

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

**Сборник научных трудов
по материалам XI Международной
научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых**

Том II

Пермь 2018

The Ministry of Education and Science of the Russian Federation
Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education
«PERM STATE NATIONAL RESEARCH UNIVERSITY»

GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD

Collection of scientific papers

Volume II

Perm 2018

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

Г36

Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. поматериалам XI Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых: в 3 т. / отв. ред. А. Б. Трапезникова; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. – Т. II. – 379 с.: ил.

ISBN978-5-7944-3069-1

ISBN 978-5-7944-3071-4 (т. II)

В сборнике содержатся статьи студентов, аспирантов, молодых ученых (кандидатов наук) – участников XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире», проводимой на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета (г. Пермь, 10–13 апреля 2018 г.)

Рассматриваются проблемы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; минералогии, геохимии и петрографии; палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии; геофизики; геологии нефти и газа; инженерной геологии и гидрогеологии; геоэкологии и охраны окружающей среды; геоинформационных систем в геологии.

Издание адресовано инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералогам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

*Печатается по решению ученого совета геологического факультета
Пермского государственного национального исследовательского университета*

Редакционная коллегия

д. г.-м. н. Т. В. Карасева, д. г.-м. н. В. Н. Катаев,
д. т. н. В. И. Костицын, к. г.-м. н. И. Ю. Митюнина,
д. г.-м. н. О. Б. Наумова, к. г.-м. н. В. П. Ожгибесов,
д. г.-м. н. Р.Г. Ибламинов, д. г.-м. н. В. В. Середин

Ответственный редактор А. Б. Трапезникова

ISBN 978-5-7944-3069-1

ISBN 978-5-7944-3071-4 (т. II)

© ПГНИУ, 2018

XI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

ТОМ II

Раздел 5:
Геология нефти и газа

XI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»

VOLUME II

Section 5:
Geology of oil and gas

УДК 553.982.2

РОЛЬ ПОВЕРХНОСТНЫХ ЛИНЕАМЕНТОВ ДЛЯ ГАЗОВОЙ И НЕФТЯНОЙ РАЗВЕДКИ В ЗОНЕ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА САБАТАЙН – ЙЕМЕН

Абдулла И.А.

Российский университет дружбы народов, аспирант 2 года обучения,
emad.alshaibani@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Абрамов В.Ю.

Аннотация: Осадочный бассейн Сабатайн является одним из двух крупнейших нефтегазоносных осадочных бассейнов в Йемене. По одной из существующих теорий развития нашей планеты, геологическое строение Йемена было обусловлено движениями плит. Основной задачей настоящего исследования является определение взаимосвязи между линеаментами для разведки нефти и газа в зоне осадочного бассейна Сабатайн. Область исследования расположена в центре юго-восточной части бассейна Сабатайн.

Ключевые слова: осадочный бассейн, Йемен, нефть, газ, Сабатайн.

SIGNIFICANCE OF SURFACE LINEAMENTS FOR GAS AND OIL EXPLORATION IN PART OF SABATAYN BASIN- YEMEN

Abdulla E.A.

Peoples' Friendship University of Russia, Postgraduate Student 2nd years,
emad.alshaibani@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
Abramov V.Yu.

Abstract: Sabatayn basin is one of the two mature basins producing oil and gas in Yemen. The geological evolution of Yemen was driven by the plate motions that broke Pangaea apart during Mesozoic and formed the Gulf of Aden, Red Sea and the Arabian Peninsula during Cenozoic. The major aim of this research study is to understand the significance and the relationship between the surface and subsurface lineaments for oil and gas exploration in part of Sabatayn Basin.

Keywords: basin, Yemen, oil, gas, Sabatayn.

Осадочный бассейн Сабатайн является одним из двух крупнейших нефтегазоносных осадочных бассейнов в Йемене. В связи с недавним снижением количества добываемой нефти, разведочные работы были сосредоточены в основном в двух бассейнах (Сабатайн и Sayun-Masilah). Были проведены исследования для оценки перспективности обнаружения новых нефтяных ловушек в пределах и ближайшем окружении этих крупных бассейнов. После недавних открытий нефтяных месторождений, связанных с разломами в фундаменте, поиски такого типа залежей становятся очень привлекательным в Йемене. Для снижения затрат времени и денежных средств при изучении ловушек фундамента в этих исследованиях используется новый метод, который был разработан при помощи геоинформационных систем путем анализа существующих линеаментов. В данном исследовании были изучены многоспектральные спутниковые снимки (EnhancedThematicMapperPlus (ETM+)) для выявления поверхностных линеаментов. Для обнаружения продолжений этих линеаментов на глубину были использованы сейсмические, магнитные и гравитационные данные. Анализ особенностей расположения этих линеаментов был проведен с целью выявления основных структурных элементов строения исследуемого района. Корреляция между этими структурными элементами и подземными ловушками нефти и газа была проведена для определения связи линеаментов с нефтяными и газовыми пластами [1].

По одной из существующих теорий развития нашей планеты, геологическое строение Йемена было обусловлено движениями плит, которые разделили Пангею на части во время мезозоя и в течение кайнозоя образовали Аденский залив, Красное море и Аравийский полуостров. Детальному изучению стратиграфического и регионального строения Йемена были посвящены работы Beydoun (1964), Powers и др. (1966), Beydoun и Hughes и Beydoun (1992), Paul (1990), Schlumberger (1992), и Beydoun и другие. (1993). Активные геологоразведочные работы на поиски и разведку углеводородов производились после 1990 года и значительно обогатили знания о недрах этого региона. Эти данные изменили теорию эволюции бассейна в Йемене при помощи научно-исследовательских трудов Redfern и Jones (1995), Ellis и др. (1996) и Beydoun и др. (1996). Новые методы разведки нефти в стране были обобщены Csato (2001) и др. Осадочный бассейн Сабатайн был идентифицирован как рифтовый бассейн, простирающийся с северо-запада на юго-восток, включающий ряд несимметричных грабенов (Csato и др., 2001),

которые, как думалось ранее, унаследовали тенденцию докембрийских сдвиговых разломов Najd. Рифтогенез был начат в поздней юре (от кимериджа к титону) и сопровождался понижением температуры (пост-рифтовым), затем периодом подъема и эрозии во время раннего мелового периода. Второй этап рифтогенеза (от готерива к парему) был связан с местной реактивацией некоторых грабенноограниченных систем разломов. Большое количество внутрибассейновых максимумов были активными, и они сопровождали процесс седиментации на протяжении поздней юры и мела. Мезозойский рифтогенез и эволюция осадочного бассейна часто обсуждались (Redfern и Jones, 1995; Beydoun и др., 1996), в то время как сложная, многофазная тектоника в третичном периоде (Ellis и др., 1996) более-менее одобрялась. В конце синрифтовой фазы, осадочный бассейн Сабатайн отделился от моря, оставляя открытым морской проход, который снабжал соленой водой осадочный бассейн. Географическое разделение и теплый климат привели к массовому испарению. Соль отложилась в осадочном бассейне Сабатайн, произошли различные галокинетические процессы во время мелового и кайнозойского периода. В течение периода развития осадочного бассейна Сабатайн, несколько тектонических разломов и линеаментов были сформированы и действовали в качестве каналов для миграции углеводородов [2].

Основной задачей настоящего исследования является определение взаимосвязи между линеаментами для разведки нефти и газа в зоне осадочного бассейна Сабатайн. Исследование было проведено в трех блоках внутри бассейна: Блок 4 (идёт добыча нефти), Блоки 2 и 3 (в процессе разведки). Информация о линеаментах была собрана, оцифрована, проанализирована и интерпретирована по спутниковым изображениям, данным гравитационных и магнитных исследований. Отчеты о сейсмических исследованиях, проведенных в этом районе, также были использованы для анализа фундамента линеаментов. Ориентационный анализ был проведен, чтобы выявить корреляцию между линеаментами, а также между линеаментами и подземными нефтяными и газовыми ловушками. И, наконец, данный анализ очень важен для прогноза новых дополнительных ловушек в осадочном бассейне Сабатайн [2].

Область исследования расположена в центральной к юго-восточной части бассейна Сабатайн, известной как осадочный бассейн Shabwah-Najar, ограниченный между координатами, $15^{\circ}20'00''N$ - $46^{\circ}30'00''E$ и $14^{\circ}40'00''N$ - $47^{\circ}40'00''E$, Область исследования характеризуется разнообразием местного рельефа, состоящего из

относительно низкого рельефа пустыни на Западе, (подстилается меловым песчаником) ивыступающими отвесными скалами, которые образуют обширное Центральное и Восточное плато (увенчанные третичными карбонатными образованиями), которые была глубоко прорезаны несколькими скоплениями дренирующих постоянных и временных потоков [3].

Метод исследования состоит из четырех основных этапов. На первом этапе, цифровая база данных ГИС генерируется на различные тематические карты, такие как карты поверхностных линеаментов, карты дренирования с использованием спутника, карты подземного фундамента, карты гравитационных и магнитных аномалий. Второй, третий и четвертый этапы включают в себя интеграцию ГИС нескольких линеаментов, извлекаемых с помощью указанных наборов данных, ориентационный анализ линейных особенностей, чтобы увидеть направленные связи и, наконец, выявить значимость линеаментов для разведки нефти и газа в области исследования [3].

Вывод. Линеаменты среди докембрийских разломов фундамента имеют корреляцию с зонами гравитационных и магнитных аномалий. Линейные структуры поверхности указывают на то, что система разломов в фундаменте в районе исследований, вероятно, была возобновлена несколько раз, и, таким образом, имеет связь вверх по каналу до поверхности. Они, возможно, действовали в качестве каналов для проникновения углеводородов в нефтяные и газовые пласты исследуемой области.

Литература

1. Arlegui, L.E., Soriano, M.A. // *Characterizing Lineaments from Satellite Images and field Studies in the Central Ebro Basin (NE Spain). International Journal of Remote Sensing, No.16, 1998, [1, 3169-3185].*
2. Beydoun, Z. R. // *The stratigraphy and structure of the Eastern Aden Protectorate. Mineral Resources Bull. Supp., 5, 1964, p. [2, 1-107].*
3. Beydoun, Z.R., Bamahmaud, M.O., and Nani, A.S.O. // *The Qishn Formation, Yemen: lithofacies and hydrocarbon habitat. Marine and Petroleum Geology, 1993, p. [3, 364-372].*

УДК 550.8.05

**ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА
ЮС1 ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ СУРГУТСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА**

Д.В. Альтемиров

Башкирский государственный университет, аспирант 1 курса (года обучения), altemirov.dima@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Мустафин С.К.

Аннотация: В данной статье говорится о методике проведения геолого-геохимических исследований. Основным объектом исследования является нефтенасыщенный пласт ЮС1 васюганской свиты. Данные исследования проводились в центральной части Сургутского нефтегазоносного района. В комплекс геолого-геохимических исследований входили такие методы, как отбор и описание бурового шлама, люминисцентно-битуминологический анализ, газовый картаж и данные геофизических исследований.

Ключевые слова: геолого-геохимические исследования, продуктивный пласт ЮС1, буровой шлам, Сургутский нефтегазоносный район.

**OPENING PRODUCTION PLANT-COLLECTOR US1 ON
THE DATA OF GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL
RESEARCH ON THE TERRITORY OF THE SURGUT OIL
AND GAS DISTRICT**

D. V. Altemirov

Bashkir State University, 1st year Student (Post-graduate Student),
altemirov.dima@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor S.K. Mustafin

Abstract: In this article speaks about the methodology of geological and geochemical research. The main object of the study is the oil-bearing layer of the US1 Vasyugan suite. These studies were carried out in the central part of the Surgut oil and gas bearing region. The complex of geological and geochemical studies included such methods as selection and description of drill cuttings, luminescent bituminology analysis, gas logging and geophysical data.

Keywords: geological and geochemical researches, productive layer US1, drill cuttings, Surgut oil and gas bearing area.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является лидирующей нефтегазодобывающей провинцией на территории России. Несмотря на то, что основные ресурсы осадочной толщи Западной Сибири уже выявлены, огромный объем запасов остается нетронутым, особенно это касается юрских отложений, имеющих наиболее сложное геологическое строение по сравнению с меловыми отложениями.

Рассматривается методика проведения геолого-геохимических исследований на примере вскрытия продуктивного пласта ЮС1 васюганской свиты в центральной части Сургутского нефтегазоносного района.

Литолого-стратиграфическое расчленение разреза является первым и непременным звеном геолого-геохимических исследований. Предварительное расчленение разреза производится на основе имеющейся по изучаемой площади эталонно-прогнозной модели. Продуктивный пласт-коллектор ЮС1 приурочен к песчаникам верхней подсвиты васюганской свиты позднеюрских отложений [1] (рис. 1).

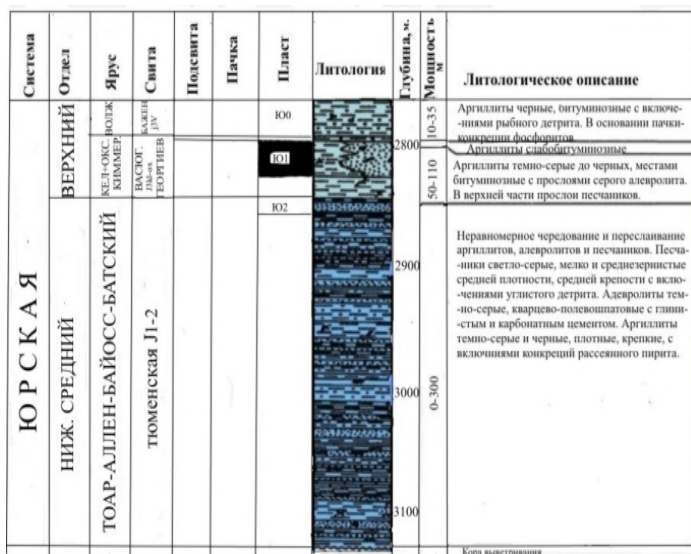


Рис. 1. Эталонно-прогнозная модель геологического разреза юрских отложений изучаемой площади

При отборе бурового шлама в интервале 3132-3170 м по стволу скважины в пробе установлен аргиллит битуминозный, коричневатого-серый до темно-коричневого, плотный, с прослоями алевро-глинистой породы (рис. 2).

Далее в интервале 3170-3179 м в исследуемой пробе бурового шлама установлен аргиллит алевролитистый, темно-серый, плотный, с прослоем песчаника уплотненного, карбонатизированного. При отборе проб бурового шлама на гл. 3179 м (по абс. атм. 2905 м) происходило увеличение процентного содержания песчаника в исследуемой пробе. Песчаник кварцевый, светло-серый, среднезернистый, зерна кварца различной степени окатанности, на карбонатно-глинистом цементе порово-контактного типа. В основном песчаник разбит до отдельных мономинеральных зерен кварца (рис. 3).

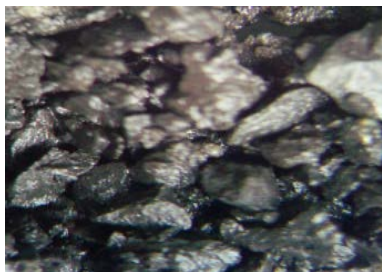


Рис. 2. Фотография бурового шлама в бинокулярном микроскопе



Рис. 3. Фотография бурового шлама в бинокулярном микроскопе

Наличие и качественный состав битумоидов в исследуемой породе определялся при помощи люминисцентно-битуминологического анализа (ЛБА). ЛБА проводился в процессе отбора и описания шлама. В результате анализа битумоидов в интервале 3132-3160м цвет люминисцирующего пятна установлен как оранжево-желтый, интенсивность пятна 3, а тип битумоида был определен как маслянисто-смолистый. Данный цвет люминисцирующего пятна является признаком баженовской свиты. В интервале 3160-3180м цвет беловато-желтый, интенсивность 3, а тип маслянистый битумоид. С глубины 3180м по стволу скважины цвет люминисцирующего пятна желтый, интенсивность пятна 3, а тип битумоида маслянисто-смолистый битумоид. Данная капиллярная выпяжка может говорить о пересечении кровли нефтенасыщенного пласта ЮС1.

При проведении газового каротажа на гл. 3179м происходило увеличение суммарного газосодержания (С1...С5) исследуемой пробы газа с $G_{\text{сум}}=0,004\%$ до $G_{\text{сум}}=0,9\%$ (рис. 4).

Также по данным ГК (гамма-каротаж), который проводился в процессе строительства скважины, на гл. 3179м наблюдалось уменьшение

УДК 550.8.01

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИГОНОВ ВОРОНОГО ДЛЯ ОЦЕНКИ
НАКОПЛЕННОЙ КОМПЕНСАЦИИ ОБЪЕКТА ВЗВ4
МОСКУДЬИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.С. Анисимова

ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", молодой ученый, made_in_uzyar@mail.ru

Научный руководитель: доцент Зотиков В.И.

Аннотация: В работе представлена возможность применения полигонов Вороного для оценки накопленной компенсации на изучаемом объекте. Анализ полученных результатов позволил выявить проблемные участки объекта ВЗВ4. В результаты даны рекомендации по усовершенствованию системы ППД.

Ключевые слова: полигоны Вороного, накопленная компенсация, рекомендации, скважины.

**THE USE OF VORONOI POLYGONS FOR THE STUDY OF
THE ACCUMULATED COMPENSATION OBJECT ВЗВ4
MOSKUDINSKOGO FIELD**

D.S. Anisimova

ООО "LUKOIL-PERM, Young Researcher, made_in_uzyar@mail.ru

Research Supervisor: Reader V.I., Zotikov

Abstract: The paper presents the possibility of the use of Voronoi polygons to estimate the accumulated payments on the studied object. Analysis of the obtained results allowed to identify the areas of object ВЗВ4. The results provide recommendations for improving the system of PPD.

Keywords: Voronoi polygons, accumulated compensation, recommendations, wells.

Москудьянское месторождение находится на юге Пермского края, на сегодняшний день оно является одним из перспективных на предприятии ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".

Более подробно в статье рассматривается пласт ВЗВ4, который характеризуется следующими геолого-геофизическими свойствами: карбонатный состав коллектора, пластово-сводовый тип залежи, значения пористости изменяются от 11% до 25,2%, проницаемость изменяется от 0,002 до 0,7786 мкм², эффективная нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,4 до 6,6 м, коэффициент песчаности изменяется от 0,09-0,65 д.ед., расчлененность в пределах от 2,0-10,0 ед, текущее пластовое давление в среднем по объекту 9,9 МПа (на 01.01.2017г), текущая пластовая температура 23°C. Нефти пласта высоковязкие, тяжелые и обладают средним газосодержанием [1,2].

На верейском объекте Москудынского месторождения за период с 2012 по 2016 гг. наблюдается несоответствие плана по отбору жидкости, так на 2016 год добыча жидкости была ниже запроектированных значений на 95,9 тыс.т.

В 2016 году произошло снижение добычи нефти по сравнению с 2015 годом на 13,6 тыс.т., но запроектированные показатели по добыче нефти были выполнены. Помимо этого, на объекте текущая обводненность продукции скважин ниже плановых показателей.

За последние три года (2014-2016 гг.) текущая компенсация (за год) составляла более 105-111%, при этом накопленная компенсация за весь период работы на конец 2016 года составила 91 %.

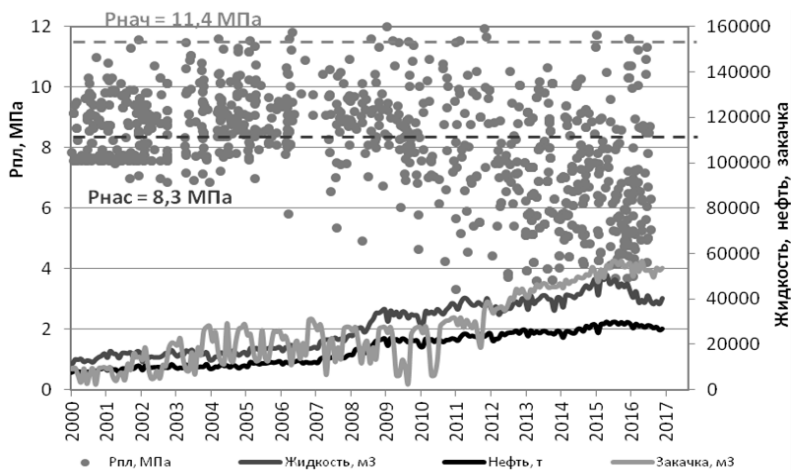


Рис. 1. Динамика пластового давления в зависимости от отборов жидкости и закачки воды. Объект ВЗВ4

Хочется отметить, что в объекте ВЗВ4 имеются проблемы, связанные со снижением пластового давления, что подтверждается рисунком 1, где видно, что пластовое давление, начиная с 2006-2007 гг, ниже давления насыщения, даже несмотря на увеличение объемов закачки.

Низкие пластовые давления оказывают влияние на показатели разработки. Это вызывает необходимость организации дополнительных очагов заводнения и проведения оптимальных ГТМов направленных на интенсификацию добычи нефти и восстановления Рпл с учетом геологической неоднородности.

Причинами низких значений Рпл в залежи могут быть:

- 1) неравномерное распространение закачиваемой воды в неоднородном расчлененном коллекторе;
- 2) отсутствие гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами;
- 3) наличие межпластовых и заколонных перетоков.

В статье, на примере залежи ВЗВ4 Москудьинского месторождения проведен анализ компенсации отборов закачкой по площади объекта.

Для получения результатов были выполнены следующие этапы:

- 1) весь изучаемый объект был поделен на полигоны Вороного (ячейки), в центре которых находились нагнетательные скважины;
- 2) проведен анализ режимов работы скважин;
- 3) сопоставлены накопленные отборы жидкости (по добывающим скважинам) и объемы закачки, что позволило получить накопленную компенсацию для каждого полигона;
- 4) даны рекомендации по увеличению эффективности системы ППД месторождения.

Рассмотрим результаты анализа на рисунке 2.

Из рисунка видно, значения компенсации менее 1 имеют 13 полигонов, а 22 полигона имеют значения компенсации больше 1.

Полигоны, в центре которых находятся скважины № 3016 и №632 характеризуются крайне низкими значениями компенсации (0,02 д.ед), что связано с меньшими накопленными объемами закачки по сравнению с накопленными объемами отбора жидкости, в связи с более поздним вводом нагнетательных скважин по сравнению с добывающими в данных областях (в 2016 и 2014 году соответственно). Среднее пластовое давление в районе нагнетательной скважины №3016 составляет 7,0 МПа, в районе скважины №632 $P_{пл}=7,58$ МПа

В районе нагнетательных скважин №1238 и №1282, наблюдаются области с высокими значениями компенсации (4,89-18,

16 д.ед), что связано с длительной закачкой в эти скважины с 1998 г. и 1991 года соответственно, а также с небольшим количеством добывающих скважин, попадающих в ячейку. Среднее пластовое давление в районе нагнетательной скважины № 1238 составляет 10,56 МПа, а в районе скв. №1282 $P_{пл.ср} = 9,69$ МПа.

Таким образом, для более полного извлечения углеводородов из пласта V_3V_4 , в первую очередь, необходимо восстановление пластового давления на участках с наименьшей компенсацией и низким пластовым давлением. Для этого рекомендуется перевод под нагнетание следующих скважин:

№ 909 или №525 - находятся в консервации на Тл объекте.

№ 348 - работает на объекте V_3V_4 , обводненность на 01.01.2017 составляет 87%

№ 2146 - работает на объекте V_3V_4 , обводненность на 01.01.2017 составляет 70,8%.

№ 2079 - работает на объекте V_3V_4

№ 296 - находится в консервации на Тл объекте.

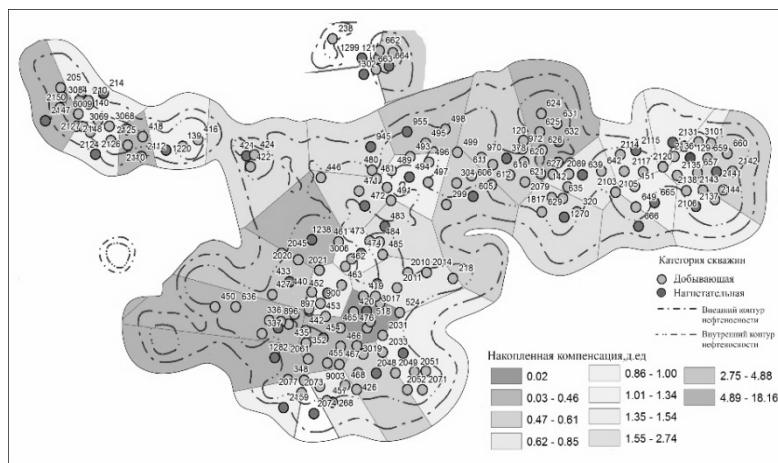


Рис. 2. Полигоны Вороного для сопоставления накопленных отборов жидкости и закачки (на 01.01.2017 г.)

Литература

1. Аржиловский А.В., Гусева Д.Н. Сравнение методов анализа выработки остаточных запасов / Аржиловский А.В., Гусева Д.Н. // Нефтепромысловое дело. 2016.-№ 10. – С. 14-19.

2. Технологическая система разработки Московдынского месторождения, 2015.

УДК 553.982

РАЗРАБОТКА ПЕРИКЛИНАЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

А.Р. Аюпов

Российский государственный университет нефти и газа им.
И. М. Губкина, магистрант 1 курса, aupov.amir@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Ю.В. Волков, Казанский
(Приволжский) Федеральный Университет.

Аннотация: В результате исследования предложена технология для извлечения высоковязкой нефти периклинальных частей в пределах изопохиты – 6 метров. Используется пароциклическая закачка теплоносителя в вертикальные скважины для вовлечения в разработку периклинальные части на залежах, где разработка уже ведется тепловыми методами.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, нефтегазоносность, сверхвязкие нефти, природные битумы, ПТВ, SAGD.

DEVELOPMENT PERICLINAL PARTS OF HIGH- VISCOSITY OIL FIELDS

A.R. Ayupov

Russian state University of oil and gas named I. M. Gubkin,
1st year Master's Degree Student, aupov.amir@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Yu.V. Volkov

Abstract: Under the conditions of the observed significant reduction in the volume of industrial significant oil and gas reserves, especially in areas with falling production in the territory of the Eastern European platform, the actual question is to involving high viscosity oils into development. [1]In the last decade, the method of Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) has proven itself well, but, like any technology, it has defined technological limitations: drilling horizontal wells is impossible in a thin layer.

Keywords: SAGD, high-viscosity oil, hydrodynamic modeling.

Настоящая работа посвящена попытке решить проблему разработки СВН из коллекторов окраинных зон в пределах изопахиты – 6 метров и менее. В подобных случаях целесообразно использовать технологию пароциклической закачки теплоносителя, используя полые штанги погружного плунжерного насоса (Патент № 2235905). Особенностью данной технологии является стационарное положение насоса в скважине в процессе закачки пара, последующей капиллярной пропитке и при добыче жидкости из скважины, что, в значительной степени, позволяет повысить рентабельность технологии. Возможны варианты с использованием длинноходовой скважинной установки (Патент №2581256) с ленточным тяговым органом в полуавтоматическом режиме.

При внедрении в продуктивный пласт пара наблюдается существенное изменение в нем диэлектрических свойств. Вследствие неглубокого залегания пласта-коллектора возможно использование площадной электроразведки для картирования паровой камеры. При этом будет использоваться технологии электротомографии для оконтуривания песчаных высокоомных тел. Геоэлектрический разрез позволяет достаточно надежно их выделять на глубинах до 250-300 м с использованием метода сопротивлений.

Используя данный метод, возможно зафиксировать как глубину (методы ВЭЗ, ДЭЗ), так и зону выработки (методы СЭП и ЗСБЗ). Эта методика контроля за разработкой позволяет достаточно точно определить момент образования гидродинамической связи между скважинами, что позволит изменить режим работы части скважин с пароциклической закачки на стационарную закачку и стационарную добычу.

Расчет прогнозных вариантов разработки. С этой целью в данной работе для N залежи выполнены расчеты три варианта плотности сетки скважин: с расстоянием между скважинами 200 м, 250 м, 300 м (табл.). При расчетах не учитывалась история разработки объекта и расположение фактических скважин. Разработка залежи по модели была задана следующим образом: 1) в течении первого года на пароциклической закачке теплоносителя и его последующим отбором (ПТОС). 2) Перевод всего фонда скважин на добывающие и нагнетательные вплоть до конца прогнозного времени. 3) Условия вскрытия перфорацией в модели для скважин во всех вариантах заданы с одинаковыми параметрами. скин-фактор задан равным 0. 4) Условиями отключения и перевода скважин под нагнетание принято достижение в процессе эксплуатации объемов обводненности продукции 98% [1,2,3].

Таблица
Экономические показатели вариантов разработки

Система разработки	Ед.	200	250	300
Вид воздействия	-	ПТВ		
Плотность сетки скважин (приведенная)	Га/скв.	1,8	4,6	12,4
Максимальные уровни добычи: нефти	тыс.т	11,1	23,0	19,4
Жидкости	тыс.т	82,3	54,7	30,0
Максимальные уровни закачки: воды	тыс. м ³	122,6	100,2	57,7
Проектный период разработки	годы	15,0	15,0	15,0
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. т	79,8	230,5	167,5
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	Д.ед.	0,0	0,1	0,0
Накопленная закачка с начала разработки	тыс.м3	135,1 8	1261, 6	558,9
Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	1722, 3	1888, 5	595,0
Фонд скважин за весь срок разработки	скв.	56,0	40,0	30,0
В том числе: добывающих нефтяных	скв.	12,0	12,0	12,0
Нагнетательных	скв	44,0	28,0	18,0
Показатели экономической эффективности вариантов разработки				
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	%	-	10,6	-
Срок окупаемости	лет	-	7,0	-
Индекс доходности капитальных затрат за проектный период		2,2	4,3	1,7
Чистый дисконтированный доход (ЧДД 15%) за проектный период	млн.р	-15,2	135,8	-47,8
Выручка от реализации продукции	млн.р	2771	897,0	1341,1
Капитальные затраты, в т.ч.	млн.р	276,5	190,7	143,0
Бурение скважин	млн.р	29,5	20,3	15,2
Промысловое обустройство	млн.р	247,1	170,4	127,8
Эксплуатационные затраты.	млн.р	1244, 1	602,0	283,6
Налоги, включаемые в себестоимость	млн.р	576,7	659,2	211,5
Амортизационные отчисления	млн.р	667,4	2,9	2,9

Заключение. В рамках работы предложена технология для извлечения высоковязкой нефти используя пароциклическую закачку теплоносителя в вертикальные скважины. Технология имеет 2 стадии. На первой стадии метод подразумевает многократный прогрев призабойной зоны пласта вертикальной скважины, используя полые штанги (аналогично с технологией ПТОС). На этой стадии повышается

пластовое давления и улучшаются реологические свойства нефти в ПЗП и на удалении от нее, способствуя образованию гидродинамических связей между скважинами. На второй стадии происходит изменение режима работы всех скважин. Часть скважин переводится в добывающий фонд, а другая часть под стационарное нагнетание пара - технология паротеплового воздействия (ПТВ) или его аналоги (термополимерное воздействие, импульсно-дозированное тепловое воздействие и т.п). В конечном результате возможно разрабатывать зоны, в которых нефтенасыщенная толщина 8 и менее метров.

Из преимуществ стоит отметить:

- 1) Низкую себестоимость бурения вертикальных скважин
- 2) Увеличение средней температуры по залежи, что положительно сказывается на работе всего фонда скважин залежи.
- 3) Введение в разработку геологических запасов, ранее экономически не рентабельных для освоения.

Были подсчитаны экономические показатели и получен оптимальный результат – разбуривание эксплуатационного объекта сеткой скважин 250 x 250 метров.

Литература

1. *Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения. Муслимов Р.Х, Шавалиев А.М., Хисамов Р.С., Юсупов И.Г. – М.:ВНИИОЭНГ, 1995. – Т.1 137-139с.*
2. *Повышение эффективности освоения нефтяных месторождений Татарии. Муслимов Р.Х. – Казань, 1985. 177с.*
3. *Изучение геологии и оценка запасов пермских битумов Татарской АССР [Текст]: отчет по теме 1/76 (03.Н2) / ТатНИПИнефть; рук. Акишев И.М., Бугульма, 1978 – 213 с.*

УДК 622.276.652; 665.64.097.3

ПАРОТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРИСУТСТВИИ НЕФТЕРАСТВОРИМЫХ ПРЕКУРСОРОВ КАТАЛИЗАТОРОВ

Э.Р. Байгильдин¹, Д.Р. Байгильдин²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 3 курса¹, магистрант 2 курса²,
emil.bajgildin@gmail.com, dbaygildin36@gmail.com

Научный руководитель: к.х.н., доцент Ситнов С.А.

Аннотация: Проведено физическое моделирование процесса аквагермолиза в условиях близких к пластовым на образце высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения с добавлением механической смеси прекурсоров катализаторов, в качестве которых применялись синтезированные таллаты железа и кобальта. Выявлено снижение доли высокомолекулярных асфальто-смолистых соединений в результате протекания процесса каталитического аквагермолиза, что в свою очередь обеспечивает необратимое снижение вязкости исследуемой нефти.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, катализатор, паротепловое воздействие, переходный металл.

STEAM TREATMENT OF HEAVY CRUDE OIL IN THE PRESENCE OF OIL-SOLUBLE CATALYST PRECURSORS

E.R. Baygildin¹, D.R. Baygildin²

Kazan (Volga region) Federal University,
3rd year Student¹, 2nd year Master's Degree Student²,
emil.bajgildin@gmail.com, dbaygildin36@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Chemistry Sciences, Reader Sitnov S.A.

Abstract: The physical simulation of the process of aquathermolysis in conditions close to the reservoir on the sample of heavy crude oil Ashalchinskoye field with the addition of a mechanical mixture of the precursors of catalysts, which were used as synthesized, tallow of iron and cobalt. Marked reduction in the specific weight of high molecular weight asphaltic resinous compounds due to the appearance of

catalytic aquathermolysis, which in turn provides an irreversible decrease of viscosity of the investigated oil.

Keywords: heavy crude oil, catalyst, steam-thermal effect, transition metal.

Вскоре углеводороды останутся главным источником энергии. В настоящее время растет интерес к разработке запасов неконвенциональных углеводородных ресурсов, мировые запасы которых сопоставимы с традиционными. Стабильная добыча таких углеводородов, в частности высоковязких нефтей, может быть достигнута путем совершенствования технологий их добычи, в частности, паротепловых методов, за счет катализаторов процессов крекинга, гидрогенолиза, гидролиза и др. [1].

Многими учеными ведутся работы по синтезу катализаторов для внутрипластового использования и исследованию их эффективности в аспекте интенсификации добычи высоковязких нефтей. В основном, катализаторы вводят в наноразмерном состоянии или в виде нефтерастворимых прекурсоров. При разложении последних, непосредственно в пласте, образуется активная форма катализатора [2], которая представляет собой, в основном, оксиды или сульфиды соответствующего металла [3].

Многие работы посвящены изучению эффективности таких катализаторов в виде прекурсоров на основе индивидуальных металлов, например, только железо, или только никель, или только медь. Однако каждый металл в его активной форме относительно преобразования нефти воздействует на различные ее фракции [4,5]. Причем, стоимость прекурсоров катализаторов на основе различных металлов может отличаться практически в 8 раз.

В связи с этим актуальным является снижение стоимости таких соединений за счет оптимизации состава при использовании комбинации различных переходных металлов и исследование эффективности смеси прекурсоров катализаторов.

Лабораторное моделирование процесса каталитического аквагермолиза проводилось с использованием реактора высокого давления на образце высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения Республики Татарстан при 150°C и 200°C, и давлении 3,0 МПа в течение 6 часов. В качестве прекурсора катализатора использовалась механическая смесь таллатов железа и кобальта в массовом соотношении 1:1, полученных на основе таллового масла и сульфатов соответствующих металлов, которая вводилась в среде донора водорода из расчета 2,0% масс. на навеску нефти.

Критериями оценки эффективности акватермолиза в присутствии катализатора служили результаты измерения вязкостно-температурных характеристик с помощью ротационного вискозиметра FUNGILABAlphaL, а также определение группового состава исходной нефти и продуктов опытов жидкостно-адсорбционной хроматографией на оксиде алюминия по методу SARA (табл.).

По результатам SARA-анализа установлено, что процесс каталитического акватермолиза при температуре 200 °С обеспечивает снижение доли смолисто-асфальтеновых веществ при увеличении содержания ароматических углеводородов в результате деструкции связей С–С в молекулах асфальтенов, разуплотнения и гидрирования ароматических колец. При температуре 150 °С эффект от присутствия катализатора незначителен.

Таблица
Групповой состав исходной нефти и продуктов опытов

Объекты	Групповой состав (SARA), % масс.			
	Насыщенные углеводороды	Ароматические соединения	Смолы	Асфальтены
Исходная нефть	29,35	29,4	5,61	5,64
Продукты каталитического акватермолиза Ашальчинской нефти				
Опыт при 150°С	29,39	29,15	5,8	5,66
Опыт при 200°С	27,92	32,94	4,5	4,64

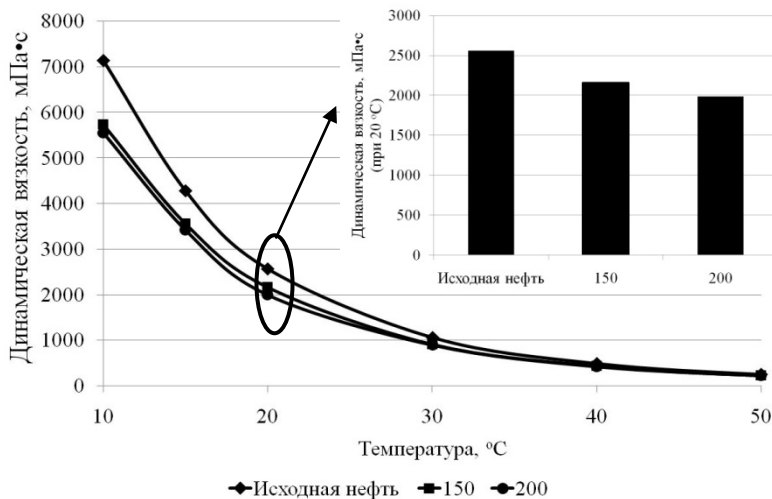


Рис. Вязкостно-температурные характеристики
исходной нефти и продуктов опытов

Изменения вязкостно-температурных характеристик (см. рис.) коррелируют с данными по SARA-анализу при повышенной температуре. В результате обеспечения катализатором процесса деструктивного гидрирования происходит снижения вязкости на 25%, что в данных субкритических условиях (200 °С) является достаточно высоким показателем преобразования исходной нефти.

Таким образом, применение катализатора, активная форма которого формируется *in situ*, в сочетании с донором водорода позволяет достигнуть уменьшения содержания асфальто-смолистых соединений. В свою очередь, это обеспечивает необратимое снижение вязкости добываемой нефти, облегчает дальнейшую транспортировку и переработку.

Литература

1. Muraza, O., Galadima A. *Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development*, 2015. *Fuel* V. 157, pp. 219-231.
2. Maity, S. K., Ancheyta, J., Marroquin, G. *Catalytic Aquathermolysis Used for Viscosity Reduction of Heavy Crude Oils*, 2010. *Energy & Fuels* V. 24, pp. 2809–2816.
3. Ivanova, A. G., Vakhin, A. V., Voronina, E. V., Pyataev, A. V., Nurgaliev, D. K., Sitnov, S. A., Mössbauer study of products of the thermocatalytic exposure to kerogen-containing rocks // *Bulletin of the Russian Academy of Sciences, 2017. Physics.* – V. 81(7), pp. 904-908.
4. Sitnov, S.A., Petrovnina, M.S., Feoktistov, D.A., Isakov, D.R., Nourgaliev, D.K., Amerkhanov, M.I. *Intensification of thermal steam methods of production of heavy oil using a catalyst based on cobalt*, 2016. *Neft. Khoz. - Oil Industry* 11, pp. 106-108.
5. Sitnov, S.A., Feoktistov, D.A., Petrovnina, M.S., Isakov, D.R., Darishchev, V.I., Akhmadeishin, I.A. *Structural changes of heavy oil in the composition of the sandstone in a catalytic and non-catalytic aquathermolysis // International Journal of Pharmacy and Technology.* V. 8, Issue 3, 2016. pp. 15074-15080.

УДК 550.832

**О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПОЛОЖЕНИЯ
ПОДОШВЫ БАШКИРСКОГО ЯРУСА ПО КОМПЛЕКСУ
ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

А.Г. Баранова, К.Ю. Колузаева

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук
Республики Татарстан, молодые ученые, anna.genn@mail.ru

С.Е. Валеева

Казанский федеральный университет, молодой ученый, ssalun@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Б.В. Успенский.

Аннотация: Толщина башкирского яруса более или менее постоянна в РТ везде, где не была размыта его кровля. А на одном и том же локальном поднятии толщина его тем более постоянна или колеблется в очень узких диапазонах одного-трех метров. Изменение толщины башкирского яруса от 22 до 40 м базируется на ошибочной корреляции башкирско-серпуховских разрезов.

Ключевые слова: башкирский ярус, подошва, карбонатный коллектор, каротажные диаграммы

**FEATURES OF OIL-SATURATED ROCKS VOLUME
CALCULATE ON COMPLEX OIL DEPOSITS**

A.G. Baranova, K.Y. Koluzaeva

Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use
of Tatarstan Academy of Sciences, Young Researchers, anna.genn@mail.ru

S.E. Valeeva

Kazan Federal University, Young Researcher, ssalun@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor B.V. Uspensky

Abstract: The thickness of the Bashkir tier is more or less constant in the RT everywhere where its roof has not been blurred. And on the same local elevation its thickness is all the more constant or fluctuates in very narrow ranges of one to three meters. The change in the thickness of the Bashkirian stage from 22 to 40 m is based on the erroneous correlation of the Bashkir-Serpukhov cuts.

Keywords: Bashkir Stage, Outsole, carbonate collector, logs.

Отложения башкирского яруса являются транзитными для большинства скважин, которые бурились и бурятся на нижнекаменноугольные и девонские продуктивные пласты. В башкирской толще выявлены залежи нефти на большинстве многопластовых месторождений РТ.

Разрез яруса сложен по преимуществу карбонатными породами – известняками в различной степени доломитизированными до перехода в доломиты, известняками глинистыми и прослоями сульфатизированными, в западной части РТ с прослоями аргиллитов.

Известняки – преимущественно органогенные, органогенно-детритовые, реже зернистые, плотные, прослоями трещиноватые, редко кавернозные. Доломиты – мелкозернистые, плотные, слоистые [1].

Отложения яруса хорошо изучены как в плане их литолого-петрографической характеристики, так и в плане их нефтеносности.

Верхняя граница башкирского яруса отбивается достаточно надежно по данным ГИС и литологически выражена по смене однородных известняков на относительно глинистые или доломитизированные известняки верейского горизонта.

Подосва яруса – граница с протвинским горизонтом серпуховского яруса – литологически менее выражена, чем его кровля. Она проводится по спаду значений ПС вниз по разрезу на диаграммах стандартного каротажа и практически не выражена на многих диаграммах каротажа радиоактивного (рис. 1).

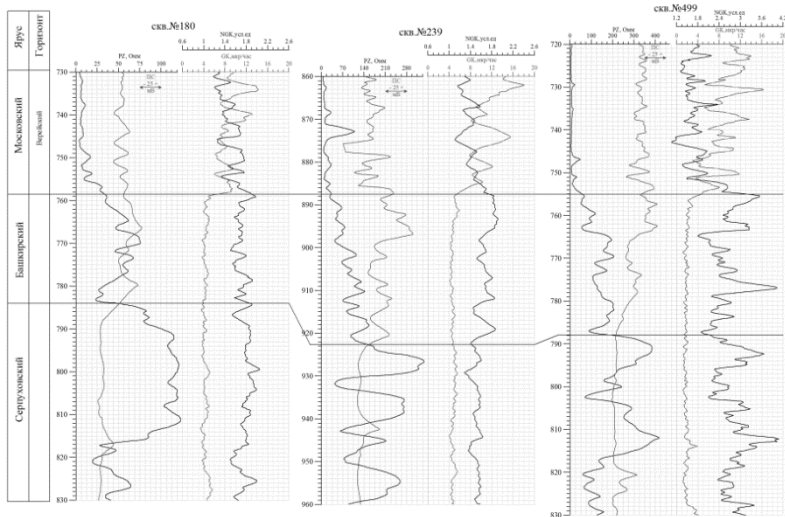


Рис. 1. Подошва башкирского яруса по данным сопоставления ГИС и учетом его толщины

Следует, однако, отметить, что последняя вниз по разрезу пика повышенных значений ПС появляется на диаграммах скважин разных площадей на разном уровне относительно башкирской кровли (рис. 2).

Соответственно подошва башкирского яруса проводится поразному, и его толщина в результате составляет 22-40 м. Однако башкирские отложения залегают на серпуховских согласно, и перерыва в осадконакоплении в конце серпуховского времени нигде в РТ не было. Следовательно, толщина башкирского яруса более или менее постоянна везде, где не была размыта его кровля. Подошву яруса предлагается проводить по резкой двурогой пике повышенных значений РК на кривых радиоактивного каротажа (например, скв. 2123 Аканского месторождения, рис. 3), выраженной в разрезах большинства скважин, вскрывших башкиро-серпуховскую толщу.

В этом случае общая толщина яруса составляет 37-40 м. К западу от Мелекесской впадины, в сторону Северо-Татарского свода, толщина отложений башкирского возраста уменьшается до 20 м и до 3 м в Казанско-Кировском прогибе [2].

Сокращение толщины связано с размывом башкирских отложений в западной части РТ за счет регрессии морского бассейна. Многочисленные перерывы и размывы отложений в течение

башкирского века на отдельных мобильных участках весьма сомнительны и ничем не доказываются. На наш взгляд, это утверждение скорее базируется на ошибочной корреляции башкирско-серпуховских разрезов.

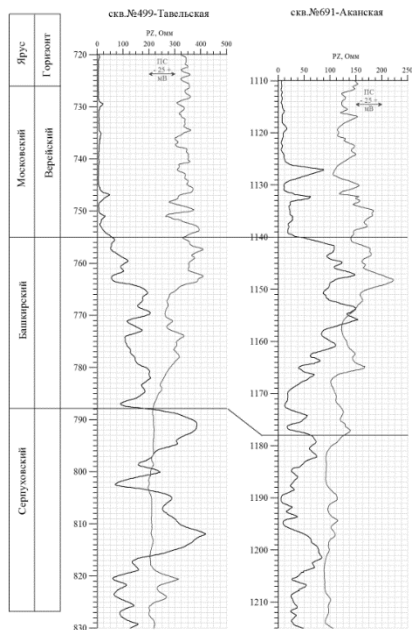


Рис. 2. Каротажные диаграммы скважин с отсутствием показателей ГИС в подошве башкирского яруса

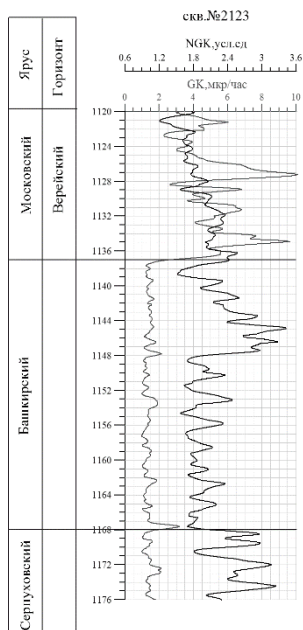


Рис. 3. Переинтерпретированная подошва башкирского яруса по данным ГИС

Литература

1. Хисамов Р. С., Губайдуллин А. А. и др. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2000. 283 с
2. Грунис Е. Б. Новые представления теории геологических процессов и перспективы нефтегазоносности Русской платформы // Георесурсы, 2012, №6 (48). С. 63-71.

УДК 553.981.6

**ГЕОХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА И СВЯЗЬ ИХ
ОБРАЗОВАНИЯ С ГЕОСОЛИТОННЫМ ПОТОКОМ**

Е.А. Белоголова

Тюменский индустриальный университет, магистрант 2 года обучения,
790072@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н. Бембель Р.М.

Аннотация: В работе представлены результаты обработки данных по содержанию газовых компонент углеводородных месторождений Гыданского полуострова. Дана статистическая оценка геохимического распределения углеводородных соединений N₂, H₂, CO₂, He по глубине залегания залежей и корреляционных зависимостей между ними.

Ключевые слова: геосолитон, водород, газовый состав.

**GEOCHEMICAL COMPOSITION OF THE GAS-
CONDENSATE DEPOSITS OF THE GYDAN PENINSULA
AND THE CONNECTION OF THEIR FORMATION WITH
THE FLOW OF GEOSOLITON**

E.A. Belogolova

Tyumen Industrial Institute, master of 2 years of study, 790072@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy Bembel R.M.

Abstract: The article presents the results of processing data on the content of gas components of hydrocarbon accumulations in the Gydan Peninsula. A statistical evaluation is given of the geochemical distribution of hydrocarbon compounds N₂, H₂, CO₂, He in the depth of occurrence of deposits and the correlation dependences between them are given

Keywords: geosoliton, hydrogen, gas composition.

В настоящее время нефтегазовая промышленность является одним из основных видов деятельности человека и занимает важное экономическое место во всем мире. Однако прогнозы запасов нефти и газа неутешительны. Согласно биогенной концепции, данный вид топлива исчерпаем. Тем не менее, многие ученые находят доказательства неиссякаемости углеводородного сырья и по сей день.

К альтернативным мнениям относится геосолитонная концепция. Основная ее идея заключается в энерго-массопереносе за счет геосолитонов. Геосолитоны – это локализованные вихревые процессы, поступательно выносящие вещество и энергию из глубин планеты в ее верхние слои. Само вещество представляет собой ионизированный водород. Таким образом, в вихревом потоке, имеющем колоссальную энергетическую силу, перемещаются элементарные частицы - протоны и электроны, которые за счет своих маленьких размеров (в отличие от атома Н) способны проникать через любые породы на достаточно большие расстояния [1].

В соответствие с геосолитонной концепцией месторождения нефти и газа являются неисчерпаемыми и возобновимыми. Генерация углеводородов (УВ) происходит в момент геосолитонной активности. Для этого должны присутствовать три необходимых компонента: энергия, глубинный ионизированный водород и углерод (органический и абиогенный) [1].

Газоконденсатные месторождения в районах крайнего севера Западной Сибири, согласно геосолитонной концепции, образуются и в настоящий период. Данные с месторождений для интерпретации были предоставлены лабораторией научного технического института. Исследуемый интервал керна содержит образцы танопчинской и баженовской свит. В коллекцию вошли 45 образцов пород керна (41 – танопчинская свита, 4 – баженовская свита). Интервал отбора керна: от 1600,0 м до 2900,0 м.

Согласно предоставленным данным газовая компонента углеводородных скоплений Гыданского полуострова состоит из He, H₂, N₂, CO₂, метана, этана, пропана, н-бутана, изо-бутана, пентана. Помимо основных перечисленных газов, в небольших количествах присутствует Ar, однако в рассмотрение он не взят. Был проведен статистический анализ данных и построены логарифмированные графики зависимости процентного соотношения газовых компонентов от глубины залегания.

При интерпретации графиков зависимостей было выявлено, что содержания общей суммы УВ, CO₂, He, N₂ не зависят от глубины нахождения залежей (рис. 1). При рассмотрении отдельных

составляющих УВ было выявлено, что метан имеет обратную взаимосвязь с более сложными алканами.

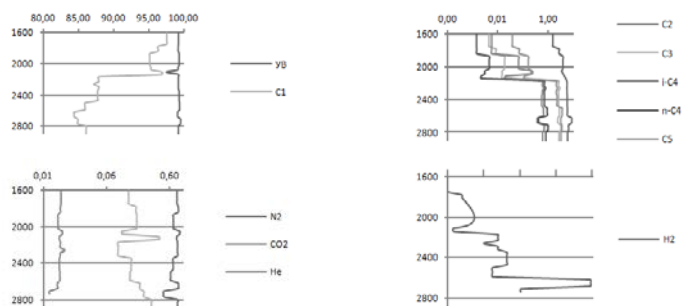


Рис. 1. Графики зависимости содержания газов (в %) от глубины залегания углеводородных скоплений.

Статистический анализ показал, что высокой корреляционной зависимостью обладают углеводородные соединения и азот (рис. 2).

Коэффициент корреляции общей суммы УВ и N_2 составил $r = -0,9691$. Это указывает на общность источника элементов – органического вещества. Азот имеет тенденцию к накоплению в растительных организмах, как морских, так и наземных. Отрицательный коэффициент корреляции указывает на обратную линейную зависимость между N и C, что сопоставимо с содержаниями данных элементов в современной растительности в различных средах обитания.

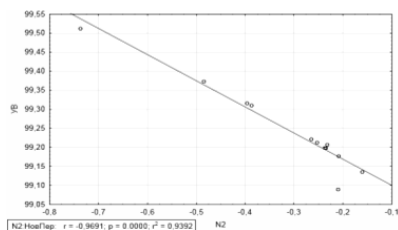


Рис. 2. Диаграмма рассеяния соотношения общего количества углеводородных соединений и N_2

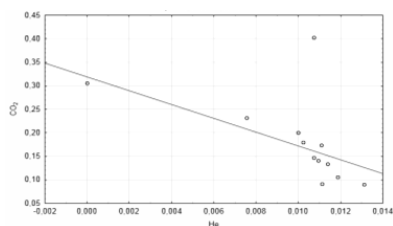


Рис. 3. Диаграмма рассеяния соотношения He и CO_2

Количество Н во всех растениях примерно одинаково. Средние содержания элементов в растениях указаны в таблице [2].

Таблица
Среднее содержание химических элементов в растительных организмах

Элемент	Среднее содержание элементов, %	
	Растения наземные	Растения морские
С	45,1%	34,5%
Н	53-55%	52-54%
N	1,5-3%	7-8%

Наличие корреляционной зависимости между He и CO_2 ($r = -0,6597$) (рис. 3) так же свидетельствует об общем источнике их образования. Вероятнее всего эти газы имеют глубинное происхождение, поскольку связи между ними и N_2 , УВ не выявлено.

Свободный водород не имеет связи ни с одним из присутствующих газов. Коэффициенты корреляции ниже значений $|0,05|$. Отсутствие взаимосвязи может свидетельствовать о неравномерном распределении глубинного водорода в горизонтальном направлении. Количественное увеличение H_2 и алканов $\text{C}_2\text{-C}_5$ с глубиной (рис. 1), может указывать на постепенную разгрузку вихревого потока глубинного ионизированного водорода.

Таким образом, результаты исследования показали, что влияние геосолитонного потока на формирование углеводородных месторождений – процесс сложный, требующий более тщательного рассмотрения и анализа. Однако присутствие глубинных газов, увеличение концентрации свободного H_2 и усложнение состава углеводородов указывают на возможность образования залежей нефти и газа за счет ионизированных водородных вихрей.

Литература

1. Бембель Р.М. Эфир-геосолитонная концепция растущей Земли/ Р.М. Бембель – Тюмень: ТИУ, 2016 г. – 394 с. – ISBN 978-5-9961-1305-7
2. Иванов В.В. Экологическая геохимия элементов. Справочник в 6 томах. Том 1/ Иванов В.В. – М.: Недра, 1994 г. – 304 с. – ISBN 5-247-03176-8.

УДК 622.276.001

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ АССЕЛЬСКО-
САКМАРСКОЙ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА
ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ В СКВАЖИНАХ
С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ
ОСВАНЬЮРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.А. Бельтюков

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, магистрант 2 курса, dima.beltyukov.94@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н. Некрасов А.С.

Аннотация: Данная работа посвящена оценке и оптимизации эффективности пароциклических обработок горизонтальных скважин на ассельско-сакмарской залежи Осваньюрского месторождения с учетом влияния геолого-промысловых и технико-экономических факторов. На основе применения симплексной аналитической модели было установлено, что использование пароциклических обработок горизонтальных скважин позволяеткратно повысить охват и нефтеотдачу пласта. При помощи рассмотренной методики оптимизации были обоснованы наилучшие технологические параметры многократного проведения пароциклических обработок вертикальных и горизонтальных скважин. Согласно проведенным технико-экономическим расчетам внедрение пароциклических обработок горизонтальных скважин на ассельско-сакмарской залежи Осваньюрского месторождения способствует получению большего чистого дисконтированного дохода по сравнению с использованием горизонтальных скважин в условиях естественного режима разработки.

Ключевые слова: пароциклическая обработка, горизонтальная скважина, аналитическая модель, термогидродинамическое моделирование, методика оптимизации, техника безопасности, экономическая эффективность.

EFFICIENCY IMPROVING OF CYCLIC STEAM TREATMENT ASSELIAN-SAKMARIAN RESERVOIR OF HIGH-VISCOSITY OIL BY ANALYTICAL MODEL OF HORIZONTAL WELL FROM OSVANYURSKOE OIL FIELD

D.A. Beltyukov

State National Research Polytechnic University of Perm, 2nd year Master's Degree Student, dima.beltyukov.94@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy A.S. Nekrasov

Abstract: This thesis is dedicated to estimate and optimize the efficiency of cyclic steam stimulations of a horizontal well in the heavy oil reservoir from Osvanyurskoe oil field taking into account the geological and economic factors. By means of the proposed simplex analytical model, it was established that using cyclic steam stimulations of horizontal wells allowed increasing the heavy oil recovery by several times. The developed optimization methodology helped to figure out the best technological parameters of cyclic steam stimulations of a horizontal well. The thesis took into account the safety regulations and environmental protection measures in the petroleum industry. Economic calculations were made and proved the efficiency of cyclic steam stimulations of a horizontal well in the heavy oil reservoir.

Keywords: cyclic steam stimulation, horizontal well, analytical model, numerical simulation, optimization methodology, safety rules, economic efficiency.

Основная задача проведенных исследований заключалась в разработке симплексной математической модели ПЦО горизонтальной скважины на основе следующих допущений:

- до начала ПЦО однородный раздренированный пласт насыщен только высоковязкой нефтью и водой;
- закачиваемый влажный насыщенный пар распределяется равномерно по всей длине горизонтального ствола скважины;
- образующаяся в пласте паровая камеры принимает форму перевернутой призмы (рис.);
- внутри паровой камеры предполагается установившаяся фильтрация флюидов;

Симплексная математическая модель учитывает три характерных стадии процесса ПЦО горизонтальной скважины: период закачки пара, период пропитки, период добычи.

При этом каждый из трех периодов описывается отдельной системой аналитических уравнений.

Согласно закону Дарси скорость фильтрации (дебит нефти) из призматической по форме паровой камеры [1] можно рассчитать по формуле (1).

$$dq_n = -\frac{k_n \rho_n}{\mu_n} \Delta \Phi dA \quad (1)$$

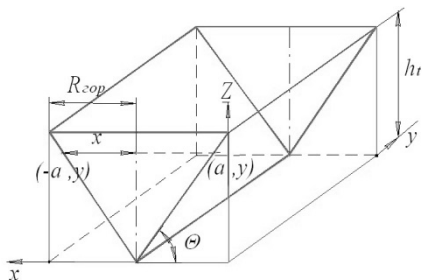


Рис. Схематическая форма паровой камеры

Симплексная аналитическая модель ПЦО горизонтальной скважины была преобразована в расчетный алгоритм, состоящий из следующих шагов [2]:

1. Инициализация модели путем введения исходных данных о свойствах пласта, флюидов и режиме эксплуатации скважины;
2. Расчет размеров паровой камеры (объема, толщины, высоты), температуры и водонасыщенности пласта в процессе закачки пара и пропитки;
3. Расчет дебитов нефти и воды для временных интервалов в течение стадии добычи. Дополнительно проводился расчет накопленного объема добываемых флюидов, и проверка соблюдения условия материального баланса;
4. Определение количества флюидов и теплоты, оставшихся в пласте на момент завершения цикла, расчет коэффициентов нефтеотдачи и паронефтяного отношения [3];

Для проведения конечно-разностных расчетов и факторного анализа был применен термический модуль STARS специализированного программного комплекса CMG.

В процессе факторного анализа при помощи симплексной аналитической модели была проведена оценка влияния на эффективность ПЦО горизонтальной скважины следующих пяти параметров: степени сухости пара, толщины пласта, темпа закачки

пара, давления нагнетания, продолжительности периода пропитки, анизотропии проницаемости.

Обобщая полученные данные, были сделаны следующие выводы:

- увеличение степени сухости пара приводит к росту добычи нефти, поскольку с этим связано увеличение количества теплоты, приходящейся на единицу объема пласта. Каждая единица объема, закачанного пара содержит больше теплоты по причине наличия тепла в скрытой форме и поэтому наблюдается более высокий дебит нефти;
- высокий темп закачки пара будет способствовать доставке в пласт большего количества тепла и увеличивает добычу нефти. Слишком высокий темп закачки пара может привести к перегреву пласта, что в свою очередь может стать причиной больших теплопотерь и снизит термическую эффективность процесса;

положительное влияние на эффективность ПЦО горизонтальной скважины оказывают сокращение продолжительности периода пропитки и увеличение вертикальной проницаемости пласта, поскольку это способствует повышению термической эффективности процесса многократной ПЦО за счет лучшего использованию закачанного тепла.

Литература

1. Butler R.M. *Horizontal Wells for the recovery of oil, gas and bitumen*//Petroleum Society of CIM, 1994. .
2. Hong K.S. *Optimization of Multysycle Steam Stimulation* // 2002. 373 с.
3. Антониади Д.Г., Гарушев А.Р., Ииханов В.Г. *Настольная книга по термической добыче нефти* // Кубань, 2000. 464с.

УДК 551.21; 550.4

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ МИРА

Д.Д. Бондаренко, В.М. Мельдер

Институт морской геологии и геофизики ДВО РАН, молодые ученые,
bondarenko_dasha@mail.ru

Научный руководитель: к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Ершов В.В.

Аннотация: в работе выполнено обобщение и анализ данных об изотопном и химическом составе газов грязевых вулканов мира (около 700 проб из более 270 вулканов). Показано, что для большинства грязевых вулканов (более 85 % проб) в химическом составе газов преобладает метан. Исходя из изотопного состава углерода, метан преимущественно (около 92 % проб) имеет термогенный генезис. Изотопные данные позволяют предположить также, что углекислый газ в некоторых грязевых вулканах (менее 10 % проб) имеет мантийное происхождение.

Ключевые слова: грязевые вулканы, стабильные изотопы углерода, геохимия природных газов.

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE MUD VOLCANOES GASES IN THE WORLD

D.D. Bondarenko, V.M. Melder

Institute of Marine Geology and Geophysics FEB RAS, Young
Researchers, bondarenko_dasha@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Physics and Mathematics, Leading Researcher
V.V. Ershov

Abstract: Generalization and analysis of the isotopic and chemical composition data of the mud volcanoes of the world in this article was carried out (about 700 samples from more than 270 volcanoes). It is shown that methane is predominant in the chemical composition of gases for most mud volcanoes (more than 85 % of samples). Based on the isotope composition of carbon, it was concluded that methane (mainly about 92% of samples) has a thermogenic genesis. Isotopic data also suggests that carbon dioxide in some mud volcanoes (less than 10 % of the samples) has mantle origin.

Keywords: mud volcanoes, stable isotopes of carbon, geochemistry of natural gases.

Грязевой вулканизм – это геологическое явление, связанное с процессами генерации, аккумуляции и миграции подземных флюидов. В процессе грязевулканической деятельности на поверхность переносится трехфазная смесь – газ, вода, осадочные породы. Газы грязевых вулканов являются носителем информации о перспективах нефтегазоносности еще не вскрытых бурением отложений, дизъюнктивных структурных нарушениях толщ горных пород, а также о генезисе углеводородных скоплений.

В настоящее время существуют две основные концепции образования углеводородных флюидов: органическая (термический и термокаталитический распад органического вещества в осадочном слое земной коры) и неорганическая (происхождение нефти из первичных минералов планеты или из глубинного метана, исходящего из мантии Земли). Аналогичными концепциями пользуются исследователи грязевого вулканизма: одни придерживаются точки зрения о том, что источники грязевулканических газов находятся в пределах земной коры, а появление «ультратяжелой» углекислоты связано с изотопным фракционированием и иными вторичными процессами [1], другие считают, что происхождение газов связано с дегазацией мантийного вещества [2].

Первое обобщение и анализ газогеохимических данных по грязевым вулканам мира выполнено в 2009 г. в работах [3,4], где были собраны данные по более 140 грязевых вулканам (около 230 проб). За последние годы появилось много публикаций, содержащих данные об изотопном и химическом составе грязевулканических газов, что стало поводом для создания обновленной базы данных.

База данных, собранная в настоящей работе, включает в себя сведения по грязевым вулканам США, Тринидада, Италии, Румынии, Керченского п-ова, Таманского п-ова, Азербайджана, Грузии, Туркменистана, о-ва Сахалина, Индии, Китая, Японии, Тайваня и Папуа-Новой Гвинеи. В итоге нами были собраны данные об около 700 пробах, отобранных из более 270 грязевых вулканов.

Основными компонентами грязевулканических газов являются метан, углекислый газ и азот. В большинстве случаев в составе газов преобладает метан: доля проб, в которых содержание метана превышает 60 об. %, составляет более 85 %. Содержание тяжелых углеводородов (этан, пропан и др.), как правило, менее 1 об. %, то есть грязевулканические газы в основном являются сухими. Довольно интригующими являются случаи, когда в составе грязевулканических

газов преобладает углекислый газ (> 60 об. %). К ним относятся некоторые итальянские, тайваньские, калифорнийские, сахалинские и керченские вулканы [5,6,7]. Доля таких проб составляет менее 10 %. Содержание азота в грязевулканических газах в большинстве случаев не больше 10 об. %. Судя по корреляции между азотом и кислородом, большая часть азота обусловлена загрязнением газовых проб атмосферным воздухом при их отборе. Однако имеется также уникальный грязевой вулкан Номогод (Румыния), характеризующийся экстремальным значением содержания азота – до 92,8 об. % [8].

Интерпретация происхождения природного газа обычно основана на его стабильных изотопах углерода и водорода, а также на химическом составе его газообразных алканов [3]. В настоящей работе интерпретация основана на данных по изотопии углерода.

Исходя из значений $\delta^{13}\text{C}$ выделяемого грязевыми вулканами метана (рис. 1), можно предположить несколько вариантов его генезиса: термогенный ($\delta^{13}\text{C}\text{-CH}_4$ от -60 до -25 ‰ PDB), абиогенный (-25 ‰ PDB и изотопно тяжелее) и микробный (-60 ‰ PDB и изотопно легче). Термогенный метан (92 % всех проб) образуется из органического вещества осадочных пород при их погружении на глубину 3-10 км в зону высоких температур и давлений. Абиогенный метан (5 % проб) формируется посредством высокотемпературных реакций в веществе мантии или благодаря реакциям газ-вода-порода, не связанным с органическим веществом. Микробный метан (3 % проб) образуется в результате деятельности микроорганизмов.

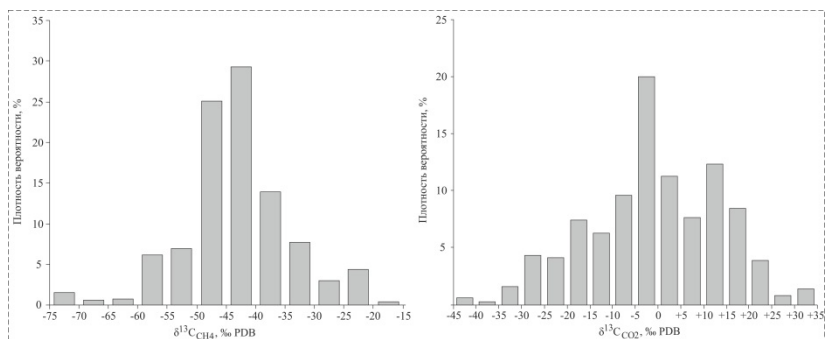


Рис. Распределение частоты встречаемости значений $\delta^{13}\text{C}\text{-CH}_4$ и $\delta^{13}\text{C}\text{-CO}_2$ в газах грязевых вулканов Земли

Значения $\delta^{13}\text{C}$ углекислого газа (рис.) указывают на следующие варианты его происхождения: декарбоксилирование керогена ($\delta^{13}\text{C}\text{-CO}_2$ от -10 ‰ PDB и изотопно тяжелее), мантийный (от -10 до $-$

5 ‰ PDB), термическое разложение карбонатов (от –5 до +5 ‰ PDB) и биодеградация углеводов (+5 ‰ PDB и изотопно легче). Декарбокислирование керогена (25 % проб) представляет собой термическую деструкцию органических остатков с образованием, в том числе, нефтяных углеводов. Мантийный углекислый газ является продуктом дегазации мантии (10 % проб), поступающим в литосферу с летучими компонентами магматического расплава. Углекислый газ может быть продуктом метаморфизма карбонатных пород при температурах 600-800 °С (31 % проб). Анаэробная биодеградация углеводов (34 % проб) происходит на небольших глубинах (менее 2 км) – при температуре ниже 60 °С.

Результаты наших исследований позволяют говорить о полигенной природе грязевулканических газов. Отметим здесь также, что газы грязевых вулканов по изотопному и химическому составу метана и его гомологов, как правило, очень схожи с газами расположенных поблизости месторождений углеводородов.

Литература

1. Лаврушин В.Ю., Поляк Б.Г., Прасолов Э.М., Каменский И.Л. *Источники вещества в продуктах грязевого вулканизма (по изотопным, гидрохимическим и геологическим данным)* // *Литология и полезные ископаемые*. 1996. № 6. С. 625-647.
2. Валяев Б.М., Гринченко Ю.И., Ерохин В.Е. и др. *Изотопный облик газов грязевых вулканов* // *Литология и полезные ископаемые*. 1985. № 1. С.72-87.
3. Etiop G., Feyzullayev A., Baciu C.L. *Terrestrial methane seeps and mud volcanoes: A global perspective of gas origin* // *Marine and Petroleum Geology*. 2009. Vol. 26. P. 333-344.
4. Etiop G., Feyzullayev A., Milkov A.V. et al. *Evidence of subsurface anaerobic biodegradation of hydrocarbons and potential secondary methanogenesis in terrestrial mud volcanoes* // *Marine and Petroleum Geology*. 2009. Vol. 26. P. 1692-1703.
5. Ершов В.В., Шакиров Р.Б., Обжиров А.И. *Изотопно-геохимические характеристики свободных газов Южно-Сахалинского грязевого вулкана и их связь с региональной сейсмичностью* // *ДАН*. 2011. Т. 440. № 2. С. 256-261.
6. Mazzini A., Svensen H., Etiop G. et al. *Fluid origin, gas fluxes and plumbing system in the sediment-hosted Salton Sea Geothermal System (California, USA)* // *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. 2011. Vol. 205. P. 67-83.
7. Sun C.-H., Chang S.-C., Kuo C.-L. et al. *Origins of Taiwan's mud volcanoes: Evidence from geochemistry* // *Journal of Asian Earth Sciences*. 2010. Vol. 37. P. 105-116.
8. Etiop G., Baciu C.L., Schoell M. *Extreme methane deuterium, nitrogen and helium enrichment in natural gas from the Homorod seep (Romania)* // *Chemical Geology*. 2011. Vol. 280. P. 89-96.

УДК 556.3

РОЛЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЗРУШЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Д.А. Бычкова¹, Т.С. Смирнова², И.В. Быстрова

Астраханский государственный университет,
магистрант 2 года обучения¹, молодой ученый²,
serebryakov-74@mail.ru, tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Быстрова И.В.

Аннотация: В статье рассматриваются подземные воды, имеющие широкое распространение в земной коре, которые имеют большое значение при решении таких вопросов как: водоснабжения населенных пунктов, промышленных предприятий гидротехнического промышленного и гражданского строительства. Отмечена роль этих вод при проведении мероприятий мелиоративных мероприятий курортно-санаторного дела и т. д. вопросы причинно-следственной связи между процессами формирования подземных вод и геолого-гидрогеологических процессов, происходящих в литосфере, имеют важное поисковое значение при разведке месторождений нефти и газа. Проанализированы процессы нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции, а также размещение нефти и газа от начала и до конца, происходящее в среде, существенным элементом которой являются подземные воды. Выявлена их роль, как фактора, создающего и разрушающего нефтяные и газовые залежи и месторождения. Следовательно, подземная гидросфера определяет размещение залежей УВ, способствует тепло- и массопереносу, поэтому гидрогеологические критерии являются наиболее информативными для прогнозирования и поисков новых месторождений.

Ключевые слова: залежь, углеводороды, подземные воды, разрушение, газонасыщенность вод, растворимость, метан, окисление.

ROLE OF THE UNDERGROUND WATERS IN THE DESTRUCTION OF THE OIL AND THE GAS DEPOSITS

D.A. Bychkova¹, T.S. Smirnova², I.V. Bystrova

Astrakhan State University, 2nd years Master's Degree Student¹, young researcher², serebryakov-74@mail.ru, tatyana.smirnova@asu.edu.ru

Research Supervisor: Candidate of the Geology and Mineralogy, Reader I.V. Bystrova

© Д.А. Бычкова, Т.С. Смирнова, И.В. Быстрова

Abstract: In this article, you can see the discusses about the underground waters, which have some wide distribution in the earth crust. They have the great importance due to the solving of such problems as: the water supply to the settlements, the industrial enterprises of the hydrotechnical industrial and the civil constructions. The role of this waters is very important due to the carrying out of the reclamation activities, the health-resort business and so on. The questions of the casual relationships between the processes of the formation of the underground waters and of the geological-hydrological processes, which are occurred in the lithosphere, have the great important meaning due to the exploration of the deposits of the oil and the gas. We have analyzed all the prosses of the oil and the gas formation, the oil and the gas accumulation and the accomodation of the oil and the gas from the very beginning to the end. The underground waters are the factor of the creating and the destroing of the oil and gas deposits and the fields. So, the underground hydrosphere is determined of the placement of the hydrocarbonic deposits. It is contributed of the heat and the mass transfer that is why, the hydrogeological criteries are the most informative for the prediction and the search of the new filds.

Keywords: deposit, hydrocarbons, underground waters, destruction, water's gas sarutation, solubility, methane, oxidation.

Существование нефтяных и газовых залежей – это непрерывная борьба двух противоположностей: концентрации и рассеяния углеводородов. Первоначально углеводороды размещались по всему объему осадочных горных пород, и нужны были определенные геологические и гидрогеологические условия, чтобы они смогли сконцентрироваться в ловушках. В результате формирования залежей, начинается процесс рассеяния углеводородов из залежей [1].

Подземные воды в течение длительного исторического времени омывают нефтяные и газовые залежи, увлекая за собой частицы нефти и газа, растворяют их или выносят на поверхность в область разгрузки. В случае увеличения скорости движения воды, залежи могут разрушиться. Выделяют механическое, физико-химическое, химическое и биологическое разрушение залежей.

Механическое (гидравлическое) разрушение залежей подземными водами начинается с образования наклона нефтеводного или газоводного контакта. Наклон флюидных поверхностей прямо пропорционален гидравлическому уклону и зависит от плотностей контактирующих жидкостей. Если наклон флюидного контакта круче угла падения крыла сводовой ловушки, то нефть и газ полностью вымываются из нее, а залежь исчезает.

Нефтяные залежи значительно менее устойчивы против гидравлического разрушения, чем газовые. При этом, физико-

химическому разрушению подвержены газовые залежи, путем их растворения в подземных водах. При повышении гидростатического давления (при погружении) не компенсируемым соответственным ростом газонасыщенности вод, метан при формировании залежей будет растворяться. Вследствие чего залежи постепенно исчезают. При температурах 100-120 °С и более создаются благоприятные условия для повышения растворимости метана в воде. Для нефтяных залежей характеризующихся худшей растворимости в воде нефтяных углеводородов, по сравнению с метаном и его гомологами, физико-химическое разрушение путем растворения в водах играет значительно скромную роль [2].

Химическое разрушение нефтяных и газовых залежей путем окисления углеводородов кислородом и сульфатами, растворенными в водах, имеет большее значение и тесно переплетается с биохимическим разрушением. Оно заключается в поедании углеводородов бактериями, следовательно, их следует рассматривать вместе. Аэробное окисление углеводородов осуществляется растворенным в воде кислородом, количество которого мало. Наибольшему воздействию кислорода подвергаются те залежи, которые расположены ближе всего к зонам инфильтрации. Окисление углеводородов может происходить и при наличии сульфатов в подземных водах. Этот процесс в залежах нефти идет быстрее, чем в чисто газовых и может происходить только биохимическим путем. Реакция между сульфатами и метаном в абиогенных условиях при температуре выше 90°С невозможна. Окисление газовых залежей идет в основном с помощью бактерий десульфаторов. Окисление углеводородов может быть как полным, так и частичным, тогда залежи не разрушаются, а перерождаются химически [3].

Описанные процессы характерны для многих месторождений Волго-Уральской области, к ним относятся Тепловка, Байтуган, Радаевка и др. В ряде случаев отмечается следующее: расстояние между областями питания и разгрузки, даже при наличии хороших коллекторов или выхода их на дневную поверхность не разрушают залежи нефти и газа сохраняются. Это объясняется весьма затрудненным водообменном и благоприятными гидрогеологическими условиями. Примером могут служить месторождения Балаханы, Кирмаку, Бинагады Апшеронского полуострова. Окисление углеводородов может происходить также молекулярным кислородом на контакте с движущимися водами. В результате окисления, обычно происходящего в приконтурных частях нефтяных залежей, иногда образуются тяжелые нефти и асфальтоподобные вещества. Эта

окисленная нефть создает барьер, препятствующий дальнейшему окислению нефти, находящейся в удалении от водонефтяного контура. В процессе же окисления газовой залежи молекулярным кислородом происходит их полное разрушение. От мощных скоплений газа остаются углекислый газ, сравнительно легко поглощаемый водой, азот и инертные газы [4].

Роль подземных вод в разрушении нефтяных и газовых залежей играет значительную роль в историческом развитии земной коры. Особое влияние на разрушение залежей углеводородов оказывают геологические процессы. Их широкое и повсеместное распространение и подвижность приводят к постоянному взаимодействию с горными породами, к перераспределению вещества в земной коре, к образованию и разрушению месторождений нефти и газа. В процессах нефтегазообразования, нефтегазоаккумуляции и рассеяния от начала и до конца важнейшую роль играют подземные воды, следовательно, подземная гидросфера определяет размещение залежей углеводородов, способствует тепло- и массопереносу, поэтому гидрогеологические критерии являются наиболее информативными для прогнозирования и поисков новых месторождений углеводородов.

