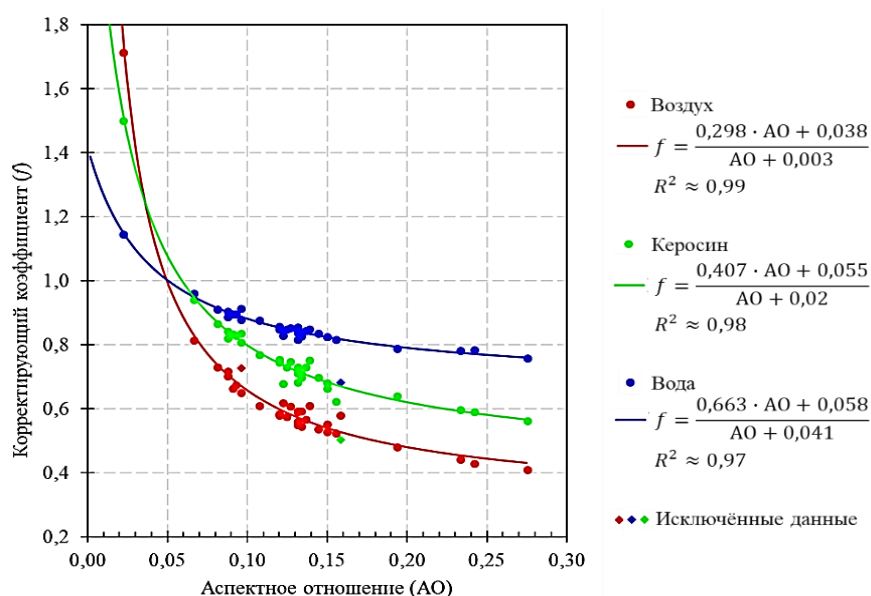


Рисунок 1 – Зависимости корректирующего коэффициента от аспектного отношения пустотного пространства.

Оценку АО пустотного пространства карбонатного коллектора проводили с использованием модели самосогласования ТЭС и экспериментальных данных о теплопроводности, полученных с использованием высокоточного метода оптического сканирования. Полученные оценки позволили установить связь между АО породы и корректирующим коэффициентом модифицированной модели Лихтенеккера. Кроме того, выявлена связь между корректирующим коэффициентом и типом насыщающего флюида. Тем самым установлено, что корректирующий коэффициент определяется не только минеральным составом породы, как считалось ранее, но и формой порового пространства и типом насыщающего флюида. По результатам работы корректирующий коэффициент, который до этого считался полуэмпирическим, приобретает очевидный физический смысл, что позволит в дальнейшем создать оптимальную методику его определения для надёжной оценки эффективной теплопроводности пород-коллекторов.

Авторы выражают признательность И.О. Баюк, Ю.А. Попову, Е.М. Чехонину, С.Ю. Рудаковской, З.А. Пичугину за помощь в проведении исследования.

### Список литературы

1. Попов Е.Ю., Ромушкевич Р.А., Попов Ю.А. Измерения тепловых свойств пород на стандартных образцах как необходимый этап теплофизических исследований месторождений углеводородов // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2017. № 2. С.56-70.
2. Шермергор Т.Д. Теория упругости микронеоднородных сред. М.: Наука, 1977. 400 с.
3. Asaad Y. A. Study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks. PhD thesis, 1955, University of California – Berkeley, CA, USA.
4. Lichtenecker K. Der elektrische Leitungswiderstand künstlicher und natürlicher Aggregate, vol. 25. Physikalische Zeitschrift, 1924, pp. 169–181, 193–204, 226–233.
5. Popov Y., Beardsmore G., Clauser C. et al. ISRM Suggested methods for determining thermal properties of rocks from laboratory tests at atmospheric pressure. Rock Mech Rock Eng 49, 2016, 4179–4207. <https://doi.org/10.1007/s00603-016-1070-5>.

## References

1. *Popov, E. Y., Romushkevich, R. A., Popov, Y. A.* Measurements of the rock thermal properties on the standard core plugs as a necessary stage of the thermalphysic investigations of the hydrocarbon fields. Proceedings of Higher Educational Establishments. Geology and Exploration 2, 2017, 56–70. (in Russian).
2. *Shermergor, T.D.* The theory of elasticity of micro-inhomogeneous media. 1977, 387–399. (in Russian).
3. *Asaad Y. A.* Study of the Thermal Conductivity of Fluid Bearing Porous Rocks. PhD thesis, 1955, University of California – Berkeley, CA, USA.
4. *Lichtenecker, K.* Der elektrische Leitungswiderstand künstlicher und natürlicher Aggregate, vol. 25. Physikalische Zeitschrift, 1924, pp. 169–181, 193–204, 226–233.
5. *Popov Y., Beardsmore G., Clauser C.* et al. ISRM Suggested methods for determining thermal properties of rocks from laboratory tests at atmospheric pressure. Rock Mech Rock Eng 49, 2016, 4179–4207.

## Подбор основы кислотной композиции для удаления отложений сульфатов кальция и бария

(Selection of the acidic composition base for the calcium and barium sulfates scales removal)

*А.Е. Киселёва<sup>1</sup>, К.К. Мерзляков<sup>1</sup>*

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Магадова Любовь Абдулаевна, д.т.н.; Давлетшина Люция Фаритовна,  
к.т.н.

E-mail: lubmag@gmail.com; luchiad@mail.ru

## Аннотация

В данной работе производился подбор органических кислот как основ технологической жидкостей для эффективного удаления отложений гипса и барита. Оценка эффективности предложенных растворов осуществлялась путём определения степени растворения двухводного сульфата кальция гравиметрическим методом. В результате исследования были отобраны наиболее эффективные органические кислоты.

## Abstract

In this work, organic acids were selected as the acidic composition bases for the effective gypsum and barite deposits removal. Evaluation of the proposed solutions effectiveness was carried out by the gravimetric method of determining the calcium sulfate dihydrate dissolution degree. As a result of the study, the most effective organic acids were selected.

## Ключевые слова

Интенсификация нефтеотдачи, солеотложение, кислотная обработка, сульфат кальция, сульфат бария, гипс, барит, органическая кислота.

## Keywords

Enhanced oil recovery, salt depositing, acid treatment, calcium sulfate, barium sulfate, gypsum, barite, organic acid.

В современном мире весьма актуальной задачей в области добывающей промышленности считается интенсификация добычи нефти, частичное решение которой можно достичь путём удаления образующихся в пласте отложений неорганических солей [1]. На сегодняшний день соответствующая процедура зачастую осуществляется в осложненных условиях, в связи с чем существует необходимость разработки эффективных растворяющих

композиций, предназначенных для удаления солеотложений в условиях повышенных температур, наличия асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и др.

Среди труднорастворимых солевых отложений наиболее распространены сульфаты кальция и бария. Сульфат кальция в термобарических условиях пласта преимущественно осаждается в виде гипса, в то время как сульфат бария представлен в виде барита [2].

Соляная кислота является наиболее распространенной кислотой, используемой в качестве основы технологических жидкостей для удаления различных солеотложений на нефтяных месторождениях. Однако соляная кислота из-за высокой активности может спровоцировать выпадение АСПО и различных вторичных осадков в поровом пространстве коллектора, поэтому для растворения сульфатов рационально использовать менее агрессивные органические кислоты. Особенностью органических кислот является возможность их применения в условиях повышенных температур при сохранении ими относительно низкой коррозионной активности.

В качестве объектов исследования использовались растворы органических кислот различных концентраций в диапазоне от 1 до 10% (масс.). Оценка эффективности предложенных реагентов проводилась гравиметрическим методом, основанным на определении растворимости двуводного сульфата кальция (гипса) растворами кислот в них в течение 1 часа при 80 °С. Массовое соотношение двуводного сульфата кальция к исследуемым органическим кислотам – 1:10.

В результате данного исследования были отобраны наиболее эффективные органические кислоты (рисунок 1).

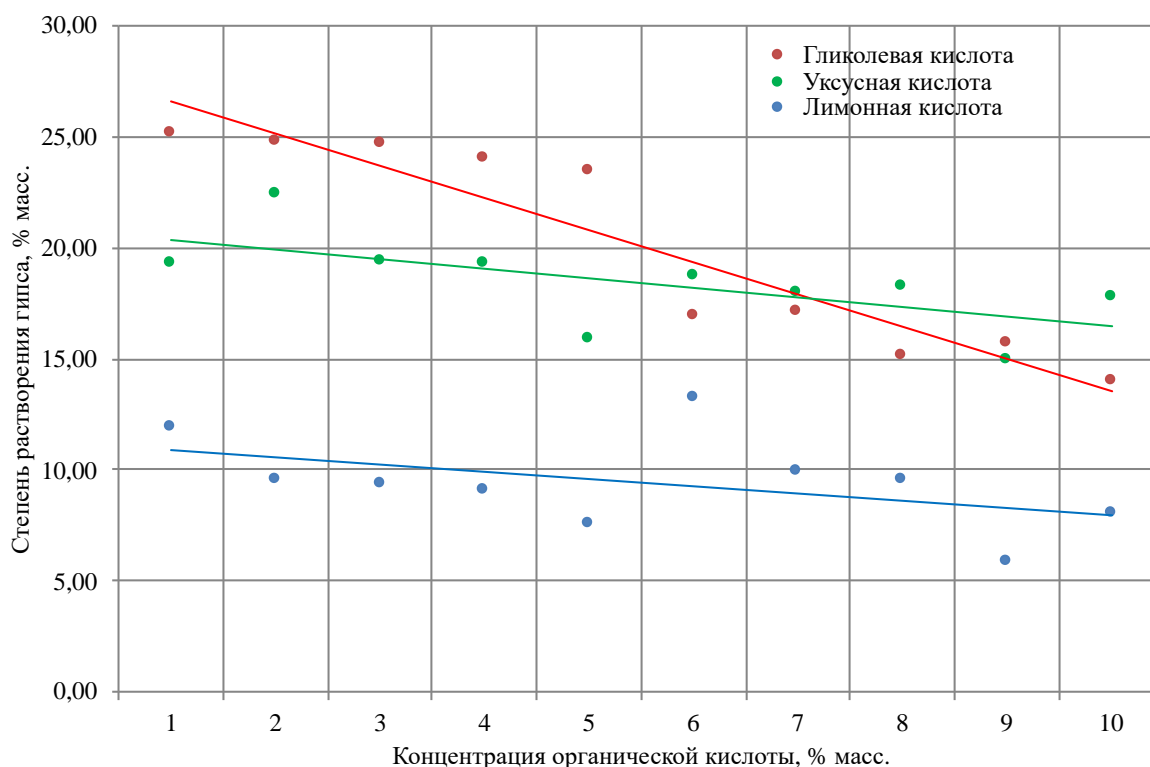


Рисунок 1 – Зависимость растворяющей способности органической кислоты от её концентрации в растворе.

На основании вышеприведённых данных можно сделать вывод о том, что наибольший интерес в качестве основ технологических жидкостей для удаления отложений сульфатов кальция и бария представляют растворы гликолевой и уксусной кислот. Среди них наибольшей растворяющей способностью при относительно невысокой стоимости обладает уксусная кислота. Гликолевая кислота может быть основой сухокислотных составов, удобных для

транспортировки ввиду своего товарного вида, а также за счет способности стабильно растворять сульфат кальция в широком диапазоне концентраций.

### Список литературы

1. *Силин М.А.* Промысловая химия: Учебное пособие / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.
2. *Кащавцев В.Е.* Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Орбита-М, 2004. – 432 с.

### References

1. *Silin M.A.* Oilfield chemistry: A Textbook / M.A. Silin, L.A. Magadova, L.I. Tolstykh et al. – M.: Publishing Center of the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), 2016. – 350 p.
2. *Kashchavtsev V.E.* Salt formation during oil production / V.E. Kashchavtsev, I.T. Mishchenko. – M.: Orbita-M, 2004. – 432 p.

## Влияние минерализации пластового флюида на метод ТГХВ при разработке тяжелых УВ (Influence of Formation Fluid Mineralization on the DVT Method in the Development of Heavy Hydrocarbons)

*Н.А. Козырев, Р.Э. Богоутдинов*

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», НИЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», г. Казань

Научный руководитель: Милютина Валерия Андреевна, ассистент, б.с.

E-mail: mom500090@gmail.com

### Аннотация

В России стремительно растет доля трудноизвлекаемых углеводородов, на данный момент она превышает 65% от общего объема [1]. Разработка новых методик, базируемых на термогазохимическом воздействии с применением бинарных систем, активно ведется отечественными учеными. На сегодняшний день нет точных данных по влиянию минерализации пластовой воды на реакционную способность реагентов, используемых при термогазохимическом воздействии. Представленная работа нацелена на восполнение этих пробелов.

### Abstract

In Russia, the share of hard-to-recover hydrocarbons is growing rapidly, at the moment it exceeds 65% of the total volume [1]. The development of new methods based on thermal gas chemical action with the use of binary systems is actively carried out by domestic scientists. To date, there are no accurate data on the effect of formation water salinity on the reactivity of reagents used in thermal gas chemical treatment. The present work aims to fill these gaps.

### Ключевые слова

Бинарные смеси, Термогазохимическое воздействие, нитрит натрия, нитрат аммония

### Keywords

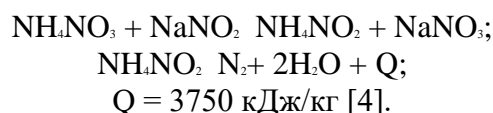
Binary mixtures, Thermal gas chemical action, sodium nitrite, ammonium nitrate

Метод термогазохимического воздействия с применением бинарных смесей наибольшее практическое применение получил благодаря комплексному подходу, включающему тепловое

и газовое воздействие на слабо дренируемые участки недр. Бинарные смеси – это водные растворы двух неорганических солей, в которые в зависимости от условий применения добавляется инициатор или ингибитор химической реакции [2].