Литература

1. Зорькин Л.М. *Нефтегазопромысловая гидрогеология*. - М.: Недра, 1986. – 223 с.
2. Ушивцева Л.Ф., Смирнова Т.С., Серебряков О.И. *Гидрогеология нефти и газа: учебник* - Астрахань: АГУ, Изд. дом "Астраханский университет". 2014. – 221 с.
3. Шварцев С.Л., *Общая гидрогеология*. – М.: Альянс, 2012. – 608 с.
4. Шварцев С.Л., Новиков Д.А. *Нефтегазовая гидрогеология* – Новосибирск: НГУ. 2011. – 201 с.

УДК 553

**ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА УГЛЕВОДОРОДЫ
ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ДАННЫХ В ОТЛОЖЕНИЯХ САРГАЕВСКОГО
ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА
СЕВЕРО-ТАТАРСКОГО СВОДА**

С.Е. Воронков

Казанский (Приволжский) федеральный университет, магистрант
1 года обучения, seregaw.19@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Пронин Н.В.

Аннотация: В данной работе выполнена интерпретация данных ГИС по всему фонду скважин Бондюжского месторождения – от подошвы репера «аяксы» до кровли саргаевского горизонта. Объектом исследования является горизонт Dsg. Целью работы является выработка методики по поиску возвратных объектов в отложениях саргаевского горизонта на территории Бондюжского месторождения с целью дальнейшего изучения данной проблемы и прироста запасов.

Ключевые слова: саргаевский горизонт, возвратный объект, геофизический каротаж, прирост запасов.

**SEARCH FOR HYDROCARBON-PROMISED OBJECTS
BASED ON GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL DATA IN
SARGAEVSKY HORIZON DEPOSITS ON THE EXAMPLE
OF ONE OF DEPOSITS OF SOUTH-EAST SLOPE OF THE
NORTH-TATAR CONSOLIDATED**

S.E. Voronkov

Kazan Federal University, 1st year Master's Degree Student,
seregaw.19@mail.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer N.V. Pronin

Abstract: This work presents interpretation of well logging data of all well sock of Bondyuzhinskoe oilfield: from "ayaksy" benchmark to roof of sargaev horizon.

Object of research is Dsr. horizon. The purpose of this work is to develop a methodology of prospecting returnable objects in deposition of sargaev horizon on the territory of Bondyuzhskoe oilfield with the aim of further studying this problem and increasing the mineral resource base of the Russian Federation.

Keywords: sargaev horizon, returnable objects, geophysical logging, stocks gain.

Сегодня весьма актуальна проблема истощения запасов, вызванная выработанностью большинства месторождений Татарстана по терригенному девону. Большой фонд скважин, существующий на сегодняшний день, практически лишён возвратных объектов, т.е. объектов, которые в будущем будут разрабатываться скважинами, эксплуатируемыми в настоящий период другой объект разработки.

Целью работы является попытка выработки методики по поиску перспективных на углеводороды объектов в саргаевском горизонте на основе данных ГИС и фактических данных по скважинам, в которых были получены притоки нефти.

В качестве основного объекта исследований было выбрано Бондюжское нефтяное месторождение. Оно расположено в северо-восточной части Республики Татарстан, в тектоническом плане приурочено к юго-восточному склону Северо-Татарского свода, в частности, в пределах Первомайско-Бондюжского вала, входящего в состав группы валов Нижнекамского нефтеносного района Татарстана. На месторождении продуктивными являются терригенные отложения пашийского и тиманского горизонтов верхнего девона. Так как месторождение эксплуатируется с 1955 года, сегодня оно находится на IV стадии разработки, т.е. автоматически попадает под категорию истощённых месторождений [1].

В основу данной работы положены результаты интерпретации и анализа данных ГИС, выполненных автором по всему фонду скважин Бондюжского месторождения – порядка 400 скважин. Исследуемым объектом являлся саргаевский горизонт, из которого в некоторых скважинах получены притоки нефти.

Выбор эталонной скважины для начала процесса интерпретации также основывался на том факторе, что по ней были получены притоки нефти в исследуемом горизонте. По примеру скважины-эталона выполнялась дальнейшая разбивка интересующей толщи (т.е. сам процесс интерпретации). Пример разбивки по радиоактивному каротажу представлен на рисунке.

Фиксировались кровля и подошва саргаевского горизонта (привязка происходила по региональному реперу «аяксы»), а затем границы перспективных интервалов, находящихся в нём. Эти

интервалы выделялись по следующим геофизическим кривым: ГК, НГК (ННК) и КС. Интересовала конфигурация кривых следующего вида: спад ГК (снижение глинистости разреза), спад НГК/ННК (следствие разуплотнённости карбонатных пород) и рост КС (рост электрического сопротивления вследствие диэлектрических свойств углеводородов).

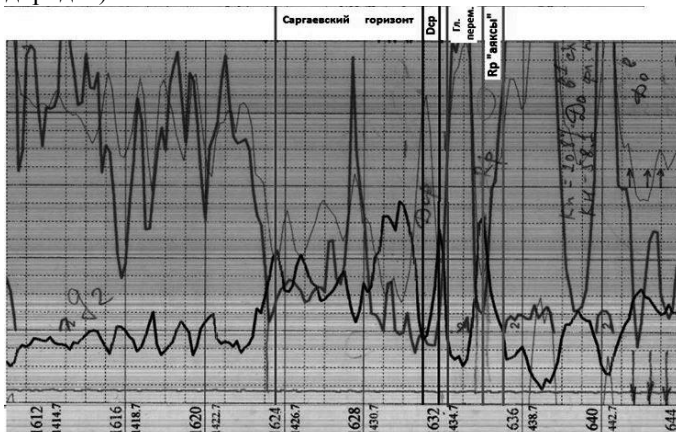


Рис. Схема отбивки по радиоактивному каротажу границ интересующей толщи

В процессе интерпретации обозначились два интересующих интервала, названных условно сарг1 (находится в подошвенной части) и сарг2 (находится примерно в центральной части). Наиболее перспективный из них интервал сарг1 ввиду лучших геофизических значений, однако его мощность редко превышает 1 м. По завершении процесса интерпретации были построены карты распределения геофизических значений в интервалах сарг1 и сарг2, на основе которых выполнялся последующий анализ с выделением аномальных зон. Это позволило выявить наиболее перспективные зоны на площади месторождения. Перфорацию интервала сарг1 лучше всего проводить именно в тех скважинах, находящихся в выделенных зонах.

Таким образом, осуществлена попытка выработки методики по поиску возвратных объектов, за счёт которых возможен прирост запасов. Выявлены наиболее перспективные на углеводороды зоны в саргаевском горизонте на территории Бондюжского месторождения.

Литература

1. Хисамов Р.С. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана [Текст] / Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович, В.Б. Либерман и др. // Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ – 2006 г. – 328

УДК 622.279.51

ОБВОДНЕННОСТЬ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М.Д. Воронов, А.А. Воронин,

Тюменский Индустриальный Университет, студенты 3 курса,
MaxDV2012@yandex.ru, sanya.voronin.1998@mail.ru,

Научный руководитель: д.т.н., доцент Саранча А.В.

Аннотация: Статья посвящена проблеме обводненности низкодебитных газовых скважин и поиску методов её решения. Было проведено сравнение двух способов по борьбе с ней.

Ключевые слова: низкодебитные скважины, самозадавливание, обводнённость скважины, концентрические лифты, плунжерные лифты.

WATERCUT OF GAS WELLS

Voronov M.D, Voronin A.A

Tyumen Industrial University, 3rd year students,
MaxDV2012@yandex.ru, sanya.voronin.1998@mail.ru,

Research Supervisor: Associate Professor Sarancha A.V.

Abstract: The article is devoted to the problem of watering of low-rate gas wells and the search for methods for solving it. Two methods for combating it were compared.

Keywords: low-yield wells, self-pressing, well watering, concentric elevators, plunger lifts.

1. Проблема обводнённости скважин

В результате естественного истощения пластовой энергии при разработке газовых месторождений происходит снижение дебита и повышение обводнённости скважин. Снижение дебита скважин приводит к уменьшению восходящего скоростного потока и к ухудшению условий выноса воды, поступающей в скважину из пласта. В результате чего происходит накопление воды в стволе скважины и последующее «самозадавливание». Перспективными технологиями являются концентрический и плунжерный лифт [1].

*2. Общие представления о работе плунжерного
и концентрического лифта*

Плунжерный лифт

Плунжер – это свободно перемещающееся разделительное устройство, располагаемое в лифтовой колонне. Плунжер перемещается вверх под действием пластовой энергии в скважине и под действием силы тяжести возвращается назад к забою.

Концентрический лифт

Потоки газа поднимаются по каналам, образованным двумя колоннами труб – ЦЛК и ОЛК, концентрически размещенными одна в другой. Технология оптимизирует режим эксплуатации обводняющихся скважин посредством автоматического поддержания в ЦЛК значения дебита газа, превышающего на 10–20 % минимальное значение дебита газа, необходимого для удаления жидкости по ЦЛК [2].

3. Преимущества и недостатки

Плунжерный лифт

Преимущества: Сокращение количества продувок ствола скважин с выпуском газа в атмосферу; установка оборудования плунжерного лифта проводится без глушения скважины и продолжается не более 30 минут; низкая стоимость оборудования. Недостатки: Большой объем работ по обслуживанию по сравнению с другими скважинами; невозможность применения в скважинах, оборудованных фонтанной арматурой импортного производства [3].

Концентрический лифт

Недостатки: Дорогостоящее новое оборудование, незначительно е увеличение сопротивления трения. Преимущества: Возможность установки ЦЛК без глушения скважины; прекращение продувок скважин в атмосферу; увеличение и стабилизация дебита; предотвращение образования водяных пробок на забое скважины; возможность производить добычу без смены оборудования скважин.

4. Применение на практике

Плунжерный лифт

На Медвежьем НГКМ плунжерным лифтом оборудованы 6 скважин: № 502, 503, 509, 623, 726, 1037 [1]. При проведении

испытаний чистящий плунжер оказался наилучшим уплотнителем для газа и жидкости; однако, как правило, он в большей мере подвержен износу, чем все остальные плунжеры.

Концентрический лифт

На сегодняшний день эксплуатируется пять скважин, оборудованных КЛК, в том числе на Медвежьем НГКМ - две скважины, Ямбургском НГКМ - две скважины, Уренгойском НГКМ - одна скважина. В результате реконструкции скважины более пяти лет работают с максимально возможными рабочими дебитами без продувок [3].

5. Экономика

Плунжерный лифт

Опираясь на данные ОАО «АРКТИКГАЗ» за 2016 год (Ануфриев) по изучению экономики применения плунжерных лифтов на Скважине №1101 Самбургского НГКМ мы делаем вывод о том, что применение данной технологии является рентабельной.

-текущие затраты 56,77 млн. руб.

-налоги 30,88 млн. руб.

+выручка от реализации газа и газоконденсата 98,7 млн. руб.

Уже за год прибыль составит 11,05 млн. руб.

Концентрический лифт

Основываясь на данных ТюменНИИГипргаза (Епрынцев А.С.), можно предположить, что применение технологии КЛК вполне рентабельно даже при существующей ценовой политике. При этом доход от внедрения системы КЛК на одной скважине за 10 лет составляет около 90 млн. руб.

Расходы за первый год 42,49 млн. руб.

Расходы за последующие года 20,33 млн. руб.

Выручка от реализации газа и гк составит около 31,5 млн. руб в год.

Таким образом, установка системы КЛК окупится через два года и будет давать в дальнейшем стабильную прибыль порядка 11,5 млн. руб. в год.

6. Перспективы и проблемы

Технологии эксплуатации низкодебитных газовых скважин при помощи плунжерного и концентрического лифта, являются весьма

перспективными, однако все еще остаются на стадии прохождения опытно-промышленных испытаний. Имеются ряд недоработок, над которыми в настоящее время работают как недропользователи, так и научно-исследовательские институты. Данные технологии позволят не только повысить эффективность эксплуатации низкодебитных газовых скважин, но в целом увеличить конечную газоотдачу по газовым и газоконденсатным месторождениям ЯНАО.

Литература

- 1. Меньшиков С.Н., Варягов С.А., Мельников И.В., Харитонов А.Н., Архипов Ю.А. Особенности эксплуатации газовых скважин Медвежьего месторождения // Наука и ТЭК, № 3, 2011.*
- 2. Ли Джеймс, Никенс Генро, Уэллс Майкл Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. – 384 с., ил. (Промышленный инжиниринг).*
- 3. Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овезова С.М. Концепция выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтегазоконденсатных месторождениях и ее апробация в условиях Южно-Русского и Берегового месторождений // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. С. 203.*

УДК 550.8

**АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ
ФЛЮИДОУПОРОВ РИФОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
ФРАНКО-ФАМЕНСКОГО ВОЗРАСТА В ПРЕДЕЛАХ
ЮЖНОЙ ЧАСТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

А.О. Вязовкина

Самарский государственный технический университет,
аспирант 1 года обучения, vz-anastasia@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Гусев В.В.

Аннотация: В рамках работы проанализированы данные 25 площадей МОГТ-3Д и 31 площадь МОГТ-2Д, ГИС глубокого бурения, нефтеносности, керна в пределах южной части Самарской области.

Ключевые слова: рифы, флюидоупоры, геологоразведочные работы, сейсморазведка, неантиклинальные ловушки.

**FRASNIAN-FAMENIAN IMPERMEABLE LAYERS
BUILDING OF THE BANKS ANALYSIS INSIDE THE
SOUTH END OF SAMARA**

A.O. Vyazovkina

Samara State Technical University, 1st year Post-graduate Student
vz-anastasia@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader V.V. Gusev

Abstract: The data of the 25 3D-CDP method and 31 2D-CDP method coverages, well logging, oil content, drill sample were analyzed inside the south end of Samara.

Keywords: banks, impermeable layers, prospecting, seismic survey, nonanticlinal traps.

В настоящее время, когда фонд ловушек антиклинального типа на территории Самарской области, как и в других старых нефтедобывающих регионах, в значительной степени истощён,

наиболее актуальным стал вопрос о поисках и выявлении ловушек нефти и газа неантиклинального типа. В результате сейсморазведочных работ МОГТ-3Д, по характеру волнового поля были выделены ловушки рифогенного типа в отложениях франско-фаменского возраста.

Приоритетной задачей для дальнейших геологоразведочных работ является изучение карбонатных отложений верхнего девона на предмет выделения как биогермных образований во франско-фаменских отложениях, так и изучения зон развития покрышек, играющих определяющую роль в сохранении залежей углеводородов (УВ).

В рамках данной работы проанализирована геолого-геофизическая информация по 25 ЛУ сейсмических исследований МОГТ-3Д и 31 ЛУ МОГТ-2Д, оценено качество сейсмической информации. На основании данных глубокого бурения проведена стратификация разреза франско-турнейских отложений. В результате проведённых исследований на основе увязки скважинных и сейсмических материалов МОГТ-3Д и МОГТ-2Д были выделены целевые интервалы на сейсмических разрезах, в пределах которых по характерному набору параметров волнового поля выделены постройки рифогенного типа.

Основными критериями для выделения рифов с помощью сейсморазведки являются:

- ухудшение корреляции отражающих горизонтов (ОГ) в теле рифа;
- увеличение времени регистрации между отражениями от промежуточных границ внутри рифового комплекса и от подстилавших его отложений;
- наличие структур облекания над зонами развития органогенных построек;
- изменение частотной составляющей и скоростной характеристики рифогенных образований относительно вмещающих пород [1].

На основании анализа волнового поля, с учётом вышеперечисленных критериев, на временных разрезах профилей МОГТ-3Д, были выделены зоны развития построек рифогенного типа.

Контуры выявленных рифогенных построек были увязаны со сводными структурными построениями по отражающим горизонтам C_{1t} , D_3fm , D_3tm и картой изопахит интервала D_3tm-C_{1t} .

В результате было установлено, что наиболее благоприятными зонами развития построек рифогенного типа являются бортовые (в

большей степени внешняя) зоны Муханово-Ероховского прогиба (МЕП).

Однако не все поднятия, содержащие постройку рифогенного типа в отложениях франско-фаменского возраста, являются промышленно-нефтеносными по этим отложениям. Основным условием скопления и сохранения залежей УВ в ловушках рифогенного типа является не только наличие самой ловушки и коллектора, но и наличие надёжной покрышки. Надёжной покрышкой для залежей нефти в пласте для заволжского надгоризонта является терригенно-карбонатная пачка малевского возраста.

В Куйбышевском Поволжье, залежи нефти, как правило, экранируются глинистыми покрышками и в меньшей степени комбинированными, а именно, когда плотные карбонаты, экранирующие залежь, перекрываются глинистым прослоем [2].

Первым шагом данной работы был палеогеоморфологический анализ. Далее проведен анализ распределения месторождений, в пределах которых установлены залежи нефти пластов Д₃бур, Д₃вор, Д₄ и Д₃фам.

Построена серия схем корреляции, пересекающих различные зоны (забортовую, внешнюю, внутреннюю бортовую и осевую) Муханово-Ероховского прогиба, определены типы разреза и мощность отложений малевского возраста, характерные для каждой зоны. В основу корреляции разреза были положены скважины с разбивками ВОИГиРГИ, стратификация которых была выполнена не только с учётом данных ГИС, но и с привлечением данных керна и фаунистических определений.

На основании схем корреляции установлено, что по мере приближения к внешней бортовой зоне отмечается сокращение как общей мощности малевского горизонта, так и глинистых прослоев, а в непосредственной близости от бортового уступа отложения малевского горизонта в терригенной фации практически отсутствуют. Во внутренней бортовой зоне отложения малевского горизонта залегают на более низком гипсометрическом уровне, их мощность и литологический состав по простиранию также не выдержаны. Во внутренней бортовой зоне выделена глинисто-карбонатная толща турнейского яруса. Глинисто-карбонатная толща турнейского возраста выделяется как клиноформный комплекс, включающий несколько пачек литолого-фациальных разностей.

На основании схем корреляции с привлечением данных бурения, где стратификация разреза отвечает малевскому реперу, была построена схематическая карта мощности отложений малевского

горизонта. Проанализированы мощности малевского горизонта относительно зон МЕР. Составлена схема развития отложений малевского возраста, характеризующая степень надёжности покрышки, относительно зон МЕР и осложняющих их построек седиментационного типа

Из объектов, подготовленных к постановке глубокого бурения на ЛУ МОГТ-3Д, были определены ловушки седиментационного типа, представляющие интерес по поиску залежей УВ в отложениях заволжского надгоризонта. Произведено их ранжирование относительно зон МЕР и надёжности покрышки.

Качество глинисто-карбонатной покрышки зависит не только от общей мощности малевского горизонта, но и от количества, толщины слагающих её глинистых прослоев.

Для определения критериев выделения надёжной покрышки проведен анализ малевской толщи в скважинах с установленной нефтеносностью пласта Дл и ДЗфам по результатам перфорации, ГИС и керна. По каждой скважине проведен анализ как общей мощности малевской толщи, так и количества, мощности глинистых прослоев.

Оценка флюидоупоров по материалам ГИС позволила дать литологическую характеристику флюидоупоров.

Для флюидоупоров основными составляющими критерия выделения являются - уменьшение карбонатной составляющей, а также увеличение глинистости разреза.

На основе проведенного исследования можно сделать предварительный вывод о том, что минимальная мощность глинистых прослоев, достаточной для формирования надёжной покрышки составляет 2 м при условии, что ниже присутствуют плотные карбонаты.

Выделение перспективных объектов с учетом распространения флюидоупоров по надёжности позволит минимизировать геологические риски и неопределенности при заложении скважин и тем самым повысит эффективность ГРП.

Литература

- 1. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и газа и методика поисков. М. Недра, 1974 г.*
- 2. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М. Наука, 1980 г.*

УДК 553.98

**ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОТЛОЖЕНИЙ
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, ВСКРЫТЫХ
СКВАЖИНОЙ 140 НА ТОРЦОВОЙ ПЛОЩАДИ**

К.А. Гаврилова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, студент 4 курса, kristinaG2@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Н.М. Недоливко

Аннотация: Актуальность работы определяется необходимостью литолого-петрографического исследования потенциально нефтенасыщенных пород с целью расширения минерально-сырьевой базы России. Цель работы – изучение пород баженовской свиты Торцовой площади и выявление особенностей их вещественного состава, фильтрационно-емкостных свойств и битумоидов. Методы исследований: детальное макрокопическое описание, петрографический и люминесцентно-микроскопические анализы шлифов из скважины 140 Торцовой площади. Определен тип коллектора, выявлен процентный вещественный состав и выделено шесть литотипов.

Ключевые слова: литологические особенности, баженовская свита; битумоиды; Томская область.

**LITHOLOGICAL-PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS
AND RESERVOIR PROPERTIES OF THE BAZHENOV
FORMATION DEPOSITS, OPENED BY BOREHOLE 140 ON
THE END SQUARE**

K. A. Gavrilova

National Research Tomsk Polytechnic University, 4th year Student,
kristinaG2@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader N.M. Nedolivko

Abstract: Actuality of work is determined by the necessity of lithological-petrographic studies of potentially oil-saturated rocks with the aim of expanding the mineral resource base of Russia. Purpose – the study of the rocks of the bazhenov

formation on The End square and identify features of their lithological composition, reservoir properties and bitumen. Research methods: detailed description of macroscopic, petrographic and fluorescent microscopic analyses of thin sections from wells 140 The End square. The type of collector identified the percentage material composition and are divided into six lithotypes.

Keywords: lithological features; bazhenov shale; bitumen; Tomsk region.

Баженовская свита является одним из наиболее изучаемых, но при этом наименее предсказуемых объектов нефтегазовой геологии. Несмотря на кажущуюся изученность, баженовская свита остается непознанным объектом, как для геологов, так и для разработчиков.

Изучение Баженовской свиты началось более 50 лет назад. Площадь распространения свиты около 1 млн. кв. км. Глубина залегания составляет около 2 – 3 км. Свита, образована осадочными породами морского дна в Титонском-Берриасском ярусах.

Целью работы являлось изучение пород баженовской свиты Торцевой площади (рис. 1), выявление особенностей их вещественного состава, фильтрационно-емкостных свойств и битумоидов.

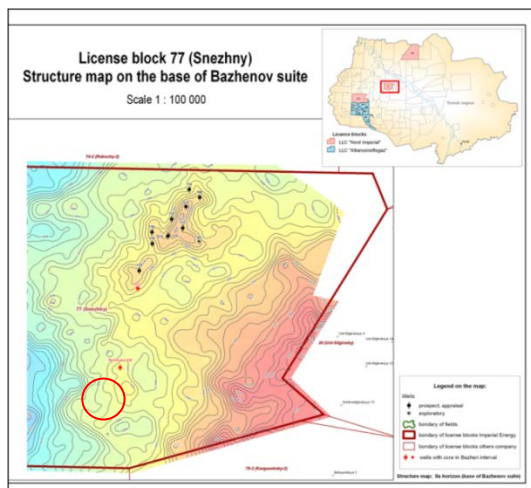


Рис. 1. Положение скважины 140 Торцевой площади в пределах лицензионного участка 77 (Снежный) на структурной карте по подошве баженовской свиты

Методика исследований включала макроскопическое описание, петрографический и люминесцентно-микроскопические анализы шлифов.

Результаты исследований.

В результате литолого-петрографического исследования шлифов, на основании особенностей строения и состава отложений были выделены следующие литотипы:

1. ККГ-1. Обр. 23. Карбонатная кремнисто-глинистая порода по радиоляриевому аргиллиту с органическими остатками с содержанием карбонатов – 61,6 %; глинистого материала – 21,7 %; кварца – 14,5 %, пирита – 2,2 % (рис.2).
2. КАГ-2. Обр. 22. Карбонатная алеврито-глинистая порода с кристаллически-зернистой структурой, содержащая: карбонатов – 59,2 %, глинистого материала – 23,7 %; кварца – 14,6 %; пирита – 2,5 % (рис.3).
3. ААК-2. Обр. 21–20. Аргиллиты алевритовые глинисто-кремнистые, глауконит-содержащие, тонко отмученные с остатками органики, с пелитовой структурой глинисто (20,4–36,7 %) кремнистого (56,6–74,7 %) состава, пиритизированные (2,2–3,1 %), карбонатизированные (1,8–4,5 %) (рис.4).
4. АГК-2. Обр. 19–16. Кремнеаргиллиты битуминозные, тонко отмученные с органическими остатками с лепидобластовой структурой, глинисто (27,7–32,1 %) кремнистого (58,6–67,3 %) состава, пиритизированные (4,2–6,6 %), карбонатизированные (0,8–6,6 %) (рис.5).



Рис. 2. Раковины радиолярий (обр. 23 без анализатора)

Рис. 3. Зерна кварца (обр. 22 с анализатором и без)

5. АГК-3. Обр. 15–14. Кремнеаргиллиты битуминозные, тонко отмученные с онихитами белемнитов и остатками радиолярий и плохо сохранившейся растительной органики с пелитовой структурой, глинисто- (21,8–30,1 %) – кремнистые (64,4–75,1 %), пиритизированные (2,4–5,5 %), с карбонатами (0–0,7 %).

6. АКГ-1. Обр. 13–1. Аргиллиты кремнисто-глинистого и глинисто-кремнистого состава, тонко отмученные с остатками органики, сильно разложившейся растительной органики с пелитовой структурой. Состав: глинистый (42,3–49,6 %) и кремнистый (36,1–48,8 %) материал, карбонаты (0,8–5,7 %), пирит (5,4–13,8 %) [1].

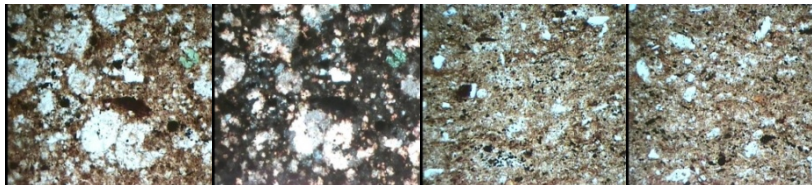


Рис. 4. Остатки радиолярий и зерно глауконита (обр. 21 с анализатором и без)

Рис. 5. Пелитовая матрица и рассеянная органика (обр. 19 без анализатора)

Отложения баженовской свиты, вскрытые в скважине 140 Торцовый площади, под люминесцентным микроскопом изучены в интервале 2451,93-2431,72 м (23 образца).

Постоянные компоненты: органическое вещество, кварц, полевые шпаты (альбит и ортоклаз), минералы глин (иллит, каолинит, хлорит), слюды (мусковит), карбонаты (анкерит, кальцит), пирит.

В образцах отмечаются следы миграции битумоидов. Состав битумоидов изменяется от легкого (голубоватое свечение) до смолисто-асфальтенового (темно-коричневое свечение).

Преобладающие битуминозные текстуры и структуры – равномерно и неравномерно-рассеянные, пятнистые, трещинные.

Порода нефтематеринская, содержит сингенетические и эпигенетические битумоиды. Коллектор трещинного типа: во всех образцах видны следы миграции битумоидов из породы в трещины.

Осадки отлагались при стабильном режиме осадконакопления, слабой тектонической активности, низкой денудации. Глинистые илы были обогащены органическим веществом, в той или иной степени кремнистым и карбонатным, затем преобразованным в битуминозную толщу преимущественно гидрослюдистых тонко отмученных и тонкогоризонтально-слоистых. Осадконакопление происходило на ранних этапах в условиях слабого насыщения кислородом придонных вод, а затем в условиях высоко восстановительной среды и установления застойного режима бассейна, на это указывает пирит.

Литература

1. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 172 с.

УДК 550.8.015

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОЛЬМАТАЦИИ
ПЕСЧАНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ НЕ
СТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ
ЗАГЛИНИЗИРОВАННОГО РАСТВОРА**

А.Н. Гараева

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
аспирант 3-го года обучения, Anastya-solnce@mail.ru

Научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Храмченков М. Г.

Аннотация: Представлен комплексный подход к изучению процесса кольматации в поровом пространстве с использованием прикладных методов исследования.

Ключевые слова: фильтрация, глинистые частицы, осаждение, проницаемость.

**MODELING OF THE PROCESS OF COLMATATION OF
SAND COLLECTORS UNDER THE CONDITIONS OF
STATIONARY FILTRATION OF A PLATE OF CROSSED
SOLUTION**

Garaeva A.N.

Kazan (Volga region) Federal University, 2nd year post-graduate student,
anastya-solnce@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Physics and Mathematics, Professor
M.G. Khranchenkov.

Abstract: A comprehensive approach to the study of the colmatation process in pore space is presented using applied research methods.

Keywords: filtration, clay particles, sedimentation, permeability.

Загрязнение призабойной зоны (кольматация) существенно ухудшает производительность скважин, проницаемость пласта, определяемую по результатам гидродинамических исследований. При этом под кольматацией понимают загрязнение призабойной зоны

©А.Н. Гараева

буровым раствором при вскрытии продуктивного пласта, ухудшение свойств призабойной зоны при цементации, перфорации продуктивного интервала, набухании глин и т.д. Экспериментальное изучение и теоретическое описание этого процесса в силу его важности для нефтедобывающей отрасли было начато достаточно давно и имеет солидную библиографию. Чтобы получить представление о состоянии дел, можно сослаться на суммирующие работы [1, 2]. На сегодняшний момент, в данной статье представлен анализ прикладных методов включающий фильтрационный эксперимент по закачке глинистого раствора на жидкостном пермеатре ПИК-ПГ и анализ распределения глинистых частиц с использованием сканирующего электронного микроскопа FEI XL-30 ESEM, микротомографа v|tome|x s 240 (GE Phoenix X-ray, Germany).

В качестве объекта изучения данного механизма был использован мелкозернистый уфимский терригенный песчаник Вишнево-Полянского, Кармалинского месторождения, с пористостью от 21 до 24 %. И глинистый раствор бентонитовой глины Биклянского месторождения с выделенными частицами не крупнее 5 мкм, данный размер частиц был выбран согласно требованиям по закачиваемой воде в нефтяной коллектор, где допускается закачка воды в поровый коллектор проницаемостью свыше 0,1 мкм² 90% частиц не крупнее 5 мкм. Представленная глина по результатам исследования рентгенофазового анализа состоит из 93% монтмориллонита, 3% мусковита, 2% хлорита и 2% каолинита.

Экспериментальные методы изучения кольтматации заключались в закачке в естественные образцы пористой среды глинистого раствора, с плотностью раствора примерно 1,020г/л, при постоянном давлении. Далее проводилось определение параметров процесса – коэффициента проницаемости пористой среды в зависимости от времени (или объема прокачанной жидкости). Изучаемый процесс наблюдался в изменении (уменьшения) проницаемости пористой среды от времени фильтрации при постоянном давлении или же наблюдалось увеличение давления при прокачке постоянного объема, вследствие образования на поверхности фильтрационного корки и закупоркой пор во внутривпоровом пространстве образца. График изменения проницаемости от времени представлен тангенциальной кривой фильтрации (рис.1).

Визуальный подход к изучению данного процесса, является недостаточным. Поэтому изучение степени уменьшения пор, распределения глинистых частиц в поровом пространстве и определения количественной характеристики фильтрационной корки

использовался сканирующий электронный микроскоп FEI XL-30 ESEM и микротомограф v|tome|x s 240 (GE Phoenix X-ray, Germany).

Исследования на сканирующем электронном микроскопе FEI XL-30 ESEM проводилось в режиме низкого вакуума (естественная среда) при давлении 0,8 Тор. Образцы изучались до кольматации и после. Поверхность зерен песчаника до кольматации покрыты небольшим слоем глинистых частиц, являющийся, цементом данного образца, поровое пространство по профилю и фильтрационные каналы, открытые с природной извилистостью и залеганием, общая пористость примерно 20%.

В результате съемки образцов после кольматации было зафиксировано наличие фильтрационной корки толщиной от 0,15-0,35 мм с равномерным покрытием по диаметру образца. Верхняя часть порового пространства образцов (до 0,2 см) примерно на 85% закупорена глинистыми частицами, в фильтрационных каналах вниз по профилю (до 0,4 см) наблюдается глинизация по поверхности зерен с образованием перемычек и последующим нарастанием глинистого материала. Далее по профилю наблюдается небольшая глинизация поверхности зерен песчаника и порового пространства (рис.2).

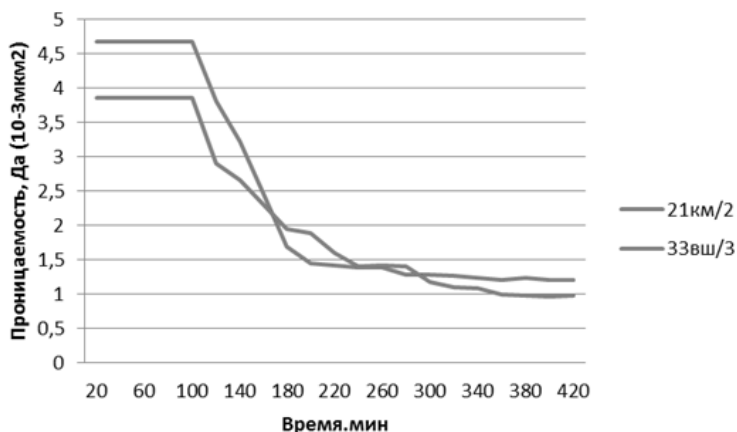
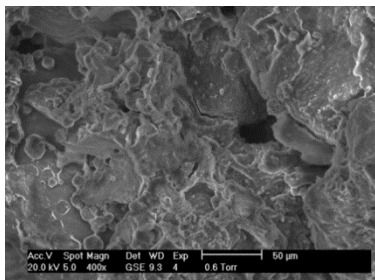
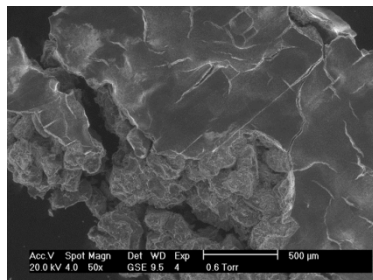


Рис. 1. График изменения проницаемости пористости среды в керне при фильтрации глинистой суспензии.



Закупорка порового пространства



Фильтрационная корка

Рис. 2. Верхняя часть песчаника, после фильтрации глинистого раствора снятый на сканирующем электронном микроскопе FEI XL-30 ESEM.

По изученным образцам можно выделить три зоны кольтатации по профилю: это верхняя часть (от 0-0,3 см) где поровое пространство заглинизировано на 85-90 % - это максимальной степени заглинизации образца; средняя часть (от 0,3-0,8 см), где поровое пространство частично заглинизировано на 25-60%- это средняя степень заглинизации и нижняя часть образца (от 0,8-2,2 см), где привнесенные глинистые частицы небольшим слоем залегают на поверхности зерен на 5-10% - это низкая степень заглинизации.

Анализ распределения глинистых частиц, так же проводился на микрофотографе $\times 240$ (GE Phoenix X-ray, Germany) с созданием трехмерного изображения образца. При изучении снимков, визуальнo выделить зоны закупоренного пространства не удалось, но есть изменения в расчетной пористости образцов до и после фильтрации. Изменение пористости после фильтрации составило 10-15 %.

Предложенные методы позволяют моделировать процесс кольтатации в условиях не стационарной фильтрации и оценить степень снижения проницаемости, пористости, а также дать степень заглинизации образца.

Литература

1. Максименко А.А. Микромеханический анализ течения неньютоновских жидкостей и взвесей в пористой среде/ Дис. канд. физ.-мат. наук, 2001, 108 с.
2. Рыжиков Н.И. Экспериментальное исследование динамики захвата частиц и изменения проницаемости при фильтрации суспензии через пористую среду // Дис. канд. физ.-мат. наук, 2014, 150 с.

УДК 550.9

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В.И. Гарифуллина¹, Г.Р. Фаизова²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
младший научный сотрудник¹, магистрант 2 года обучения²,
garifullina-vasilya@mail.ru, gulnara.faizova1294@mail.ru

Научный руководитель: заместитель директора по инновационной деятельности КФУ Судаков В.А.

Аннотация: В данной работе проводится анализ состояния разработки бобриковского горизонта и подбор геолого-технических мероприятий для выработки всех подвижных запасов к 2030 г.

Ключевые слова: бобриковский горизонт, геолого-технические мероприятия, подвижные запасы.

DEVELOPMENT STATUS ANALYSIS OF BOBRICOV HORIZON: THE CASE STUDY OF RESERVOIR OF TATARSTAN

V.I. Garifullina¹, G.R. Faizova²

Kazan (Volga region) Federal University,
Junior Researcher¹, 2nd year Master's Degree Student²,
garifullina-vasilya@mail.ru, gulnara.faizova1294@mail.ru

Research Supervisor: Deputy Director for innovation activity Sudakov V.A.

Abstract: In this study there has been conducted a development status analysis of bobricov horizon and screening of workover operations to produce all mobile oil reserves by 2030.

Keywords: Bobricov horizon, mobile oil reserves.

Большинство разрабатываемых нефтяных месторождений находятся на поздних стадиях разработки и характеризуются значительной выработкой запасов и высокой обводненностью скважин. В этих условиях актуальность приобретают геолого-технические мероприятия, направленные на выявление зон с остаточными запасами нефти и извлечение этой нефти на поверхность [1].

Цель работы – анализ состояния разработки бобриковского горизонта и подбор геолого-технических мероприятий для выработки всех подвижных запасов к 2030 г. Для решения поставленной цели были сформулированы следующие задачи:

1. Анализ геолого-промыслового состояния разработки залежи и оценка эффективности применяемых геолого-технических мероприятий.

2. Определение принципа подбора скважин для ГТМ.

3. Подбор ГТМ и расчет ожидаемых показателей (дебиты нефти и жидкости, накопленная добыча) в программе tNavigator;

Научная новизна и значимость работы заключается в регулировании разработки залежи месторождения, а также в разработке методики оценки эффективности и оптимального планирования геолого-технических мероприятий.

Основным эксплуатационным объектом на залежи являются продуктивные отложения терригенной толщи нижнего карбона. На залежи выделено семь блоков самостоятельной разработки. Блоки различаются между собой по геологическому строению, размерам, по продуктивности и объемам запасов. Наиболее выработаны на залежи 1, 2, 3 блоки, наименее – 5, 6, 7.

Для построения и грамотной адаптации гидродинамической модели было проанализировано 496 скважины, участвовавших в добыче нефти и 205 единиц, находящихся под нагнетанием. Построены и проанализированы графики разработки залежи, выделено пять стадий разработки участка. Выполнен детальный анализ причин обводненности скважин, а именно влияние закачиваемой воды, прорывы пластовой воды, продвижение ВНК в процессе эксплуатации. Изучена существующая система поддержания пластового давления, рассмотрены все скважины с целью определения оптимальных объемов закачки и не превышения давления нагнетания.

Обобщая полученные результаты о степени и характере выработки запасов можно говорить о достаточной эффективности запроектированной разработки, способной сформировать предпосылки к достижению утвержденного коэффициента нефтеизвлечения.

Для выявления наиболее успешных мероприятий был проведен анализ эффективности проведенных ГТМ: было рассмотрено 1004 геолого-технического мероприятия. Сложившаяся на объекте ситуация позволяет выделить основные направления совершенствования его разработки. В первую очередь это мероприятия, направленные на решение проблемы неравномерной выработки запасов объекта.

Одним из перспективных и актуальных методов интенсификации добычи нефти залежи, характеризующейся сложным геологическим строением, является бурение новых скважин, боковых наклонно-направленных стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС) в ранее пробуренных скважинах, а также переводы с нижележащих горизонтов на бобриковские отложения (в т. ч. с установками одновременно – раздельной эксплуатации.). В неоднородных коллекторах при разработке с заводнением остается немало невыработанных пропластков, «целиков» и других зон, заблокированных по разным причинам, для увеличения охвата таких зон рекомендуется проводить закачку полимерных композиций через нагнетательные скважины.

Так как в ближайшее время планируется пробурить 175 новых скважин, бурение 160 боковых стволов и боковых горизонтальных стволов, 160 операций возврата и одновременно – раздельной эксплуатации пластов-коллекторов для выработки всех запасов к 2030 году.

По итогу получены расчеты ожидаемых дебитов нефти по 495 скважинам, рассчитанные по методике определения дебитов и с использованием симулятора tNavigator, построены карты, позволяющие выявить наиболее перспективные районы для дальнейшей добычи и организации ППД.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.: 798 с. ил.

УДК 622.062

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ

А.Ш.С. Гомес¹, К.А. Воробьев²

Российский университет дружбы народов,
магистрант 1 курса обучения¹, магистрант 2 курса
обучения², engchicunagomes@mail.ru, k.vorobyev98@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Щерба В.А

Аннотация: В последнее время перспективы развития нефтяной отрасли связываются с разработкой месторождений тяжелых нефтей и природных битумов. Добыча нетрадиционной нефти требует нетрадиционного исключительного подхода, один из них – парогравитационный способ добычи нефти. В данной статье авторами была рассмотрена эффективность применения горизонтальных скважин с циклическим воздействием пара на различных месторождениях.

Ключевые слова: тяжелая нефть, добыча, Ашальчинском месторождении, дренаж, парогравитационный, SAGD, МУН.

THE EFFICIENCY ANALYSIS OF THE STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE TECHNOLOGY'S APPLICATION

A.Ch.S. Gomes¹, K.A. Vorobiev²

Peoples' Friendship University of Russia,
Master's Degree Student¹, 2nd year student²,
engchicunagomes@mail.ru, k.vorobyev98@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Shcherba V.A.

Abstract: Recently, prospects for the development of the oil industry have been associated with the development of deposits of heavy oils and natural bitumen. Extraction of unconventional oil requires an unconventional exceptional approach, one of which is the steam gravity method of oil production. In this article, the authors examined the effectiveness of horizontal wells with cyclic steam exposure in various fields.

©А.Ш.С. Гомес, К.А. Воробьев

Keywords: heavy oil, extraction, Ashalchinskoye field, drainage, steam gravity, SAGD, EOR.

В связи с уменьшением запасов легкой нефти увеличилась необходимость развивать возможности разработки известных запасов тяжелой нефти (ТН). Основной целью работы является анализ эффективности новой технологии разработки месторождений ТН.

Геологические запасы ТВВН и ПБ в России достигают 6–7 млрд. т (40–50 млрд. баррелей), однако их извлечение требует использования специальных дорогостоящих технологий [1]. Основная проблема в ТВВН и ПБ заключается не в поиске ресурсов, а в технологии их добыче, переработке и продаже в рамках часто меняющихся экономических ситуаций.

Метод парогравитационного дренирования (ПГД) (SAGD, steam assisted gravity drainage) – это тепловой метод разработки залежей ТН и ПБ, который был первоначально разработан для добычи битума из нефтеносных песков Канады. Ключевым элементом ПГД является то, что две скважины бурятся горизонтально (рис.) и должны быть параллельными друг другу (на расстоянии от 5 до 7 метров). Верхняя скважина используется для закачки высокотемпературного пара высокого давления, образуя зону насыщенная водяным паром (паровая камера). По мере того как паровая камера поднимается к верхней части пласта и постепенно расширяется в сторону, тяжелая нефть разжижается и отделяется от песка, сила тяжести заставляет ее стекать в нижнюю (добывающую) скважину, откуда нефть откачивается на поверхность для последующей обработки.

Основным преимуществом процесса ПГД является улучшение соотношения пара нефти и высокой конечной добычей (порядка от 60% до 70%). Паронефтяной фактор (ПНФ) (SOR, Steam-to-oil-ratio) зависит от геолого-физических характеристик продуктивного пласта (табл.). При добыче нефти = 10,000 барр: паронефтяной фактор = 3.0; водонефтяной фактор = 2.7; газонефтяной фактор = 10. Если объем закачиваемого пара составляет 30,000 барр/сутки, объем конденсированного пара, который возвращается на поверхность в виде воды = 27,000 барр/сутки, объем добываемого газа составит 15,900 м³/сутки [2].

Испытание метода "SAGD" в России проводится с 1999 года на Ашальчинском месторождении (Республика Татарстан). Компания «Татнефть» продолжает успешное освоение месторождений тяжелой нефти, приуроченных к шешминскому горизонту.

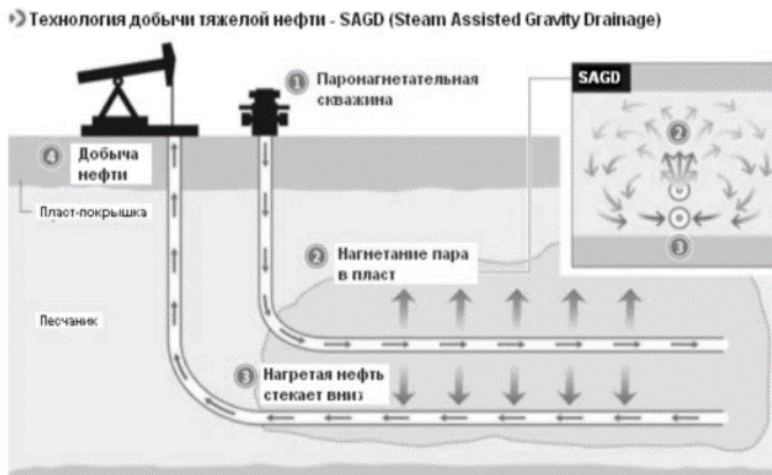


Рис. Добыча тяжелой нефти парогравитационным методом [2]

Таблица
Геолого-физические характеристики продуктивного пласта [3]

Параметры	Пласт P _{2SS}
Средняя глубина залегания, м	81,2
Тип залежи	Массивная
Тип коллектора	Поровый
Площадь нефтеносности, тыс/м ²	6196,65
Пористость, %	31,6
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	2660
Начальная пластовая температура, °С	8,0
Начальное пластовое давление, Мпа	0,44
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	12206
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	0,965

В работе находятся 27 пароциклических (ПЦО) и 213 парогравитационных (SAGD) скважин. Под закачкой – 273 скважины, в том числе 220 паронагнетательных, 17 пароциклических и 36 новых парных и пароциклических скважин. Парогравитационные скважины дают в 8-10 раз больше нефти, чем пароциклические. При расчете инвестиций в разработку стоимость 1 шт. парогенератора Amelin принята по фактическим данным на уровне 38,5 млн. руб [3].

В 2016 г. В компании «Татнефть» было добыто 843 тыс. т тяжелой нефти, в 2017 г. объем добычтяжелой высоковязкой нефти

(ТВВН) составил около 1,6 млн т, а в 2018 г. планируется довести добычу до 2 млн т. В перспективе компания «Татнефть» намерена увеличить добычу ТВВН до 3 млн т/год. В продуктивные горизонты будет закачено 16,2 млн. т пара и 0,7 млн. т горячей воды [4].

В итоге можно сделать следующий вывод:

• Метод парогравитационного дренажа характеризуется хорошим коэффициентом нефтеотдачи, высокими темпами отбора нефти, богатым опытом внедрения в различных странах, однако существуют трудности мониторинга и необходимость постоянного контроля процесса. Достижение максимальной энергоэффективности, оптимальный процесс разделения нефти и воды и очистка воды для повторного использования в производстве пара являются ключевыми проблемами, которые компании, использующие технологию ПГД, должны преодолеть, чтобы достичь рентабельности технологии. Технология парогравитационного воздействия успешно внедряется на месторождениях: Cold Lake Orion (Канада), Orinoco Belt (Венесуэла), Ашальчинское (Россия) и других.

Литература

1. *Метод парогравитационного дренажа (SAGD). Все о нефти.* <http://vseonefti.ru/upstream/sagd.html> . [Электронный ресурс].
2. *Progress Seminars Presents: In-Situ Oil Extraction: SAGD. Instructor: M. Arshadul Huda, M.Eng, P.Eng, C.Eng, MChEmE. Dates: January 23, 2015. Location: Calgary*
3. *Яртимев А.Ф. Природные битумы – уникальное энергетическое сырье // Вестник КНИТУ, №12, 2012 – с. 293-297.*
4. *ПАО «Татнефть». Годовой отчет 2016. Месяц и год вы отчета: Май 2017 года. – 292 с.*

УДК 622.276.031:531.5

**ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОЛОГО-
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
МОДУЛЯ TEMPEST-PVTX НА ПРИМЕРЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Т₁-I
ЯРЕЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.П. Горланов

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, магистрант 2 курса, gorlanov_kolya@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н. Некрасов А.С.

Аннотация: Данная работа посвящена оценке и повышению достоверности геолого-гидродинамической модели газоконденсатной залежи пласта Т₁-I Ярейюского месторождения с применением модуля Tempest-PVTx. На основе применения PVT-модели и интеграции её в геолого-гидродинамическую модель установлено, что модуль Tempest-PVTx позволяет повысить достоверность расчётных прогнозных вариантов при существующей системе разработки.

Ключевые слова: физико-химические свойства нефти, PVT-модель, Tempest-PVTx, повышение достоверности, гидродинамическая модель, снижение рисков.

**IMPROVING OF GYDRODINAMIC MODEL RELIABILITY
BY TEMPEST-PVTX MODULE FOR GAS-CONDENSATE
RESERVOIR (BED T₁-I) OF YAREYUSKOE OIL-GAS-
CONDENSATE FIELD**

N.P. Gorlanov

State National Research Polytechnic University of Perm,
2nd year Master's Degree Student, gorlanov_kolya@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy A.S. Nekrasov

Abstract: This article is about evaluating and improving the reliability of the geological-hydrodynamic model of gas-condensate reservoir T₁-I of Yareyuskoe field by applying the module Tempest-PVTx. Tempest-PVTx module application

allows increasing reliability of calculated forecast variants under the existing development system based on the creation of PVT-model and its integration into geological-hydrodynamic model.

Keywords: physical and chemical properties of fluid, PVT-model, Tempest-PVTx, reliability improvement, hydrodynamic model, risk reduction.

Основной целью данной работы являлось повышение надежности численных расчётов, используемых для принятия проектных решений путем корректировки и обоснования физико-химических свойств флюидов, интегрированных в геолого-гидродинамическую модель.

Основой для создания PVT-модели газоконденсатной системы являются данные о компонентном составе и результатах лабораторных исследований термодинамических и физико-химических свойств пластовой системы и стабильного конденсата, которые приводятся в технических отчетах. Данная модель адаптировалась по методу Ющенко Т.С. и Брусиловского А.И. [1]. Алгоритм адаптации следующий:

1. Настройка плотности стабильного конденсата с использованием шифт-параметра – параметра последней фракции;
2. Настройка объема выпавшего конденсата путем изменения критической температуры последней фракции;
3. Настройка давления начала конденсации и выпадения конденсата вблизи давления начала конденсации изменением коэффициента парного взаимодействия C_1 с последней фракцией [2];
4. Настройка конденсато-газового фактора с использованием шифт-параметров компонент C_2 - C_4 ;
5. Настройка Z-фактора пластового газа (при пластовых условиях) с использованием шифт-параметра компоненты метана (C_1) [3].

PVT-модель в табличном виде интегрировалась в геолого-гидродинамическую модель и при помощи программного продукта Tempest-MORE проводились прогнозные расчёты при текущей системе разработки.

В результате проведена оценка варианта, рассчитанного на уточнённой гидродинамической модели, относительно варианта без применения PVT-моделирования (рис.).

Обобщая полученные данные, были сделаны следующие выводы:

- На уточненной гидродинамической модели накопленная добыча газа ниже чем в базовой модели, это объясняется разной

степенью достоверности поведения флюидов при снижении пластового давления в процессе разработки газоконденсатной залежи;

– Применение модуля Tempest-PVTx позволяет снизить риск получения больших погрешностей на гидродинамических моделях и более точно оценивать потенциал месторождений.

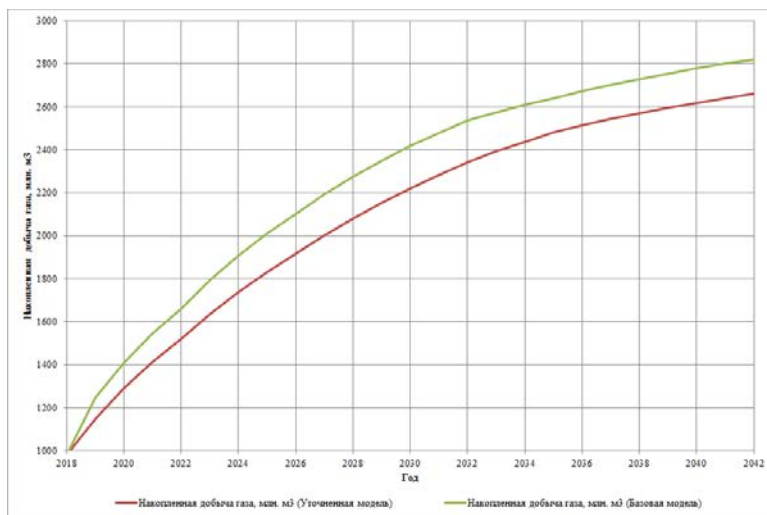


Рис. Сравнение динамики накопленной добычи газа

Литература

1. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. 2008. «Новый метод системного обоснования свойств пластовых нефтей при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений» PaperSPE 117391
2. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002.- 575 С.
3. Юценко Т.С., Брусиловский А.И. 2014. «Эффективный инженерный метод создания адекватной PVT-модели природной газоконденсатной смеси с использованием уравнения состояния». PaperSPE-171238-RU.

УДК 553.982.2

**СОСТАВ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА НА ПРИМЕРЕ
ПЕРМСКОГО КРАЯ**

К.В. Дементьева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 1 курса, demksevla@yandex.ru

Научный руководитель: ведущий специалист ООО «ТННЦ» А.В. Плюсин

Аннотация: В статье рассмотрены особенности пород доманиковых отложений, изученных в ряде скважин Пермского края во время летней практики. Рассмотрены типы разрезов, выделяемых в изучаемом бассейне. Проанализирован профиль размещения доманикоидов. Выделены преобладающие типы коллекторов.

Ключевые слова: Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, доманикоиды, Пермский край, обстановки осадконакопления, литотипы, нетрадиционные коллектора.

**COMPOSITION AND CONDITIONS OF FORMATION OF
THE VOLGO - URAL DEPOSITS OF THE OIL AND GAS
BASIN (EVIDENCE FROM PERM REGION)**

K. V. Dementieva

Perm State University, 1st year Master's Degree Student,
demksevla@yandex.ru

Research Supervisor: Leading specialist of «TNNC» A.V. Plyusnin.

Abstract: The main problems associated with the use of modern technologies are considered in the article. The types of sections in the basin are studied. The profile of the placement of domanicoids is analyzed. The predominant types of reservoirs are identified.

Keywords: Volga-Ural oil and gas basin, domanicoids, Permsky Krai, sedimentation environments, lithotypes, unconventional reservoirs.

Постоянная забота о приросте запасов нефти требует выявления новых, нетрадиционных объектов углеводородного сырья. В число таких объектов входят богатые органическим веществом породы доманиковых отложений, которые широко представлены в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне.

Целью настоящей работы является изучение особенностей геологического строения, состава, условий осадконакопления и типов коллекторов доманиковых отложений на примере Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) на территории Пермского края.

Формирование ККСП началось во время региональной трансгрессии в позднекыновское время. Начиная с кыновского времени и позднее, дифференциация окружающих пород привела к образованию трех отдельных осадочных типов разреза: 1) платформенная обстановка осадконакопления с известняками светлой окраски (сводовый тип); 2) краевая среда, характеризующаяся органокластическими известняками и рифами (бортовой тип); 3) среда бассейна со сланцеватыми известняками и кремнистыми, битуминозными сланцами темной окраски (депресссионный тип) [1,2].

Во время развития франско-турнейского комплекса на большей части Волго-Уральского НГБ существовал единый морской бассейн с преобладанием шельфовых условий осадконакопления, который являлся частью пассивной континентальной окраины Уральского палеоокеана. Особенностью этого этапа развития бассейна является формирование внутришельфовых депрессионных впадин с некомпенсированным осадконакоплением. В строении изучаемого разреза участвуют различные типы пород: карбонатные, кремнистые и смешанного состава. В целом можно выделить следующие основные группы пород: I. Карбонатные породы: 1. Доломиты 2. Известняки II. Кремнистые породы (силициты) III. Смешанные породы IV. Смешанные разности пород с повышенным содержанием керогена. Эти группы пород формируют цикличные чередования, а также парагенетические ассоциации. На основании этого выделены следующие типы разрезов: фациальная зона мелководного шельфа (сводовый тип разреза), фациальная зона внутришельфовых впадин с некомпенсированным осадконакоплением (депресссионный тип разреза) и фациальная зона их склонов (бортовой тип разреза) [3,4] (рис.).

Мелководно-шельфовый тип разреза распространён на обширной территории сводов и древних поднятий. В нем преобладают известняки (вакстоуны), интенсивно биотурбированные, которые выше сменяются перекристаллизованными известняками

(пакстоунами), часто содержащими биокласты одиночных кораллов. В кровле отложений залегают известняки водорослевые (баундстоуны). Мощность верхнефранского подъяруса составляет 70—120 м. Мощность фаменского яруса 100—270 м.

Склоновый тип разреза распространён в прибортовых частях прогибов в местах сопряжения последних с поднятиями и сводами. Его характерной особенностью является большая мощность отложений, карбонатный состав, светлая окраска, толстослоистая и массивная текстуры, органогенная природа известняков. Верхнефранские и фаменские отложения в прибортовых зонах прогибов здесь представлены белыми и светло-серыми массивно-слоистыми и массивными известняками, часто с пустотами и инкрустационными корочками, с пятнистой доломитизацией и доломитами. Мощность верхнефранского подъяруса в прибортовых зонах составляет 350—500 м. Бортовые отложения фаменского возраста отличаются от верхнефранских большей степенью доломитизации известняков и широким распространением в разрезе доломитов. Мощность фаменского яруса от 230 до 400 м.

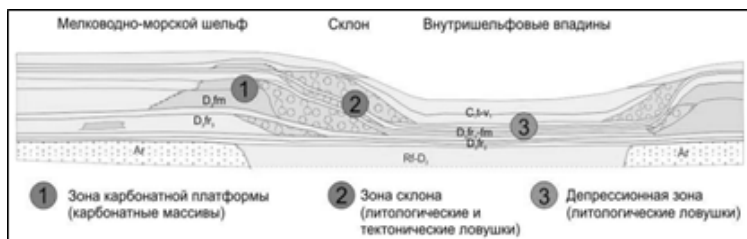


Рис. Типы разрезов и условия формирования формации доманикоидов в позднедевонско-раннекаменноугольное время (по Беляевой Н.В., с изменениями) [1]

Депрессионный тип разреза приурочен к средней части зон древних прогибов. Верхнефранские, фаменские и нижнетурнейские отложения этого типа характеризуются небольшой мощностью, представлены цикличным и неравномерным чередованием тонкослоистых ритмов керогеново-карбонатно-кремнистого и керогеново-кремнисто-карбонатного состава, а также известняков тентакулитовых (пакгрейнстоунов), реже известняков обломочных кристаллокластовых. Мощность верхнефранского подъяруса колеблется в пределах 5—50 м, а фаменского яруса 80—120 м.

В ходе изучения высокоуглеродистой формации были выделены 5 основных типов коллекторов: поровый; микро-каверново-поровый и

трещинно-каверново-поровый; трещинно-поровый; порово-трещинный; трещинный. В зависимости от обстановок осадконакопления и литотипов пород были выделены преобладающие типы коллекторов для различных типов разреза. 1) Для шельфа карбонатной платформы характерен поровый и трещинно-поровый коллекторы, приуроченные к известнякам (вакстоунам) и водорослевым известнякам (баундстоунам). 2) Для пород склона внутришельфовой впадины основными типами коллекторов являются трещинный и порово-трещинный. 3) В отложениях внутришельфовой впадины преобладает трещинно-поровый тип коллекторов. Полезная емкость в них определяется наличием вторичных пустот выщелачивания.

Подводя итог, отметим, что в настоящее время не приходится говорить о высоком промышленном потенциале отложений доманикоидной формации на территории Пермского края ввиду небольших толщин отложений, невысоких содержаний ОВ и крайней невыдержанности коллекторских свойств как по площади, так и по разрезу. Объекты, обнаруженные в отложениях доманикоидной формации, возможно будут рентабельными при разработке совместно с залежами в терригенном девоне или органических известняках позднедевонского возраста.

Таким образом, изучены и рассмотрены особенности геологического строения, состава, условий осадконакопления и типы коллекторов доманиковых отложений Пермского края. Дана характеристика пород основных фациальных зон. Выделены основные типы коллекторов.

Литература

- 1. Беляева Н.В., Сташкова Э.К. Модель седиментации франко- турнейских отложений Калининской впадины и зон ее обрамления в Камско-кинельской системе прогибов. Екатеринбург, Наука, 1999. С. 128.*
- 2. Вилесов А.П., Воеводкин В.Л., Сташкова Э.К. Фациальная природа коллекторов верхнедевонских рифогенных массивов северо-восточной части Березниковского палеоплато// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005. - №3-4.- С. 81-86.*
- 3. Сулима А.И. Геология и нефтегазоносность верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса юго-востока Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2011. № 10. С. 44-48.*
- 4. Щербаков О.А., Пахомов В.И., Шаронов Л.В. Палеотектоника и фации позднего девона и раннего карбона западного склона среднего и южного Урала и Приуралья. - «Литология и полезные ископаемые», 1966. - вып. 2. - с. 87-98 с ил.*

УДК 553.3/9

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСНОВНЫХ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ РОССИИ, АЛЖИРА, АРГЕНТИНЫ И КИТАЯ

А.С. Десяткин¹, Л.Г. Гайсина²

ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», г. Москва, Российская
Федерация, начальник отдела¹, главный специалист отдела
углеводородного сырья², asdesyatkin@zgeo.org, lggaysina@zgeo.org

Научный руководитель: Высокский В.И., академик РАЕН, зам. генерального
директора ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», г. Москва, Российская
Федерация, vlad.vysotsky@vzgu.ru

Аннотация: На сегодняшний день освоению и разработке подвергаются не только месторождения на континентах на глубинах 2000-3000 м, но и на акваториях, в областях шельфа и на суше в ловушках неантиклинального типа и на больших глубинах. Вместе с тем, изучение нетрадиционных ресурсов влечет за собой и массу сложностей, связанных с техническими, технологическими и экономическими возможностями, трудовыми и материальными затратами на разработку, развитием геологической науки. Частично решение задач рационального освоения нетрадиционных ресурсов заключается в полноте и поэтапности прогнозирования нефтегазоносности на основе литолого-фациальных особенностей залежей нефти.

Ключевые слова: нетрадиционные ресурсы, сланцевая нефть, сланцевый газ, трудноизвлекаемые запасы, баженовская свита

POTENTIAL OF OIL AND GAS OF THE BASIC SLANGE FORMATIONS OF RUSSIA, ALGERIA, ARGENTINA AND CHINA

A.S. Desyatkin¹, L.G. Gaisina²

JSC «VNIIZARUBEZHGEOLGIA», Moscow, Russian Federation, chief
of department¹, specialist of the hydrocarbon raw materials department²,
asdesyatkin@zgeo.org, lggaysina@zgeo.org

Research Supervisor: Vysotsky V.I., academician of the Russian Academy of
Natural Sciences, deputy. General Director of JSC

©А.С. Десяткин, Л.Г. Гайсина

«VNIIZARUBEZHGEOLOGIA», Moscow, Russian Federation,
vlad.vysotsky@vzg.ru

Abstract: To date, not only deposits on the continents are being developed and developed at depths of 2000-3000 m, but also in the water areas, shelf areas and on land in traps of non-anticlinal type and at great depths. At the same time, the study of non-traditional resources entails a lot of difficulties related to technical, technological and economic opportunities, labor and material costs of development, development of geological science.

Keywords: unconventional resources, shale oil, shale gas, hard-to-recover reserves, Bazhenov formation.

Кроме США и Канады, в которых ведется добыча нефти и газа из сланцевых формаций, на сегодняшний день наиболее активно проводятся геологоразведочные работы на нетрадиционные углеводороды в России, Алжире, Аргентине и Китае. Из категории нетрадиционных все больше внимание уделяется сланцевым углеводородам.

В России наиболее перспективными формациями для обнаружения сланцевой нефти являются: баженовская свита Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции, доманиковская свита Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций, *куонамская свита* Восточной Сибири, *кумская* и *хадумская* свиты Предкавказья [1].

Баженовская свита, обладающая ресурсами от 10 до 20 млрд. т. нефти ираспространенная на площади более 1 млн. км², является наиболее перспективной для добычи сланцевой нефти в России. Отложения залегают на глубинах 2400-3100 м, их мощность меняется от 10-12 до 35-40 м. До настоящего времени породы баженовской свиты именуются рядом исследователей глинистыми, хотя другие говорят об относительном невысоком содержании в них глинистых минералов. Зачастую коллекторские разновидности баженовских пород называют «баженитами» [2].

Доманиковская свита является второй по нефтегазсланцевому потенциалу в России. Она распространена на площади более 500 тыс. км², возраст – позднедевонский-раннекаменноугольный. Эффективная мощность обычно не превышает 20-40 м, лишь в редких случаях увеличиваясь до 60-80 м в Тимано-Печорской НПП и до 10-90 м в Волго-Уральской НПП. Средняя глубина залегания находится в интервале 2000-3000 м.

Кумская свита распространена в пределах всего Северного Предкавказья от Каспийского моря до Черного. Возраст кумской

свиты датируется средним эоценом. Глубина залегания кровли варьирует от 2,5 до 6-7 км. Мощность меняется от 30 м до 700 м, составляя в среднем около 260 м. Породы свиты представлены, главным образом, глинами и аргиллитами в тонком чередовании с маломощными (0,3-5 м) песчано-алевритовыми и мергельно-глинистыми прослоями.

Хадумская свита распространена в районах Предкавказья и Северного Кавказа. Стратиграфически она приурочена к нижнему и среднему олигоцену. Литологически свита представлена глинами с прослоями мергелей и алевролитов. Мощность отложений меняется от 25 до 90 м, составляя в среднем 50 м.

Куонамская свита протягивается полосой шириной до 200 км вдоль восточного края Сибирской платформы от Юдомо-Майского региона на юго-востоке до склонов Анабарского массива. Литологический состав свиты – глинисто-карбонатно-кремнистые породы (аргиллиты, глинистые известняки, известкостоломитистые аргиллиты, алевролиты, черные кремни). Площадь распространения отложений свиты более 600 тыс. км², мощность отложений – 30-100 м, преобладает 40-50 м, эффективная мощность порядка 30 м [1,3].

Аргентина является лидером в освоении ресурсов сланцевых углеводородов в Южной Америке. Возрастным аналогом отложений баженовской свиты является формация *Вака-Муэрта* в нефтегазоносном бассейне Неукен. Площадь распространения формации – 80 000 км², эффективная мощность - 100 м, глубина залегания сланцевых отложений составляет от 1000 до 3000 м. Средняя пористость колеблется в пределах 7-12%, проницаемость – 0,0005-0,0002 мД.

В Африканском регионе наиболее перспективным на обнаружение сланцевого газа является *Алжир*. Нефтегазсланцевые формации, перспективные для освоения содержащихся в них УВ, распространены только в пределах бассейнов Алжирской Сахары. В разрезе бассейнов Тиндуф и Регган установлены перспективные на газ сланцевые формации. *Формация Танезуфт* в бассейне Регган занимает площадь около 90 тыс. км² и залегает на глубинах 1500-4800 м, а в бассейне Ахнет эта формация распространена на площади и 18,9 (в верхнедевонских толщах) и 30,0 тыс. км² (в силурийских). Глубина залегания – от 1000 м до 4500 м, средняя эффективная мощность – 27 м (формация Танезуфт) и 54 м (верхнедевонская формация).

Нижнекембрийская формация Цюнчжусы, которая представлена черными глинистыми сланцами, в верхней части – песчаниками,

Раздел № 5 Геология нефти и газа

отложенными в условиях мелководного континентального шельфа, эффективной мощностью – 84 м. Средняя глубина залегания - 4026 м.

Нижнесилурийская формация Лонмаси, которая образована черными граптолитовыми кремнистыми сланцами и частично известняками эффективной мощностью 122 м, средняя глубина залегания – 3508 м.

Нижнепермская формация Цися-Ляниань, сложенная, в основном, глинистыми сланцами эффективной мощностью 76 м, средняя глубина залегания – 2958 м.

Верхнепермская формация Лонтань, сложенная глинистыми сланцами и карбонатными породами эффективной мощностью 76 м, глубины залегания – от 1000 до 5000 м. Средняя пористость в отложениях формации Цюнчжусы составляет 4%, для остальных формаций – более 4%.

Прогнозируется, что к 2030 году в России добыча нефти из баженовской свиты составит 25-30 млн т, в Алжире добыча сланцевого газа превысит 18 млрд т³, в Китае сланцевого газа - до 25 млрд м³, а в Аргентине сланцевой нефти - до 10-15 млн т.

Литература

- 1. Высоцкий В.И. (отв. исполнитель). // Отчет о результатах работ по объекту № 15.3-06/13 // Анализ геологоразведочных работ на сланцевые углеводороды в зарубежных странах с целью использования его результатов при поисках и разведки нетрадиционных источников нефти и газа на территории Российской Федерации. – М.: ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», ноябрь 2015 г.*
- 2. Калмыков Г.А., Киселева Н.Л., Балушкина Н.С., Цветков Л.Д. // Нефтегазоносные высокоуглеродистые толщи на границе юры и мела. // Ярославль: Российское геологическое общество, 2017.*
- 3. Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И., Журило А.А., Истомин В.А., Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А. // Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. // М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.*

УДК 622

ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ АСТРАХАНСКОГО СВОДА – НОВЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Заскокина, Н.Ф. Федорова

Астраханский Государственный Университет, магистрант 1 курса,
styusha_9610@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Федорова Н.Ф.

Аннотация: Рассмотрены перспективы нефтегазового потенциала девонских отложений Астраханского свода. Был проведен региональный этап геологоразведочных работ на данный комплекс с бурением ряда параметрических скважин, которые вскрыли отложения низов каменноугольного и девонского возраста.

Ключевые слова: Прикаспийская нефтегазоносная провинция, Астраханский свод, девонские отложения, месторождение нефти и газа.

DEVONIAN DEPOSITS OF THE ASTRAKHAN CONSOLIDATED – NEW SOURCE OF HYDROCARBONS

A.V. Zaskokina, N.F. Fedorova

Astrakhan State University, 1st year Master's Degree
Student, styusha_9610@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader N.F. Fedorova

Abstract: Prospects of oil and gas development of the Devonian deposits of the Astrakhan arch are considered. A regional stage of geological exploration for this complex was carried out with the drilling of a number of parametric wells, which revealed the Lower Carboniferous and Devonian deposits.

Keywords: Caspian oil and gas province, Astrakhan vault, Devonian deposits, oil and gas field.

Большим достижением общегосударственного масштаба было открытие новой Прикаспийской нефтегазоносной провинции. Выдающийся геолог-нефтяник И.О.Брод в своих лекциях студентам МГУ им. М.В. Ломоносова называл Прикаспийскую впадину (наряду с

Персидским и Мексиканскими заливами) «полюсом нефтегазонакопления», предвещая ей большое будущее. Основные перспективы связывались с глубокопогруженными подсолевыми комплексами [1, с. 2].

Астраханский свод является крупной структурой Прикаспийской впадины, приуроченный к выступу докембрийского фундамента. Он имеет форму сегмента, обращенного выпуклой стороной в центр впадины. Его размеры по оконтуренной изогипсе - 5400 м составляют 210x180 км, амплитуда - около 1500 м.

На девонский комплекс было пробурено на региональном этапе изучения, семь параметрических скважин. Впервые глубокими скважинами пересечены отложения низов каменноугольного и девонского комплексов. Но только скв. 2 Девонская вскрыла эти отложения на их полную толщину.

Наиболее древние отложения, которые были вскрыты скважиной 2 Девонская в пределах территории Астраханского свода в интервале 7003-6550 м, по данным бурения и материалам сейсморазведки, отнесены к нижнедевонским отложениям.

Предполагается, что в начале нижнего девона область Астраханского свода представляла собой вулканическое поднятие, вершина которого располагалась вблизи уровня моря. Вулканические постройки концентрировались преимущественно вдоль северо-восточного края поднятия [2, с.147].

Терригенные породы с прослоями кварцевого песчаника на глубине 6990-6786 м имеют пористость 3,5-1,65%. В интервале глубин 6786-6772 м скважиной были вскрыты плотные кварцевые песчаники с прослоями глинистых песчаников.

На глубине 6772- 6735м пористость аргиллитов, с тонкими прослоями песчаника, по данным ГИС в объеме 15,5%.

Далее, в интервале 6677-6592 м отложения разреза представлены в верхней части разреза тонкослоистым чередованием аргиллитов и известняков, а в нижней - плотными известняками без признаков коллекторов. Вышележащая толща, в интервале 6692-6677 м сложена глинистым известняком, которая характеризуется повышенными коллекторскими свойствами - пористость достигает 27%, нефтегазонасыщенность -86%.

В пределах территории Астраханского свода породы среднедевонского возраста изучены по данным бурения сверхглубоких скв. - это Правобережная № 1, 2 Девонская, 3 Девонская, Табаковская № 1 и. Среднедевонские отложения представлены эйфельским и живетским ярусами.

При вскрытии и испытании в колонне интервалов 6592-6553, 6522-6459 м в скважине 2 Девонская, из глинистых песчаников и песчаников с прослоями аргиллитов, был получен приток бессернистого метанового газа дебитом 10 тыс.м³, который говорит о наличии газовой залежи.

По данным ГИС пористость составляет - 9-22%, газонасыщенность – 67-79%. Покрышкой служат массивные плотные аргиллиты толщиной 94 м, в интервале глубин 6459-6365 м.

Верхняя часть разреза на глубине 6090-6365 м включает в себя верхнюю половину среднедевонских отложений и нижнефранский подъярус верхнедевонских. Эти породы представлены известняками, глинистыми известняками и аргиллитами. Как показали результаты геофизических исследований, коллекторы в этой части разреза отсутствуют.

Верхнефранский подъярус вскрыт на глубинах от 5468 – 6030м и сложен карбонатной толщей, представленной переслаивающимися пластами известняков, доломитизированных известняков, глинистых известняков, доломитов.

Фаменский ярус установлен на Володарской, Табаковской, Девонской, Правобережной и Ашунской площадях Астраханского свода. Вскрыт он на глубинах от 4944 до 5485м. Почти полностью ярус представлен известняками от светло-серого до черного цвета в основном мелкокристаллической структуры и имеющим почти повсеместно органогенную природу.

В нижней части разреза скв. № 2 Володарская, в отдельных интервалах, ниже глубины 5901 м, отмечаются доломиты темно-серые, до черного цвета с буроватым оттенком, средне-кристаллические, трещиноватые, кавернозные. В скв. 2 Девонская до глубины 5400м наблюдается битуминизация пород [3, с.30].

Верхнедевонские отложения представлены разнофациальными отложениями карбонатного состава. Можно выделить коллекторы четырех типов: поровые, трещинно-поровые, порово-трещинно-каверновые и порово-каверново-трещинные. Наиболее широко распространены коллекторы порово-трещинно-кавернового типа со средней пористостью 9-12%.

В правобережной части Астраханского свода в начале 90–х г. 20 столетия была выявлена крупная аномалия сейсмической записи (АСЗ). Геофизики предположили, что такая аномалия может быть приурочена к гигантскому рифовому объекту в карбонатных отложениях верхнего девона – нижнего карбона. Высота объекта составляла 1500 м.

Для проверки АСЗ в правобережной части Астраханского свода была пробурена параметрическая скв. 1 Правобережная, ее забой составил 6645 м. По данным проведенных геолого-промысловых и лабораторных работ риф не подтвердился, но был вскрыт и изучен подсолевой разрез каменноугольных и девонских карбонатных отложений. Эти подсолевые комплексы характеризуются вторичными изменениями. Аномалия сейсмической записи связана с зонами разуплотненных трещиноватых пород, по которым идет подпитка газом башкирской залежи Астраханского месторождения.

Свидетельством этого служит факт получения промышленного притока газа из башкирского резервуара в скв. 1 Правобережная. Так было открыто Западно-Астраханское ГКМ. Таким образом, петрофизическая модель, построенная для девонских отложений, основывается на результатах проведенных буровых работ, опробования, ГИС и изучения кернового материала параметрических и поисково-разведочных скважин Астраханского свода.

Литература

- 1. Коротков Б.С., Коротков С.Б., Подурушин В.Ф. Перспективы поисков промышленно значимых залежей углеводородов на больших глубинах в России // Обз.инф. - М: ООО «Газпромэкспо», 2009. 114 с.*
- 2. Астраханский карбонатный массив. Строение и нефтегазоносность. Под редакцией Воложа Ю.А., Парасыны В.С. // М.: Научный мир. 2008. 221 с.*
- 3. Федорова Н.Ф., Быстрова И.В. Девонские и нижнекаменноугольные отложения Прикаспийской впадины // Издательский Дом: LAP LAMBERT Academic Publishing. Германия: BERT Academic Publishing, 2013. 180 с.*

УДК 553.982

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА НА КУРМЫШСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Б.Д. Ишканиев¹, Р.А. Мударисова²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 4 курса¹, аспирант 1 года обучения²,
bulat-ihkineev@mail.ru, rayshania@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Волков Ю.В.

Аннотация: Для увеличения продолжительности 2 стадии проводятся различные мероприятия по интенсификации работы скважин и применению методов увеличения нефтеотдачи, в том числе и направленные соляно-кислотные обработки. В настоящей статье проанализировано применение НСКО для карбонатного коллектора башкирского яруса на Курмышское месторождение нефти.

Ключевые слова: месторождение нефти, карбонатные отложения, направленная соляно-кислотная обработка.

ANALYSIS OF USE OF ACIDIZING OF OIL WELLS IN THE DEPOSITS OF THE BASHKIR TIER AT KURMYSH OIL FIELD

B.D. Ishkineev¹, R.A. Mudarisova²

Kazan (Volga) Federal University, Student of the 4st year¹,
Graduate Student 1 year of training², bulat-ihkineev@mail.ru,
rayshania@mail.ru

Research Supervisor: Ph.D., Associate Professor Yu.V. Volkov

Abstract: To increase the duration of stage 2, various measures are taken to intensify the work of wells and to apply methods of increasing oil recovery, including directed hydrochloric acid treatments. This article analyzes the application of the acidizing of oil wells for the carbonate reservoir of the Bashkirian tier to the Kurmysh oil field.

Keywords: oil deposit, carbonate deposits, acidizing of oil wells.

Курмышское месторождение нефти является многообъектным, включает продуктивные пласты бобриковского горизонта, башкирского яруса, верейского и каширского горизонтов нижнего и среднего карбона. До 2006 года разработка запасов нефти осуществлялись на естественном режиме. В 2006-2010 годах, с целью поддержания пластового давления, на основной залежи башкирского яруса под нагнетание воды были освоены одиннадцать скважин. В данный момент Курмышское месторождение находится на 2 стадии разработки. Для увеличения продолжительности 2 стадии проводятся различные мероприятия по интенсификации работы скважин и применению методов увеличения нефтеотдачи.

Для увеличения производительности скважин в карбонатных коллекторах башкирского яруса обычные соляно-кислотные обработки призабойной зоны скважин малоэффективны (эффект от их проведения не продолжителен). Поэтому, компания проводит направленную соляно-кислотную обработку (НСКО) согласно патенту № 2537433 "Способ обработки призабойной зоны скважины с низким пластовым давлением", анализ применения которой приведен в данной работе.

Способ обработки пласта подразумевает медленное увеличение давления в обрабатываемой призабойной зоне пласта пресной (пластовой) водой до давления 6 МПа (При не возможности насытить обрабатываемые пласты пресной (пластовой) водой до давления 6 МПа, необходимо использовать эмульсию на основе эмульгатора РИНГО-ЭМ, в количестве 0,5 м³ на погонный метр обрабатываемого пласта) и внедрение в поровое и микротрещинное пространства карбонатных пород раствора соляной кислоты в многоцикловом режиме. Такой режим нагнетания кислотного раствора позволяет наиболее полно охватить обработкой пласт как по глубине внедрения, так и по толщине и существенно увеличить проницаемость призабойной зоны скважины. При закачке давление нагнетания не должно превышать значений бокового горного давления и быть ниже давления образования новых трещин. При подборе скважин учитывалось условие, при котором скважины эксплуатируют зоны залежи с низкими пластовыми давлениями [1].

Технологически процесс включает два режима: первый – нагнетания, второй – остановки закачки (период перераспределения давления). В режиме нагнетания кислота будет поступать в высокопроницаемые трещинные каналы. В период остановки закачки

благодаря повышенному давлению в водонасыщенной части пористой среды кислотный раствор будет внедряться в узкие каналы пористой среды. При последующих циклах закачки в увеличенные поровые каналы будет внедряться большее количество кислотного раствора, что приведет к дальнейшему увеличению каналов пористых блоков и росту их проницаемости. В процессе реализации предлагаемого способа кислотного воздействия раствор попадает и в высокопроницаемые трещинные каналы, но его объёмы значительно ниже, чем при стандартной обработке. Таким образом, вместо избирательного увеличения проницаемости высокопроницаемых каналов, получаемого при стандартной обработке, увеличивается проницаемость по всему объёму обрабатываемого интервала. Причём степень увеличения проницаемости плотных зон существенно выше, чем в высокопроницаемых, что приводит к выравниванию проницаемостей обрабатываемого интервала [1].

Эффективность воздействия в 2-3 раза выше по сравнению с обработкой, выполненной по «традиционному» способу, а продолжительность – в 3-4 раза дольше [1].

С 2013 по 2016 года НСКО на Курмышском месторождении проводили на 5 скважинах. По ним были построены и проанализированы графики добычи (рис. 1, рис. 2). Все скважины дали схожий результат.

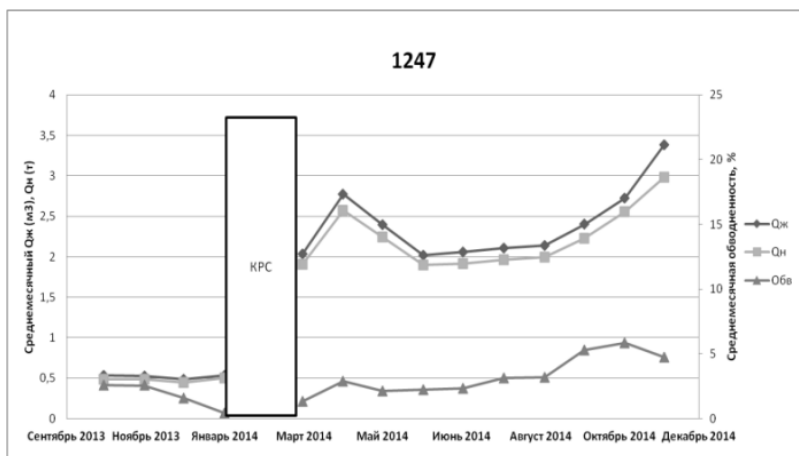


Рис. 1. График добычи по скважине №1247

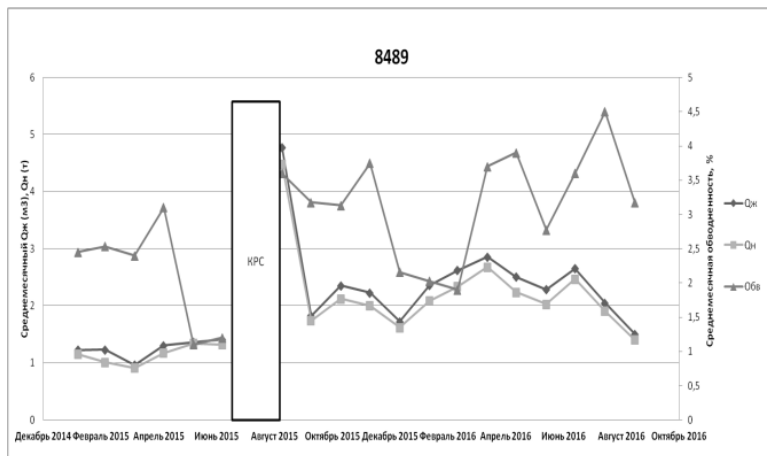


Рис. 2. График добычи по скважине №8499

Общий вид кривых по дебиту нефти имеет схожие черты. На них отчетливо наблюдается увеличение дебита с момента применения НСКО, а затем плавное его снижение. Во всех скважинах эффект после НСКО сохранился более 12 месяцев, а количество добываемой нефти увеличилось в 1,5-3 раза. На уменьшение эффекта в этих скважинах могло повлиять снижение проницаемости трещин во времени и рост обводненности продукции.

Метод экономичен, технологичен и по эффективности и правильному подбору объекта обработки наиболее оптимальный их всех методов СКО.

Литература

1. 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.

УДК 553.98

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕГО ПРОТЕРОЗОЯ
УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ И ПЕРМСКОГО КРАЯ НА
ОСНОВЕ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

А.С. Капитанова

Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистрант 1 курса, kapitan19.95@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Карасёва Т.В.

Аннотация: В рамках работы рассмотрено формирование нефтегазоносности рифей-вендских отложений Удмуртской Республики и Пермского края с применением бассейнового моделирования для 4 скважин в программном комплексе «Genex», модулях «SingleWell» и «MultiWell». Единичные геолого-геофизические данные позволили провести сравнение и контроль вычисленных моделей. По результатам моделирования обосновано возможное существование газов и верхнепротерозойских нефтей двух типов с разными физико-химическими свойствами.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, «GENEX», главная фаза нефтеобразования, палеотемпература, поверхность размыва, мальты.

**FEATURES OF FORMATION OIL AND GAS OF THE
UPPER PROTEROZOIC UDMURT REPUBLIC AND PERM
REGION ON BASED BASIN MODELING**

A.S. Kapitanova

Perm State National Research University, 1st year Master's Degree Student,
kapitan19.95@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor T.V. Karaseva.

Abstract: within the work formation of oil and gas Riphean-Vendian deposits of Udmurt Republic and Perm region is considered with basin modeling for 4 wells in the program complex "Genex", "SingleWell" and "MultiWell" modules. Single geological and geophysical data allowed to make a matching and control of the computed models. The existence of gases and Upper Proterozoic oils of two types with different physicochemical properties was justified as a result of modeling.

©А.С. Капитанова

Keywords: basin modeling, «GENEX», the main phase of oil formation, paleotemperature, erosion surface, malts.

Для историко-генетического моделирования использовались скважинные данные Дебёсской и Шарканской площадей Удмуртской Республики (скв.646, скв.1067), Ножовской и Бедряжской площадей Пермского края (скв.92, скв.203), геохимические исследования кернa. Ни одна из 4 скважин не вскрыла кристаллический фундамент, что осложняет процесс реконструкции нефтегазоносности. Известно, что глубина залегания поверхности фундамента увеличивается на этой территории на юго-восток и варьирует от 6,2 км до 11 км, возможно, более. Территория исследования принадлежит северной части Камско-Бельского авлакогена, где верхнепротерозойские отложения формируют мощную терригенно-карбонатную толщу [1].

Особенно важным фактором для точности бассейнового моделирования являются калибровочные данные. Для контроля расчетных моделей в данной работе использовались: единичные измерения глубинных температур, отражательной способности витринита по вышележащим девонским отложениям, значения T_{\max} пиролитических исследований.

Влияние мощности и времени довендского размыва играет значительную роль в процессах нефте- и газогенерации в этих районах. По мнению некоторых исследователей, мощность размытых отложений верхнего протерозоя Русской платформы может достигать 1500 м [2]. Были составлены варианты моделей с различной амплитудой размыва рифейских толщ, которые позволяют определить время вступления калтасинской свиты в ГЗН. 1D моделирование скв.646 Дебёсской пл. показало, что при наличии предвендского размыва 200 м, подошва саузовской подсвиты первый раз вступила в ГЗН только на рубеже среднего-позднего карбона. В арланское время низы саузовской подсвиты в скв.646 могли вступать в ГЗН только при размыве калтасинских отложений мощностью более 1000 м, что вряд ли возможно из-за прибрежной обстановки осадконакопления. В ашитское время территория представляла собой низменную сушу, полностью были уничтожены только отложения арланской подсвиты, накапливающиеся в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях и верхи саузовской подсвиты, направление сноса обломочного материала – с севера, северо-запада, т.е к осевой зоне Камско-Бельского авлакогена. Таким образом, в скв.646 условно был выбран довендский размыв мощностью 850 м.

В процессе работы были выделены некоторые отличительные особенности формирования нефтегазоносности на каждой площади. Сква.92 Ножовская и скв.203 Бедряжская расположены в пределах

северной приосевой зоны Камско-Бельского авлакогена [3], в скважинах выделены все три подсвиты калтасинской свиты, даже при минимальной амплитуде размытых толщ – 200 м, в рифее подошва ашитской подсвиты вступала в ГЗН.

Скв.1067 Шарканская глубиной 4458 м расположена северовосточнее, мощность калтасинской свиты более чем на 1500 м превышает её в скв.203. По данным моделирования температура на границе кристаллического фундамента и осадочного чехла (10500 м) 115-120°C, что несколько больше, чем в остальных скважинах. В палеозойское время верхи калтасинской свиты в этой скважине вступили в «нефтяное окно» позднее в ранне-среднепермское время, возможно, именно это благоприятно повлияло на формирование залежей УВ в кыквинской свите венда на этой площади и их сохранение до настоящего времени.

Применив модуль «MultiWell», в «Genex» было проведено сравнение формирования нефтегазоносности во всех 4 скважинах. На начальной стадии развития бассейна в раннем рифее при быстром погружении осадочных толщ во всех скважинах наблюдается увеличение температур, которое могло привести к созреванию ОВ уже в раннерифейское время. В конце раннего рифея в скв.92, скв.1067, скв.203 подошва калтасинской свиты погрузилась на глубины 3500-6000 м, зона МК1-3 находилась на глубинах 1700-3100 м.

В примененном варианте геоисторического развития учитывается, что в додевонское время эрозии подверглась толща мощностью 300-350 м, вендские отложения в области рассматриваемых скважин накапливались в мелководно-морских условиях. После раннепалеозойского перерыва в осадконакоплении впервые в ГЗН вступила кровля калтасинской свиты. В поздней перми осадконакопление прекращается, в мезо-кайнозое происходит резкое снижение температур и завершение процессов генерации нефти и газа.

Коэффициент трансформации керогена (TR) характеризует остаточный нефтегазогенерационный потенциал. [4] В настоящее время TR арланской подсвиты в скв.92 >97%, в скв.203 рифейских НГМП около 37,5% [2], TR арланской подсвиты более 74 %, в скв.646 содержание $S_{орг}$ саузовской подсвиты не определено. По данным моделирования верхняя реликтовая граница ГЗН изменяется в пределах 1750-1900 м, нижняя - в пределах 3400-3950 м (рис.).

Таким образом, построенные модели подтверждают возможность генерации нефтей в палеозойское время в верхней части калтасинской свиты, что благоприятно влияет на их сохранность до настоящего времени. Тяжелые нефти и мальты могут являться продуктами

рифейского этапа генерации, которые подверглись гипергенным изменениям в додевонское время.

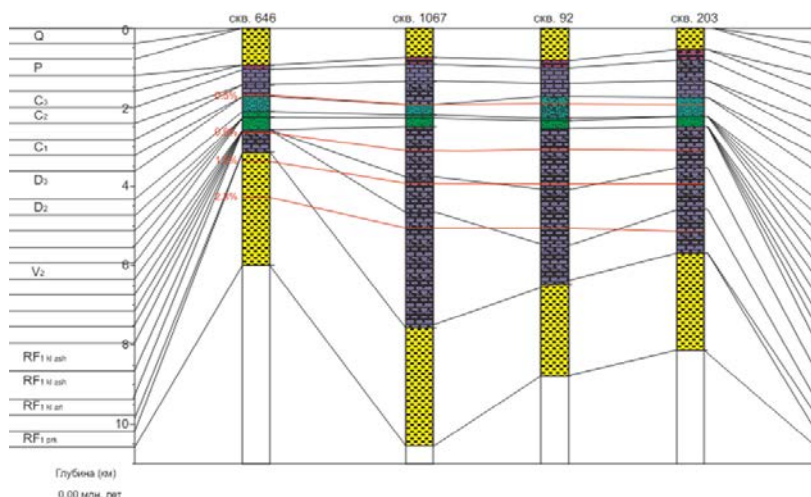


Рис. Положение реликтовых ГЗН и ГЗГ в современном разрезе скв. 646 – скв.1067 – скв. 92 – скв. 203

Нижняя часть калтасинской свиты в скв.1067, скв.203, скв.92 в конце палеозоя оказалась в зоне апокатагенеза, а в скв.646 только прикамские отложения. Предположительно, в той части Калтасинского авлакогена, где присутствует более полный разрез нижнего рифея, вероятность обнаружения газовых залежей выше.

Литература

1. Проворов В.М., Неганов В.М., Передреева Г.Л. и др. Перспективы нефтегазоносности рифей-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена // Вестник Пермского университета, вып. 4, 2007.
2. Белоконь Т.В., Сиротенко О.И., Балашова М.М., Горбачев В.И. Нефтегазоносность древних толщ востока Русской платформы // Геология нефти и газа, 1996, №7.
3. Аксенов Е.М., Козлов В.И. Стратиграфическая схема рифейских и вендских отложений Волго-Уральской области. Объяснительная записка. Уфа, 2000.
4. Польстер Л.А., Висковский В.А., Николенко В.А. и др. Историко-генетический метод оценки перспектив нефтегазоносности // М.: Недра, 1984.

УДК 553.982.2

ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ГС С УЧЕТОМ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

Л.Э. Кашапов, А.К. Тараканов

Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть",
инженеры, linar.kaschapoff@yandex.ru, tem4ik2112@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Некрасов А.Н.

Аннотация: Строительство горизонтальных скважин (ГС) является современным направлением формирования оптимальной системы разработки и повышения нефтеотдачи сложнопостроенных залежей. Программы горизонтального бурения внедряются в большинстве нефтяных компаний, ведущих добычу в России. Благодаря прогрессу в настоящее время все значительнее становится задача определения оптимальной длины горизонтального ствола, что может оказаться намного эффективнее, чем увеличение числа вертикальных скважин. Также актуальным является задача определения эффективности эксплуатации ГС с подбором технологий по повышению нефтеотдачи. По итогам работы предложено оптимальное увеличение длины ГС, а также сделан подбор технологии интенсификации добычи нефти в ГС.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, дебит нефти, оптимальная длина горизонтального окончания, корреляционная зависимость, непрерывная гибкая труба.

STUDY OF THE OPTIMAL LENGTH GS OF THE TAKING INTO ACCOUNT OPERATIONS ON FIELDS OF THE PERM KAMA REGION

L.E. Kashapov, A.K. Tarakanov

«PermNIPIneft», branch of LLC «LUKOIL-Engineering», engineers,
linar.kaschapoff@yandex.ru, tem4ik2112@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor A.S. Nekrasov

Abstract: The modern direction of formation of optimum system of development and increasing in oil recovery of deposits of complex structure is a construction of the

©*Л.Э. Кашапов, А.К. Тараканов*

horizontal wells (HW). Programs of horizontal drilling is taken root in most of the oil companies conducting production in Russia. Due to progress the problem of determination of optimum length of a horizontal trunk becomes more and more considerable now what can be much more effective, than increasing in number of vertical wells. The problem of determination of efficiency of operation of HW with selection of technologies for increase in oil recovery is also relevant. Following the results of work optimum increasing in length of HW is offered and also selection of technology of an intensification of oil production in HW is made.

Keyword: horizontal well; oil production rate; the optimal length of the horizontal completion; correlative dependence; the continuous flexible pipe.

Сегодня на месторождениях Пермского Прикамья пробурены и эксплуатируются более 220 добывающих ГС.

Рассмотрены корреляционные зависимости между длиной ГС и показателями разработки. В первую очередь, зависимости всего фонда ГС. Для оценки значимости зависимостей выбраны следующие критерии: коэффициент корреляции $|r| \geq 0,5$; допустимый уровень значимости $p = 5\%$.

Для исследования зависимостей между фактическими дебитами нефти, жидкости и обводненности от длины ГС, все имеющиеся данные были поделены на группы в зависимости от геологических условий их залегания, так как при рассмотрении данных в целом никаких зависимостей выявлено не было. Поэтому отдельно рассмотрены скважины, пробуренные в терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях с различными проницаемостью, гидропроводностью, пьезопроводностью, коэффициентом продуктивности, депрессией на пласт и вязкостью нефти для скважин с различной длиной ствола [1,2].

По результатам анализа (рис.) установлено, что в карбонатных коллекторах увеличение длины ГС до 250 м в основном положительно влияет на исследуемые показатели разработки, увеличение длины от 250 до 300 м не оказывает существенного влияния, а бурение ГС свыше 300 м отрицательно сказывается на дебитах и влечет за собой рост обводненности продукции.

ГС, вскрывающие терригенные отложения, составляют 19 % от всех пробурённых ГС, что обуславливает недостаток данных по ним. Вследствие чего, выявление значимых зависимостей основных показателей разработки от длины ГС затруднительно.

Выполнен анализ всех имеющихся данных, но статистически значимые зависимости установлены только для пород с проницаемостью от 0,05 до 0,5 мкм²: при увеличении длин ГС до

250 м наблюдается рост дебита по жидкости. Для ГС свыше 250 м зависимостей не установлено.

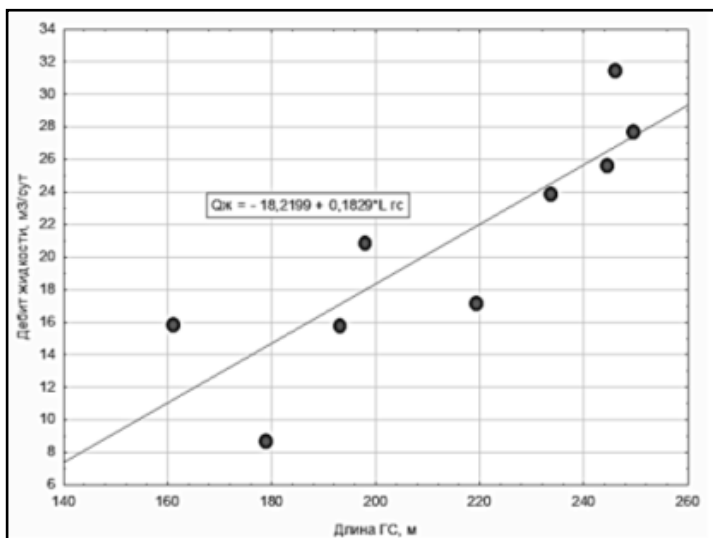


Рис. Зависимость дебита жидкости от длины ГС в карбонатных породах с проницаемостью до $0,05 \text{ мкм}^2$ при длине ГС до 250 м

С целью оценки качества разбуривания фондом ГС проведен анализ потокометрических исследований ГС, которые проводились при освоении до и после процедуры ОПЗ. На основании анализа потокометрических исследований скважин обнаружено, что доля работающей длины ГС от проходки по коллектору составляет 60 %, что позволяет выявить наиболее перспективные направления для повышения продуктивности ГС.

В большинстве случаев низкие дебиты ГС и боковых горизонтальных стволов обусловлены кольматацией прискважинной зоны в интервале входа горизонтального ствола в пласт по причине более длительного воздействия его в процессе бурения. Это приводит к снижению эффективной площади вскрытого пласта, обеспечивающей приток, либо уменьшению эффективной площади притока перфорированного хвостовика[3,4].

С целью интенсификация добычи нефти за счет повышения продуктивности призабойной зоны пласта подобрана технология кислотная обработка в ГС с применением непрерывной гибкой трубы (НГТ) с предварительным заполнением ствола гидрофобным

эмульсионным составом. Технология обеспечивает проведение кислотной обработки поверхности горизонтального ствола по всей его протяженности или в конкретных точках и интервалах в щадящем режиме.

На примере конкретных скважин одного из месторождений Пермского Прикамья произведен технико-экономический расчет подобранной технологии. Проведение предложенного комплекса мероприятий оказалось экономически эффективным. Из анализа чувствительности инвестиционного проекта следует, что показатели экономической эффективности проекта с учетом рисков показывают обоснованную доходность проекта и целесообразность мероприятий.

По итогам выполненной работы получены следующие выводы:

1. Наиболее оптимально увлечение длины ГС до 250 м. При этом наблюдается рост дебитов нефти и жидкости.

2. В связи с тем, что на территории Пермского края, длина ГС редко превышает 250-300 м, полученные зависимости для ГС длиной свыше 250 м нельзя назвать достоверными. Данная группа скважин требует более детального изучения.

3. Оценка эффективности эксплуатации ГС предполагает целесообразность разбуривания фондом ГС.

4. Одной из приоритетных технологий интенсификации добычи нефти в ГС является кислотная обработка с применением НГТ с предварительным заполнением горизонтального ствола гидрофобным эмульсионным составом.

Литература

1. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин / Т. Г. Бердин. – М. : Недра, 2001. –198 с.
2. Проселков Е. Ю. Оценка предельной длины горизонтальной скважины/ Е. Ю. Проселков, Ю. М. Проселков// Нефтяное хозяйство. 2004. №1. С. 71-74.
3. Хисамов Р. С. Обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин месторождений ОАО «Татнефть»/ Р. С. Хисамов, И. А. Нуриев и др.// Нефтяное хозяйство. 2009. №7. С. 30-33.
4. Подкуйко П. П. Оценка эффективности строительства горизонтальных скважин на различные объекты разработки в Когалымском регионе Западной Сибири/ П. П. Подкуйко и др.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. №1. С. 48-54.

УДК 550.42

ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ Н-АЛКАНОВ И ИЗОПРЕНОИДОВ В БИТУМОИДАХ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

Д.Д. Кожанов

Пермский государственный национальный исследовательский университет, студент 3 курса, dimitriykozz@gmail.com

Научный руководитель: преподаватель кафедры региональной и нефтегазовой геологии Хопта И. С.

Аннотация: Проведена генетическая типизация битумоидов ОВ пород позднедевонско-турнейского возраста по н-алканам (параметры нЧ/ч, соотношения групп и пр.) и изопреноидов (пристан/фитан, $i-C_{(19-20)}/n-C_{(17-18)}$). Изучен индивидуальный состав н-парафиновых, изопреноидных и нафтеновых углеводородов и определена зависимость между их содержанием и источниками образования. Сделаны выводы об их значении в определении типа исходного ОВ.

Ключевые слова: н-алканы, биомаркеры, битумоиды, Волго-Уральская НГП.

CHARACTER OF DISTRIBUTION OF N-ALKANES AND ISOPRANOIDS IN BITUMOIDS OF THE NORTHERN REGIONS OF VOLGA-URAL OIL AND GAS BASIN

D.D. Kozhanov

Perm State University, 3-year student, dimitriykozz@gmail.com

Research Supervisor: Lecturer I.S. Khopta

Abstract: Genetic typification of bitumoid OM of rocks of the late Devonian-Tournean age in n-alkanes (Odd/Even ratio, group ratios, etc.) and isoprenoids (pristane / phytane, $i-C_{(19-20)} / n-C_{(17-18)}$) was carried out. The individual composition of n-paraffins, isoprenoid and naphthenic hydrocarbons was studied and the dependence between their content and sources of formation was determined. Conclusions are made about their significance in determining the type of initial OM.

Keywords: n-alkanes, biomarkers, bitumoids, Volgo-Ural oil-and-gas basin.

Проблема определения генетического типа битумоидов органического вещества пород (ОВ) тесно связана с изучением структур углеводородов, являющихся унаследованными от биологических предшественников. Состав этих структур определяется, прежде всего, исходной биомассой и последующими процессами седиментогенеза. Детальное изучение состава высокомолекулярных углеводородных компонентов битумоидов позволяет восстановить историю их формирования и преобразования в недрах земли. Выявление зависимостей индивидуальных структурных элементов в составе битумоидов повышает качество прогнозирования состава и его генетического типа, и тем самым дает возможность пополнить данные, необходимые для прогнозной оценки перспектив нефтегазоносности по геохимическим критериям [1].

Н-алканы – одна из основных составных частей углеводородов большинства нефтей и битумоидов относится к стабильным биогенным органическим соединениям. Основным процессом, ведущим к образованию н-алканов, является декарбоксилирование жирных кислот, которые представляют особый интерес в палеобиохимии, так как их следы сохраняются в течение длительного геологического времени [2].

Изучение битумоидов позднедевонских и раннекаменноугольных отложений северных районов Урало-Поволжья, показало, что они обогащены н-алканами в сравнении с изопреноидами (отношение суммы изопреноидов к сумме алканов изменяется от 0,03-0,48).

Выявлено, что среди н-алканов соотношение относительно легких и средних по длине цепи, определяющаяся отношением $n-C_{(15-18)}/n-C_{(19-20)}$, либо ниже 1, либо несколько выше 1. Однако, сумма средних алканов значительно выше по отношению к тяжёлым, соответствующим $n-C_{(24-30)}$ и достигает значения 83,12. Это свидетельствует о почти полном преобладании средних алканов над тяжёлыми и лёгкими (максимумы в диапазоне $n-C_{(18-23)}$) [1].

Соотношение нечетные/четные (НЧ/Ч) составляет менее 1. Все битумоиды из изученных образцов, по всей видимости, являются продуктами преобразования сапропелевого ОВ (продуктами разложения сине-зелёных водорослей) [3]. Об этом говорит и преобладание значений фитана над пристаном (в среднем = 0,68-0,81) [4]. Происхождение битумоидов генетически связано с исходным ОВ, образованного за счёт фитопланктона [5]. Практически все максимумы ложатся на значения четного количества молекул в составе парафинов при низких значениях отношения НЧ/Ч, что обусловлено

восстановлением спирта, воска и жирных кислот и свидетельствует о восстановительной обстановке [6].

По отношению $i-C_{(19-20)}/n-C_{(17-18)}$ образцы доманикового горизонта верхнего девона Кировской области характеризуются слабой преобразованностью битумоида, соотношение $i-C_{19}/n-C_{17}$ в этих образцах характеризуется огромными значениями (до 82,2) [2]. Анализ этих двух параметров даёт повод полагать, что это зоны мощной генерации слабопреобразованных битумоидов (палеотемпературы до 100 °С) [7]. Образцы каменноугольного возраста, а также саргаевского горизонта девона Удмуртской республики и Пермского края, напротив, характеризуются высокой преобразованностью битумоидов, а так - же преобладанием пиков с четным количеством молекул нормальных алканов (C_{16} , C_{18} , C_{20} , C_{22}). Возможно, эта особенность свидетельствует о миграции нефтяных флюидов из верхнедевонских отложений в каменноугольные [8], частичной сохранности их в нефтематеринских толщах и морской карбонатной среде образования ОВ [9]. Образцы битумоидов Свердловской области отличаются слабой преобразованностью (отношение $i-C_{19}/n-C_{17}$ до 1, а так же $i-C_{(19-20)}/n-C_{(17-18)} > 0,6$, но меньше 2), пристан/фитан до 1,32, пики приходится на молекулы с чётным числом атомов – C_{18} , C_{20} [3].

Таким образом, выявлены генетические особенности углеводородов битумоидов пород, связанные главным образом с влиянием фациально-генетического типа ОВ материнских пород: сапропелевого типа. Полученные данные согласуются с результатами ранее проведённых исследований [10]. Определение генетического типа битумоидов ОВ с помощью изучения индивидуального состава углеводородов является относительно точным. При более детальном изучении, можно выделить ещё ряд особенностей, указывающих так же на интенсивность катагенетической преобразованности ОВ и возможные пути миграции УВ.

Литература

- 1. Нефти и конденсаты палеозойских и мезозойских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Физико-химическая характеристика и индивидуальный углеводородный состав нефтей и конденсатов Советского Союза. М.: «Недра», 1989. Стр.65-83.*
- 2. Ильинская В. В. Генетическая связь углеводородов органического вещества пород и нефтей // М.: «Недра», 1985. Стр.12-38.*
- 3. Чахмачев В.А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем // М.: «Недра», 1983. 231 стр.*
- 4. Петров Ал. А. Химия алканов // М.: «Наука», 1974. Стр. 190-229.*

Раздел № 5 Геология нефти и газа

5. Родионова К. Ф., Ильинская В. В., Максимов С. П., Телкова М. С. К характеристике парафиновых углеводородов органического вещества осадочных пород и нефтей методом газо-жидкостной хроматографии // *Геология нефти и газа. М.: «Недра», 1969. Стр. 34-38.*
6. Сафонова Г.И. Реликтовые структуры в углеводородах нефтей различных стратиграфических подразделений // *М.: «Недра», 1980. 260 стр.*
7. Вебер В. В. Условия образования и залегания нефти // *М.: «Недра», 1983. Стр. 107-120.*
8. Милешина А. Г., Калинин М. К., Сафонова Г. И. Изменение нефтей при фильтрации через породы // *М.: «Недра», 1983. Стр. 86-93.*
9. Gonzalez-Vila F.J. Alkane biomarkers. Geochemical significance and application in oil shale geochemistry // *Composition, Geochemistry and Conversion of Oil Shales. London, KluwerAcademicPublishers, 2012. 18 page.*
10. Кожанов Д.Д., Хопта И. С. Распределение органического вещества в верхнедевонских отложениях Удмуртской республики // *Геология в развивающемся мире. Пермь: «Полиграф-сити», 2017. Стр. 232-234.*

УДК 553.982.2

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКОГО ВОЗРАСТА НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ОЛЬХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.С. Колесников

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, студент 3 курса, zhenya.kolesnikov.1997@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Козлова И.А.

Аннотация: Эффективность системы разработки часто связана не только с типом и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород-коллекторов (пористость, проницаемость), но и с их литологической характеристикой (гранулометрический и минералогический составы, содержание и тип глинистого материала). Неучёт указанных свойств может привести к некорректным технологическим решениям по разработке залежей, неверному выбору агента закачки для поддержания пластового давления и, в конечном итоге, нерациональной выработке запасов углеводородного сырья. В данной работе на примере терригенных отложений визейского яруса Ольховского месторождения освещена проблема негативного влияния закачки пресной воды в продуктивные пласты с содержанием разбухающего глинистого материала.

Ключевые слова: терригенные отложения, гранулометрический состав, глинистая фракция, фильтрация, разбухающие прослои, закачка пресной воды, анализ разработки, проницаемость, кольматация порового пространства.

THE INFLUENCE OF THE MINERALOGICAL COMPOSITION OF THE RESERVOIR ROCKS OF THE TULA-BOBRIKOV AGE ON THE DEVELOPMENT PROSESS OF THE OLKHOV OIL DEPOSITS

E.S. Kolesnikov

State National Research Polytechnic University of Perm, 3^d year Student, zhenya.kolesnikov.1997@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader I.A. Koslova.

Abstract: The efficiency of the development system is often associated with research the lithological properties of oil reservoir (granulometric and mineralogical compositions). Ignoring this entails the incorrect technological solutions for development the oil reservoir.

Keywords: terrigenous deposits, granulometric composition, clay fraction, filtration, swelling interlayers, fresh water injection, exploration analysis, permeability, colmatization of porous space.

Ольховское месторождение в административном отношении расположено в восточной части Добрянского района Пермского края. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноимённому брахиантиклинальному поднятию, расположенному в пределах Косьвинско-Чусовской седловины. Месторождение состоит из двух куполов – Ольховского и Северо-Восточного.

На Ольховском месторождении промышленная нефтеносность установлена в четырех нефтегазоносных комплексах: нижнепермский (пласты P1s (См1) и P1s (См2)), верхневизейско-башкирский карбонатный (пласты С2b (Бш)), ниже-верхневизейский терригенный (пласты С1rd (Мл), С1bb (Бб), С1tl (Тл)), верхнедевонско-турнейский карбонатный (пласт С1t (Т)) [1].

Далее представлены результаты описания и исследования kernового материала продуктивных пластов Тл и Бб Ольховского месторождения [1].

По данным гранулометрии и микроописаний керна, пласт С1tl (Тл) сложен алевритами мелко- и крупнозернистыми и песчаниками мелкозернистыми, породы неравномерно глинистые. Цемент чаще углисто-глинистый и глинистый гидрослюдистый, тонко- и мелкочешуйчатый, составляет до 10–15%, сидеритовый мелкозернистый (не более 5%). Тип цемента – контактно-поровый, поровый, участками базальный. Средние значения пористости и проницаемости для коллекторов нефтенасыщенной части пласта равны 10,7% и $18,2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

По данным гранулометрии и микроописаний керна, эффективная часть пласта С1bb (Бб) сложена песчаниками средне- и мелкозернистыми, и несортированными разномзернистыми, с невысоким содержанием алевритовой фракции, неравномерно глинистыми. Глинистый цемент гидрослюдистого и каолинового состава, углисто-глинистый порового и пленочно-порового типа, доломитовый от мелкозернистого до крупнозернистого порово-коррозионного типа, сидеритовый тонкозернистый. Имеет место регенерационный кварцевый цемент. Нередко наблюдаются два-три

вида цемента вместе. Содержание минеральных цементов до 10 – 15%. Средняя пористость коллекторов 12,2 %, средняя проницаемость – $106,5 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$.

В составе глинистой фракции продуктивных тульско-бобриковских отложений присутствует существенное количество гидрослюд (иллитов) с содержанием смектитовых межслоевых промежутков 5-10%. Наличие образований «смектитовых» (разбухающих) межслоевых промежутков даже в небольших количествах могут оказывать негативное влияние на процессы фильтрации при закачке воды в скважины для поддержания пластового давления.

Тульско-бобриковский объект разрабатывается с 1967 года [2]. Характерной особенностью разработки объекта является значительная потеря производительности добывающих скважин с течением времени (рис.).

Максимальная добыча нефти (747,6 тыс.т) достигнута в 1974 году. Начальный период характеризовался максимальным средним дебитом скважин 85,6 т/сут с последующим снижением до 31,2 т/сут. Снижение среднего дебита связано с тем, что скважины переводились под нагнетание для формирования системы ППД. С 1976 года велась остановка обводнившихся и низкодебитных скважин. Начиная с 1980 года при бурении новых скважин вновь отмечается снижение среднего дебита.

Функционирование системы ППД не обеспечивало компенсацию отборов закачкой и удовлетворительное энергетическое состояние пластов. В 1997 году закачка на объекте прекращена.

За период разработки тульско-бобриковского объекта (50 лет) отобрано 10,008 млн.т нефти. Выработка от утвержденных начальных извлекаемых запасов - 64,5%.

В настоящее время разработка объекта ведется единичными скважинами на естественном режиме и характеризуется низкими темпами отбора.

Лабораторные исследования на керне по закачке пресной воды и анализ разработки залежей показали, что фильтрация пресной воды приводит к значительному снижению проницаемости. Снижение проницаемости при закачке пресной воды по отношению к проницаемости при закачке пластовой воды составляет от 0,24 до 0,57 д.ед. Установлены следующие причины снижения проницаемости [2]:

- пресная вода за счет низкой минерализации уменьшает силу сцепления вторичных минералов (ангидрит) с породообразующими

минералами, после чего начинается миграция неустойчивых минералов и кольматация порового пространства;

- при взаимодействии сидерита с кислородом, содержащимся в закачиваемой пресной воде, он разрушается и происходит кольматация порового пространства;

- значительное влияние оказывает набухание глин при длительном воздействии на нее пресной воды. Количество способных к разбуханию (монтмориллонитовых) межслоевых промежутков смешаннослойных образований составляет до 10% от содержания глинистой фракции в образцах исследуемых скважин. Однако, как показывают исследования последних лет в данной области, даже столь небольшие их количества способны вызвать целый ряд негативных процессов при техногенном воздействии на пласты при разработке месторождений.

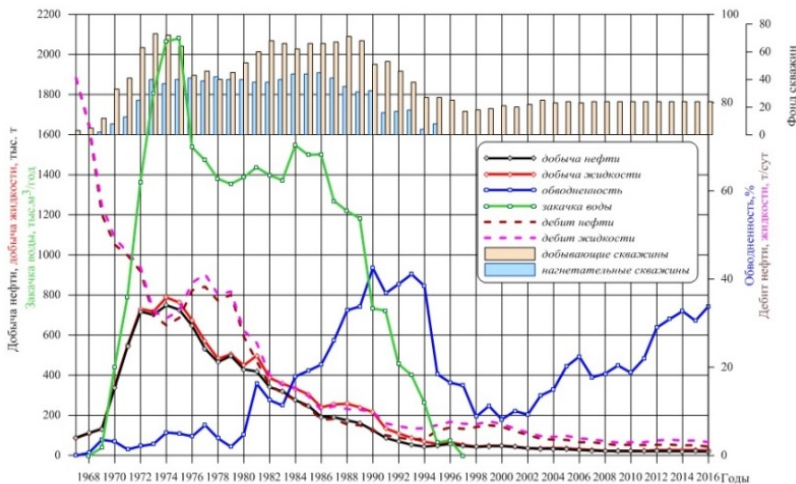


Рис. График разработки. Объект C1tl-C1bb (Тл+Бб). Ольховский купол

Поддержание пластового давления путем закачки пресной воды было признано неэффективным.

В процессе дальнейшей разработки объекта необходимо возобновить систему поддержания пластового давления, при этом в качестве агента необходимо использовать минерализованную пластовую воду, например, как установлено по результатам лабораторных исследований керна институтом "ПермНИПИнефть", пластовую воду коллекторов Башкирского яруса [2].

Факт наличия несвоевременно выявленного негативного влияния наличия разбухающего глинистого материала на ФЭС коллекторов Ольховского месторождения доказывает необходимость анализа всей геологической информации при принятии технологических решений.

Литература

- 1. Пересчет запасов нефти и растворенного газа Ольховского нефтяного месторождения Пермского края, Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми «ПермНИПИнефть».*
- 2. Технологический проект разработки Ольховского нефтяного месторождения Пермского края», Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми «ПермНИПИнефть».*

УДК 622.276.344

**УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА С
ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО
ПУЛЬСАТОРА**

К.Ю. Колузаева, А.Г. Баранова

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук
Республики Татарстан, молодые ученые, ksy130793@mail.ru

С.Е. Валева

Казанский федеральный университет, молодой ученый, ssalun@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Успенский Б.В.

Аннотация: повышение эффективности методов увеличения нефтеотдачи возможно применением комплексного подхода, заключающегося в сочетании, например, физических и химических методов. Одним из примеров такого комплексного воздействия является оборудование скважины гидромеханическим пульсатором.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, гидромеханический пульсатор.

**INCREASE OF PETROLEUM OIL REFINING WITH THE
USE OF A HYDROMECHANICAL PULSATOR**

K.Y. Koluzaeva, A.G. Baranova

Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of
Tatarstan Academy of Sciences, Young researchers,anna.genn@mail.ru

S.E. Valeeva

Kazan Federal University, Young Researcher,ssalun@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor B.V. Uspensky

Abstract: improving the efficiency of methods for increasing oil recovery is possible using an integrated approach, consisting in combining, for example, physical and chemical methods. One example of such a complex impact is to equip the wells with a hydromechanical pulsator.

Keywords: methods of increasing oil recovery, hydromechanical pulsator.

На поздней стадии разработки нефтяных месторождений, наиболее актуальными становятся методы увеличения нефтеотдачи (МУН) продуктивных пластов и в особенности на залежах с осложненными геолого-физическими условиями разработки [1].

В условиях падения цены на нефть и увеличения фонда малодебитных скважин применение дорогостоящих МУН экономически нецелесообразно. Предпочтение отдается малозатратным, но эффективным методам.

Для увеличения эффективности этих методов необходим комплексный подход, в частности к обработкам призабойной зоны (ОПЗ) пластов, одним из которых является воздействие физико-химическим и волновым методами. Одним из случаев волнового воздействия на пласт является виброобработка. Комплекс заключается в сочетании гидровибрационного воздействия с закачкой наиболее эффективных для месторождения химических реагентов и композиций. При этом улучшается проникновение агентов в коллектор, интенсификация химических реакций, возникают синергетические эффекты, способствующие повышению качества ОПЗ, что выражается в повышении производительности и выравнивания профиля притока скважины за счет увеличения проницаемости коллектора и подключения в работу неосвоенных или заблокированных пропластков и локальных зон пласта.

В ООО «Импел-Тех» была поставлена задача создания оборудования (гидромеханического пульсатора (ГМП)) и на его основе технологии виброимпульсной обработки, позволяющие малыми затратами увеличить дебит скважин (рис. 1).

Разработанная технология включает в себя следующее: перед спуском ГМП в скважину в зависимости от приемистости пласта производится регулировка ГМП, то есть подбирается оптимальный режим (частота колебаний, амплитуда) импульсной закачки в зависимости от требуемого объема закачки и давления приёмистости пласта, который подвергается импульсной закачке жидкости, например, кислотной обработке пласта. Для этого регулируется жёсткость пружины путем вращения поджимной гайки так, чтобы при определенном расходе жидкости и давления создавалась требуемая

(оптимальная) частота колебаний и амплитуда импульсов. Контроль давления срабатывания ГМП осуществляется на стенде. После регулировки, ГМП соединяется с колонной насосно-компрессорных труб (НКТ) с пакером любой известной конструкции (ПРО-ЯМО, ПРО-ЯДЖ, ПУ) и производится спуск колонны НКТ, так, чтобы пакер находился на 5-10 м выше кровли пласта, подлежащего импульсной закачке жидкости, например, раствора кислоты.

В процессе спуска ГМП на колонне НКТ, благодаря наличию обратного клапана, жидкость свободно заполняет внутреннее пространство пульсатора и колонны НКТ. После спуска пульсатора на колонне НКТ в заданный интервал производится закачка жидкости насосным агрегатом в НТК в объеме равном внутреннему объему колонны НКТ, затем производится герметизация кольцевого пространства посадкой проходного пакера в скважине и начинается импульсная закачка жидкости в скважину, а затем и в пласт по колонне НКТ.



Рис. 1. Гидромеханический пульсатор (ГМП)

При кислотной импульсной обработке продуктивного пласта, после окончания процесса реагирования кислоты в пласте в колонну НКТ спускается свабирующее устройство и производится откачка продуктов химической реакции из продуктивного пласта, не срывая пакер.

После завершения процесса импульсной закачки, или химической реакции, или свабирования пакер приводится в исходное положение и производится подъем колонны НКТ с ГМП.

Для мониторинга работы ГМП в скважинных условиях на одной из скважин в компоновку включили забойный манометр и произвели непрерывную запись на протяжении всего периода проведения работ (рис.2).

Начало процесса закачки характеризовалось повышением давления и скачком температуры. Повышение давления сопровождалось колебаниями давления амплитудой от 0,3 МПа до 0,7 МПа, частотой 1,5 имп/мин.

Опытные работы проводились на 9 скважинах НГДУ «МНКТ» Республики Татарстан. На всех скважинах получен положительный

эффект от мероприятия прирост дебита составил от 20 до 130% с продолжительностью эффекта до 3 лет.

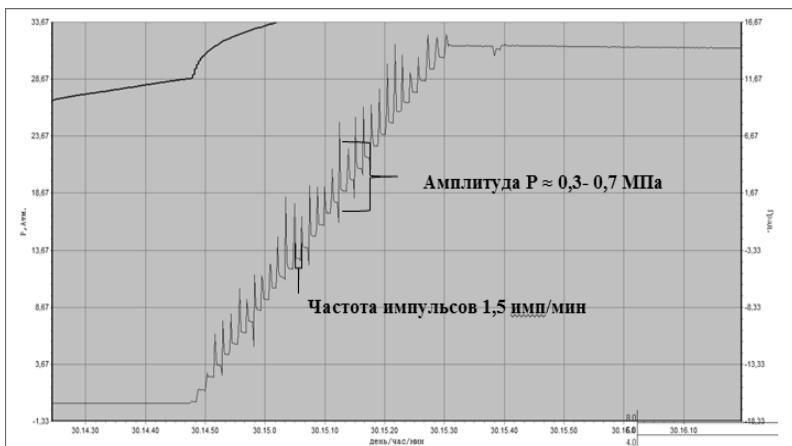


Рис. 2. Мониторинг работы ГМП в скважинных условиях

Литература

1. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

А.А. Кочнев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, аспирант, sashakoch93@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Галкин С.В.

Аннотация: В условиях карбонатных коллекторов месторождений Пермского края в качестве метода повышения нефтеотдачи достаточно успешно применяется технология радиального бурения. В данной статье рассмотрены особенности применения данной технологии с учетом литолого-фациального строения, выделены геолого-технологические параметры, оказывающие наибольшее влияние на эффективность технологии, а также построена прогнозная модель оценки прироста дебита нефти в первый год после применения технологии.

Ключевые слова: радиальное бурение, фациальная зональность, геолого-технологические параметры, дебит нефти.

APPLICATION OF RADIAL DRILLING TECHNOLOGY IN THE CONDITIONS OF DEVONIAN-TURNEY DEPOSITS OF THE PERM REGION

A.A. Kochnev

Perm State Polytechnic University, Post-graduate Student,
sashakoch93@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor S.V. Galkin

Abstract: In the conditions of carbonate reservoirs of the Perm region deposits, radial drilling technology is used successfully as a method of increasing oil recovery. In this article, the features of the application of this technology are considered taking into account the lithological and facial structure, geological and technological parameters that have the greatest impact on the efficiency of the technology are identified, and a forecast model for estimating oil production growth in the first year after the application of the technology is constructed.

Keywords: radial drilling, facial zoning, geological and technological parameters, oil production.

Технология радиального бурения (РБ) на месторождениях Пермского края применяется с 2006 года. В целом технология применяется достаточно успешно (дополнительная добыча с 2006 по 2017 год составляет более 2 млн. т) [1].

Мероприятия по РБ проводились как на терригенных, так и на карбонатных объектах. Однако эффективность для терригенных коллекторов значительно ниже, как и в целом количество проведенных мероприятий (средняя дополнительная добыча на скважину для терригенных объектов 3500 т, а для карбонатных 4500 т). При том, что средняя дополнительная добыча для терригенных объектов завышена за счет двух скважин с аномально высокой дополнительной добычей [1].

В условиях карбонатных коллекторов технология применяется достаточно успешно, эффект от РБ получен (доп. добыча более 3 тыс. т) в 98% случаев. В данной статье рассмотрены объекты, приуроченные к верхнедевонско-турнейскому комплексу.

Верхнедевонско-турнейские отложения формировались в морских обстановках, это рифовые постройки позднефранко-турнейского возраста. При разработке рифов существует множество проблем: нестабильные дебиты жидкости, резкий рост обводненности, падение пластового давления, малая эффективность системы поддержания пластового давления. Подобные проблемы связаны прежде всего с литолого-фациальной неоднородностью строения рифов, которую необходимо учитывать при разработке залежи и оптимизации работы нефтедобывающих скважин.

На территории Соликамской депрессии для рифов верхнедевонско-турнейского возраста выделяются фациальные зоны: биогермного ядра, шлейфа рифа, рифового склона [2].

Зона биогермного ядра (БЯ) представляет собой подковообразный гребень. Отложения представлены известняками мелко- и тонкозернистыми, комковато-водорослевыми, водорослевыми. Породы крепкие и плотные, для них характерны не высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), а также максимальные значения нефтенасыщенных толщин [3].

Зона шлейфа рифа (ШЛ) выделяется за биогермным ядром. Отложения представляют из себя карбонатно-обломочный материал, который поставляется в результате разрушения свода рифа. Породы данной зоны значительно менее плотные в сравнении с отложениями БЯ. Коллекторские свойства данной зоны наиболее благоприятные

Раздел № 5 Геология нефти и газа

(пористость 8-15 %), в данном случае повышенные значения ФЕС обусловлены хорошей первичной пористостью [3].

Зона рифового склона (РС) - отложения накапливались по периферии рифовых построек в условиях их разрушения при активном гидродинамическом режиме. В данной зоне значительно развита трещиноватость. ФЕС неоднородны [2].

При подборе скважин-кандидатов для технологии РБ, в подобных условиях, необходимо учитывать литолого-фациальную зональность. Эффективность технологии (дополнительная добыча, время работы с эффектом, максимальный дебит, среднесуточных прирост) по фациальным зонам различная. В таблице представлены результаты статистической обработки эффективности радиального бурения по различным фациальным зонам, где среднее - это среднее значение показателей для фациальной зоны, min- это минимальные значения показателей, max - это максимальные значения показателей, СКО - среднеквадратическое отклонение.

Таблица
Эффективность технологии РБ по фациальным зонам

Фациальная зона	Показатели эффективности	Среднее	Min	Max	СКО
БЯ	Мах дебит нефти, т/сут	16,8	8,1	28,2	7,7
	Время работы с эффектом, сут	772,1	253,0	1302,0	398,9
	Ср.сут доп.добыча нефти, т/сут	4,9	1,6	11,4	3,4
	Доп. добыча нефти, т	3607,7	417,9	9489,1	2846,4
ШЛ	Мах дебит нефти, т/сут	32,3	11,9	94,2	31,1
	Время работы с эффектом, сут	679,3	39,0	1903,0	643,4
	Ср.сут доп.добыча нефти, т/сут	6,2	0,7	14,6	5,3
	Доп. добыча нефти, т	4084,3	490,7	16207,1	6154,9
РС	Мах дебит нефти, т/сут	25,2	0,4	55,1	20,8
	Время работы с эффектом, сут	978,6	100,0	3939,0	1657,3
	Ср.сут доп.добыча нефти, т/сут	10,6	0,2	35,5	14,3
	Доп. добыча нефти, т	28924,6	16,3	139798,5	61987,5

Анализируя таблицу, необходимо отметить, что по всем параметрам, кроме максимального дебита нефти после мероприятия, лидирующее место занимает фациальная зона рифового склона. Это объясняется тем, что по одной из скважин "альфа" аномально высокая эффективность от радиального бурения. Эффект от РБ для данной скважины начался в 2006 году и длится до сих пор. Для фациальной зоны рифового склона отмечаются и самые высокие значения среднеквадратического отклонения, что как раз и вызвано результатом РБ по скважине "альфа". Без учета скважины "альфа" значения параметров будут значительно ниже.

Среднее значение максимального дебита после обработки отмечено для зоны шлейфа рифа. Эта зона с наиболее благоприятными коллекторскими свойствами, трещиноватость не характерна для данных отложений, поэтому она характеризуется более высокими значениями дебитов, а также эффекта от РБ. В данной зоне нет скважин с аномально высокими значениями, однако эффект более стабилен, что подтверждают значения СКО.

Время работы с эффектом, если не учитывать скважину "альфа", максимально для зоны шлейфа рифа, однако средние значения выше в зоне биогермного ядра.

По параметрам среднесуточная дополнительная добыча и дополнительная добыча на скважину так же наиболее благоприятна зона шлейфа рифа. Однако среднеквадратическое отклонение по исследуемым параметрам в данной зоне выше, чем в зоне биогермного ядра. Это говорит о том, что эффект в отложениях биогермного ядра несколько ниже, но стабильнее.

Зона рифового склона наиболее нестабильна (характеризуется наибольшими значениями СКО). Она характеризуется значительной трещиноватостью, которую необходимо учитывать при разработке. При падении давления трещины смыкаются, и добыча резко падает. Эффект от радиального бурения в данной зоне тоже достаточно нестабилен. Если сравнивать все фациальные зоны по минимальным значениям, то минимумы как раз принадлежат отложениям рифового склона, за исключением параметра время работы с эффектом. Благодаря трещиноватости, зона наиболее разнообразна в плане коллекторских свойств, так и в плане эффекта от РБ.

Таким образом, при прогнозной оценке эффективности РБ необходимо учитывать литолого-фациальное строение, а также геолого-технологические параметры. Рекомендуемая зона для проведения РБ - зона шлейфа рифа. В зоне биогермного ядра велика вероятность низкой эффективности технологии ввиду низких

коллекторских свойств. Зона склона рифа характеризуется наибольшим разнообразием эффекта от РБ, здесь не рекомендуется проведение мероприятия так как вследствие велика вероятность резкого снижения дебита, а также роста обводненности.

Литература

- 1. Кочнев А.А. Анализ эффективности технологии радиального бурения на примере месторождений Пермского края // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2017. № 1. С. 30-33.*
- 2. Бояришинова М.Г., Антонюк О.В. Литолого-фациальная характеристика пород-коллекторов Южно-Равского рифового резервуара. Ленинградская школа литологии: Материалы Всероссийского литологического совещания. Том II. Санкт-Петербург: СПбГУ, 2012. С. 147–149.*
- 3. Лузина Д.В., Кривощевков С.Н. Анализ фациальных зон и коллекторских свойств турнейско-фаменских рифогенных построек Соликамской депрессии. «Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое игорное дело». 2012. №5. С. 7-15.*

УДК 553.98

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ
ПО ДАННЫМ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Н.А. Краузе

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 2 курса, krauzenataly@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Т.В. Карасева

Аннотация: статья посвящена проблеме нефтегазоносности Большехетской впадины. Эта область долго оставалась малоизученной, но сейчас к ней проявляется большой интерес. Чтобы оценить перспективы нефтегазоносности изучаемой территории, автором было применено бассейновое моделирование, которое позволяет определить историю генерации углеводородов в геологическом времени.

Ключевые слова: Большехетская впадина, бассейновое моделирование.

**GAS AND OIL POTENTIAL OF BOLSHEKHETSKAYA
DEPRESSION ACCORDING TO BASIN MODELLING**

N.A. Krauze

Perm State University, 2nd year Master's Degree Student,
krauzenataly@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor T.V. Karaseva

Abstract: the article focuses on the problem of oil and gas content of the Bolshekhetskaya depression. This territory has long remained unexplored, but now it shows great interest. For assessing the prospects of oil and gas potential of this territory, the author used basin modeling, which allows to determine the history of hydrocarbons generation with regards to geological time.

Keywords: Bolshekhetskaya depression, basin modeling.

В последние годы заметно возрос интерес к осадочным бассейнам, и, в особенности, к нефтегазоносным. Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн является огромной ресурсной базой по

углеводородам, как для РФ, так и для мира в целом. Этот регион содержит гигантские, но постепенно истощающиеся месторождения, добыча на которых давно вошла в ниспадающий тренд. В условиях снижающихся темпов добычи необходим поиск новых направлений, обеспечивающих прирост запасов углеводородного богатства страны. Таким перспективным районом многие считают Большехетскую впадину.

В географическом отношении Большехетская впадина расположена между р. Енисей и Тазовской губой в долине рек Малая Хета, Большая Хета и Мессояха [1].

В настоящее время северо-восточная часть Западно-Сибирской плиты в геохимическом отношении изучена хуже по сравнению с другими районами. Поэтому особую важность приобретает параметрическое бурение, которое позволяет детально и комплексно изучить геологический разрез и оценить перспективы территории. Данные параметрической скважины №320 Тукуландо-Вадинской площади, расположенной в восточной части Большехетской впадины, могут быть полезны в решении такой задачи.

Тукуландо-Вадинская скважина была пробурена на глубину 4521 м, вскрыла толщу от четвертичных до среднеюрских отложений. Разрез представлен преимущественно глинистыми породами.

Для оценки перспектив нефтегазоносности слабоизученных районов в мире широко применяется бассейновое моделирование.

Моделирование бассейнов - метод, позволяющий решать задачи прогноза нефтегазоносности. Главной его целью является снижение геологических рисков за счет лучшего понимания процессов формирования УВ систем путем их воссоздания в виде цифровой модели. Оно позволяет обработать огромный спектр геологической информации, от сейсмических данных до опробования скважин, и выдать результаты, которых, в ином случае, пришлось бы добиваться многие месяцы [2].

В данной работе в качестве программного продукта применялся PetroMod (Schlumberger). PetroMod – программный продукт для моделирования нефтегазоносных систем, комбинирующий сейсмические данные, данные по скважинам и геологические представления, для создания динамической модели нефтегазоносного бассейна[3].

1D-моделирование по данным параметрической скважины 320 выполнено с помощью модуля PetroMod 1D. Модуль позволяет производить калибровку моделей на скважинные данные и определить в разрезе зрелые нефтегазопродуцирующие пород [2].

В результате проделанной работы была получена модель, отображающая историю осадконакопления в регионе, с возможностью анализировать не только современный геологический разрез, но и в любой момент геологического времени.

Калибровка модели происходила по значениям максимальных температур, определенных методом Rock-Eval, и переведенных в значения отражающей способности витринита (R_o).

Из рисунка 1 можно увидеть, что нижняя часть разреза (верхнеюрские и нижнемеловые отложения) практически полностью вступали в главную зону нефтеобразования.

К начальной стадии нефтеобразования можно отнести толщю от батских отложений верхней юры до верхнеготтеривских нижнего мела.

Из рисунка 2 видно, что нижнемеловые отложения вступили в зону нефтегазообразования в позднем мелу. В палеогене наблюдается небольшой рост генерации углеводородов.

Полученные результаты 1D бассейнового моделирования разреза параметрической скважины подтвердили перспективность поисков месторождений нефти в пределах Большехетской впадины. В то же время обнаруженные залежи газов и газоконденсатов указывают на возможность проявления процессов газообразования в более глубоких горизонтах, не вскрытых скважиной.

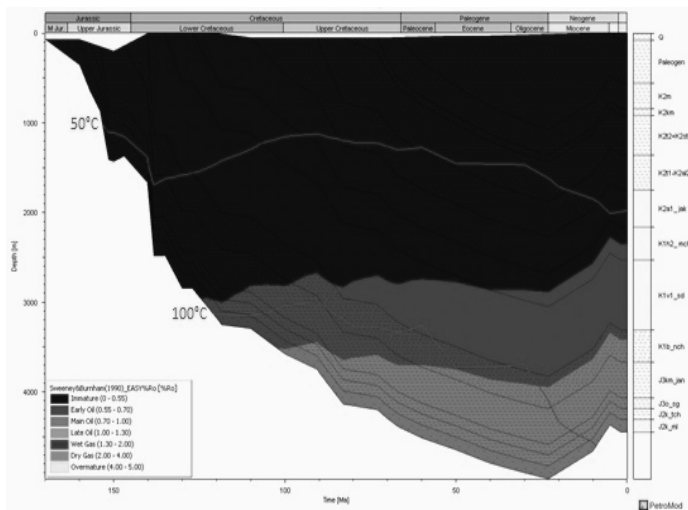


Рис. 1 Модель прогрева и нефтегенерации

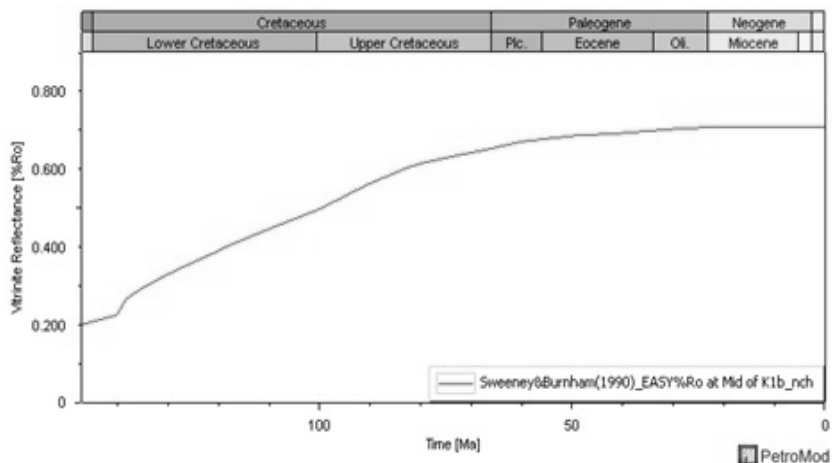


Рис. 2. Изменение по времени отражательной способности витринита нижнемеловых отложений

Литература

1. Бондарев А.В. Прогнозирование нефтегазоносности меловых и юрских отложений Большехетской впадины на основе моделирования геотермобарических и геохимических условий формирования углеводородных скоплений. // РГУ им. Губкина М.: 2013. – 177 с.
2. Пестерева С.А. Методические основы и проблемы бассейнового моделирования 1D // Геология и нефтегазоносность северных районов УралоПоволжья: сб. науч. тр. к 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроницкого. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 2010. – С. 231–232.
3. Кузнецова Е.А. Перспективы нефтегазоносности южной части Верхнепечорской депрессии по данным 1D бассейнового моделирования // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Вып. 2. С. 179–183.

УДК 553.98

ВЛИЯНИЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПЕРМСКОГО КРАЯ

М.В. Лихачева¹, Е.А. Котельников²

Пермский государственный национальный исследовательский
университет, студенты 2 курса,
macha-13@yandex.ru¹, xas321@mail.ru²

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кожевникова Е.Е.

Аннотация: В статье рассмотрены данные более 400 нефтегазоносных скважин Пермского края. Изучены палеогеографические обстановки территории в девонское время. Построены карты распространения отложений доманикитов с последующим наложением на неё схемы Камско-Кинельской системы прогибов, выделены основные закономерности расположения залежей нефти.

Ключевые слова: доманикиты, нефтегазоносность, Пермский край, месторождение.

INFLUENCE OF THE DOMANIK SHALE DEPOSITS FOR THE PETROLEUM POTENTIAL OF PERMSKY KRAI

M. V. Likhacheva¹, E. A. Kotelnikov²

Perm State National Research University, 2nd year students,
macha-13@yandex.ru¹, xas321@mail.ru²

Research supervisor: Candidate of Geologo-Mineralogical Sciences, Associate Professor Kozhevnikova E.E.

Abstract: In article, more than 400 petroleum wells of Permsky Krai and their geological structure are considered. The paleogeographic conditions of the territory in the Devonian time are studied. Maps of disposition of the domanik horizon deposits are drawn, and the basic regularities of the location of the domanik shale deposits are indicated.

Keywords: domanik shale, petroleum, Perm region, field.

Уже установлено, что большая часть месторождений углеводородов (УВ) приурочена к бортовой зоне Камско-Кинельской

системе прогибов (ККСП), и что доманикиты являются нефтегазоматеринской свитой для верхнедевонско-турнейского и ряда других нефтегазоносных комплексов Пермского края [1, 2]. Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс (НГК) является одним из трех основных в регионе, содержит 11,8% суммарных геологических запасов нефти, 23% растворенного газа, 9,1% свободного газа и около 8% конденсата. К турнейскому, фаменскому и франскому ярусам приурочено соответственно 78%, 17% и 5% запасов углеводородов данного комплекса. Комплекс охватывает стратиграфический интервал от саргаевского горизонта до кизеловского, нефтегазоносность главным образом связана с рифовым типом разреза, региональной покрывкой служит турнейско-кожимский флюидоупор мощностью до 20 м [3, с. 113].

Цель работы заключалась в установлении закономерностей расположения месторождений УВ с залежами верхнедевонско-турнейского нефтегазоносного комплекса от мощности доманикитов. В данной работе под доманикитами понимаются глинисто-кремнисто-карбонатные битуминозные породы саргаевского, доманиковского и мендымского возрастов. Отложения воронежского, евлановского и ливенского горизонтов не учитывались, так как часто данные отложения не расчленены или информация по ним отсутствует.

Камско-Кинельская система прогибов возникла в конце тиманского времени в результате тектонико-седиментационных особенностей, когда территория Пермского края постепенно погружалась без компенсирования осадками с различной скоростью опускания блоков, которая определила разные условия осадконакопления в морском бассейне. К концу франского века глубина моря в прогибах достигала 400 м, где накапливались осадки доманикитового типа [3, с. 10]. В краевых частях мелководного палеошельфа происходило активное рифообразование, что в дальнейшем способствовало аккумуляции углеводородов в рифогенных ловушках. Также во внутренних зонах ККСП развивались атоллоподобные и одиночные рифовые сооружения. В турнейском веке прогибание замедлилось и началась компенсация прогибов от бортов к осевой зоне с образованием клиноформ мощностью до 300 м сложенных карбонатными однороднослоистыми, глинистыми и карбонатно-глинистыми осадками. В связи с тем, что условия образования турнейских отложений существенно отличаются от условий образования доманикитов, рассматриваемого в этой статье возраста, мощность и влияние этих отложений также не учитывалась.

Таким образом, в строении верхнедевонско-турнейского НГК можно выделить две части: верхнедевонская и турнейская, отличающихся по условиям образования и, как следствие, по типу отложений. К верхнедевонской части относятся: толщи доманиковых фаций мощностью до 100 м и рифогенные образования мощностью до 550 м, предопределившие формирование ККСП. Турнейская часть состоит из слоистых известняков мелководного шельфа с высокой однородностью и хорошими коллекторскими свойствами мощностью до 50 м и терригенно-карбонатные разности мощностью до 350 м глубоководного шельфа.

На рисунке представлена суммарная мощность отложений саргаевского, доманикового и мендымского горизонтов, учтены данные по 445 скважинам, расположенным на территории Пермского края. Все месторождения поделены на 3 типа в зависимости от выявленных залежей. Месторождения, в разрезе которых выделены залежи в турнейских отложениях и любых других нефтегазоносных комплексах отнесены к первому типу. Ко второму типу отнесены месторождения с залежами в турнейских и верхнедевонских отложениях, к третьему типу – месторождения с залежами в верхнедевонских отложениях и других НГК, четвёртый тип – месторождения, не содержащие залежи верхнедевонско-турнейского НГК.

Юг края наиболее полно исследован глубинными скважинами и промышленно освоен, здесь преобладают месторождения с залежами в турнейских отложениях (первый тип), они расположены в зонах, где мощность доманикитов изменяется в диапазоне от 60 до 100 м. Западнее города Чусовой эта закономерность нарушается, и мощность доманикитов составляет 20-60 м. В направлении с юга на север месторождений первого типа становится всё меньше, в центральной части их количество сокращается, а на севере края они отсутствуют. Относительно зон ККСП, все месторождения этого типа относятся к бортовой зоне.

Месторождения второго типа распространены на территории всего края, на юге и севере они соответствуют мощностям доманикитов в диапазоне от 60 до 80 м, в центральной части края месторождения данного типа отсутствуют. На юге месторождения этого типа приурочены к внешней прибортовой зоне ККСП, а на севере они располагаются в пределах бортовой зоны.

С широты города Соликамска начинают преобладать месторождения третьего типа, они расположены в зонах, где мощности

доманикитов превышают 40 м, и приурочены к бортовым зонам ККСП.

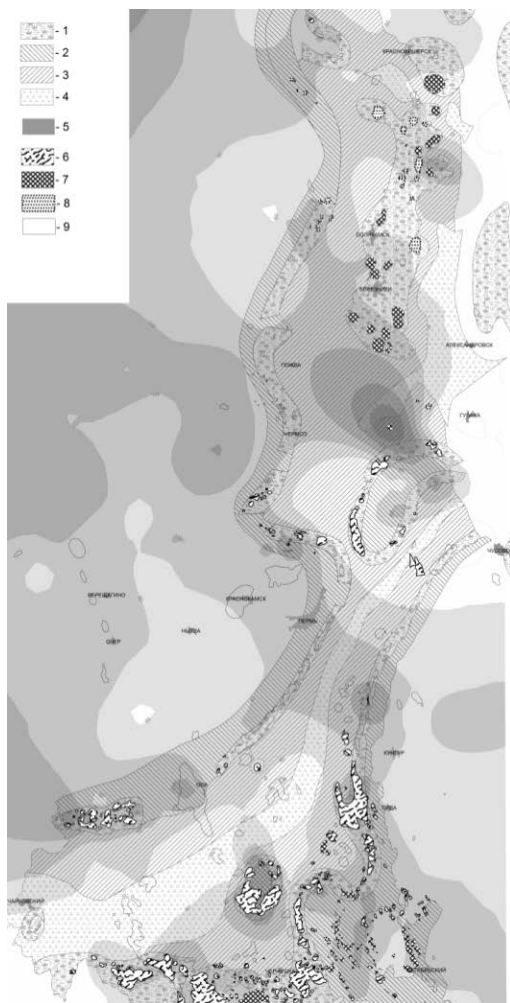


Рис. Распределение мощности доманикитов, зон ККСП и месторождений Пермского края. Зоны ККСП: 1 – бортовая, 2 – внешне прибортовая, 3 – внутриприбортовая, 4 – осевая, 5 – населенные пункты. Месторождения: 6 – первого типа, 7 – второго типа, 8 – третьего типа, 9 – четвертого типа.

Из полученных данных можно выделить общие тенденции. Залежи верхнедевонско-турнейского НГК приурочены к областям с мощностью доманикитов более 60 м, видимо, из-за высокой концентрации органического вещества данной мощности хватало для генерации УВ в масштабах достаточных для формирования залежей. За исключением месторождений центральной части края, но в этом районе отсутствуют залежи в франских и фаменских отложениях, следовательно, можно предположить, что здесь генерация углеводородов шла за счет генерационного потенциала турнейских отложений.

На юге края сосредоточены месторождения первого и второго типов, вероятно, здесь отсутствие залежей в фаменских и франских отложениях связано с отсутствием ловушек в верхнедевонских отложениях.

Большинство месторождений изученного НГК, так же как и месторождения с залежами в других НГК края, приурочены к бортовой зоне ККСП.

Литература

1. *Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В. Проблемы миграции углеводородов из нефтематеринских свит // Нефтегазовое дело. 2014. Т.12; №1. С. 25–29.*
2. *Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов, 1990.*
3. *Н.А. Лядова, Ю.А. Яковлев, А.В. Распопов Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. 2010. 335 с.*

УДК 550.832:553.982.2(476.2)

**ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО
КЕРНУ НОВО-КОРЕНЁВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ)**

А.А. Лопушко

Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, студентка
4 курса, lopushko97@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Мележ Т.А.

Аннотация: в данной статье дана характеристика керна продуктивных пластов Ново-Коренецкого месторождения, выделены эффективные толщи и описано распределение внутрисолевых и межсолевых отложений.

Ключевые слова: Ново-Коренецкое месторождение, Припятский прогиб, керн, нефть, коллекторы, межсолевые отложения, внутрисолевые отложения

**PHYSICO-LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS OF
COLLECTORS PRODUCTIVE STRATUMS ON KERN OF
NOVO-KORENEVSKOYE DEPOSIT (PRIPYATSKY DEPT)**

A.A. Lopushko

FranciskSkorina Gomel State University, 4st year Student,
lopushko97@mail.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer T.A. Melezh

Abstract: This article describes the core of the productive beds of the Novo-Korenevskoye deposit, the effective strata are identified, and the distribution of intrasalt and inter-salt deposits is described.

Keywords: Novo-Korenevskoye deposit, Pripyat basin, kern, oil, reservoirs, inter-salt deposits, intra-salt deposits

Ново-Коренецкое месторождение находится в пределах Северного промышленно нефтегазоносного района Припятской нефтегазоносной области, Речицко-Вишанской зоны

нефтегазонакопления и расположено между Северо-Домановичским, Славянским и Денисовичским месторождениями нефти.

В платформенном чехле Припятского прогиба выделяются три структурных этажа: 1) подсолевой; 2) нижнесолевой и межсолевой; 3) верхнесолевой и надсолевой, которые различаются стилем тектоники и морфологией локальных структур [1].

Одной из характерных особенностей Припятского прогиба является наличие в его осадочном чехле двух мощных соленосных толщ франской (D_3fr) и фаменской (D_3fm). Обе толщи являются покрывками, соответственно, подсолевых и межсолевых залежей нефтяных месторождений Припятского прогиба. Покрывкой залежей задонского и лебедянского горизонтов месторождения является фаменская соленосная толща (D_3fm) [2].

Залежи нефти Ново-Корневского месторождения приурочены к внутрисолевым отложениям (корневская пачка, залесские слои лебедянского горизонта) и межсолевым отложениям (тонежские слои, задонского горизонта).

Согласно описанию керна и данным изучения вещественного состава пород нефтеносность внутрисолевых отложений лебедянского горизонта связана с карбонатными отложениями корневской пачки, залегающими в нижней части разреза верхней соленосной толщи и представленными известняками брекчиевидными, трещиновато-кавернозными. Насыщение пород нефтью приурочено к участкам известняка более интенсивно доломитизированного и перекристаллизованного. Среднее содержание основных компонентов продуктивных отложений по данным исследования керна следующее: кальцита – 81,9 %, доломита – 9,2 %, нерастворимого остатка – 8,9 % . Межсолевые отложения (задонский горизонт) представлены доломитами. Доломиты тонко-мелкокристаллические, массивные, плотные, крепкие, трещиновато-пористые, реже известняки массивные, крепкие, доломитизированные, скрыто, тонко, мелкокристаллические, неравномерно глинистые, трещиноватые, пористые. Содержание основных компонентов по данным исследования керна межсолевых продуктивных отложений составляет: кальцита – 7,3 %, доломита – 82,7 %, нерастворимого остатка – 10,0%.

Образцы, отобранные из внутрисолевых отложений (корневская пачка), имеют значения полной пористости в диапазоне от 0,7 до 7,3 % и открытой пористости – от 0,3 до 6,6 %. Образцы из межсолевых отложений имеют значения полной пористости в диапазоне от 2,5 до 9,3 % и открытой – от 2,2 до 8,5 %.

Полная емкость каверн и пор пород внутрисолевых отложений

изменяется от 2,1 до 16,3 % при среднем значении 6,2 %. Для межсолевых отложений изменяется от 4,6 до 13,2 % при среднем значении 8,2 %. Учитывая эти данные, коллекторы продуктивных внутрисолевых отложений (корневская пачка) отнесены к каверново-порново-трещинному типу, коллекторы продуктивных межсолевых отложений отнесены к порово-каверново-трещинному типу (первой названа наибольшая составляющая).

Таким образом, основную емкость карбонатных пород-коллекторов как внутрисолевых (корневская пачка), так и межсолевых отложений составляют поры и каверны выщелачивания. Путиами фильтрации, наряду с порами и кавернами, служат также трещины.

Распределение коллекторов внутрисолевых отложений

Отложения корневской пачки представлены известняками с прослоями ангидрита. Известняк светло-серый со слабым коричневатым оттенком, мелко-скрытокристаллический, с неровным изломом, местами брекчиевидный с пятнистой текстурой, кавернозный.

В разрезе корневской пачки выделяется мощный ангидритовый прослой (средняя толщина 20 м), который делит ее на верхний и нижний резервуары. Согласно такому строению в разрезе выделены три нефтенасыщенных резервуара – верхний, средний в ангидритовой пачке и нижний. Резервуары выдержаны по простиранию и хорошо коррелируются по скважинам.

Представление об изменении коллекторских свойств по площади залежи дают карты удельной емкости. Для их построения использовались данные по всем скважинам, вскрывшим продуктивные отложения.

Изменение удельной емкости в пределах залежи закономерное и характеризуется плавным возрастанием удельной емкости от границ залежи к центральной части залежи, что обусловлено увеличением эффективной нефтенасыщенной толщины.

Эффективная толщина в скважинах, расположенных в пределах залежей, меняется от 0,7 м до 39,5 м, пористость – от 6,8% до 10,6%.

По всей видимости, участки с увеличенной удельной емкостью связаны с органогенной постройкой или ее остатками, имеющими как увеличенную эффективную толщину, так и улучшенные фильтрационно-емкостные характеристики.

Следует отметить, что выделенные пласты-коллекторы в пределах залежи не имеют выдержанного распространения по разрезу, что, несомненно, затруднит извлечение из них нефти.

Распределение коллекторских свойств в пределах внутрисолевых залежей прежде всего обусловлено неравномерностью распространения коллекторов по ее разрезу и площади. Формирование емкостных свойств продуктивных отложений, представленных известняками, по всей вероятности, связано с процессами их вторичной переработки, а также со значительным влиянием соляной тектоники.

Покрышками внутрисолевых залежей служат верхнесолевые отложения для верхнего резервуара, ангидритовая пачка – среднего и нижнего резервуаров.

Распределение коллекторов межсолевых отложений

В межсолевых отложениях пласты-коллекторы выделены в отложениях задонского, елецкого и петриковского горизонтов.

В отложениях елецкого и петриковского горизонтов имеются единичные линзовидные пласты-коллекторы, т.к. в большинстве скважин произошло литологическое замещение коллектора более плотными и глинистыми карбонатными разностями.

Промышленный приток нефти был получен из отложений тонешских слоев задонского горизонта. Коллекторы выделяются во всех скважинах, вскрывших продуктивные отложения задонского горизонта. Они представлены доломитами тонко-, мелкокристаллическими, массивными, плотными, крепкими, трещиновато-пористыми, реже известняки массивными, крепкими, доломитизированными, скрыто-, тонко-, мелкокристаллическими, неравномерно глинистыми, трещиноватыми, пористыми.

Изначальный состав, структура и текстура карбонатных пород, которые, наряду с тектоническими процессами, обеспечили различную глубину вторичной переработки пород и формирование их существующей емкости и проницаемости, что обусловило неоднородность коллекторов по разрезу и площади залежи.

В целом по залежи наблюдается тенденция ухудшения коллекторских свойств по мере приближения к зоне отсутствия межсолевых отложений.

Литература

1. Махнач А.А. Геология Беларуси. Институт геологических наук НАН Беларуси, Минск, 2004. 198 с.
2. Цалко П.Б., Мартынович О.Ф., Пахольчук А.А., Карбонатные коллекторы нефтяных залежей Припятского прогиба. Мн., :Наукаитехника, 1986. 180с.