За основу решения задачи разработки экологически безопасной бинарной смеси для термогазохимического воздействия одним из компонентов бинарной смеси был выбран нитрат аммония. Как известно, большая часть нитрата аммония используется либо непосредственно как хорошее азотное удобрение, либо как полупродукт для получения прочих удобрений. Выбор данного компонента также обусловлен своей коммерческой доступностью и низкой стоимостью. Вторым компонентом бинарной смеси является нитрит натрия [3].

Реакция нитрата аммония и нитрита натрия описана формулой:



В результате реакции образуется нитрат натрия ( $\text{NaNO}_3$ ), азот ( $\text{N}_2$ ) и вода ( $\text{H}_2\text{O}$ ).

Таким образом, можно сказать, что применение нитрита натрия и нитрата аммония является весьма экологически безопасным.

Анализ влияния карбонатной минерализации с концентрациями от 10г/л до 200 г/л показал, что термобарические характеристики реакции сильно снижаются начиная с концентрации 50 г/л. Спад максимального значения давления происходит на 85%, спад максимального значения температуры на 40%. Значительного изменения при росте концентрации карбонатной минерализации от 50г/л до 200 г/л не наблюдается. Термобарические параметры изменяются не более чем на 10% от показателей при 50 г/л.

Термобарические характеристики бинарного раствора двух неорганических солей – нитрита натрия и нитрата аммония 60% концентрации по массе с при влиянии карбонатной минерализации пластовой воды 50г/л представлены на рисунке 1.

Определение термобарических характеристик проводилось на реакторе высокого давления Рагг 4566 НР/НТ (США).

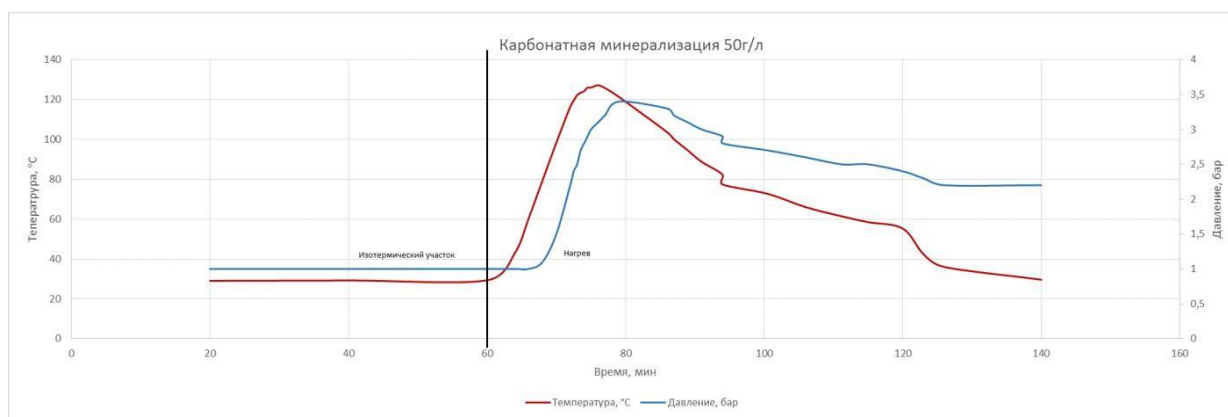


Рисунок 1 – Термобарические характеристики бинарного раствора двух неорганических солей – нитрита натрия и нитрата аммония 60% концентрации по массе с при влиянии карбонатной минерализации пластовой воды 50 г/л.

Сравнение термобарических характеристик «чистого» бинарного состава и бинарного состава при влиянии карбонатной минерализации, показало, что имеется зависимость, как от состава пластовых вод, так и от концентрации карбонатов и хлоридов. Даже при условии неявной линейной зависимости от концентрации, опираясь на полученные данные, возможно сделать прогноз термобарических показателей бинарного состава при известной минерализации.



Определение характера зависимости влияния различной минерализации пластовых вод на реакционную способность бинарного состава, на сегодняшний день является актуальной задачей, имеющей высокое практическое значение. Исследования по определению характера зависимости, с целью получения точных прогнозов реакционной способности бинарного состава в различных месторождениях ведутся в НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» КФУ в НИЛ «Реологические и термохимические исследования».

Метод термогазохимического воздействия на пласт с применением бинарных систем имеет наибольшую эффективность при его оптимизации для заданных пластовых условий. Одну из основных ролей здесь играет показатель минерализации пластовых вод. Оптимизация состава под заданную минерализацию и учет состава пластовой воды позволяет оптимизировать бинарный состав и достигать необходимых термобарических эффектов, что в конечном итоге приводит к повышению эффективности метода и, как следствие, увеличению притока нефти.

### Список литературы

1. Проект Стратегии развития минерально-сырьевой базы РФ до 2030 г. Версия от 12.09.2016.
2. Александров Е.Н., Леменовский Д.А., Петров А.Л., Леджи-Горяев В.Ю. Технология термического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте. Георесурсы. – 2009. С 2-5.
3. Идиятуллин Р.А., Зимин А.С., Лищук А.Н. Кинетика химических реакций при термогазохимическом воздействии на призабойную зону водными растворами бинарных смесей. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Нефтяное хозяйство. Декабрь – 2016. С 114 – 117.
4. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Г., Серкин Ю.Г., Низова Е.Е. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью бинарных смесей. Георесурсы. – 2016. Т. 18. №3. Ч.1. С. 154 – 159.

### References

1. Draft Strategy for the development of the mineral resource base of the Russian Federation until 2030. Version dated 12.09.2016
2. Aleksandrov E.N., Lemenovskii D.A., Petrov A.L., Ledzhi-Goryaev V.Yu. Technology of thermal stimulation of oil and bitumen production with a decrease in the amount of water in the oil reservoir. Georesources. - 2009. pp. 2-5.
3. Idiyatullin R.A., Zimin A.S., Lishchuk A.N. Kinetics of chemical reactions during thermal gas-chemical impact on the bottom-hole zone by aqueous solutions of binary mixtures. Development and operation of oil fields. Oil industry. December - 2016. pp. 114 - 117.
4. Aleksandrov E.N., Kuznetsov N.M., Kozlov S.G., Serkin Yu.G., Nizova E.E. Extraction of hard-to-recover and non-recoverable oil reserves using binary mixtures. Georesources. - 2016. Vol. 18. No. 3. Part 1. pp. 154-159.

**Высоковязкие нефти Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна – особенности происхождения и оценка генерационного потенциала  
(High-viscosity oils of the Volga-Ural oil and gas basin – origin of organic matter and assessment of generation potential)**

***А.Р. Минсафин<sup>1</sup>, Р.М. Сиразиева<sup>1</sup>, А.Н. Мухамедьярова<sup>1</sup>***

***1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий***

**Научный руководитель: Мударисова Раушания Айдаровна, старший преподаватель, б/с  
E-mail: amir.minsafin@bk.ru**

**Аннотация**

Одними из объектов, играющих важную роль в поддержании текущих уровней добычи и обеспечение прироста запасов, являются нетрадиционные трудноизвлекаемые запасы Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. В ходе работы был применен комплексный подход к изучению их геохимических показателей: генерационного потенциала и особенностей происхождения органического вещества. Были проведены пиролитические исследования по методике Rock-Eval, а также ГХ-МС анализ экстрактов геологических образцов, что позволило получить информацию о происхождении нефти и условиях осадконакопления органического вещества.

**Abstract**

One of the objects that play an important role in preserving current production levels and ensuring the growth of reserves are unconventional hard-to-recover reserves of the Volga-Ural oil and gas basin. In this work it is shown that an integrated approach was applied to the study of geochemical parameters of Volga-Ural basin source rock: generation potential and organic matter input. Pyrolytic studies using the Rock-Eval technique and GC-MS analysis of geological samples extracts were carried out. It is allowed obtaining information about the oil origin and the sedimentation conditions of organic matter.

**Ключевые слова**

Органическое вещество, генерационный потенциал, происхождение нефти, условия осадконакопления, Волго-Уральский бассейн, Rock-Eval, ГХ-МС.

**Keywords**

Organic matter, generation potential, oil origin, sediment conditions, Volga-Ural basin, Rock-Eval, GC-MS.

Трудноизвлекаемые запасы – это отложения с низкими показателями пористости и проницаемости с повышенным содержанием органического вещества, способные как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара. В связи с этим актуальным становится изучение нефтегенерационного потенциала разных территорий Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна, выявление их геохимических особенностей и условий образования [1,2].

Проводилось исследование образцов доманиковых пород Кузьминовского участка (Республика Татарстан) и Малышевского месторождения (Оренбургская область), а также горючих сланцев Ундорского месторождения (Ульяновская область) Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна пиролитическим методом Rock-Eval с помощью пиролитической ячейки EGA/PY-3030D, совмещенной с хроматографом Agilent 7890B и масс-селективным детектором Agilent 5977B и ГХ-МС при помощи газового хроматографа «Хроматэк-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ, Thermo.

Изученные образцы Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна относятся к сапропелевому органическому веществу (ОВ) от глубоководно морских до лагунных восстановительных условий осадконакопления согласно диаграмме Кеннона-Кессоу (рисунок 1), [3].

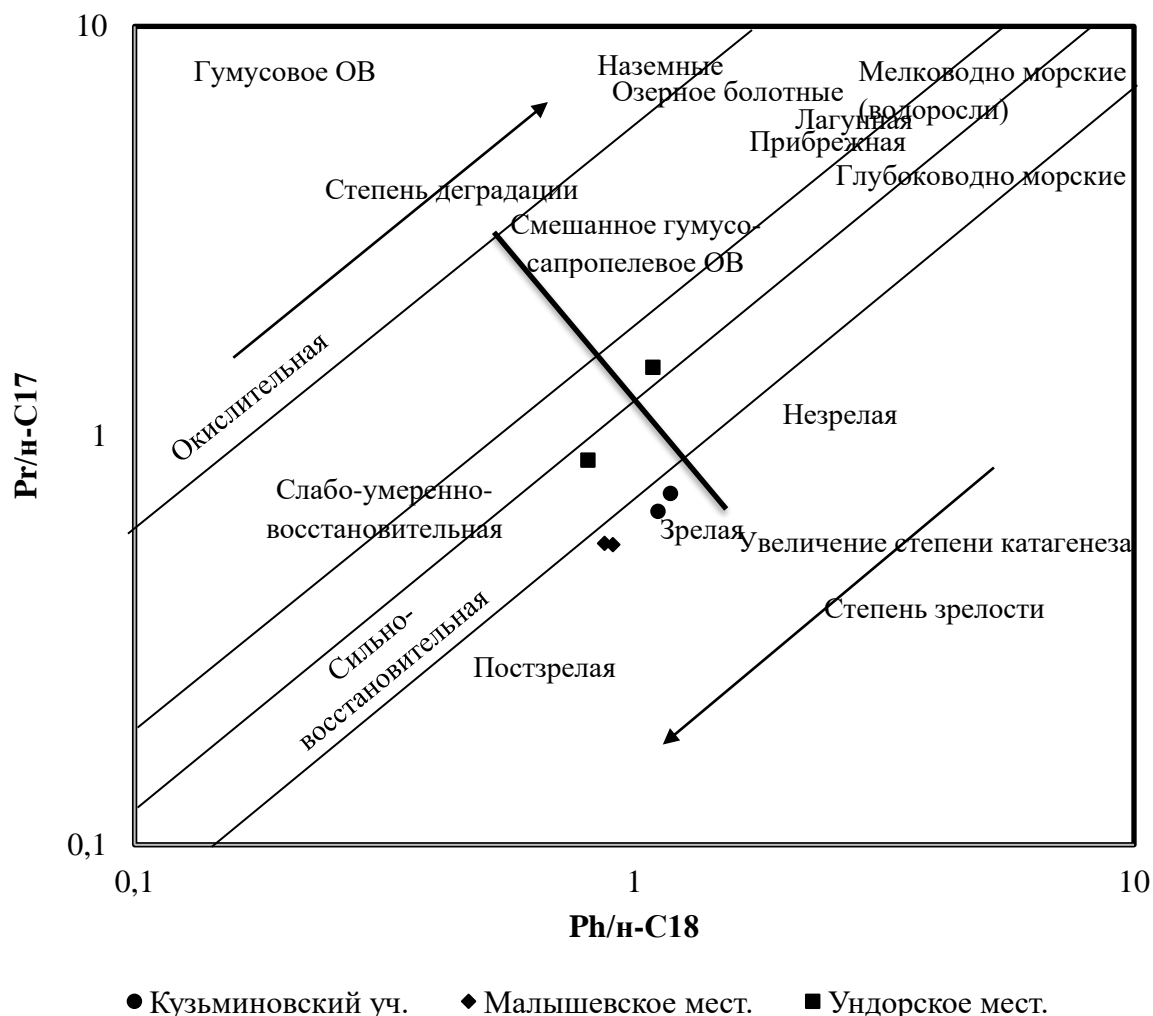


Рисунок 1 – График Кеннона-Кессоу (соотношения Pr/n-C17 и Ph/n-C18) для отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Очень хорошего генерационного потенциала достигают горючие сланцы Ундор (4,6-88,6 г УВ/г породы), в то время как доманик Малышевского месторождения и Кузьминовского участка обладает от умеренного до хорошего потенциалом (3,4-35,6 г УВ/г породы) (рисунок 2 а). Вместе с тем индекс продуктивности доманика составляет 13,7-26,9 %, что значительно выше, чем в случае горючих сланцев (Ундоры) (8,3 %) (рисунок 2 б). Степень катагенетической преобразованности изученных доманиковых пород также существенно выше (МК1-МК3) зрелости образцов горячих сланцев (<ПК3) [3].

Органическое вещество исследуемых образцов имеет преимущественно сапропелевый характер происхождения, является зрелым и относится преимущественно к сильно-восстановительной обстановке. Генерационный потенциал Кузьминовского участка и Малышевского месторождения преимущественно имеет низкие значения, исключение составляют образцы Ундорского месторождения. Индекс продуктивности для всех территорий невысок, что говорит о низкой степени выработанности керогена.