УДК 622.244.4.06

ИССЛЕДОВАНИЕ СМАЗОЧНЫХ СВОЙСТВ ПОЛИМЕРМЕЛОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Н.С. Макарова

Санкт-Петербургский горный университет, студентка 2 курса,
makarova11v@bk.ru

Научный руководитель: к.т.н., доцент Блинов П.А.

Аннотация: Одно из основных направлений развития технологии бурения скважин связано с увеличением глубин, проходки протяженных наклонных и горизонтальных участков. Для реализации этого требуется создать условия, при которых буровой снаряд будет работать эффективно и безаварийно. Одним из главных параметров бурового раствора является смазывающая способность. Улучшение смазочных свойств растворов, как правило, достигается путем введения в них специальных смазочных добавок. Большинство из них исследовались на глинистых суспензиях. Сегодня применяют полимермеловые растворы при бурении, в особенности для вскрытия продуктивных горизонтов. В результате проведения исследований были получены данные об эффективности применения ряда смазочных добавок в составе полимермелового раствора.

Ключевые слова: буровой раствор, смазывающая способность, промывочные жидкости, полимермеловый раствор.

STUDY OF THE LUBRICATING PROPERTIES OF DRILLING POLIMERMASH FLUIDS

N.S. Makarova

Saint-Petersburg Mining University,
2nd year Student, makarova11v@bk.ru

Research Supervisor: Candidate of Engineering Science

Abstract: One of the most popular trends of development of drilling technologies is related to increase of depths, which presupposes going through slope and horizons. It is vital to create conditions under which the drilling assembly will operate efficiently, causing no troubles. The main factors for providing safety are the strength characteristics of the drill string, wellbore stability, modes of operation of

the downhole motor and bit, properties of drilling mud. One of the main parameters of the drilling fluid is the lubricating ability. Improving the lubricating properties of drilling fluids is achieved by introducing special lubricating additives into the fluid. High lubricity increases the speed of well construction. Thus it, contributes to a significant cost reduction. By contrast, lower capacity of drilling fluid leads to wear of the chisel, casing of columns. Also it causes significant resistance to the transmission of torque. As a result, it increases the chance of differential sticking. Currently, there are dozens of lubricating additives for drilling fluids. Most of them were investigated for clay suspensions. In recent times it has been widely used polymerservice solutions, especially for the opening of productive horizons.

Keywords: drilling fluid, lubricity, circulating fluid, chalky solution, clay solution.

При бурении с буровой платформы скважины, как правило, имеют сложные траектории и протяженные горизонтальные участки. При спуске и подъеме буровых труб, спуске обсадной колонны возникают большие сопротивления, связанные с трением буровых труб о стенки скважины. Кроме этого, при бурении наклонных и горизонтальных участков колонна труб лежит на стенке скважины, что может вызвать дифференциальный прихват. В связи с этим предъявляются особые требования к смазывающим и фильтрационным свойствам бурового раствора [1].

Целью исследования является анализ и оценка применимости некоторых смазочных добавок для бурения с использованием полимермеловых буровых растворов. Для этого исследовались реагенты, которые показали хорошие результаты с глинистым раствором, такие как FRW-B, Lubrital и Lubristeel.

В результате проведения исследований выяснилось, что не все смазывающие добавки эффективны при использовании их в полимермеловых растворах. В таком растворе реагент Lubristeel показал самый низкий результат. В то время как добавка Lubrital снизила коэффициент трения на 72,21% (рис.). Другие реагенты совместно с улучшением смазывающей способности показали также значительное снижение коэффициента фильтрации. Все это указывает на то, что при выборе смазывающих добавок необходимо учитывать состав бурового раствора [2].

Подводя итог всего вышесказанного, можно сделать вывод о том, что смазывающие добавки буровых растворов весьма облегчают строительство скважин на арктическом шельфе, минуя аварийные ситуации на морских платформах, и, как следствие, экологические катастрофы.

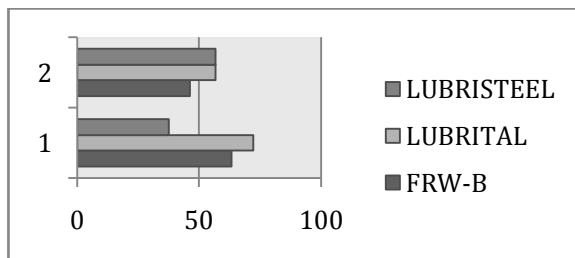


Рис. Сравнительная диаграмма значений снижения коэффициента трения в %, где 1 – глинистый раствор, 2 – полимерцементный раствор

Литература

1. Мелехин А.А., Блинов П.А., Нуцкова М.В., Чернышов С.Е. Исследование смазывающих добавок к буровым растворам для снижения коэффициента трения при строительстве скважин роторными управляемыми системами // *Нефтяное хозяйство*, №10, 2016. С.52-55
2. Рязанов Я.А. *Справочник по буровым растворам – справочник* /– М.: Недра, 1979. С. 67-69

УДК 553

**ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОРЫ
ВЫВЕТРИВАНИЯ НА ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ
УБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.А. Макарова

Пермский государственный национальный исследовательский
политехнический университет, студент 4 курса,
nataliamakarova96@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Козлова И.А.

Аннотация: В статье рассмотрен процесс образования коры выветривания, характеристика фильтрационно-емкостных свойств, традиционных и нетрадиционных коллекторов в разрезе месторождения. Рассчитаны коэффициенты охвата пластов вытеснением и даны рекомендации по приобщению пластов коры выветривания к довыработке.

Ключевые слова: нетрадиционный коллектор, кора выветривания, коэффициент охвата вытеснением, коллектор.

**THE INFLUENCE OF CONDITIONS OF FORMATION AND
RESERVOIR PROPERTIES OF THE WEATHERING CRUST
ON THE DEVELOPMENT PROCESS UBINSKY FIELD**

N.A. Makarova

Perm State National Research Polytechnic University, 4st year Student,
nataliamakarova96@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader I.A. Kozlova

Abstract: The article considers the process of formation of weathering crust, characteristics of filtration-capacitive properties, traditional and non-traditional collectors in the context of the field. The calculated penetration rates of the layers in the expulsion and recommendations for the inclusion of layers of the weathering crust to overabuse.

Keywords: unconventional reservoirs, the weathering crust, sweep efficiency, reservoir.

Убинское нефтяное месторождение расположено в Кондинском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 75 км севернее г. Урай. Месторождение расположено в центральной части Шаимского нефтегазозносного района, разрабатывается с 1973 года компанией ООО «Лукойл-Западная Сибирь» ТПП «Урайнефтегаз» [1].

По геологическому строению относится к сложно построенным с наличием тектонических нарушений, с многочисленными структурно-стратиграфическими и литологическими экранированными залежами, с замещением коллекторов слабопроницаемыми породами, выклиниванием пластов и их невыдержанностью по распространению.

Промышленная нефтегазозносность разреза на рассматриваемой территории установлена в отложениях тюменской свиты (пласты Т1 и Т2), абалакской (пласт П) и в коре выветривания доюрского фундамента (КВ). Пласты месторождения разрабатываются как единый эксплуатационный объект. Таким образом, особенностью месторождения является разработка залежей нетрадиционных коллекторов КВ, связанных с доюрским фундаментом [1].

Корой выветривания называют верхний слой литосферы, преобразованный под воздействием физического, химического, биологического выветривания, в котором в результате преобразования вторичными процессами сформировался горизонт, представленный кремнисто-глинистыми щебнистыми массами.

Возраст кор выветривания Убинского месторождения 230 – 180 млн. лет, период формирования приходится на начало триаса и составляет ~ 50 млн. лет, в условиях тёплого и влажного (гумидного) климата. Продукты коры выветривания первоначально имели широкое площадное распространение, но сохранились лишь на участках, испытавших относительно быстрое тектоническое погружение. Отдельные зоны полного профиля коры выветривания иногда присутствуют на сводах положительных структур, но их мощность значительно сокращена в результате размыва [2].

При формировании породы подвергались процессам гидротермальной и метасоматической проработки с образованием густой сети высокопроницаемых каналов. Наиболее проницаемые породы приурочены к приподнятым участкам поверхности доюрского комплекса (зоны выщелачивания), вниз по склонам формировались коллювиальные и пролювиальные отложения (конусы выноса). В целом доюрский комплекс имеет гетерогенный состав с преобладанием кислых и средних пород. В большинстве из

отобранных образцов основными глинистыми минералами являются гидрослюда (серицит), хлорит и каолинит. Иногда глинистые сланцы содержат примеси алевритистых частиц.

Кроме глинистых встречены трещиноватые метаморфические сланцы, имеющие преимущественно кремнистый (кварцевый) состав с небольшой примесью глинистых минералов, представленных также серицитом и каолинитом. Каолинит имеет явно вторичное происхождение и встречается в трещинах и микрокавернах, присутствующих в наиболее кремнистых участках образцов. Основным минералом глинистого цемента является гидрослюда - 57,9 %, тогда как каолинит и хлорит имеют второстепенное значение, смешаннослойные образования играют незначительную роль, выделяются в составе цемента - 2 %. Тип цемента: поровый, пленочный.

Коллектора коры выветривания характеризуются ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, по сравнению с соседними пластами. Так проведя анализ характеристик фильтрационно-емкостных свойств пластов КВ, Т1, Т2, П мы получили следующее: пласты П, Т1 и Т2 имеют пористость в пределах 13%-25%, при среднем значении по пластам: 18,2%, 18,4% и 19,3% соответственно. Тогда как максимальная концентрация значений пористости коллектора пласта КВ приходится в более узкий диапазон (16%-19%), при среднем значении 17,5%. Значения проницаемости для пластов Т₁ и Т₂ имеют большой разброс (от 10,2 до 167,1мД), а пласт КВ представлен, в основном, низкопроницаемыми коллекторами со значениями от 0,1 до 5,2 мД. Средние значения по пластам составляют: П-4,5 Т1-39,2мД, Т2-26,8мД, КВ-1,8мД, что свидетельствует об ухудшенных фильтрационных свойствах. Следует отметить, что низкие значения проницаемости коллекторов пласта КВ обусловлены специфическим спектром литологических разновидностей таких как: ультраосновными, основными и кислыми интрузивными и эффузивными магматическими, метаморфическими и разнообразными терригенными и карбонатными осадочными породы, а также длительностью периода их преобразования вторичными процессами.

Далее были рассчитаны коэффициенты охвата вытеснением для Западной и Центральной залежи, приведены в таблице.

В результате проведенных расчетов, было установлено для Западной залежи Кохв пласта КВ составляет -49%, а для Центральной - 44%, что позволяет судить о его неполном охвате вытеснением и неравномерной выработке запасов по обеим залежам. Пласты-

спутники Т1, Т2 на Зап. и Центр. залежах характеризуются практически полным охватом процесса выгеснения, о чем говорят полученные значения Кохв.

Коэффициенты охвата пластов по толщине

Таблица

Залежь	Пласты			
	Т1	Т2	П	КВ
Западная	74%	78%	нет	49%
Центральная	50%	нет	85%	44%

Как известно Шаимский нефтегазоносный - старейший нефтегазодобывающий район Западной Сибири [3]. В настоящее время месторождение находится на завершающей стадии, характеризуется высокой степенью выработки запасов и текущей обводнённости добывающей продукции. Максимальная концентрация оставшихся запасов соответствует зонам, где к настоящему времени не выработаны отложения пласта КВ. Из проведенного анализа можно сделать вывод, что для прироста добычи необходимо приобрести пласта КВ в скважинах, где он в настоящее время не работает, с помощью проведения ГТМ: дострел/перестрел пласта, ГРП, ОПЗ. При правильном подходе к изучению и последующей довыработке пласта КВ, эти нетрадиционные отложения могут служить полноценным объектом разработки с высокими значениями извлекаемых запасов.

Литература

- 1. «Дополнение к проекту разработки» (протокол ТО ЦКР по ХМАО №667 от 15.06.2005 г.) и «Авторский надзор за реализацией дополнения к проекту разработки» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре №1109 от 23.12.2008 г.), 1054с.*
- 2. Журавлева Е.Г. Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование нефтегазоносных горизонтов Западной Сибири. Москва, «Недра», 1976г.267с.*
- 3. Печеркина М.Ф. Особенности геологического строения и разработки месторождений Шаимского НГР. Урай-Тюмень, 2002г. 344с.*

УДК 550.832

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ
ПАРАСЕКВЕНЦИЙ ДЛЯ РАСЧЛЕНЕНИЯ
ВАСЮГАНСКОГО ГОРИЗОНТА САВУЙСКОГО
ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ЗАПАДНАЯ
СИБИРЬ)**

В.А. Маркин

Уральский государственный горный университет, студент 5 курса,
markin-vladislav@inbox.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Алексеев В.П.

Аннотация: использование современной методики интерпретации данных гамма-каротажа по А.А. Krassay применительно к васюганской свите Савуйского газонефтяного месторождения (Западная Сибирь) с целью выделения парасеквенций для установления закономерностей строения свиты.

Ключевые слова: парасеквенция, гамма-каротаж, васюганская свита, корреляция.

**APPLICATION OF THE METHOD FOR SEPARATING
PARASEQUENCES FOR THE CORRELATION OF THE
VASYUGAN SUITE AT THE SAVUY OIL AND GAS FIELD**

V.A. Markin

Ural State Mining University, 5st year Student, markin-vladislav@inbox.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Alekseev V.P.

Abstract: Use of modern techniques for interpreting gamma-ray log data by A.A. Krassay for the Vasyugan suite at the Savuy gas and oil field (Western Siberia) in order to separate parasequences for the establish the regularities of the formation of the suite.

Keywords: parasequence, gamma-ray log data, vasyugan suite, correlation.

Проблемы расчленения и корреляции верхнеюрских отложений на территории Западной Сибири издавна привлекали геологов. Основной нефтеносный горизонт Ю₁ (нижняя часть верхней юры), широко распространенный на этой территории, имеет сложное строение. Сложность конструкции этого горизонта и сильная его изменчивость по латерали зачастую приводят к разной индексации одних и тех же пластов и, соответственно, к разным схемам корреляции основных разрезов этой толщи.

В данной работе использована методика выделения парасеквенций (*parasequence*) по А.А. Krassay [1]. В основе методологии лежит интерпретация кривых гамма-каротажа с целью установления ретроградационного (“колокол”), агградационного (“цилиндр”) и проградационного (“воронка”) трендов (рис. 1). Так, граница парасеквенции проводится в точке, в которой происходит смена увеличения зернистости на уменьшение, а поверхность морского затопления (*marineflooding surface*), в свою очередь, устанавливается в точке, где на смену уменьшения зернистости приходит ее увеличение (рис. 1).

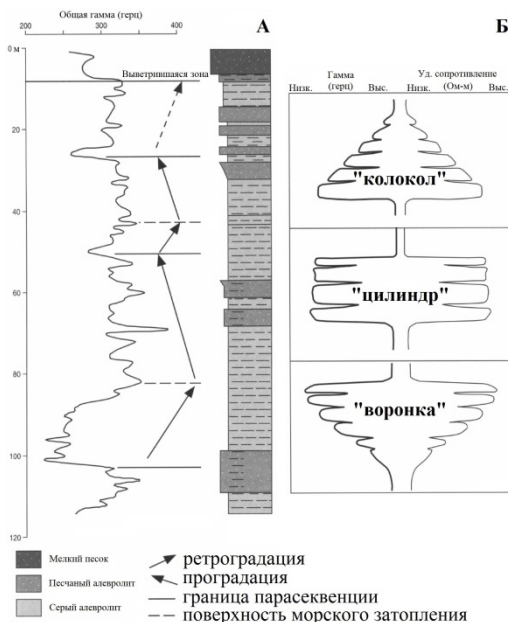


Рис. 1. Интерпретация трендов кривой гамма-каротажа по А.А. Krassay, 1998 [1] (с изменениями); А- теоретический пример, Б- интерпретация (тренды)

Для выявления закономерностей строения рассмотрена методология выделения трендов применительно к интервалу васюганской свиты Савуйского газонефтяного месторождения, расположенного в Сургутском районе ХМАО-Югры. Корреляция показывает, что верхний репер (георгиевская свита) выдержана по литологическому строению и записи ГИС, ее толщина составляет 5-6 м (подошва свиты принята за нулевую линию). На тюменской свите залегает песчаный пласт, индексируемый в последнее время как Ю₂⁰ – пахомовская пачка. Таким образом, выделяется собственно васюганская часть толщиной 78 м (рис. 2).

Васюганская свита делится на две подсвиты: нижнюю – однородного строения с преобладанием тонкозернистой фракции, и верхнюю – преимущественно песчаную (рис. 2). Верхневасюганские песчаные пласты разделены и индексируются от Ю₁¹ до Ю₁³. Граница нижней и верхней подсвиты традиционно проводится под пластом Ю₁³.

Один этаж отложений в районах трех разных скважин имеет разную фациальную природу (рис. 2).

Отложения в районе скважины 1 характеризуются дельтовыми фациями, характерными для проградационного напластования. Далее происходит смена преимущественно проградационного тренда и в районе скважины 2 идентифицируется проградационно-агградационная последовательность, характеризующая смену дельтовых отложений на трансгрессивные (приливные). Далее ситуация сменилась на противоположную и в районе скважины 3 характеризуется сменой уже приливной обстановки наступлением фронта дельты.

Смена трансгрессивных, преимущественно агградационных, трендов на регрессивную проградационную последовательность свидетельствует о том, что сочленение границ пластов Ю₁² и Ю₁³ формируют поверхность, которая представляла собой морское дно в момент максимального развития трансгрессии – поверхность морского затопления (*marineflooding surface*). Именно этой границе соответствует васюганский региональный циклит.

Таким образом, используя методологию интерпретации кривых гамма-каротажа по А.А. Krassay выполнено детальное расчленение отложений васюганского горизонта; выявлена закономерная фациальная изменчивость на большом расстоянии; выделена поверхность морского затопления, наличие которой подтверждает характерные для васюганской свиты условия формирования.

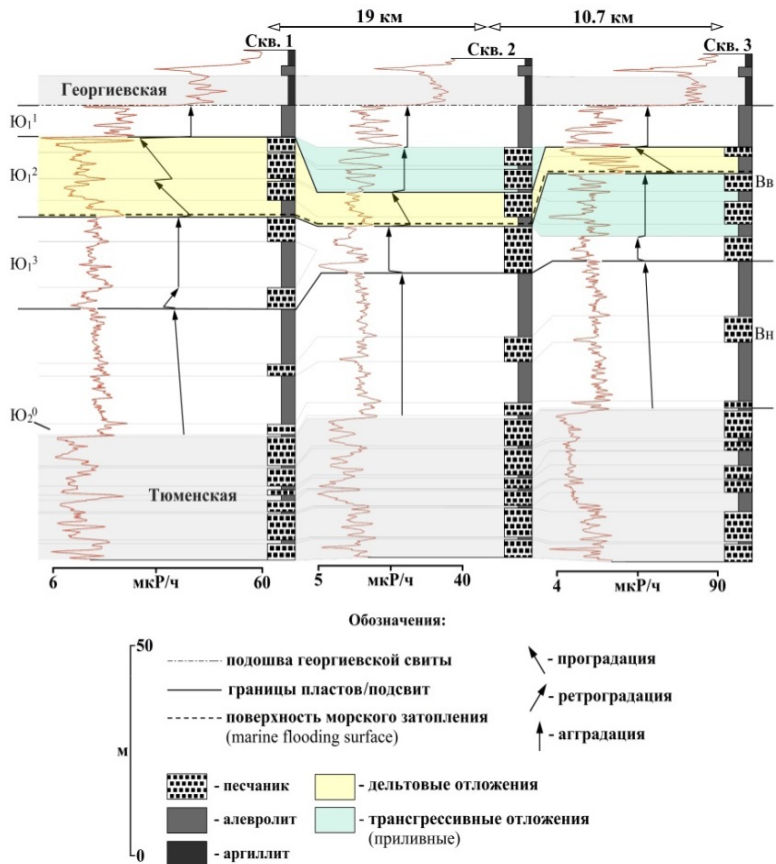


Рис. 2. Расчленение васоганского горизонта

Литература

1. Krassay A.A. *Gamma-ray logging and sequence stratigraphy* // *AGSO Journal of Australian Geology & Geophysics*. Australia, 1998. 285-299 p.

УДК 553.981/982

**ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ВОСТОКЕ
ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ (СЮГДЖЕРСКОЙ) НГО
РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)**

Д.В. Маслов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО
РАН, аспирант 1 курса, maggot.md1994@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н. Моисеев С.А.

Аннотация: На востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО значительные перспективы для выявления крупных скоплений нефти и газа связаны с ботуобинским горизонтов. На основании детальной корреляции было показано, что горизонт на изучаемой территории залегает в виде трёх изолированных разновозрастных баровых тел.

Ключевые слова: Сюгджерская НГО, венд, горизонт, баровая система.

**FEATURES DISTRIBUTION OF THE BOTUOBINSK
HORIZON IN THE EAST OF THE CENTRAL-TUNGUSKA
(SYUGDZHER) PETROLEUM REGION OF THE REPUBLIC
OF SAKHA (YAKUTIA)**

D.V. Maslov

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, 1st year
Post-graduate Student, maggot.md1994@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy S.A. Moiseev

Abstract: In the East of the Central-Tunguska (Syugdzhher) petroleum region has significant prospects to identify large accumulations of oil and gas associated with the botuobinsk horizon. On the basis of detailed correlation, it was shown that the horizon in the study area occurs as three isolated uneven solid bar.

Keywords: Syugdzhher petroleum region, vendian, horizon, bar system.

Анализ результатов испытания и опробования скважин показал, что продуктивные горизонты терригенного венда на территории исследования либо не испытывались, либо испытывались в открытом стволе, при этом вскрытие горизонтов проводилось на неподходящем для этой цели утяжеленном глинистом растворе, что приводило к коьматации призабойного пространства.



Рис. Карта толщин песчаников ботуобинского горизонта (B_5)

Результаты бурения параметрических и поисковых скважин в пределах восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО, данные геолого-технологических исследований и материалы ГИС позволяют с известной степенью достоверности предполагать о нефтегазонакоплении в пределах этой обширной территории и оценивать перспективы ее нефтегазонаосности [1,2,3].

В результате построений в ботуобинском горизонте было выделено три изолированных разновозрастных песчаных (баровых) тела, каждому из которых присвоен свой индекс (рис.).

Первое баровое тело (B_5^1) выделяется в районе Мирнинской группы месторождений. Максимальная толщина ботуобинского горизонта здесь в скважине Багдынская-2810 достигает 19 м.

Второе баровое тело (B_5^2) выделено в районе Дюданской площади. Между выделенными баровыми телами B_5^1 и B_5^2 , выявлено отсутствие песчаных отложений ботуобинского горизонта. Максимальная толщина ботуобинского горизонта 31 м вскрыта в скважине Дюданская 2910.

Третье баровое тело (B_5^3) выделено в районе Эйикской площади. Максимальная его толщина, вскрытая в скважине Эйикская 3430, составляет 30 м.

Литература

- 1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.*
- 2. Ефимов А.О., Чернова Л.С., Фомин А.М., Лебедев М.В. Нефтегазонаосность ботуобинского горизонта в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклиз. // Геология нефти и газа, 1991. – Т. 45. – № 8. – С. 2-6.*
- 3. Н.В. Мельников, М.С. Якишин, Б.Б. Шишкин и др. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления. Новосибирск: Академическое издательство "ГЕО", 2005. – 428 с.*

УДК 550.812.1

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ
СКЛАДОВ УРАЛА НА ОСНОВЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО
И БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Л.И. Минлигалиева

Российский государственный университет нефти и газа имени И. М.
Губкина, аспирант 2 года обучения, liana_abril@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Осипов А.В.

Аннотация: в статье рассмотрены результаты геомеханического и бассейнового моделирования в зоне передовых складов Урала. Проведено восстановление доденудационного рельефа изучаемого района и его палеорекострукции. Исследованы процессы генерации, миграции и аккумуляции УВ в зоне передовых складов Урала.

Ключевые слова: предуральский краевой прогиб, передовые складки Урала, палинспатические реконструкции, геомеханическое моделирование.

**FORECAST OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE
SOUTHERN PART OF PEDAL DEFLECTION AND AREA
PERCH SDK URL, BASED ON GEEK AND POOL MODEL**

L.I.Minligaliev

Gubkin Russian State University of oil and gas, Post-graduate Student,
liana_abril@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader A.V.Osipov

Abstract: the article considers the results of geomechanical and basin modeling in the zone of the Urals advanced folds. Restoration adenocarcinoma the topography of the area studied and paleoreconstructions. The processes of generation, migration and accumulation of UV in the zone of advanced folds of the Urals.

Keywords:Ural foredeep advanced folds of the Urals, palinspastic reconstruction, geomechanical modeling.

Мировой опыт геолого-разведочных работ (ГРП), свидетельствует о том, что зоны передовых складок предгорных прогибов являются перспективными в нефтегазоносном отношении. Рассматриваемая территория относится к Западно-Уральской внешней зоне складчатости, более известной исследователям как передовые складки Урала. Зона сложена в основном девонскими, каменноугольными и нижнепермскими породами. Внутренняя структура этой зоны характеризуется развитием системы взбросо-надвигов и подвигов, по которым комплексы Западноуральской зоны надвинуты (шарьированы) в западном направлении. Эти дислокации, а также парагенетически связанные с ними системы сопряженных антиклинальных и синклинальных складок разного масштаба образовались за счет горизонтальных сил сжатия, направленных со стороны Урала и обусловленных позднепалеозойским коллизионным геотектоническим режимом [1,2].

Для реконструкции развития зоны передовых складок Урала, автором использована технология геомеханического моделирования, реализованная в программном комплексе Dynel компании Schlumberger. Приведение разреза в положение, предшествующее складчато-надвиговым дислокациям или процессам растяжения, позволяет выполнить реконструкцию структурной эволюции региона.

Для контроля качества сейсмической интерпретации необходимо проведение балансировки и палеореконструкций. Балансировка разрезов осадочного чехла восточного борта южного сегмента Предуральского прогиба и зоны передовых складок Урала позволяет оценить толщину размытых отложений, учёт которой особенно важен при моделировании эволюции УВ систем [3].

Балансировка и палеореконструкции позволили проверить корректность сейсмической интерпретации, оценить толщины эродированных отложений, упростить и скорректировать геометрию разрезов для реконструкций отдельных этапов структурной эволюции и моделирования УВ систем, а также предложить сценарии геологического развития рассматриваемой территории. Толщины эродированных поверхностей составили около 3000 м.

После построения палеореконструкций в программном комплексе Dynel, необходим анализ бассейновой модели. Для этого полученную модель по результатам геомеханического моделирования загрузили в программный комплекс Petromod компании Schlumberger.

Классический алгоритм построения бассейновой модели включает создание структурного каркаса, заполнение его

литологическими разностями и создание УВ систем с учетом геохимических характеристик осадочного разреза модели [4,5].

По итогам термобарического анализа НГМТ визейско-башкирского НГК вошли зону генерации ранней нефти к концу раннепермского периода ассельского века на территории передовых складок. К концу раннепермского периода артинского века НГМТ визейско-башкирского НГК вошли в «нефтяное окно».

По результатам моделирования были исследуемы процессы миграции и аккумуляции УВ. К концу раннепермского периода началась первичная миграция УВ по направлению преимущественно вертикальная. Выделены потенциальные расчетные аккумуляции жидких УВ в зоне передовых складок Урала.

НГМТ визейско-башкирского НГК вошли в зону генерации ранней нефти в конце ассельского века, а в главную зону нефтеобразования в конце артинского века в пределах зоны передовых складок и Тастубской флексуры.

Миграция УВ визейско-башкирского НГК началась в конце артинского века пермского периода в пределах зоны передовых складок и Тастубской флексуры.

Расчетные аккумуляции сосредоточены в сводовых частях передовых складок Курмаинской, Новоивановской и Юлдашевской антиклиналях в башкирских отложениях, по фазовому составу преимущественно нефтяные, погруженные на глубинах от 4000-4300 м.

По результатам исследований можно сделать вывод, что к концу артинского века пермского периода были необходимые термобарические, литолого-фациальные и геохимические условия для генерации, миграции и аккумуляции УВ.

Именно эти расчетные аккумуляции, по мнению автора, можно считать первичными. Дальнейшее передвижение данных расчетных аккумуляций возможно в результате образования взбросо-надвиговых дислокаций и ловушек в тектонически экранированных поднадвиговых складках, обусловленное коллизионным тектогенезом.

Во взбросо-надвиговых зонах восточного борта Предуралья прогиба наряду с известными факторами, контролирующими формирование скопления УВ, выявлены дополнительные факторы, связанные с генерацией тепла и интенсивным дроблением пород – трещинообразованием за счет повышения тектонических напряжений. Последние обусловлены коллизионным тектогенезом и выразились в образовании в толще осадочные породы в рассматриваемом районе зон субгоризонтальной расслоенности. Протяженные разломы могут

служить путями миграции первичных скоплений УВ. Широкое развитие взбросов и надвигов могут служить зонами разгрузки и создавать благоприятные условия для геофлюидодинамического режима [6,7].

В результате перестройки структурных планов осадочных бассейнов, в том числе взбросо-надвиговых тектонических процессов, происходит переформирование некоторых УВ скоплений за счет латерального и вертикального перетока нефти и газа из первичных ловушек в новые.

Таким образом, передовые складки Урала следует рассматривать как важнейшие нефтегазоконтролирующие элементы покровно-складчатой структуры региона.

Литература

1. Гаврилов В. П. Геодинамическая модель нефтегазообразования в литосфере и ее следствия // *Геология нефти и газа*. – 1998. №6. – с. 2-12.
2. Пучков В. Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогени). – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010.- 280 с.
3. Керимов В. Ю., Кузнецов Н. Б., Мустаев Р. Н., Осипов А. В., Бондарев А. В., Нефедова А. С. Условия формирования скоплений углеводородов во взбросо-надвиговых структурах восточного борта Предуральского прогиба // *Нефтяное хозяйство*. – М., 2017. №7.- с.36-41.
4. Минлигалиева Л. И., Салихова И. М. Углеводородные системы южной части Предуральского краевого прогиба. Сборник тезисов Юбилейной 71-ой международной молодежной конференции «Нефть и газ-2017». Секция «Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа», с. 86.
5. Минлигалиева Л. И. Перспективы нефтегазоносности складчато-надвигового пояса Южного Урала. Сборник тезисов Юбилейной 71-ой международной молодежной конференции «Нефть и газ-2017». Секция «Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа», с. 86.
6. Минлигалиева Л. И. Перспективы нефтегазоносности Бузулукской впадины на основе моделирования ГАУС. В сборнике: Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии материалы международной научно-практической конференции молодых ученых, приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. С. 17-18.
7. Минлигалиева Л.И. Геомеханическое и бассейновое моделирование зоны передовых складок Урала. В сборнике: Актуальные вопросы поисков и разведки месторождений нефти и газа. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. 2017. С.153-161.

УДК 553.982

**СВЕРХВЯЗКИЕ НЕФТИ УФИМСКОГО ТЕРРИГЕННОГО
КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН. ПРОБЛЕМЫ
И ИХ РЕШЕНИЯ НА СТАДИИ ОЦЕНКИ ПОИСКОВО-
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

Р.А. Мударисова¹, Ю.В. Волков², Д.Р. Гатин³

Казанский (Приволжский) федеральный университет, аспирант 1 года обучения¹, rayshania@mail.ru; молодой ученый², lyvolkoff@yandex.ru; студент 3 курса³, daniyar121997@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Волков Ю.В.

Аннотация: Опробование и исследование скважин на месторождениях сверхвязких нефтей зоны гипергенеза делают неприемлемыми традиционные подходы к оценке количества и качества продуктивных объектов. В настоящей статье изложена последовательность выполняемых работ, необходимых для оценки запасов на стадии поисково-разведочных работ, являющихся обязательными по требованиям ФБУ ГКЗ Роснедр.

Ключевые слова: месторождения, сверхвязкие нефти, зона гипергенеза, паротепловая обработка, продуктивные пласты, технология, производство, оценка запасов.

**SUPER-HIGH OIL OF THE UFIM TERRIGENOUS
COMPLEX OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN.
PROBLEMS AND THEIR SOLUTIONS AT THE STAGE OF
EVALUATION OF SEARCH-EXPLORATION WORKS**

R.A. Mudarisova¹, Y.V. Volkov², D.R. Gatin³

Kazan Federal University, 1st year Student Post-graduate Student¹, rayshania@mail.ru; Young Researcher², lyvolkoff@yandex.ru; 3rd year Student³, daniyar121997@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader Y.V. Volkov

Abstract: the testing and investigation of wells in hypergenesis zone heavy oil deposit make unacceptable traditional approaches to assess the quantity and quality of productive facilities. This article presents a sequence of required works for

reserves assessment at the stage of exploration, are mandatory requirements for the Federal State Institution "State Commission on Mineral Reserves".

Keywords: deposit, heavy oil, hypergenesis zone, steam-heat treatment, reservoirs, technology, production, reserves assessment.

Существующая в нефтяной промышленности стадийность подготовки объекта разработки к эксплуатации, содержит «логистику» использования технологий, включающих комплекс работ от проектирования разведочных работ до ввода месторождения в эксплуатацию.

Этап опробования и исследования разведочных скважин является формирующим начальные положения, которые определяют все последующие этапы развития месторождения (залежи) во времени.

В настоящей статье этап опробования и исследования изложен инструктивно с отражением последовательности выполняемых работ.

Для решения многих практических задач, связанных с поиском, разведкой, проектированием разработки месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и их эксплуатации, следует получить ряд параметров для составления технологических схем и проектов разработки месторождения согласно действующего регламента. Необходимо иметь информацию о начальных пластовых давлениях и температурах, свойствах и составе битума, воды и газа, величинах реализованных депрессий и полученных дебитах, допустимых депрессиях на пласт, коррозионной активности продукции и её обводнённости, интенсивности выноса мех.примесей в зависимости от текущих дебитов, давления и температуры [1].

Особенности залежей СВН, расположенных в зоне гипергенеза, такие как небольшие глубины залегания, низкие пластовые давления и температуры, высокая вязкость в пластовых условиях, значительное содержание в поровом пространстве свободной воды, наличие водоносных пропластков в теле залежи, повсеместные подошвенные воды, малые эффективные толщины продуктивных пластов и др. делают неприемлемыми традиционные подходы к опробованию и исследованию скважин, так как не позволяют получить необходимую информацию об испытываемом объекте.

В этих случаях опробование и исследование поисково-разведочных скважин необходимо проводить с учетом предполагаемых методов воздействия на пласт, которые будут рекомендованы в проектах разработки месторождений СВН.

Как правило, высокая обводнённость продукции, малые притоки битума, а часто их полное отсутствие на естественном режиме

работы пласта (ЕР) не позволяют достаточно полно оценить добывные возможности скважины. Поэтому, наряду с опробованием и исследованием на естественном режиме, должны проводиться мероприятия с прогревом, как наиболее эффективным методом воздействия на пласт для интенсификации притока нефти (СВН) [2].

В соответствии с накопленным опытом по опробованию и исследованию скважин с паротепловым воздействием (прогревом), после окончания бурения, каротажа (ГИС), спуска обсадной колонны, цементации и акустических исследований проводится перфорация скважин. Далее, из пласта с помощью комплекса для свабирования скважин (КСС) отбирается объем жидкости на 2-3 м³ больше, чем поглощено при его вскрытии. В течение последующих 1-2 суток определяется дебит скважины на естественном режиме, снимается кривая восстановления уровня, а также замеряется пластовая температура и давление. Паротепловое воздействие осуществляется с помощью передвижных парогенераторных установок с темпом закачки пара от 3-5 т/час. Одновременно в затрубье закачивается воздух от компрессора. В процессе термообработки пласта регистрируется серия термограмм с целью определения интервала приемистости и температуры теплоносителя на забое. После закачки теплоносителя скважина останавливается на термокапиллярную пропитку, которая продолжается до снижения забойной температуры до уровня 50-70 °С. Далее с помощью КСС (сваба) осуществляется отбор жидкости с замером и регистрацией динамического уровня и забойной температуры. Отбор жидкости проводится до снижения дебита жидкости до уровня 0,3-0,5 м³/сут. После окончания отбора регистрируется восстановление давления (КВУ) и измеряется забойная температура [3].

В связи с установленным неоднородным распределением нефтенасыщенности в отложениях уфимского яруса, а это основной объект испытания, и выделением в разрезе продуктивной и переходной зон, нефтенасыщенные интервалы необходимо опробовать раздельно, выделяя объекты опробования по данным каротажа и макроописанию керна.

При опробовании интервалов основной (продуктивной) части с пониженным нефтесодержанием следует предусмотреть водоизоляционные работы и не перфорировать часть эксплуатационной колонны против пропластков с пониженной нефтенасыщенностью или против водоносных пластов [4].

Недропользователям следует учесть, что приборы и оборудование, используемые при исследовании, с годами могут

усовершенствоваться; появляются новые либо модификации имеющихся, либо более совершенные в части телемеханизации, автоматизации и радиодепортации. Этот процесс постоянен и неизбежен.

В техническом задании на исследование недропользователь (заказчик) должен указать подрядчику проведение мониторинга на все виды техники, оборудования, приборного парка на дату производства работ по исследованию.

В заключении следует отметить, что этап освоения и исследования продуктивных пластов залежей СВН присущ всем стадиям поисково-разведочных работ и является «гибкой» системой освоения скважин, необходимой при оценке, прежде всего, добычных возможностей пластов, начиная с ранних стадий освоения и до ввода месторождения (залежи) в разработку.

Литература

- 1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. - М: Недра, 1988. - 343 с.*
- 2. Пат.2151862 РФ. Способ разработки залежей тяжёлых нефтей и природных битумов / Ю. В. Волков, М.И. Старшов, Н.Н. Ситников, Р. М. Абдулхаиров, Ю. В. Ракутин, Г. А. Рейм, А. П. Михайлов; Региональный научно-технологический центр Урало-Поволжья (РНТЦ ВНИИнефть) - № 98120996; заяв. 16.11.1998; опубл. 27.06.2000, Бюл. № 18, 3 с.*
- 3. РД 39-0147035-293-89. Инструкция по опробованию битумных скважин. Введ. 01.01.1989. - Б.: БКО ВНИИ, 1989. – 41 с.*
- 4. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. – М: КУБК-а, 1997. - 313 с.*

УДК 553.982

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ ДОМАНИКОВОЙ
НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ ТОЛЩЕЙ ВОЛГО-
УРАЛЬСКОГО БАССЕЙНА**

А.Ю. Муленкова¹, О.А. Емельяненко²

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова,
аспирант 1 года обучения¹, ООО «Бейсип-ГеоТех», молодой ученый²,
alex.mulenkova@gmail.com, o.a.emelianenko@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник Фадеева Н.П.

Аннотация: В настоящее время разведанные запасы нефти из традиционных резервуаров России сокращаются, что приводит к неуклонному падению добычи нефти. Трудноизвлекаемые запасы становятся одним из главных источников пополнения ресурсной базы. Доманиковые отложения Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) содержат трудноизвлекаемые запасы УВ и, таким образом, являются объектом, с которым может быть связано их увеличение. Авторами выполнено бассейновое моделирование для оценки перспектив доманиковой формации Южно-Татарского свода (ЮТС) и прилегающей территории.

Ключевые слова: Волго-Уральский НГБ, Южно-Татарский свод, доманиковые отложения, нефтегазоматеринские (НГМ) свиты, пиролиз, бассейновое моделирование.

**MODELING OF HYDROCARBON PROCESSES BY
DOMANIC SOURCE ROCK OF THE VOLGA-URAL
PETROLEUM PROVINCE**

A.Yu. Mulenkowa¹, O.A. Emelyanenko²

Lomonosov Moscow State University, 1st year Post-graduate Student¹,
Beicip-GeoTechnologies, Young Researcher²,
alex.mulenkova@gmail.com¹, o.a.emelianenko@gmail.com²

Research Supervisor: PhD in Geology and Mineralogy, Leading Researcher
N.P. Fadeeva

Abstract: By present day developed reserves of oil from conventional reservoirs of Russia are significantly declining that leads to consequent decreasing in the oil yields. Unconventional reserves become one of the major sources of the resource base restocking. Domanic formation of the Volga-Ural petroleum province contain unconventional HC reserves and are considered as an object for their increasing. Authors fulfilled basin modeling of the South-Tatar arch and adjacent area for reserves estimation of the Domanic formation.

Keywords: Volga-Ural petroleum province, South-Tatar arch, Domanic formation, source rocks, pyrolysis, basin modeling.

Для воссоздания геолого-геохимической истории развития углеводородного потенциала Южно-Татарского свода и прилегающей территории был использован метод бассейнового моделирования. Нефтегазоносность любого осадочного бассейна обусловлена следующими основными процессами: накопление исходного органического вещества (ОВ), преобразование ОВ и образование УВ, их эмиграция из НГМ пород, последующая миграция и поступление в коллектор. Для моделирования в программном пакете Temis Flow 2016 был выбран региональный профиль, проходящий через восточный склон ЮТС, Благовещенскую впадину и Бельскую депрессию (рис. 1). Протяженность профиля – 235,5 км, мощность отложений осадочного чехла – 15,0 км. На сейсмогеологическом профиле были прослежены 22 основных отражающих горизонта (рис. 2). Литолого-фациальная модель 2D профиля была построена на основании данных скважин, расположенных на восточном склоне ЮТС.

В результате моделирования условий катагенетического преобразования нефтематеринских пород положение верхней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в исследуемом районе проходит на глубине около 1700-3000м. В зоне ГЗН сейчас находятся нефтематеринские породы от верхнего девона до венда, которые в данный момент генерируют углеводороды. Модель калибровалась по данным скважин восточного склона ЮТС (замерам отражательной способности витринита) и литературным материалам. Также калибровка модели производилась на открытые месторождения. По результатам моделирования нефтематеринские отложения верхнего девона находятся в самом начале ГЗН. В то время как каменноугольные НМТ еще недостаточно зрелые. Степень выработанности НМТ верхнего девона в пределах изучаемой территории низкая, что говорит о высоком потенциале этих отложений, в то время как вендские отложения в пределах наиболее погруженной части профиля израсходовали свой потенциал до 90-100%.

Помимо литологических данных в модели были заданы НГМТ и их параметры. И использованные значения геохимических параметров приведены в таблице.

По результатам 2D моделирования удалось выделить несколько перспективных НГК (девонский и среднекаменноугольный).

Насыщение углеводородами по профилю неравномерно, наиболее перспективной является восточная часть профиля, где НМТ толщи более преобразованы. Насыщение верхнего девона происходит за счет собственных НМТ (в среднем до 10%), а не за счет миграции из нижележащих. Это подтверждается и результатами геохимических исследований.

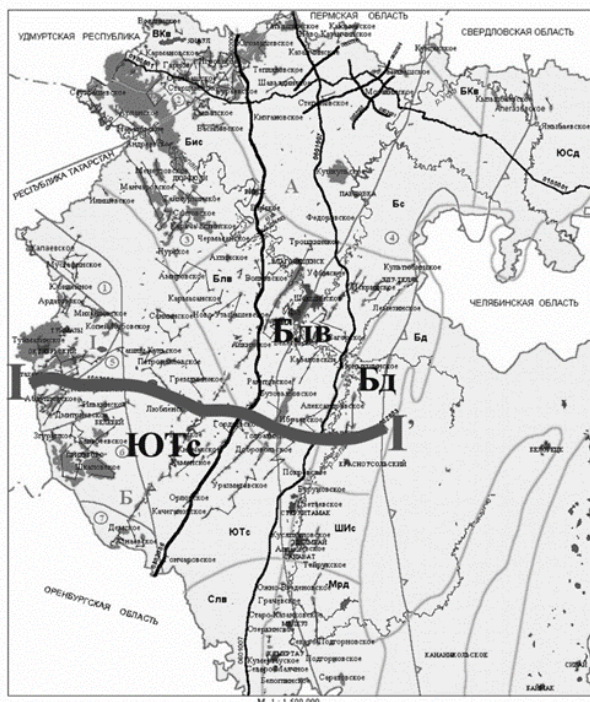


Рис. 1. Тектоническая карта с расположением профиля по линии I-I

Моделирование миграции и аккумуляции углеводородов проводилось с учетом литологических характеристик пород (материнских, коллекторов и перекрывающих их пород покрывающих) и давления.

Было рассмотрено несколько сценариев с проводимостью разломов (проницаемые/непроницаемые), при этом существенной разницы получено не было. НМТ мало преобразованы и количества сгенерированных УВ недостаточно для миграции на ЮТС, но в пределах Благовещенской впадины

идет миграция вверх по восстанию из более погруженной части в сторону Бельской депрессии.

Результаты анализа структурного плана показывают, что основная часть ловушек сформировалась до активной миграции УВ из нефтематеринских пород, что является благоприятным фактором для формирования и сохранности залежей УВ.

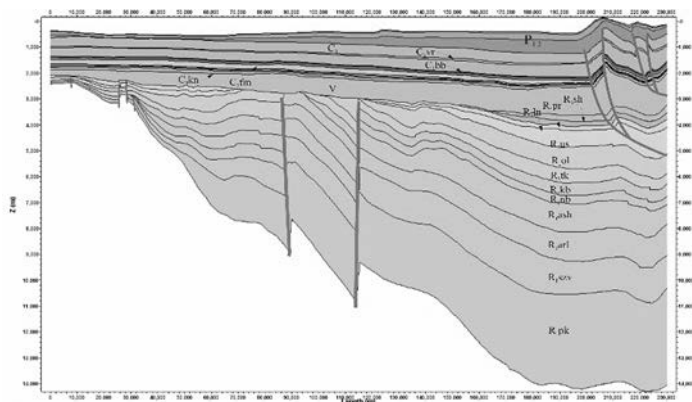


Рис. 2. Стратиграфический разрез

Таблица			
Геохимические характеристики нефтематеринских отложений			
НМТ	Сорг, %	НП	Тип ОБ
(1) Аргиллиты C_2m_2	6	500	II
(2) Глинисто-карбонатная порода C_1v_2	7	500	II
(3) Битуминозно-карбонатно-кремнистая порода $D_3f_2m_2$	5	400	II
(4) Битуминозно-карбонатно-кремнистая порода $D_3f_2m_1$	10	520	I-II
(5) Битуминозно-карбонатно-кремнистая порода D_3f_2dm	9	500	II
(6) Глинисто-карбонатная порода D_2v_1ml	5	450	II
(7) Аргиллиты V_2	3	500	II

УДК 553.928

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВАТЬЕГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Н.К. Мурзабулатов

Башкирский государственный университет, магистрант 2 курса,
murzabulatov@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н. профессор Мустафин С.К.

Аннотация: в данной статье рассмотрены гидрогеологические особенности Ватьеганского нефтяного месторождения, а именно пять гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичный (первый), турон-нижеолигоценный (второй), апт-альб-сеноманский (третий), неокомский (четвертый) и юрский (пятый). Проведенные гидрогеологические изыскания в этих комплексах показывают их состав, минерализацию и другие свойства.

Ключевые слова: Ватьеганское месторождение, гидрогеологический комплекс, отложения, минерализация, дебит.

HYDROGEOLOGICAL FEATURES OF THE VATJEGAN OIL FIELD

N.K. Murzabulatov

Bashkir State University, 2st year Master's Degree Student,
murzabulatov@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor S.K. Mustafin

Abstract: this article deals with the hydrogeological features of the Vatjegan oil field, namely five hydrogeological complexes: Oligocene-Quaternary (first), Turonian-Lower Oligocene (second), Aptian-Albian-Cenomanian (third), Neocomian (fourth) and Jurassic (fifth). The hydrogeological investigations carried out in these complexes show their composition, mineralization and other properties.

Keywords: Vatjegan deposit, hydrogeological complex, sediments, mineralization, debit.

Ватьеганское нефтяное месторождение в административном отношении находится в пределах Сургутского района Ханты-

Мансийского автономного округа Тюменской области Российской Федерации, приблизительно в 140 км к СВ от г. Сургута и в 25 км к ЮВ от г. Когалым.

В орографическом плане территория, где расположено месторождение, относится к центральной части Западно-Сибирской низменности и представляет собой слаборасчлененную, сильно заболоченную равнину с пологими отрицательными и положительными формами рельефа.

Речная сеть данного района принадлежит бассейну реки Аган – правого притока р. Обь. Непосредственно на рассматриваемой территории протекают реки Ватьеган, Орт-Ягун, Айка-Еган, Тлокты-Еган, Котуха.

Ватьеганское месторождение в гидродинамическом отношении приурочено к центральной части Западно-Сибирского мегабассейна, наиболее изученной территорией которого является Среднее Приобье. Изучение гидрогеологических условий Ватьеганского месторождения выполнено на базе анализа результатов опробования водоносных комплексов по 141 скважинам (15 объектов) рассматриваемого месторождения, интерпретации геофизического материала, а также с привлечением данных по соседним площадям.

В вертикальном разрезе месторождения выделяется 5 гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичный (первый), турон-нижнеолигоценовый (второй), апт-альб-сеноманский (третий), неокомский (четвертый) и юрский (пятый)[1].

Особенностью Западно-Сибирского артезианского мегабассейна, следовательно, и рассматриваемой площади, является то, что выделяемый в разрезе турон-олигоценовый гидрогеологический комплекс на 70 – 90 % представлен значительной толщей глинистых отложений и делит весь разрез чехла на два резко различных по своим гидрогеологическим условиям этажа.

Верхний этаж слагают континентальные осадки олигоцен-четвертичного возраста, которые в совокупности с отмеченной преимущественно глинистой толщей образуют верхний гидрогеологический этаж, характеризующийся свободным, реже затрудненным водообменом.

Отложения третьего, четвертого и пятого комплексов слагают нижний этаж, обладающий затрудненным и весьма затрудненным водообменом, местами почти застойным режимом, повышенной минерализацией вод. Ниже приводится их характеристика в последовательности снизу вверх.

Пятый гидрогеологический комплекс. Включает трещиноватые породы доюрского фундамента, его кору выветривания, отложения тюменской и васюганской свит. Глубина залегания комплекса колеблется в пределах 2800 – 2900 м. Литологически комплекс сложен преимущественно песчаниками и алевролитами с частыми прослоями аргиллитов. Невысокие коллекторские свойства проницаемых пород, слагающих данный комплекс, обусловили слабые притоки пластовых вод. Пористость коллекторов на Ватьеганском месторождении изменяется от 14 % до 28 %, проницаемость от 0,005 до 1,12 мкм². Опробование комплекса производилось в двух пластах – ЮВ1 и ЮВ2. Минерализация вод по исследованным пробам колеблется от 11,2 до 64,8 г/л, составляя в среднем 25,4 г/л. Тип вод хлоркальциевый.

Четвертый гидрогеологический комплекс. Охватывает отложения ачимовской толщи и вышележащих пачек мегионской, вартовской и нижней части алымской свит. Литологически комплекс представлен чередованием песчаных и глинистых слоев с резкой фациальной изменчивостью. Глубина залегания кровли водоносного комплекса изменяется от 1630 – до 2430 м. Общая толщина комплекса составляет 800м. Коллекторами в комплексе являются песчаники и алевролиты. По результатам опробования воды этого комплекса напорные, термальные. В пределах Широкого Приобья к отложениям данного комплекса приурочены основные залежи нефти, на Ватьеганском месторождении таковыми являются пласты АВ1-2 и БВ1, а также ачимовская толща и пласты БВ10, БВ7-1, БВ6-1, 2, АВ8, АВ7, АВ6.

Третий гидрогеологический комплекс. Комплекс приурочен к отложениям апт – сеноманского возраста. Глубина залегания комплекса в пределах Ватьеганского месторождения составляет от 900 м до 1630 м. Общая толщина комплекса около 730 м. Представлен, в основном, переслаиванием песков, песчаников с алевролитами и глинами. По результатам анализов водозаборных скважин сеноманская вода – напорная, термальная, соленая. Минерализация воды изменяется от 16,0 до 21,0 г/л и в среднем составляет 19,8 г/л. Вода по типу хлоркальциевая, бессульфатная. Водупором третьего гидрогеологического комплекса является мощная толща глинистых пород верхнемелового и палеогенового возраста. Воды этого комплекса широко используются для технического водоснабжения в системе поддержания пластового давления.

Второй гидрогеологический комплекс. Объединяет отложения турон – олигоценного возраста, представленные преимущественно глинистыми породами. В гидрогеологическом отношении комплекс

является региональным водоупором, изолирующим нижележащие водоносные комплексы от вышележащих. Толща пород достигает 600 – 800 м. В разрезе комплекса отмечены тонкие песчано-алевритовые прослои, гидрогеологические условия которых на территории не изучены.

Первый гидрогеологический комплекс. Представлен песчано – алевритистыми и глинистыми отложениями олигоцен – четвертичного возраста толщиной около 500 м. Особенностью этой части разреза является наличие сезонно и многолетнемерзлотных пород, залегающих на глубинах 170 – 229 м [2,3]. Проведенные гидрогеологические изыскания в рассматриваемом районе показывают, что наиболее удовлетворяют требованиям хозяйственно-питьевого водоснабжения воды атлым-новомихайловского водоносного горизонта, залегающего на глубинах 150-250 м и характеризующегося значительной водообильностью. По данным разведочно-эксплуатационного бурения, в районе пос. Новоаганск вода пресная, с минерализацией 0,13-0,31 г/л, мягкая, гидрокарбонатная, кальциево-магниева, с повышенным содержанием железа. Дебит – 15-27 м³/час. При эксплуатации нефтяных месторождений для поддержания пластового давления используются подземные воды апт-альбсеноманского комплекса, которые являются более эффективным источником заводнения по сравнению с речными водами. Преимущество их связано в первую очередь с тем, что по своему химическому составу эти воды близки к пластовым водам нефтяных залежей и не требуют дополнительных затрат на очистку.

Литература

- 1. Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа». Ханты-Мансийск, 2004 г. 143 стр.*
- 2. А.В. Сидоренко. Гидрогеология СССР, том XVI, Западно-Сибирская равнина. Москва. «Недра», 1970 г. 368 стр.*
- 3. Газизов А.Ш., Газизов А.А. «Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах.» Москва. «Недра-Бизнесцентр», 1999 г. 285 стр.*

УДК 665

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПЕРИЛЕНОВ В
БИТУМОИДАХ ПОРОД «ДИВЬИНСКОЙ» СВИТЫ
РАЗРЕЗА КАМАЙСКИЙ ЛОГ**

О.В. Наборщикова

Пермский государственный национальный исследовательский
университет, молодой ученый, olyanab1990@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Карасева Т.В.

Аннотация: Статья посвящена изучению периленов в породах «дивьинской» свиты обнажения «Закопушка» разреза Камайский Лог. Приведено количественное содержание периленов в хлороформенных битумоидах пород с помощью электронной спектроскопии. На основе полученных данных сделаны выводы о наличии в разрезе участков с высоким содержанием периленов.

Ключевые слова: перилены, битумоид пород, электронная спектроскопия, «дивьинская» свита, обнажение «Закопушка».

**DETERMINATION OF CONTENT OF PERYLENE THE
BITUMOIDS OF ROCKS THE «DIVINSKAYA» SUITE
SECTION OF THE KAMAYSKY LOG**

O.V. Naborshchikova

Perm State University, Young Researcher, olyanab1990@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor T.V. Karaseva

Abstract: The article is devoted to the study of rocks the «divinskaya» suite of the outcrop «Zakopushka» section of the Kamaysky Log. The quantitative content of perylene in chloroform bitumoids of rocks is analyzed using electron spectroscopy. The conclusions based on the presence in the well column of sections with a high content of perylene.

Keywords: perylene, rocks bitumoids, electron spectroscopy, «Divinskaya» Suite, outcrop «Zakopushka».

©*О.В. Наборщикова*

Разрез Камайский Лог находится на левом берегу р. Сылвы и включает в себя обнажения, встречающиеся по правому склону Камайского лога от устья в сторону вершины в юго-западном направлении. Камайский Лог относится к крупным древним логам, вершины которых находятся в пределах высокой равнины [1].

Среди обнажений разреза наибольший интерес представляет «Закопушка», в изученных образцах которой было обнаружено повышенное содержание металлопорфиринов ($C_{VO-ПФ} = 45,56 - 13994,60$ нмоль/г, $C_{Ni-ПФ} = 0 - 2699,35$ нмоль/г) [2]. Оно сложено темными, окремненными известняками и мергелями, имеет протяженность 30 м. Находится в средней части правого склона Камайского лога.

Перилен - химическое соединение, полициклический ароматический углеводород с формулой $C_{20}H_{12}$ (рис. 1).

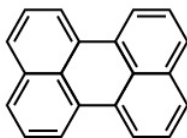


Рис. 1. Химическая формула перилена

Наличие перилена свидетельствует о мелководности бассейна и близости береговой линии. Наиболее часто он встречается в озерных осадках (рис. 2). Наличие перилена может указывать на кероген типа I.

Наиболее широко используемым методом определения концентрации пигментов (перилена, металлопорфиринов) является электронная спектроскопия. Съемку спектров проводят в видимой области в режиме поглощения на спектрофотометре Lambda 35 (PerkinElmer).

По полученным спектрам рассчитывают перилены методом графической экстраполяции (рис. 3).

Концентрации периленовых углеводородов (C , нмоль/г) определяют расчетным методом по формуле Ламберта-Бера (1):

$$C = (D * V * 10^9) / (\epsilon * d * m), \quad (1)$$

где D -оптическая плотность, которая соответствует высоте пика характерного для полосы поглощения 436 нм; ϵ -коэффициент экстинкции ($\epsilon_{Pery} = 4,0 \cdot 10^4$ л/моль·см); V -объем исследуемого раствора, л; m -навеска битумоида, г; d -толщина кюветы, см [3].

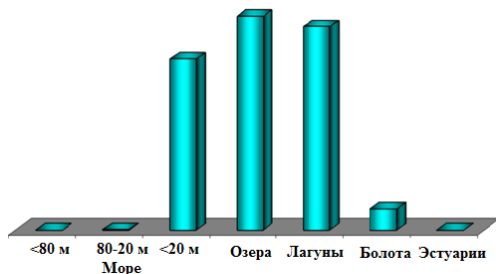


Рис. 2. Распределение перилена в различных условиях осадконакопления

Для определения содержания периленов было отобрано 14 образцов пород из 2, 3 и 4 слоев, которые в дальнейшем подверглись экстрагированию.

В известняках и мергелях «дивьинской» свиты слоя 2 концентрация органического углерода изменяется от 0,41 до 1,58 %. Содержание периленов колеблется от 703,02 до 5703,12 нмоль/г.

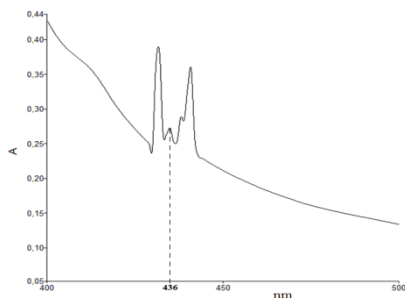


Рис. 3. Спектр поглощения периленовых углеводородов в хлороформе (обр. 2)

Слой 3 представлен плитчатыми мергелями с прослоями глинистых известняков, характеризуется повышенным содержанием органического вещества в породах ($C_{орг} = 0,27 - 2,4$ %). Концентрация периленовых углеводородов изменяется в широких пределах от 256,95 до 17695,79 нмоль/г.

Слой 4 сложен мергелями с бугристыми поверхностями наслоения и прослоями глинистых известняков, имеют невысокие содержания органического вещества ($C_{орг} = 0,15 - 0,51$ %). Содержание периленов входит в диапазон значений от 0 до 4230,72 нмоль/г.

В таблице приведены результаты определения периленов в хлороформенных битумоидах пород обнажения «Закопушка».

Таблица
Количественное содержание периленов в хлороформенных битумоидах пород обнажения «Закопушка»

№ образца	Интервал, м	Слой	Свита	$C_{\text{Perу}}$, (нмоль/г)
6г	1,4 м от подошвы	4	«дивьянская»	871,26
6в	1,3 м от подошвы			0,00
6б	0,65 м от подошвы			4230,72
6а	0,25 м от подошвы			0,00
5г	0,13 м от кровли	3		256,95
5в	1,45 м от подошвы			17695,79
5б	1,35 м от подошвы			7664,14
5а	0,9 м от подошвы	2		12148,46
4в	0,5 м от подошвы			5703,12
4б	1,6 м от подошвы			1683,62
4а	1,23 м от подошвы			2360,62
3б	1,0 м от подошвы			1150,50
3а	0,5 м от подошвы		703,02	
2	Подошва		1698,87	

В результате исследования 14 образцов было обнаружено, что перилены широко распространены в «дивьянской» свите, кроме образцов 6а и 6в из 4 слоя. Содержание периленовых углеводородов во всех слоях варьируется в широких пределах: от 0 до 17695,79 нмоль/г. Наибольшая концентрация периленов отмечена в образце 5в из 3 слоя (17695,79 нмоль/г).

Литература

1. Пономарева Г.Ю., Филимонова Т.В., Коссовая О.Л. и др. Геология Предуралья (геология, геохимия и геофизика УНБ «Предуралье»): монография / отв.ред. Г.Ю.Пономарева, И.Ю. Герасимова, И.С. Хопта; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. - Пермь, 2017. С. 74-101.
2. Наборщикова О.В. Определение содержания металлопорфиринов в битумоидах пород методом спектрофотометрии (на примере обнажения «Закопушка») // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам X Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых): Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2017. –Т.1. С. 263-265.
3. Гуляя Е.В. Металлопорфирины, перилены и алифатические углеводороды в нефтях и рассеянном органическом веществе пород средней юры Западной Сибири: Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук. Томск, 2002.

УДК 550.9

**АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ С
ЦЕЛЬЮ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ 8-ОЙ ЗАЛЕЖИ РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Назипова¹, В.И. Гарифуллина²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
магистрант 2 года обучения¹, младший научный сотрудник²,
nazipovaaliya@yandex.ru, garifullina-vasilya@mail.ru

Научный руководитель: заместитель директора по инновационной деятельности Судаков В.А.

Аннотация: На сегодняшний день многие месторождения нефти находятся на последней стадии разработки, ввиду чего возникает острая необходимость в подборе геолого-технологических мероприятий для дальнейшей эффективной эксплуатации. В данной работе был проведен анализ коэффициента продуктивности и подобран оптимальный технологический режим работы скважин для поддержания и увеличения темпов отбора на 8-ой залежи Ромашкинского месторождения.

Ключевые слова: коэффициент продуктивности, депрессия, дебит, бобриковский горизонт

**OPTIMIZATION OF THE WELL PERFORMANCE BASING
ON THE WELL PRODUCTIVITY INDEX ANALYSI: THE
CASE OF DEPOSIT №8 OF ROMASHKINO OIL FIELD**

A.A. Nazipova¹, V.I. Garifullina²

Kazan Federal University,
2nd year Master's Degree Student¹, junior researcher²,
nazipovaaliya@yandex.ru¹, garifullina-vasilya@mail.ru²

Research Supervisor: deputy director for innovation activities Sudakov V.A.

Abstract: Currently many oil fields have reached the last development stage, which leads to an urgent need of choosing proper geological and technical activities for

further efficient operation. Well productivity index analysis is discussed in the paper and optimal production modes are chosen for the wells to maintain and increase the recovery rates for Deposit №8 of Romashkino oil field.

Keywords: well performance, pressure drawdown, production rate, Bobrikovian horizon.

На сегодняшний день залежь №8 находится на поздней стадии разработки и перед нами стоит задача по планированию мероприятий по увеличению добычи нефти. В качестве решений этой задачи и повышению конечного КИН были подобраны такие ГТМ, как бурение скважин с горизонтальным окончанием, бурение скважин малого диаметра, забуривание боковых стволов, а также переходы с нижележащих горизонтов на бобриковские отложения.

Целью данной работы является определение оптимальных технологических режимов работы скважин для дальнейшей рациональной разработки залежи. Для этого мной были рассчитаны коэффициенты продуктивности по скважинам и построены зависимости этого коэффициента от различных параметров: эффективной толщины, забойного и пластового давлений, депрессии и показателя качества коллектора RQI [1].

В результате выявлена хорошо выраженная зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления, что позволяет определить оптимальные параметры для дальнейшей эксплуатации скважин (рис. 1).

На графике видно, что коэффициент продуктивности увеличивается с ростом забойного давления. Наиболее высокие значения коэффициента продуктивности приходится на диапазон давления от 70 до 110 атм, однако следует отметить, что такие показатели характерны для скважин, разрабатываемых в первое десятилетие после начала эксплуатации, когда пластовые давления держались на уровне 100-120 атм. Если рассмотреть текущую зависимость для 2014-2016 годов, то можно заметить, что значения забойного давления в целом стали ниже, и наиболее высокие значения коэффициента продуктивности характерны уже диапазону давления забойного от 42 до 85 атм.

Также немаловажное значение имеет зависимость коэффициента продуктивности от депрессии (рис. 2). Нужно отметить, что в начальный период разработки залежи депрессии до 35 атм позволяли эффективно эксплуатировать скважины. В последние годы разработки возрастает необходимость искусственно увеличивать данный параметр, в нашем случае вплоть до 70 атм). При этом нужно

обратить внимание, что от качества коллектора зависит связь коэффициента продуктивности и депрессии.

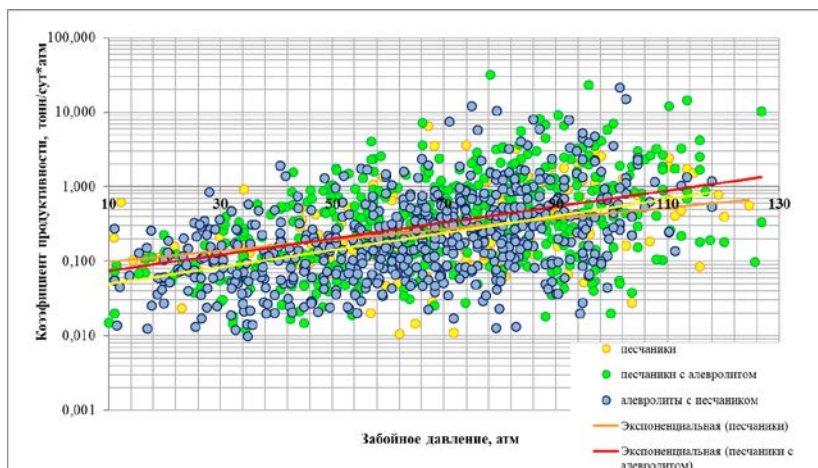


Рис. 1. Зависимость коэффициента продуктивности от забойного давления

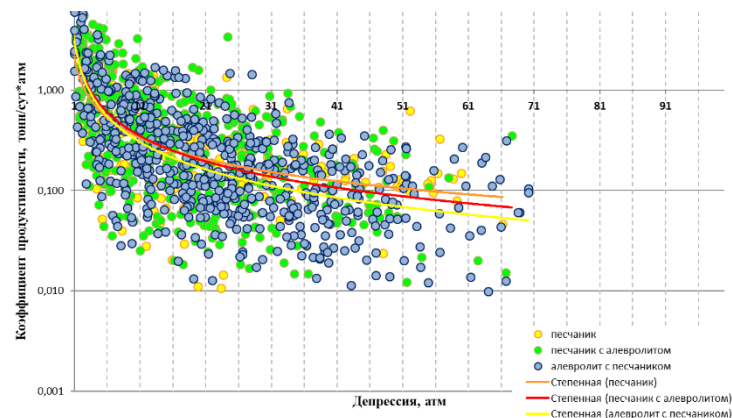


Рис. 2. Зависимость коэффициента продуктивности от депрессии

На примере блока №1 были подобраны участки с остаточными запасами нефти для бурения новых скважин. Значения предполагаемых дебитов, рассчитанных в программе tNavigator представлены в таблице.

Таблица

Предполагаемые дебиты скважин

Блок №1					
№ скв	Литология	Р пл, атм	Р заб, атм	Депрессия	Ожидаемые дебиты нефти (tNavigator), т/сут
1_13ПР	песчаник	107	76	31	8,0
1_14ПР					8,5
1_1ПР	песчаник с алевролитом	110	87	23	7,5
1_2ПР					7,5
1_3ПР					8,0
1_4ПР					8,5
1_5ПР					9,0
1_6ПР					9,0
1_7ПР					8,5
1_8ПР					9,0
1_9ПР					8,0
1_10ПР					9,0
1_11ПР	алевролиты с песчаником	100	72	28	5,0
1_12ПР					5,5
1_15ПР					5,0
1_16ПР					6,0

Таким образом, наилучшие значения коэффициента продуктивности достигнуты при забойном давлении 70-90 атм, при этом пластовое давление нужно держать на уровне 100-110 атм. Такие пластовые давления на залежи характерны для коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и высоким показателем RQI.

Литература

1. Тиаб Дж., Доналдсон Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов / Перевод с английского. Москва, ООО «Премиум Инжиниринг», 2009. – 868 с.

УДК 551.1: 553.98

**ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЁННЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДА КРАСНОКАМСКО-
ПОЛАЗНЕНСКОГО ВАЛА ПО ДАННЫМ 1D
БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

П.В. Некрасов

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 2 курса, pavel.nekrasoff2018@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Карасёва Т.В.

Аннотация: Статья посвящена моделированию процессов формирования нефтегазоносности района расположения Краснокамско-Полазненского вала (КПВ), к которому приурочено Краснокамское нефтяное месторождение. Нефтегазоносность глубокопогруженных отложений района исследований остается слабоизученной, из этого, для ее оценки необходимо использование современных методов бассейнового моделирования.

Ключевые слова: Пермский край; углеводороды; моделирование; PetroMod 1D.

**FEATURES DEEP SEDIMENTS OF THE WEST
KRASNOKAMSKIY-POLAZNENSKAYA SHAFT
ACCORDING TO THE 1D BASIN MODELING**

P. V. Nekrasov

Perm State National Research University, 2nd year Master's Degree Student, pavel.nekrasoff2018@yandex.ru

Scientific supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Karaseva T.V.

Abstract: The article is devoted to modeling of processes of formation of oil and gas potential of the area of the Krasnokamsk-Polaznenskaya shaft (KPS), to which is dedicated the Krasnokamsk oil field. Oil and gas potential of deep-loaded deposits of the research area remains poorly studied, therefore, for its assessment it is necessary to use modern methods of basin modeling.

Keywords: Perm Krai, hydrocarbons, modeling, PetroMod 1D.

Краснокамско-Полазненский вал прослеживается от п. Полазна на северо-востоке до г. Нытва на юго-западе на расстоянии 80 км. В своде вала выявлен ряд довольно крупных локальных поднятий. Наиболее высокое положение кровли верейского горизонта на валу (-792 м) отмечено на Краснокамском поднятии [1].

Разрез исследуемого объекта представлен преимущественно карбонатно-терригенными породами от рифея и венда до четвертичной системы. Основные нефтематеринские толщи выделены в рифее и венде (по Л.В. Шаронову 1971), верхнедевонско-среднекаменноугольных отложениях. На исследуемой территории среди осадочных пород выделяется шесть нефтегазоносных комплексов: эйфельско-нижнефранский; верхнедевонско-турнейский; визейский; визейско-башкирский; московский и нижнепермский [2]. В разрезе отмечены также флюидоупоры, прежде всего в кунгурском ярусе.

Модуль PetroMod 1D служит инструментом для анализа результатов бурения и исследования скважин, а также калибровки 2D- и 3D-моделей. PetroMod 1D позволяет оценить температуру и зрелость даже в сложных надвиговых структурах с объединением нескольких разрезов, восстановить историю формирования каждого геологического разреза и объединить их в соответствующую геохронологическую последовательность, а также визуализировать сложную историю формирования системы в соответствии с глубиной, временем и погружением блоков [3]. Калибровка моделей проводилась в основном по замерам геотермических условий (рис. 1).

Результаты 1D бассейнового моделирования сводного геологического разреза КПВ с использованием программного комплекса PetroMod указывают на перспективность Краснокамского месторождения для обнаружения месторождений нефти в девоне и венде, также предполагает развитие благоприятных условий для вступления НМП западных районов от Камско-Кинельской системы прогибов в главную зону нефтеобразования. С проведением 1D-моделирования сводного геологического разреза получены модели (рис. 1, рис. 2, рис. 3), отражающие современный разрез, его развитие в течение рассматриваемого времени. В итоге показано, что материнские породы верхнедевонско-среднекаменноугольных отложений могли участвовать в формировании значащих нефтяных залежей Краснокамского месторождения.

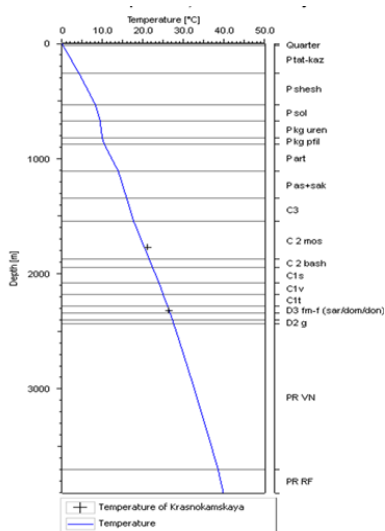


Рис. 1. Модель изменения с глубиной температуры по разрезу Краснокамского нефтяного месторождения

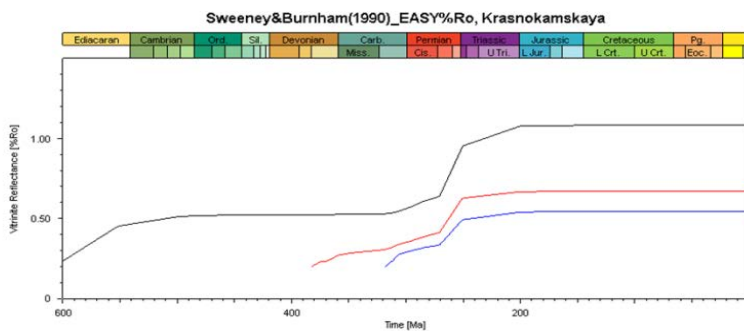
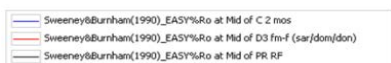


Рис. 2. Модель изменения в геологическом времени отражательной способности витринита по разрезу Краснокамского нефтяного месторождения

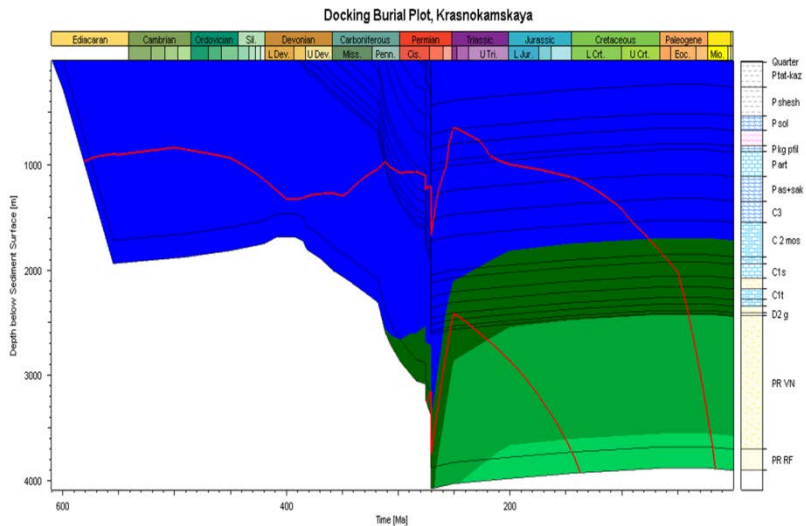


Рис. 3. Модель погружения, прогрева и генерации УВ КПВ

Литература

1. Шестов И.Н. и др. Анализ геолого-геохимических данных с целью разработки рекомендаций по повышению геологической эффективности поисковых работ на нефть на северо-западном склоне Краснокамско-Полазненского вала. Реферат КамНИИКИГС. – Пермь, 2000.
2. Шестов И.Н., Софорницкий П.А., Рыбаков В.Н. Газонефтеводоносные комплексы Пермского Прикамья. // Геология и петрография Западного Урала / Научн. труды / - Пермь, 1974 – с. 109-133.
3. Кузнецова Е.А., Карасева Т.В. Особенности геологического строения и формирования нефтегазоносности в районе Вуктыльского надвига. // Вестник ПНИПУ. – Пермь, 2017. – с.313-320.

УДК 550.8.053

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ЮС₂ ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Нургалиева

Казанский федеральный университет, студент 4 курса,
Nyralina@mail.ru

Научный руководитель: профессор, Нургалиева Н.Г.

Аннотация: В настоящее время вопрос о прогнозе и поиске залежей жидких углеводородов в юрских отложениях становится более актуален, перспектива, как известно, связана с пластом ЮС₂. Совершенно очевидно, что дальнейший основной прирост запасов и добыча нефти возможны за счет данного комплекса. В то же время он является весьма сложным по своему строению и условиям формирования. Эта сложность во многом определяется его природой формирования.

Ключевые слова: пласт ЮС₂, анализ разработки, фациальный анализ.

DEVELOPMENT EFFICIENCY ANALYSIS OF YS₂RESERVOIR OF FEDOROVSKOE OIL AND GAS FIELD

A.A.Nyrgalieva

Department of oil and gas, Kazan Federal University (Volga Region),
4 th year Student, Nyralina@mail.ru

Research Supervisor: Professor N.G. Nyrgalieva

Abstract: Currently, the issue of forecasting and searching for a new resource of hydrocarbons in the Jurassic deposits in the *Fedorovskoe* oil and gas fields in Russia, is becoming more relevant, this prospect as is known is associated with the deposits of the productive reservoir (YS2). It is clear that further major increase in reserves and oil and gas production are possible at the expense of the bearing deposits of the reservoir (YS2). At the same time, the sediments of this reservoir are very complex in its structure and depositional formation conditions. This complexity is largely determined by the nature of the lithofacies and the dispositional settings that controlled the formation of these sediments.

Keywords: development, efficiency, YS2 reservoir, Fedorovskoe, facies analysis.

©*А.А. Нургалиева*

Федоровское газонефтяное месторождение расположено в центральной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение многопластовое, в разрезе нефтегазоносность установлена в нижнемеловых отложениях сангопайской свиты баремского возраста (пласты АС₄₋₈, АС_{6/1}, АС₇₋₈, АС₉), усть-балыкской свиты готеривского возраста (пласт ВС₁₋₂), сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста (пласты ВС_{10/1}, ВС₁₀, ВС_{14ф}, ВС_{15ф}, ВС₁₆, ВС_{16ф}, ВС₁₇, ВС_{17ф}, ВС_{171ф}, ВС₁₈, ВС_{18ф}, ВС₁₉) и средне-верхнеюрских отложениях васюганской (пласты ЮС₁₋₂¹, ЮС₃¹) и тюменской свит (пласты ЮС₂¹, ЮС₂²) [1]. Всего на месторождении в 21 пласте выявлено 128 залежей нефти и газа.

Стратиграфический горизонт ЮС₂ приурочен к кровле тюменской свиты, является базальным горизонтом верхнеюрской морской трансгрессии и датируется келловейским возрастом. На Федоровском месторождении, как и на большинстве других месторождений Сургутского свода, в разрезе горизонта ЮС₂ выделяются два продуктивных пласта: ЮС₂¹ и ЮС₂². Верхняя граница горизонта ЮС₂, приуроченная к подошве глинистых морских отложений верхнеюрского возраста (абалакская, васюганская свиты), как правило, является четкой, а нижняя, приуроченная к размытой поверхности континентальных осадков, является размазанной и нечеткой.

Проанализировав данные по керну и по ГИС можно сделать следующие выводы:

1. Причиной повышенной сложности строения горизонта ЮС₂ и его высокой микро- и макронеоднородности является полифациальный состав (морской и континентальный) осадков.
2. Пласт ЮС₂¹ формировался на стыке прибрежно-морской и континентальной обстановок, в неустойчивых и часто меняющихся физико-географических условиях, обусловивших изрезанность кривых ГИС и частую смену литотипов в разрезе. Среди прибрежно-морских отложений распространены фации разрывных течений, лагун и вдольбереговых баров, среди аллювиальных - фации русловых отмелей и речных пойм [2].
3. Пласт ЮС₂² формировался в типично континентальных условиях и приурочен к аллювиальным песчаным отложениям фаций русел рек, временных потоков и алевроито-глинистым отложениям речных пойм.

4. Интенсивность постседиментационного преобразования пород-коллекторов наиболее существенно влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изученного горизонта [1].

С учетом фациального анализа предложено расширение существующей схемы разбуривания пласта ЮС₂.

Поскольку резетка боковых стволов является основным методом для более полной выработки пластов, было рассмотрено влияние геологии на эффективность ЗБС и выявлена фациальная зависимость этого распределения. Это позволило наметить новые участки для более эффективной ЗБС [3]. После проведения фациального анализа и других исследований для объекта рассмотрено два варианта разработки:

Вариант 1 – площадная пятиточечная с горизонтальными и наклонно-направленными добывающими, наклонно-направленными нагнетательными скважинами, однорядная с наклонно-направленными добывающими и нагнетательными скважинами, семиточечная с расстоянием между скважинами 400 м, пятиточечная и девятиточечная с расстоянием между скважинами 500 м с проведением ГРП при вводе в эксплуатацию. Базовая плотность сетки – 25,0 га/скв, условная – 16,7 га/скв [1].

В варианте 2 в целях наиболее полной выработки запасов углеводородов предусмотрено: размещение 64 горизонтальных скважин с МСГРП в зонах с повышенной расчлененностью и эффективной нефтенасыщенной толщиной от 4 до 10 м; резетка при КРС 119 боковых наклонно-направленных стволов, в том чисел: из эксплуатационного фонда объекта 102, переводом с других объектов – 11, выводом из фонда других категорий – 5, нагнетательных – 1,- в девятиточечной системе разработки бурение угловых скважин по конструкции нагнетательных. Базовая плотность сетки – 25,0 га/скв, условная – 16,7 га/скв. [1].

Выявлены технология повышения эффективности разработки объекта ЮС₂:

1. Детализация геологического строения объекта с учетом фаций, генезиса, геоморфологии.
2. Оценка эффективности системы разработки (сопоставление профилей отбора и вытеснения).
3. Оптимизация и усиление системы воздействия.
4. Улучшение энергетического состояния объекта и достижение проектной накопленной компенсации.
5. Проведение мероприятий по интенсификации добывающих скважин.

Выводы и рекомендации:

1. Средняя и нижняя часть пласта ЮС₂ сформировались в континентальных условиях;
2. Коллектора с наилучший ФЕС приурочены к русловым и прирусловым телам;
3. Предложено расширение существующей схемы разбуривания пласта ЮС₂ с учетом фациального анализа.
4. Учитывать геологическое строение и фациальную принадлежность рассматриваемого участка, при подборе ГТМ.
5. Проводить детальный анализ системы воздействия по объекту, с учетом профилей отбора и нагнетания.

Литература

1. *Отчет по анализу разработки Федоровского месторождения – 2016. - 50 с.*
2. *Алексеев В.П. Литология: Учебное пособие. – Екатеринбург:Изд-во УГГА, 2001. – 249 с.*
3. *Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами// Научно-техническая литература. Изд-во: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. - 252 с.*

УДК 550.4.01

PROSPECTS OF DEVELOPING TIGHT OIL IN RUSSIA

I.S. Pentegov

Perm State University, 1st year Master's Degree Student,
ilyapentegoff2121@gmail.com

Research supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, professor, Karaseva T.V.

Annotation: The article is devoted to prospects of developing tight oil. Considered main formations of tight oil in Russia and was compared with similar deposits in USA.

Keywords: oil, tight oil, Bazhenov formation, Achimov deposits, Tumen deposits, Eagle Ford formation.

Tight oil is kind of light crude oil which contained in dense and low-permeability rocks. Deposits often submitted like shale or tight sandstone. For development from tight oil formations requires the hydraulic fracturing or fracking and often uses the same horizontal well technology like for extracting of shale gas. If consider how occurs generation tight oil need know that it may happens when from source rocks saturated a lot of mature hydrocarbons migrate to reservoir but often hydrocarbons can not reach conventional trap (figure 1).

Main formation in which contain a lot of hydrocarbons in argillite is Bazhenov formation, West Siberia. This layer cover the entire 2.6 million km² area of the West Siberian basin and is source rock for 85 per cent of the conventional oil fields located there[1]. On different estimates Bazhenov formation is located at a depth of 1.500–3.200 meters in the Upper Jurassic rock. This formation has low permeability which less than 1 millidarcy and porosity which is about between 3 and 8 per cent despite low filtration capacity properties thickness of reservoir is about 20–30 metres [2]. The rocks of Bazhenov formation is composed carbonates, sandstones, kerogen, silicites, clay and other minerals especially pyrite. Therefore we can compare Bazhenov formation Eagle Ford formation from USA (table).

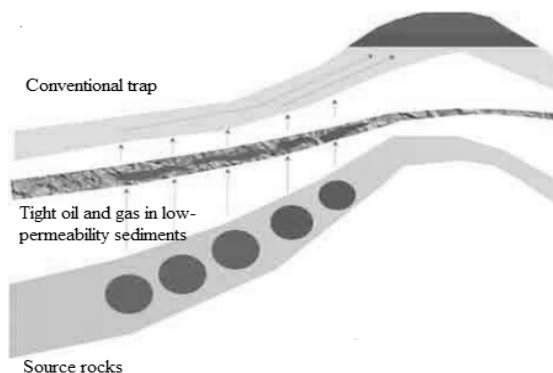


Figure 1. Hydrocarbon deposit formation schematic

When comparing this two formations, one can note that in many respects the Bazhenov formation is superior to the Eagle Ford formation. The geological resources of the Bazhenov formation are about 150 billion tons, but recoverable reserves are about 10-20 billion ton. Achimov deposits usually lie directly above Bazhenov suite at a depth of 2500-3000 m (figure 2).

Deposits has average porosity, but low permeability. Unlike the Achimov deposits the Tyumen formation geographically distributed in the same place as the Bazhenov, but lying below, at depths of 2800-3500 meters [2]. The geological resources of the Bazhenov formation are about 150 billion tons, but recoverable reserves are about 10-20 billion ton and Achimov and Tumen formation has large reserves.

Table

Comparative characteristic of Eagle Ford and Bazhenov formation

Formation	Eagle Ford	Bazhenov
Age	Cretaceous	Jurassic
Lithology	Bituminous clays	Bituminous clays
Thickness, meters	76,2	20 - 40
Porosity, %	9	10
Permeability, mD	0,0005	< 1
Organic carbon, %	4	13

Main problems with development of those formations remain are low permeability, complexity of geological structure, profitability. The experience of other countries is shown that can used as example of profitable involvement in the development of low permeability layers.

Similar geological strata is in US and introduction of new technologies of drilling and development deposits with low permeability and porosity show great results.

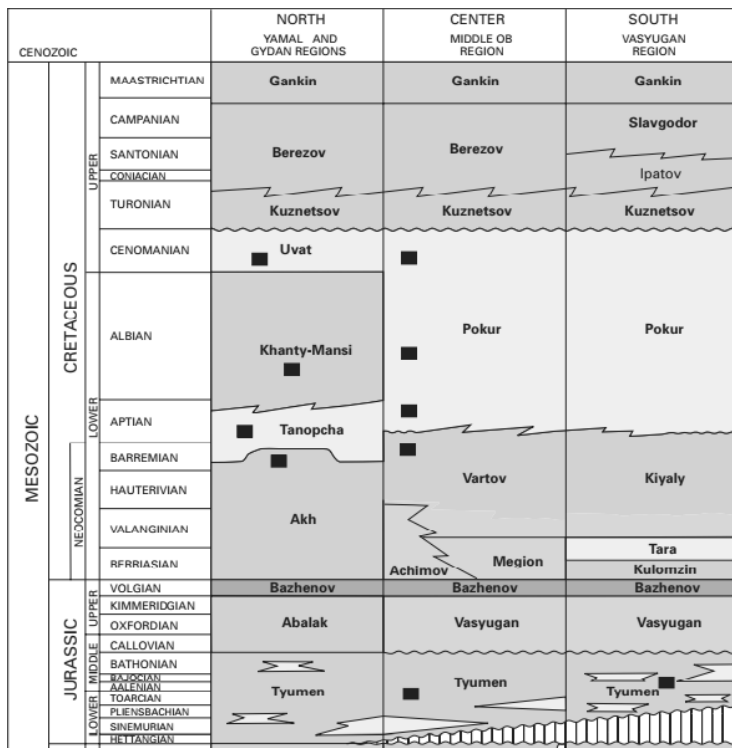


Figure 2. Stratigraphic chart of West Siberian Basin

Also remain question about definitions of unconventional resources. In conclusion I would like to note that Russia has huge reserves of tight oil. If Russian government pay attention about tight oil and create good investment climate that our country may become leader in that industry.

The list of references

1. StepanAsaulov. *Unconventional Sources of Hydrocarbons: Shale Bubble or Shale Revolution?* – 2013. – 10 P.
2. James Hendersen. *Tight Oil Developments in Russia–The Oxford Institute for Energy Studies*–2013.–21 P.

УДК 552.578.2.061.32

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

И. С. Пентегов, Р.Н. Петрова

Пермский государственный национальный исследовательский
университет, магистранты 1 года обучения,
ilyapentegoff2121@gmail.com; Kitregina Petrova@gmail.com

Научный руководитель: д.г.- м.н., профессор Карасева Т.В.

Аннотация: в данной статье рассмотрены перспективы разработки доманикового горизонта и сравнение его с аналогичными отложениями формации Баккен в США.

Ключевые слова: доманиковый горизонт, формация Баккен, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция.

PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF DOMANIC DEPOSITS IN VOLGO-URAL PROVINCE

I.S. Pentegov, R.N. Petrova

Perm State University, 1st year Master's Degree Student,
ilyapentegoff2121@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor T.V. Karaseva

Abstract: In this article consider the prospects for the development of the domanic horizon and compares it with similar deposits of the Bakken formation in the USA.

Keywords: Domanic horizon, Volgo-Ural, oil and gas potential, source rocks.

Доманиковые отложения широко распространены на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, и представляют огромный интерес для геологов-нефтяников. Отложения, которые впервые были обнаружены в доманиковом горизонте (среднефранский ярус верхнего девона) на северо – востоке Русской платформы, представляют собой тонкослоистые глинисто –

карбонатно – кремнистые отложения с повышенным содержанием органического вещества $C_{орг} > 5$ (рис.).

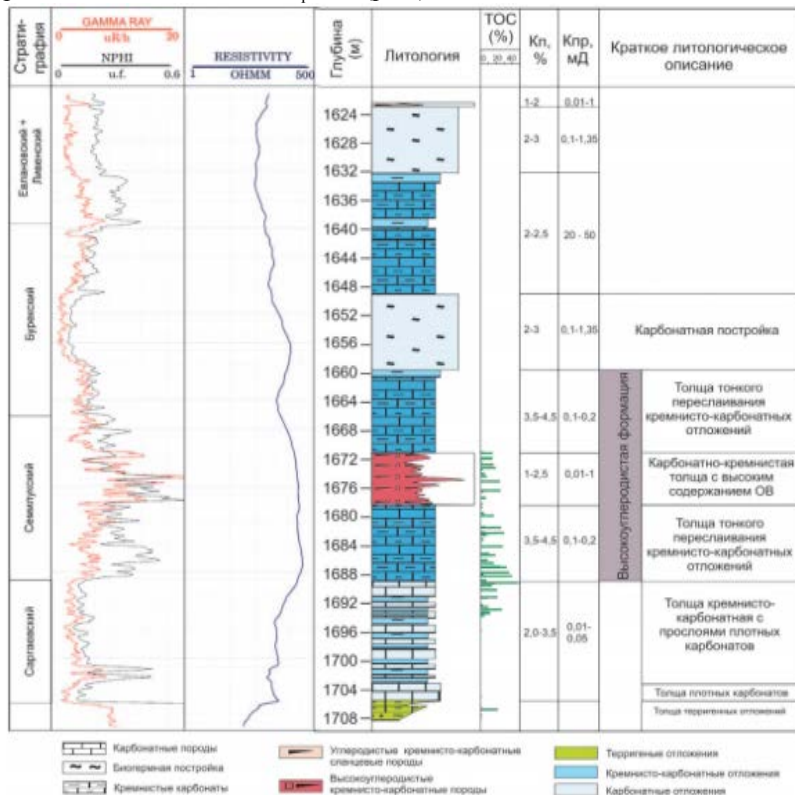


Рис. Строение разреза высокоуглеродистой доманиковской формации Волго-Уральского бассейна

Считалось, что научный интерес к доманиковской формации связан с тем, что она является высокопродуктивной нефтематеринской толщей, которая сгенерировала углеводороды для большинства залежей в вышележащих карбонатных постройках Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Вместе с тем, доманиковские отложения включают в себя, огромное количество углеводородов, большая часть которых мигрировала, а оставшаяся, является недоразведанной частью [1]. Нефтеносность доманиковых отложений установлена на территории Татарстана, Башкирии, Удмуртии [2].

Говоря о дальнейших перспективах сырьевой базы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, и России в целом, стоит опираться на мировой опыт разработки аналогичных отложений, например формации Баккен в США (табл.).

Таблица

Характеристика параметров формации Bakken и отложений доманикового типа

	Формация Bakken	Отложения доманикового типа
Горизонт	Нижний Баккен	Доманиковый
Площадь распространения (тыс. км ²)	200	492,2
Кп, %	3,6	3,5
Кпр, мД	до 0,001	до 0,01
Н, м	от 3 до 20	от 20 до 40

Почти по всем параметрам, доманиковые отложения превосходят формацию Баккен. Например, одним из важнейших критериев для оценки нефтегазоносности отложений является мощность. Мощность доманиковых отложений зависит от длительности погружения бассейна в позднедевонское-турнейское время [1].

При должном объеме геологоразведочных работ, внедрением новых технологий добычи, и дальнейшем изучении доманиковых отложений, есть все шансы для открытия новых месторождений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Литература

1. Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Суслова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. – Георесурсы, 2017. - Спецвыпуск. Ч. 1. с. 112-124.
2. Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Золотов А.Н. и др. Геология нефти и газа Восточно-Европейской платформы. – М.:Недра, 1990. – 274 с.

УДК 553.983

ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

И.А. Полин

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, студент 3 курса, polinilya97@gmail.com

Научный руководитель: к.т.н., доцент Мелкишев О.А.

Аннотация: Рассматривается понятие и химический состав сланцевого газа, определение нетрадиционного коллектора, приведены общие аспекты добычи сланцевого газа, а также преимущества и недостатки технологий добычи, таких как гидроразрыв пласта, горизонтальное и наклонное бурение скважин. Указываются мировые геологические запасы сланцевого газа.

Ключевые слова: сланцевый газ, природный газ, технология газодобычи, гидравлический разрыв пласта, Россия, США, запасы.

REVIEW OF THE STATE OF THE PRODUCTION OF SLANGED GAS

I.A. Polin

State National Research Polytechnic University of Perm, 3rd year student, polinilya97@gmail.com

Research supervisor: Candidate of Engineering Sciences, Reader Melkishev O.A.

Abstract: The concept and chemical composition of shale gas, the definition of a non-traditional reservoir, the general aspects of shale gas production, and the advantages and disadvantages of production technology, such as hydraulic fracturing, horizontal and oblique well drilling, are considered. The world geological reserves of shale gas are indicated.

Key words: shale gas, natural gas, gas production technology, hydraulic fracturing of the reservoir, Russia, USA, reserves.

По данным исследования энергетической компании BP, природного газа в мире хватит на 52,8 года, если мировые доказанные запасы и объёмы добычи сохраняются на уровне 2015 года. В связи с этим появляется

необходимость поиска нового альтернативного источника горючих полезных ископаемых. Таким источником может стать сланцевый газ.

Сланцевый газ – это разновидность природного газа, хранящегося в виде газовых образований в сланцевых толщах осадочных породах Земли, образовавшегося в недрах земли в результате анаэробных химических процессов (процессов разложения органических веществ). Сланцевый газ преимущественно состоит из CH_4 от 79,4% до 95,5%, доля C_2H_6 может составлять от 0,1% до 16,1%, доля негорючих газов (азота и углекислоты) достигает 9,3%, а также имеются и коррозионно-агрессивные компоненты, такие как H_2S и растворенные в воде соли [1]. Однако в некоторых месторождениях состав может быть иным: массовое и объемное соотношение не углеводородных газов к углеводородным, таких как N_2 , CO_2 , H_2 , CO , в некоторых случаях доходящее до 75% [2].

Запасы сланцевого газа сосредоточены в глинистых сланцах, которые представлены глинами, преобразованными на большой глубине в условиях больших температур и давления. Эти изменения приводят к потере воды глинистыми минералами (процессы дегидратации), порода теряет пластичность и становится хрупкой и трещиноватой. Поэтому глинистые сланцы обладают очень низкой поровой проницаемостью. Именно поэтому глинистые сланцы считаются «нетрадиционными коллекторами». Согласно другому определению, нетрадиционные коллекторы газа – это такие коллекторы, где промышленные дебиты, или промышленные объемы добычи, возможны только после проведения гидравлического разрыва пласта в скважинах, вскрытия пласта горизонтальной скважиной или скважиной с несколькими горизонтальными стволами, или применения какого-либо иного метода, позволяющего увеличить объем добычи [3].

Добыча углеводородов из залежей сланцев началась еще до появления современной нефтегазодобывающей промышленности. В 1821 г., за несколько десятилетий до того, как была пробурена первая нефтяная скважина, в США (в месте Фредония, штат Нью-Йорк) пробурили промышленную скважину на сланцевый газ [4].

Одной из первых технологией, позволившей извлечь газ из сланцев, стало воздействие на пласт с помощью гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Гидравлический разрыв пласта – это процесс, который предполагает введение смеси воды, пропанта и химических веществ в толщи горных пород под высоким давлением (50-150 МПа.). Давление приводит к образованию систем трещин, которые позволяют газу высвободиться из пор и добраться до забоя скважины. Вся эта система трещин связывает скважину с удаленными от забоя продуктивными частями пласта. Для предотвращения смыкания трещин в них вводят

пропант, добавляемый в жидкость, нагнетаемую в скважину. Длина трещин может достигать нескольких десятков метров. Главным преимуществом ГРП является увеличение дебита скважины и проницаемости горной породы за счет вертикальных и горизонтальных трещин различной длины, стоимость проведения ГРП ниже, чем бурение новой скважины. Недостатки: сложность проектирования и зависимость направления трещины от направления действия суммарного вектора напряжений в горной породе, необходимость расположения траектории данного участка скважины в предполагаемой плоскости проведения разрыва, технология ГРП требует наличие больших запасов воды вблизи месторождений, для одного гидроразрыва используется смесь воды (7500 т), пропанта и химических веществ, включающих в себя множество токсичных веществ, таких как формальдегид, искусственный ангидрид, толуол, бензол, диметилбензол, этилбензол, хлорид аммония, соляная кислота и др., возможность проникновения токсичных веществ в грунтовые воды, резкое падение дебита газа в течении года после ГРП.

Для того чтобы избежать резкого падения добычи углеводородов, необходима большая площадь контакта скважины с пластом. Так, наряду с ГРП появилась другая технология – возможность бурить наклонные и горизонтальные скважины с большим отходом ствола от вертикали, обеспечивающие значительно большую площадь контакта с пластом, чем это возможно в вертикальных скважинах. Преимущества наклонного и горизонтального бурения: уменьшение суммарного количества скважин на месторождениях и увеличение объема добычи за счет увеличения площади контакта с пластом. Недостатки: стоимость горизонтального бурения на 10-15% больше, чем бурение вертикальных скважин, в процессе эксплуатации дебит горизонтальной скважины снижается более интенсивно, чем вертикальной.

Мировые геологические запасы сланцевого газа оцениваются в 200 трлн. м³(доказанные), 330 трлн. м³(прогнозируемые) [5], но какая их часть может считаться извлекаемой, является важным предметом исследования ученых. Около 80% всех доказанных запасов технически извлекаемого сланцевого газа приходится на десять стран: Китай, Аргентина, Алжир, США, Канада, Мексика, Австралия, ЮАР, Россия, Бразилия.

В России, по данным отчета компании ПАО «Газпром» [6], нетрадиционные запасы газа составляют 83,7 млрд. м³. В осадочных породах, на Восточно-Европейской платформе, широко представлены сланцы разной мощности, которые могут быть перспективными для поисков и разработки. Стоит выделить на Русской платформе Польско-Литовскую впадину, находящуюся на территории Польши и Западной Украины, и Днепровско-Донецкую впадину - на территории Украины. [6]

На сегодняшний день для России, имеющей гигантские ресурсы природного газа (47,8 трлн. м³), добыча сланцевого газа пока крайне нерентабельна [7]. Она имеет смысл лишь в труднодоступных районах, куда сложно протянуть трубопровод и где нет других энергоресурсов. Поиск, разведка сланцевого газа позволит увеличить разведанные запасы полезных горючих ископаемых. Например, с 2000 до 2012 гг. США нарастили добычу сланцевого газа примерно на 200 млрд. м³. Этот рост стали называть «сланцевой революцией».

Добыча сланцевого газа пока сопряжена с целым рядом трудностей. Причин тому несколько: высокие экологические риски, высокие инвестиционные риски, горизонтальное бурение, несмотря на применение новейших технологий, на данный момент обходится дороже вертикального, добывающие скважины сланцевого газа быстро истощаются (примерно через 8-12 лет, иногда не более 5 лет по сравнению с 30-40 лет у «традиционных» скважин) [8]. У США ушло более 20 лет на разработку технологий добычи сланцевого газа. Даже с учётом того, что сегодня эти технологии доступны многим странам, им может потребоваться весьма значительное время, чтобы освоить у себя добычу сланцевого газа.

Итак, несмотря на вышеперечисленные недостатки, добыча сланцевого газа может быть весьма многообещающей, поскольку в долгосрочной перспективе она позволит странам добывать газ самостоятельно для внутреннего потребления.

Литература

1. Дарин Л. Джордж., Эдгар Б. Боулз-младший. *Shale gas measurement and associated issues // Pipeline and Gas Journal. July 2011. Vol. 238 No. 7.*
2. Байков Н.М., Байкова Е.Н. *Перспективы разработки сланцевой нефти // Нефтяное хозяйство. 2013. №5. С. 120–123.*
3. Л.П. Сидорова, Е.Е. Султанбекова, Е.Е. Стригунова *Сланцевый газ и сланцевая нефть. Получение и экологический ущерб.*
4. Карасёва Т.В., Назаров А.С. *Связанный газ – новый объект исследования нефтегазовой геологии // Вестник Пермского университета. Геология. 2010. Вып.1 (9). С. 814.*
5. *International Energy Agency: Executive Summary Resource Report 2013. Интернет-ресурс: www.iea.org*
6. Жаркова А.М. *Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2011. №3. С. 16–21.*
7. *Интернет-ресурс: <https://www.cia.gov/>*
8. *Сланцевый газ, мифы и перспективы мировой добычи // <http://pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz/>*

УДК 553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ААЛЕН-БАЙОССКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА УРЕНГОЙСКОГО НГР

Е.В. Потанова

Российский государственный университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет)
имени И.М. Губкина, магистрант 1 курса, potapochka3006@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., н.с. Нехаев А.Ю.

Аннотация: В данной статье приведены результаты исследования аален-байосского регионального резервуара Уренгойского нефтегазоносного района. В рамках работы построены 2 корреляционных профиля, уточнены границы и толщины проницаемого комплекса, флюидоупора, региональных и локальных песчаных пластов, и всего резервуара в целом. Построены карты толщин, песчаности и качества леонтьевского флюидоупора. Построены карты толщин проницаемого комплекса, толщин песчаников и качества проницаемого комплекса. Также построена карта качества аален-байосского регионального резервуара и выделены перспективные зоны нефтегазонакопления резервуара.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Уренгойский НГР, аален-байосский региональный резервуар, корреляция, нефтегазоносность.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS FOR THE OIL AND GAS EFFICIENCY OF THE AALEN-BAJOS REGIONAL RESERVOIR OF URENGOY OGR

E. V. Potapova

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research
University), 1st year Student (Master's Degree Student),
potapochka3006@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Nehaev A.Y.

Abstract: This article presents the results of the study of the Aalen-Bajos regional reservoir of the Urengoy oil and gas bearing region. Within the framework of the

work, two correlation profiles were constructed, the boundaries and thicknesses of the permeable complex, fluid carrier, regional and local sand layers, and the entire reservoir as a whole were refined. Maps of thickness, sandiness and quality of the Leontief fluid carrier were constructed. Maps of thicknesses of a permeable complex, thicknesses of sandstones and quality of a permeable complex are constructed. A map of the quality of the Aalen-Bajos regional reservoir was also constructed and promising oil and gas storage zones for the reservoir.

Keywords: West-Siberian oil and gas province, Urengoy OGR, Aalen-Bajos regional reservoir, correlation, oil and gas content.

В настоящее время восполнение запасов нефти, природного газа и газоконденсата в Западной Сибири отстает от темпов их добычи. В этих условиях становится актуальной проблема поиска, выделения и научного обоснования новых объектов. Воспроизводство минерально-сырьевой базы во многом зависит от успешности геологоразведочных работ (ГРП), основой которых является региональный этап исследований, в частности проведение геолого-геофизических работ для прогнозирования нефтегазоносности и оценки зон нефтегазонакопления новых объектов или слабоизученных горизонтов. Одними из таких возможных перспективных объектов являются мало изученные отложения средне- и нижнетюменской подсуит Уренгойского НГР.

В работе изучено строение аален-байосского регионального резервуара нижней юры и низов средней юры и его составных частей – проницаемого комплекса и флюидоупора на территории Уренгойского нефтегазоносного региона.

Изученность данной территории слабая, отложения залегают на больших глубинах. Разрез регионального резервуара построен на основе 36 скважин, простирающихся с севера на юг и с запада на восток. Некоторые скважины располагаются за пределами Уренгойского НГР, но важны для понимания полной картины.

Аален-байосский региональный резервуар представлен песчано-алевритово-глинистыми породами, имеющими циклическое строение. В разрезе распознаются и прослеживаются восемь циклопачек, используемых в качестве основных стратиграфических подразделений при корреляции разреза [1]. Отмеченная особенность строения циклически построенных пачек отчетливо выражена в комплексе каротажных диаграмм КС, ПС, ГК, НГК.

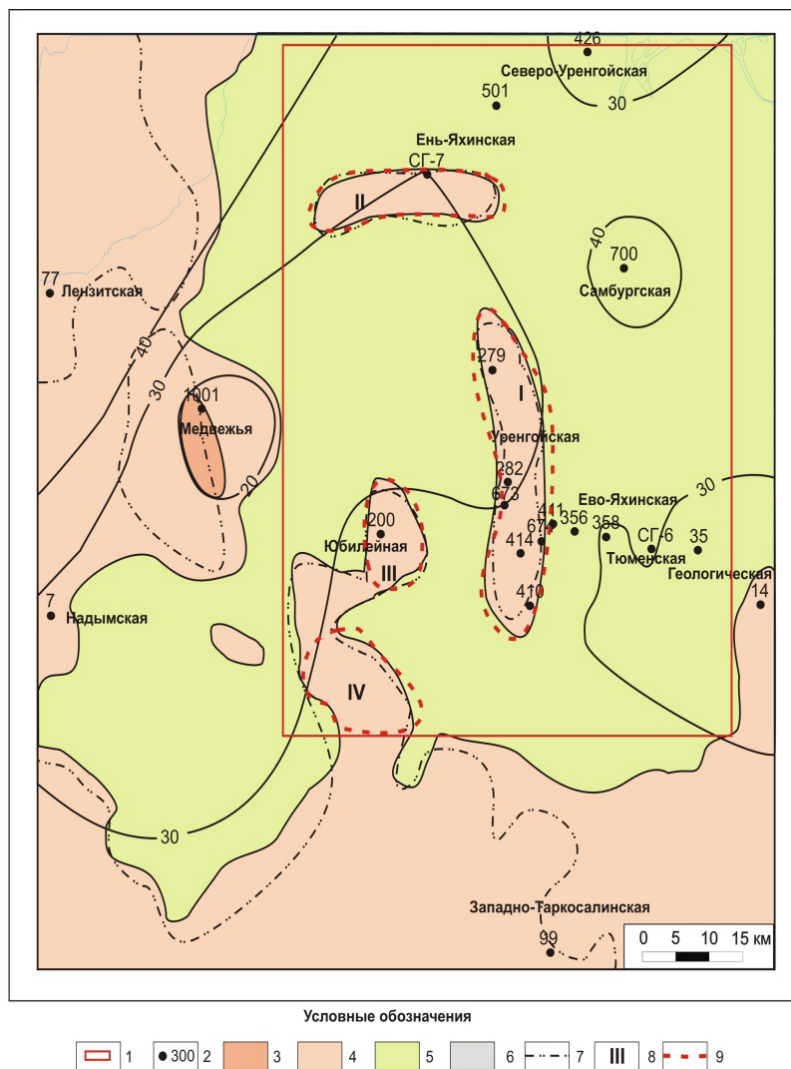


Рис. Карта перспективных зон нефтегазоаккумуляции аален-байосского регионального резервуара: 1 – район исследования; 2 – скважины, вскрывшие вымский горизонт; 3-6 – качество резервуаров: 3-высокое, 4-среднее, 5-пониженное, 6-низкое; 7 – границы положительных структур; 8 – тектонические элементы: I – Центральноурегийский мезовал, II - Песцовый вал, III - Юбилейное и IV – Ямсовейское куполовидное поднятие; 9 – перспективные зоны нефтегазоаккумуляции.

В составе аален-байосского резервуара выделяются вымский проницаемый комплекс и перекрывающий его леонтьевский флюидоупор. Для проницаемого комплекса, флюидоупора и всего резервуара в целом построены карты оценки их качества.

На большей части исследуемого района качество леонтьевского флюидоупора среднее и пониженное, для вымского проницаемого комплекса – высокое и весьма высокое. В целом аален-байосский региональный резервуар характеризуется пониженным и местами средним качеством [2].

Проанализировав вышеупомянутые построенные карты и учитывая карту юрского тектонического яруса [3], структурную карту по кровле резервуара, а также карты катагенетической преобразованности органического вещества и масштабов генерации углеводородов были выделены наиболее перспективные зоны на углеводороды (рис.).

В аален-байосском региональном резервуаре Уренгойского НГР было выделено 4 перспективные зоны нефтегазоаккумуляции: Песцовая зона, Центрально-Уренгойская, Юбилейная и Ямсовейская.

Литература

- 1. Шемин Г.Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции /Ин-т нефтегазовой геол. и геоф. им. А.А. Трофимука СО РАН. - Издательство СО РАН, 2014. 183-201 с.*
- 2. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое. // Геология и геофизика. - 2001. - т. 42. - № 11-12. 1832-1845 с.*
- 3. Шемин Г. Г., Нехаев А. Ю., Красавчиков В. О. и др. Критерии и результаты оценки перспектив нефтегазоносности нижней юры Надым-Газовского междуречья Западно-Сибирской НГП. // Геология и геофизика. – 2002. – Т. 43. – №12. – С. 1107 – 1123.*

УДК 550.812.1

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЯХ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ю.С. Пуговкина¹, Л.К. Кудряшова²

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, студент 4 курса¹, молодой ученый²,
pugovkinajs@gmail.com¹, lidiya3107@yandex.ru²

Научный руководитель: к.г.-м.н, Кудряшова Л.К.

Аннотация: Были изучены результаты интерпретации данных сейсморазведки по Нюрольской мегавпадине и сопоставлены с данными по скважинам. Построены карты зон распределения вероятности коллекторов согласно эталонным скважинам. Сопоставив полученные карты с результатами предыдущего исследования по определению фациальных условий, подтверждаются нефтеперспективные зоны для дальнейшей их разработки.

Ключевые слова: Нюрольская мегавпадина, палеозой, петроупругое моделирование, сейсмические атрибуты, улучшенные коллектора.

IMPROVED RESERVOIRS ZONES DETERMINATION IN PALEOZOIC FORMATIONS OF NUROL DEPRESSION (TOMSK REGION)

Yu.S. Pugovkina¹, L.K. Kudryashova²

National Research Tomsk Polytechnic University,
4 years student¹, young scientist²,
pugovkinajs@gmail.com¹, lidiya3107@yandex.ru²

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy L.K. Kudryashova

Abstract: The seismic data interpretation results from Nurol depression were studied and were compared with the wells data. Reservoirs probability distribution maps are constructed according to head wells. Comparing the obtained maps with the results of the previous study to determine the facial conditions, the most promising oil zones are confirmed for their further development.

Keywords: Nurol depression, Paleozoic, rock physics modeling, seismic attributes, improved reservoirs.

В настоящее время поиск и оценка нефтегазоперспективных палеозойских образований на территории Западной Сибири является весьма актуальной проблемой, поскольку продолжает возбуждать интерес Недропользователей вследствие необходимости расширения потенциала меловых и юрских месторождений за счёт более глубоких источников углеводородов.

Главная причина такого интереса связана с увеличением количества позднепалеозойских месторождений нефти и газа, открываемых ежегодно. Они приурочены к породам широкого стратиграфического диапазона. Развитие высокоёмких природных резервуаров и строение перекрывающих их толщ платформенного чехла обуславливают формирование и размещение пород. Таким образом, это определяет выделение нескольких отдельных разновозрастных и различных по составу образований.

Поэтому в данной работе целью является выделение зон улучшенных коллекторов в палеозойских образованиях Нюрольской мегавпадины.

Палеозойские образования Нюрольской впадины являются объектом исследования, который расположен на территории Парбельского района Томской области, в которой ведущими промысловыми объектами с высокими эксплуатационными показателями являются отложения доюрского основания. Обособляются два литологических объекта: карбонатно-глинисто-кремниевые отложения коры выветривания (пласт М) и собственно девонские породы карбонатного фундамента (пласт М1). Согласно имеющимся данным залежь пластов гидродинамически связанная.

Сложное строение района – это результат активного тектонического развития, на котором отразились герцинский цикл тектогенеза и раннетриасовое проявление рифтогенеза.

В начале юрского времени центральная часть территории объекта представляла собой два массивных карбонатных выступа. Карбонатная платформа была обрамлена депрессионными зонами с севера и востока. Отложения комплекса сложены девонскими карбонатами и терригенно-карбонатными породами, формирование последних происходило в мелководных морских условиях. Девонская рифовая система развивалась постепенно, достигнув максимума развития к началу позднего девона [1].

В современных комплексных проектах на этапе разведки и разработки нефтегазовых месторождений активно применяются

сейсмические атрибуты, которые сопряжены со скоростью поперечных волн, скоростью продольных волн, объемной плотностью [2].

В настоящее время одним из наиболее актуальных методов установления связи между атрибутами и прогнозными параметрами является петроупругое моделирование. Его применение позволяет определить зависимость петрофизических свойств горных пород – пористость, проницаемость, литология, трещиноватость, тип насыщения и т.д., и параметров, полученных из сейсмических наблюдений, ГИС и лабораторных измерений – скоростями продольных, поперечных волн, их поглощающими свойствами [3, 4].

При проведении исследований Недропользователями были предоставлены результаты интерпретации данных сейсморазведки. Авторами работы был выполнен анализ полученных материалов с данными по скважинам (описание керна, ГИС, результаты испытания), сопоставление с результатами предыдущего исследования по определению фациальных условий на изучаемой территории [1].

В ходе исследования по сейсмическим данным осуществлялся количественный латеральный прогноз изменчивости формы сейсмического импульса. Он позволяет оценить вероятность распределения характера насыщения по отношению к эталонной скважине. Учитывая, что форма отраженной волны несет в себе интегральную характеристику породы геологического слоя, можно установить корреляционную связь между сейсмическими атрибутами и параметрами продуктивности. Соответственно, изменение формы волны по вертикали и латерали отражает изменчивость бассейновых, фациальных, тектонических обстановок и свидетельствует о пространственном положении и границах влияния залежи.

Для качественной оценки коллекторов по сейсмическим данным использовались эталонные скважины, в которых были результаты испытания пластов М+М1 на приток, данные исследований керна и материалы ГИС. В качестве эталонных были определены скв. 1, 10, 40, 43, которые характеризуются нефтегазовым насыщением, скв. 50, 51 – газонасыщенные, скв. 5, 7 – водо- и нефтенасыщенные.

По сейсмическим данным и описанию керна были построены карты зон распределения вероятности коллекторов согласно эталонным скважинам. Карты зоны распределения вероятности скв. 40 и 43 подтверждают нефтегазонасыщенность скв. 44, 46, 47 и 48. На карте скважины 40 выявлены две зоны с высокой вероятностью данного характера насыщения: северо-восточнее скв. 44, юго-восточнее скв. 48. На картах газонасыщенных скв. 50 и 51

наблюдаются зоны повышенной вероятности в контурах ГВК – газовые залежи. На картах водо- и нефтенасыщенных эталонах отмечаются выделение неразработанных областей: на карте скв. 5 область находится восточнее эталона и южнее скв. 1. Карта скв. 10 свидетельствует о высокой вероятности подобного характера насыщения в скв. 5, 25, северо-восточнее скв. 25, где не осуществлялось бурение.

Сопоставляя результаты проведенного ранее фациального анализа с выделенными зонами по характеру насыщения, можно выделить закономерности: литофация передового склона характеризуется высокими значениями притока газа, конденсата и воды; литофация барьерного рифа характеризуется безводным УВ насыщением, с относительно высоким дебитом газоконденсата; литофация рифовой платформы связана с нефтегазовым насыщением.

Проведённые исследования подтверждают, что комплексные исследования и скважинных данных, и полевых геофизических работ позволяют не только получить представление о геологическом строении территории, но и спрогнозировать наиболее оптимальные пути поисков залежей УВ.

Литература

- 1. Оленев Я.В., Пуговкина Ю.С. Особенности формирования карбонатных пород палеозойского возраста юго-востока Нюрольской мезавпадины // Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов (по материалам X Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых): - Пермь: Изд-во ПГНИУ, 2017 - Т. 1 – 351 с.*
- 2. Мендрий Я.В. Атрибутный анализ сейсмических данных при картировании зон трещиноватости // Збірник наукових праць УкрДГРІ. - 2013. - С. 42-51.*
- 3. Барклай Ф., Бруун А., Расмуссен К.Б., Альфаро Х.К. Сейсмическая инверсия: читая между строк // Нефтегазовое обозрение. — 2008. — Весна. — С. 50–75.*
- 4. Птецов С.Н., Спунгина Е.В. Особенности сейсмической интерпретации и геологического моделирования нефтяных оторочек газовых залежей в Западной Сибири // Тезисы к докладу на конференции «Геомодель 2008». – 2008.*

УДК 55:550.812.14

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕСКОВ S8
ЗОНЫ СИГМОИЛИНА И ФОРМИРОВАНИЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ LA PICA В ГОРОДЕ ХУСЕПИН,
ВОСТОЧНЫЙ БАСЕЙН ВЕНЕСУЭЛЫ, ШТАТ
МОНАГАС**

Адриан Хосе Родригес Линарес

Российский университет дружбы народов, аспирант 3 курса,
adrianjrodriguez1@gmail.com

Научный руководитель: к.т.н., доцент Киселевский Е. В.

Аннотация: Данная исследовательская работа связана с необходимостью количественной оценки запасов нефти для нефтяной промышленности, извлекаемых в месторождении в городе Хусепин (штат Монагас, Венесуэла). Для этой цели корпоративное управление разведкой и добычей запасов, государственная нефтегазовая компания Венесуэлы (PDVSA Oriente, Petróleos de Venezuela, Sociedad Anonima) руководит исследованиями месторождений, целью которых является предоставление гарантий увеличения извлекаемых остаточных объемов, с тем, чтобы оправдать или максимизировать объемы нефти, которые могут быть использованы экономически выгодно с применением имеющихся технологий.

Ключевые слова: пески S8, производственная зона, месторождение, геологическая структура.

**GEOLOGICAL CHARACTERISTIC OF THE SANDS OF S8
SIGMOYLIN AREA AND FORMATION OF LA PICA
DEPOSIT IN CITY OF HUSSEPIN, EASTERN BASIN OF
VENEZUELA, STATES MONAGAS**

A.J. Rodriguez Linares

Peoples' Friendship University Of Russia (Post-graduate Student),
adrianjrodriguez1@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Engineering Science, Assistant Professor E.V. Kiselevskiy

Abstract: This research is related to the need to quantify the recoverable oil reserves in the oil field in the city of Hussepin (Monagas, Venezuela) for the oil industry. For this purpose, the corporate management of the exploration and production of the reserves of the state oil and gas company of Venezuela (PDVSA Oriente, Petróleos de Venezuela, Sociedad Anonima) directs field research aimed at guaranteeing an increase in recoverable residual volumes in order to justify and / or maximize the volumes of oil that can be used economically with the use of available technologies.

Keywords: sands of S8, production zone, deposit, geological structure.

Город Хусепин расположен на северо-западе штата Монагас, в 30 км к западу от Матурина, что граничит на севере с Серранией де Туримикир, на востоке – с городами Орокуал, Кирикир и Матурин, на западе – с поселком ВьентоФреско и на юге – с рекой Амана. Приблизительная площадь – 4500 км², на северной окраине суббассейна Матурин, Восточный бассейн Венесуэлы.

Геологическая характеристика песков S8 зоны Sigmoilina формации LaPica в недрах месторождения Хусепина отмечена в планах и проектах по обновлению извлекаемых остаточных запасов, где ожидается восстановление запасов нефти в основном из заброшенных скважин этого района. Для этого используются доступные оборудование и методы. Резервы пересматриваются для выявления уровня производства.

Данное исследование включает в себя обзор геологической информации месторождений такой, как: глубины интересующих песков, их толщина, а также подтверждение пределов месторождений и их петрофизических свойств. Геологическая модель, которая должна быть создана, будет способствовать поиску новых оптимальных районов для будущих месторождений, которые повысят производительность песков и позволят строить планы эксплуатации на основе петрофизической информации, предоставленной в этом исследовании.

Производственная зона может быть описана как единое целое, известное как район Санта-Барбара-Хусепин, хотя концессионные компании дали другие названия своим нефтяным месторождениям. Сформирована обширной полосой направления N 60 ° E, с длиной более 45 километров и шириной 7 километров.

Для обзора официальных данных изученных месторождений использовалась Резервная система (SIRE SL), которая представляет собой руководство, в котором суммируются важнейшие данные

добычи месторождения, такие как: его текущий статус, производство нефти, вода или газ, % A и S (процент воды и осадков), коэффициент тяжести ° API, отношение нефтяных газов (RGP), среди других видов продукции.

Информация, полученная в Системе резервирования SL 2.007, также подтверждается через веб-каналы интегрированной среды и Simde, которые являются автоматизированными инструментами, служащими для предоставления оперативной информации в онлайн режиме, обеспечивающие гибкость реагирования на цели производства, контроль, мониторинг и анализ текущих и будущих производственных операций, использование передовых технологий в компьютерной области.

Подтверждение официальных данных заключалось в проверке информации, содержащейся на официальной карте изученного месторождения, то есть координат, условий каждой скважины (завершенной, интерпретированной, заброшенной), эффективной толщины и толщины нефтеносных песков, пределов месторождения и существующих структур. Чтобы проверить географическое расположение скважин, координаты, которые появляются в начале каждой записи, сравниваются с координатами, которые установлены в инструменте Sigemap V8.

Это программное обеспечение, которое позволяет быстро и легко выполнять цифровую визуализацию карт, в дополнение к которым можно просмотреть, подготовить и загрузить данные четырехугольника для включения в систему.

С помощью этого инструмента возможно разрабатывать и обновлять карты-изображения, отображать символику в разных скважинах месторождения, добавлять или изменять пределы порогов или барьеров проницаемости, контакта с жидкостью, а также все схемы проектирования, которые необходимо добавить на карту. В случае скважин, относящихся к категории интерпретированных, необходимо перейти к информации для проверки электрических регистров SP и удельного сопротивления, понять является ли горизонт песчаным или глинистым и какие типы жидкостей он в себе заключает (вода, газ и / или нефть).

После того, как информация, соответствующая воспроизведению регистров SP, удельного сопротивления, была собрана и проверена; она организуется в базе данных, подготовленной в Microsoft Excel, чтобы облегчить обработку данных, в том числе и общую информацию о скважинах: название, глубина и основа описываемых песков, общая глубина и высота поворотного стола

(EMR). На этом этапе также выполняется проверка текущего состояния каждой из скважин, будь то завершенная или интерпретированная. Для законченных скважин мы продолжаем использовать программу Sentinel и сводные данные по скважинам, как уже объяснялось.

Для корреляции сначала была сделана инвентаризация типов каротажей, которые имели скважины, в результате чего выяснилось, что у всех были кривые SP и удельное сопротивление. Эти каротажы затем использовались для корреляции скважин, считая, что их масштаб равен 1: 500. Применялось фотокопирование для установления на них пределов изученного песка. Скважины, расположенные в северо-западной части города, были выбраны для запуска модели, так как пески в этих скважинах выглядят достаточно дифференцированными в соответствии с ответом спонтанного потенциального каротажа.

Чтобы идентифицировать верхнюю и нижнюю поверхность песков S8 в месторождении была проведена корреляция между соседними скважинами, используя в качестве справочного каротажа каротаж скважины J-47, которая представляет собой стратиграфический столбец области исследования. Представляющие интерес пески имеют значительную толщину и один из самых глубоких каротажей. Для определения стратиграфии песка была подготовлена сетка для проверки вершин и оснований корреляционного песка на базовой карте площади, а электрический каротаж скважины J-47 был выбран в качестве стандартного каротажа, поскольку он представляет все стратиграфические уровни. Для 509 скважин использовалась корреляция каротажа, которая проходила по всей территории, проверяя и обновляя уже существующие в электрических каротажах; тем самым помещая верхнюю и нижнюю стратиграфическую основу интересующих песков.

Месторождение LaPica 01 состоит из 509 скважин, из которых 49 скважин были использованы для разработки корреляций, поскольку они имеют спонтанные потенциальные кривые и удельное сопротивление. Для каждой скважины вершины и основания единиц определялись путем анализа поведения электрических реакций каждого из песков, применяя основные понятия стратиграфии, а также детального сбора всей информации, соответствующей скважинам, которые формируют часть исследования для получения каротажа, который содержит все благоприятные данные и сможет выполнять корреляции.

В заключение отметим, что результаты стратиграфических интервалов исследуемых песков S8 показывают, что они имеют

боковую непрерывность и однородность во всей области, за исключением севера и юга, где они тонкие и вклиниваются против несогласного напластования перед LaPica, и на юго-востоке исчезают из-за фаций, углубляя бассейн.

Геологическими структурами, присутствующими в области, являются две антиклинали и две синклинали в направлении Восток - Запад и N 45° E соответственно. Также имеется несогласное напластование на севере и тринадцать погрешностей нормального типа.

Из сбора петрофизических параметров, взятых для оценки запасов углеводородов, извлеченных из базы данных Резервной системы (SIRE SL) было получено: значение пористости 26,80%, значение объемного фактора нефти 1,37 BY / BN, коэффициент извлечения 18% и проницаемость 27 мД. В песках S8 было определено 5 месторождений нефти с оригинальной нефтью на месте в 25 940,86 МБН и восстановительными резервами в размере 4 669,3548 МБН.

Литература

1. CVP (1974) "ESTUDIO TECNICO-OPERACIONAL DE LOS CAMPOS JUSEPIN, MULATA, OROCUAL Y MANRESA" pp 5, 8-10, 67-70.
2. González de Juana, J. Iturralde y Xavier Picar (1980). *GEOLÓGIA DE VENEZUELA Y DE SUS CUENCAS PETROLÍFERAS*. Caracas. Editorial Foninves, pp 617- 619- 644-645-657-671-716-926-927-926.
3. Hunt, E. (1.998) *INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS (AVANZADO)*. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Filial de Petróleos de Venezuela, S.A., Capítulos I, II y III.
4. Informe Interno de PDVSA (2003). *ESTUDIOS INTEGRADOS*. Maturín - Estado Monagas, pp 115-124
5. Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar, (IGVSB). (2003) *MAPAS DE VIAS DE ACCESO y PUEBLOS DE JUSEPIN- ESTADO MONAGAS*, 20 de enero 2009, (<http://www.geoinstitutos.com/venezuela/productos.asp>).
6. Mendoza, Vicente. (2005). *GEOLOGÍA DE VENEZUELA Y SUS CUENCAS PETROLÍFERAS*. pp 55-66.
7. PDVSA-CIED. (1997) *CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA DE YACIMIENTOS*. Segundaedición, pp 2-30.
8. PDVSA-Intevp. (1997). *CÓDIGO ESTRATIGRÁFICO DE VENEZUELA (CEV)*. 15 de marzo de 2009. (<http://www.pdv.com/lexico>).
9. SIGEMAP (Windows, versión 8). *SISTEMA DE GENERACION DE MAPAS*. Programa PDVSA, Caracas, Venezuela.
10. Schlumberger. (1998) *INTERPRETACIÓN DE PERFILES DE POZOS*. CIED-PDVSA. Puerto La Cruz, Venezuela, p 145.
11. Total Oil and Gas Venezuela (2005) *CARACTERIZACION ESTRUCTURAL DEL CAMPO JUSEPIN*. Caracas, Venezuela. Marzo 2005.

УДК 553.98.061.12/.17

**О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИЛИКАГЕЛЯ,
ПОЛУЧЕННОГО ИЗ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ
ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТЫ СО СКЕЛЕТОМ ПОРОДЫ, В
КАЧЕСТВЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕГО АГЕНТА**

Сагиров Р.Н.

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
аспирант 3 года обучения, sagirov.rustam@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Успенский Б.В.

Аннотация: В данной статье описывается эксперимент по получению силикагеля из продуктов реакции полимиктовых песчаников. Обосновывается теоретическая возможность получения потокотклоняющих агентов из отходов плавиковой кислоты, на основе анализа литературных данных.

Ключевые слова: силикагель, методы увеличения нефтеотдачи, потокотклоняющие технологии.

**ON THE POSSIBILITY OF USING SILICAGEL, PRODUCED
FROM THE PRODUCTS OF THE REACTION OF PLAIC
ACID WITH THE BROWN OF THE BREED, AS A FLOW-
CONTAINING AGENT**

R.N. Sagirov

Kazan Federal University, 3rd year Post-graduate Student,
sagirov.rustam@gmail.com

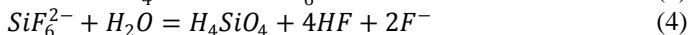
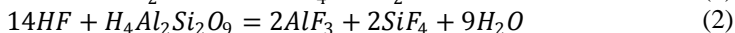
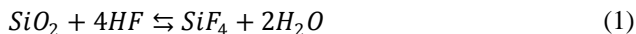
Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor B.V. Uspensky

Abstract: this article describes an experiment to obtain silica gel from reaction products of polymictic sandstones. The theoretical possibility of obtaining flow-dumping agents from hydrofluoric acid waste is justified on the basis of analysis of literature data.

Keywords: silicagel, methods of increasing oil recovery, flow-deflecting technologies.

В настоящее время в связи с истощением на многих месторождениях активных запасов нефти, и приростом трудноизвлекаемых [1], все большую популярность приобретают различные методы увеличения нефтеотдачи. Свою нишу среди них занимают потокоотклоняющие технологии, основанные на закачке в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта, с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта. На сегодняшний день имеется большое количество разновидностей данного метода, один из которых был разработан в ТатНИПИнефть, основанный на применении силикагеля. Его основными преимуществами по отношению к другим методам является устойчивость к сильно минерализованным водам. Сущность этого метода заключается в смешивании на устье скважины силиката натрия и соляной кислоты, и последующей закачке реагентов через струйный насос в пласт. При реакции соляной кислоты и силиката натрия продуктом реакции является силикагель, который, проходя через струйный насос, приобретает дисперсность частиц, и как следствие способность проникать в пласт. Технологическая эффективность данного метода по ряду скважин колеблется от 1800 до 3000 т на одну скважинообработку [2].

В настоящий момент основным способом применения плавиковой кислоты в нефтяной промышленности является использование ее в обработке призабойной зоны (ОПЗ) пласта, с целью интенсификации добычи. При ОПЗ закачивают в пласт плавиковую кислоту, которая реагирует с силикатной частью матрицы породы. После ожидания времени реакции (1-2 часа) продукты реакции удаляются из пласта и скважины в желобную емкость. Ниже приведены уравнения реакций (1), (2), (3), (4), проходящих при ОПЗ плавиковой кислотой.



При реакции плавиковой кислоты с полевыми шпатами и глинами механизм реакции идет по схожей схеме, с образованием золя кремниевой кислоты и различными соединениями алюминия и фтора, а так же соединениями комплексного иона SiF_6^{2-} с натрием, калием и кальцием. Эти соединения являются токсичными, а их утилизация

происходит сжиганием нефти полученной в ходе освоения скважины после ОПЗ. При таком способе утилизации образуются аэрозоли негорючих и токсичных соединений фтора, что пагубно влияет на экологическую обстановку в нефтедобывающих регионах. Ниже представлено более безопасное решение проблемы утилизации отходов реакции плавиковой кислоты, при котором образуется силикагель, который может быть использован, как потокоотклоняющий агент.

В ходе реакции 4 образуется золь кремневой кислоты, который может переходить в силикагель. На образование силикагеля может влиять множество факторов: температура, исходные концентрации реагентов, присутствие в растворе сшивающих ионов – но основным условием, влияющим на переход золя кремнистой кислоты в силикагель, является водородный показатель. Начало коагуляции золя в гель происходит при водородном показателе равным двум и достигает пика в интервале 6-8 [3]. Для проверки возможности использования силикагеля, образующегося в ходе реакции плавиковой кислоты со скелетом породы, был проведен эксперимент, приближенный к реальной обработке призабойной зоны плавиковой кислотой.

Из скважины 65-Т, находящейся на Глянче-Тамакской разведочной площади, был отобран образец зеленовато-серого, среднезернистого, известковистого, не насыщенного нефтью песчаника, относящегося к уфимскому ярусу пермской системы. Образец был размолот и равными навесками в 1 грамм помещался в стеклянную пробирку. Далее образец заливался 3 миллилитрами плавиковой кислоты различных концентраций (1,9%; 5,6%; 17,5%; 35%). Через час раствор продуктов реакции через фильтровальную бумагу отделялся от твердых частиц. Полученный раствор титровался раствором гидроксида натрия с концентрацией 10 г/л до достижения нейтрального рН (фиксирувался индикаторными полосками). Далее образовавшийся силикагель оставлялся на сутки до полного оседания осадка, после чего замерялся его объем. После этого, силикагель отфильтровывался через заранее взвешенный фильтр, просушивался в вытяжном шкафу двое суток и после высыхания взвешивался вместе с фильтром.

Из результатов эксперимента (рис.) видно, что масса образующегося силикагеля напрямую зависит от концентрации исходной плавиковой кислоты. Объем водной взвеси при концентрации кислоты 35% сокращается в два раза, несмотря на то, что масса высушенного силикагеля остается пропорциональной

концентрации кислоты. Это обуславливается меньшей удельной поверхностью силикагеля, образующегося в кислой среде [4]. Силикагель, образующийся в кислой среде, имеет меньшую пористость, соответственно и меньший объем при сохранении массы.

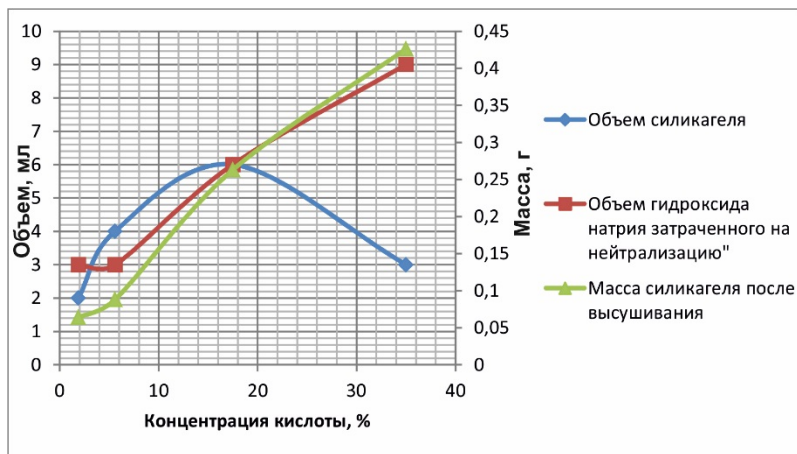


Рис. Зависимость объемов и масс израсходованного гидроксида натрия и образующегося силикагеля от концентрации плавиковой кислоты.

Таким образом, при обработке продуктов реакции гидроксидом натрия получается силикагель, который можно получать непосредственно на скважине в желобной емкости.

Литература

1. Успенский, Б.В. Методология изучения нефтебитумоперспективных территорий и объектов [Текст] / Б.В. Успенский // Нефтяное хозяйство, - 2015. №4. - С. 30-33.
2. Ганиева, З.М. Исследование и применение силикатных микрогелевых систем для увеличения нефтеизвлечения [Текст]: дис. канд. тех. наук ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, 2013. – 132 с.
3. Румянцева, Е. Л. Золь-гель процессы при разложении высокоосновного шлака кислотой [Текст] / Е. Л. Румянцева // Молодой ученый. — 2013. — №7. — С. 27-30
4. Чукин, Г.Д. Химия поверхности и строение дисперсного кремнезёма [Текст] / Чукин Г.Д. – М.: Типография Паладин, ООО «Принта», 2008. – 172 с.

УДК 553

**ФОРМИРОВАНИЕ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА
СЕВЕРНОЙ ЗАЛЕЖИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОСЛЕДУЮЩАЯ ИХ
ДОРАЗВЕДКА В ЦЕЛЯХ ПРИРОСТА ЗАПАСОВ**

М.Ф. Салахова

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
магистрант 1 года обучения, milkatatar@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Смелков В.М.

Аннотация: в работе рассмотрена проблема геологического строения северной части одной из залежей Ромашкинского нефтяного месторождения; проанализирована история и текущее состояние разработки эксплуатационного объекта; предложена и описана гипотеза формирования локальных залежей нефти; дана основа практического применения гипотезы. В результате исследования уточнено геологическое строение и выявлено влияние ККСП на формирование бобриковских мелких по запасам залежей в Северной залежи.

Ключевые слова: бобриковский горизонт, Ромашкинское месторождение, Нижнекамский прогиб, ККСП, целики нефти, доразведка, прирост запасов.

**FORMATION OF STONE-DEPOSITED CONDITIONS OF
THE BOBRIKOVSKY HORIZON
OF ROMASHKIN OIL FIELD AND THEIR EXTRACTION
FOR THE GROWTH OF RESERVES**

M.F. Salakhova

Kazan (Volga region) Federal University, 1st Master's Degree Student,
milkatatar@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Assistant Professor
V.M. Smelkov.

Abstract: The paper considers the problem of the geological structure of the northern part one of the deposits of the Romashkinskoye oil field; analyzed the history and current state of development of the operational facility; the hypothesis of the formation of local oil deposits was proposed and described; the basis of practical application of the hypothesis is given. As a result of the study, the geological structure was refined and the influence of the OOSP on the formation of Bobrikov's small deposits in reserves in the northern part of The North deposit.

Keywords: geological structure, Bobrikov horizon, Romashkinskoye oil field, Nizhnekamsk deflection, KKSP, oil, additional exploration, increment of reserves.

В настоящее время Ромашкинское месторождение находится на поздней стадии разработки, которая характеризуется высоким обводнением и увеличением количества малодебитных по нефти скважин, а также возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов [1]. Истощение запасов основных разрабатываемых пластов приводит к тому, что все большее внимание обращается на тупиковые зоны, линзы, локальные относительно изолированные поднятия и участки [2], которые встречаются в каменноугольных отложениях на Северной залежи.

Поэтому целью данной работы является выявление условий формирования локальных залежей в терригенных коллекторах бобриковских отложений.

Для понимания условий формирования резервуаров бобриковских терригенных отложений на территории Северной залежи, приуроченной к ЮТС (южно-татарскому своду), были реконструированы палеотектонические и седиментационные условия. На ЮТС в начале тульского времени наступают условия трансгрессии, где были периоды, когда территория то выходила, то погружалась в условиях мелководного бассейна. Осадочный материал стекал и сносился в направлении ККСП и создал благоприятные условия в пределах северной и северо-западной части ЮТС для образования мелких и локально-изолированных залежей.

Зная, как образовались данные залежи, где они расположены, можно разработать «инструмент» поиска дополнительных мелких по запасам залежей нефти в Северной залежи Ромашкинского месторождения.

Однако Северная залежь формировалась в нестабильном режиме осадконакопления, что обусловлено неоднородностью литолого-петрографического состава пород, слагающих геологический разрез, частой фациальной изменчивостью и наличием в них врезных зон, содержащих углистые сланцы с вертикальной толщиной до 20 м.

В данной работе проведен анализ всей геолого-геофизической информации Северной залежи (порядка 400 скважин). Выявлены наиболее перспективные участки и три скважины, уже вскрывших пласты с аномальной толщиной коллекторов для данной залежи (средняя толщина коллекторов 2-4 м, в данных скважинах до 15 м).

На участке одного из блоков по результатам оцифрованного геофизического материала была построена геологическая модель. Выявлены интервалы возможной нефтеносности терригенной части бобриковских отложений в первой скважине, которая является нагнетательной. Для подтверждения нефтеносности было проведено геофизическое исследование скважины методом импульсного генератора нейтронов, подтвердившее нефтенасыщенность данных отложений. Опробование данной скважины дало безводный приток нефти дебитом 3 т/сут, что является весьма неплохим результатом, для такой локальной и изолированной залежи. Необходимо отметить, что нефть в данном интервале целика по химическим свойствам менее вязкая (96,8 сПз), чем среднее значение нефти бобриковского горизонта по всей данной Залежи (190-200 сПз), что позволяет предположить: залежь образовалась за счет миграции нефти из других близкорасположенных мелких месторождений (залежей).

Участок второй скважины на сегодняшний день не эксплуатируются ввиду высокой обводненности. Было осуществлено более детальное изучение данного участка, выявлены нефтеносные интервалы. Сопоставление разрезов первой и второй скважин также позволяют найти сходство пластов и подтверждает их одновозрастность. Замечено, что вторая скважина пробурена в куполе мелкой залежи, вскрыла наибольшую нефтенасыщенную толщину залежи, в отличие от соседних (сетка скважин 250 м). С целью выработки остаточных запасов предложено провести НВСП в северо-восточном направлении и по результатам произвести «зарезку» бокового ствола в данном направлении.

Западнее первой скважины пробурена разведочная скважина №3. Она эксплуатируется с дебитом 3,4 т/сут. Ловушка, крыло которой вскрыто бурением скважины №3, имеет продолжение, в разрезе также отмечается увеличение нефтенасыщенной толщины до 9 м. С целью доразведки были проведены сейсморазведочные работы методом НВСП, что позволило выявить восточное направление залежи. По результатам данных работ с целью доизучения предложено бурение разведочной скважины в восточном направлении.

Результаты переинтерпретации дополнительного геофизического материала по Северной залежи подтолкнули на

изучение участка скважины №4. Она эксплуатируется в качестве добывающей с дебитом нефти 3 т/сут при обводненности 36%.

Построение геологического профиля скважин данного участка дает основу для практического применения выше описанной гипотезы образования мелких залежей и «инструмента» поиска дополнительных мелких по запасам залежей нефти. Предположительный структурный план ловушки таков, что ее крыло вскрыто бурением скважины №4, в разрезе скважины отмечается незначительное увеличение нефтенасыщенной толщины до 5 м, а общей толщины до 14 м.

Основываясь на выше приведенных примерах образования данного типа ловушек, предлагается провести сейсморазведочные работы методом НВСП в количестве 6 лучей в северо-западном и юго-восточном направлениях от скважины №4. По результатам сейсморазведочных работ заложить геолого-техническое мероприятие как бурение разведочной скважины или зарезка бокового ствола [3].

В ходе данной работы описана и разработана гипотеза формирования каменноугольных отложений бобриковского горизонта Северной залежи Ромашкинского нефтяного месторождения, которая получила практическую подоплеку – выявлен «инструмент» поиска дополнительных мелких по запасам залежей нефти.

Литература

- 1. Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. // Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – С. 292.*
- 2. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. // Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995 г., в 2-х книгах.*
- 3. Орлинский Б.М., Зевакин Н.И., Лиходедов В.П., Хисамов Р.Б. // Методические аспекты проведения анализа распределения остаточных запасов с целью вовлечения их в разработку. Доклад в сборнике «Проблемы развития нефтяной промышленности на поздней стадии освоения запасов» (Альметьевск). – 1994. – С.78.*

УДК 553.98:550.8.013

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И
АНАЛИЗ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАССЕЙНА
ЮЖНО-КАРСКОЙ ВПАДИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ
ТЕРРИТОРИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО БАССЕЙНА**

И.А. Санникова¹, М.А. Большакова², Р.С. Сауткин³

Московский государственный университет имени
М.В. Ломоносова,

¹ – аспирант 2 года обучения, i.sannikova@oilmsu.ru; ² – к.г.-м.н.,
старший научный сотрудник, m.bolshakova@oilmsu.ru; ³ – к.г.-м.н.,
старший научный сотрудник, r.sautkin@oilmsu.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Ступакова А.В.

Аннотация: С акваториальной частью бассейна Карского моря связана значительная доля ресурсного потенциала России. Для определения основных зон локализации и величины ещё не раскрытого ресурсного потенциала бассейна Карского моря было выполнено геолого-геохимическое бассейновое моделирование четырех сейсмогеологических профилей. Также проведена количественная оценка величины сгенерированных ресурсов юрско-меловыми НМТ.

Ключевые слова: Южно-Карская впадина, бассейновое моделирование, юрская углеводородная система

**OIL AND GAS POTENTIAL AND PETROLEUM SYSTEMS
MODELING FOR THE SOUTH KARA BASIN AND
ADJACENT AREAS OF THE WESTERN-SIBERIAN BASIN**

I.A. Sannikova¹, M.A. Bolshakova², R.S. Sautkin³

Lomonosov Moscow State University, ¹ - 2nd year Post-graduate Student,
i.sannikova@oilmsu.ru; ² - Candidate of Geology and Mineralogy, Senior
Researcher, m.bolshakova@oilmsu.ru; ³ - Candidate of Geology and
Mineralogy, Senior Researcher, r.sautkin@oilmsu.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor
A.V. Stoupakova

Abstract: a significant part of the resource potential of Russia is located in the offshore part of the Kara Sea basin. We have carried out geological and geochemical basin modeling on four seismic and geological profiles to determine the main hydrocarbon localization zones and the amount has not yet explored the resource potential of the Kara Sea basin. We also estimated the generated resources by Jurassic-Cretaceous SR in the Kara Sea basin.

Keywords: South Kara basin, basin modeling, Jurassic hydrocarbon system

Для моделирования процессов генерации углеводородов (УВ) в бассейне Карского моря было выбрано 4 региональных сейсмогеологических профиля, а также скважины (Верхнереченская-1, Ярудейская-38, Новопортовская-107, Бованенковская-97), вскрывшие палеозойский комплекс отложений, различного состава: коры выветривания, ксенотуфы, плагиобазальты, глинистые и органогенные известняки, метаморфизованные сланцы.

Осадочный чехол бассейна Карского моря сложен преимущественно терригенными разностями. Раннетриасовые отложения представлены выветрелыми базальтами и каолинизированными рыхлыми породами. Позднепалеозойские отложения, подстилающие раннетриасовые магматические разности, имеют высокую степень термической преобразованности и метаморфизма и представлены сланцевыми метаморфическими породами [1, 2].

Для более корректного воспроизведения процессов генерации углеводородов в модели были учтены мощности размытых отложений. Значительный перерыв в осадконакоплении отмечается в пределах исследуемой территории в неогеновое время, в течение которого происходил интенсивный размыв отложений олигоцена и эоцена с обнажением отложений песчаников, алевролитов и глин [1]. Мощность неогеновой эрозии составила около 200-300 м в пределах прогибов и впадин и достигает 1 км на поднятиях и инверсионных валах.

Анализ возможных и доказанных нефтематеринских толщ в осадочном разрезе исследуемого региона показал, что в мезозойском осадочном чехле уверенно выделяется 10 нефтегазоматеринских пород (табл.).

Среди возможных потенциальных палеозойских НМТ были выделены глинисто-карбонатные отложения позднего девона (D3fr) на основе данных пиролиза образцов из скважины Ярудейская-38. Франская НМТ имеет зональное распространение.

Для калибровки модели были собраны данные по пластовым давлениям, пластовым температурам и показателю отражения

витринита (ПОВ) из 10 скважин, расположенных в непосредственной близости от линий моделируемых профилей.

Таблица

Литолого-геохимическая характеристика НГМТ бассейна Карского моря

№	НГМТ	Литология	Мощность, м	Тип ОВ	Сорг о, %	Н _о , мгУВ/гСорг
1	Сеноманская (K ₂ sen)	аргиллит	20-30	II	3/5.5	435
2	Альбская (K ₁ al)	аргиллит углистый	20-30	II-III	2/3	120
3	Аптская (K ₁ a)	аргиллит углистый	20	II-III	2/3	150
4	Барремская (K ₁ br)	аргиллит	20	II	3	200
		аргиллит углистый	20-30	II-III	1/2	150
5	Баженовская (J ₃ bj)	аргиллит битуминозный	30	II	11	550
	Даниловская (J ₂ -J ₃ dn)	аргиллит	100	II-III	3	350
	Яновстановская (J ₃ yan)	аргиллит	50-60	II-III	7	450
6	Абалакская (J ₂ -3ab)	аргиллит	30-50	II	3/4	450
7	Леонтьевская (J ₂ leon)	аргиллит	30	II	3.3/4	450
8	Лайдинская (J ₂ lad)	аргиллит	30	II-III	3/4	350
9	Китербютская (J ₁ kit)	аргиллит	30	II-III	3/4	350
10	Левинская (J ₁ lev)	аргиллит углистый	30	II-III	2	300
11	Позднедевонская (франская) (D ₃ fr)	глинистый известняк	10-20	II	8	450

Значения Сорг исх=3/5.5: 3% – Сорг исх в НМТ неглубоководных обстановок, 5.5% - Сорг исх для наиболее депрессионных частей НМТ (в период накопления)

По результатам бассейнового анализа УВ-систем Южно-Карского бассейна подтвердилось наличие нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений как в акваториальной части бассейна, так и на территории прилегающей суши (рис.). Наиболее перспективные возможные скопления УВ можно ожидать на акваториальном продолжении Геофизического вала в Обской губе, а также в юрских отложениях на Щучинском выступе.

В бассейне Карского моря преобладает латеральная миграция флюидов вдоль песчаных пластов. Однако в зонах трещиноватости над глубинными разломами осуществляется и вертикальная миграция, благодаря которой УВ мигрируют из юрских комплексов в вышележащие меловые. Это подтверждает идею о смешанном происхождении залежей газа в меловых отложениях.

Раздел № 5 Геология нефти и газа

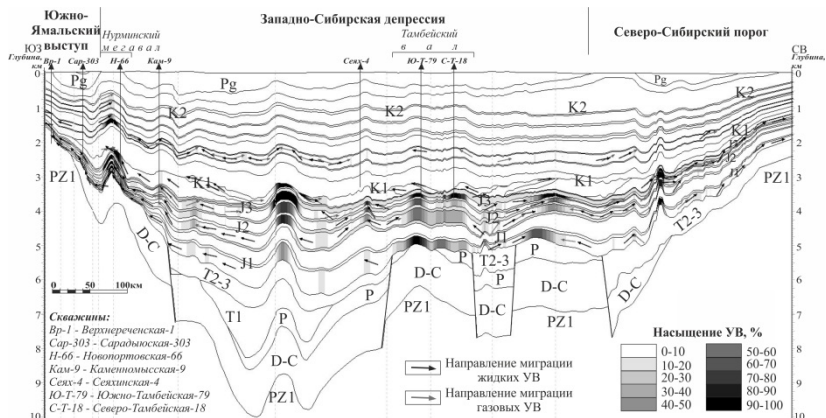


Рис. Степень насыщения и направления миграции УВ в бассейне Карского моря

Также по литературным данным предполагается, что это газ сгенерирован не только меловыми и юрскими НГМТ, но и имеет вместе с тем биогенную природу [3]. Также анализ УВ-систем позволил выявить, что в пределах Южно-Карской впадины и Западно-Сибирской депрессии нефтегазовый потенциал региона исследований обеспечивается преимущественно юрскими НМТ, поскольку скопления УВ в меловом комплексе образуются до масштабной генерации УВ меловыми НМТ. В пределах Восточно-Приуральской зоны прогибов большинство скоплений в юрском комплексе обеспечиваются генерационным потенциалом палеозойских НМТ и чуть меньшей степени потенциалом юрских НМТ.

Литература

1. Атлас палеогеографических карт. Шельфы Евразии в мезозое и кайнозое. Карты. Том 2. ГИИ АН СССР. Робертсон групп. Лондон, 1990.
2. Ступакова А. В. Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. — 2011. — № 6. — С. 99–115.
3. Fjellanger E., Kontorovich A. E., Barboza S. A., Burshtein L. M., Hardy, M. J. & Livshits, V. R. 2010. Charging the giant gas fields of the NW Siberia Basin. In: Vining, B. A. & Pickering, S. C. (eds) Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers – Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Geological Society, London, 659–668.

УДК 550.8.02

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И ПОКРЫШЕК В ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ

И.Г. Свердиев¹, Н.А. Кулаковский²

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный университет»,
аспирант 1 года обучения¹, молодой ученый²,
igsverdiev@rnntc.ru¹, nakulakovskiy@rnntc.ru²

Научный руководитель: д.т.н., профессор Гуленко В.И.

Аннотация: В работе рассмотрены вопросы строения карбонатных отложений верхнедевонского интервала в пределах Хорейверской впадины Тимано-Печорской провинции. Приведены результаты работ в пределах Хорейверской впадины и представлена схема размещения коллекторов в отложениях верхнего девона

Ключевые слова: прогноз коллекторов, верхний девон, хорейверская впадина.

THE REGULARITIES OF PETROLEUM RESERVOIRS AND COVER OF OIL-BEARING STRATAS LOCATION OF THE UPPERDEVONIAN DEPOSITS OF THE HOREYVERSKY DEPRESSION

I.G. Sverdiev¹, N.A. Kulakovskiy²

Kuban State University, 1st year,
Post-graduate Student¹, Young Researcher²,
igsverdiev@rnntc.ru¹, nakulakovskiy@rnntc.ru²

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor V.I. Gulenko

Abstract: The article considers questions of a structure of carbonate deposits of a upperdevonian interval within the Horeyversky depression of the Timano-Pechorsky province are considered. Results of works within the Horeyversky depression are given and the scheme of petroleum reservoirs location of deposits D₃ is presented.

Keywords: reservoir forecast, horeyversky depression, upper devon.

Верхнедевонские карбонатные отложения Хорейверской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции являются перспективными отложениями, с точки зрения обнаружения скоплений УВ. Настоящая работа посвящена изучению закономерности распространения коллекторов и покрышек верхнедевонского интервала разреза в пределах Хорейверской впадины Тимано-Печорского бассейна (рис. 1). Основной проблемой данной работы является отображение соотношения пород-коллекторов и пород-покрышек в верхнедевонском интервале разреза.

Наиболее перспективными горизонтами в верхнедевонском разрезе являются отложения сирачойского горизонта (D_3f_2) и задонский горизонт (D_3fm_1). Сирачойский горизонт представлен рифовым типом разреза [1]. Литологически эти отложения представлены вторичными доломитами и водорослевыми известняками. Породы перекристаллизованные и, часто кавернозные, участками трещиноватые. Задонский горизонт выражен преимущественно мелководно-шельфовыми образованиями – переслаиванием органогенных карбонатных и глинистых пород.

В верхнедевонском интервале разреза в общем случае выделяется два типа записи: область регулярной записи, соответствующая морской седиментации по схеме бокового наращивания (толща заполнения), и область нерегулярной записи, соответствующая зоне развития карбонатной банки. На сейсмических материалах в отложениях верхнего девона отображаются карстовые воронки и промоины, заканчивающиеся пластовыми аномальными двухфазными яркими пятнами (рис. 2). По сейсмофациальным особенностям волнового поля выделяемые аномалии приурочены к межбиогермным отложениям. Известны случаи промышленной нефтеносности заполняющих карст отложений на некоторых площадях.

Наличие в разрезе верхнедевонского комплекса Хорейверской впадины разнообразных типов коллекторов [2] и их многообразие обусловлено сложным сочетанием фаций и различными палеотектоническими и фациальными условиями их образования, постседиментационными изменениями и стратиграфическими критериями. В рамках тематических работ на базе детальных литолого-стратиграфических исследований была выполнена корреляция отложений доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса, охарактеризованы комплексы фаций, выяснена этапность развития бассейна в позднедевонское время, выявлены литологические особенности и условия образования отложений.