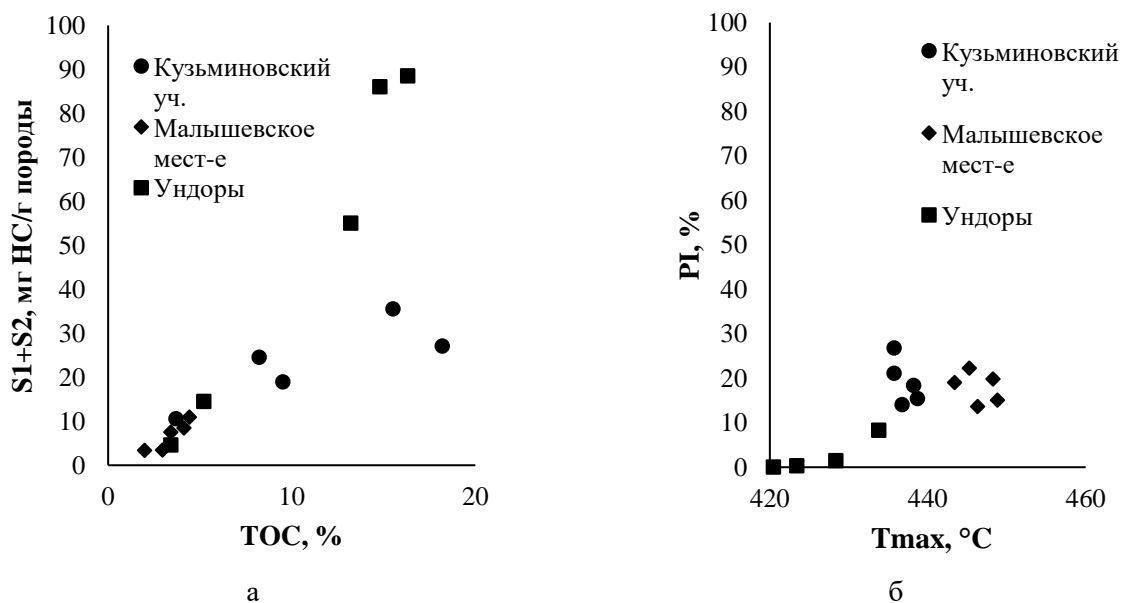


Рисунок 2 – Зависимости полного генерационного потенциала ( $S_1+S_2$ ) от органического углерода ( $C_{org}$ ) (а), а также индекса продуктивности (PI) от максимальной температуры ( $T_{max}$ ) (б) отложений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

### Список литературы

1. *Б. Тиссо, Д. Вельте.* Образование и распространение нефти – М.: Мир, 1981. – 501 с.
2. *Лопатин Н.В., Емец Т.П.* Пиролиз в нефтегазовой геологии. М.: Наука, 1987. 143 с.
3. *Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.* Геология и геохимия нефти и газа - МГУ, Москва, 2000. - 384 с.

### References

1. *B. Tissot, D. Velte.* Petroleum formation and occurrence - Moscow: Mir, 1981. - 501 p.
2. *Lopatin N.V., Yemets T.P.* Pyrolysis in oil and gas geology. Moscow: Nauka, 1987. 143 p.
3. *Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E.* Geology and geochemistry of oil and gas - Moscow State University, Moscow, 2000. - 384 p.

## Геохимические особенности источников нефти и газа территорий Восточно-Европейской платформы (Geochemical features of oil and gas sources in the territories of the Eastern European Platform)

*А.Н. Мухамедьярова<sup>1</sup>, Е.В. Морозова<sup>1</sup>, Д.К. Нургалиев<sup>1</sup>*  
1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
E-mail: anm03@list.ru

### Аннотация

Геохимическая информация является необходимым инструментом при поиске и разработке месторождений нефти и газа, позволяющим выявлять продуктивные пласты в поисково-разведочных скважинах, а также решать генетические задачи нефтеобразования. В данной работе проанализированы образцы керна республик Татарстана и Башкирии, Оренбургской и Ульяновской областей, относящиеся к Восточно-Европейской платформе. Согласно результатам пиролитических исследований, наименьшие значения  $S_1+S_2$  и содержания общего органического углерода наблюдаются в случае образцов Оренбургской (0,44-10,34 мг/г и 0,2-6,0 % соответственно, потенциал от бедного до очень хорошего) и Ульяновской (0,93-17,09 мг/г и 0,7-3,9 %, удовлетворительный потенциал) областей. Очень

хорошим и отличным генерационным потенциалом обладают образцы республик Татарстан и Башкирия. Согласно результатам биомаркерного анализа, образцы Башкирии и Оренбургской области накапливались преимущественно в мелководных условиях, в случае Татарстана и Ульяновской области – в глубоководных.

### **Abstract**

Geochemical information is a necessary tool in the search and development of oil and gas fields allowing to identify productive formations in exploration wells and to solve genetic problems of oil formation. In this paper, core samples from the Republics of Tatarstan and Bashkortostan, Orenburg and Ulyanovsk regions related to the Eastern European Platform are analyzed. According to the results of pyrolytic studies, the lowest values of S1+S2 and total organic carbon are observed in the case of samples from Orenburg (0.44-10.34 mg/g and 0.2-6.0% respectively, the potential from poor to very good) and Ulyanovsk (0.93-17.09 mg/g and 0.7-3.9%, satisfactory potential) regions. Samples of the republics of Tatarstan and Bashkiria have a very good and excellent generation potential. According to the results of biomarker analysis, samples of Bashkiria and the Orenburg Region accumulated mainly in shallow water conditions, in the case of Tatarstan and the Ulyanovsk region – in deep water.

### **Ключевые слова**

Органическое вещество, пиролитические исследования, биомаркерный анализ, Восточно-Европейская платформа, генерационный потенциал, морское происхождение.

### **Keywords**

Organic matter, pyrolytic studies, biomarker analysis, Eastern European Platform, generation potential, marine origin.

Геохимическая информация является необходимым инструментом при поиске и разработке месторождений нефти и газа [1-8]. Она позволяет выявлять продуктивные пласты в поисково-разведочных скважинах, диагностировать и выделять нефте- и газопроводящие отложения, оценивать нефте- и газообразование в них, решать генетические задачи нефтеобразования [1-3]. Также результаты геохимических исследований органического вещества способствуют выявлению первичной и вторичной миграции углеводородов, условий аккумуляции и сохранения их в ловушках. Одним из важнейших также является количественный и качественный прогноз нефтегазоносности [4-8]. Важнейшими особенностями конкретных территорий отложений являются происхождение, фациальные условия осадконакопления и источники органического вещества нефтематеринских пород.

Проанализированы образцы керна регионов республик Татарстана (Т1-Т5) и Башкирии (Б1), Оренбургской (О1-О2) и Ульяновской (У1) областей, относящиеся к Восточно-Европейской платформе. Содержание органического углерода ТОС (мас.%) и потенциал образования углеводородов (S1 + S2, мг НС/г породы) в образцах демонстрируют широкий диапазон значений, от 0,20% до 20,80% и от 0,44 мг/г до 98,38 мг/г соответственно. На рисунке 1 (S1 + S2 относительно ТОС) образцы каждого региона характеризуются однородным распределением. Наименьшие значения S1+S2 и ТОС наблюдаются в случае образцов Оренбургской (0,44-10,34 мг/г и 0,2-6,0 % соответственно, потенциал от бедного до очень хорошего) и Ульяновской (0,93-17,09 мг/г и 0,7-3,9 %, удовлетворительный потенциал) областей. Очень хорошим и отличным генерационным потенциалом обладают образцы Республик Татарстан и Башкирия (рисунок 1).

Преобладание низкомолекулярных н-алканов свидетельствует о морском фитопланктонном (водорослевом) генезисе органического вещества образцов Татарстана, Башкирии и Оренбургской области, возможно, модифицированного бактериями. Преобладание высокомолекулярных н-алканов образцов Ульяновской области говорит о значительном вкладе углеводородов растительного происхождения. Области накопления менялись от глубоководно-до мелководно-морских, о чем свидетельствуют следующие отношения изоалканов (пристан Pr,

фитан Ph) и н-алканов:  $Pr/n-C17=0,20-0,73$ ,  $Ph/n-C18=0,28-1,43$ , и что хорошо видно на комплексной диаграмме типов ОВ и условий их накопления (рисунок 2). Образцы Башкирии и Оренбургской области накапливались преимущественно в мелководных условиях, в случае Татарстана и Ульяновской области – в глубоководных. Окислительно-восстановительный режим был также относительно постоянным, о чем свидетельствует диапазон отношения  $Pr/Ph=0,10-0,60$ , преобладали восстановительные условия (модальное значение 0,3), благоприятные для сохранения органического вещества (ОВ).

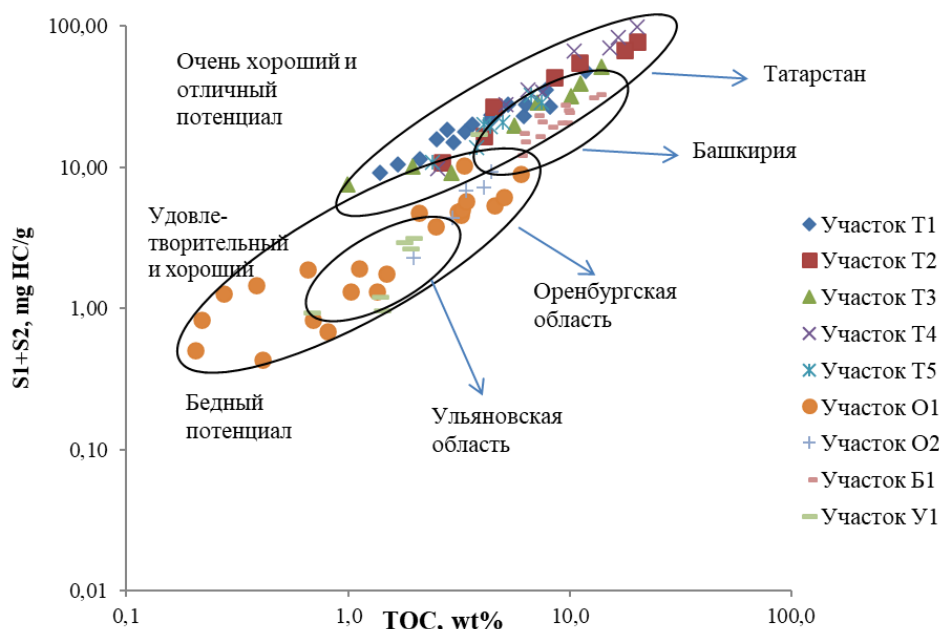


Рисунок 1 – График зависимости S1 + S2 от TOC, показывающий качество исходных пород Восточно-Европейской платформы.

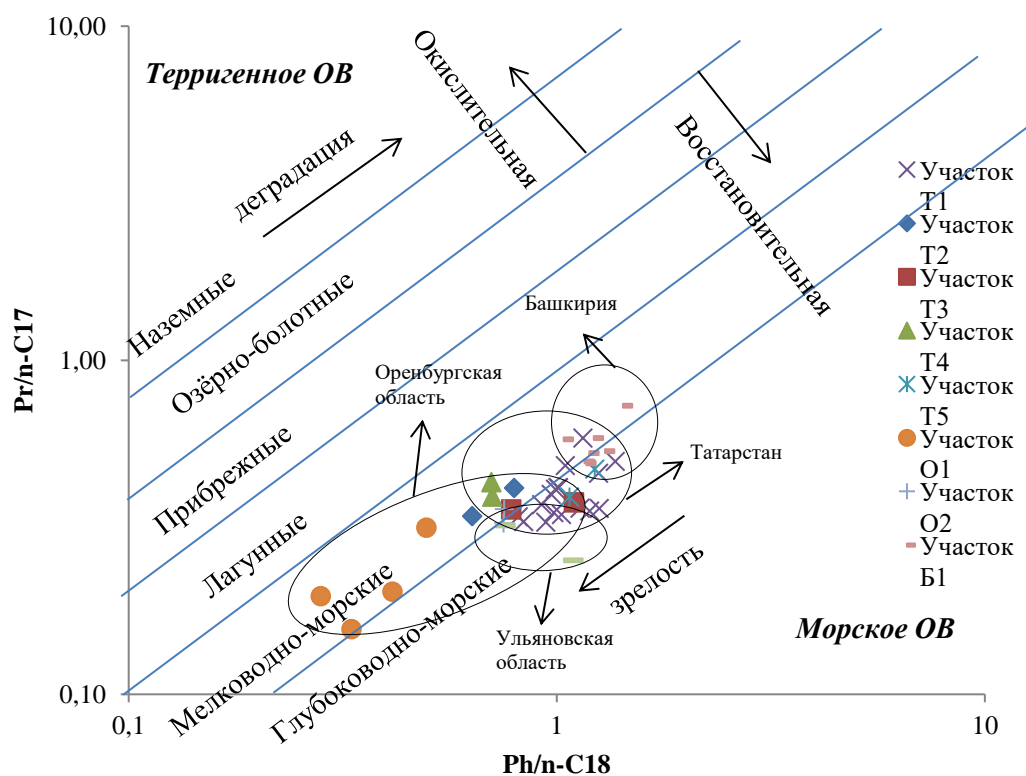


Рисунок 2 – Комплексная диаграмма типов органического вещества и условий накопления образцов Восточно-Европейской платформы.

## Список литературы

1. *Tusso B., Velte D.* – Образование и распространение нефти / Б.Тиссо, Д.Вельте – Москва: Мир, 1981.
2. *Hunt, J.M.* – Petroleum Geochemistry and Geology, Freeman / J.M. Hunt- 2nd Edition, W.H. Freeman, New York, 1996.
3. *Mashhadi, Z.S., Rabbani, A.R.*, – Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil-oil and oil-source rock correlation study. International Journal of Coal Geology / Z.S. Mashhadi, A.R. Rabbani – 146, 118–144, 2015.
4. *Mukhopadhyay, P.K., Wade, J.A., Kruge, M.A.* – Organic facies and maturation of Jurassic, Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotia Basin, Canada. Organic Geochemistry, 22, 85–104, 1995.
5. *Makeen, Y.M., Wan, H.A., Hakimi, M.H., Mustapha, K.A.*, – Source rock characteristics of the Lower Cretaceous Abu Gabra Formation in the Muglad Basin, Sudan, and its relevance to oil generation studies. Marine and Petroleum Geology / Y.M. Makeen, H.A. Wan, M.H. Hakimi, K.A. Mustapha. 59, 505–516, 2015(b).
6. *Ekweozor, C., Strausz, O.* Tricyclic terpanes in the Athabasca oil sands: Their geochemistry. In: Bjarøy, M., Albrecht, P., Cornford, C., de Groot, K., Eglinton, G., Galimov, E., Leythaeuser, D., Pelet, R., Rullkötter, J., Speers, G. (Eds.), – Advances in Organic Geochemistry, Wiley, Chichester, pp. 746–766, 1983.
7. *Aquino Neto, F.R., Trendel, J.M., Restl'e, A., Connan, J., Albrecht, P.* – Occurrence and formation of tricyclic terpanes in sediments and petroleum / In: Bjarøy, M., Albrecht, P., Cornford, C., de Groot, K., Eglinton, G., Galimov, E., Leythaeuser, D., Pelet, R., Rullkötter, J., Speers, G. (Eds.), Advances in Organic Geochemistry, Wiley, Chichester, pp. 659–667, 1983.
8. *Chen, Z., Liu, G., Wei, Y., Gao, G., Ma, W.* – Distribution pattern of tricyclic terpanes and its influencing factors in the Permian source rocks from Mahu Depression in the Junggar / Z. Chen, G. Liu, Y. Wei, G. Gao, W. Ma., 2017.

## References

1. *Tissot B., Welte D.* – Petroleum Formation and Occurrence / By Tisso B, Velte D. – Springer-Verlag, 1984.
2. *Hunt, J.M.*, – Petroleum Geochemistry and Geology. Freeman, 1996.
3. *Mashhadi, Z.S., Rabbani, A.R.*, – Organic geochemistry of crude oils and Cretaceous source rocks in the Iranian sector of the Persian Gulf: An oil-oil and oil-source rock correlation study. International Journal of Coal Geology / Z.S. Mashhadi, A.R. Rabbani, 146, 118–144, 2015.
4. *Mukhopadhyay, P.K., Wade, J.A., Kruge, M.A.*, 1995. – Organic facies and maturation of Jurassic/Cretaceous rocks, and possible oil-source rock correlation based on pyrolysis of asphaltenes, Scotia Basin, Canada. Organic Geochemistry 22, 85–104.
5. *Makeen, Y.M., Wan, H.A., Hakimi, M.H., Mustapha, K.A.*, Source rock characteristics of the Lower Cretaceous Abu Gabra Formation in the Muglad Basin, Sudan, and its relevance to oil generation studies. Marine and Petroleum Geology 59, 505–516, 2015(b).
6. *Ekweozor, C., Strausz, O.*, 1983. – Tricyclic terpanes in the Athabasca oil sands: Their geochemistry. In: Bjarøy, M., Albrecht, P., Cornford, C., de Groot, K., Eglinton, G., Galimov, E., Leythaeuser, D., Pelet, R., Rullkötter, J., Speers, G. (Eds.), Advances in Organic Geochemistry 1981. Wiley, Chichester, pp. 746–766, 1983.
7. *Aquino Neto, F.R., Trendel, J.M., Restl'e, A., Connan, J., Albrecht, P.*, – Occurrence and formation of tricyclic terpanes in sediments and petroleum. In: Bjarøy, M., Albrecht, P., Cornford, C., de Groot, K., Eglinton, G., Galimov, E., Leythaeuser, D., Pelet, R., Rullkötter, J., Speers, G. (Eds.), Advances in Organic Geochemistry, Wiley, Chichester, pp. 659–667, 1981.
8. *Fu, J., Zhang, Z., Chen, C., Wang, T.G., Li, M., Ali, S., Lu, X., Dai, J.*, 2019. – Geochemistry and origins of petroleum in the Neogene reservoirs of the Baiyun Sag, Pearl River Mouth Basin. Marine and Petroleum Geology 107, pp.127–141, 2019.

**Результаты экспериментальных исследований по определению вдавливания  
расклинивающего материала в нефтематеринские породы  
(The results of experimental studies to determine the indentation of proppant  
into oil source rock)**

**А.А. Нуриев<sup>1</sup>**

1-Уфимский государственный нефтяной технический университет

Научный руководитель: Султанов Шамиль Ханифович, д.т.н.

Email: ssultanov@mail.ru

**Аннотация**

В рамках лабораторных исследований определяется зависимость вдавливания расклинивающего материала от геологических особенностей нефтематеринских пород. Размерность пропанта и оказываемое давление были подобраны в соответствии с ретроспективным анализом применения гидравлического разрыва пласта на доманикитах. Было установлено, что вдавливание для чистых известняков составляет – 0.2-0.4мм, в известняках глинизированных – 0.13-0.55мм и 0.47-0.5мм для органического вещества. Основываясь на полученных результатах, будут определены коэффициенты вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород с учётом геологических особенностей, что повысит эффективность дизайна гидравлического разрыва пласта.

**Abstract**

In the framework of laboratory studies, the dependence of the indentation of the wedging material on the geological features of the oil source bed is determined. The dimension of the proppant and the applied pressure were selected in accordance with a retrospective analysis of the use of hydraulic fracturing on domanic formation. It was found that the indentation for pure limestones is 0.2-0.4mm, in clay limestones - 0.13-0.55mm and 0.47-0.5mm for organic matter. Based on the results obtained, the coefficients of indentation of the wedging material for oil source rocks will be determined, taking into account geological features, which will increase the efficiency of hydraulic fracturing design.

**Ключевые слова**

Гидравлический разрыв пласта, нефтематеринская горная порода, пропант, керн, доманиковая свита.

**Keywords**

Hydraulic fracturing, oil source bed, proppant agent, core, domanic formation.

На сегодняшний день вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти – обязательное условие для недропользователей. Это связано с истощением месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, и необходимостью поддержания стабильного уровня добычи углеводородов. В условиях ТРИЗ нефти среди перечня геолого – технических мероприятий гидравлический разрыв пласта (ГРП) является наиболее эффективным.

Доля ТРИЗ нефти в России на сегодняшний день составляет по разным оценкам 60% и содержится также в нефтематеринских породах баженовской и доманиковой свит.

При рассмотрении статистики проведения гидравлического разрыва пласта в нефтематеринских породах видно, что успешность операции варьируется в районе 50%. В большинстве случаев причиной не достижения результатов установлена геологическая особенность пород и их недостаточная изученность [1].

Процесс разработки осложняется такими факторами, как повышенная пластовая температура, присутствие зон аномально высокого пластового давления. Однако ключевым



отличием ТРИЗ от традиционных залежей углеводородов является их состав – в них содержится большое количество твёрдой неподвижной фазы органического вещества [2].

На доманиковой свите Башкирии были проведены испытания на приток: из 65 скважин в 11 была получена нефть, в результате 54 был получен фильтрат глинистого раствора, вода либо приток отсутствовал. Положительный эффект по 11 скважинам был получен в связи с улучшением коллекторских свойств, увеличением карбонатности разреза, повышением доли трещинных коллекторов. Что подтверждает недостаточную изученность геологических особенностей нефтематеринских пород [3].

Для повышения эффективности разработки залежей доманикитов на территории Башкортостана необходимо дальнейшее совершенствование операции гидравлического разрыва пласта. Одним из факторов достоверности дизайна ГРП является коэффициент вдавливания пропанта, который играет особую роль для нефтематеринских пород ввиду их геологических особенностей.

Для лабораторного определения коэффициента вдавливания пропанта были выбраны 3 опорные скважины с различными интервалами отбора кернового материала.

Керновый материал скважины №1 представлен известняками с высоким содержанием органического вещества (ОВ). На более тёмных участках содержание ОВ выше, чем на светлых. Ярко выражен запах ОВ на свежем сколе.

Породы плотные, крепкие, слоистые. Переслаивание литологических разностей подчеркнуто горизонтальной ориентировкой биокластов.

Керновый материал скважины №2 представлен известняками с примесью глинистого темно-коричневого материала, буровато-серые мелкоорганогенные, микро-тонкозернистые, участками интракластовые, неясно-слоистые, плотные, крепкие.

Встречаются редкие субгоризонтальные сомкнутые трещины, иногда разветвляющиеся.

Керновый материал скважины №3 представлен тёмно-серыми известняками, с запахом углеводородов на свежем сколе, с содержанием ОВ, с микрокристаллическим цементом, неясно-слоистые, плотные, крепкие.

Текстура неясно горизонтально-слоистая за счет ориентировки органических остатков и прослоев серых известняков.

Лабораторные исследования на вдавливания пропанта производились на гидравлическом испытательном прессе ИП-100, предназначенном для статических испытаний на сжатие. Погрешность измерений составляет 2%.

Для проведения лабораторных исследований образец кернового материала помещался в специальную твёрдосплавную обойму с внутренним диаметром 30мм, что соответствует диаметру керна. Давление на образец оказывалось посредством внешнего поршня, который под действием пресса входил в обойму.

При исследованиях использовались гранулы двух размерностей: 20/40 и 30/50.

Выбор этих размеров обусловлен тем, что они зарекомендовали себя при применении гидравлического разрыва пласта на доманиковых отложениях.

По результатам исследований были выявлены зависимости:

1. На затемнённых участках (известняки с примесью глины) вдавливание пропанта больше на 0.03-0.05 мм, чем на светлых (чистые известняки). Это связано с меньшей плотностью пород.

2. Углубление пропанта в породу происходит не равномерно, что подтверждает изменчивую плотность пород, которая определяется неясно-слоистой текстурой.

3. На свежих сколах кернового материала подтверждается особенность доманикитов – повышенное содержание органического вещества.

4. В местах, где встречаются чистые известняки, пропант создаёт поры минимальных размеров.

5. На тёмных участках, где сконцентрировано большое количество органического вещества, вдавливание происходит сильнее на 0.05 – 0.07 мм (в сравнении с чистыми известняками).

Основываясь на полученных результатах, будут определены коэффициенты вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород с учётом их геологических особенностей.

Применение коэффициентов в зависимости от состава пород положительно отразится на адаптивности дизайна гидравлического разрыва пласта, что повысит эффективность ГРП для нефтематеринских пород.

### Список литературы

1. Язьков А.В. Методические и технологические вызовы при освоении месторождений севера Западной Сибири: добыча и обустройство / Долгих Ю.Н., Куркин А.А., Насибуллин А.З., Кадочникова Л.М., Кузнецова Я.В., Елисеев П.И., Кудрин П.А., Григорьев М.С. // Экспозиция нефть газ. – 2019. – №5(72). – с.3-6;
2. Гладков Е.А. Предварительные результаты испытания новых технологий добычи нефти из отложений баженовской свиты // Территория нефтегаз. – 2017. – №7-8. – с.50-56;
3. Валеев А.С. Повышение эффективности выработки остаточных запасов нефти из низкопродуктивных коллекторов с использованием газового и водогазового воздействия / Котенёв Ю.А., Котенёв А.Ю., Мухаметшин В.Ш., Султанов Ш.Х. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – №7(331). – с.59-64.

### References

1. Yazkov A.V., Dolgikh Yu.N., Kurkin A.A., Nasibullin A.Z., Kadochnikova L.M., Kuznetsova Ya.V., Eliseev P.I., Kudrin P.A., Grigorev M.S. Metodicheskie i Tekhnologicheskie Vyzovy Pri Ssvoenii Mestorozhdenii Severa Zapadnoi Sibiri: Dobycha i Obustroistvo. Ekspozitsiya Neft Gaz – Oil and Gas Exposition, 2019. no. 5(72). pp.3-6;
2. Gladkov E.A. Predvaritelnye Rezultaty Ispytaniya Novykh Tekhnologii Dobychi Nefti iz Otlozhenii Bazhenovskoi Svity. Territoriya Neftegaz – Territory of Neftegaz, 2017. no. 7-8. pp.50-56;
3. Povyshenie Yffektivnosti Vyrabotki Ostatochnykh Zapasov Nefti iz Nizkoproduktivnykh Kollektorov s Ispolzovaniem Gazovogo i Vodogazovogo Vozdeistviya. Geologiya, Geofizika i Razrabotka Neftyanykh i Gazovykh Mestorozhdenii – Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2019. no. 7(331). pp.59-64.

### Геохимические особенности органического вещества месторождений сверхвязкой нефти и природных битумов Республики Татарстан (Geochemical features of organic matter of ultra-viscous oil and natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan)

А.Р. Сафиуллина<sup>1</sup>, А.Р. Минсафин<sup>1</sup>, Р.М. Сиразиева<sup>1</sup>, Е. В. Морозова<sup>1</sup>,  
А. Н. Мухамедьярова<sup>1</sup>, Р. Г. Лукьянова<sup>1</sup>

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Научный руководитель: Лукьянова Резеда Габдрашитовна, к.н.  
E-mail: rezeda-1@yandex.ru

### Аннотация

Статья посвящена изучению особенностей органического вещества пород-коллекторов сверхвязкой нефти и природных битумов на месторождениях в пределах Республики Татарстан. На основе результатов исследования выдвинуты предположения относительно количества, степени зрелости, генезиса органического вещества, окислительно-восстановительного режима и условий его осадконакопления. Определены нефтегазогенерационный потенциал, стадия созревания и характеристика продуктивности нефтематеринских пород, тип и характер преобразованности керогена.

## Abstract

The article is dedicated to the study of geological and geochemical features of organic matter contained in reservoir-rocks of ultra-viscous oil and natural bitumen deposits within the Republic of Tatarstan. Based on the results of the study assumptions are made about the quantity, maturity degree, genesis of organic matter, redox regime and conditions during its sedimentation. The oil-generating potential, the stage of maturation, productivity characteristics of oil source rocks, and also type and nature of the transformation of kerogen are determined.

## Ключевые слова

Органическое вещество, кероген, сверхвязкие нефти, природные битумы, пиролиз Rock - Eval, хроматомасс - спектрометрия.

## Keywords

Organic matter, kerogen, ultra-viscous oil, natural bitumen, Rock-Eval pyrolysis, gas chromatography – mass-spectrometry.