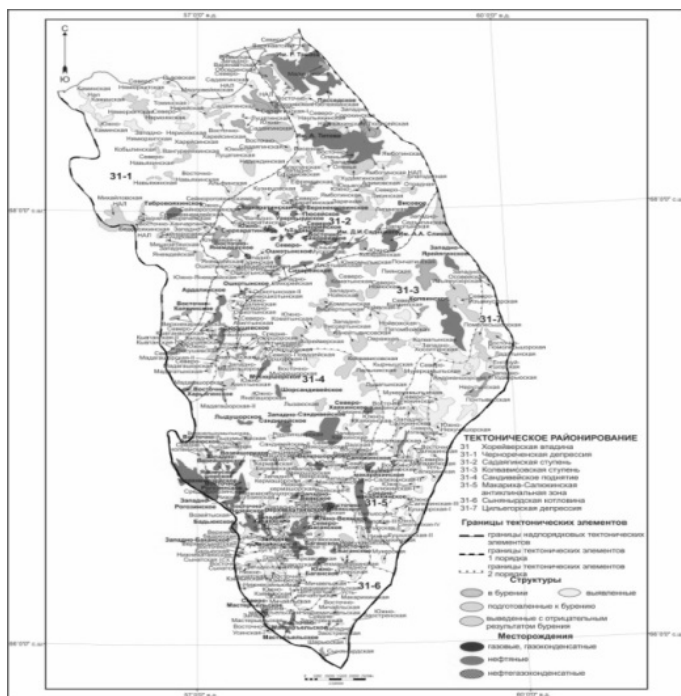


Рис. 1. Тектоническая схема района исследований

В связи с формированием зоны окраины мелководного шельфа в позднефранское время на западе, севере и северо-западе Хорейверской впадины (на Варкнавтской и др. площадях) и в волгоградско-елецкое время в восточной части Хорейверской впадины (Восточно-Хатяхинской и др. площадях), где происходило формирование краевых рифов, именно в этих частях впадины прогнозируются наиболее благоприятные условия для формирования фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Аналогичные условия для образования коллекторов улучшенного качества существовали в позднефранское время в депрессионной впадине, где в пределах палеоподнятий, подвергающихся абразии и выступающих цоколем рифовых построек, формировались одиночные рифовые массивы на Пасседской, им. Требса и др. площадях и атолловидные Сандивей-Мусюршорская и Южно-Баганская банки. Коллекторами в краевых рифах и одиночных рифовых массивах выступают трещинно-кавернозно-поровые вторичные доломиты и известняки.

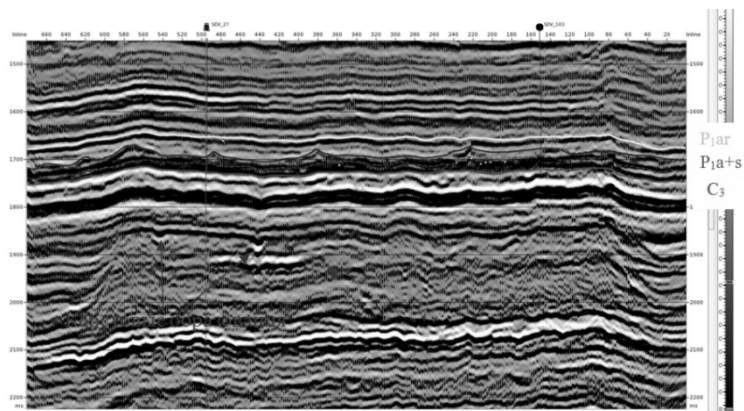


Рис. 2. Карстовые образования в верхнедевонских отложениях

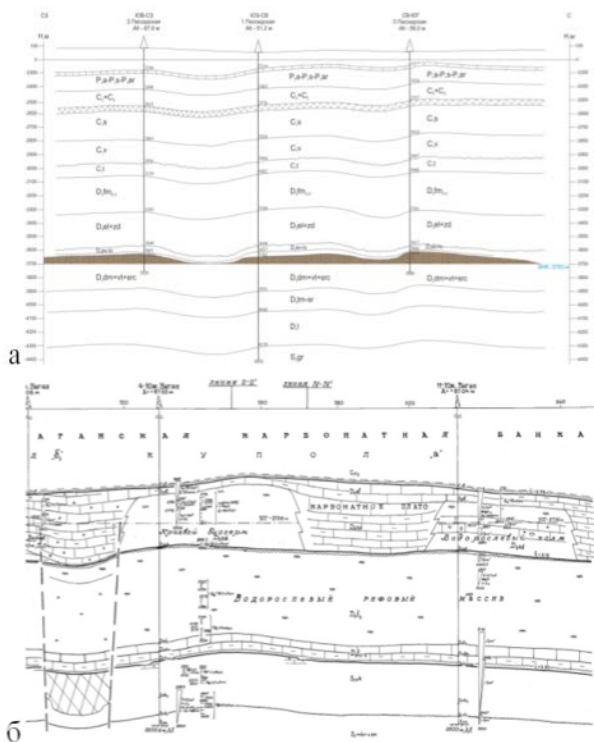


Рис. 3. Месторождения-аналоги: а) Пасседское; б) Южно-Баганское

Сирачойский горизонт представлен средне-высокоемкими коллекторами агглютигермов, которые перекрываются карбонатно-глинистой толщей заполнения шельфа евлановского горизонта. Для агглютигермов сирачойского горизонта аналогом является верхнефранская залежь Пасседского месторождения (рис. 3а). Задонский горизонт представлен средне-высокоемкими коллекторами одиночных рифовых построек и барьерной рифовой системы, развитых по всей территории Хорейверской впадины. Покрышкой является нижнеелецкая карбонатно-глинистая пачка, развитая повсеместно на территории впадины. В роли аналогов для перспективных структур задонского горизонта выступает ряд месторождений: Восточно-Веяжское, Южно-Баганское и др. (рис. 3б).

Литература

- 1. Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). М.: 2007 г.*
- 2. Богацкий В.И., Жемчугова В.А. Система рифогенных образований Тимано-Печорской провинции и их нефтегазоносность // Наследие А.Я. Кремса в трудах ухтинских геологов. Ухта, 1992 г.*

УДК 553.982.2

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ АСТРАХАНСКОГО СВОДА

Т.С. Смирнова¹, Д.А. Бычкова², И.В. Быстрова³

Астраханский государственный университет,
молодой ученый¹, магистрант 2 года обучения², кандидат г.-м.н.³,
tatyana.smirnova@asu.edu.ru, serebryakov-74@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Быстрова И.В.

Аннотация: В данной статье рассмотрены особенности формирования полсолевых отложений структурных форм Астраханского свода. Обосновываются перспективы открытия новых месторождений на территории Харабалинско-Еленовской зоны Астраханского свода. Уделено внимание потенциально нефтегазоносным запасам начальных потенциальных ресурсов (НПР) углеводородного сырья.

Ключевые слова: нефтегазоносность, Астраханский свод, зона поднятий, подсолевой комплекс, углеводородное сырье, Астраханское газоконденсатное месторождение, залежи нефти и газа.

PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF THE SUBSALT COMPLEX OF DEPOSITS OF ASTRAKHAN ANTICLINE

T.S. Smirnova¹, D.A. Bychkova², I.V. Bystrova³

Astrakhan State University,
Young Researcher¹, 2nd year Student Master's Degree Student², Candidate of
Geology and Mineralogy³, tatyana.smirnova@asu.edu.ru, serebryakov-74@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader I.V. Bystrova

Abstract: In this article features of formation of half-salt deposits of structural forms of Astrakhan Anticline are considered. The prospects of opening of new fields in the territory of the Harabalinsko-Elenovsky zone of Astrakhan Anticline are proved.

Attention is paid to potentially oil-and-gas stocks of the initial potential resources of hydrocarbonic raw materials.

Keywords: oil-and-gas content, Astrakhan Anticline, zone of raisings, subsalt complex, hydrocarbonic raw materials, Astrakhan gas-condensate field, deposits of oil and gas.

Астраханский свод по условиям формирования структурных форм в подсолевом комплексе может быть разделен на ряд зон: I – зону развития эрозионных выступов, II – зону развития карбонатных массивов, зону низкоамплитудных поднятий, III – зону развития органогенных построек, IV – зону складчато-седиментационных выступов. Исходя из такого представления о строении, даются перспективы освоения комплекса, начальные потенциальные ресурсы и объемы промышленных запасов [1].

Потенциальные ресурсы нефти и газа недр Астраханского свода весьма высоко оценивались и оцениваются многими поколениями ученых-геологов [2].

Астраханское газоконденсатное месторождение было открыто в среднекаменноугольных отложениях, приуроченное к центральной части Астраханского свода. Месторождение прослеживается с северо-запада на юго-восток на расстояние 100-110 км. Средняя ширина его равна 24 км. Глубина залегания продуктивной толщи колеблется от 3746 до 4010 м. ГВК принят на абсолютной отметке минус 4073 м [43].

Уникальность месторождения заключается в том, что кроме углеводородного газа в пластовой смеси присутствует в значительных количествах конденсат (240 г/м³), сера, сероводород (25 %) и др. компоненты. Запасы сухого газа оцениваются более чем в 3,9 трлн. м³, извлекаемого конденсата 618,5 млн. т и серы 1,4 млрд.т.

За 10-летний период разработки годовая добыча газа на территории Астраханского свода достигла чуть более 0,1% от запасов. Основным фактором, ограничивающим объемы добычи, является высокое содержание токсичных компонентов в составе сырья (H₂S и CO₂ в сумме до 50 % мольных).

В ходе разведки Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ) были установлены многочисленные косвенные признаки нефтегазоносности более глубоких частей карбонатного массива – наличие нефти в кернах скважин, выходы пленки нефти, а также прямые – притоки нефти и газа (скв.2 – Еленовская, 1–Георгиевская, 3 – Заволжская, 2 –Харабалинская, 2–Володарская, 1–Астраханская). Эти результаты заставляют весьма высоко оценить перспективы обнаружения залежей нефти на

Астраханском своде. Весьма примечательно, что нефти Астраханского свода не содержат примесей сероводорода [3].

Важнейшим объектом поисков залежей нефти и газа в пределах северо-восточного склона Астраханского свода являются органогенные образования. В пределах деятельности предприятия «Астраханьгазпром» развитие органогенных структур связывается с Харабалинско-Еленовской зоной. В скв. 2-Еленовская (проектная глубина 5000 м) при опробовании пластоиспытателем в интервале 4180-4040 м получен промышленный приток газа с конденсатом и небольшим содержанием сероводорода. Дебит газа в условиях испытания составляет 154 тыс.м³/сут, пластовое давление 649 атм. Полученные положительные результаты свидетельствуют об открытии Еленовского газоконденсатного (возможно, газоконденсатно-нефтяного) месторождения, представленного предположительно биогермной постройкой. Запасы на этой структуре по категории С определяются порядка 200 млн.т у. т. Проектом подготовки запасов планируются к бурению еще две скважины. Закончен монтаж скв: 3-Еленовская. Используя данные, полученные при бурении скв.1, 2-Георгиевская, а также общегеологические представления о формировании региона. Анализ материала показал, что динамические особенности формирования территории, прилегающей к скв. 1,2-Георгиевская в верхнедевонско-каменноугольный период, резко отличается от сопредельных территорий.

Большие перспективы нефтегазоносности (особенно нефтеносности) связываются с девонской карбонатно-терригенной толщей в пределах северо- и юго-западного обрамления Астраханского свода [4].

В процессе бурения скв. 2-Володарская отмечались интенсивные нефтегазопроявления. Предполагается, что нефтяная залежь здесь будет приурочена к крупной органогенной постройке верхнедевонско-визейского возраста. В пределах АГКМ перспективные породы залегают на глубинах 5,9-6,0 км. Площадь перспективной зоны составляет 1000 км². Объектами являются эрозионные выступы фундамента. С целью открытия в них залежей углеводородов в настоящее время ведется строительство скважины 2-Д. Обосновано заложение также скважин №1-Д, №3-Д проектной глубиной 6500 м.

Таким образом, приведенные выше данные свидетельствуют о том, что в пределах Астраханского свода весь подсолевой комплекс до технической доступной глубины является потенциально

нефтегазоносным с запасами начальных потенциальных ресурсов углеводородного сырья 8,6 млн.т у. т.

Литература

- 1. Пыхалов В. В. Определение новых нефтегазоперспективных направлений на основе геологической модели Астраханского свода: дис. ... канд. геол.-минерал. наук / В. В. Пыхалов. – М., 2015. – 398 с.*
- 2. Бродский, А.Я. Некоторые особенности глубинного строения Астраханского свода / А.Я. Бродский, В.А. Григоров, А.Ф.Ильин, Ю.И. Круглов // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений, 2000. – № 1. – С.3-9.*
- 3. Ахияров А.В. Условия формирования Астраханского газоконденсатного месторождения и перспективы новых открытий в ареале Астраханского свода / А.В. Ахияров, Е.Е. Поляков // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.: сб. науч. статей / Под ред. В.А.Скоробогатова. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. – С. 107-123.*
- 4. Воронин, Н.И. Палеотектонические критерии прогноза и поиска залежей нефти и газа/ Н.И. Воронин. –Москва: Геоинформмарк, 1999. – 228 с.*

УДК 622.276

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ И РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВТОРОГО УЧАСТКА СОЛНЕЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В. Судакова, А.А. Леонтьев

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
магистранты 2 года обучения,
Sudakovaangelina@gmail.com, Leontiev94@gmail.com

Научный руководитель: ассистент С.Е. Валева

Аннотация: В данной статье рассмотрен сравнительный анализ данных подсчета запасов (2008 года) и результатов моделирования второго участка Солнечного месторождения. Проанализированы все входные данные для моделирования. Выявлены несоответствия ВНК и скважины, которые находятся в зоне замещения коллектора.

Ключевые слова: подсчет запасов, геологическая модель, ВНК, коэффициент пористости.

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE RESERVES ESTIMATE AND THE SIMULATION RESULTS OF THE SECOND REGION OF THE SOLNECHNOE FIELD

A. V. Sudakova, A.A. Leontiev

Kazan (Volga region) Federal University,
2nd year Master's Degree Student
Sudakovaangelina@gmail.com, Leontiev94@gmail.com

Research Advisor: Assistant Lecturer S.E. Valeeva

Abstract: This article describes a comparative analysis of reserves estimate (2008), and simulation results of the second region of the Solnechnoe field. All the input data for the simulation were analyzed. Discrepancy in the OWC depth and the wells from the area of reservoir substitution were found out.

Keywords: reserves estimate, geological model, OWC, porosity

Объектом исследования является второй участок Солнечного месторождения. По этому участку в 2008 году был проведен подсчет запасов. Для оценки качества и корректности построения трехмерных моделей мы провели сравнительный анализ данных подсчета запасов (2008 года) и результатов моделирования второго участка. Построение трехмерной модели второго участка осуществлялась в программном комплексе PETREL 2016. Исходными данными для построения геологической модели послужили данные скважин: координаты устьев, инклинометрия, кривые ГИС, заключение по ГИС, интервалы перфорации, подсчетные параметры из «Подсчета запасов...» 2008 г., а также структурные поверхности из отчета «Переинтерпретация сейсмических материалов...» 2008 г. В построении модели участвовали 14 скважин [1,2].

Подсчет запасов УВ сырья проводился в 2008 г., в его основу положены подсчетные планы по кровлям продуктивных пластов и карты эффективных нефтенасыщенных толщин, построенные по данным бурения скважин. Внешние и внутренние контуры нефтеносности проводились на структурных картах по кровле и подошве коллекторов продуктивных пластов исходя из принятых при подсчете запасов положений ВНК [3].

После построения геологической модели были выявлены несоответствия между результатами моделирования и подсчетом запасов (2008 года) [1]. В частности, были выявлены отличия в местоположении скважин, проведено новое обоснование ВНК. В ходе сбора данных была проведена оценка выделения коллекторов и расчет коэффициента пористости (K_p) в сравнении с предыдущей интерпретацией геофизиков и данных РИГИС из ПЗ 2008 г. При оценке выделения коллекторов выяснилось, что не все коллектора учитывались ранее, что увеличивает эффективную мощность по скважинам (рис.1) [2,4].

При оценке коэффициента пористости (K_p) выяснилось, что в подсчете запасов 2008 г. были занижены значения, в том числе и в скважинах 19208 и 21721, отнесенных в зону замещения коллектора.

Также в подсчете запасов 2008 г. по скважине 8713 была принята отметка водонефтяного контакта (ВНК) на абсолютной отметке - 1448,6 м. После переинтерпретации данных, а именно добавление в контур залежи скважины 12403 ВНК был принят на абсолютной отметке -1446,8 м. На рисунке 2 видно несоответствие координат скважины 12403, что приводит к сложности структурного построения.

Раздел № 5 Геология нефти и газа

С целью сопоставления, координаты скважины были сведены к подсчетному плану 2008 года [1].

В результате построения геологической модели были сделаны следующие выводы:

- 1) Уточнено местоположение скважины 12403 в ней выделены пласты-коллекторы. Уточнены физико-емкостные свойства коллектора
- 2) По данным скважины 12403 уточнено положение ВНК, принятое в данной работе на абсолютной отметке -1446,8 м.
- 3) Переинтерпретация ГИС позволила уточнить граничные значения для Кп и в результате были увеличены нефтенасыщенные толщины и общий объем нефтенасыщенных пород.

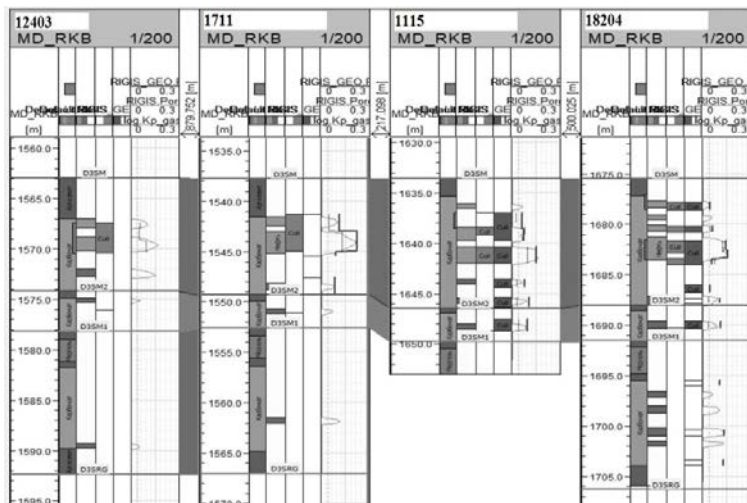


Рис. 1. Оценка выделения коллекторов на скважинах 12403,1711,1115,18204

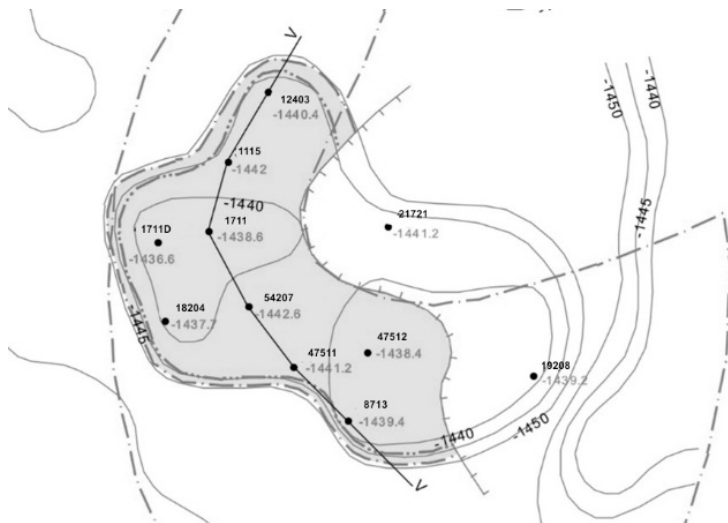


Рис. 2. Размещение скважин на втором участке

Литература

1. Семенова А.С. и др. Оперативный подсчет запасов Далматинской залежи Солнечного месторождения // отчет ООО «Татнефтьтехпром», Альметьевск, 2008. Стр 77-86.
2. Хайдарова А.И. Отчет о результатах работ Домосейкинской с.п. № 5/06-3 на территории Северного и Усть-Камышлинского районов Республики Татарстан // отчет ООО «ТНГ-Групп» Бугульма, 2007. Стр 189-195.
3. Хайдарова А.И. Переинтерпретация сейсмических материалов МОГТ 2D, 3D на Ильзеевском лицензионном участке // отчет / ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, 2008. Стр 206-208.
4. Гильманова Р.Х. Отчет о научно-исследовательской работе «Оцифровка, корреляция и интерпретация разрезов по Солнечному месторождению» // отчет НПО «Газтехнология», Уфа, 2004. Стр 110-114.

УДК 553.981

**АНАЛИЗ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН С ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА**

В.Ю. Сырвачева

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 2 года обучения, syrvacheva.vladlena@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Алексеева О.Л.

Аннотация: в работе рассмотрены наиболее перспективные поднятия для создания в их пределах подземных хранилищ газа на территории Республики Татарстан, изучено их геологическое строение и рассмотрены пласты терригенной части нижнего карбона. Проведен анализ геологических и гидродинамических характеристик пластов Арбузовского поднятия и выявлены две наиболее перспективные структуры для создания в их пределах надежных хранилищ газа.

Ключевые слова: подземные хранилища газа, поднятие, газ, бобриковский горизонт, нефтеносность, пласт-коллектор, амплитуда.

**ANALYSIS OF THE MOST PROMISING STRUCTURES OF
THE REPUBLIC OF TATARSTAN WITH THE PURPOSE OF
CREATING UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES**

V.U. Syrvacheva

Perm State University, 2nd year Master's Degree Student
syrvacheva.vladlena@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader O.L. Alekseeva.

Abstract: the paper considers the most promising uplifts for the creation of underground gas storage facilities in the territory of the Republic of Tatarstan within their limits, studies their geological structure and considers the layers of the terrigenous part of the lower carbon. The analysis of geological and hydrodynamic characteristics of the watermelon uplift reservoirs is carried out and two most promising structures for the creation of reliable gas storages within their limits are revealed.

©В.Ю. Сырвачева

Keywords: underground gas storage, lifting, gas, bobrikovsky horizon, oil content, reservoir, amplitude.

Одним из основных источников энергии, используемых крупными промышленными предприятиями и субъектами топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан, является природный газ. На территории республики не осуществляется добыча природного газа, в связи с чем газ поставляется в регион по магистральным газопроводам Единой системы газоснабжения, с целью его дальнейшей поставки потребителям по распределительным газопроводам. Благодаря природному газу обеспечено устойчивое развитие и функционирование промышленного сектора региона. Уровень газификации Республики Татарстан составляет 99,5 % [1].

При столь высоком уровне газификации требуется создание надежных резервов газа, предназначенных для сглаживания сезонной неравномерности и газопотребления, подачи газа в периоды резкого похолодания, а также в случае возникновения аварийных и нештатных ситуаций на объектах транспорта газа. В связи с этим остро стоит вопрос необходимости создания ПХГ на территории республики [2].

Для создания ПХГ целесообразно использовать водонасыщенные пласты терригенной части нижнего карбона - тульский и бобриковский горизонты [3].

При выборе объектов для создания ПХГ использовались, в основном, следующие критерии:

- расстояние до газопровода не должно превышать 20 км;
- амплитуда поднятий должна превышать мощность пласта-коллектора и составлять не менее 20 м;
- общий объем ловушки должен превышать 500 млн. м³ по газу;
- разведочные скважины на перспективных структурах и нефтяных месторождениях должны быть обсажены колоннами.

С точки зрения близости до газопровода (менее 20 км), что является основным из главных условий будущей экономической рентабельности ПХГ, наиболее предпочтительными являются 4 поднятия: Арбузовское, Шипкинское, Восточно-Аксаринское, Зайцевское.

Арбузовское поднятие было закартировано по результатам структурного бурения на ассельский горизонт нижней перми, проведенным в 1953-1961 гг. в пределах поднятия и на его преκлинали пробурено около 30 структурных скважин.

Выше отмечалось, что для ПХГ в республике Татарстан могут быть использованы тульские и бобриковские отложения. На Арбузовском поднятии тульские отложения в сводовой части (скв.

№885) представлены глинистыми породами, в связи с чем здесь для целей ПХГ могут рассматриваться только отложения бобриковского горизонта.

Амплитуда поднятия по бобриковскому горизонту составляет свыше 200 м, при углах падения пород, достигающих 4° . При опробовании бобриковского горизонта, равно как и других горизонтов, притоков нефти из этих скважин не было получено. В связи с чем скважины не были обсажены колоннами, а ликвидировались установкой цементных мостов и заливкой глинистым раствором.

Шипкинское поднятие территориально находится в лицензионных границах Аксаринского нефтяного месторождения [4].

Одной из существенных особенностей Шипкинское поднятия является отсутствие залежей нефти в терригенных отложениях нижнего карбона: прежде всего в бобриковских отложениях и затем в тульском горизонте. Нефтеносными на поднятии являются карбонаты верейского горизонта (пласт Свр-3) московского яруса и башкирского яруса пачки Сбш-1 и Сбш-2, а также терригенные пласты Д_{0-б} и Д_{0-в} кыновского горизонта франского яруса верхнего девона.

Шипкинское поднятие перспективно для создания ПХГ в водоносных песчаниках бобриковского горизонта.

Восточно-Аксаринское поднятие так же, как и Шипкинское, территориально находится в лицензионных границах Аксаринского нефтяного месторождения [4]. Общая площадь поднятия в пределах замкнутой изогипсы -950 м составляет около 3,985 км². Амплитуда поднятия равна 92,1 м. В плане нефтеносности одной из существенных особенностей Восточно-Аксаринского поднятия является наличие небольшой залежи нефти в терригенных отложениях тульского горизонта нижнего карбона и отсутствие таковой в бобриковских отложениях. Нефтеносными на поднятии являются карбонаты верейского горизонта (пласт Свр-5) московского яруса.

Отличительной особенностью литологического строения терригенной толщи яснополянского горизонта на Восточно-Аксаринском поднятии является инверсия эффективных толщин тульского и бобриковского горизонтов.

Зайцевское поднятие территориально находится в лицензионных границах Биклянского нефтяного месторождения [5]. Размеры Зайцевского поднятия по кровле пласта Свр-3 составляют от 3,8 км в субмеридиональном направлении до 2,2 км в субширотном. Общая эффективная мощность песчаников бобриковского горизонта, вскрытых в скв. 864 составляет 13,8 м, которую можно распространить на всю площадь поднятия.

Анализируя все вышеизложенное, следует сделать вывод, что из всех четырех исследуемых поднятий, наиболее предпочтительными для организации в их пределах ПХГ являются Арбузовское и Зайцевское поднятия.

Учитывая значительные углы падения (до 4⁰), незначительную мощность пласта (до 7-10 м) в сводовой части Арбузовского поднятия, а также амплитуду до 200 м – на этом поднятии возможно создание ПХГ от 200 до 1000 млн. м³ по активному газу. К особенностям геологического строения следует отнести приуроченность тульских и бобриковских терригенных отложений к крупноамплитудной структуре облекания рифогенного массива, связанного с верхнефаменско-турнейскими отложениями.

Резкая неоднородность литологического строения перспективных для создания ПХГ отложений тульского и бобриковского горизонтов, до полного выклинивания их в сводовых частях Восточно-Аксаринского поднятия не позволяет рассматривать этот объект как перспективный для создания ПХГ.

Зайцевское поднятие также является наиболее перспективным для создания в нем надежного хранилища газа по причинам:

1. Наличие залежей нефти на Зайцевском поднятии как в бобриковском, так и в тульском горизонте, говорит о том, что в разрезе визейского яруса наблюдается, как минимум, два флюидоупора, способных удерживать углеводороды.
2. Фильтрационно-емкостные свойства песчаников бобриковского возраста выше на Зайцевском поднятии, чем на Шипкинском и Восточно-Аксаринском.

Литература

1. ООО «Газпром трансгаз Казань» - шестьдесят лет. Кантюков Р.А. Газовая промышленность. 2015. № 9 (727). С. 34-35.
2. Технология освоения бобриковского пласта-коллектора Арбузовского ПХГ. Гарайшин А.С., Григорьев А.В., Исаева Н.А., Кантюков Р.Р., Антипов М.А. Газовая промышленность. 2012. № S684 (684). С. 64-66.
3. Результаты разведочных работ в связи созданием подземного хранилища газа на Арбузовской площади. Байдин В.В., Кантюков Р.Р., Резник Б.А. Газовая промышленность. 2015. № 10 (729). С. 31-35.
4. Умов И. Е. и др. Пересчет запасов и ТЭО КИН Аксаринского нефтяного месторождения. – Казань, фонды ТГРУ. – 2001. – 373 с.
5. Шевцов С. И., Тымин М. Н. и др. Подсчет запасов нефти Биклянского месторождения Татарской АССР. – Казань, фонды ТРУ. – 1986. – 196 с.

УДК 553.982.2

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ БАШКИРСКО- СЕРПУХОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УНЬВИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ) НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА

А.К. Тарканов, Л.Э. Кашапов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИРИНГ» «ПермНИПИнефть»,
инженеры, artem.tarakanov@pnn.lukoil.com,
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Некрасов А.С.

Аннотация: основной проблемой месторождений на окончании II стадии разработки (на момент максимальных отборов), одним из примеров служит Бш-Срп залежь Уньвинского месторождения (Уньвинское поднятие), является снижение пластового давления ниже давления насыщения, как следствие уменьшение уровней добычи нефти и жидкости, рост газового фактора и выпадение АСПО. В работе: выполнен анализ текущего состояния разработки залежи Бш-Срп; Определены причины снижения уровней добычи и пластового давления; Выполнен анализ проведенных ГТМ. Изучен мировой опыт решения выявленных проблем на других месторождениях; Предложена комплексная программа геолого-технических мероприятий по повышению эффективности разработки на 32 скважинах; Сделан расчет вариантов основных показателей разработки с помощью ГДМ, с дальнейшей оценкой экономической составляющей инвестиционного проекта.

Ключевые слова: низкое пластовое давление, давление насыщения, комплексное воздействие на залежь, геолого-технические мероприятия, повышение нефтеотдачи пласта, гидродинамическое моделирование.

**JUSTIFICATION OF THE COMPLEX OF ACTIONS FOR
PERFECTING OF DEVELOPMENT OF THE BASHKIR AND
SERPUKHOV DEPOSIT OF THE UNVINSKY FIELD
(UNVINSKY RAISING) ON THE BASIS OF THE
GEOLOGICAL FIELD ANALYSIS**

A.K. Tarakanov, L.E. Kashapov

«PermNIPIneft», branch of LLC «LUKOIL-Engineering», engineers,
artem.tarakanov@pnn.lukoil.com, linar.kashapov@pnn.lukoil.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor A.S. Nekrasov

Abstract: as the main problem of fields on the termination II of a stage of development (at the time of the maximal selections), to one of examples serves Bsh-Srp a deposit of the Unvinsky field (the Unvinsky raising), decrease in reservoir pressure below saturation pressure, as a result decrease of levels of production of naphtha and liquid, body height of a gas factor and loss of ASPO is. In work: the analysis of current state of development of a deposit of Bsh-Srp is made; the reasons of decrease in production levels and reservoir pressure are defined; the analysis of the carried-out GTM is made. International experience of the solution of the revealed problems on other fields is studied; the comprehensive program of geological and technical actions for increase in effectiveness of development on 32 wells is offered; Calculation of options of key indicators of development by means of GDM, with further assessment of an economic component of the investment project is made.

Keywords: low reservoir pressure, saturation pressure, complex impact on a deposit, geological and technical actions, increase in oil recovery of layer, hydrodynamic model operation.

Рассматривая проблему снижения пластового давления ниже давления насыщения, было определено, что в большинстве случаев это сопровождается уменьшением уровней добычи нефти и жидкости, ростом газового фактора и выпадением АСПО [1].

Причиной является неполный охват площади залежи закачкой, а также недостаточная компенсация отборов в период активного увеличения отборов жидкости. В текущей ситуации необходимо продолжение мероприятий по усилению действующей системы ППД: создание новых очагов, проведение ГТМ на поддержание и увеличение приемистости по действующим скважинам. В противном случае существует вероятность значительного снижения годовых отборов нефти вследствие падения продуктивности скважин [2,3].

Именно поэтому разработана программа ГТМ по повышению эффективности системы ППД и добывающего фонда включающая в себя: перевод под закачку (6 скв.); ВПП составом ЭКС-ЭМ (7 скв.) [4,5]; проведение ОПЗ СОКС (9 скв.); КО составом Флаксокор-210 (3 скв.); проведение КО с применением гидрофобной эмульсии (ЭКС-ЭМ) в горизонтальных скважинах (2 скв.) [6,7]; дострел недренируемых пропластков и реперфорация с последующей КО (2 скв.); поиск оптимальной технологии ВИР, в рамках программы ОНР, на высокообводненных скважинах (3 скв.); перед реализацией программы необходимо проведение комплекса исследований: потокометрические исследования, гидропрослушивание, закачка трассеров (рис.) [8].

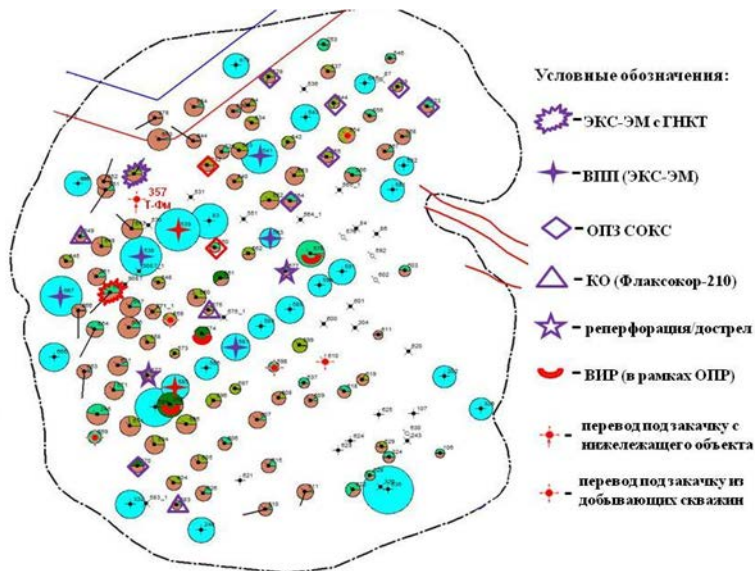


Рис. Схема распределения мероприятий на карте текущих отборов

Для оценки результатов от проведения данного комплекса мероприятий с помощью ГДМ просчитаны прогнозные показатели разработки, где наблюдается рост пластового давления в зонах отбора на 1,15 МПа, на что и было направленно большинство ГТМ. Увеличение эффективной компенсации в зонах отбора. Как следствие это увеличение уровней добычи как по нефти, так и по жидкости. Ожидаемый прирост от мероприятий составит 178,1 тыс.т. нефти.

По результатам расчета экономической эффективности и анализа чувствительности проекта получено, что доход от реализуемого проекта порядка одного млрд. руб., Проект выдерживает риски изменения цены на нефть в $\pm 20\%$ и нормы дисконта до 30% [9].

Вывод: поставленные задачи решены в полном объеме, предложенный проект решает текущие проблемы, возникшие в ходе разработки залежи, по всем показателям является технологически и экономически целесообразным и рекомендуется к реализации.

Литература

1. *Галлямов М.Н. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений./ Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш.// М.: Недра, 1978. – 207 с.*
2. *Газизов А.Ш. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах./ Газизов А.Ш., Газизов А.А.// Недра-Бизнесцентр, 1999.-285 с. ISBN 5-8365-0022-3.*
3. *Демахин С.А. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные скважины./ Демахин С.А., Демахин А.Г.// Учебное пособие Саратов: Изд-во ГосУНЦ "Колледж", 2003. - 164с.*
4. *Петров Н.А. Ограничение водопритока в нефтяные скважины./ Петров Н.А.// М.: ВНИИОЭНГ, 1995.— 65 с.*
5. *Alleman D. The Development and Successful Field Use of Viscoelastic Surfactant-based Diverting Agents for Acid Stimulation/ Alleman D., Qi Qi, Keck R.// Paper SPE 80222. 2003.*
6. *Шушилов А.И. Новые кислотные составы для селективной обработки карбонатных порово-трещиноватых коллекторов/ Шушилов А.И. , Крутыхин Е.В., Кудреватых Н.В., Миков А.И.// Нефтяное хозяйство. 2012. № 2. С. 80–83.*
7. *Sydansk R.D. Delayed polyacrylamide gelation process for oil recovery applications./ Sydansk R.D.// Patent US, no.4744418, 1988.*
8. *Ракчеева Л.А. Детальное изучение геологического строения Уньвинского месторождения с помощью пространственной сейсморазведки 3D./ Ракчеева Л.А. и др.// «ПермНИПИнефть» в г. Перми. Пермь, 2014 г.*
9. *Москвин В.А. Экономическая оценка геолого-технических мероприятий в нефтегазодобыче. Учебно-методическое пособие/ Москвин В.А., Мордвинов В.А.// Пермский государственный технический университет. Пермь, 2005. – 21 с.*

УДК 550.8.013

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ
КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА КОЛЛЕКТОРА
НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Р.Р. Файзетдинова¹, Л.И. Минихаиров²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
магистрант 2 курса¹, аспирант 1 курса²
razilya.glium@yandex.ru, laco99@mail.ru

Научный руководитель: заместитель директора по инновационной деятельности КФУ Судаков В.А.

Аннотация: в данной работе рассматриваются результаты лабораторного исследования по смачиваемости и его влияние на гидродинамические расчеты, которые позволяют спрогнозировать наиболее вероятные сценарии разработки месторождения.

Ключевые слова: карбонатные отложения, смачиваемость, капиллярное давление, гидродинамическое моделирование.

**ASSESSMENT OF CARBONATE RESERVOIR
WETTABILITY INFLUENCE ON RESERVOIR
SIMULATION RESULTS**

R.R. Faizetdinova¹, L.I. Minikhairov²

Kazan (Volga region) Federal University,
2^d year Master's Degree Student¹, 1st year Ph.D. Student²,
razilya.glium@yandex.ru, laco99@mail.ru

Research Supervisor: Deputy director for innovation activity Sudakov V.A.

Abstract: In this work there are considered laboratory studies results on wettability and its influence on reservoir simulation, which allows forecasting the most possible scenarios of reservoir exploitation.

Keywords: carbonate deposits, wettability, capillary pressure, reservoir simulation.

Смачиваемость является одним из главных факторов, контролирующих распределение нефти и воды в пласте, поэтому при разработке карбонатных коллекторов, особенно с применением внутриконтурного заводнения, значительное влияние на конечную нефтеотдачу оказывает смачиваемость пород.

Цель данной работы состоит в проведении лабораторных работ по изучению керна карбонатных отложений башкирского горизонта на смачиваемость и построение гидродинамической модели с использованием полученных результатов. Одной из задач в рамках данного вопроса является разделение отложений по лито-фациальным свойствам, для которых были рассчитаны значения капиллярных давлений и ОФП.

Научная новизна и значимость данной работы заключается в разделении коллектора не только на основе ФЕС, но и на основе характеристик смачиваемости и учете результатов лабораторных исследований по смачиваемости в гидродинамическом моделировании разработки карбонатного месторождения. В виду того, что данный параметр имеет большое значение при разработке карбонатных залежей, в модели особое внимание уделено капиллярным свойствам и их изменениям.

По результатам петрофизических исследований скважины №1 были выявлены литотипы. Далее выделили группы по проницаемости, описанные уравнениями, чтобы в дальнейшем разделить методом кластерного анализа на электрофации. Затем на основе геологического моделирования было получено распределение данных групп в объеме месторождения.

Определение типа смачиваемости и краевого угла проводилось прибором DSA 100B. Для ввода полученных данных в модель, образцы были объединены в группы на основе ФЕС и для каждой из групп рассчитали капиллярные давления, учитывая средний угол смачиваемости.

Проанализировав результаты, в целом наблюдается повышение краевого угла смачиваемости с глубиной отбора. Это связано с изменением состава битумоида. С глубиной меняется содержание асфальто-смолистых соединений, соотношение между смолами и асфальтенами. Однако, стоит признать, что основной фактор, влияющий на изменение смачиваемости – состав нефти. Потому что в смолах и асфальтенах содержатся такие компоненты, которые являются полярными соединениями, обладающие одновременно и гидрофобными, и гидрофильными характеристиками [1].

Раздел № 5 Геология нефти и газа

К моменту получения этих данных уже была построена геологическая и гидродинамическая модели, и было принято решение сравнить расчеты последней с использованием данных по смачиваемости и без них.

Для того, чтобы учесть смачиваемость в модели, была построена геологическая модель, в которой отражалось распределение групп по месторождению на основе данных по скважинам. Для каждой группы рассчитывалось капиллярное давление $P_k^{пл}$ по формуле в системе “нефть-вода” Леверетта.

В модели каждой группе соответствует регион ОФП, в котором и были заданы рассчитанные кривые капиллярных давлений.

Учет смачиваемости благоприятно сказался на результате гидродинамического моделирования истории разработки залежи. Основной проблемой стала невязка добытой воды в модели, которая была решена с учетом смачиваемости. Это можно наблюдать на графиках накопленной нефти и воды. В модели без учета смачиваемости разница по добыче нефти и воды больше, чем в модели с учетом (рис.). В таблице 1 видно, что в последнем случае накопленная добыча воды соответствует реальным данным, если вычесть объем воды в 942,84 ст. м³ добытой из одной из скважин в силу заколонного перетока, который не учитывался в модели.

Таблица 1

Сравнение моделей с учетом и без учета смачиваемости

Модель	Накопл. нефть, тыс. ст. м ³	Накопл. вода, тыс. ст. м ³
Без учета смачиваемости	48.1095	0.979985
С учетом смачиваемости	49.3443	2.50244
История	49.3443	2.50244

Чтобы удостовериться в этом, были построены две прогнозные модели до 2060 года, где одна без учета, другая с учетом смачиваемости. В результате видно, что разница между полученными расчетами существенная, и по накопленной добыче нефти, и по накопленной добыче воды (табл. 2).

Таблица 2

Сравнение прогнозных моделей с учетом и без учета смачиваемости

Модель	Накопл. нефть, тыс. ст. м ³	Накопл. вода, тыс. ст. м ³
Без учета смачиваемости	269.976	133.366
С учетом смачиваемости	296.452	115.122

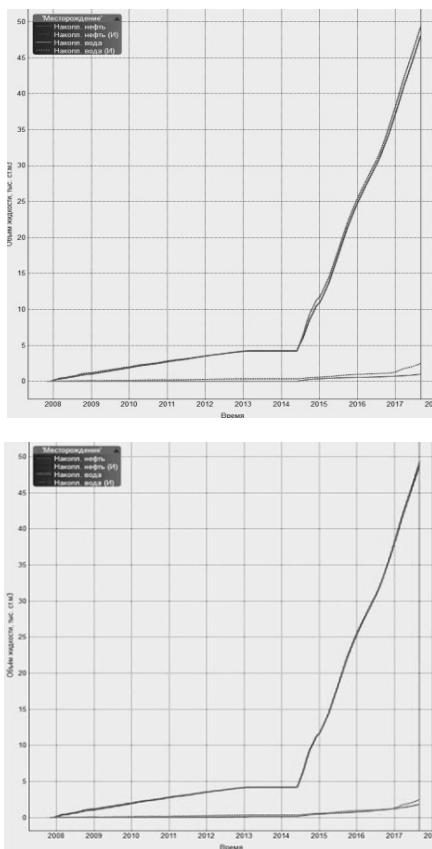


Рис. Графики по накопленной добыче нефти и воды без учета смачиваемости (слева) и с учетом смачиваемости (справа)

Таким образом, смачиваемость – очень важный параметр, который необходимо учитывать для наиболее эффективной добычи нефти. Как показывает данная работа, смачиваемость оказывает существенное влияние на гидродинамические расчеты. Значит, для построения надежных прогнозных сценариев разработки месторождения необходимо учитывать смачиваемость.

Литература

1. Ваэль А., Джил С.Б. Основы смачиваемости. Schlumberger // Нефтегазовое обозрение, 2007. С. 54-75.

УДК 553

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.Р. Фахрутдинов¹, Э.И. Фахрутдинов²

Казанский (Приволжский) федеральный университет,
студент 4 курса¹, молодой ученый², ilmir-fah@rambler.ru

Научный руководитель: ассистент Фахрутдинов Э.И.

Аннотация: В данной работе рассмотрен один из новых методов увеличения нефтеотдачи. Описаны особенности метода газодинамического разрыва пласта, приведены данные по изменению дебита до и после проведения мероприятий.

Ключевые слова: газодинамический разрыв пласта, призабойная зона.

APPLICATION OF METHODS OF RESERVOIR GASDYNAMIC FRACTURING WHILE DEVELOPING OIL FIELD

I.R. Fakhrutdinov¹, E.I. Fakhrutdinov²

Kazan (Volga region) Federal University, 4th year Student¹,
Young Researcher², ilmir-fah@rambler.ru

Research Supervisor: Assistant Lecturer E.I. Fakhrutdinov

Abstract: In present work, one of enhanced oil recovery methods is presented. Described characteristics of reservoir gasdynamic fracturing, represented data change in rate of production before and after the events.

Keywords: reservoir gasdynamic fracturing, bottom-hole area.

Для максимального использования возможностей каждой добывающей и нагнетательной скважины требуется применение геолого-технических мероприятий, максимально оптимальных для данного эксплуатируемого объекта. Общеизвестно, что наибольшее снижение фильтрационно-емкостных качеств пласта происходит в

призбойной зоне. Одним из основных методов увеличения проницаемости является ГРП. Однако стоимость и трудоемкость данного вида работ, заставляет искать другие высокоэффективные методы, сопоставимые с ГРП. Одним из таких методов является газодинамический разрыв пласта (ГДРП)

Суть метода состоит в воздействии на пласт высоким давлением газообразных продуктов, образующихся при горении твёрдогопливных генераторов давления, опускаемых в скважину на геофизическом кабеле. В результате, в пласте раскрываются существующие и формируются новые трещины. ГДРП характеризуется небольшой продолжительностью и возможностью регулирования величины воздействия. Считается, что технология ГДРП приводит к образованию трещин протяженностью до 30 м с остаточным раскрытием до 3 мм, не требующих закрепления [1].

Среди многочисленных методов МУН, ГДРП занимает достаточно высокое положение, показывая лучшие результаты по приращению дебита, и демонстрируя хорошие показатели по продолжительности эффекта, и удельной затрате на тонну дополнительно добытой нефти (табл.) [2]. На рисунке 1 приводятся сравнительные результаты геометрии трещин после ГРП и ГДРП [3].

Для оценки эффективности, было отобрана выборка из 4 скважин. Ниже приведены данные по изменению добычи нефти, обводненности и накопленная добыча в течение продолжительности эффекта.

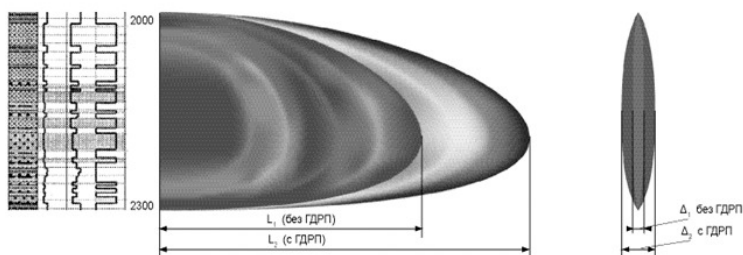


Рис. 1. Сравнительные результаты геометрии трещин после ГРП и ГДРП

Таблица

Изменения показателей по скважинам

№ скв	Qн до, т/сут	Qн после, т/сут	Обв до, %	Обв после, %	Изменение дебита, %	Накоплено за продолжительность эффекта, т
3789	0,88	1,88	28,1	11,1	53,1	250

4748	2,2	0,2	88,2	99,2	-91	0
19602	0,3	3,7	88,3	40,6	91,8	931
4908	1,18	1,35	44,4	75,6	12,5	212

Как видно из приведенных данных, успешной, оказалась обработка 75% скважин. В результате проведенных работ, 1 скважина из разряда рентабельных перешла в разряд убыточных, две скважины из разряда низкорентабельных перешли в класс рентабельных, последняя же в категорию рентабельности не поменяла. В успешно обработанных скважинах, дебит увеличился от 9 до 50 % (рис. 2), большой разброс увеличения дебита объясняется различностью геологических условий. Изменение обводненности (рис. 3), можно обосновать развитием матрицы трещин в разных направлениях.

По данным исследований, эффективность ГДРП зависит от значений проницаемости пласта. Наиболее эффективен ГДРП для песчаных пластов с высокой проницаемостью, в таких пластах, при степени засорения призабойной зоны менее 85%, возможно не только полное восстановление, но и увеличение проницаемости.

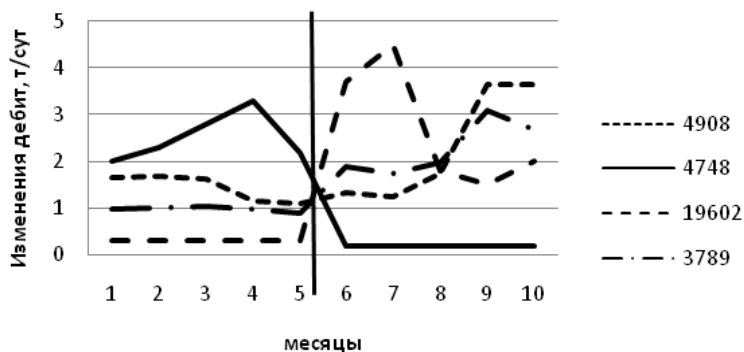


Рис. 2. Изменение дебита до и после мероприятия

Для песчаных пластов, где глинистое составляющее имеет большее значение, эффективность ГДРП меньше. ГДРП на пластах сложенных алевролитами, может привести к отрицательным последствиям или малоэффективно [4].

Подводя итог, нужно отметить плюсы ГДРП. Относительная дешевизна, высокая эффективность являются главными преимуществами метода. К минусам можно отнести невозможность применения в низкопроницаемых коллекторах.

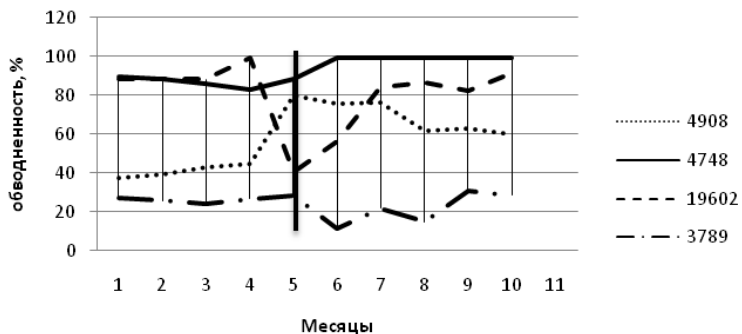


Рис. 3. Изменение обводненности до и после мероприятия

Литература

1. Нифонтов Ю.А., Клеценко И.И., Телков А.П. и др. Ремонт нефтяных и газовых скважин - С.-Пб: АНО НПО «Профессионал», 2005.
2. Веселков С.А. Экономические особенности МУН // Промышленные ведомости. 2007. №1.
3. Гребенников В.Т. Технологии воздействия на продуктивный пласт генераторами давления и горюче-окислительными жидкостями. М.: 2008.
4. Даминов. А.М. Анализ эффективности технологии ГДРП // Нефть и газ Сибири. 2013. №4.

УДК 622.276

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ TNAVIGATOR КАК ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ АНАЛИЗА И ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

А.В. Шаймухаметова

Казанский (Приволжский) федеральный университет, магистр 2 года
обучения, Shajmukhametova.av@gmail.com

Научный руководитель: ассистент Шангараева А.И.

Аннотация: с использованием ПО tNavigator были выявлены участки для осуществления нестационарного заводнения, рассчитаны периоды закачки и отключения нагнетательных скважин. Для эффективности данного мероприятия авторами было решено сочетать ЦЗ с методом изменений направления фильтрационных потоков.

Ключевые слова: циклическое заводнение, гидродинамическое моделирование, tNavigator, изменение направления фильтрационных потоков.

USE OF TNAVIGATOR AS AN INSTRUMENT FOR ANALYSIS AND PARAMETERS MATCHING FOR CYCLIC WATERFLOODING SIMULATION

A. V. Shajmukhametova

Kazan Federal University, 2nd year Master's Degree Student,
Shajmukhametova.av@gmail.com

Research Supervisor: Assistant Lecturer Shangaraeva A.I.

Abstract: using tNavigator software there has been identified areas for cyclic waterflooding, calculated periods of water injection and injection wells inactivity. In order to increase efficiency of this procedure the authors has decided to combine cyclic waterflooding with filtration direction change method.

Keywords: cyclic waterflooding, hydrodynamic modeling, tNavigator, filtration direction change method.

На сегодняшний день многие месторождения находятся на поздней стадии разработки. Однако доизвлечение («довыработка») остаточных подвижных запасов остается актуальным вопросом для многих добывающих компаний. В основном, на таких месторождениях типичные проблемы – это высокая обводненность и низкие дебиты добывающих скважин. В связи с этим для дальнейшей разработки необходимо выбрать подход, позволяющий минимизировать затраты и достичь желаемых результатов. В свою очередь, для выбора такого подхода необходим анализ, в частности инструмент для анализа.

Весьма эффективным методом является циклический режим заводнения – периодическое изменение расходов (давлений) жидкости на нагнетательных и эксплуатационных скважинах со сдвигом фаз колебаний по отдельным группам скважин. Возникающие при циклическом воздействии колебательные перепады давления между зонами разной проницаемости приводят к усилению обмена жидкостью внутри пласта и в итоге – к увеличению охвата неоднородного пласта заводнением [1].

Цель работы: выявление «конкретных» локальных регионов скважин и соответствующих входных параметров (номера скважин, период закачки/остановки, дебит, давление и т.д.) для моделирования циклического заводнения (ЦЗ) в рамках проекта «предложение ГТМ...»

Задачи: проанализировать работу скважин с помощью ПО tNavigator, провести анализ локальных регионов добывающих скважин с окружением нагнетательных скважин, исследовать карты подвижных запасов, нефтенасыщенности, проницаемости, профили скважин, графики и карты ОФП, матрицы дренирования, исследование динамики коэффициента продуктивности, оценить эффективные периоды циклического воздействия.

Новизна работы: с помощью ПО tNavigator возможно провести анализ локальных регионов добывающих скважин, исследуя карты подвижных запасов, нефтенасыщенности, проницаемости и т.д.

Описание работы. Для анализа используются выкопировки (фрагменты) следующих карт:

Карта подвижных запасов. Картирование структуры остаточных подвижных запасов нефти авторами производился в результате гидродинамического моделирования. Рассматриваемый участок находится в зоне с достаточно большими подвижными запасами, которые могут быть извлечены за счет «игры» с градиентами давления и «смещениями» фильтрационных потоков.

Карта нефтенасыщенности. Позволяет определить характер насыщения продуктивного пласта объекта моделирования на текущую дату. Метод циклического заводнения тем эффективнее, чем выше остаточная нефтенасыщенность после обычного заводнения. На исследуемом участке значение нефтенасыщенности равно около 43%.

Карта проницаемости. Характеризует неоднородности, играющие ключевую роль при подборе периодов закачки/остановки для нагнетательных скважин.

Также ПО tNavigator позволяет создать профили для отслеживания неоднородностей по полю проницаемости и пористости и сопоставлять с картой «оторочек» остаточных подвижных запасов нефти.

Авторами были созданы профили проницаемости по линии добывающая скважина – нагнетательная скважина.

Графики «добывающая скважина – нагнетательная скважина». Отражают влияние/отсутствие влияния закачки воды на добывающую скважину (для добывающей – дебит нефти и обводненность, для нагнетательной – приемистость воды и обводненность).

Первичная оценка периодов с помощью ГДМ. Для определения полуцикла закачки/отключения применена формула (1):

$$T = \frac{L^2}{2 * \chi} \quad (1)$$

где T-время полуцикла, с; L – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины, м; χ – пьезопроводность, м²/с.

Таблица 1
Результаты гидродинамического моделирования ЦЗ при закачке 200 м³/сут

№ скв.	Период закачки в окр. нагн. скв., сут	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³ (базовый вариант)	Обвод-сть, % (базовый вариант)	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³ (нестационар-е заводнение)	Обвод-сть, % (нестационар-е заводнение)
25020	12	19,549	97,0	22,588	93
5769_z	25	13,975	85,0	15,129	85
17428	33	154,687	85,0	155,412	86,5
16302	19	281,422	84,8	289,254	78,5
16301	12	102,301	90,0	108,343	87,6
17422	28	117,836	96,6	119,633	86,3

Вторичная оценка: изменение направления фильтрационных потоков. Для изменения направления фильтрационных потоков закачка ведется в две диагонально расположенные нагнетательные

скважины, то есть закачка в первые 12 суток сначала производится на скважинах 16320 и 17413, а следующие 12 суток начинает работать нагнетательная скважина 17415_z.

Таблица 2
Результаты гидродинамического моделирования ЦЗ при закачке 500 м³/сут

№ скв.	Период закачки в окр. нагн. скв., сут	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³ (базовый вариант)	Обвод-сть, % (базовый вариант)	Накопленная добыча нефти, тыс. м ³ (нестационар-е заводнение)	Обводсть, % (нестационар-е заводнение)
25020	12	19,549	97,0	27,751	92,5
5769_z	25	13,975	85,0	17,362	85,9
17428	33	154,687	85,0	157,682	85,1
16302	19	281,422	84,8	298,75	79,6
16301	12	102,301	90,0	118,254	88,0
17422	28	117,836	96,6	123,931	86,6

Анализ полученных результатов. Для определения эффективности нестационарного заводнения сравнивались базовый вариант (при текущем состоянии разработки участка) и вариант с ЦЗ (с закачкой 200 м³/сут и 500 м³/сут). Все расчеты выполнены на период с марта по ноябрь 2019 года (табл.1, табл.2).

Закключение. В данной работе с использованием ПО tNavigator были выявлены участки для осуществления нестационарного заводнения. Выбран участок с высокими остаточными запасами нефти и нефтенасыщенностью.

Для обеспечения максимального извлечения запасов и уменьшения количества попутно добываемой воды на рассматриваемом участке было принято решение об организации нестационарного заводнения и расчетом предлагаемых вариантов с использованием гидродинамического моделирования.

Литература

1. Сургучев М.Л. Циклическое заводнение нефтяных пластов - М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 121 с.

XI СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

ТОМ II

Раздел 6:
*Палеонтология, стратиграфия
и региональная геология*

XI COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
«GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD»

VOIUME II

Section 6:
*Paleontology, stratigraphy
and regional geology*

УДК 553.98

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

И.И. Авдеев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет, студент 3 курса, ilya-avdeev-97@list.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Репина В.А.

Аннотация: В данной статье рассматриваются геологические особенности и процессы формирования баженовской свиты, расположенной на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, описывается ее литологический состав и факторы, влияющие на становление глинистой толщи как коллектора, выявляются структурные особенности свиты как нетрадиционного коллектора для получения достоверной информации о строении и запасах бажена.

Ключевые слова: баженовская свита, нетрадиционный коллектор, Западная Сибирь, кероген.

FEATURES OF FORMATION OF THE BAZHENOV SHALE

I.I. Avdeev

Perm National Research Polytechnical University,
3rd year student, ilya-avdeev-97@list.ru

Research Supervisor: Senior Lecturer Repina V. A.

Abstract: In this article geological features and processes of formation of the Bazhenov shale located in the territory of the West Siberian oil-and-gas province are considered, its lithologic structure and factors influencing formation of clay thickness as a collector is described, structural features of suite as nonconventional collector for receiving reliable information about a structure and stocks of a bazhen come to light..

Keywords: Bazhenov shale, nonconventional collector, Western Siberia, kerogen.

В настоящее время большинство крупных месторождений углеводородов (УВ) находятся на поздних стадиях разработки. Запасы разведанного углеводородного сырья истощаются тогда, как их потребление растет из года в год. Преимущественно, месторождения нефти и газа относятся к традиционным типам природных резервуаров. Таким образом, одним из актуальных направлений геологоразведочных работ является изучение отложений, в которых УВ сосредоточены в резервуаре литологически-ограниченного типа, а именно, в нетрадиционном коллекторе. Отложения баженовской свиты являются одним из известных коллекторов нетрадиционного типа.

Целью данной работы является рассмотрение геологического строения баженовской свиты, расположенной на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и представленной плотными глинистыми породами, которые считаются нефтематеринскими.

Главными задачами автора является: изучение литологического состава и строения отложений баженовской свиты; анализ факторов, влияющих на становление глинистой толщи как коллектора и как нефтематеринской породы; выявление особенностей нетрадиционного коллектора свиты.

Баженовская свита образована осадочными породами морского дна в конце юрского и начале мелового периода.

Отложения свиты сложены четырьмя основными типами пород:

- 1) кремнистыми разновидностями или силицитами, обогащенными аутигенным кремнистым биогенным материалом (60-90%), в породах развиты вторичные коллекторы трещинного типа;
- 2) карбонатными породами, представленными плотными, часто мелкозернистыми известняками сложного состава, слабобитуминозными мергелями и доломитами с низким содержанием органического вещества, и примесью марганца;
- 3) массивными битуминозными слабоалевритистыми аргиллитами с высоким содержанием кремнезема (55-65%) и органического вещества (ОВ более 20%);
- 4) листоватыми аргиллитами, представленными переслаиванием тонкоотмученных битуминозных аргиллитов с микрослойками органического вещества и алевритистыми аргиллитами [1].

Неотъемлемым компонентом глинистых пород баженовской свиты на территории Западно-Сибирской равнины является рыбный детрит. Представлен он многочисленными костными остатками и чешуей рыб, выполненными фосфатом.

Особенностью строения пустотного пространства отложений баженовской свиты является экстракция хлороформом битумоидов,

которая приводит к разрушению органоминеральных комплексов и превращению части закрытых пор в открытые и, как следствие, к завышению значений пористости. Основной емкостью в породах данной свиты, содержащей и отдающей нефть при эксплуатации скважин, могут быть только трещины. В основном преобладают трещины, параллельные напластованию [2].

В позднеюрскую эпоху регрессия сменилась обширной трансгрессией. Осадки баженовской свиты накапливались в условиях обширного эпиконтинентального, мелководного морского бассейна. Режим осадконакопления был достаточно стабильным, отмечается слабая тектоническая активность. Накопление пород баженовской свиты происходило при относительно медленном биогенном осадконакоплении (карбонатно-кремнистые и глинисто-кремнистые породы) и при более быстрой седиментации битуминозных глин. Этим определяется преимущественно глинистый состав отложений баженовской свиты. Данный фактор характеризует сложное строение отложений. По текстурным особенностям все породы баженовской свиты относятся к двум типам — горизонтально-слоистым или слойчатым, и массивным.

Морской генезис вмещающей толщи с остатками морской фауны, низкие темпы минеральной седиментации, а также наличие восстановительной обстановки обеспечивали усиленное накопление и сохранность преимущественно сапропелевого ОВ, наиболее благоприятного для генерации жидких УВ. Источником ОВ были преимущественно планктонные организмы, радиолярии и водоросли [2].

К постседиментационным преобразованиям осадка относятся процессы диагенеза и катагенеза. В результате диагенеза баженовской свиты происходило обезвоживание глин, их уплотнение, снижалась их пластичность — происходило формирование аргиллитов.

Далее, в процессе катагенеза под действием высокой температуры и давления твердые органические компоненты претерпевали фазовые превращения: переходили в жидкое или газообразное состояние. Происходил разрыв окружающей породы — она раздвигалась. В аргиллитах возникали мини-ловушки для органического горючего вещества. Трещины увеличивались в размерах за счет АВПД, которое свидетельствовало о значительном содержании ОВ. Благодаря АВПД и происходил переток УВ по трещинам — так рождался баженинит — порода, содержащая линзочки с керогеном [2].

Баженовская свита распространена на большой площади Западной Сибири, порядка 1 млн. км², тем не менее промышленная

нефтеносность отмечается лишь на некоторых участках, расположенных на колоссальных расстояниях друг от друга, причем количество продуктивных скважин, вскрывших бажен, с дебитом более 5 т/сут составляет менее 5%.

Таким образом, в строении и свойствах пород и флюидов баженовской свиты выявлены следующие особенности:

1. Отложения баженовской свиты прослеживаются на значительной площади Западной Сибири. Литологически состоят из разных пород: глины, известняки, доломиты, песчаники, сланцы с большими примесями глинистого материала. Общая толщина бажена невелика. Породы характеризуются низкими фильтрационными свойствами. Отложения баженовской свиты являются и коллекторами, и нефтематеринскими породами одновременно.

2. Залежи баженовской свиты представляют собой литологически-ограниченные со всех сторон залежи линзовидной формы, которые не контролируются структурным фактором. Нефтеносность отложений установлена только в небольшом количестве скважин, тогда как большинство пробуренных на бажен скважин оказались "сухими".

3. Породы баженовской свиты содержат большое количество органического вещества (керогена). Кероген, обладает подвижностью, как и нефть, но имеет различные с ней свойства, такие как вязкость, плотность и другие, что осложняет процесс его извлечения из породы коллектора традиционными методами (создание депрессии на пласт).

Выявленные особенности строения и свойств баженовской свиты свидетельствуют о крайне сложном нетрадиционном строении её пород-коллекторов. Наличие промышленных притоков нефти из отложений бажена дают нам мотивированные основания для дальнейшего детального изучения свиты (изучение аномалий разреза по методам ГИС, детальное изучение кернового материала и шлифов).

Литература

1. Кузьмин Ю.А., Судат Н.В. Особенности геологического строения, оценки и учета в госбалансе запасов углеводородов в отложениях баженовской свиты месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Ханты-Мансийский автономный округ, издательство «Вестник недропользователя», 2011 год.

2. Филина С.И., Корж М.В., Зонн М.С. Палеогеография и нефтеносность баженовской свиты Западной Сибири. Москва, издательство «НАУКА», 1984 год.

УДК 551.762.2

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ

ПУДИНСКОГО МЕЗОПОДНЯТИЯ

И.И. Афанасьев, Н.Н. Стариков

Национальный исследовательский Томский государственный университет, магистрант 2 года обучения, ilya_1503@mail.ru, аспирант 3 года обучения, starikovnn@gmail.com

Научные руководители: к.г.-м.н., доцент, Бетхер О.В., к.г.-м.н., доцент, Татьянин Г.М.

Аннотация: статья посвящена исследованию среднеюрских отложений центральной части Пудинского мезоподнятия. По результатам комплексных исследований керны были определены условия осадконакопления пластов Ю₃ и Ю₄. Накопление пород происходило в континентальных условиях, где снизу-вверх русловые фации сменялись пойменными и болотными.

Ключевые слова: Западная Сибирь, стратиграфия, фация, обстановка осадконакопления, тюменская свита.

THE CONDITIONS OF FORMATION OF THE MIDDLE JURASSIC SEDIMENTS IN THE CENTRAL PART OF THE PUDINO MESOULIFT

I.I. Afanasyev, N.N. Starikov

National Research Tomsk State University, 2nd year Master's Degree Student, ilya_1503@mail.ru, 3rd year Post-graduate Student, starikovnn@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Bether O.V., Candidate of Geology and Mineralogy, Reader, Tatyaniin G.M.

Abstract: this article contains the research of of the Middle Jurassic sediments restricted to the central part of the Pudino mesouplift. The overall research of core showed the following results: the conditions of sedimentation of the layers J₃ and

J₄ were defined. The accumulation of rocks have been taking place in continental environments, where the channel facies were changing to valley flat and swamp facies from the bottom upwards.

Keywords: Western Siberia, stratigraphy, facies, sedimentation conditions, Tyumen suite.

Для определения условий формирования среднеюрских отложений тюменской свиты были изучены 140 метров кернового материала из 3-х скважин (N-1, N-2, N-3) одного месторождения.

В административном отношении район исследования расположен в Парабельском районе Томской области на юго-востоке Западной Сибири. Согласно схеме структурно-фациального районирования нижней и средней юры (без келловея) Западной Сибири рассматриваемый район располагается на территории Колпашевского структурно-фациального района [1]. По тектонической схеме исследуемый район приурочен к Пудинскому мезоподнятию, которое представляет собой крупную антиклиналь, структурным ядром которой являются несколько куполовидных поднятий.

Проведенный седиментологический анализ основывался на детальном описании керна скважин с изучением структурно-текстурных особенностей, строения породно-слоевых ассоциаций разреза, привлечением данных минералого-петрографического изучения пород, а также результатов палинологического и палинофациального анализов отложений.

В составе свиты в исследуемых скважинах выделяются песчаные пласты Ю₃ и Ю₄, разделенные углисто-глинисто-алевролитовыми пачками. По данным спорово-пыльцевого анализа возраст отложений установлен как раннебатский. Реконструкция условий осадконакопления проводилась снизу вверх по разрезу.

Пласт Ю₄ характеризуется керном в 2-х скважинах (N-1, N-3) и имеет мощности 27 и 30 метров соответственно. Пласт представлен отложениями континентальных обстановок осадконакопления, в которых удалось определить речной и озёрный генезис.

Фация песчаных осадков русел рек представлена средне-мелкозернистыми песчаниками мощностью 25 метров (скважина N-1) с разнообразными типами слоистости, образованными в высоких гидродинамических условиях. Встречаются плоскопараллельная косая, полого-наклонная, реже волнистая слоистость, подчеркнутая послойно распределённым углефицированным растительным детритом, присутствует восходящая рябь течения. О наличии внутриформационных размывов и усилении активности несущего

потока свидетельствуют включения интракластов сидеритового состава, прослой, состоящие из аллохтонного грубообломочного материала, линз и намывов углефицированного растительного детрита или разноразмерных угловатых обломков глинистых алевролитов. Чаще всего данная фация имеет резкий эрозионный контакт с нижележащими отложениями [2].

Также в объеме пласта Ю₄ широкое распространение получили отложения озёрного генезиса мощностью около 27 метров (N-3). В условиях открытого подвижного озёрного мелководья при поступлении достаточного количества терригенного материала и переработке его волновыми процессами, вызванными энергией ветра, формировались преимущественно тонко-мелкозернистые песчаники и крупнозернистые алевролиты, представляющие в разрезе пласта прослой мощностью от 0,4 до 1,0 м. Породы имеют буроватый оттенок, за счёт сидеритизации, среднюю сортировку материала, немного растительного детрита, подчёркивающего слоистость. Характерны динамичные косоволнистые и флазерные текстуры, возникающие вследствие существенно и быстро меняющегося направления волнового перемещения материала. В песчаниках отмечается повышенная карбонатность.

При отсутствии достаточного количества привносимого материала и пониженной гидродинамики среды озера накапливают алевритовые и глинистые осадки приобретающие тонкие горизонтальные, наклонные, слабо полого- и линзовидно-волнистые, ритмичные текстуры. В данном случае в породах присутствует значительное количество углефицированного растительного детрита, появляются остатки корневых систем растений.

Отложения пласта Ю₃ охарактеризованы в 2-х скважинах (N-1, N-2) и имеют мощность 34 и 14 метров соответственно. Породы представлены аллювиальным комплексом фаций, включающим фации русел рек, пойм, заболоченных пойм и болот.

Русловые фации представлены мелкозернистыми хорошо сортированными песчаниками мощностью 14 метров (скважина N-1) с ярко выраженной однонаправленной косой, полого-наклонной, горизонтальной слоистостью, участками массивной текстурой. В основной массе песчаников отмечается появление разноразмерных остроугольных обломков недалекого переноса алевритовой размерности, образовавшихся вследствие размыва течениями берегов [3].

Фации пойм сложены неравномерным переслаиванием тонкозернистых песчаных, алевритовых и глинистых осадков

мощностью 34 метра (скважина N-2). Для них присуще большое количество растительной органики во всех формах – от корневых остатков до отпечатков листьев и фрагментов остатков древесины, единичных линзовидных включений и слоев угля. Характерен разнообразный набор текстур, таких как массивные, расплывчатые – за счет переработки корнями, комковатые – за счет перемешивания материала, наблюдается тонкая слабовыраженная горизонтальная, невыдержанная косая слоистость. Отмечается присутствие стяжений и послойно распределенного сидерита, трещин усыхания.

Образование угольных прослоев от 0,5 до 1 м связано с периодическим заболачиванием водоемов в пределах пойменной равнины [3].

Полученные результаты проведенных седиментологических исследований свидетельствуют о том, что:

- свита имеет полифациальное строение даже в пределах небольшого участка исследований;
- накопление пород происходило в континентальных условиях, где преобладали аллювиальные, озерные и озерно-болотные обстановки осадконакопления;
- накопление циклично построенного разреза речных отложений, где снизу-вверх русловые фации сменяются пойменными и болотными, может быть связано с тектоническим прогибанием участка земной коры.

Литература

1. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с., прил. 3 на 31 листе.
2. Обстановки осадконакопления и фации. Т.1. Под ред. Х. Рединга. М.: Мир, 1990. – 352 с.
3. Алексеев В.П. Атлас фаций юрских терригенных отложений (Угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. – 209 с.

УДК 551.8:556.5

ПАЛЕОГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ АЛЛЮВИАЛЬНОЙ ТОЛЩИ

А.В. Белобородов

Пермский государственный национальный исследовательский университет, молодой ученый, beloborodov.lpmg@mail.ru

Аннотация: приводятся основные результаты реконструкции палеогидродинамических условий накопления аллювиальных песчаных отложений, вскрытых буровыми скважинами в пределах тестовой площадки на территории г. Перми; показаны основные проблемы, возникшие при проведении исследований и направление дальнейших работ.

Ключевые слова: палеорекострукции, палеопоток, палеопатомология, палеогидрология, аллювий

PALEO-HYDRODYNAMIC RECONSTRUCTION OF ALLUYOUS THICKENING CONDITIONS

A.V. Beloborodov

Perm State University, Young Researcher, beloborodov.lpmg@mail.ru

Abstract: the main results of reconstruction of paleohydrodynamic conditions of accumulation of alluvial sand deposits, opened by drilling wells within the test site in the territory of Perm, are given; shows the main problems encountered during the research and the direction of further work

Keywords: paleoreconstruction, palaeostream, paleopathomology, paleohydrology, alluvium

Палеогидрологические реконструкции получили широкое применение в практике геологических исследований нескольких последних десятилетий. В нашей стране первой стала работа [1], в которой реконструированы условия накопления аллювия халдарского горизонта.

Гидравлико-морфометрические зависимости для различных типов речных русел, установленные в результате натурных наблюдений, экспериментов в лотках и эмпирических расчетов, при применении их в целях установления фациальных обстановок седиментации ископаемого аллювия дают вполне

©*А.В. Белобородов*

удовлетворительные результаты. Однако прямое применение метода аналогий и сравнительно-исторического метода, без учета конкретных обстановок формирования и существования речных систем, практически никогда не приводит к правильной интерпретации условий осадконакопления [2]. Таким образом, чем более удаленный во времени отрезок существования речной системы мы исследуем, тем большее количество перекрестной информации необходимо привлекать для подтверждения правильности выводов.

В настоящей работе предпринята попытка реконструкции гидродинамических условий седиментации рыхлых аллювиальных отложений четвертичного возраста (неоплейстоцен). В данном случае, восстановление гидравлических условий накопления аллювиальных свит открывает большие перспективы для детального изучения гидрологического режима Пра-Камы (в терминологии Г.И. Горещкого [3]). Территория г. Перми и прилегающие районы покрыты достаточно плотной сетью разведочных скважин, результаты бурения которых хорошо документированы и поинтервальный анализ отложений по заданным створам в долине р. Камы позволил бы оценивать изменение гидрологических условий Пра-Камы на всем отрезке времени ее существования.

Исходной точкой построений служит простой и наименее затратный по сравнению с другими методами вид исследований - гранулометрический анализ отложений. Жесткая связь между гидродинамическими условиями переноса и отложения осадков определенного размера и морфометрическими характеристиками реки, транспортирующей эти осадки, и позволяет выполнять палеогидрологические (а точнее, говоря именно о реках, палеопатомологические) реконструкции.

Площадка исследований расположена в пределах территории г. Перми, в геоморфологическом отношении участок исследований приурочен к террасированному левобережному склону р. Кама. Буровые скважины вскрыли на глубине порядка 5 м толщу аллювиальных песков. Пески коричневые мелкие средней плотности (табл.), характеризуются субгоризонтально-слоистой текстурой.

Таблица

Гранулометрический состав (% содержание) аллювиальных песков

Размер фракции, мм	2-1	1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,10	0,10-0,05	0,05-0,01	0,01-0,002	<0,002
Содержание, %	0,1-8	0,1-9,9	3,41-33,7	41,2-76	15,2-22,5	1,49-5,2	2,00	0-1,41

По карте плиоцен-четвертичных образований отложения относятся к аллювию первой и второй надпойменных террас (верхнее звено неоплейстоцена).

Расчеты выполнялись по методике, предложенной в работе [4].

Средневзвешенный диаметр частиц $x=0,17-0,18$ мм, максимальный 1-2 мм. Глубина потока до 0,5 м, срывающая скорость 0,29 м/сек. Отложения накапливались в среднединамичных условиях активности (статистический коэффициент асимметрии $\alpha > 0$) стационарного водного руслового потока (коэффициент вариации $v > 0,8$). Водоток равнинного типа (число Фруда $= 0,04-0,05$).

Основными проблемами при выполнении анализа являются: верификация и сопоставимость результатов данных из различных источников получения исходной информации; присущая некоторым аллювиальным отложениям полимодальность гранулометрического состава, затрудняющая вычисление статистических параметров. Кроме того, при выполнении вычислений и анализе полученных результатов следует принимать во внимание существование различных взглядов на применимость тех или иных методов при палеогидрологических реконструкциях (например, возможность использования динамических и генетических диаграмм).

Направлением дальнейших исследований будет: 1) сбор исходной информации по буровым скважинам и гранулометрическому составу вскрытых аллювиальных отложений; 2) вычисление характеристик палеопотоков; 3) согласование полученных данных с результатами исследований, выполненных ранее и другими методами (неотектоническими, геоморфологическими и т.д.); 4) составление картографического материала; 5) поиск новых адекватных гидравлично-морфометрических зависимостей для палеопотоков.