В качестве объектов рассмотрены образцы керна терригенных пород-коллекторов битумных месторождений: Егоркинского месторождения и Ойкино-Алтунинского поднятия Ромашкинского месторождения. Изучен керн пород-коллекторов порового типа, представленных пористыми, мелкозернистыми битумонасыщенными песчаниками бобриковского горизонта, а также казанского и уфимского ярусов пермской системы, представленный известковистыми, мелкозернистыми, сильно битумонасыщенными песчаниками соответственно [1, 2].

Предварительно из битумонасыщенного керна путём горячей хлороформной экстракции в аппарате Сокслета выделен битумоид, из которого выделены группы масел, смол и асфальтенов. Проведены пиролитические исследования образцов с помощью пиролитической ячейки EGA/PY-3030D (Frontier Lab, Япония). Выполнен хроматомасс-спектрометрический анализ масел с помощью газового хроматографа 7890В и масс-селективного детектора 5977В.

В случае Егоркинского месторождения Total Organic Carbon (органический углерод) составляет 0,56 – 2,27 масс. %, для Ойкино-Алтунинского поднятия – 1,49 – 7,41 масс. %. Потенциал нефтегазоматеринских пород Егоркинского месторождения – 5,7 - 6,1 мг УВ/г породы; для Ойкино-Алтунинского - изменяется в диапазоне 2,8 – 11,0 мг УВ/г породы. Индекс продуктивности Егоркинского месторождения – 26 - 28 %, Ойкино-Алтунинского поднятия – 71 – 83 %. Значения  $T_{max}$  керогена Егоркинского месторождения достигают 427° С (рисунок 1), Ойкино - Алтунинского поднятия - варьируются от 419° до 429° С.

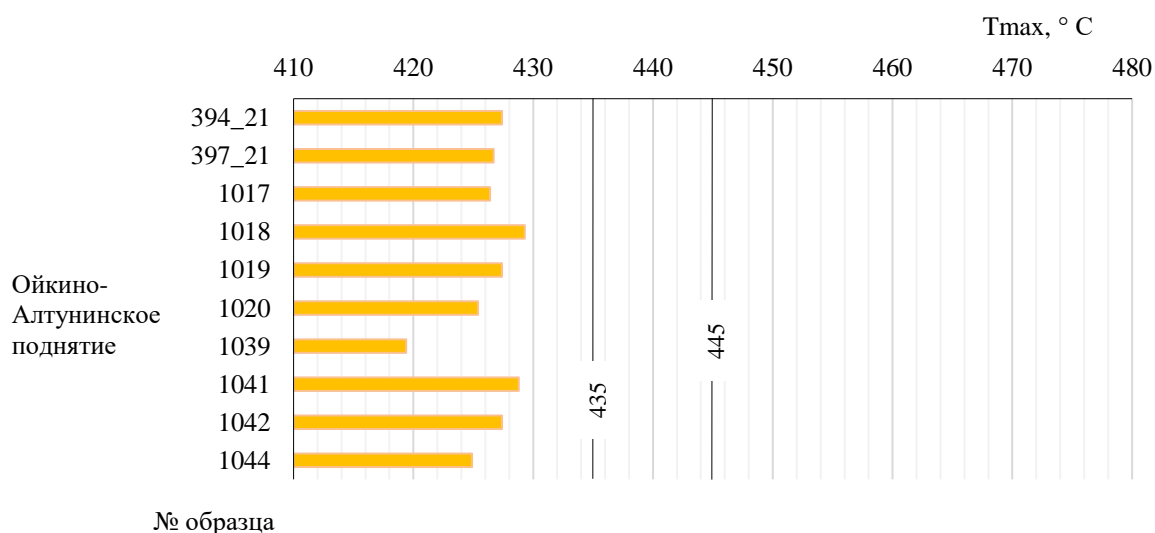


Рисунок 1 – Диаграмма значений  $T_{max}$ .

Для Егоркинского месторождения Hydrogen Index (водородный индекс) варьируется в пределах 45,80 – 818,89 мг УВ/г породы; для Ойкино-Алтунинского поднятия – 28,07 – 54,00 мг УВ/г породы. По распределению алканов максимум приходится на относительно низко-, среднемолекулярную область C<sub>16</sub>-C<sub>23</sub>, что ассоциируется с органическим веществом типично морского фитопланктонного (водорослевого) генезиса. В группе циклоалкановых углеводородов отношение гопана (C<sub>30</sub>) к стеранам (C<sub>29</sub>) – от 0,8 до 1,1; в среднем – 0,9.

Отношения изоалканов (Pr - пристан, Ph - фитан) и n-алканов: Pr/nC<sub>17</sub> = 0,3 – 1,1, Ph/nC<sub>18</sub> = 0,7 – 1,6. Значения Pr/Ph = 0,3 – 0,5 свидетельствуют о постоянстве окислительно-восстановительного режима на обеих территориях, при этом очень низкие значения (модальное значение 0,4) характерны для резко восстановительных условий накопления органического вещества. Значения изопреноидного коэффициента K<sub>i</sub> (Pr+Ph/nC<sub>17</sub>+nC<sub>18</sub>) = 0,6 – 1,4.

Распределение стеранов C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub> считается более надежным индикатором типа органического вещества, чем значения алкановых биомаркеров, так как относительное содержание этих гомологов не зависит от зрелости органического вещества. Особенностью битумонасыщенных пород с Егоркинского месторождения и Ойкино-Алтунинского поднятия является незначительное преобладание стерана C<sub>27</sub>, что свидетельствует о накоплении рассеянного органического вещества в условиях открытого моря (рисунок 2).

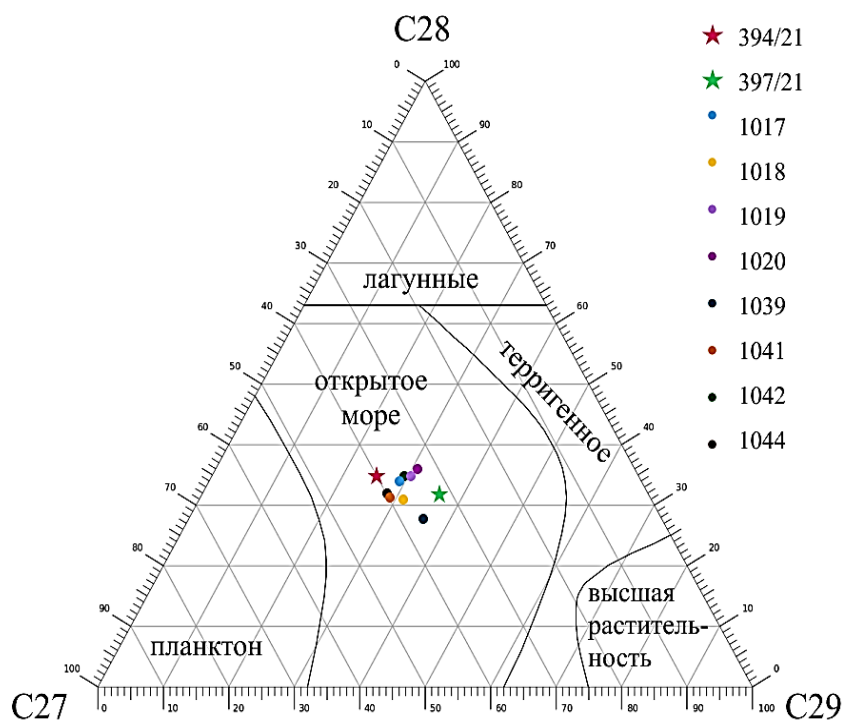


Рисунок 2 - Треугольная диаграмма распределения содержания стеранов Егоркинского месторождения и Ойкино-Алтунинского поднятия.

Анализируемые породы содержат значительное количество органического вещества. Все значения T<sub>max</sub> < 435° С, следовательно, на обеих изученных территориях нефтегазоматеринские породы находятся на стадии протокатагенеза (созревания микронепти), кероген слабо преобразован, органическое вещество в отношении способности нефтегазогенерации термически незрелое. Исходя из значений водородного индекса на обеих территориях однозначно определяется кероген IV типа, не обладающий генерационной способностью. Кроме того, кероген одного из образцов Егоркинского месторождения принадлежит к I типу, генерирующему нефть, что может являться следствием миграции органического вещества из неизученных продуктивных горизонтов.

## Список литературы

1. Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Егоркинского месторождения Республики Татарстан по состоянию на 01.07.2018 г. кн. 1 [текст] / Валева С.Е., Арефьев Ю.М., и др. – Альметьевск, 2019 – 258 с.
2. Выпускная квалификационная работа на тему «Обоснование эффективности извлечения сверхвязкой нефти тепловыми методами на Ойкино-Алтунином поднятии Ромашкинского месторождения» / А. Е. Питуганова – Казань: КФУ, 2010. – 61 с.

## References

1. *Valeeva S. E., Aref'ev Yu. M. et al.* Expeditious Estimation of Oil and Dissolved Gas Reserves of the Egorkinskoe Field of the Republic of Tatarstan as of 01.07.2018. 1st Book [Text] - Al'met'evsk, 2019, 258 p.
2. *Pituganova A. E.* Graduate Qualification Work on the Topic "Substantiation of the Efficiency of Extraction of Ultra-Viscous Oil by Thermal Methods at the Oikino-Altuninskoe Uplift of the Romashkinskoe Field". KFU – Kazan, 2010, 61 p.

## Биомаркерный анализ нефтей продуктивных отложений пермской системы Нижнекармальского и Подлесного месторождений (Biomarker analysis of oils from productive deposits of the Permian system of the Nizhnekarmal'sky and Podlesnoye fields)

*Р.М. Суразиева<sup>1</sup>, А.Р. Минсафин<sup>1</sup>, А.Н. Мухамедьярова<sup>1</sup>*

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Мударисова Раушания Айдаровна ст. преп., б/с

E-mail: troglot2000@yandex.ru

## Аннотация

В настоящее время разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов является одной из приоритетных задач. Изучение молекулярного состава нефтей помогает решить вопросы, связанные с выбором метода разработки нефти, ее экономической ценности дальнейшей перспективой переработки. Приведены результаты хромато-масс-спектрометрических исследований образцов свехвязких нефтей Нижне-Кармальского месторождения и Подлесного поднятия. Особенности молекулярного состава и распределения углеводородов показало, что их источником является сапропелевое органическое вещество, изменяемое восстановительными условиями накопления и преобразования осадков, определенным температурным воздействием и присутствием биологического окисления.

## Abstract

Deposit development of heavy oils and natural bitumen is one of the priority tasks of geology. The study of the oil molecular composition helps to choose the method of oil development, its economic value and further perspectives for processing. The results of GCMS studies of super-viscous oil from the Nizhne-Karmal'sky and Podlesnoe oilfields are presented. Characteristics of hydrocarbon composition and distribution are shown that samples input was sapropelic organic matter, which was changed by the reducing accumulation and transformation conditions of sediments, a certain mature and the biological oxidation.

## Ключевые слова

Углеводороды-биомаркеры, органическое вещество, условия осадконакопления, катагенетическая зрелость, биодеградация.

## Keywords

Biomarkers, organic matter, sedimentation conditions, catagenetic maturity, biodegradation.

В условиях истощения запасов легкой нефти все большее внимание обращается на альтернативные источники, в том числе на залежи высоковязких нефтей. Все углеводороды, входящие в состав нефти, делятся на два типа: преобразованные и реликтовые, или биомаркеры. Биомаркеры – углеводороды, сохранившие черты строения исходных биоорганических молекул [1]. Распределение углеводородов-биомаркеров используется для идентификации условий осадконакопления, оценки катагенетической зрелости, определения наличия влияния бактериальной дегградации на углеводороды.

Материалом исследования послужили 15 проб нефтей Нижне-Кармального месторождения и 17 проб нефтей Подлесного поднятия. В стратиграфическом плане образцы приурочены к уфимскому ярусу (P<sub>1u</sub>) приуральскому отделу пермской системы, в пределах исследуемой территории представленному шешминским горизонтом (P<sub>1u-ss</sub>). Насыщенные и ароматические фракции нефтей, выделенные посредством SARA-анализа, были исследованы на молекулярном уровне по биомаркерным параметрам с помощью хроматомасс-спектрометрической системы, включающей газовый хроматограф «Хроматэк-Кристалл 5000» с масс-селективным детектором ISQ LT Single Quadrupole (Thermo Fisher Scientific, США).

В насыщенной фракции были идентифицированы n-алканы состава C<sub>10</sub>-C<sub>38</sub>, которые характеризуются распределением с преобладанием в области n-C<sub>14</sub>-n-C<sub>19</sub>. Затем наблюдается уменьшение содержания высокомолекулярных алканов. Данные закономерности характерны для обеих площадей исследования с единственным отличием, что в образцах Подлесного поднятия в ряде случаев затруднена идентификация высокомолекулярных алканов связи с их низкой интенсивностью. Значения Pr/Ph (Pr – пристан, Ph – фитан) в исследуемых образцах изменяется в пределах 0,49-0,70 для Подлесного поднятия и Нижне-Кармального месторождения, что говорит о преобладании фитана, характеризующего исходное органическое вещество (ОВ) морского происхождения. Средние значения коэффициента нечетности CPI для всех образцов больше 1, что характеризует нефть как зрелую. Показатели Pr/n-C<sub>17</sub> и Ph/n-C<sub>18</sub> характеризуются большими значениями (1,47-80,83 для Нижне-Кармального и 22,02-111,52 для Подлесного поднятий), что говорит о влиянии бактериальной дегградации. Проследить наличие бактериальной дегградации также помогает отношение 4/1-МДБТ (МДБТ – метилдибензотиофен), значения которого варьируются в пределах 0,50-1,40 для Нижне-Кармального месторождения и 1,05-2,51 для Подлесного поднятия [3]. Стоит отметить, что в образцах Подлесного поднятия наблюдается более сильная биодеградация.

Распределение терпанов в породах указывает на то, что во время осаждения ОВ преобладали морские обстановки осадконакопления (H<sub>31R</sub>/H<sub>30</sub> >0.25) [2]. При этом низкие значения индекса H<sub>35</sub>/H<sub>34</sub> могут быть обусловлены интенсивной окислительной дегградацией в гипергенезе. Показатели термальной зрелости указывают на то, что отложения достигли стадии мезокатагенеза (рисунок 1).

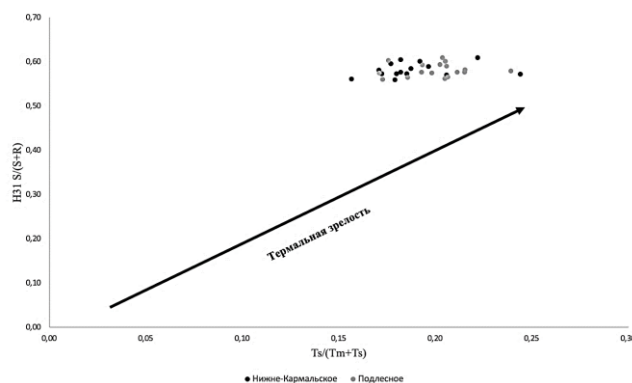


Рисунок 1– Диаграмма распределения терпановых показателей термальной зрелости в образцах.

Основываясь на распределении стеранов можно сделать выводы о фациально-генетических условиях осадконакопления и уровне термальной зрелости. На рисунке представлена тригограмма стеранов C<sub>27</sub>-C<sub>29</sub> (рисунок 2а). Распределения их значений коррелируются с ранее сделанными заключениями о морском происхождении ОБ. Показатели термической зрелости стеранов (рисунок 2б) и средние значения метилфенантренового индекса (MPI) равные 0,8 также подтверждают полученные на основании распределения терпанов выводы.

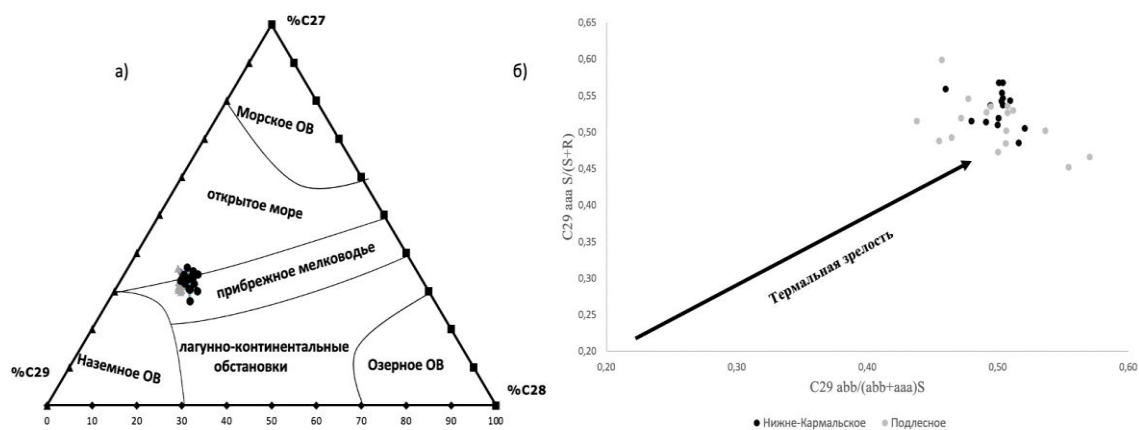


Рисунок 2 – Диаграмма распределения стерановых показателей, характеризующих: (а) фациально-генетические условия осадконакопления; (б) термальную зрелость.

Исследуемые образцы двух месторождений, стратиграфически приуроченных к одному продуктивному горизонту, имеют схожие параметры молекулярного состава нефти и коррелируют между собой. Исходное ОБ нефтей – сапропелевое, накопление которого протекало в восстановительной обстановке. Зрелость нефтей, установленная по стерановым и гопановым коэффициентам, соответствует стадии мезокатагенеза. В образцах прослеживается влияние бактериальной деградации на молекулярный состав, в значительной степени это проявляется в образцах Подлесного поднятия.

### Список литературы

1. Ал. А. Петров, Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 264 с.
2. Peters K., Walters C., Moldowan, J. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history, Vol. 2, 2nd edition – Cambridge university press, New York, 2005 – P. 698.
3. Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Кошелев В.Н., Органическая геохимия углеводородов: Учебное пособие для вузов: В 2 кн. М.: Российский государственный университет нефти и газа И.М. Губкина, 2013. – Кн. 2. – 303 с.

### References

1. Al. A. Petrov, Oil hydrocarbons. – М.: Nauka, 1984. – 264 p.
2. Peters K., Walters C., Moldowan, J. The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth history, Vol. 2, 2nd edition – Cambridge university press, New York, 2005 – P. 698.
3. Gordadze G.N., Giruts M.V., Koshelev V.N., Organic geochemistry of hydrocarbons: Textbook for universities: In 2 books. М.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2013. - Book. 2. - 303 p.

**Эффективные фотокатализаторы выделения водорода на основе сульфида кадмия, стабилизированные на иерархическом мезопористом носителе  
(Efficient photocatalysts for hydrogen evolution based on cadmium sulfide, stabilized on a hierarchical mesoporous support)**

***Э.А. Ситмуханова<sup>1</sup>, А.В. Ставицкая<sup>1</sup>, В.А. Винокуров<sup>1</sup>***

1- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Винокуров Владимир Арнольдович, д. х. н.

E-mail: vinok.ac@mail.ru

**Аннотация**

Одним из главных факторов развития процесса получения водорода является производимый и эффективный фотокатализатор. Квантовые точки (КТ) размером (4-5 нм) были синтезированы на поверхности иерархического алюмосиликата MCM-41/Hall, состоящего из мезопористого оксида кремния, образующего композитный материал с природными алюмосиликатными нанотрубками галлуазита. Исследовано влияние состава КТ на структуру, спектральные и фотокаталитические свойства. Получен ряд фотокатализаторов с различными размерами КТ (3,2–4,8 нм) и шириной запрещенной зоны (2,46–2,66 эВ). Оптимизация концентрации CdS и сокатализатора (Ru) привела к получению эффективного фотокатализатора видимого света для производства водорода.

**Abstract**

A scalable and efficient photocatalyst is a key factor for the sustainable hydrogen production. 4-5 nm CdS quantum dots were synthesized in situ on the surface of this hierarchical aluminosilicate MCM-41/Hall, consisting of mesoporous silicon oxide, which forms a composite material with surfaces of aluminosilicate halloysite nanotubes. The influence of the QDs composition on the structure, spectral and photocatalytic properties was investigated. A series of photocatalysts with various QDs sizes (3.2-4.8 nm) and band gaps (2.46-2.66 eV) was obtained. Optimization of CdS and cocatalyst (Ru) concentration resulted in efficient visible light photocatalyst for hydrogen production.

**Ключевые слова**

Галлуазит, сульфид кадмия, фотокатализ, водород, мезопористый кремнезем.

**Keywords**

Halloysite, cadmium sulfide, photocatalysis, hydrogen, mesoporous silica.

В этом исследовании мы предлагаем использовать квантовые точки (КТ) CdS в качестве активных фотокаталитических частиц и иерархический мезопористый носитель типа MCM-41/Hall для получения эффективных и стабильных фотокатализаторов производства водорода.

Материалы на основе CdS представляют большой интерес из-за благоприятной ширины запрещенной зоны (2,4 эВ) и положения валентной зоны и зоны проводимости [1]. КТ CdS представляют собой новый тип сверхактивных фотокатализаторов, чувствительных к видимому свету [2]. Благодаря размерам КТ CdS скорость рекомбинации заряда намного ниже, чем в более крупных наночастицах. Нанесение КТ CdS на пористом носителе снижает флуоресценцию и предотвращает агломерацию частиц [3].

Здесь мы синтезировали материал с более высокой эффективностью выделения водорода в видимом свете по сравнению с другими системами на основе КТ CdS, с кажущейся квантовой эффективностью 15% и довольно низкой концентрацией активной фотокаталитической фазы, равной 15% масс. Предложенная система продемонстрировала практически 100% эффективность каталитической активной фазы.

Было установлено, что выбор носителя, содержание и размер наночастиц CdS, а также концентрация сокатализатора Ru играют значительную роль в активности и стабильности



материалов на основе квантовых точек CdS и мезопористых носителей. Показано, что использование MCM-41/HaII в качестве носителя для фотокатализатора более выгодно по сравнению с чистым MCM-41, за счет включения ионов Al в структуру MCM-41, а также иерархической структуры [4].

Полученные фотокатализаторы были испытаны в реакции выделения водорода из раствора электролитов Na<sub>2</sub>S и Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub> под действием видимого света. И для всех образцов была рассчитана кажущаяся квантовая эффективность (ККЭ) по формуле (1):

$$\text{ККЭ (\%)} = \frac{2 \times W}{28} \times 100\%, \quad (1)$$

где  $W$  — скорость образования водорода в (мкмоль/мин).

Таким образом, все исследованные образцы имеют широкую область поглощения в области 550–450 нм, что связано с переносом заряда из валентной зоны в зону проводимости CdS. Добавление Ru увеличивает адсорбцию видимого света, что важно для преобразования солнечной энергии и повышения каталитической активности образцов. Было показано, что наибольшей активностью в реакции выделения водорода и стабильностью среди представленных материалов обладает 0,2Ru/15CdS/MCM-41/HNT.

Работа выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках государственного задания в сфере научной деятельности, номер темы FSZE-2020-0007.

### Список литературы

1. *Stavitskaya, A.V., Kozlova, E.A., Kurenkova, A.Y., Glotov, A.P., Selischev, D.S., Ivanov, E.V., Lvov, Y.M.* Ru/CdS Quantum Dots Templated on Clay Nanotubes as Visible-Light-Active Photocatalysts: Optimization of S/Cd Ratio and Ru Content. // *Chem. Eur. J.* 2020. V. 26. №. 57. P. 13085-13092.
2. *Huang, H.M.; Xu, B.; Tan, Z.K.; Jiang, Q.Q.; Fang, S.Q.; Li, L.Y.; Bi, J.H.; Wu, L.* A facile in situ growth of CdS quantum dots on covalent triazine-based frameworks for photocatalytic H<sub>2</sub> production. *J. Alloys Compd.* 2020, 833, 155057.
3. *Kim, H.N.; Kim, T.W.; Kim, I.Y.; Hwang, S.J.* Cocatalyst-free photocatalysts for efficient visible-light-induced H<sub>2</sub> production: porous assemblies of cds quantum dots and layered titanate nanosheets. *Adv. Funct. Mater.* 2011, 21 (16), 3111-3118.
4. *Glotov, A.P., Levshakov, N., Stavitskaya, A.V., Artemova, M., Gushchin, P., Ivanov, E.V., Lvov, Y.M.,* Templated self-assembly of ordered mesoporous silica on clay nanotubes // *Chem. Commun.* 2019. V. 55. №. 38. P. 5507-5510.

### References

1. *Stavitskaya, A.V., Kozlova, E.A., Kurenkova, A.Y., Glotov, A.P., Selischev, D.S., Ivanov, E.V., Lvov, Y.M.* Ru/CdS Quantum Dots Templated on Clay Nanotubes as Visible-Light-Active Photocatalysts: Optimization of S/Cd Ratio and Ru Content. // *Chem. Eur. J.* 2020. V. 26. №. 57. P. 13085-13092.
2. *Huang, H. M.; Xu, B.; Tan, Z. K.; Jiang, Q. Q.; Fang, S. Q.; Li, L. Y.; Bi, J. H.; Wu, L.* A facile in situ growth of CdS quantum dots on covalent triazine-based frameworks for photocatalytic H<sub>2</sub> production. *J. Alloys Compd.* 2020, 833, 155057.
3. *Kim, H.N.; Kim, T.W.; Kim, I.Y.; Hwang, S.J.* Cocatalyst-free photocatalysts for efficient visible-light-induced H<sub>2</sub> production: porous assemblies of cds quantum dots and layered titanate nanosheets. *Adv. Funct. Mater.* 2011, 21 (16), 3111-3118.
4. *Glotov, A.P., Levshakov, N., Stavitskaya, A.V., Artemova, M., Gushchin, P., Ivanov, E.V., Lvov, Y.M.,* Templated self-assembly of ordered mesoporous silica on clay nanotubes // *Chem. Commun.* 2019. V. 55. №. 38. P. 5507-5510.

## Жидкость гидравлического разрыва пласта на основе псевдодимерных ПАВ (Hydraulic fracturing fluid based on pseudodimeric surfactants)

*А.А. Филатов,<sup>1</sup> П.К. Крисанова<sup>1</sup>*

1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Научный руководитель: Л.А. Магадова д.т.н., профессор

E-mail: filatovandrew104@gmail.com

### Аннотация

Представлены новые жидкости для гидравлического разрыва пласта (ГРП) на основе псевдодимерных ПАВ. Указанные составы обладают необходимыми структурно-механическими, а также технологическими характеристиками пригодными для проведения операций ГРП. Составы проявляют гидрофобизирующее действие к водочувствительным пластам, а при контакте с нефтью и пластовой водой подвергаются полной деструкции, за счет чего снижается негативное влияние на обрабатываемый интервал при проведении ГРП.

### Abstract

New fluids for hydraulic fracturing based on pseudodimeric surfactants are presented. These compositions have the necessary structural-mechanical, as well as technological characteristics necessary for hydraulic fracturing operations. The compositions exhibit a hydrophobic effect on water-sensitive formations, and upon contact with oil and formation water, they undergo complete destruction, thereby reducing the negative impact on the treated interval during hydraulic fracturing.

### Ключевые слова

Гидравлический разрыв пласта, ПАВ, вязкоупругость, гидрофобизация.

### Keywords

Hydraulic fracturing, surfactant, viscoelasticity, hydrophobization.

Жидкости разрыва на основе ПАВ интенсивно изучают на протяжении последнего десятилетия. Особый интерес проявляется к системам на основе димерных ПАВ, в частности, катионным ПАВ (четверичные соли аммония) [1,2], которые обладают высокими вязкоупругими свойствами при значительно меньших концентрациях, чем «мономерные» аналоги. При всех своих преимуществах димерные ПАВ обладают и недостатками: их получают сложным многостадийным синтезом с использованием хлорорганических соединений, которые впоследствии могут перейти в пластовые флюиды, ухудшая товарные качества нефти и негативно влияя на целостность нефтеперерабатывающего оборудования.