Литература

- 1. Животовская А.И. Опыт восстановления параметров потока по ископаемому аллювию // Очерки по физической седиментологии. Л., Недра, 1964. – С. 98-120.*
- 2. Сидорчук А.Ю. Основные результаты палеогидрологического исследования палеорусел перигляциальной зоны последнего оледенения Русской равнины // Маккавеевские чтения-2003. М., Изд-во МГУ, 2004. – С. 62-70.*
- 3. Горещкий Г.И. Аллювий великих антропогенных прарек Русской равнины. М., Наука, 1964. С. 17-18.*
- 4. Коломиец В.Л. Реконструкции параметров палеопотоков по ископаемым осадкам // Вестник Бурятского университета. Серия 3: география, геология. Вып. 2. Улан-Удэ, 1998. 92-100 с.*

УДК 551.7

**СТРАТИГРАФИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ
ОАЗИСА ЭЛЬ-БАХАРИЯ (ЕГИПЕТ, ЗАПАДНАЯ
ПУСТЫНЯ)**

В. Р. Гавешу

Российский Государственный Геологоразведочный Университет
Имени Серго Орджоникидзе, аспирант 1 курса,
wael_ragab2007@yahoo.com

Научный руководитель: доцент кафедры геофизики Мараев И.А.

Аннотация: оазис Эль-Бахария привлекает внимание экономическими ресурсами, включая месторождения железной руды, месторождения углеводородов, археологические раскопки и гидрогеологические исследования. Поэтому очень важно знать стратиграфические и структурные элементы оазиса Эль-Бахария.

Ключевые слова: стратиграфия, геологическая структура, оазис Эль- Бахария, Западная пустыня, Египет.

**STRATIGRAPHY AND GEOLOGICAL STRUCTURE OF
THE OASIS EL BACHARIA (EGYPT, WESTERN DESERT)**

W. R Gaweish.

Russian State Geological Prospecting University named after Sergo
Ordzhonikidze, Post-graduate student, first year,
wael_ragab2007@yahoo.com

Research supervisor: Reader of the Department of Geophysics, I. A. Maraev,
igorech@rambler.ru.

Abstract: El Baharia Oasis is an interesting area that attracts attentions of geologists and geophysics because it's economic resources and others. So it is very important to know the stratigraphic and structural elements that are controlled in El Baharia oasis, which help other geological studies.

Keywords: stratigraphy, geological structures, El-Bahariya oasis, Western desert, Egypt.

Эль-Бахария оазис – один из пяти больших оазисов в западной пустыне, Египет. Оазис Эль Бахария расположен между широтами 27° 45' - 28° 30' северной и долготами 28° 30' - 29° 10' восточной. Площадь оазиса 2250 км². Поверхностная геология оазиса Эль-Бахария и его окрестностей датируется от сеноманского возраста до среднего миоценового возраста, как показано на геологической карте (Рис.1).

Стратиграфия.

1. Формация Эль-Бахария, датируется ранним и поздним сеноманом, представлена песчаником. Эль-Бахарийская формация перекрыта Эль-Накбской формацией (средний эоцен) в окружающих уступах оазиса Эль-Бахария. Кроме того, формация Эль-Бахария перекрыта базальтовыми породами (средний миоцен) в окрестностях горы Эль-Хефуф в северной части оазиса Эль-Бахария [1].
2. Формация Эль-Хеиз (поздний сеноман) состоит из кластических отложений с прослоями карбонатных пород. Формация Эль - Хеиз покрытая отложениями Эль-Накб формации (средний эоцен) из окружающих уступов Эль-Бахария оазиса в западной, северной и восточной частей оазиса Эль-Бахария [1]. Формация Эль-Хеиз перекрыта формацией Эль-Хефуф и согласно залегающими пластами между ними в южных частях оазиса Эль-Бахария.
3. Формация Эль-Хефуф (туронская-сантонская) сложена доломитами, чередующимися с песчаными и глинистыми пластами.
4. Хуман формация или Меловая Формация (маастрихт) сложена массивным белым мелом мощностью от 30 м до 45 м в западном крутом откосе оазиса Эль-Бахария. Формация Хуман распространена в западной и юго-западной частях оазиса Эль-Бахария.
5. Тараванская Меловая Формация (ранний палеоцен) состоит из известняков и меловых известняков [2]. Тараванская Меловая Формация расположена к югу от оазиса Эль-Бахария.
6. Эль – Накб Формация (ранний-средний эоцен) состоит из розовато-серого кремнистого доломитового известняка. Различные породы несогласно перекрыты формацией Эль-Накб в оазисе Эль-Бахария. Эль Бахария Оазис окружен формацией Эль-Накб со всех сторон, за исключением южных и юго-восточных частей оазиса Эль-Бахария [3].
7. Казун Формация: Казун Формация (средний эоцен) состоит от белого до серого мелкого нуммулитового известняка, который содержит сферические кремнистые конкреции. Формация Казун находится в северо-восточной части оазиса Эль-Бахария [3].

8. Хамра Формация: Хамра Формация (средний-поздний эоцен) состоит из желто-коричневых слоев известняка с окаменелостями. Хамра Формация расположена в северо-восточной части оазиса Эль-Бахария.

9. Вулканические Породы (средний миоцен). Несколько небольших обнажений базальта наблюдаются в северной и центральной частях оазиса Эль-Бахария. Базальтовые породы находятся рядом с горами Радван и Эль-Хефуф и районом Эль-Забу. Разные исследователи различаются в определении возраста базальтовых пород, найденных в оазисе Эль-Бахария. Эль Аккад и Исавеи предположили, что базальтовые породы в оазисе Эль-Бахарии имеют олигоценный возраст [4]. Менйисы и Эль Калюби на основе калий-аргонового метода [5] сделали вывод о среднемиоценовом возрасте базальтовых пород оазиса Эль-Бахария.

10. Четвертичные отложения слагают обширную территорию в оазисе Эль-Бахария и включают два основных типа: 1) Себха и соленосная толща, которые формируют 90% четвертичных отложений оазиса Эль-Бахария; 2) песчаные дюны расположены вблизи городов Мандиша и Эль Бавити, областей Эль-Харра и Эль Забу и других мест в северной части оазиса Эль-Бахария). Источником песчаных дюн является песчаник мелового возраста [6].

Основные структурные элементы: оазис Эль-Бахария – антиклиналь с юго-западной ориентацией. Ось этой антиклинали проходит от северной до южных частей оазиса Эль-Бахария.

Основные структурные элементы оазиса Эль-Бахария представлены на рис.1. (А). Складки: оазис Эль-Бахария состоит из групп последовательных антиклиналей и синклиналей. Эль-Бахария оазис имеет две основные антиклинали: антиклиналь Гораби и антиклиналь Эль - Хеиз. Эль-Бахария оазис также содержит синклиналь Эль-Хуфуф, которая расположена в центральной части оазиса Эль-Бахария (между главными антиклиналями). Большинство синклиналей расположены в западной части оазиса Эль-Бахария в направлениях северо-восток – юго-запад и восток-запад. Самые большие антиклинали в Эль Бахария Оазис - антиклиналь Гораби, антиклиналь Эль Хеиз и антиклиналь Риз. Эти антиклинали простираются в направлении северо-восток – юго-запад [4]. (Б) Тектонические нарушения (разломы): все тектонические нарушения в оазисе Эль-Бахария нормального типа. Большинство тектонических нарушений параллельны осям складок. Эти тектонические нарушения имеют разные направления: северо-восток - югозапад и северозапад –

юговосток. Длина этих разломов колеблется от менее одного километра до нескольких десятков километров.

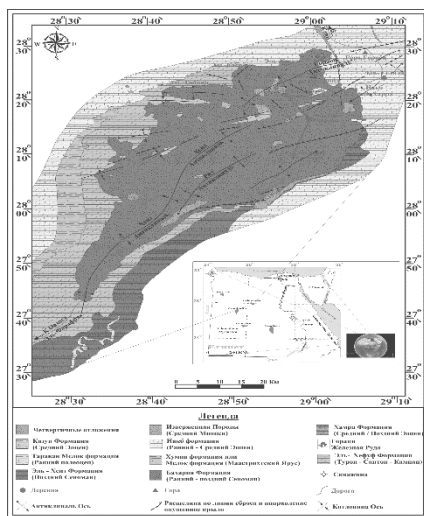


Рис. 1. Геологическая и структурная карты оазиса Эль-Бахария, Западная пустыня, Египет [1]

Литература

1. Said, R. (1990): *The Geology of Egypt*. Elsevier, New York, 734 p.
2. Awad, G. H. and Ghobrial, M. G. (1965): zonal stratigraphy of the Kharga Oasis. *Geol. Surv. of Egypt Paper 34*, 77 p.
3. Said, R. and Issawi, B. (1964): *Geology of northern plateau, Bahariya Oases, Egypt: Geol. Surv, Egypt, Paper No. 29*, 41.
4. El Akkad S., and Issawi B. (1963): *Geology and iron ore deposits of Bahariya oasis*, *Geol. Surv. and Min. Res. Dep. Cairo, Paper 18*, 301 p.
5. Meneisy, M.Y. and El Kalioubi, B. (1975): *Isotopic ages of the volcanic rocks of the Bahariya Oasis*, *Annals of the Geol. Surv. Of Egypt, Vol.5*: 119 -122.
6. Haroun, Y. S. (1990): *Geological and geochemical studies on some radioactive Quaternary deposits, Bahariya Oasis, Western Desert, Egypt. M.S.C. Thesis, AinShamsUniversity*, 184 p.

УДК 551

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ТУФОПЕСЧАНИКОВ АЛГАНСКОГО ТЕРРЕЙНА (УСТЬ-
БЕЛЬСКИЕ ГОРЫ, КОРЯКСКОЕ НАГОРЬЕ)**

М.Ю. Гущина

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Геологический институт Российской академии наук, молодой ученый,
dybree@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший научный сотрудник
Геологического института Российской Академии наук А.В. Моисеев

Аннотация. Рассмотрены геохимические характеристики юрско-меловых туфопесчаников Алганского террейна. Определены направления миграции материала от источника сноса с севера на юг. Подтверждено накопление туфопесчаников в морских условиях, за счет механического разрушения вулканических образований. Установлена смена источника сноса в раннемеловое время.

Ключевые слова: Корякское нагорье, туфопесчаники, геохимические индикаторы, источники сноса

**GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE
TUFFSANDSTONES OF THE ALGAN TERRANE (UST-
BELSKY MOUNTAINS, KORYAK HIGHLANDS)**

M.U. Gushchina

Federal State Budgetary Institute of Science Geological Institute of the
Russian Academy of Sciences, Young Researcher), dybree@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Senior
Researcher of the Geological Institute of the Russian Academy of Sciences
A.V. Moiseev

Abstract. Geochemical characteristics of the Jurassic-Cretaceous tuff-sandstones of Algan terrane are considered in the article. The directions of material migration from the demolition source from north to south are determined. Accumulation of tuff-

sandstones in marine conditions, due to mechanical destruction of volcanic formations was confirm. The source of the demolition was changed in the early Cretaceous time.

Keywords: Koryak highlands, tuff-sandstones, geochemical indicators, sources of sediment drifting

Территория Усть-Бельских гор относится к северо-западной части Корякско-Камчатской складчатой области, которая является примером континентальных окраин аккреционного типа, образованных при последовательном причленения к континенту разнообразных террейнов [1]. В пределах Усть-Бельских гор выделяются отложения Западно-Корякской и Анадырско-Корякской складчатых систем. Алганский террейн относится к Анадырско-Корякской складчатой системе, с северо-запада его структуры перекрыты Усть-Бельским террейном, структуры которого относятся к Западно-Корякской складчатой системе. Отложения Алганского террейна представлены смятыми в систему складок северо-восточного простирания комплексами вулканно-кремнисто-туфотерригенного состава, относящимися к алганской свите (J_3-K_{1v}) [2]. Так же были изучены туфопесчаники неоавтохтона, представленного породами перекатнинской ($K_{1al}-K_{2t}$) и ламутской (K_{2c-cp}) свит [2].

В основу работы легли результаты полевых исследований на территории Усть-Бельских гор, выполненные в 2016 году под руководством А.В. Моисеева (ГИН РАН),

Туфопесчаники имеют граувакковый состав. Изменения и особенности гранулометрического и минералогического составов обломков указывают на расположение источника сноса на северо-западе и на его смену на границе $K_{1v}-K_{2al}$, и на их образование в морских условиях за счет разрушения вулканических образований [3].

В данной работе приводится интерпретация геохимических данных десяти проб туфопесчаников, выполненных ICP-MS. Полученная информация о составе элементов-примесей была проинтерпретирована при помощи ряда отношений химических элементов [4].

Туфопесчаники алганской свиты содержат SiO_2 (67,4-69,7%), TiO_2 (0,77-0,99%), Al_2O_3 (11,7-13,9%), Fe_2O_3 (7,7-8,5%), MnO (0,14%), CaO (4,7-5,0%), Na_2O (3,4-4,0%), K_2O (0,62-0,86%).

Туфопесчаники перекатнинской свиты содержат SiO_2 (67,3-72,2%), Fe_2O_3 (5,3-8,8%), MnO (0,64-0,13%), K_2O (0,84-2,9%), Na_2O (2,9-4,3%). В пределах свиты заметны несколько более низкие содержания на юге TiO_2 (0,66-0,71%), Al_2O_3 (11,9-13,7%), и повышенные содержания

CaO(3,0-4,6%), в то время как на севере TiO₂ (0,7-1,01%), Al₂O₃ (13,5-15,3%), CaO (1,6-2,7%).

Туфопесчаники ламутской свиты содержат SiO₂ (68,6-72,7%), TiO₂ (0,45-0,75%), Al₂O₃ (14,5-15,0%), Fe₂O₃ (4,1-6,5%), MnO (0,05-0,1%), CaO (3,4-3,9%), Na₂O (2,7-3,8%), K₂O (1,2-2,2%).

Во всех туфопесчаниках Na₂O преобладает над K₂O, что по классификации Ф. Петтиджона [5] характерно для граувакк.

Суммарные содержания РЗЭ в туфопесчаниках алганской свиты составляют 86-107 г/т, ламутской свиты – 115-142 г/т. В отложениях перекактининской свиты на юге содержания РЗЭ чуть более низкие – 77-112 г/т, в то время как на севере их величина составляет 82-133 г/т. Спектры распределения РЗЭ во всех свитах схожи между собой.

По литохимическим показателям [4] отложения относятся к мелководным (Fe/Mn от 51 до 68), образованным в морских условиях нормальной солёности (Ti/Mn от 4 до 8), при сухом (TiO₂/Al₂O₃ от 0,03 до 0,06) холодном климате (индекс химического выветривания 56-68), невысокие значения индекса выветривания свидетельствуют о преимущественно механическом разрушении материнских пород. Низкие содержания титана связаны с присутствием островодужной вулканокластики или обломков кислых пород, характеризующихся низкими значениями титанового модуля, причем в алганской свите показатели TiO₂/Al₂O₃ выше, чем в ламутской и перекактининской свитах, что связано с петрографически обнаруженным повышенным количеством обломков кислых пород в отложениях неавтохтона [3]. Значения Sr/Ba, связанное с палеосолёностью вод, составляет в породах северных зон алганской и перекактининской свит (0,9 и 0,3-0,5 соответственно), а на юге (1,6 и 0,8-1,2), это говорит о близости северных отложений к палеосуше, так как там находятся более опресненные зоны палеобассейна, что согласуется с изменением состава и гранулометрических характеристик в этом направлении [3], в том же направлении наблюдаются изменения Na₂O/Al₂O₃. Высокие значения K₂O/Al₂O₃ характерны для перекактининской (0,099-0,213) и ламутской (0,077-0,151) свит, относительно алганской свиты (0,053-0,061). Большие значения Na₂O/K₂O в породах алганской свиты (4,7-5,4) по сравнению с породами неавтохтона (1,2-2,8) говорят о поступлении в позднеюрское-раннемеловое время обломочного материала с более высокой долей полевых шпатов.

Палеогеодинамическая интерпретация была выполнена при помощи диаграмм Б. Роузера и Р. Корша [6], М. Бхатиа и К. Крука [7]. Источником магмы для вулканитов, обломки которых были найдены в туфопесчаниках, была деплетированная мантия. Источник вулканитов

алганской свиты более обеднен РЗЭ, чем источник вулканитов неоавтохтона. Накопление отложений алганской свиты происходило в условиях существования окраинно-континентальной энсиматической дуги, и процессов толеит-андезитового вулканизма (например, Удско-Мургалская дуга [1]). Накопление отложений неоавтохтона происходило при существовании активной континентальной окраины андийского типа (например, Охотско-Чукотский вулканоплутонический пояс), и процессов вулканизма среднего и кислого составов.

Результаты геохимического анализа туфопесчаников позволяют сделать следующие выводы. Формирование пород происходило синхронно с островодужным вулканизмом, за счет механического разрушения вулканических образований в мелководных условиях, при помощи, высокоскоростных мутьевых потоков [3] в морском бассейне с нормальной соленостью, при сухом холодном климате. Источники сноса располагались на севере региона. Для пород перекактинской и ламутской свит источник был обогащен и поставлял больше кислого материала, чем для пород алганской свиты, что связано со сменой источника сноса, отмиранием энсиматической дуги и появлением активной континентальной окраины андийского типа.

Работы выполнены при финансировании гранта Президента РФ МК-132.2017.5 и гранта РНФ 16-17-10251.

Литература

1. Соколов С.Д. *Очерк тектоники северо-востока Азии // Геотектоника, 2010, №6, с. 60–78.*
2. Соколов С.Д., Бялобжеский С.Г. *Террейны Корякского нагорья // Геотектоника. 1996. №6. С. 68–80.*
3. Gushchina M., Moiseev A., Tuchkova M. *Jurassic-Cretaceous tuff-sandstones on the Ust-Belsky mountains: composition, genesis, sources // 33 IAS Meeting. Toulouse 10-12 October, 2017. Abstractbook, p. 38.*
4. *Интерпретация геохимических данных / Подред. Е.В. Склярова. М.: Интермет Инжиниринг, 2001. 288 с.*
5. Петтиджон Ф.Дж., Поттер П., Сивер Р. *Пески и песчаники. М.: Мир, 1976. 535 с.*
6. Roser B.P., Korsch R.J. *Determination of tectonic setting of sandstone-mudstone suites using SiO₂ content and K₂O/Na₂O ratio // J. Geol. 1986. V. 94. № 5. P. 635-650.*
7. Bhatia M.R., Crook A.W. *Trace element characteristics of graywackes and tectonic setting discrimination of sedimentary basins // Contrib. Mineral. Petrol. 1986. V. 92. P. 181-193.*

УДК:551.89

СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ИСКОПАЕМОЙ ГЕРПЕТОФАУНЫ ТЕРРИТОРИИ БЕЛАРУСИ

Н.В. Дорожко

Белорусский государственный университет,
аспирант первого года обучения, natashka_d10.05@mail.ru

Научный руководитель: д.г.н., доцент Д.Л. Иванов

Аннотация: в данном исследовании проводится краткий анализ состояния изученности ископаемой герпетофауны территории Беларуси. Описываются периоды изучения земноводных республики.

Ключевые слова: земноводные, палеогерпетологические реконструкции, ископаемая герпетофауна, голоцен.

ABOUT INVESTIGATIONS OF HERPETOFAUNA AT THE TERRITORY OF BELARUS

N.V.Dorozhko

Belarusian State University, 1st year Post-graduate Student,
natashka_d10.05@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geography D.L. Ivanov

Abstract: in this study, a brief analysis of the state of the study of the fossil herpetofauna of the territory of Belarus was carried out. The periods of study of amphibious republics are described.

Keywords: amphibians, paleogrepetological reconstructions, fossil herpetofauna, Holocene.

Исследования герпетофауны на территории Беларуси выполняются на протяжении долгого времени. Первые упоминания о герпетофауне отмечаются в работе П.Г. Рачинского, которая была опубликована еще до работы К. Линнея о системах природы [1]. До 70-х годов XX века все работы по изучению земноводных и амфибий территории Беларуси носили фрагментарный и эпизодический характер. В начале

семидесятых годов М.М. Пикуликом была создана научная школа белорусских батрахологов и герпетологов, что послужило основой для исследования амфибий и рептилий Беларуси в рамках науки. Активные исследования на этом этапе, также связаны с событиями на Чернобыльской АЭС, оказывалось пристальное внимание работам по изучению влияния радиоактивного загрязнения на животный мир, в том числе и на герпетофауну. Несмотря на то, что исследования М.М. Пикулика связаны с современными видами амфибий и рептилий, результаты данных научных работ можно применять и для изучения ископаемых сообществ герпетофауны, преимущественно в голоцене. Голоцен, как эпоха охватывающая относительно непродолжительный отрезок геологического времени, является наименее удаленным от современности, следовательно, все компоненты географической среды и природные процессы максимально приближены к современным, что значительно больше позволяет использовать принцип актуализма с данной геологической эпохой, нежели с другими.

Фауна земноводных Беларуси до сегодняшнего времени остается одной из малоизученных. Она насчитывает порядка 12-ти видов. Несмотря на малочисленность все виды являются индикаторами экологического состояния биотопов.

Изучение ископаемых амфибий и рептилий на территории Беларуси началось с 80-х годов прошлого века [2]. Различные кости амфибий были обнаружены в антропогенных местонахождениях ископаемых остатков грызунов и отбирались детально в ходе микротериологических подходов. Позднее, в ходе активных полевых поисков мелких млекопитающих (микромаммалий) голоцена, Д.Л. Ивановым, А.Н. Мотузко было обнаружено значительное количество ископаемых остатков герпетофауны. Далее все собранные материалы были определены В.Ю. Ратниковым [3]. На основе полученных материалов проводился сравнительно-описательный анализ герпетокомплексов голоценовых местонахождений территории Беларуси, предложена схема появления и смены видовых ассоциаций по этапам голоцена. Фоссилии земноводных и рептилий встречаются в генетически типах четвертичных отложений. Эти материалы представляют интерес для геохронологических и эколого-палеогеографических реконструкций.

Значительных успехов изучения ископаемых герпетокомплексов на территории Восточно-Европейской равнины достигли в России. Следует отметить ученого-герпетолога В.Ю. Ратникова, который впервые привел систематическое описание ископаемых остатков амфибий и чешуйчатых рептилий Восточно-Европейской равнины по

отдельным костям скелета, дал описание видов, групп видов и родов, впервые применил методику восстановления палеогеографических родов и предложил методику восстановления палеогеографических условий по остаткам наземных холоднокровных позвоночных. Он внес значительный вклад в изучение герпетокомплексов Восточно-Европейской равнины, в том числе и территории Беларуси [4,5].

По сравнению с соседними территориями, палеогерпетологические исследования территории Беларуси начались относительно недавно, однако начиная с 80-х годов XX века, было найдено и описано более 20-ти местонахождений ископаемых земноводных, которые охватывают голоценовую эпоху, определен видовой состав, выполнен предварительный анализ структуры сообществ, предприняты попытки палеогеографических реконструкций. Необходимо рассмотреть возможность использования при хронологических корреляциях и периодизации природных событий позднеледниковья-голоцена не только структурно-экологических особенностей батрахокомплексов, но и показатели видового богатства и относительного обилия ископаемых сообществ по отдельным хроносрезам голоцена. Однако и методика проведения палеогерпетологических работ также нуждается в доработке, так как до сих пор данные исследования сопутствовали другим видам палеонтологических изысканий и не являлись целенаправленными этого отрезка времени.

Литература

1. Пикulik, М.М. Земноводные Белоруссии / М.М. Пикulik. – Минск: Наука и техника, 1985. – 191 с.
2. Калиновский, П.Ф. Первые находки ископаемой герпетофауны в Белоруссии и смежных областях / П.Ф. Калиновский // Докл. АН БССР. – 1987. – Т. 31, № 12. – С. 1114-1117.
3. Ратников, В.Ю. Бесхвостые амфибии позднего кайнозоя Восточно-Европейской платформы и их стратиграфическое и палеогеографическое значение / В.Ю. Ратников. – Воронеж: Изд-во Воронежского ун-та, 1994. – 140с.
4. Ратников, В.Ю. К методике палеогеографических реконструкций по ископаемым остаткам амфибий и рептилий позднего кайнозоя Восточно-Европейской платформы / В.Ю. Ратников // Палеонтологический журнал. – 1996. – №1. – С. 77-83.
5. Ратников, В.Ю. Позднекайнозойские земноводные и чешуйчатые пресмыкающиеся Восточно-Европейской равнины / В.Ю. Ратников // Труды научно-исследовательского Института геологии Воронежского государственного университета. – Вып. 10. – Воронеж: изд-во Воронеж. ун-та, 2002. – 138 с.

УДК 552.12:552.54

**ОСОБЕННОСТИ КОНТАКТА КАРБОНАТНЫХ
ТУРБИДИТОВ В РАЗРЕЗЕ
НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНОЙ ЖУКОВСКОЙ СВИТЫ
(ВОСТОЧНЫЙ СКЛОН СРЕДНЕГО УРАЛА)**

А.Ю. Исаков

Уральский государственный горный университет,
студент четвертого курса; utami@e1.ru

О.Ю. Мельничук

Институт геологии и геохимии УрО РАН,
молодой ученый, o.u.melnichuk@mail.ru

Научный руководитель: д. г.-м. н., профессор Г.А. Мизенс

Аннотация: рассмотрены структурные и текстурные особенности контакта двух известняков из разреза визейской жуковской свиты. Указанные известняки сопоставлены с элементами слоевой последовательности П. Дж. Таллинга с соавторами. Выдвинуто предположение об условиях их формирования.

Ключевые слова: известняки, циклит, турбидиты, жуковская свита, нижний карбон, визейский ярус, Средний Урал.

**SPECIFIC FEATURES OF THE TURBIDITE CARBONATE
CYCLITES BOUNDARY IN THE SECTION OF THE LOWER
CARBONIFEROUS ZHUKOVO FORMATION (EASTERN
SLOPE OF THE MIDDLE URALS)**

A.Yu. Isakov

Ural State Mining University, 4th year Student, utami@e1.ru

O.Yu. Melnichuk

Institute of Geology and Geochemistry, UB RAS, Young Researcher,
o.u.melnichuk@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy,
Professor G.A. Mizens

Abstract: Some structural and textural features of the limestones from Zhukovo Formation are considered in this paper. Noted limestones are compared with some elements of sediment model of P.J. Talling with coauthors. Assumptions about their depositional environment are made.

Keywords: limestones, turbidites, Zhukovo Formation, Lower Carboniferous, Viséan stage, the Middle Urals.

Жуковская свита представляет собой карбонатно-терригенную толщу визейского возраста (аргиллиты, песчаники, гравелиты, брекчии, глыбы известняков), мощностью порядка 800–1000 м, обнажающуюся на восточном склоне Среднего Урала, на левобережье р. Реж. Стратотипической для неё является местность в районе д.д. Жуково и Сохарево. Формирование указанных отложений связано с проксимальными обстановками глубоководного конуса выноса, турбидными и обломочными потоками, в меньшей степени с оползнями и обвалами [1].

Работа основана на результатах исследования ряда образцов, отобранных с зоны контакта двух типов обломочных известняков, обнаженных в верхней части жуковской свиты, в северо-западном карьере на северной окраине д. Жуково. Вскрытый в карьере интервал разреза представляет собой неравномерное чередование аргиллитов и мергелей с калькаренитами, кальцирудитами, граувакками [1].

Полученные результаты показывают, что приконтактовая зона может быть охарактеризована тремя слоями (рис.).

1. Массивный чёрный микрозернистый мадстоун. Видимая толщина порядка 3,5–5 см.

2. Светло-серый известняковый песчаник (калькаренит) – 2,5–3 до 7 см, представляющий собой проциклит 2-го порядка, состоящий из трех элементарных микроциклитов (ЭЦ) (2а–в на рис.). Каждый из них представляет собой слой плохо сортированного песчаника, переходящего по направлению вверх в интервал с микрослоистостью. При этом размерность зёрен изменяется от средней в основании циклита до тонкой в верхней части. Углы наклона слойков достаточно пологие, не более 5–15° к плоскости контакта с микрозернистым известняком. Слоистость подчеркнута темным глинистым материалом. Границы ЭЦ в образце выражены отчетливо.

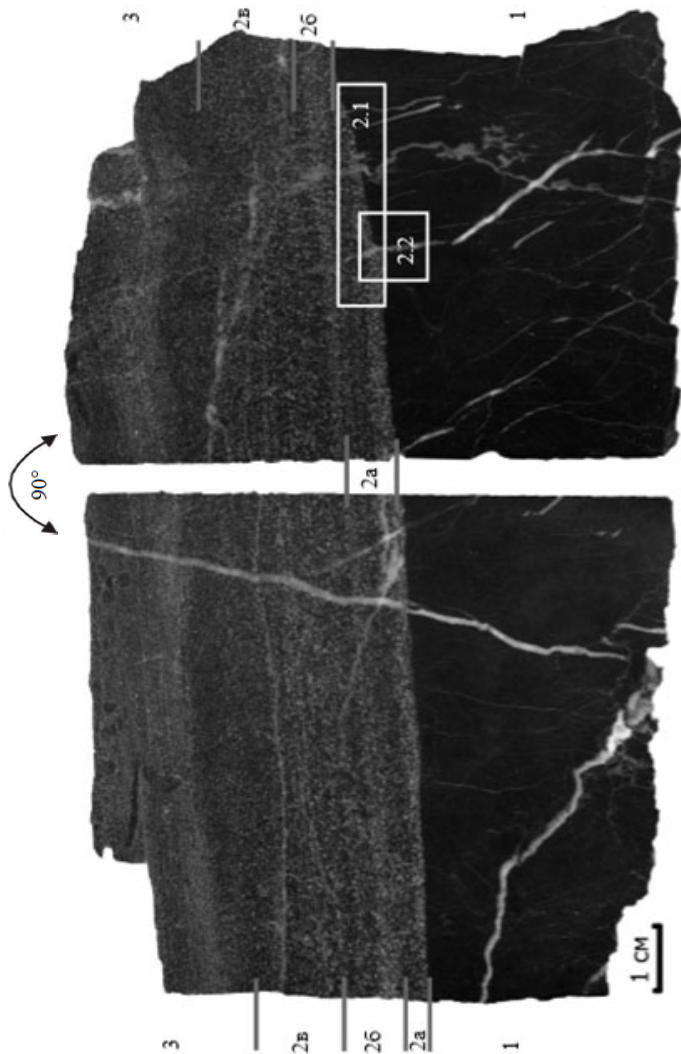


Рис. Контакт циклитов (разрез под 90°) с выделенными слоями и некоторыми элементами. См. пояснения в тексте

Контакт между слоями 1 и 2 резкий, с промоинами различной глубины (от первых миллиметров до 1 сантиметра и более). Причем некоторые из них по своей форме напоминают микросбросы (см. элемент 2.2 на рис.). Кроме того, вблизи подошвы слоя, в том числе в промоинах, можно наблюдать тонкие литокласты мадстоуна из первого слоя, а слойки в самом нижнем ЭЦ выклиниваются (элемент 2.1 на рис.).

3. Выветрелый аналог слоя 2 с тонкой горизонтальной слоистостью. Порода имеет светло-коричневый и светло-серый цвет с коричневатым и зеленоватым оттенками. На рисунке видно, что выветривание в целом интенсивно развито только по известняковому песчанику и практически не затрагивает значительно более тонкий и практически лишенный порового пространства чёрный мадстоун слоя 1. Контакт между слоями 2 и 3 постепенный, либо относительно отчётливый.

Описанные слои пронизывают многочисленные трещины (толщиной до 2–3 мм), залеченные кальцитом. Они субвертикальные, диагональные, в разной степени извилистые, но в целом образуют систему. Некоторые из трещин меняют направление, до субгоризонтального. Раскрытые трещины встречаются во всех указанных слоях. В то же время другие затухают – либо во втором слое, либо на границе слоев 1 и 2.

Структурно-текстурные особенности описанных слоев позволяют предполагать, что изученный контакт двух микроциклитов представляет собой не что иное, как контакт элементов T_A (слои 2 и 3) и T_{E-3} (слой 1) слоевой последовательности П. Дж. Таллинга с соавторами [2], либо, что также вероятно, контакт элемента T_A и гемипелагических отложений. Для элемента T_A предполагается осаждение из низкоплотностного турбидного потока, а для T_{E-3} – седиментация из глинистого плотностного потока [2].

Литература

- 1. Степанова Т.И., Мизенс Г.А., Кучева Н.А. Новые данные по литологии и фауне жуковского горизонта визейского яруса стратотипической местности (восточного склона Среднего Урала) // Ежегодник-2007. Екатеринбург, 2008. С. 144–151.*
- 2. Talling P.J., Masson D.G., Sumner E.J., Malgesini G. Subaqueous sediment density flows: depositional processes and deposit types // Sedimentology. 2012. V. 59. P. 1937–2003.*

УДК 551.83

**ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

Д.А. Кожевников

Пермский государственный национальный исследовательский университет, магистрант 2 курса, kozhevnikovdan@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Кожевникова Е.Е.

В данной статье рассмотрены геологические характеристики месторождений Республики Татарстан, имеющих залежи в терригенном девоне. Изучены палеогеографические обстановки территории в девонское время. Построены карты распространения отложений девонского терригенного нефтегазосного комплекса, выделены основные закономерности расположения залежей нефти в терригенном девоне на территории республики.

Ключевые слова: терригенный девон, осадконакопление, нефтегазосность, Республика Татарстан, месторождение.

**PALEO GEOGRAPHIC CONDITIONS AND PETROLEUM
POTENTIAL OF THE DEVONIAN DEPOSITS OF THE
REPUBLIC OF TATARSTAN**

D.A. Kozhevnikov

Perm State University, 2st year Master's Degree Student,
kozhevnikovdan@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader E.E. Kozhenikova

Abstract: This article describes the geological characteristics of deposits of the Republic of Tatarstan, which have deposits in terrigenous Devonian. Paleogeographic conditions of the territory in Devonian time were studied. The conclusions about the conditions of sedimentation, maps of the distribution of Devonian terrigenous oil and gas complex. The main regularities of the location of oil deposits in the terrigenous Devonian on the territory of the Republic are highlighted.

Keywords: terrigenous rocks of the Devonian, sedimentation, petroleum, Republic of Tatarstan, field.

В настоящее время на территории Республики Татарстан открыто и разрабатывается 93 месторождения нефти, из них на 61 разрабатываются залежи, расположенные в отложениях девонского терригенного нефтегазоносного комплекса [1]. Именно в нем сосредоточены основные запасы углеводородов республики, при этом на самом значимом месторождении района, Ромашкинском, преобладающая часть залежей нефти находится в пашийской толще. Несмотря на разработку месторождений с залежами в данном комплексе, среди ученых ведутся споры об источнике генерации этих углеводородов, так в сложившейся ситуации актуальность изучения данной толщи не угасает [2,3].

Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс на рассматриваемой территории представлен песчано-глинистыми отложениями воробьевского, ардатовского, муллинского, пашийского и тиманского горизонтов, которые распространены исключительно на юго-восточной и восточной части республики (рис. 1).

В воробьевское время накопление терригенного материала связано с трансгрессией, снос материала происходил на мелководную часть моря. На приподнятых участках отлагались более чистые пески, иногда значительной мощности, в пониженных участках отмечается увеличение глинистости [4]. С отложениями этого возраста связаны залежи нефти на Бавлинском, Урустамакском и Тат-Кандызском месторождениях, где мощность песчаных прослоев составляет 10-15 м, а также 6 м в районе Матросовского месторождения.

Ардатовское время соответствует максимальному развитию трансгрессии живетского бассейна. Этот период характеризуется однотипностью строения осадков на большой площади, уменьшением зон распространения грубозернистого материала и тонкая слоистость аргиллитов и алевролитов. В зоне прибрежной равнины, временами заливавшейся морем, и морского побережья шло образование глинисто-песчаных осадков.

Промышленные залежи нефти в ардатовских отложениях известны на Алексеевском, Бавлинском и Урустамакском месторождениях, суммарная мощность песчаников на их территории не превышает 5,5 м. Муллинское время соответствует регрессивной фазе живетского цикла осадконакопления, отличительная особенность которого - широкое распространение глинистых осадков. Татарский свод в начале муллинского времени имел довольно большую высоту и подвергался значительному разрушению. Мощные толщи прибрежных песков

прослеживаются в районе Ромашкинского месторождения, где их толщина составляет более 10 м. Залежи нефти выявлены на Ромашкинском, Алексеевском и Тат-Кандызском месторождениях. Пашийское время характеризуется терригенным типом отложений мелководного характера. Накопление материала происходило как за счет сноса с суши, так и в значительной мере за счет переотложения ранее образовавшихся осадков. На большей части территории в пашийское время господствовали условия прибрежного мелководья, вследствие чего отложения этого возраста имеют практически повсеместное распространение. Наибольшие мощности песчаных отложений составляют около 20 м на склонах Южно-Татарского свода, при среднем значении на территории 13 м.

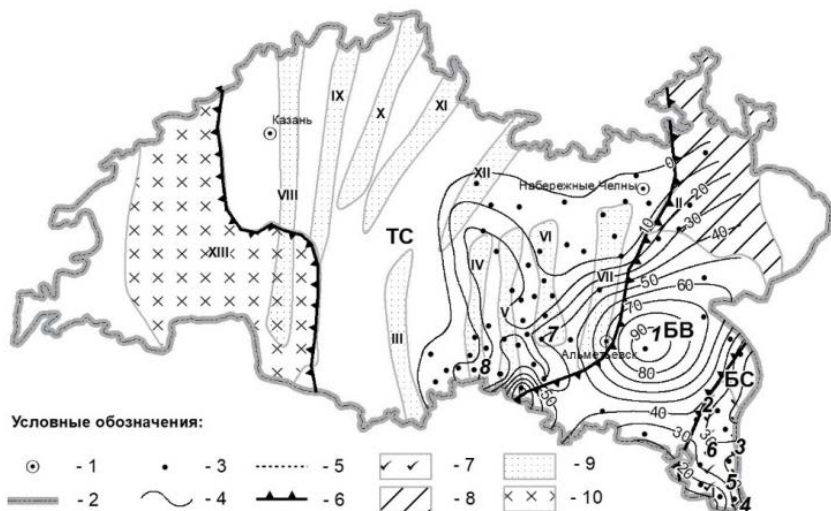


Рис. 1. Расположение отложений девонского терригенного нефтегазоносного комплекса: 1 - города; 2 – административные границы; 3 – месторождения нефти: 1 – Ромашкинское, 2 – Бавлинское, 3 – Урустамакское, 4 – Тат-Кандызское, 5 – Матросовское, 6 – Алексеевское, 7 – Урусбайкинское, 8 – Западно-Сотниковское; 4 – изопахиты отложений терригенного девона; 5 – изопахиты песчаников терригенного девона; 6 – границы сводов и впадин: ТС – Татарский свод; БС – Башкирский свод; БВ – Бугульминско-Бузулукская впадина; 7 – границы террас: I – Туймазинско-Стерлитамакская; 8 – границы седловин: II – Татарско-Башкирская; 9 – границы грабенообразных прогибов: III – Западно-Степноозерский; IV – Баганинский; V – Амировский; VI – Кузайкинский; VII – Алтунино-Шунакский; VIII – Приволжский; IX – Ветровский; X – Янчиковский; XI – Тюлячинский; XII – Мамадышский; 10 – границы грабен-прогибов: XIII – Казанско-Кажимский.

В тиманское время происходит дальнейшее опускание территории и нарастание трансгрессии. Поступление обломочного материала сокращается, так как источник сноса отходит на более далекое расстояние. Осадки формировались в прибрежных условиях, на мелком шельфе, а также в прогибах и впадинах – относительно глубоких частях шельфа. Почти во всех месторождениях на территории Республики Татарстан, где присутствуют отложения терригенного девона, имеются залежи нефти в породах тиманского возраста. Наибольшая мощность песчаных прослоев этого горизонта составляет около 6 м на Ерусбайкинском и Западно-Сотниковском месторождениях, при среднем значении 4,1 м.

Отложения терригенного девона на территории Республики Татарстан формировались в условиях чередования трансгрессии и регрессии моря, преимущественно в результате сноса материала с южного и юго-восточного склонов Татарского свода и с западного склона Башкирского свода и отложением его на шельфе моря, во впадинах и грабенообразных прогибах. Общая мощность составляет от 10 до 97 м, наибольшие значения относятся к склонам Южно-Татарского свода (рис. 1). Мощность песчаных прослоев изменяется от первых метров у западной границы распространения отложений до 34 м в районе Ромашкинского месторождения (рис. 2).

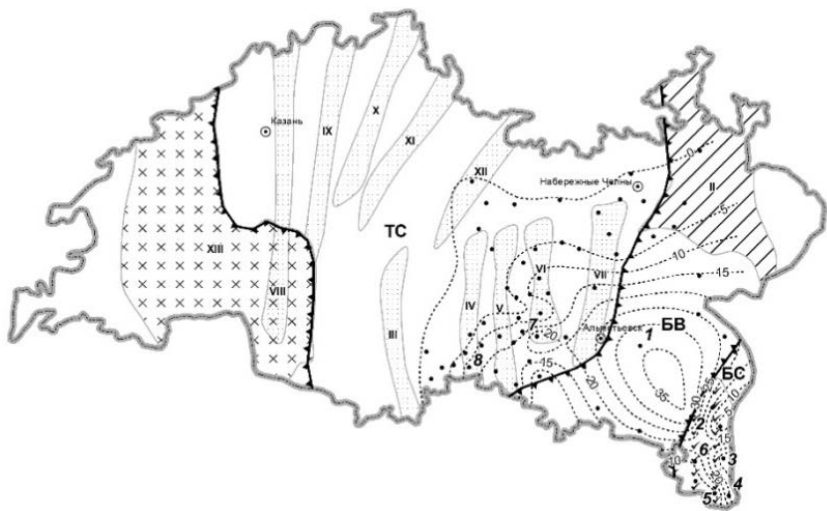


Рис. 2. Распространение песчаников девонского терригенного нефтегазоносного комплекса (условные обозначения на рис. 1)

Нефтегазоносность данного комплекса ограничена распространением отложений и связана с условиями осадкообразования, наибольшие мощности соответствуют северной зоне распространения Бугульминско-Бузулукской палеовпадины. Стоит отметить, что на Алексеевском, Бавлинском, Ромашкинском, Урустамакском и Тат-Кандызском месторождениях залежи нефти имеются в 3 из 5 горизонтах терригенного девона и все они находятся на территории Туймазинско-Стерлитамакской террасы и Бугульминско-Бузулукской впадины. Вероятно, это связано со сносом песчаного материала одновременно с Татарского и Башкирского сводов.

Литература

- 1. Муслимов Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений // Казань. Изд-во «ФЭн» Академии наук РТ, 2007, 524 с.*
- 2. Кожевникова Е.Е., Карасева Т.В. Проблемы миграции углеводородов из нефтематеринских свит // Нефтегазовое дело, 2014, Т.12; №1. С. 25-29.*
- 3. Пятаев А.А. Прогноз нефтегазоносности и перспективы поисков залежей нефти и газа в девонских отложениях юго-западной части Бузулукской впадины // Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016. С. 129-152.*
- 4. Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О. Девонские отложения Волго-Уральской провинции // Москва, «Недра», 1978. 216 с.*

УДК 055

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ПАЛЕОПОЧВЕННЫХ ПРОФИЛЕЙ ИЗ ОПОРНЫХ
РАЗРЕЗОВ УРЖУМСКОГО ЯРУСА КАЗАНСКОГО
ПОВОЛЖЬЯ**

А.И. Куликова

Казанский федеральный университет, студент 3 курса,
nsova33@gmail.com

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук,
доцент Муравьев Ф.А.

Аннотация: в работе приводятся результаты сравнительного изучения красноцветных палеопочвенных профилей уржумского яруса двух опорных разрезов Казанского Поволжья – оврага Черемушка и Монастырского оврага. В обоих разрезах наиболее зрелые палеопочвы приурочены к средней части уржумского яруса, где они образуют палеопочвенные комплексы мощностью 3,5-4 м. Седиментологические, минералогические, геохимические характеристики этих комплексов очень близки, что позволяет проводить их прямую корреляцию. Основные признаки палеопочв (глеевые горизонты, сликенсайды, карбонатные нодули) свидетельствуют о существовании в уржумское время на данной территории полуаридного климата с четкой сезонностью выпадения осадков.

Ключевые слова: пермь, уржумский ярус, Казанское Поволжье, палеопочвы, корреляция

**COMPARATIVE CHARACTERISTIC OF PALEOSOL
PROFILES FROM THE URZHUMIAN REFERENCE
SECTIONS OF KAZAN VOLGA REGION**

A.I. Kulikova

Kazan Federal University, 3rd year Student, nsova33@gmail.com

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader F.A.
Mouraviev

Abstract : In this work we present the results of comparative study of Urzhumian red paleosols from two reference sections of Kazan Volga region, Cheremushka Ravine and Monastery Ravine. In both sections, most mature paleosols are located in the middle part of Urzhumian, where they form the pedocomplexes of 3, 5-4 m thick. Sedimentology, mineralogy and geochemistry of this pedocomplexes are very similar, that allow to correlate them directly. The main pedofeatures (gley horizons, slickensides, calcareous nodules) indicate the semi-arid climate with clear seasonality of precipitation during Urzhumian in this territory.

Keywords: Permian, Urzhumian, Kazan Volga region, paleosols, correlation

Палеопочвы представляют собой геологические документы, позволяющие выявлять перерывы в осадконакоплении, реконструировать палеоландшафтные и палеоклиматические условия. В опорном разрезе уржумского яруса перми в Монастырском овраге изучение палеопочвенных профилей на красноцветных алевропелитах началось несколько лет назад [1,2]. Для сравнения нами были изучены палеопочвы второго опорного разреза уржумского яруса в овраге Черемушка. Описание палеопочв, выделение в них генетических горизонтов проводилось полевыми методами на основе текстурных и других признаков, главным из которых являлось наличие корней *insitu*. Лабораторные методы включали в себя: определение карбонатности и нерастворимого остатка пород; гранулометрический анализ с помощью лазерного анализатора частиц; рентгено-флуоресцентный анализ нерастворимых остатков (силикокластики); диспергация силикокластики и разделение ее на глинистую и песчано-алевритовую фракции; рентгеноструктурный анализ глинистой фракции; оптическую микроскопию и магнитную сепарацию песчано-пылевой фракции.

В каждом из опорных разрезов единственный палеопочвенный комплекс, состоящий из 3-4 наложенных друг на друга палеопочв, залегает в средней части разреза примерно на одном стратиграфическом уровне. Верхние части этих комплексов представляют собой наиболее зрелые палеопочвы, вертисоль [3] умеренной зрелости [4] в Монастырском овраге и кальцисоль [3] высокой зрелости [4] в овраге Черемушка. По результатам гранулометрического анализа, почвоматеринские породы этих палеопочв относятся к песчанистым алевритам, по минералогическому составу – к олигомиктовым породам. Схожим является также поведение геохимических индикаторов (CIA, Ti/Zr, Al/Si и др.) в вертикальном профиле палеопочв, свидетельствующее об одновременности процессов почвообразования и накопления осадков. Более того, значения $\delta^{13}\text{C}$ и $\delta^{18}\text{O}$ в карбонатных нодулях этих палеопочв также очень близки. Учитывая седиментационную цикличность обоих опорных разрезов [5], сходство

состава и строения палеопочвенных комплексов, их исключительность в разрезе уржумского яруса, можно проводить их прямую корреляцию. Стратиграфический уровень развития этих комплексов отражает эпизод сглаживания рельефа и тектонической стабильности территории [4] и может служить дополнительным маркером при корреляции и расчленении уржумских отложений Казанского Поволжья.

Наличие сликенсайдов в изученных палеопочвах, образующихся на поверхностях почвенных блоков при их периодическом набухании и усадке, свидетельствует о переменном-влажном климате, условия периодического увлажнения алевритовых осадков отражают также глеевые пятна и горизонты. Карбонатный генетический горизонт (B_k) залегают в уржумских палеопочвенных профилях залегают на глубинах 0–0,2 м, что косвенно [6] может соответствовать среднегодовому количеству осадков в 300–400 мм/год.

Таким образом, комплексное изучение палеопочвенных профилей опорных разрезов уржумского яруса Казанского Поволжья позволило не только восстановить палеоклиматические условия времени их формирования, но и выявить новый стратиграфический маркер.

Литература

1. Mouraviev F.A., Arefiev M.P., Silantiev V.V., Khasanova N.M., Nizamutdinov N.M., Trifonov A.A. Red paleosols in the key sections of the Middle and Upper Permian of the Kazan Volga region and their paleoclimatic significance // *Paleontol. J.*, 2015, V. 49 (10), pp. 1150–1159.
2. Муравьев Ф.А., Арефьев М.П., Силантьев В.В., Гареев Б.И., Баталин Г.А., Уразаева М.Н., Кропотова Т.В., Выборнова И.Б. Палеогеографические условия накопления красноцветных алевропелитов средней-верхней перми на территории Казанского Поволжья // *Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки*, 2016, Т. 158, кн. 4. С. 548–568.
3. Mack, G.H., James, W.C., Monger, H.C. Classification of paleosols // *Geological Society of America Bulletin*, 1993, V. 105 (2), pp. 129–136.
4. Retallack, G.J. *Soils of the Past: An Introduction to Paleopedology*. Oxford, United Kingdom, Blackwell Science Ltd, 2001. 404 p.
5. Nurgaliev D.K., Silantiev V.V., Nikolaeva S.V., Eds. *Type and reference sections of the Middle and Upper Permian of the Volga and Kama river regions. A Field Guidebook of XVIII International Congress on Carboniferous and Permian*. Kazan, Kazan University Press, 2015. 208 pp.
6. Retallack G.J. Pedogenic carbonate proxies for amount and seasonality of precipitation in paleosols // *Geology*, 2005, V. 33. PP. 333–336.

УДК 55:502(476)

ПРОБЛЕМЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГО- ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ПАМЯТНИКОВ ПРИРОДЫ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСИ

Т.А. Мележ

Гомельский государственный университет имени Франциска Скорины,
молодой ученый, tatyana.melezh@mail.ru

Аннотация: приведена классификация геолого-геоморфологических памятников природы Беларуси. Указано, что до настоящего времени не разработаны критерии выделения геологических и геоморфологических объектов, которые необходимо брать под государственную охрану.

Ключевые слова: памятник, природы, геологическое обнажение.

ALLOCATION PROBLEMS GEOLOGICAL AND GEOMORPHOLOGICAL NATURE MONUMENTS IN THE REPUBLIC OF BELARUS

T.A. Melezh

Gomel state University by Francisk Skarina, a young scientist,
tatyna.melezh@mail.ru

The classification of geological and geomorphological monuments of nature of Belarus is given. It is specified that until now criteria of allocation of geological and geomorphological objects which need to be taken under the state protection aren't developed.

Keywords: monument, nature, geological exposure.

По количеству и разнообразию памятников неживой природы Беларусь значительно уступает большинству стран Центральной и Западной Европы. Учитывая геолого-геоморфологическую специфику региона, разработана классификация объектов, которые следует брать под охрану. В соответствии с классификацией выделено 10 типов геологических и геоморфологических памятников (табл.).

Систематическая работа по выделению и изучению названных объектов (табл.) позволит сохранить их для следующих поколений, окажет заметное влияние на выполнение в республике научных исследований, подготовку студентов, развитие краеведения.

Таблица

Типы и виды геолого-геоморфологических памятников Беларуси

1 Стратиграфические	Обнажение с типичными (эталонными); отложениями: межледниковые разрезы антропогена; ледниковые разрезы антропогена и т.д. Места опорных стратиграфических скважин: четвертичные отложения; дочетвертичные отложения
2 Палеонтологические	Места находок ископаемых остатков животных
3 Тектонические	Участки с признаками проявления на поверхности тектонических нарушений (разломов) и локальных структур
4 Геоморфологические	Рвы и балки. Ледниковые ложины. Фрагменты речных долин. Озерные котловины и их фрагменты и другие.
5 Минерало-петрографические	Ледниковые валуны и их трупы. Участки распространения редких и породообразующих минералов.
6 Гидрогеологические	Источники. Истоки крупных рек
7 Геофизические и геохимические	Участки отличительных магнитных аномалий. Участки гравитационных аномалий. Участки геохимических и гидрогеохимических аномалий.
8 Горно-исторические	Места разработки в прошлом полезных ископаемых
9 Космогенные	Астроблемы и метеориты
10 Комплексные	Памятники, относящиеся к нескольким видам одновременно

До настоящего времени в Беларуси в неудовлетворительном состоянии находятся дела по изучению памятников неживой природы. Еще не разработаны критерии выделения геологических и геоморфологических объектов, которые необходимо брать под государственную охрану, не выполнены цели, направленные на поиски подобных эталонов природы. Даже не существует перечня типов природных явлений, которые нужно присоединять к числу таких памятников [1].

Среди объектов, которые необходимо взять под охрану, должны быть памятники, которые отражают древние этапы развития земной коры (выходы пород, докембрия, палеозоя и мезозоя), а также эволюцию природы в кайнозой (обнажения пород палеоген, неогена, эталонные и уникальные разрезы плейстоцена и голоцена). Необходимо обратить внимание на места отработанных месторождений полезных ископаемых (в том числе и на древние шахты по добыче кремня), показательные формы рельефа (пригорки и гряды, дюны, рвы, долины крупных рек, карстовые формы, ледниковые ложбины, фрагменты речных долин, равнин и т.п.), а также отличительные

гляциодислокации, выступающие на поверхности локальных тектонических структур и др. В несколько раз нужно увеличить и количество взятых под охрану ледниковых валунов.

На основе геолого-геоморфологических объектов необходимо создавать национальные парки, заказники, музеи, специальные научные, образовательные и туристские полигоны. Требуется особого выяснения проблемы сохранения керна опорных скважин и уникальных образцов горных пород. В число защитных должны попасть такие геологические и геоморфологические объекты, которые отражают особенности стратиграфии, палеонтологии, тектоники, геоморфологии, минералогии и петрографии, гидрогеологии и прочее [1,2]. Проблема создания в Беларуси геологических заповедников и национальных парков, вероятно, возникнет в будущем, тогда как после детального изучения полей широкого распространения валунов, ледниковых ложбин, дюн, фрагментов речных и иных геолого-геоморфологических объектов, имеющих значительные размеры по площади. Памятники природы, в ближайшие годы станут основными среди охраняемых объектов, и главную работу придется вести именно по их выделению. Памятники неживой природы являются уникальными, ценными, невозполнимыми в научном, экологическом, историко-культурном и эстетическом отношении природными комплексами и объектами.

В рамках выполнения ГРАНТа «Каталогизация и картографирование уникальных геологических объектов Гомельской области» были проведены полевые исследования на следующих объектах: обнажения «Ляхова гора», «Зборово», «Лоев», «Дорошевичи», «Красный берег»; месторождения «Белая гора», «Каменковское», «Глушкевичи» и заказник «Мозырские овраги» (рис.). Автором изучены и описаны геологические объекты, отнесенные, по комплексу признаков, к определенному типу. Так, геологическое обнажение «Ляхова гора», относится к стратиграфическому типу, здесь зафиксированы отложения страдубского и крупейского горизонтов палеогеновой системы и породы антопольского надгоризонта неогеновой системы, которые доказывают, что происходила смена теплого климатического режима на холодный. Обнажение «Дорошевичи», также относится к стратиграфическому типу, представлено породами муравинского времени, которые обнажаются на левом берегу р. Припять к югу от деревни Дорошевичи Петриковского района, на склоне второй надпойменной террасы (торфяник), площадь обнажения 3 тыс. м². Обнажение «Зборово», площадью 0,1 тыс. м², расположено на левом

берегу р. Днепр в 2,5 км восточнее д. Зборово Рогачевского района, Республика Беларусь. Оно представлено осадочными породами озерно-болотного генезиса муравинского межстадиала, простирается на протяжении 19 метров. Принадлежит к стратиграфическому типу.



Рис. Карта-схема местонахождения памятников природы и уникальных геологических объектов Гомельской области [2]

Мировую известность имеет обнажение «Лоев», находящееся на правом берегу р. Днепр городского парка г. Лоев, где в темно-бурой морене, вскрывается торфяник муравинского возраста. Принадлежит к стратиграфическому типу. К геоморфологическому типу памятников относится республиканский ландшафтный заказник «Мозырские овраги», расположенный на территории г. Мозыря.

Создание полного списка геолого-геоморфологических памятников неживой природы сделает заметный вклад в развитие научных работ, подготовку студентов определенных специальностей, планирование природоохранных мероприятий, также облегчится разработка критериев поисков полезных ископаемых. В связи с изменением

природных ландшафтов под влиянием хозяйственной деятельности человека возникает необходимость сохранения все большего числа обнажений в качестве объектов исследования.

Литература

1 Аношко, Я.И. Геологические памятники природы как объекты туристического показа / Я.И. Аношко // Вестник Белорусского государственного университета. Серия 2, Химия, биология, география. – Минск, 2012. – С. 56-60.

2 Козюлев И.И. Каталогизация и картографирование уникальных геологических объектов Гомельской области / И.И. Козюлев // «Устойчивое развитие: экологические проблемы»: материалы VII Региональной студенческой научно-практической конференции. – Брест, 2015. – С.51-53.

УДК 551.7

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ОТЛОЖЕНИЙ 65-МЕТРОВОЙ ЦОКОЛЬНОЙ ТЕРРАСЫ
РЕКИ ВИЛЮЙ (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЯКУТИЯ)**

М.Р. Павлова

Институт мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН (молодой
ученый), Nigaer@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.н., профессор, главный научный сотрудник
Галанин А.А.

Аннотация. Представлены результаты литолого-фациальных исследований отложений 65-метровой цокольной террасы р. Вилюй (Центральная Якутия). На основании полученных данных установлено, что в строении террасы выделяется коренной цоколь меловых песчаников и позднечетвертичный осадочный чехол, который состоит из трех пачек отложений различного генезиса: аллювиальная, эоловая и едомная (ледовый комплекс).

По результатам радиоуглеродного датирования четырех образцов определен изотопный возраст интервала формирования осадочного чехла цокольной террасы р. Вилюй – каргинский интерстадиал – сартанский стадиал.

Ключевые слова: цокольная терраса, генезис, возраст отложений, Центральная Якутия.

**LITHOFACIES CHARACTERISTICS OF DEPOSITS OF THE
65-METER ROCK-DEFENDED TERRACE OF THE VILYUI
RIVER (CENTRAL YAKUTIA)**

Pavlova M.R.

Melnikov Institute of the Permafrostology of the Siberian Branch of the
Russian Academy of Science (Young researcher), Nigaer@yandex.ru

Research Supervisor: Doctor of Geography, Professor, Chief researcher,
A.A. Galanin

Abstract. Results of lithofacies investigation of deposits from the 65-meters rock-defended terrace of the Vilyui river (Central Yakutia). On the basis of the received data, we reconstructed the structure of the sedimentary cover of the rock-defended

terrace. The base of the terrace is composed of cretaceous sandstones. The sedimentary cover of the terrace consists of three members of deposits: alluvial, eolian and edoma (ice complex). By results of radiocarbon dating of four samples, we reconstructed the chronological interval of sedimentary cover of the rock-defended terrace of the Vilyui river – the Karginsk Inreglacial Period and Sartan Glacial Period.

Keywords: rock-defended terrace, genesis, age of deposits, Central Yakutia.

В 2015-2016 гг. в ходе комплексной экспедиции, организованной институтом мерзлотоведения им. П.И. Мельникова СО РАН в район долины нижнего течения р. Вилюй, проведены исследования, одной из задач которых являлось установление обстановки осадконакопления и генезиса отложений юго-восточной части Вилюйского бассейна. В результате изучена серия обнажений и разрезов на различных уровнях флювиального рельефа. В настоящей работе приводится описание и особенности строения разреза цокольной террасы р. Вилюй (Центральная Якутия).

Вскрытый разрез цокольной террасы р. Вилюй в нижнем течении (N 63°56'57.6'', E 122°52'47.6'') располагается в 10 км северо-восточном направлении от п. Кысыл-Сыр. Видимая мощность отложений составляет 65 м. Зачистка разреза проводилась стандартным методом – пробивалась ступенчатая траншея от дневной поверхности до уреза воды, также выполнено его подробное описание и опробирование. Для четырех образцов выполнен радиоуглеродный анализ методом жидкостной сцинтилляции на спектрометре-радиометре Quantulus 1220 в лаборатории общей геокриологии мерзлотоведения им. И.П. Мельникова СО РАН.

В основании разреза (65-75 м) залегает коренной цоколь меловых светло-серых песчаников аллювиальной фации с линзами железненных галечников, включениями лигнита, окаменелой древесины и раковин моллюсков. Седиментационная текстура отложений представлена косой слоистостью гипертрофированных размеров.

В интервале 48-65 м вскрыта аллювиальная пачка, включающая в себя в нижней части галечно-гравийные отложения с косой слоистостью; выше залегают пески серые среднезернистые полого-косослоистые кварц-полевошпатовые мерзлые с прослоями супеси легкой пылевой (русловая фация), с линзами растительного детрита, с включениями шишек и стволов древесины хвойных растений. Влажность составляет 20-30%. Песчанистые отложения в естественном залегании имеют массивную текстуру; пронизаны вертикальными жилами шириной до

0.5 м и длиной до 10 м, заполненные охристым песком среднезернистым кварцевым. Кровля пачки отложений резкая, венчается супесями серыми тяжелыми пылеватыми горизонтально-слоистые (пойменная фация).

Остатки древесины с глубины 55 м получили оценку изотопного возраста радиоуглеродным методом 53500 ± 8000 лет (MPI-34).

В целом «холодный» облик отложений, наличие ископаемых остатков темнохвойной и светлохвойной древесной растительности, а также характер взаимоотношения с вышележащими горизонтами позволяет предварительно отнести формирование аллювиальной пачки к первой половине каргинского интерстадиала.

В интервале 8-48 м залегает пачка песков светло-серых среднезернистых перекрестно-косослоистых кварцевых и супесей легких пылеватых, представляющих группу фаций дюнных отложений. Влажность не превышает 5%, ледяные жилы отсутствуют, криотекстура преимущественно сублимационная контактная, реже тонкошлировая. В строении пачки множество микронесоогласий, плоскостей дефляции, трещин, заполненные песком белым мелкозернистым кварцевым с характерными признаками вертикальных смещений. В интервале 9-20 м встречаются рассеянные остатки нитевидных корешков, образующих горизонтальные ярусы. На глубине 10-13 м эти ярусы приобретают вид слабо развитых почвенных горизонтов ритмически чередующихся с прослоями серых супесей легких. На некоторых участках установлены целые кочки злаков размерами до 30 см, на основании которых получено несколько радиоуглеродных датировок (MPI-84 – 34800 ± 2000 л. н., MPI-94 – 35500 ± 200 л. н.), соответствующих концу каргинского интерстадиала [1].

Кровля эоловой пачки волнистая с резким фациальным переходом к едомным отложениям.

В интервале 0-8 м залегает пачка лессовидных суглинков с большим содержанием (до 30%) тонкодисперсной органики (едома). Отложения имеют субгоризонтальную седиментационную текстуру, которая интенсивно нарушена криотурбацией и разбита вертикальными сингенетическими ледяными жилами толщиной до 2-3 м и глубиной проникновения 8-10 м от поверхности. Верхняя часть жил приурочена к подошве сезонно-талому слою на глубине 1-1.5 м. Концы жил в интервале 5-8 м проникают на 2-2.5 (3) м в подстилающую пачку песков светло-серых среднезернистых перекрестно-косослоистых и супесей легких пылеватых, расщепляясь борообразно.

По данным радиоуглеродного датирования накопление данного типа отложений началось около 28-30 тыс. лет назад (MPI-96 – 23900±800 л. н.) [1] и, вероятно, охватывало весь сартанский стадиал и начало голоцена.

Таким образом, полученные данные позволили: 1) охарактеризовать разрез 65-метровой террасы р. Виллой в нижнем течении; 2) позволили выделить в строении террасы коренной цоколь меловых песчаников; 3) проследить три этапа осадконакопления рыхлого чехла в позднечетвертичное время.

Накопление аллювиальной толщи происходило на протяжении первой половины каргинского интерстадиала, эоловой фации – в конце каргинского времени. Формирование едомного комплекса началось около 28-30 тыс. лет назад и продолжалось в течение сартанского стадиала, и, возможно, в начале голоцена.

Литература

И. Галанин А.А., Дьячковский А.П., Лыткин В.М., Бурнашева М.П., Шапошников Г.И., Куть А.А. Результаты определения абсолютного возраста образцов в радиоуглеродной лаборатории Института мерзлотоведения СО РАН // Наука и образование. 2015. № 4. С. 45-49.

Исследования проведены при поддержке грантов РФФИ-РС(Я) № 15-45-05129 р_восток_а и РФФИ № 17-05-00954_а.

УДК 551.735.15

ПРИЗНАКИ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ПЕРЕРЫВА В КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСАХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

Д.И. Петрова, А.И. Абдуллина

Казанский федеральный университет, аспирант 1 года обучения,
darja_scorpion@mail.ru, магистр первого года обучения, anzhela-
abdullina1996@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Э.А. Королёв

Аннотация. Изучены известняки, маркирующие перерывы карбонатной седиментации в отложениях башкирского яруса. Признаками воздействия на породы процессов гипергенеза являются интенсивное ожелезнение, избирательное растворение, появление каолинитового и монтмориллонитового глинистого цемента.

Ключевые слова: башкирский ярус, континентальный перерыв, ожелезненные известняки, минералогические особенности.

SIGNS OF THE CONTINENTAL BREAK IN CARBONATE COMPLEXES OF THE BASHKIRIAN AT TATARSTAN TERRITORY

D.I. Petrova, A.I. Abdulina

Kazan federal university State University,
Post-graduate Student, darja_scorpion@mail.ru , Master's Degree Student,
anzhela-abdullina1996@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader
E.A. Korolev

Abstract. Studies of limestones marking breaks of carbonate sedimentation in the Bashkirian layer sediments are carried out. Signs of the effects on the rocks of the processes of hypergenesis are intensive ferrugination, selective dissolution, the appearance of kaolinite and montmorillonite clay cement

Keywords: Bashkirian stage, continental break, ferruginous limestones, mineralogical features.

Карбонатные комплексы башкирского яруса Волго-Уральской антеклизы формировались в условиях нестационарного геодинамического развития морского бассейна нормальной солености. В этот период на территории Татарстана располагалась окраина Уральского палеоморя [1]. Пологий наклон обширной эпиконтинентальной области способствовал развитию здесь протяженной, мелководной карбонатной платформы, постепенно погружавшийся в сторону Предуральяского прогиба. Относительно плоское дно платформы участками осложнялось карбонатными отмелями и куполовидными поднятиями биогермных построек. Анализ мощностей и фациальных условий карбонатной седиментации показывает, что отложения башкирского яруса были сформированы под влиянием разноранговых трансгрессивно-регрессивных циклов [2]. При этом в период максимума регрессии морского бассейна, кровли положительных структур морского дна выходили на поверхность из-под уровня моря, подвергаясь процессам гипергенеза. Изучение разрезов башкирского яруса по кернам скважин, пробуренных в пределах Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода, показало наличие в них от 2 до 4 перерывов осадконакопления. Локальные эрозионные перерывы карбонатной седиментации выделялись по участкам керна, сложенными темно-бурыми, часто брекчированными известняками. Отличительной чертой горизонтов субэральской экспозиции является отсутствие какой-либо избирательности по отношению к генетическому типу карбонатных пород. В одних разрезах темно-бурые, брекчированные известняки сложены железненными обломками строматолитов, в других – железненными обломками пелитоморфных известняков, в-третьих – железненными обломками фораминиферовых известняков. То есть, четкой привязки нынешнего облика брекчированных пород к первичным фациальным условиям их образования не наблюдается. Независимо от литологического состава карбонатных обломков, все они в различной степени пигментированы гидроокислами железа. В темно-бурых, брекчированных известняках горизонтов субэральской экспозиции обломки карбонатных пород скреплены известково-глинистым цементом травянисто-зеленой окраски. Исследования с помощью рентгенографического анализа показали, что в составе глинистой компоненты преобладают смешанослойный минерал иллит-монтмориллонитового состава и каолинит, в качестве примеси отмечается хлорит. В отдельных брекчированных известняках

глинистые минералы представлены только каолинитом. Причем каолинит обладает высокой степенью кристалличности. Примечательно, что в карбонатных породах башкирского яруса, формировавшихся ниже уровня моря, в составе глинистых минералов преобладает хлорит с примесью иллита, каолинит и смешанослойники не встречаются. В составе известково-глинистого цемента брекчий, фиксируются кварц, плагиоклазы, микроклин, амфибол, пироксены, клиноптилолит, морденит и мусковит [3].

Исследование карбонатных обломков горизонтов субэвральная экспозиции с помощью ЭПР показало относительно высокое содержание в них соединений трехвалентного железа. На спектрах ЭПР фиксируются широкие интенсивные линии поглощения в диапазоне 40-295 Гс. Согласно литературным данным, подобные спектры типичны для тонкодисперсных минеральных фаз типа гетита [4]. Темно-бурый цвет известняков, в принципе, отвечает окраске данных типов соединений трехвалентного железа. Наряду с гетитом порода содержит микропримеси рассеянного органического вещества углистого ряда (226 Corg/мг), которое фиксируемое по сигналу Corg в области радикалов с $g \sim 2.0035 (\pm 0.0005)$, и радикалы PO_2 . При этом в кристаллической структуре кальцитов присутствует относительно высокое содержание Mn^{2+} (1873-1908 I(Mn)/мг) и SO_2^- (198-355 SO_2 /мг), которые дают на спектрах ЭПР четкие, узкие линии. Их наличие свидетельствует, что порода формировалась в восстановительных условиях среды донного морского осадка.

Учитывая изложенное, образование ожелезненных, часто брекчированных известняком можно представить следующим образом. В период кратковременных регрессий башкирского палеоморя приподнятые участки карбонатного шельфа выходила на дневную поверхность, создавая небольшие острова. Активно протекавшие в это время на Урале вулканические процессы способствовали поступлению на обнажившиеся карбонатные породы пеплового материала. В условиях гумидного климата тонкодисперсный, пирокластический материал, обогащенный различными микроэлементами, являлся хорошей средой для развития почвенного покрова. Сочетание покрова вулканического пепла с подстилающими карбонатными породами могло способствовать образованию преимущественно дерново-карбонатных почв, которые широко известны как рендзины [5]. Промывной водный режим, характерный для гумидной климатической зоны, обеспечивал поступления гумуса, органических и неорганических кислот к известнякам подпочвенного горизонта. В результате этого в карбонатных породах, не зависимо от их

фациальной принадлежности, активизировались процессы выщелачивания. С нисходящими почвенными водами к подпочвенному горизонту выносились минеральные компоненты, формируя иллювий. Глинистая компонента и тонкодисперсный терригенный материал постепенно проникали в полости трещин выщелачивания, формируя совместно с кальцитом вторичный цемент заполнения. Гидроокислы железа, образованные в почве при биохимическом разложении железосодержащих минералов вулканического пепла, за счет коллоидной размерности проникали в более тонкие поры обломков карбонатных пород, придавая им темно-бурю окраску. После кольматации трещин и снижения скорости фильтрации воды, полости каверн и тонких трещин внутри карбонатных обломков постепенно стали заполняться яснозернистым кальцитом. Последующая трансгрессия башкирского палеоморя смысла почвенный покров, оставив на его месте лишь плотный подпочвенный карбонатный горизонт, сложенный темно-бурыми, часто брекчированными известняками.

Литература

- 1. Конюхов А.И. Конюхов А.И. Нефтеносные бассейны на окраинах материков в палеоморях палеозоя. Сообщение 2. Нефтегазоносные бассейны на окраинах материков в рейском, уральском и центрально-азиатском палеоморя // Литология и полезные ископаемые. 2013. № 5. С. 461-485.*
- 2. Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Королев Э.А., Ескин А.А., Газеева Ф.М. Типовые разрезы карбонатных пород башкирского яруса юго-востока Республики Татарстан и строения залежей нефти // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 84-86.*
- 3. Кринари Г.А., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Вулканокластический материал в палеозойской толще Татарстана: методы выявления и роль в нефтедобыче // Литосфера. 2003. № 1. С. 27-38.*
- 4. Истомина В.Е., Дучков А.Д. Ионы железа Fe^{2+} и Fe^{3+} в магнитной модели осадочной среды // Физика земли. 2008. №5. С. 75-80*
- 5. Wright V.P. Paleosols in shallow marine carbonate sequences // Earth-Sci. Rev. 1994. V. 35. P. 367-395.*

УДК 551.73

ХИОЛИТЫ ИЗ КУРБИНСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

М.С. Скрипников

Бурятский государственный университет,
магистрант второго года обучения, mikhail.skripnikoff@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель,
Л.И. Ветлужских

Аннотация. Описаны хиолиты родов *Obliquaethca*, *Notabilitus*, *Thuranotheca*, извлеченные из известняков курбинской свиты (Западное Забайкалье) методом химического препарирования 2-3%-ным раствором муравьиной кислоты. При описании фоссилий использована классификация, предложенная Н.В. Новожиловой (ИНГГ СО РАН, Новосибирск).

Ключевые слова: Западное Забайкалье, нижний кембрий, хиолиты.

HYOLITHS OF THE KURBA SUITE OF THE LOWER CAMBRIAN (WESTERN TRANSBAIKAL REGION)

M. S. Skripnikov

Buryat State University, 2nd year Master's Degree Student,
mikhail.skripnikoff@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy L. I.
Vetluzhskikh

Abstract. As a result of the study of the collection of samples, the hyoliths of the genera *Obliquaethca*, *Notabilitus*, *Thuranotheca*, extracted from the limestones of the Kurba suite (Western Transbaikalia) were described by chemical preparation with a 2-3% solution of formic acid. The classification proposed by N.V. Novozhilova (IPGG SB RAS, Novosibirsk).

Keywords: Western Transbaikal region, Lower Cambrian, hyoliths.

Карбонатные отложения Курбино-Туркинского района Удино-Витимской структурно-фациальной зоны Западного Забайкалья

©*М.С. Скрипников*

традиционно рассматриваются в составе курбинской свиты, датированной вначале верхним протерозоем, а с 1963 г., после находки археоциат по р. Ямбуу, нижним кембрием. В 1966 г. в известняках правобережья р. Атхи Э. П. Перинова обнаружила примитивные хиолиты *Hyolithellus* sp., *Torelella* sp. [1], близкие к таковым из суннагинского и усть-кундатского горизонтов Сибирской платформы и Алтае-Саянской горной области [2]. В настоящее время указанные роды нижнекембрийских организмов относят к хиолитогельминтам двух семейств, выделенных в составе отряда *Hyolithelmintida* Fisher, 1962, с учетом формы поперечного сечения трубок и ряда других различий в морфологии: *Hyolithellidae* Walcott, 1886 и *Torelledidae* Holm, 1893 [3]. Находка Э. П. Периновой позволила М.М. Язмиру выделить атхинский горизонт, к которому была отнесена нижняя часть курбинской свиты [2].

Курбинская свита по правобережью р. Атха расчленяется на три подсвиты: нижнюю карбонатную (известняки, подчиненно доломиты, более 340 м), среднюю песчано-сланцевую (около 1000 м) и верхнюю известняковую (более 200 м) [1]. В настоящее время в карбонатно-терригенных породах, включавшихся в состав курбинской свиты в бассейне р. Ямбуу (правый приток р. Турка), были обнаружены хитинозои и миоспоры. Из состава свиты выделена мергельная толща (O₂-S m) мощностью до 500 м [4].

Ветлужских Л. И. было начато изучение коллекции образцов из нижней подсвиты методом химического препарирования. Методика заключается в извлечении из известняков ископаемых при растворении в 2-3%-ном растворе муравьиной кислоты. В результате растворения были получены остатки трилобитов, брахиопод и трубчатых организмов – хиолитов, описание которых явилось основой для настоящей статьи. Кроме того, была изучена коллекция палеонтологических шлифов (Ветлужских Л.И., Далматова Б.А., Бутова Ю.П., 1988). В связи с плохой сохранностью ископаемых остатков, определения хиолитов были проведены до рода. При описании фоссилий использовалась классификация Н.В. Новожиловой [5]. В работе даются следующие характеристики раковины хиолитов: длина (Д), ширина макушечной части (ШМ), ширина устьевой части (ШУ), отношение длины к ширине устья (ОТ), толщина (Т).

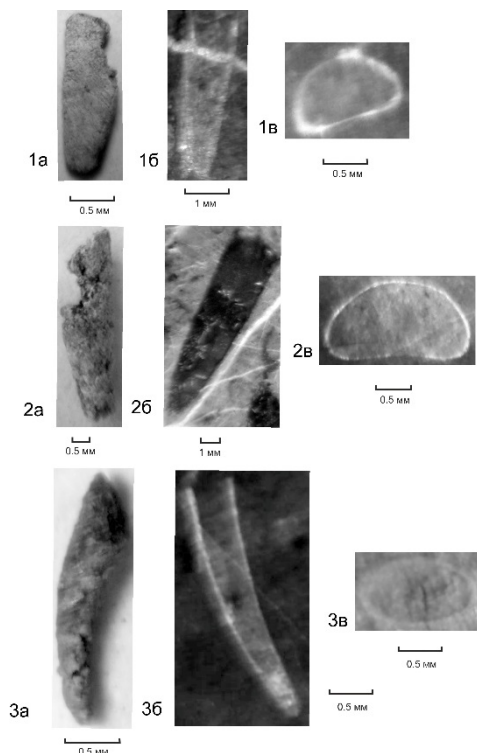


Рис. 1. Хиолиты курбинской свиты: 1 - *Notabilitus* sp.; 1а – вид раковины с брюшной стороны, обр. 1644-10, x20; 1б - латеральный разрез раковины, шл. 2015-7, x30; 1в – поперечное сечение раковины, шл. 2015-7, x30; 2 - *Obliquathea* sp.; 2а – вид раковины со спинной стороны, обр. 1644-11, x20; 2б – латеральный разрез раковины, шл. 2020, x20; поперечный разрез раковины, шл. 2015-7, x20; 3 - *Thuranothea* sp.; 3а – вид раковины со спинной стороны, обр. 1644-11, x40; 3б – латеральный разрез раковины, шл. 2026-7, x40; 3в – поперечное сечение раковины, шл. 2110-7, x40.