Возможной альтернативой димерным ПАВ являются псевдодимерные ПАВ [3,4]. Их синтез проводится непосредственно в рабочем растворе смешением ПАВ и сшивателя. Для синтеза могут использоваться технические реагенты, что может снизить себестоимость получаемого геля.

Исследование проводилось с системами на основе производного технической олеиновой кислоты. В качестве реагента-сшивателя использовалась смесь солей железа и низкомолекулярных многоосновных кислот. Проведена оценка реологических и осцилляционных свойств жидкостей разрыва с применением ротационного вискозиметра Grace M5600. На приборе Жигача-Ярова исследовалось влияние композиций на глинистую породу. Также оценивалось способность жидкостей к удерживанию в объеме расклинивающего материала – проппанта.

В ходе исследований обнаружено, что указанные композиции на основе производных олеиновой кислоты возможно использовать при расходе реагента в 3,5% масс. и выше. При этом образуется высокоструктурированный гель, способный удерживать без видимого оседания проппант фракции 16/20 с расходом 500 кг/м<sup>3</sup> (рисунок 1).

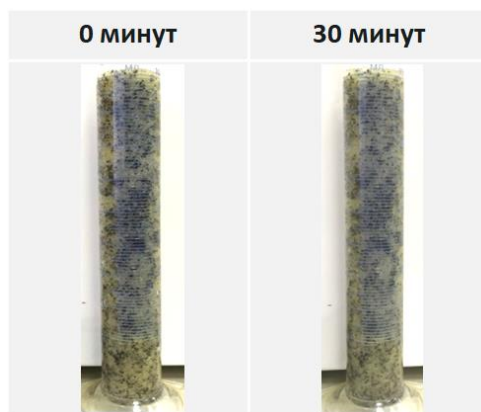


Рисунок 1 – Исследование песконесущей способности.

Вязкость геля с расходом ПАВ 3,5% составляет 135 мПа•с при скорости сдвига  $100 \text{ с}^{-1}$ . Способность составов удерживать в объеме проппант объясняется высокими упругими показателями, что отмечено при осцилляционных исследованиях.

При оценке воздействия составов на глинистую породу обнаружено, что указанные системы проявляют стабилизирующие действие за счет адсорбции ПАВ на поверхности глины даже при разбавлении составов более чем на 75%.

Исследуемые композиции подвергаются самодеструкции при контакте с углеводородами, что выявлено при смешении составов с нефтью в различных соотношениях.

В дальнейшем планируется продолжить подбор различных структурообразователей, оценить их влияние на свойства ПАВ, а также провести фильтрационные исследования на кернах конкретных месторождений.

Работа выполнена в лаборатории НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты» при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-936.

### Список литературы

1. Yang X. et al. Rheology of Quaternary Ammonium Gemini Surfactant Solutions: Effects of Surfactant Concentration and Counterions // *Journal of Surfactants and Detergents*. John Wiley and Sons Inc., 2018. Vol. 21, № 4. P. 467–474.
2. Agrawal N.R. et al. Wormlike Micelles of a Cationic Surfactant in Polar Organic Solvents: Extending Surfactant Self-Assembly to New Systems and Subzero Temperatures // *Langmuir*. American Chemical Society, 2019. Vol. 35, № 39. P. 12782–12791
3. Li Z. et al. Organic acid-enhanced viscoelastic surfactant and its application in fracturing fluids // *Energy and Fuels*. American Chemical Society, 2021. Vol. 35, № 4. P. 3130–3139.
4. Kang W. et al. Rheological behavior and mechanism of pH-responsive wormlike micelle variations induced by isomers of phthalic acid // *Soft Matter*. Royal Society of Chemistry, 2018. Vol. 14, № 22. P. 4445–4452.

### References

1. Yang X. et al. Rheology of Quaternary Ammonium Gemini Surfactant Solutions: Effects of Surfactant Concentration and Counterions // *Journal of Surfactants and Detergents*. John Wiley and Sons Inc., 2018. Vol. 21, № 4. P. 467–474.
2. Agrawal N.R. et al. Wormlike Micelles of a Cationic Surfactant in Polar Organic Solvents: Extending Surfactant Self-Assembly to New Systems and Subzero Temperatures // *Langmuir*. American Chemical Society, 2019. Vol. 35, № 39. P. 12782–12791
3. Li Z. et al. Organic acid-enhanced viscoelastic surfactant and its application in fracturing fluids // *Energy and Fuels*. American Chemical Society, 2021. Vol. 35, № 4. P. 3130–3139.
4. Kang W. et al. Rheological behavior and mechanism of pH-responsive wormlike micelle variations induced by isomers of phthalic acid // *Soft Matter*. Royal Society of Chemistry, 2018. Vol. 14, № 22. P. 4445–4452.

**Факторы, определяющие седиментогенез доманикитов  
(Factors determining the sedimentogenesis of domanik rocks)**

***А.С. Хаюшкин<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>***

1-К(П)ФУ, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Научный руководитель: Морозов Владимир Петрович, д-р геол.-минерал. наук

E-mail: vladimir.morozov@kpfu.ru

**Аннотация**

Проведенный анализ литературы, а также собственные исследования позволили выделить три основных фактора, определяющих седиментогенез доманикитов. Такими факторами являются: повышение первичной биопродуктивности бассейна, за счет привноса в бассейн осадконакопления кремнезема и биофильных элементов, стратификация водной толщи и бескислородные условия в придонной части доманикового бассейна, а также ограниченность терригенных потоков. Повышение биопродуктивности бассейна достигалось под воздействием апвеллинга.

**Abstract**

The analysis of the literature, as well as our own research, made it possible to identify three main factors that determine the sedimentology of Domanik rocks. These factors are: an increase in the primary bioproductivity of the basin, due to the introduction of silica and biophilic elements into the sedimentation basin, the stratification of the water column and anoxic conditions in the bottom part of the Domanik basin, the limited terrigenous flows. The increase in the bioproductivity of the basin was achieved under the influence of upwelling.

**Ключевые слова**

Черные сланцы, доманикиты, условия образования.

**Keywords**

Black shales, domanik rocks, formation conditions.

Доманикитами принято называть нефтематеринские породы, стратиграфически приуроченные к фаменскому, франскому ярусу верхнего девона, а также турнейскому ярусу нижнего карбона, представляющие собой карбонатно-кремнистые образования, обогащенные органическим веществом и распространенные на территориях Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Интерес к доманикитам связан с содержанием аномально большого количества органического вещества в них. Так, в среднем содержание ОВ достигает 17%. Оно представлено легкими и тяжелыми углеводородами, а иногда и керогеном [1].

В разрезах доманикитов выделяется 3 литотипа: карбонатные породы (известняки, чаще всего представленные мадстоунами), карбонатно-кремнистые породы, вмещающие органическое вещество и карбонатные брекчии, в которых цемент представлен карбонатно-кремнистым материалом, обогащенным ОВ, а обломки – известняками (рисунок 1).

Наибольший практический и научный интерес представляют карбонатно-кремнистые породы, вмещающие органическое вещество. По данным рентгенографического анализа их минеральный состав: кальцит (48 %), кварц (40%), слюда (7%), полевые шпаты (4%), и пирит (1%) (рисунок 2).

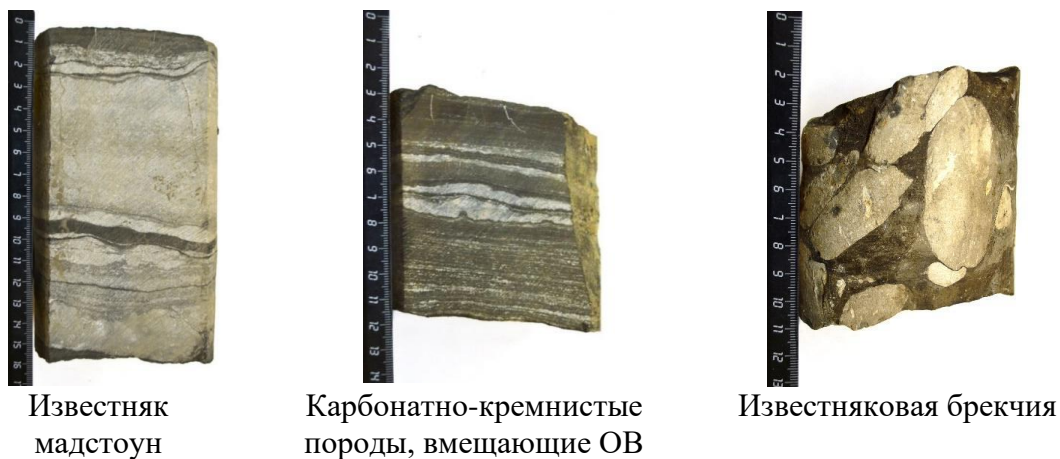


Рисунок 1 – Выделенные литотипы в доманикитах (по Khayuzkin et al., 2020).

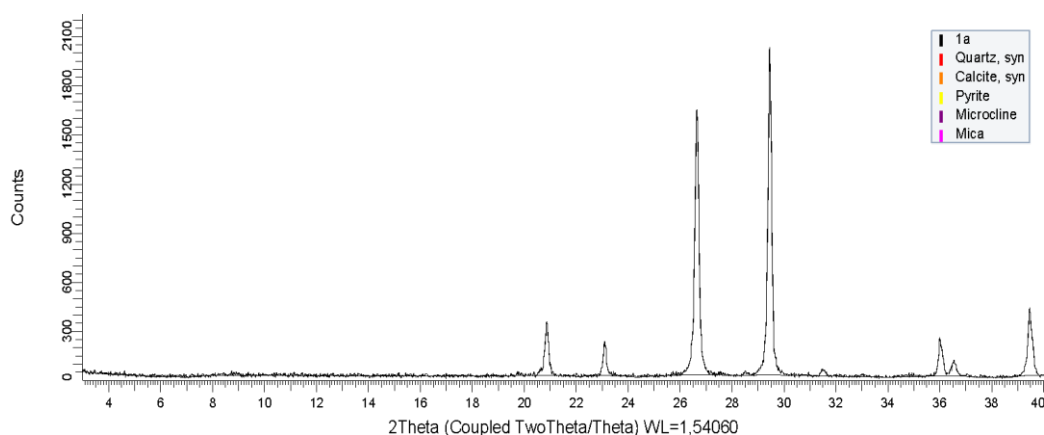


Рисунок 2 – Дифрактограмма образца карбонатно-кремнистой породы, вмещающей органическое вещество.

При изучении любых геологических объектов отдельное внимание уделяется их происхождению. Вопросом определения факторов, определяющих седиментогенез доманикитов, задавались многие исследователи.

Согласно собственным представлениям, выделяется три основных фактора, определяющих седиментогенез доманикитов. Такими факторами являются: повышение первичной биопродуктивности бассейна, за счет привноса в бассейн осадконакопления кремнезема и биофильных элементов, стратификация водной толщи и бескислородные условия в придонной части доманикового бассейна, а также ограниченность терригенных потоков.

Повышение первичной биопродуктивности могло достигаться под воздействием различных механизмов. Так, существует множество работ, посвященных рассмотрению влияния вулканизма на образование как доманикитов, так и нефтематеринских пород в целом. Главным тезисом в таких исследованиях представляется следующий: «первичная биопродуктивность палеобассейна повышалась вследствие периодического поступления вулканического пепла» [2].

Собственные исследования указывают на то, что часть кремнезема однозначно привносилась в бассейн осадконакопления совместно с пеплом. Так, при исследовании скважины, территориально приуроченной к Бузулукской впадине, была определена мощность доманикитов, равная порядка 300 м. В данной толще были обнаружены многочисленные люминесцирующие пепловые прослои, мощностью до 2 см. Позже такие же пепловые прослои, но в количестве первых единиц, были обнаружены в доманикитах, приуроченных к Южно-Татарскому своду. Примечательно, что найденный пепловый прослой указывал на границу

смены карбонатного литотипа на карбонатно-кремнистый. Несмотря на это, пепловые прослои в доманиковых отложениях достаточно редки. Их количество редко превышает 1 прослоя на 1 м доманиковых отложений. Поэтому вулканический аспект повышения первичной биопродуктивности бассейна не может быть принят как определяющий.

Другим механизмом, повышающим первичную биопродуктивность доманикового палеобассейна, могли являться глубинные флюиды, поступающие из верхних слоев мантии. В одной из работ [3] на основании изотопных исследований доказывается поступление подземных газовых эманаций в бассейн осадконакопления доманикитов. По мнению авторов, в керне доманикитов наблюдаются вертикальные зоны, протяженностью 2–3 см, именуемые флюидизитами. Флюидизиты указывают на поступление в бассейн осадконакопления газовых эманаций, несущих с собой помимо «маркеров» Ni, Co, Cr, V, Pt, Pd, Au, минералообразующие компоненты – Si, Al, K, Na. Газовые эманации и приводили к расцвету кремнеострающей биоты, вследствие чего, отлагалось высокое количество органического вещества.

Однако по результатам собственных исследований влияние глубинных флюидов на седиментогенез доманикитов не подтверждается: отсутствуют особые минеральные и геохимические ассоциации, характерные для флюидного литогенеза, а также в отложениях не наблюдаются каналы поступления кремнезема и биофильных флюидов.

Третьим возможным механизмом, определяющим повышение биопродуктивности доманикового палеобассейна является метеорологический. Представляется, что доманикиты могли накапливаться при особых метеорологических условиях, приводящих к образованию вертикальных конвективных потоков, приносящих кремнезем и другие биогенные элементы в фотическую зону [4]. Иными словами, первичная биопродуктивность палеобассейна могла повышаться под воздействием апвеллинга.

Согласно собственным представлениям, повышение первичной биопродуктивности доманикового палеобассейна достигалось именно под влиянием апвеллинга.

Другим важным фактором, определяющим седиментогенез доманикитов, является стратификация водной толщи и наличие бескислородных условий в придонных частях палеобассейна. Известно, что доманиковые отложения накапливались в условиях максимальной трансгрессии моря в семилукское время [5]. В это время глубинность доманикового бассейна составляла порядка 150 м на широкой территории, вследствие этого доманикиты накопились на большей территории Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП в семилукское время. В послесемилукское время глубинность доманикового моря стала меньше, и в среднем составляла порядка 100 м. Осаждение доманикитов продолжилось лишь в осевой части Камско-Кинельской системы прогибов вплоть до турнейского времени. Лишь в этой зоне глубинность моря способствовала появлению стратификации водной толщи и образованию бескислородных придонных условий, определяющих захоронение высокого количества органического вещества, а значит, и седиментогенез доманикитов.

Третьим фактором, определяющим седиментогенез доманикитов является ограниченность терригенных потоков. Такая ограниченность не приводила к подавлению скорости накопления органического вещества и способствовала его высоким концентрациям в осадке. Данный факт подтверждается рентгенографическими и SEM-исследованиями. Так, по результатам проведенных анализов, в доманикитах отсутствуют обломочные минеральные компоненты, что и указывает на ограниченность или полное отсутствие терригенных потоков в бассейне осадконакопления доманикитов.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2020-931 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

### Список литературы

1. *Khayuzkin, A.S., Morozov, V.P., Kolchugin, A.N., Eskin, A.A., Eskina, G.M., Korolev, E.A., Zakharova, N.S.* Mineralogical and lithological properties of Domanikites from the south-east of

Tatarstan Republic (2020) IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 516 (1), статья № 012011.

2. *Максимова С. В.* Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика М: Наука, 1970. 85 с.

3. *Готтих Р. П., Писоцкий Б. И.* К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. Георесурсы. 2006. №4 (21). С. 6–11.

4. *Страхов Н. М.* Основы теории литогенеза. Том 2. Издательство академии наук СССР. Москва. 1960. 550 с.

5. *Хаюзкин А. С., Морозов В. П., Королёв Э. А., Ескин А. А.* Пепловые прослои в нефтематеринских породах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / *Хаюзкин А. С., Морозов В. П., Королёв Э. А., Ескин А. А.* // IV Всероссийская с международным участием школа-конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Материалы и технологии XXI века». - Казань, 2021. С. 189

6. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоности. Георесурсы. 2017. № S. С. 112–124

### References

1. *Khayuzkin, A.S., Morozov, V.P., Kolchugin, A.N., Eskin, A.A., Eskina, G.M., Korolev, E.A., Zakharova, N.S.* Mineralogical and lithological properties of Domanikites from the south-east of Tatarstan Republic (2020) IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 516 (1), статья № 012011.

2. *Maksimova S. V.* Ecological and facies features and conditions for the formation of a domanik. M: Nauka, 1970. 85 p.

3. *Gottikh R. P., Pisotsky B. I.* On the formation of oil source strata. Georesources. 2006. No. 4 (21). pp. 6–11.

4. *Strakhov N. M.* Fundamentals of the theory of lithogenesis. Volume 2. Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR. Moscow. 1960. 550 p.

5. *Khayuzkin A. S., Morozov V. P., Korolev E. A., Eskin A. A.* Ash layers in oil source rocks of the Volga-Ural oil and gas province / *Khayuzkin A. S., Morozov V. P., Korolev E. A., Eskin A. A.* // IV All-Russian school-conference with international participation of students, graduate students and young scientists "Materials and technologies of the XXI century". - Kazan, 2021. P. 189.

6. *Stupakova A. V., Kalmykov G. A., Korobova N. I., Fadeeva N. P., Gatovsky Yu. A., Suslova A. A., Sautkin R. S., Pronina N. V., Bolshakova M. A., Zavyalova A. P., Chupakhina V. V., Petrakova N. N., Miftakhova A. A.* Domanik deposits of the Volga-Ural basin - section types, formation conditions and oil and gas potential. Georesources. 2017. No. S. P. 112–124.

### Экспериментальное исследование вытеснения нефти газом в сверхнизкопроницаемых породах (Experimental investigation of gas EOR in ultra-low permeability reservoirs)

*Т.И. Юнусов<sup>1</sup>, Д.А. Бакулин<sup>1</sup>, Е.Д. Мухина<sup>1</sup>.*

<sup>1</sup>-Сколковский Институт Науки и Технологий

E-mail: t.unusov@skoltech.ru

### Аннотация

В рамках данной работы выработан методологический подход к проведению фильтрационных экспериментов на образцах сверхнизкопроницаемых пород, в том числе, с применением попутного газа в качестве нефтевытесняющего агента. Выбор образца, флюидов, условий и оборудования позволяет провести фильтрационные эксперименты с определением искомых значений (определение коэффициентов вытеснения нефти и относительных фазовых проницаемостей) с достаточной точностью. Успешно проведен фильтрационный эксперимент

на низкопроницаемом (0.007 мД) образце керна, определены остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения пластовой нефти при закачке газа. Коэффициент вытеснения нефти газом составил 75%, при этом увеличение расхода газа способно привести к дополнительной добыче 5% нефти.

### **Abstract**

A methodological approach to coreflooding experiments with ultra-low permeable rock samples was developed in this work, including experiments with hydrocarbon gas. Proper selection of the core sample, reservoir fluids, conditions, and equipment let us perform the experiment and measure target values with high accuracy. Gas flooding experiment with a low-permeable (0.007 mD) core sample was carried out successfully. Oil displacement efficiency was 75%, moreover, the increase in injection rate led to 5% additional oil recovery.

### **Ключевые слова**

Газовые МУН, фильтрационный эксперимент, низкая проницаемость, органическое вещество, рентгенография.

### **Keywords**

Gas EOR, coreflooding experiment, low permeability, organic matter, X-Ray.

Одной из актуальных задач развития технологий нефтедобычи является увеличение эффективности добычи углеводородов из сверхнизкопроницаемых коллекторов. Подобные коллектора характеризуются жесткими пластовыми условиями, крайней степенью неоднородности, неудовлетворительными фильтрационно-емкостными свойствами, зачастую наличием матричного органического вещества (керогена), что максимально затрудняет добычу нефти традиционными способами. Общепринятым способом их разработки является бурение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта. Также в последнее время в качестве метода увеличения нефтеотдачи (МУН) рассматривается закачка газа в скважину, подвергнутую гидравлическому разрыву, в режиме «huff-n-puff» [1].

Тем не менее, дополнительная добыча нефти на таких месторождениях при применении газовых методов может составлять от 10 до 90% [2], что связано с крайне высокой степенью неоднородности данных коллекторов. Различные методы гидродинамического моделирования позволяют выработать оптимальную стратегию применения газовых МУН, однако, они все равно опираются на результаты лабораторных исследований [3]. Это приводит к необходимости выработки методологического подхода к их проведению для снижения степени неопределенности уже на этом этапе.

В данной работе экспериментально исследовалось вытеснение нефти с помощью попутного газа из образца породы сверхнизкопроницаемого коллектора. Для получения результата, в наибольшей степени приближенного к реальности, необходим правильный выбор образца керна, пластовых флюидов и оборудования.

Исследуемый образец керна характеризуется сверхнизкой проницаемостью по газу (0.007 мД), низкой пористостью (9%), наличием органического вещества (2.5% масс). Компьютерная томография образца керна (GE Phoenix v|tome|x L 240) показывает, что данный образец однороден (рисунок 1), в нем отсутствуют видимые трещины и каверны.

Для максимального приближения к пластовым условиям, в качестве образцов флюидов использовались рекомбинированная нефть с добавлением йодоктана (контрастного вещества) с вязкостью 0.26 сП и рекомбинированный попутный газ (содержание метана – 72.08%).

Поскольку малый поровый объем образца керна не позволяет проведения расчета коэффициента вытеснения нефти с помощью традиционного материального баланса, для определения текущей нефтенасыщенности использовался рентгенографический метод с помощью комплекса «ПИК-СР», который позволяет как расчет, так и визуализацию процессов, происходящих в образце породы. Для точного дозирования реагентов, поддержания



термобарических условий и измерения параметров использовался комплекс «ПИК-ОФП» производства АО «Геологика», оснащенный высокоточными плунжерными насосами, датчиками избыточного и дифференциального давления.

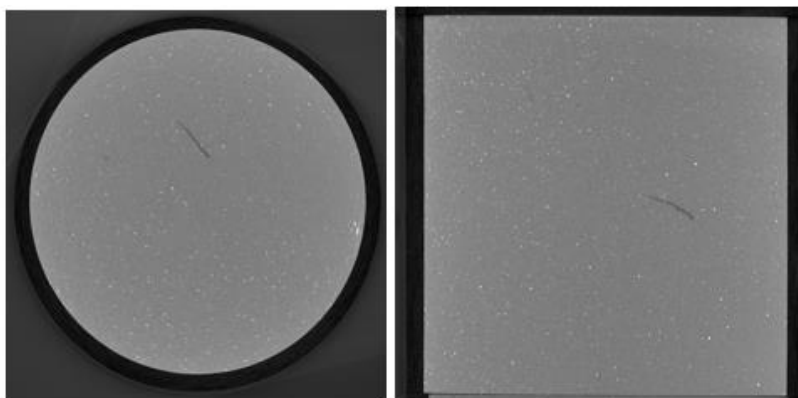


Рисунок 1 – Срезы керна при его томографировании.

В процессе эксперимента образец насыщали нефтью, после чего производилась фильтрация попутного газа с расходом 0.01 мл/мин и, после стабилизации нефтенасыщенности и перепада давления, скорость фильтрации газа была увеличена до 0.05 мл/мин (в 5 раз). Коэффициент вытеснения нефти на первой стадии составил 69%, на второй стадии довытеснено еще 5% нефти. Следует отметить, что основная стадия вытеснения нефти достигнута после фильтрации 5.5 поровых объемов газа, после чего распределение его по керну становится равномерным (рисунок 2). Дальнейшее извлечение нефти объясняется экстракцией и уносом нефтяных компонентов, а также диффузионными процессами в низкопористом керновом материале.

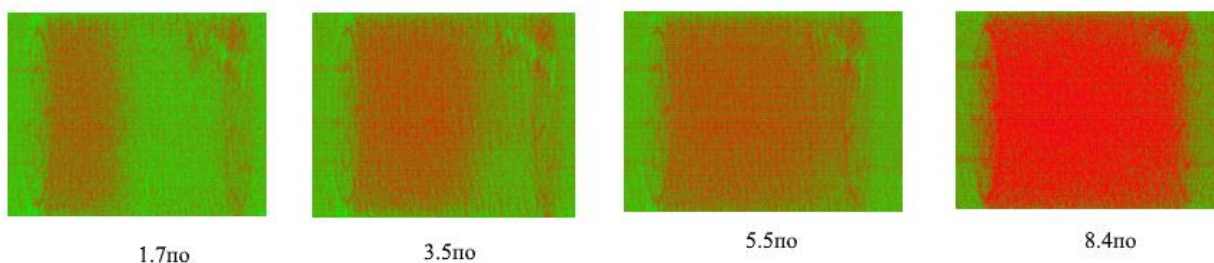


Рисунок 2 – Визуализация процесса вытеснения газа нефтью (красная область означает присутствие газа).

При томографии данного образца после эксперимента установлено, что значительного изменения порового пространства керна не произошло (растрескивания, схлопывания), что указывает на возможность успешного проведения фильтрационных экспериментов с подобными образцами.

Таким образом, в рамках данной работы выработана методология работы с низкопроницаемыми, низкопористыми породами с наличием органического вещества. Показано, что правильный выбор наиболее репрезентативного образца, использование флюидов, приближенные по свойствам к пластовым, применение рентгенографического метода позволяют успешно работать даже с такими образцами. Полученные данные могут быть использованы в дальнейшем при гидродинамическом моделировании для выработки оптимальной стратегии применения газовых МУН.

### Список литературы

1. *Shilov E., Dorhjie D.B., Mukhina E., Zvada M., Kasyanenko A., Cheremisin A.* Experimental and numerical studies of rich gas Huff-n-Puff injection in tight formation // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier B.V.*, 2022. Vol. 208, № PB. P. 109420.
2. *Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi. F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M.* A Literature Review of CO<sub>2</sub>, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs // *Energy and Fuels*. 2020. Vol. 34, № 5. P. 5331–5380.
3. *Mahzari P., Mitchell T.M., Jones A.P., Oelkers E.H., Striolo A., Iacoviello F., Shearing P.R., Juri J.E.* Novel laboratory investigation of huff-n-puff gas injection for shale oils under realistic reservoir conditions // *Fuel. Elsevier*, 2021. Vol. 284, № May 2020. P. 118950.

### References

1. *Shilov E., Dorhjie D.B., Mukhina E., Zvada M., Kasyanenko A., Cheremisin A.* Experimental and numerical studies of rich gas Huff-n-Puff injection in tight formation // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier B.V.*, 2022. Vol. 208, № PB. P. 109420.
2. *Burrows L.C., Haeri F., Cvetic P., Sanguinito S., Shi. F., Tapriyal D., Goodman A., Enick R.M.* A Literature Review of CO<sub>2</sub>, Natural Gas, and Water-Based Fluids for Enhanced Oil Recovery in Unconventional Reservoirs // *Energy and Fuels*. 2020. Vol. 34, № 5. P. 5331–5380.
3. *Mahzari P., Mitchell T.M., Jones A.P., Oelkers E.H., Striolo A., Iacoviello F., Shearing P.R., Juri J.E.* Novel laboratory investigation of huff-n-puff gas injection for shale oils under realistic reservoir conditions // *Fuel. Elsevier*, 2021. Vol. 284, № May 2020. P. 118950.

*Электронное научное издание*

Tatarstan UpExPro 2022

Выпускающий редактор Г. А. Кайнова

*Тексты докладов воспроизведены с авторских оригиналов  
с незначительными техническими правками*

*Выполнено с готового оригинал-макета*

Подписано к использованию 21.06.2022. Формат 60x84/8. Усл. печ. л. 35,6. Заказ 1558.

Издательство «Бук». 420029, г. Казань, ул. Академика Кирпичникова, д. 25.