Тип *Hyalithozoes*

Класс *Orthothecimorpha* Sysoev, 1968

Отряд *Allathecida* Valkov, 1990

Надсемейство *Thuranothecoidea* Sysoev, 1968

Семейство *Thuranothecoidae* Sysoev, 1968

Род *Thuranothea* Sysoev, 1968

Thuranothea sp. (рис, фиг.3)

Описание. Раковина изогнута вбок. Поперечное сечение овальное. Переход спинной стороны в брюшную плавный. Перегородки отсутствуют. Д – 2 мм, ШМ – 0,2 мм, ШУ – 0,5 мм, ОТ – 4, Т – 0,1 мм.

Отряд *Exilithecida* Sysoev, 1968

Семейство *Obliquathecidae* Sysoev, 1968

Род *Obliquathea* Sysoev, 1972

Obliquathea sp.(рис, фиг.2)

Описание. Боковые части спинной раковины ровно вогнутые. Поперечное сечение раковины треугольное, с округлыми краями. Наружная поверхность раковины гладкая, без видимых линий нарастания. Д – 4,8 мм, ШМ – 0,8 мм, ШУ – 1,5 мм, ОТ – 6, Т – 0,1 мм.

Класс *Hyolithomorpha* Sysoev, 1968

Отряд *Burithida* Valkov, 1990

Надсемейство *Notabilitoidea* Sysoev, 1983

Семейство *Notabilitoidae* Sysoev, 1968

Род *Notabilitus* Sysoev, 1968

Notabilitus sp.(рис, фиг.1)

Описание. Переход спинной стороны в брюшную плавный. Поперечное сечение раковины треугольное, с округлыми краями. На спинной стороне наблюдается скульптура поперечных ребер. Д – 6,5 мм, ШМ – 1,3 мм, ШУ – 2 мм, ОТ – 5, Т – 0,1 мм.

Литература

1. Далматов Б.А. О наличии двух разновозрастных карбонатных толщ в Курбино-Туркинском районе Западного Забайкалья / Б.А. Далматов, Л.И. Ветлужских // Ежегодник ГИН СО РАН. - Улан-Удэ: изд-во БНЦ СО РАН. -1994.- С. 16-18.
2. Язмир М.М. Биостратиграфия и археоциаты раннего палеозоя Байкало-Витимской горной страны. Автореферат дисс. на соискан. уч. степ. кандидата г.-м наук. Иркутск - Улан-Удэ. 1968, 28 с.
3. Новожилова Н.В. Новые данные по морфологии хиолителминтов (кембрийские трубчатые проблематики) // Материалы VI Школы молодых-ученых палеонтологов (совместно с XLIX конференцией молодых палеонтологов МОИП). – М.: Изд-во ПИН РАН, 2009. – С. 27–28.
4. Минаева О.Р. Ранние герциниды Байкало-Витимской складчатой системы (состав, строение, геодинамическая эволюция). Автореферат дисс. на соискан. уч. степ. доктора г.-м наук. Иркутск. 2014, 18 с.
5. Новожилова Н.В. Мелкораковинные проблематичные организмы и биостратиграфия нижнего кембрия юго-восточной части Сибирской платформы: автореферат дисс. на соискан. уч. степ. кандидата г.-м. наук. Новосибирск. 2010, 16 с.

УДК 551.7

К ВОПРОСУ О СОСТАВЕ И ВОЗРАСТЕ БАГДАРИНСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)

В.С. Ташлыков

Бурятский государственный университет,
магистрант второго курса; t2tashlykov@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н, доцент, О.Р. Минина

Аннотация: приведен обзор данных о составе и возрасте багдаринской свиты (Западное Забайкалье). Свита характеризуется пестротой состава и имеет трехчленное строение. Нижняя и средняя подсвиты объединены в пестроцветную ассоциацию. Фаунистическая характеристика багдаринской свиты, ранее относившейся к рифею, кембрию, ордовику, девону, в настоящее время определяет ее стратиграфическое положение в верхнем девоне - начале среднего карбона.

Ключевые слова: багдаринская свита, Витимкан-Ципинская зона, средний палеозой, органические остатки.

ON THE QUESTION OF THE COMPOSITION AND AGE OF THE BAGDARINSK SUITE (WESTERN TRANSBAIKALIA)

V.S Tashlykov

Buryat State University, 2st year master's degree Student,
t2tashlykov@mail.ru

Research supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Reader,
O.R.Minina, Head of Geodynamics Laboratory, Geological Institute,
Siberian Branch of the RAS, yaksha@rambler.ru

Abstract: The paper provides an overview of the data on the composition and age of the deposits of the Bagdarin suite (Western Transbaikalia). The suite is characterized by a variegated composition and has a three-membered structure. The lower and middle subsuites are united in a motley-colored association. The faunistic characteristic of the Bagdarin suite, which previously belonged to the Riphean, Cambrian, Ordovician, Devonian, now determines its stratigraphic position in the Upper Devonian - the beginning of the Middle Carboniferous.

Keywords: Bagdaryn suite, Vitimkan-Tsipinskaya zone, Middle Paleozoic, organic remains.

Территория Западного Забайкалья на современных тектонических и геодинамических схемах рассматривается как аккреционно-коллизонная система - ороген, который сформировался в палеозое на месте Палеоазиатского океана [1]. В пределах региона выделяется серия террейнов (структурно-фациальных зон), геодинамическая характеристика которых существенно разнится в интерпретациях различных авторов. Во многом эти отличия обусловлены неопределенностью возрастных датировок большей части распространенных здесь отложений. В последние годы, среди геологических комплексов, которые традиционно считались докембрийскими или кембрийскими, диагностируются морские отложения среднего палеозоя. Среднепалеозойский возраст стратонов определен по находкам органических остатков [1,2], время формирования которых можно отнести к середине и концу палеозоя. В связи с этим решение проблем стратиграфии в Забайкалье приобретает первостепенное значение. В этом ключе Витимкан-Ципинская СФЗ является одной из наиболее важных территорий Забайкальского региона для понимания стратиграфии и истории его геологического развития.

Объектом наших исследований стала багдаринская свита, входящая в состав Витимкан-Ципинской зоны, распространенная на Чина-Усойском водоразделе (право- и левобережье р. Багдарин и ее притоки, р. Усой).. Нижнебагдаринская подсвита (мощность не менее 600 м) имеет ритмичное строение (мощность ритмов 1-7 м) и сложена красноцветными полимиктовыми, кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями гравелитов, конгломератов, фиолетовыми алевролитами, алевритистыми аргиллитами. Среднебагдаринская подсвита (от 250 до 950 м) представлена переслаиванием темно-серых глинистых сланцев, филлитизированных мелкозернистых песчаников и алевролитов с прослоями и линзами алевропелитов, серых оолитовых и черных афанитовых известняков и алевритовых известняков с прослоями глины. В состав верхнебагдаринской подсвиты (более 1000 м) включены массивные лиловые, красноватые и зеленоватые полимиктовые песчаники и туфопесчаники с прослоями и линзами гравелитов и мелкогалечных конгломератов, туфоалевролиты с прослоями аргиллитов, туффитов, песчанистые известняки.

Представление о возрасте и стратиграфическом положении багдаринской свиты всегда вызывали острые дискуссии. В первых вариантах схемы расчленения стратифицированных образований

региона возраст багдаринской свиты определялся в интервале верхней перми–триаса. Позже разными авторами относилась к рифею или ордовику - девону [3,4,5]. В Серийной Легенде Геолкарты 1000/3 багдаринская свита считается верхнерифейской. В результате биостратиграфических исследований последних лет в отложениях свиты найдены органические остатки, позволяющие относить ее к среднему палеозою. [6].

В алевролитах нижнебагдаринской подсвиты (правобережье р. Бол. Якша, близ устья) найдены остатки растений (определения С.В. Наугольных, ГИН РАН, Москва), сходные с побегами проптеридофитов (S-D) и выделен комплекс миоспор, в составе которого преобладают виды (*Humenozonotriletesdenticulatus*Naum и др) типичные для отложений франского яруса верхнего девона. В вулканомиктовых гравелитах подсвиты (р. Самакдыкан) обнаружены (определения здесь и далее В.А. Лучининой, ИГНиГ, г. Новосибирск) обрывки харовых водорослей семейства *Umbellaceae*, рода *Menselina* (?) sp. (D). В алевритистых, оолитовых и афанитовых известняках среднебагдаринской подсвиты (р. Бол. Якша, Бол. Киро, водораздел Ауник-Алексеевский)установлены: табулятоморфные кораллы, гелиолитиды, мелкие фрагменты мшанок, синезеленые водоросли *Ortonellasp.*, *Rothplezellasp.*, (девон) и *Bevocastriasp.* (D₂-C₁), сифоновые водоросли *Deresellasp.*, *Bijagodellasp.* (D₂₋₃) и *Fasciellasp.* (D₃-C₁), строматопороидеи *Amphiporacf. angusta*Lec. (D₂₋₃). В составе комплекса миоспор (р. Бол. Киро) преобладают типично франские виды (*Archaeozonotriletestschernovii*Naum., *A. nalivkiniinaum.* и др.), Нижне- и среднебагдаринская подсвиты нами объединены в пестроцветную ассоциацию, возраст которой определяется поздним девоном, франом.

В песчанистых известняках верхнебагдаринской подсвиты левобережья р. Ауник обнаружены дазикладациевые водоросли *Antracoporellasp.* (C). В пестроцветных песчаниках с прослоями карбонатных алевролитов, алевропелитов и линзами гравелитов (верховья р. Бол. Якша, руч. Полютковский, Крутой, водораздела Ауник - Алексеевский, правобережья р. Багдаринки, среднего течения р. Усой) собраны обильные остатки мшанок, представленные колониями пластинчатых трепостомид и тонковетвистых рабдомезид, поперечными сечениями сетчатых фенестеллид и пластинчатых фистулипорид (определения Р.В. Горюновой, ПИН РАН, Москва). Совместно с мшанками установлены остатки фузулинид, появляющиеся только в среднем карбоне.

Таким образом, палеонтологическая характеристика багдаринской свиты, в целом, определяет ее стратиграфическое положение в верхнем девоне - начале среднего карбона.

Литература

1. Руженцев С.В. Минина О.Р., Некрасов Г.Е., Аристов В.А., Голионко Б.Г., Доронина Н.А., Лыхин Д.А. Байкало-Витимская складчатая система: строение и геодинамическая эволюция // *Геотектоника*. 2012. № 2. С. 3–28.
2. Минина О.Р. Ранние герциниды Байкало-Витимской складчатой системы (состав, строение, геодинамическая эволюция). Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Иркутск, 2014. 36с.
3. Бутов, Ю.П. Палеозойские осадочные отложения Саяно-Байкальской горной области (проблемы стратиграфии, характерные формации, рудоносность) [Текст] / Ю.П. Бутов. - Улан-Удэ: ГИН СО РАН, 1996. - 153 с.
4. Давыдов, В.И. Краткая объяснительная записка к геол. карте Бурятской АССР масштаба 1:500 000 [Текст] / В.И. Давыдов, А.А. Малышев и др. - Улан-Удэ: БТГУ, 1981. - 148 с.
5. Митрофанова Н.Н, Митрофанов Г.Л. и др. Легенда Алдано-Забайкальской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 (третье поколение) / Книга 3 – Описание таксонов к мезозойскому, пермскому, девон-карбонному, силур-вендскому, рифейскому, нижнепротерозойскому и архейскому срезам легенды. ВСЕГЕИ-ВСНИИГГиМС, С-Пб. – Иркутск, 2006. ФГУ «ТФИ по Республике Бурятия».
6. Аристов В.А., Катюха Ю.П., Минина О.Р., Руженцев С.В., Неберихутина Л.Н. Новые данные по стратиграфии палеозоя Витимского нагорья (Западное Забайкалье) // *Вестник Ворон. Гос. ун-та. Серия геол.* 2005. № 2. С. 19–24.

**РАСПОЗНАВАНИЕ ТУРБИДНЫХ ПРОЦЕССОВ С
ПОМОЩЬЮ НЕЙРОСЕТЕВОГО АППАРАТА НА
ПРИМЕРЕ ВОГУЛКИНСКОЙ ПАЧКИ (ШАИМСКИЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Ю. В. Чекушина¹, К. Р. Черенева²

Уральский государственный горный университет,
студент 4 курса¹, студент 5 курса²,
Chekushina.yuliya@yandex.ru, kchereneva1995@mail.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Алексеев В. П.

Аннотация: Вогулкинская пачка является первым нефтегазоносным объектом разработки в Западной Сибири, все годы представляя интерес для изучения ее строения и условий образования. Приведено описание образцов, отобранных из нескольких скважин Тальникового месторождения. Сделана попытка определения условий осадконакопления с помощью аппарата нейронных сетей, в частности, соответствуют ли они турбидным процессам.

Ключевые слова: вогулкинская пачка, условия осадконакопления, турбидный поток, нейронные сети.

**RECOGNITION OF TURBIDNY PROCESSES BY MEANS OF
THE NEURAL NETWORK DEVICE ON THE EXAMPLE OF
THE VOGULKA SUITE (THE SHAIMSKY OIL AND GAS
REGION, WESTERN SIBERIA)**

Y. V. Chekushina¹, K.R. Chereueva²

The Ural State Mining University, 4th year Student¹, 5th year Student²,
Chekushina.yuliya@yandex.ru, kchereneva1995@mail.ru

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor V.P. Alexeev.

Abstract: The Vogulka suite is the first subject to development. It is of interest to studying of a structure and conditions of sedimentation. The samples are described from wells of the Talnikovy field. Here is made the attempt of definition of

conditions of sedimentation by means of the office of neural networks, in particular, they correspond to turbidity processes.

Keywords: Vogulka suite, sedimentation conditions, turbidity current, neural networks.

Для рассмотрения условий осадконакопления использованы нейронные сети (рис.), применение которых в нефтегазовой геологии описано в работе [1]. Искусственной нейронной сетью называется аппарат, состоящий из большого числа простых параллельно работающих процессорных элементов – нейронов, соединенных адаптивными линиями передачи информации – связями или синапсами. Нейронная сеть обучается решению задач на основе выборки – “задачника”, состоящего из набора пар “вход – требуемый выход”. Она способна решать примеры, не входящие в эту выборку, то есть определять принадлежность конкретного наблюдения к той или иной группе [2].

Объектом исследований является вогулкинская пачка, вскрытая скважинами Тальникового месторождения, которое расположено в Советском районе Ханты-Мансийского автономного округа и входит в состав Шаимского нефтегазоносного района (НГР) Приуральской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП).

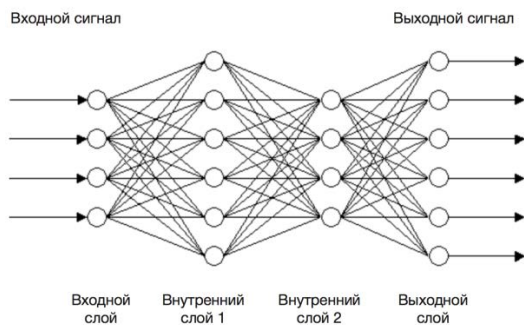


Рис. Искусственная нейронная сеть

По керновому материалу из скважины 6825 Тальникового месторождения при толщине вогулкинской пачки 14 м изучено 4 образца (номера Т-25), а из скважины 6851 того же месторождения при мощности толщи 16 м – 3 образца (Т-51). Глубины залегания вогулкинской пачки составляют около 1700 м. Керн отобран как из

верхних, так и из нижних частей толщи. Далее приведены описания образцов.

T-25-1 представлен мелко-, среднезернистым песчаником, плохо сортированным с массивной текстурой и небольшой переработкой организмами.

T-25-2 песчаник плохо сортированный с градационной слоистостью: от крупно- до среднезернистого. Органические остатки не наблюдаются.

T-25-3 среднезернистый песчаник с плохой сортировкой и массивной текстурой, без органики.

T-25-5 представлен мелкозернистым песчаником с плохой сортировкой и слоевой текстурой.

T-51-1 крупнозернистый алевролит, плохо сортированный с массивной текстурой. Наблюдаются карбонатные ооиды.

T-51-3 представлен песчаником крупнозернистым, средне сортированным, с линзовидно-волнистой слоистостью. Встречаются створки ракушек.

T-51-4 песчаник среднезернистый, в верхней части до крупного, средне сортированный с градационной слоистостью. Органического вещества не наблюдается.

Исходя из приведенного описания, для отложений вероятен турбидный генезис. Под турбидным процессом здесь понимается гравитационный поток, который сформировался не обязательно на континентальном склоне, но возможно и в других условиях.

Для обучения сети использованы описания «классических» турбидитов ачимовской толщи [3]. Каждая литофация (порода с комплексом признаков) закодирована в соответствии с порядком, охарактеризованным в таблице 1. Также зашифрованы образцы, которые не являются турбидитами, для получения в дальнейшем более корректного результата. После кодирования всех образцов построено 10 нейронных сетей в программе Statistica. Из них выбрана наиболее обученная с производительностью 100% и контрольной производительностью 92,86%.

Далее образцы, отобранные из вогулкинской пачки, закодированы по той же схеме, что и «эталонные». Значения подставлены для распознавания образов турбидных процессов [2] с использованием описанной выше сети. Результаты приведены в таблице 2.

В результате получено следующее: отложения, представленные в образцах T-25-1, T-25-2, T-25-3, T-51-4, вполне могли накапливаться в обстановке турбидных процессов. Этот факт подтверждается и макроscopicким описанием.

Таким образом, использование нейронных сетей позволяет с минимальной погрешностью устанавливать генезис отложений. В дальнейшем нейросетевой аппарат можно применять для определения нефтегазоносности залежей.

Таблица 1

Кодирование признаков

Признак	Метризуемый параметр	Примеры
Гранулометрический состав	Средний размер частиц (увеличение)	1-уголь, ..., 8-гравелит
Сортированность	Соотношение различных фракций (уменьшение дисперсии)	1-очень плохая, ..., 5-очень хорошая
Текстура	Интенсивность гидродинамики (увеличение)	1-массивная, ..., 8-ритмич
Биотурбация	Количество (увеличение)	1-отсутствует, ..., 5-полная переработка

Таблица 2

Результаты проверки на существование турбидных процессов в вогулкинской пачке

Образец	Гран. состав	Сортированность	Текстура	Биотурбация	Рез-т
T-25-1	5	2	1	2	1
T-25-2	6	2	7	1	1
T-25-3	6	2	1	1	1
T-25-5	5	3	7	3	0
T-51-1	4	2	1	4	0
T-51-3	7	2	4	3	0
T-51-4	6	3	7	1	1

Пояснение: в столбце «Результат» «1» указывает на то, что турбидные процессы могли происходить, «0» – турбидных потоков не было.

Литература

1. Гафуров Д. О. Геологическая интерпретация с применением обучаемых нейронных сетей в «Нейроинформгео» данных ГИС Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Томского политехнического университета, 2006. Т. 302, №3. С. 32-37.
2. Тютчев В. В., Новосельцев В.Б. Теория нейронных сетей. Томск: ТПУ, 2001. 69 с.
3. Зверев К. В., Казаненков В. А. Седиментогенез отложений ачимовской толщи Северного Приобья // Геология и геофизика, 2001. Т.42, №4. С. 617-630.

УДК 551

**ГЕНЕЗИС ПЕСЧАНЫХ ПОРОД УФИМСКОГО И
НИЖНЕКАЗАНСКОГО ВОЗРАСТА В БАСЕЙНЕ
Р.ШЕШМА И ИНЭШ ПО ДАННЫМ
ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

И.Р.Фахрутдинов¹, Э.И.Фахрутдинов²

Казанский (Приволжский) федеральный университет, студент 4 курса¹,
молодой ученый², ilmir-fah@rambler.ru

Научный руководитель: ассистент кафедры геологии нефти и газа
Фахрутдинов Э.И.

Аннотация: Основное внимание уделяется методике и практическому применению гранулометрического анализа при реконструкции обстановки осадконакопления. Цель исследования - песчаники уфимского яруса и нижнеказанского подъяруса в бассейне рек Шешма и Инэш (Республика Татарстан). Согласно данным гранулометрии, было обобщено определение обстановки по Фюхтбауэром и Мюллером, были построены генетическая диаграмма Р. Пассеги и динамикогенетическая диаграмма Гостинцева К.К.

Ключевые слова: гранулометрия, генетические диаграммы, уфимский ярус, нижнеказанский подъярус

**GENESIS OF SAND SEDIMENT OF UFIMIAN AND LOWER
KAZANIAN AGE IN THE BASIN OF R. SHESHMA AND
INESH FROM THE DATA OF GRANULOMETRIC
ANALYSIS**

I.R.Fakhrutdinov, E.I.Fakhrutdinov

Kazan (Volga Region) Federal University, 4th year Student, Young
Researcher, ilmir-fah@rambler.ru

Research Supervisor: Assistant Lecturer of the Department Oil and Gas
Geology E.I. Fakhruddinov

Abstract: The present work is paid a great deal of attention to the methodology and practical application of granulometric analysis in the reconstruction of the

sedimentation environment. The main aim of the study sandstones of the Ufimian stage and the Lower Kazan substage in the basin of the rivers Sheshma and Inesh (Republic of Tatarstan). According to the granulometry data, the generalized description of the environment by Fuchtbauer and Muller, were constructed the genetic diagram of R. Passegi and the dynamogenetic diagram of K.K. Gostintsev.

Keywords: grain size analysis, genetic diagrams, Ufimian stage, Lower Kazanian substage.

Наибольший интерес пермского разреза представлен в верховьях рек Шешма и Инэш, вблизи сёл Шугурово и Каркали. Значимость этого объекта подчеркивается тем фактом, что данный геологический разрез был предложен в качестве опорного, парастратотипического разреза и выделен в комплекс геологических памятников юго-востока Татарстана. В частности, выходы морских карбонатно-терригенных отложений нижнеказанского возраста. В нижней части правого склона р. Шешма у дороги между Каркали и Шугуровым на поверхности находятся красноцветные глины и песчаники шешминского горизонта уфимского яруса. Они трансгрессивно перекрываются морскими карбонатно-терригенными отложениями нижнеказанского подъяруса [1].

В данной работе были обработаны и проанализированы результаты гранулометрического анализа 47 образцов. Среди них 3 образца уфимских отложений, 44 образца нижнеказанского возраста. Гранулометрический состав пород определяли в петрографических шлифах и механическом ситовым (до фракции 0,025 мм) методами.

На первых этапах графической обработки гранулометрического состава были построены гистограммы гранулометрического состава для изучения и определения изменения характеристик горных пород по разрезу. Далее, были отображены кумулятивные кривые, для графического изображения данных и определения параметров, описывающих структуры пород.

Были вычислены основные гранулометрические характеристики: асимметрия (A), мера эксцесса (E), медиана (Md), коэффициент сортировки зерен (S_0), коэффициент асимметрии (S_k) [2].

Согласно обобщениям Фюхтбауэра и Мюллера образцы уфимского возраста (1, 2, 9) были сформированы в континентальной обстановке седиментации (русла реки и прирусловая отмель), поскольку сортировка составляла 1,22-2, усредненная асимметрия -0,48. Образцы нижнего казанского возраста относятся к мелководным отложениям (приливно-отливные зоны и шельф) - плохая сортировка и асимметрия в среднем -0,28 [3].

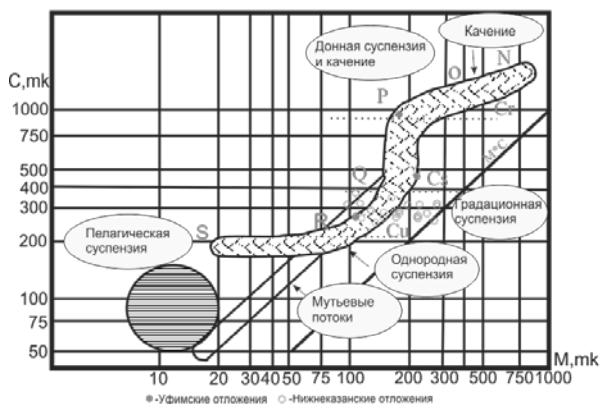


Рис.1. Генетическая диаграмма Р. Пассеги

Затем были построены динамогенетическая диаграмма Гостинцева К.К. и идентификация способа переноса обломочных частиц в водной среде (генетическая диаграмма Р. Пассеги). Из анализа местоположения точек на генетической диаграмме Р. Пассеги (рис.1) следует, что образцы находятся в области градиационной суспензии. Транспортировка осадка в движущемся потоке осуществляется путем качения в неоднородной суспензии, где нижние части имеют более высокую плотность, чем верхние.

Из анализа местоположения точек на диаграмме Гостинцева К.К. (рис.2) следует, что большинство образцов оказались в зоне прибрежно-морской фации: мутьевые потоки, русловые осадки, фации пляжей [4].



Рис.2. Динамогенетическая диаграмма К.К. Гостинцева

Согласно интерпретации, гранулометрических данных, изученных по песчаным прослоям разреза в бассейнах р. Шешма и Инэш обстановок

седиментации для уфимских отложений можно отнести к условиям речных русел и дельт, а нижеказанские к мелководным фациям.

Следует отметить, что все методы определения генезиса осадков по данным гранулометрических исследований не дают четкой интерпретации фациальной обстановки, но позволяют только разграничить осадки, образовавшихся в морском бассейне, на континенте или в переходной зоне. Наиболее эффективную и более дробную интерпретацию фациальной обстановки можно достичь только путем комплексного применения методик гранулометрического анализа и детальных литолого-фациальных исследований.

Литература

1. Фахрутдинов Э.И., Нургалеева Н.Г., Хасанова Н.М., Силантьев В.В. Литолого-фациальные особенности нижеказанских отложений по данным ЭПР опорного разреза // Учен. зап. Казан. ун-та. Сер. Естеств. науки. - 2015. - Т. 153, кн. 4. - с. 87-101.
2. Ситников Т.А. Тестовая версия обработки данных гранулометрического анализа, 1995-2008 [Электронный ресурс]. - <http://lithology.ru/gran/psammit.phtml>
3. Fochtbauer, H., Muller, G. *Sediments and sedimentary rocks*, Stuttgart, 1970., 726 p
4. Гостинцев К.К. (ред.) *Методические указания по дробному гранулометрическому анализу седиментационным способом.*, ВНИГРИ, 1989, 181с.

УДК 551

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ТУРОНСКОГО ПЛАСТА

А.А. Хаматзянов

Альметьевский государственный нефтяной институт, магистрант
1 года обучения, azatik1505@mail.ru

Научный руководитель: ассистент Сагиров Р.Н.

Аннотация: В данной работе проведен анализ условий осадконакопления туронских отложений в пределах Модельного месторождения, можно сделать вывод о монофациальной природе разреза пласта, ухудшения/улучшения качества коллектора связаны с различными областями регрессивных циклитов (далее/ближе от источника сноса обломочного материала).

Ключевые слова: туронский пласт, низкопроницаемый коллектор, трансгрессия, регрессия, циклиты.

FACIES ANALYSIS OF THE CONDITIONS OF SEDIMENTATION OF THE TURONIAN (STAGE) RESERVOIR

A.A. Khamatzyanov

Almetyevsk state oil institute, 1st year Master's Degree Student,
azatik1505@mail.ru

Research Supervisor: Assistant Lecturer R.N. Sagirov

Abstract: In this study we analysed depositional environment during the Turonian time within the boundaries of Model'noye field. It is possible to conclude monofacial the nature of the layer section, deterioration/improvement of the quality of the manifold are associated with different regions of regressive cyclical (further/closer from the source of demolition material).

Keywords: turonian reservoir, low permeable, transgression, regression, cyclites.

В настоящее время большинство крупных разрабатываемых месторождений газа Западной Сибири вступило на стадию падающей

©*А.А. Хаматзянов*

добычи. В таких условиях все большую актуальность приобретает задача освоения трудноизвлекаемых запасов туронских отложений. Продуктивные отложения туронского возраста кузнецовской свиты верхнего мела имеют региональное развитие и охватывают восточную часть Западной Сибири, однако до настоящего времени не представляли промышленного интереса.

Поэтому целью данной работы является проведение фациального анализа условий осадконакопления туронского пласта в пределах рассматриваемого месторождения.

Задачами данной работы являются:

- 1) провести обзор региональных условий осадконакопления;
- 2) проанализировать условия образования пород и выделить фации;
- 3) провести внутрипластовую корреляцию.

Туронский век начинается с крупнейшей трансгрессии моря в пределах Западно-Сибирской равнины с установлением нормального морского режима на большей части её территории, образовывались преимущественно песчано-алевритисто-глинистые осадки [1].

Продуктивная часть пласта Т выделяется в отложениях газсалинской пачки, входящей в состав кузнецовской свиты, представлена комплексом мелководно-морских отложений.

Рассматриваемый пласт имеет набор генетических признаков, свойственных прибрежно-морским и типично морским образованиям:

- 1) включения глауконита;
- 2) наличие остатков морской фауны;
- 3) включения обугленных растительных остатков во всех литотипах;
- 4) разнообразие текстур, маркирующих динамически активные условия.

Выделяются мелководно-морские фации переходной и дальней зоны пляжа, образованные в обстановке морского внешнего шельфа.

Судя по морфологии кривых ПС в строении пласта можно выделить два электрометрических типа разрезов – с регрессивной и трансгрессивной направленностью, которые сопоставимы с седиментологическими моделями регрессивных и трансгрессивных морских песчаных баров.

Фация регрессивных баров – в вертикальном разрезе этот фациальный тип отложений состоит из трех циклических седиментационных серий с укрупняющейся вверх гранулометрией, разделенных глинистыми прослоями или глинизированными песчаными отложениями.

Указанная регрессивная последовательность морского осадконакопления является функцией количества поступающего в бассейн осадка и скорости изменения относительного уровня моря [2].

Очевидно, что в туронском бассейне, несмотря на начавшуюся трансгрессию, скорость поступления осадка и его аккумуляция были больше, что приводило к быстрому заполнению возникающего аккомодационного пространства и его перекомпенсации осадочным материалом. В результате бассейн испытывал обмеление, береговая линия про-градировала и происходило формирование мелеющей кверху серии осадков с огрубляющимся гранулометрическим профилем.

Фация трансгрессивных баров в отличие от вышеописанных отложений здесь нет хорошо проявленной упорядоченной цикличности в осадкообразовании. Скорость поступления осадочного материала в трансгрессирующий морской водоем была меньше, чем скорости поднятия уровня моря и увеличения аккомодационного пространства. Это приводило к частичному заполнению возникающего пространства поступающими осадками, углублению бассейна, береговой трансгрессии и формированию углубляющейся кверху седиментационной последовательности.

Приближаясь к южной части продуктивного пласта Т, отмечается появление в разрезе скважин с регрессивной направленностью отложений без чёткого подразделения на циклиты – проградационная модель фаций. Здесь предполагается постепенное обмеление бассейна при все более возрастающей роли в осадконакоплении волнового воздействия с отсутствием ярко-выраженных фаз максимальной трансгрессии, что подтверждает отсутствие циклитов, как правило, отделяемых друг от друга глинистыми отложениями.

При движении с юга на север продуктивного пласта отмечается уменьшение общей толщины, видна тенденция к постепенному выклиниванию пласта к северу, пласт становится более расчленённым. Это можно объяснить тем, что южная часть месторождения в туронский век находилась ближе к источникам сноса обломочного материала, чем северная часть. В северном направлении бассейн углублялся и отложения глинизировались. На основании вышеизложенного можно предположить, что снос обломочного материала в наибольшей степени происходил с юго-востока, возможно дополнительный источник сноса на востоке.

Итоги проведённого фациального анализа:

1. Разрез отложений продуктивного пласта Т состоит из регрессивно-трансгрессивных баров, преимущественно встречаются регрессивные циклиты.

2. Отложения приурочены к мелководно-морским обстановкам осадконакопления, подразделяющимся на дальнюю зону и переходную зону пляжа.
3. ФЕС различны в разных частях продуктивного пласта Т – в северной части, в связи с углублением бассейна и удалением от источников сноса, отложения более глинизированные и маломощные, чем в южной части. Таким образом, в южном, юго-восточном и, возможно, восточном направлениях следует ожидать улучшения коллекторских свойств (приближение к береговой линии и источникам сноса) и рассмотреть возможность обнаружения новых антиклинальных структур, где могут быть сосредоточены залежи углеводородов.

Литература

1. *Технологическая схема разработки Модельного нефтегазоконденсатного месторождения для пластов Т и ПК1. НК-Роснефть, Москва, 2012.*
2. *Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность / Ю.Н. Карогодин – М.: Изд-во Недр, 1980. – 242 с.*

УДК 564.5:551.763.3

СЕНОМАНСКИЕ РИНХОЛИТЫ ГОРНОГО КРЫМА

И.Р. Хузина

Российский государственный геологоразведочный
университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ-РГГРУ),
студент второго курса, dragonshakal@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент В.Н. Комаров

Аннотация: в сеноманский век наблюдается значительное увеличение биоразнообразия ринхолитов. Основу сеноманского комплекса составляют представители аркуатобеккусов. Большинство из них встречается в нижнем сеномане. Среди них определены *Hadrocheilus* (*Arcuatobeccus*) *alekseevi* Komarov, *H. (A.) ratus* Shimansky, *H. (A.) selbuchrensis* Komarov и *H. (A.) tseisleri* Aglutdinova et Komarov. Разнообразие среднесеноманских ринхолитов увеличивается. Они представлены *H. (A.) prima* Komarov, *Akidocheilus* (*Planecapula*) *explicatus* Komarov, а также *A. (Romanovichella)* *plenus* Komarov.

Ключевые слова: ринхолиты, сеноман, Горный Крым.

CENOMANIAN RYNCHOLITES FROM THE CRIMEA MOUNTAINOUS

I.R. Khusina

Russian state geological prospecting university named after Sergo
Ordzhonikidze (MGRI-RGGRU), 2nd year Student, dragonshakal@mail.ru

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Reader,
V.N. Komarov

Abstract: The Cenomanian age is characterized by a significant increase in the biodiversity of the rhyncholites. The basis of the Cenomanian complex is represented by representatives of arcuatobeccus. Most of them occur in the lower Cenomanian. *Hadrocheilus* (*Arcuatobeccus*) *alekseevi* Komarov, *H. (A.) ratus* Shimansky, *H. (A.) selbuchrensis* Komarov and *H. (A.) tseisleri* Aglutdinova et Komarov are identified among them. The diversity of the Middle Cenomanian rhyncholites is increasing. They are represented by *H. (A.) prima* Komarov,

Akidocheilus (*Planecapula*) *explicatus* Komarov and also *A.* (*Romanovichella*) *plenus* Komarov.

Key words: Paleontology, Rhyncholites, Cenomanian, the Crimea Mountainous.

Среди вопросов, связанных с изученностью ринхолитов, самым непонятным было их систематическое положение. Сейчас не вызывает споров мнение о том, что род *Rhyncholites* принадлежит к древним наутилоидеям. Другие ринхолиты считаются фрагментом целостного аппарата амmonoидей (представителей отрядов филоцератид и литоцератид). Классификация ринхолитов искусственная и построена на функционально-экологическом подходе [1]. В основе установления видов лежат особенности разных частей надкловья, а также соотношение их размеров. Сейчас выделены 13 родов ринхолитов, характеризующихся довольно широким географическим распространением. Известны они и из Горного Крыма, где представлены 6 родами, 14 подродами и порядка 70 видами. Находки ринхолитов в Горном Крыму известны от нижнего келловея до датского яруса включительно. Большинство ринхолитов известны от титона до сеномана включительно. Чтобы нагляднее представить особенности сеноманского этапа развития ринхолитов, необходимо кратко остановиться на том, что ему предшествовало. На границе аптского и альбского веков фиксируется самая выразительная за всё время существования крымских ринхолитоносителей перестройка. В эту эпоху исчезли все аптские таксоны видового ранга, роды *Erlangericheilus* и *Tillicheilus*, а также почти все подроды рода *Hadrocheilus* (за исключением аркуатобеккусов). В отложениях нижнего и среднего альба ринхолиты не обнаружены. Особенностью верхнеальбского комплекса можно считать существенное упрощение его состава. В это время возникают лишь аркуатобеккусы *Hadrocheilus* (*Arcuatobeccus*) *perodenkoi* Shimansky, а также *Rhynchoteuthissp.*

Сеноманский век характеризуется значительным увеличением биоразнообразия ринхолитоносителей, которое можно считать последним в длительной истории их существования. Основу сеноманского комплекса, составляют аркуатобеккусы. Большинство из них встречается в нижнем сеномане. Среди них определены *Hadrocheilus* (*Arcuatobeccus*) *alekseevi* Komarov [2], *H.* (*A.*) *ratus* Shimansky [3], *H.* (*A.*) *selbuchrensis* Komarov [4] и *H.* (*A.*) *tseisleri* Aglutdinova et Komarov [5]. Последний из упомянутых видов был обнаружен совсем недавно - 3 июля 2017 г. в ходе проведения Крымской учебной геологической практики МГРИ-РГГРУ. В обработке материала по этому виду, являющемуся наиболее крупным из всех известных на сегодняшний день сеноманских

аркуатобеккусов, мне удалось принять участие. Крайне интересны среднесеноманские ринхолиты, представленные крошечным *H. (A.) prima* Komarov [2], последними планекапулами *Akidocheilus (Planecapula) explicatus* Komarov, а также *Akidocheilus (Romanovichella) plenus* Komarov [6].

Авторы, придерживающиеся широкого понимания таксонов, признали подрод *Romanovichella* синонимом рода *Palaeoteuthis* Orbigny [7]. Это вряд ли обосновано, так как *Romanovichella* отличается от *Palaeoteuthis* отсутствием продольного валика и наличием необычайно высокого срединного ребра. Для более обоснованного представления о значении данного признака для классификации необходим представительный материал по ринхолитам из сеномана Горного Крыма.

Из верхнего сеномана бассейна р. Бельбек описаны ринхотеутисы – *Rhynchoteuthis* sp. [8]. На рубеже сеноманского и туронского веков происходит окончательное падение разнообразия ринхолитов. В отложениях от турона до нижнего маастрихта Горного Крыма ринхолиты до сих пор не встречены и обнаруживаются лишь в верхнем маастрихте, это *Rhyncolites naidini* (Shimansky) [9]. *Rhyncolites danicus* Shimansky et Alekseev известен из дания Горного Крыма [10]. Эволюция верхнемеловых крымских ринхолитов во многом сходна с развитием данной группы в других регионах. Сеноманские и, тем более, послесеноманские ринхолиты в целом очень редки и представлены в основном родом *Rhynchoteuthis*. В литературе следующие имеются сведения о находках этих форм в верхнем мелу. Из низов верхнего кампана Северо-Западной Германии указывается *Rhynchoteuthis minima* [11]. Находки *Rhynchoteuthis* sp. известны из сеномана Мадагаскара [12], верхов нижнего маастрихта Южной Германии [11], а также из маастрихта Японии [13]. В Южной Индии из слоёв *Trichinopoly* определены шесть видов ринхотеутид – *Rhynchoteuthis quinquecarinatus* Pictet et Campiche, *R. sastryi* Lakshminarayana et Sana, *R. wadaii* Sastry, *Mamgainet* Rao, *R. kapuri* Lakshminarayana et Sana, *R. sonii* Sahniet Jain и *R. kossmati* Till [14]. Имеются сведения о находках верхнемеловых *Rhynchoteuthis* также в Южной Англии и Северной Африке (Алжир) [13, 15]. Среди представителей других родов необходимо отметить находки *Najborhyncholites kryvoshapkiniae* Yu. Zakharov из турона – сантона (быковская свита) Сахалина [16].

Литература

1. Шиманский В.Н. Историческая смена ринхолитов // Ископаемые головоногие моллюски. М.: Наука, 1985. С. 155-167.

2. Комаров В.Н. Новые представители подрода *Nadrocheilus* (*Arcuatobeccus*) *Shitansky* (ринхолиты) из сеноманских отложений междуречья Качи и Бодрака (Юго-Западный Крым) // *Известия вузов. Геология и разведка.* № 1. 2002. С. 156-159.
3. Шиманский В.Н. Новый ринхолит из сеномана Крыма // *Палеонтологический журнал.* 1973. № 3. С. 132-134. Автор И.О. Название работы // Название сборника (журнала).
4. Комаров В.Н. Новый ринхолит из сеноманских отложений Горного Крыма // *Известия вузов. Геология и разведка.* 1998. № 2. С. 164-165.
5. Комаров В.Н., Аглутинова К.Р., Агафонова Г.В., Хузина И.Р., Бабицкий Е.Ф., Глухов М.А. Новый представитель подрода *Nadrocheilus* (*Arcuatobeccus*) *Shitansky* (ринхолиты) из нижнего сеномана Юго-Западного Крыма // *Известия вузов. Геология и разведка.* 2017. № 6. С. 62-67.
6. Комаров В.Н. Первая находка позднемеловых ринхолитов рода *Akidocheilus* Till // *Палеонтологический журнал.* 2003. № 1. С. 21-23.
7. Riegraf W., Moosleitner G. *Barremian rhyncholites (Lower Cretaceous Ammonoidea: calcified upper jaws) from the Serre de Bleyton (Departement Drome, SE France)* // *Ann. Naturhist. Mus. Wien, Serie A.* 2010. № 112, p. 627-658.
8. Кравцов А.Г., Кель С.А., Кликушин В.Г. Фауна меловых отложений Горного Крыма. Л.: Изд-во ЛПИ. 1983. 117 с.
9. Шиманский В.Н. Новые представители отряда *Nautilida* в СССР // *Материалы к основам палеонтологии.* М.: Изд-во АН СССР. 1957. Вып. 1. С. 35-41.
10. Шиманский В.Н. Алексеев А.С. Ринхолиты из датского яруса Крыма // *Развитие и смена органического мира на рубеже мезозоя и кайнозоя.* М.: Наука, 1975. С. 87-90.
11. Riegraf W., Schmitt - Riegraf C. *Rhynchoteuthis minima von der Marck, 1858 (Rhyncholite, Cephalopod Jaw) from the Latest Campanian (Cretaceous) of Westphalia (NW Germany)* // *Stuttgart. Beitr. Naturk.* 1987, B, № 135, p. 1-35.
12. Besairie H., Collignon H. *Le systeme Cretace a Madagascar* // *Congreso Geologico Internacional. XXa Sesion, Ciudad de Mexico, 1956. El sistema cretacico. Un symposium sobre el cretacico en el hemisferio occidental y su correlacion mundial.* 1956. Tomo 2, p. 445-481.
13. Nemoto T., Tanabe K. *New record of a rhyncholite (cephalopod upper jaw element) from the Maastrichtian of Hokkaido, Japan* // *Paleontological Research,* 2008, V. 12, № 3, p. 303-306.
14. Lakshminarayana K.V., Sana U. *Upper Cretaceous Rhyncholites from the Tiruchchirappally district (South India)* *Journal of Paleontology.* 1979, V. 53, № 4, p. 990-996.
15. Teichert C., Spinosa C. *Cretaceous and Tertiary Rhyncholites from the Western Atlantic Ocean and from Mississippi* // *Paleontological contributions of the University of Kansas.* 1971, paper 58, p. 1-10.
16. Захаров Ю.Д. Новые находки ринхолитов, апаттихов, аптихов и остатков радулы цефалопод на территории СССР // *Ископаемые беспозвоночные Дальнего Востока.* Владивосток. 1979. С. 80-91.

УДК 551.793

СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОДВИНСКА

Ю.Б. Щеголихина

Северный (Арктический) федеральный университет имени
М.В. Ломоносова, студентка четвёртого курса,
julia.schegolihina@yandex.ru

Научный руководитель: к.т.н., доцент, доцент кафедры инженерной
геологии,
оснований и фундаментов И.Ю. Заручевных

Аннотация: целью исследования является изучение геологического строения города Новодвинска, включающее сбор архивных данных, анализ и обобщение физических и деформационно-прочностных свойств грунтов и построение инженерно-геологических разрезов, охватывающих всю селитебную часть города.

Ключевые слова: инженерная геология, изыскания.

MODERN IDEAS ABOUT THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF QUATERNARY DEPOSITS AT THE NOVODVINSK CITY

J.B. Shchegolikhina

Northern Arctic Federal University named after M.V. Lomonosov, 4st year
student, julia.schegolihina@yandex.ru

Research Supervisor: Candidate of Engineering Sciences, Reader, reader in
engineeringgeology, basements and foundations I. U. Zaruchevnyh.

Abstract: the aim of the research is to study the geological structure of the town of Novodvinsk, including the collection of archival data, the analysis and synthesis of physical and deformation-strength properties of soils and construction of engineering-geological sections covering the entire residential part of the city.

Keywords: engineering geology, site exploration.

Инженерно-геологические работы считаются одними из наиболее сложных и ответственных видов изысканий. Об этом говорит широкий перечень полевых, лабораторных и камеральных работ, результаты которых имеет решающее значение при выборе проектных решений, строительстве, эксплуатации и реконструкции инженерных объектов.

Природные условия нашей страны весьма разнообразны, а геологические условия конкретного региона (района, округа и даже отдельного объекта) могут иметь свои особенности, что определяется рядом инженерно-геологической и гидрологической историей местности.

Данная работа является продолжением исследований, выполненных совместно с Д.Н. Олейник [1], включает статистическую обработку свойств выявленных инженерно-геологических элементов и построение инженерно-геологических разрезов города.

Город Новодвинск – четвертый по величине город Архангельской области, расположенный в 25 км к югу от столицы области г. Архангельска, на берегу реки Северная Двина. Основан в 1936 г. как посёлок Мечкострой при целлюлозно-бумажном комбинате, а в 1977 г. преобразован в город – новый город на Двине.

Территория города, площадью 41 км², на которой проживает около 40 тыс. чел., разделена на две примерно одинаковые части селитебную и промышленную (рис.1).

Промышленную часть города занимает Архангельский целлюлозно-бумажный комбинат, являющийся одним из крупнейших в России производителем картона, упаковки, целлюлозы и ученических тетрадей. На его территории множество строений со своей инженерно-геологической историей, поэтому на первоначальном этапе исследований рассматривалась только селитебная часть города.

Архангельская область расположена на Онего-Двинско-Мезенской равнине Русской платформы с наклоном на Север [2]. Большую роль в формировании рельефа в начале четвертичного периода сыграли ледники. При неоднократном покрытии территории они принесли с собой громадное количество обломочного материала. Наступающие моря и талые воды заполняли понижения рельефа твердыми осадками, затопляли их, образуя многочисленные озера, что привело к выравниванию склонов междуречий и созданию современного рельефа, на сегодняшний день, занятого ледниковыми, морскими и сильно заболоченными речными и озерными отложениями.

Для выявления геологических условий четвертичных отложений г. Новодвинска проводилась работа в архиве Архангельского треста

инженерно-строительных изысканий, было рассмотрено более 80 технических отчетов за период с 1963 по 2011 г. Для обработки данных отобрано 29 скважин, покрывающих всю селитебную территорию города (рис. 2).

По возрасту в верхнем горизонте геологического основания г. Новодвинска располагаются породы четвертичного периода от современного Q_{IV} до верхнечетвертичного Q_{III} отделов [3].

В пределах 20 м (максимальная глубина изучаемых скважин) выявлено 7 характерных по происхождению типов грунтов или инженерно-геологических элементов (ИГЭ): техногенные (t_{IV}) представлены песками мелкими, суглинками со строительным мусором, щебнем, шлаком, торфом; биогенные (b_{IV}) – торфами коричневыми малоразложившимися; озерно-ледниковые (al_{IV}) – суглинками с растительными остатками; озерно-ледниковые (lg_{III}) представлены тремя разновидностями грунтов: суглинками с крупнообломочными включениями гравия и гальки, пластичными и текучими супесями, песками; ледниковые (g_{III}) – суглинками с гравием и галькой, пластичными супесями с прослойками песка пылеватого, песками; морские (m_{III}) – двумя разновидностями: суглинками с прослойками песка пылеватого, текучей супесью с редким гравием и песками. Обобщение и анализ ИГЭ дало возможность построить инженерно-геологические разрезы, которые пересекают всю территорию города. В качестве примера приведен разрез I-I (рис. 3).



Рис. 1. Схема территории города Новодвинска



Рис. 2. Селитебная часть с центральными улицами города и скважинами

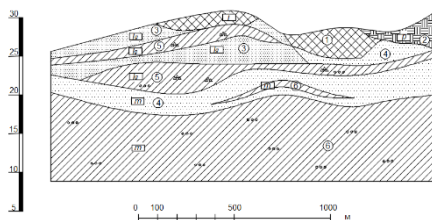


Рис. 3. Инженерно-геологический разрез I-I

Обработка данных лабораторных испытаний и статического зондирования позволила построить графики линейной зависимости деформационно-прочностных свойств (E , c , φ) грунтов одного и того же генезиса от коэффициента пористости (e) для песков (рис. 4) и от показателя текучести (I_L) для глинистых грунтов (рис. 5).

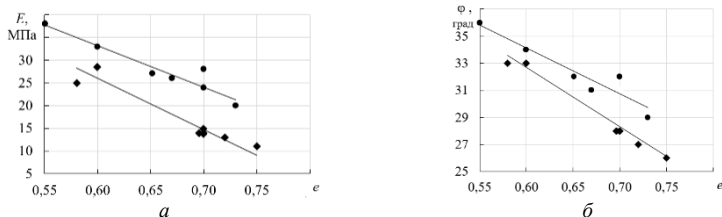


Рис. 4. Графики зависимости модуля деформации (а) и угла внутреннего трения (б) озерно-ледниковых песков (● – мелких; – пылеватых) от коэффициента пористости

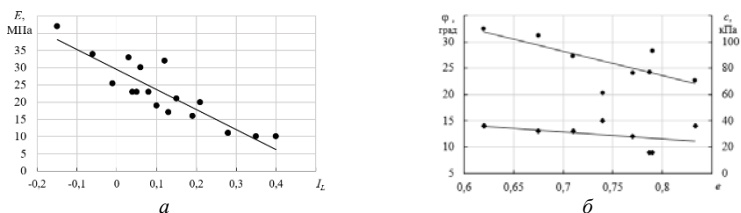


Рис. 5. Графики зависимости модуля деформации от показателя текучести (а) и прочностных характеристик от коэффициента пористости (б: ● – c ; ♦ – φ) при $I_L = 0 \dots 0,25$ морских суглинков

В дальнейшей работе планируется создать базу данных для хранения и обработки, а также сбора новой информации по инженерно-геологическим изысканиям, чтобы выполнить районирование территории по типам оснований, построить карты по горизонталям отложений.

Литература

1. Щеголихина Ю.Б, Олейник Д.Н. «Обзор инженерно-геологических условий г. Новодвинска» / Ломоносовские научные чтения студентов, аспирантов и молодых ученых – 2017: сборник материалов конференции [Электронный ресурс] / сост. Ю.С. 2.
2. Кузнецова; Сев. (Арктич.) федер. ун-т им. М.В. Ломоносов. – Электронные текстовые данные. – Архангельск: САФУ, 2017. – с. 2314-2319.
3. Инженерная геология СССР. В 8-ми томах. Т. 1. Русская платформа. М., Изд-во Моск. ун-та, 1978. – 528 с.

УДК 551.763.31

ИДЕНТИФИКАЦИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ СЕНОМАНА СКВАЖИНЫ А-3 В ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ КОТ-Д'ИВУАР

Эссо Ном Грас Соланж

Российский Университет Дружбы Народов, аспирант 2
курса, egracesolange@yahoo.fr

Научный руководитель: доцент Абрамов В.Ю.

Аннотация: Верхняя часть интервала в скважине А-3 определяется сеноманским возрастом, датированным 96,01 млн. лет, Се2 датируется 91,21 млн. лет. Это возможно говорит о том, что было сокращение интервала осадконакопления слоёв Tu1, Се5, Се4 и Се3, и, таким образом, было создано главное стратиграфическое несогласие, продолжительностью в 5,82 млн. лет.

Ключевые слова: стратиграфическая последовательность, сеноманский возраст, граница депозитной последовательности (SB), площадь максимального наводнения (MFS), первое появление в скважине (FDO), осадочный бассейн, Кот д'Ивуар.

IDENTIFICATION OF CENOMANIAN'S STRATIGRAPHIC SEQUENCES IN WELL A-3 IN THE SEDIMENTARY BASIN OF IVORY COAST

Essoh Nome Grace Solange

Russian Peoples Friendship University, Post-graduate Student 2nd year,
egracesolange@yahoo.fr

Research Supervisor: Reader Abramov V. U.

Abstract: The Cenomanian date interval in this A-3 well has only one sequence: Ce2. The roof of the interval dates from the Cenomanian, represented by the roof of the sequence Ce2 and dated 96.01 ma, Ce3 coincides with the SB of the Tu2 sequence dated 91.21 ma (Haq and Schutter, 2008). This supposes that erosion of the Tu1, Ce5, Ce4 and Ce3 sequences has occurred, thus creating a major discrepancy estimated at 5.82 ma.

Key words: Stratigraphic sequence, cenomanian, Boundary of the deposit sequence (SB), Maximum Flooding Surface (MFS), First Downhole Occurrence (FDO), sedimentary basin, Cote d'Ivoire.

Стратиграфическая последовательность – геологические промежутки времени, которые составляют различные интервалы или геологические этажи. Их обнаружение в осадочных бассейнах позволяет узнать историю этих бассейнов. Если рассматривать на конкретном примере, то они являются источником значительной информации в буровой скважине А-3 и позволяют оценить нефтяные способности Кот-д'Ивуара. Кот-д'Ивуар располагается в западной зоне Африки (рис. 1) и окаймляется Атлантическим океаном. Буровая скважина А-3 обнаруживаемая на востоке осадочного бассейна Кот-д'Ивуар – зона, которая может быть производителем газа и нефти. Изучение осадочного бассейна Кот-д'Ивуар, а именно – более точный поиск стратиграфических последовательности в этой зоне позволил бы хорошо распределить промышленные усилия и урегулировать стратегию и политику касательно геологии в этой стране.

Горизонт датирован сеноманским возрастом в скважине А-3, и располагается в интервале глубин 8160 ' и 8320 '. Возраст горизонта Се2 (8160'-8320'), что подтверждено палеодиагностикой формы *Classopolis torosus* (рис. 2) на глубине 8200'.

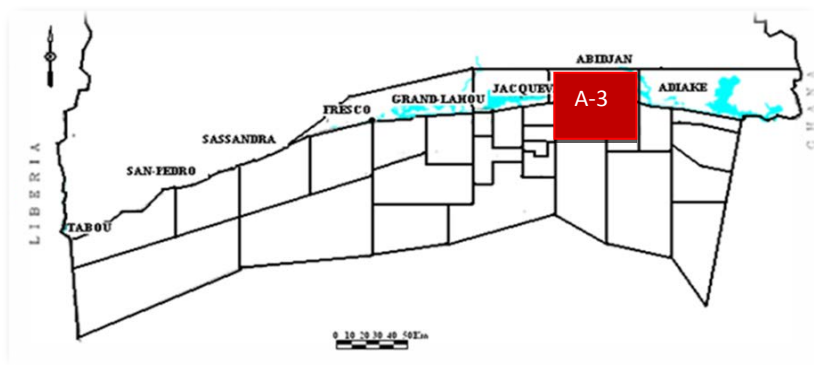


Рис. 1. Расположение скважины А-3



Рис.2. Classopolistorosus



Рис.3. Hedbergella Gorbachikae

Нижняя граница этого горизонта определяется фоссилиями с *Hedbergella Gorbachikae* (рис. 3) на глубине 8320' (привязан к журналу регистрации на 8320'). Горизонт Се2 - полная последовательность, включающая три основных свиты (высокий уровень моря, трансгрессивного и низкого уровня моря), о чем свидетельствуют графические регистрации.

В свите высокого уровня моря (8160'-8210'), динофлагелляты, которых мало, в то время как споры и пыльцы много. Все фораминиферы агглютированы немного, крупные, бентосные фораминиферы известняков редки, планктонных фораминифер много. Гамма-каротаж представляет собой общий вид с проградацией с MFS, расположенный на уровне 8210' до верхней отметки 8160'. MFS, равное 97,21 ма, отмечается наибольшим прогибом положительных величин гамма-каротажа.

Трансгрессивный характер (8210'-8260') характеризуется скоростью, общим понижением уровня гамма-каротажа (постепенное отклонение в сторону положительных значений). Динофлагелляты редки, в то время как споры и пыльцы много. Все фораминиферы сильно агглютированы, бентосные фораминиферы известняков присутствуют и планктонных фораминифер очень много.

Из этого исследования видно, что сеноманский интервал (8160'-8320') имеет только одну регрессивную последовательность. Отсутствие последовательностей Се5, Се4, Се3 и Се1 свидетельствует о наличии стратиграфического несогласия. Более того, этот интервал обрамлен двумя геологическими несогласиями. Существование этих несогласий очень важно для поиска нефти, поскольку эти несогласия благоприятствуют формированию геологических структур, которые могут улавливать нефть и газ таких, как антиклинали, синклинали, разломы и т.д. Следовательно, необходимо знать степень распространения областей несогласованности в данном осадочном бассейне.

УДК551435336

**STUDY ON THE SEDIMENTARY CHARACTERISTICS OF
HONGHE SANDSTONE FROM MANTOU FORMATION,
CAMBRIAN IN THE XINWEN SAG**

Cui Guangshen

China University of Petroleum (East China), 4th year Student,
aa9223112256@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Mineralogy, Petrology and Mineral Deposit
Geology, Associate Professor Yan Jihua

Abstract. Honghe sandstone from Mantou formation, Cambrian is located in Xinwen Sag on the North China platform. According to the observation and measurement of outcrop profile, the collection of rock specimens and the grinding of the rock flakes, the characteristics of Honghe sandstone were clarified and the sedimentary facies of Honghe sandstone were analyzed. The result shows that the main lithology of Honghe sandstone is arkose with calcareous shale and mudstone interlayers. There is the development of tabular cross-beddings, herringbone cross-stratifications and lentoid sand bodies with a vertical superimposed relationship in the Honghe sandstone member. Sandstone was formed in subtidal high-energy zone, belonging to the deposition of tidal channel.

Keywords: Xinwen Sag; Honghe sandstone; herringbone cross-stratification; subtidal high-energy zone

The main part of the Xin-Wen Sag is located in Xintai city of Shandong Province. The southern border is Mengshan salient and the northern border is Xinfushan salient. Xinwen Sag is a long and narrow basin with a 30 km long axis of the northwestern direction, whose maximum width is 17.5 km and area is about 400km²[1]. (Fig. 1)

The Xinwen Sag is a small single-fault depression basin in the adjacent area of the Bohai Gulf Basin on the North China Platform, which is disconnected by the Xintai-Duozhuang Fault in the north and overlaps the Paleozoic strata or Taishan Group in the south [1]. There are some small asymmetric syncline inside it in the morphology, which was disconnected by north-south sub-small faults [3]. (Fig. 2)

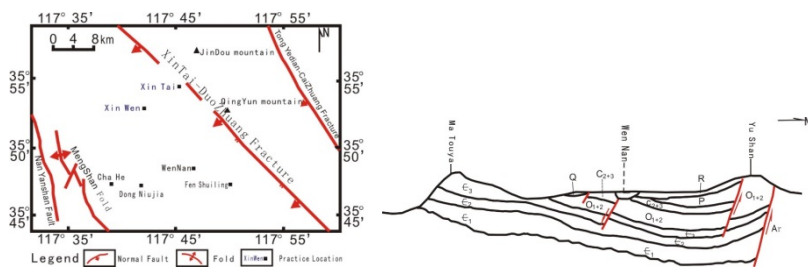


Fig. 1 Structural location of Xinwen Sag Fig. 2 Sketch profile of Xinwen Sag

There is complete development of Cambrian strata in the Xinwen area, which is mainly exposed to Matouya and Fengshan in Xintai City. The Honghe sandstone is exposed to the summit of the Matouya. It was respectively conformity with the overlying Zhangxia formation and the underlying lower shale section of Mantou formation [3].

The main lithology of Honghe sandstone is gray-white arkose with reddish-brown weathering surface. There are glauconites, recrystallized calcite and iron impregnating in medium-thick sandstone with calcareous shale interlayers.

Under the microscope, there are 85% detrital grains, 7% matrix with pelitic texture, 8% cements mainly including siliceous and calcareous cements. There is 60% granular quartz with wavy extinction, 30% feldspars mainly including curved plagioclase with inquinant surface, sericitization, kaolinization and microcline with lattice twin, 10% lithics including siliceous lithics, chert(SiO₂), muscovite with a motley interference colors and so on. Grain size is 0.2mm-0.3 mm. There is the texture of point-line contact between grains and grain support, moderately sorted grains, subrounded-subangular grains in sediments with medium textural maturity and compositional maturity. (Fig.3)

Various sedimentary structures are developed in Honghe sandstone, including parallel beddings, tabular cross-beddings and herringbone cross-stratifications. Among them, tabular cross-bedding angle is large somewhat, which basically reflects the shallow and turbulent hydrodynamic conditions. Herringbone cross-stratification is interactive foreset bedding formed by the rising tide and the falling tide, which reflects bidirectional flow, strong hydrodynamic condition and tidal environment. (Fig.4)

After traced the sandstone in lateral direction, we found it consists of many lentoid sand bodies and there are many mudstone interlayers between them. The lentoid sand body gradually becomes from thicker to thinner in lateral direction and there is regular superimposed relationship in vertical direction. (Fig.5)

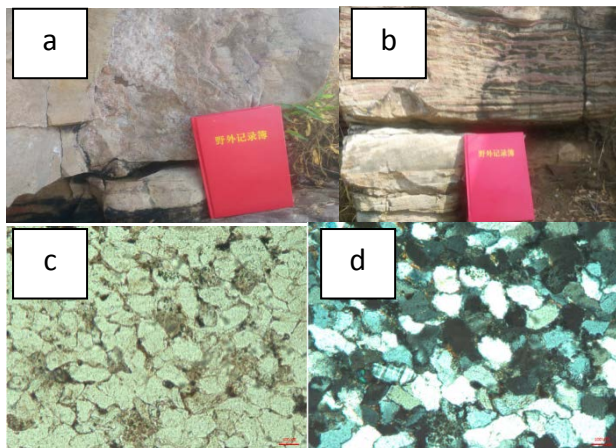


Fig.3 Honghe sandstone, Xintai. (a: arkose with recrystallized calcite. b: weathering arkose. c: arkose (single polarization 10*10). d: arkose (orthogonal light 10*10).)

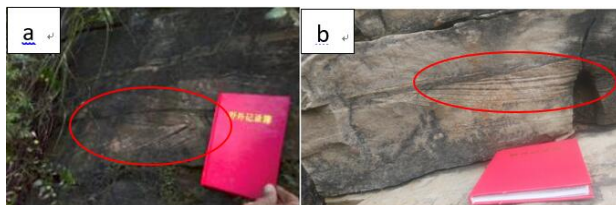


Fig.4 Stratifications in Honghe sandstone, Xintai. (a: herringbone cross-stratification. b: tabular cross-bedding.)



Fig.5 outcrop profile of Honghe sandstone member on Matouya

We can draw the following conclusions:

1) The Honghe sandstone is gray-white arkose with a relatively high content of feldspar and lithics. The parent rocks are generally granite and granitic gneiss which are rich in feldspar. Sorting and roundness of detrital grains is

medium after carried from the source area. It was deposited in the underwater environment.

2) A large number of tabular cross-beddings and herringbone cross-stratifications appear in Honghe sandstone which reflects the sedimentary environment of the subtidal high-energy zone with strong hydrodynamic force, water turbulence and shallow water body.

3) There are lentoid sand bodies distributed in the lateral direction, and generally deposited in the channel and with regular superimposed relationship in the vertical direction. There are plenty of calcareous mudstone interlayers between lentoid sand bodies which are formed in the tidal channel sedimentary environment of the subtidal high-energy zone.

Reference

1. Jian Wang. *Study on Cenozoic Sedimentary Evolution in The Xinwen Sag [D]* // China University of Petroleum (East China), 2011.
2. Zhenzhong Xu, Shiyue Chen, Yongshi Wang. *Mesozoic tectonic activities and sedimentation in the Bohai Gulf area [J]* // *Geology of China*, 2006(01):201-211.
3. Shiyue Chen, Longwei Qiu. *The guide book of geological special field work in Ludong area* // The Press of China University of Petroleum (East China), 2010.

УДК 552.553

**THE ORIGIN OF CHERTS IN THE LOWER CAMBRIAN
ZHUSHADONG FORMATION, XINWEN, SHANDONG
PROVINCE, CHINA**

Lei Jing

China University of Petroleum (Hua Dong), 4th year Student,
leijing1995@outlook.com

Research Supervisor: Doctor of Mineralogy and Petrology, Assistant Professor,
Meng Fanchao

Abstract The Lower Cambrian Zhushadong Formation in Xinwen area, Shandong Province, China, was mainly composed of limestone and dolomites. Nodular and banded cherts are common in limestone. The characteristics of outcrops and rock samples implies that the organic acid produced by decomposition of organic matters, promoted the dissolution of calcium carbonate, which caused the formation of holes in limestone, as a result, the silicon dioxide deposited in the holes and interspaces to form chert nodules and bands.

Keywords: chert, limestone, organic acid, Lower Cambrian Zhushadong Formation.

The chert is a kind of silicalite composed of microcrystalline quartz, which can be deposited as separate layers or appear in carbonate rocks as nodulars or bands[1]. At present, the studies on the origin of cherts in limestone is mainly focused on the formation mechanism. There are two different opinions: sedimentary origin[1] and metasomatic origin[2, 3].

A large amount of chert nodules and bands appeared in limestone in the Zhushadong Formation in Xinwen area, Shandong Province. Previous studies have shown that the age of chert is 530.8 ± 6.1 Ma[4], in the Early Cambrian. However, for the origin of cherts in this area, previous studies have done little. Therefore, this article intends to explore the origin of cherts in this area through the analysis of mineralogy and petrology of the outcrops and rock samples.

The research area is around Matou Cliff, located in Xinwen area, Shandong Province, belonging to the North China Plate (Fig. 1). The sedimentary strata in study area, from old to new, include Zhushadong Formation (Є1z) and Mantou Formation (Є1m), belonging to the Lower Cambrian (Fig. 2). At that time, the depositional environment the North China Plate was a stable epeiric sea[5].

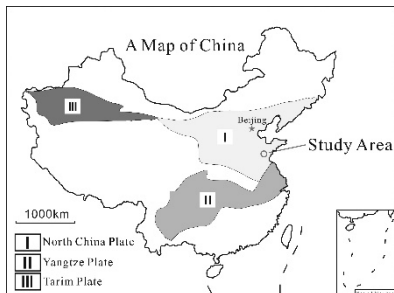


Fig. 1. Location of study area

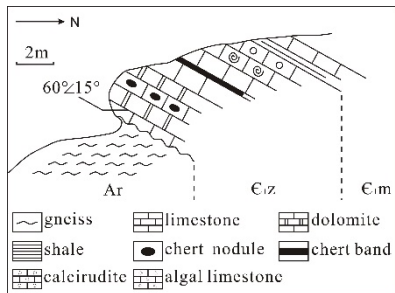


Fig. 2. Stratigraphic section in Xinwen area

Chert nodules and bands appear in the Zhushadong Formation, composed of various carbonate rocks, such as micrite limestone, fine or medium dolomite, algal limestone, and calcirudite. Below the Zhushadong Formation, it is the Archean gneiss, which forms an unconformity with the Cambrian strata. Above the Zhushadong Formation, it is recurring shale and limestone (Fig. 2).

In the field, the characteristics of the outcrops are recorded by a camera. Rock samples were collected from the limestone beds, which are rich in chert nodules and bands in the Zhushadong Formation in the Xinwen area.

The samples were made into 0.03 mm thin sections in the laboratory. Their mineral compositions were observed by a XPC-1 polarizing microscope.

As can be seen from the outcrop, chert bands are distributed in layers with a thickness of 20-30 cm (Fig. 3). Sedimentary laminae can be seen on chert bands and limestone, and the direction of laminae is inconsistent (Fig. 4). In addition, a large number of biological disturbances can be seen in the limestone (Fig. 5). Furthermore, quantities of algal limestone were found in the Zhushadong Formation (Fig. 6).

Under the microscope, the main two kinds of minerals are quartz and calcite (Fig. 7), respectively, belonging to chert bands and limestone bands. It is worth noting that there are irregular-shaped holes, formed by dissolution, in the limestone.

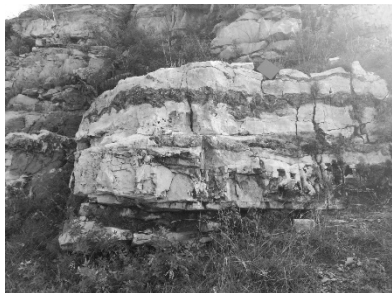


Fig. 3. Chert bands in the limestone



Fig. 4. Laminae in chert bands and limestone (chert bands - horizontal laminae; limestone – inclined laminae)



Fig. 5. Biological disturbances



Fig. 6. Algal limestone



Fig. 7. A microscopic photograph of limestone containing chert (under orthogonal light; magnification: 5×10)

For the origin of cherts, metasomatism is a kind of metamorphism that occurs when the rock is in a solid state, which does not change the structure of the rock[3]. As can be seen from the outcrop (Fig. 4), the direction of laminae of chert is inconsistent with that of the limestone (i.e., they have different structures), so the chert cannot be metasomatic.

The characteristics of the outcrop shows that chert bands are distributed in layers with laminae (Fig. 3, Fig. 4). So the bands might be formed by sedimentation. A large number of biological disturbances and algal limestone indicate that there were numerous biological activities in the Early Cambrian (Fig. 5, Fig. 6). After the sedimentation of the CaCO₃ particles, biological activities caused the curve and deformation of the laminae of limestone (Fig. 5). When the organic matters of biological remains were degraded, it would produce the organic acid, which can promote the dissolution of CaCO₃. As a result, a large number of holes and interspaces were formed in the limestone. Finally, the silica deposited in the holes and interspaces to form chert nodules and bands (Fig. 7).

In conclusion, chert nodules and bands were formed by sedimentation, with the help of organic acid, produced by degradation of organic matters.

Acknowledgements. Thanks to my supervisor Meng Fanchao for his guidance on professional knowledge. Thanks to Oleg Nikolayevich Kovin for his help.

References

1. Flügel, E., *Microfacies of Carbonate Rocks: Analysis, Interpretation and Application*. Springer Berlin Heidelberg: Berlin, Heidelberg, 2004. p. 641-656.
2. Umeda, M., *Precipitation of silica and formation of chert–mudstone–peat association in Miocene coastal environments at the opening of the Sea of Japan*. *Sedimentary Geology*, 2003. 161(3): p. 249-268.
3. Zhou Xinping, et al., *Origin of the Permian nodular, striped and lump siliceous rock*. *Journal of Palaeogeography*, 2012(02): p. 143-154.
4. Tian Hongshui, et al., *Sm-Nd age dating and its significance of chert in soft sediment deformation structures from the Lower Cambrian Zhushadong Formation, Jinan of Shandong Province*. *Journal of Palaeogeography*, 2015(01): p. 45-50.
5. Gao Huali, *Study on Cambrian lithofacies palaeogeography in the Bohai Bay and its neighbourhood*. *Chinese Master'sTheses Full-text Database*. 2011. p. 1-97.

РАЗДЕЛ 5: ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

SECTION 5: GEOLOGY OF OIL AND GAS

**РОЛЬ ПОВЕРХНОСТНЫХ ЛИНЕАМЕНТОВ ДЛЯ ГАЗОВОЙ И
НЕФТЯНОЙ РАЗВЕДКИ В ЗОНЕ ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА
САБАТАЙН – ЙЕМЕН**

АбдуллаИ.А. 5

**SIGNIFICANCE OF SURFACE LINEAMENTS FOR GAS AND OIL
EXPLORATION IN PART OF SABATAYN BASIN-YEMEN**

AbdullaE.A. 5

**ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА ЮС1
ПО ДАННЫМ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ СУРГУТСКОГО
НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА**

Д.В. Альтемиров..... 9

**OPENING PRODUCTION PLANT-COLLECTOR US1 ON THE
DATA OF GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL RESEARCH ON THE
TERRITORY OF THE SURGUT OIL AND GAS DISTRICT**

D.V. Altemirov 9

**ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИГОНОВ ВОРОНОГО ДЛЯ ОЦЕНКИ
НАКОПЛЕННОЙ КОМПЕНСАЦИИ ОБЪЕКТА ВЗВ4
МОСКУДЬИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.С. Анисимова..... 13

**THE USE OF VORONOI POLYGONS FOR THE STUDY OF THE
ACCUMULATED COMPENSATION OBJECT B3B4
MOSKUDINSKOGO FIELD**

D.S. Anisimova..... 13

**РАЗРАБОТКА ПЕРИКЛИНАЛЬНЫХ ЧАСТЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ**

A.P. Аюпов 17

**DEVELOPMENT PERICLINAL PARTS OF HIGH-VISCOSITY OIL
FIELDS**

A.R. Аюров 17

**ПАРОТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В
ПРИСУТСТВИИ НЕФТЕРАСТВОРИМЫХ ПРЕКУРСОРОВ
КАТАЛИЗАТОРОВ.....**

Э.Р. Байгильдин, Д.Р. Байгильдин 21

**STEAM TREATMENT OF HEAVY CRUDE OIL IN THE
PRESENCE OF OIL-SOLUBLE CATALYST PRECURSORS**

E.R. Baygildin, D.R. Baygildin 21

**О НЕКОТОРЫХ ОСОБЕННОСТЯХ ПОЛОЖЕНИЯ ПОДОШВЫ
БАШКИРСКОГО ЯРУСА ПО КОМПЛЕКСУ ПРОМЫСЛОВО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ**

A.Г. Баранова, К.Ю. Колузаева, С.Е. Валеева..... 25

**FEATURES OF OIL-SATURATED ROCKS VOLUME
CALCULATE ON COMPLEX OIL DEPOSITS**

A.G. Baranova, K.Y. Koluzaeva, S.E. Valeeva..... 25

**ГЕОХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА И СВЯЗЬ ИХ
ОБРАЗОВАНИЯ С ГЕОСОЛИТОННЫМ ПОТОКОМ**

Е.А. Белоголова..... 29

**GEOCHEMICAL COMPOSITION OF THE GAS-CONDENSATE
DEPOSITS OF THE GYDAN PENINSULA AND THE
CONNECTION OF THEIR FORMATION WITH THE FLOW OF
GEOSOLITON**

E.A. Belogolova 29

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПАРОЦИКЛИЧЕСКОЙ
ОБРАБОТКИ АССЕЛЬСКО-САКМАРСКОЙ ЗАЛЕЖИ
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ОСНОВЕ АНАЛИТИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИ В СКВАЖИНАХ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ
ОКОНЧАНИЕМ ОСВАНЬЮРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Д.А. Бельтюков..... 33

**EFFICIENCY IMPROVING OF CYCLIC STEAM TREATMENT
ASSELIAN-SAKMARIAN RESERVOIR OF HIGH-VISCOSITY OIL
BY ANALYTICAL MODEL OF HORIZONTAL WELL FROM
OSVANYURSKOE OIL FIELD**

D.A. Beltyukov 34

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОВ ГРЯЗЕВЫХ
ВУЛКАНОВ МИРА**

Д.Д. Бондаренко, В.М. Мельдер..... 37

**GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE MUD
VOLCANOES GASES IN THE WORLD**

D.D. Bondarenko, V.M. Melder 37

**РОЛЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В РАЗРУШЕНИИ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Д.А. Бычкова, Т.С. Смирнова, И.В. Быстрова 41

**ROLE OF THE UNDERGROUND WATERS IN THE
DESTRUCTION OF THE OIL AND THE GAS DEPOSITS**

D.A. Bychkova, T.S. Smirnova, I.V. Bystrova 41

**ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ОБЪЕКТОВ
НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ В
ОТЛОЖЕНИЯХ САРГАЕВСКОГО ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ
ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО
СКЛОНА СЕВЕРО-ТАТАРСКОГО СВОДА**

С.Е. Воронков 45

**SEARCH FOR HYDROCARBON-PROMISED OBJECTS BASED
ON GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL DATA IN SARGAEVSKY
HORIZON DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF ONE OF DEPOSITS
OF SOUTH-EAST SLOPE OF THE NORTH-TATAR
CONSOLIDATED**

S.E. Voronkov 45

ОБВОДНЕННОСТЬ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М.Д. Воронов, А.А. Воронин, 48

WATERCUT OF GAS WELLS

Voronov M.D, Voronin A.A 48

**АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ
РИФОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО
ВОЗРАСТА В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОЙ ЧАСТИ САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ**

А.О. Вязовкина.....52

**FRASNIAN-FAMENIAN IMPERMEABLE LAYERS BUILDING OF
THE BANKS ANALYSIS INSIDE THE SOUTH END OF SAMARA**

A.O. Vyazovkina.....52

**ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ОТЛОЖЕНИЙ
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ 140 НА
ТОРЦОВОЙ ПЛОЩАДИ**

К.А. Гаврилова.....56

**LITHOLOGICAL-PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS AND
RESERVOIR PROPERTIES OF THE BAZHENOV FORMATION
DEPOSITS, OPENED BY BOREHOLE 140 ON THE END SQUARE**

K. A. Gavrilova56

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОЛЬМАТАЦИИ ПЕСЧАНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ НЕ СТАЦИОНАРНОЙ
ФИЛЬТРАЦИИ ЗАГЛИНИЗИРОВАННОГО РАСТВОРА**

А.Н. Гараева60

**MODELING OF THE PROCESS OF COLMATATION OF SAND
COLLECTORS UNDER THE CONDITIONS OF STATIONARY
FILTRATION OF A PLATE OF CROSSED SOLUTION**

Garaeva A.N.60

**АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ БОБРИКОВСКОГО
ГОРИЗОНТА НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖИ РЕСПУБЛИКИ
ТАТАРСТАН**

В.И. Гарифуллина, Г.Р. Фаизова 64

**DEVELOPMENT STATUS ANALYSIS OF BOBRICOV HORIZON:
THE CASE STUDY OF RESERVOIR OF TATARSTAN**

V.I. Garifullina, G.R. Faizova..... 64

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ**

А.Ш.С. Гомес, К.А. Воробьев 67

**THE EFFICIENCY ANALYSIS OF THE STEAM ASSISTED
GRAVITY DRAINAGE TECHNOLOGY'S APPLICATION**

A.Ch.S. Gomes, K.A. Vorobiev..... 67

**ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ГЕОЛОГО-
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
МОДУЛЯ TEMPEST-PVTX НА ПРИМЕРЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА Т₁-I ЯРЕЙЮСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.П. Горланов..... 71

**IMPROVING OF GYDRODINAMIC MODEL RELIABILITY BY
TEMPEST-PVTX MODULE FOR GAS-CONDENSATE
RESERVOIR (BED T₁-I) OF YAREYUSKOE OIL-GAS-
CONDENSATE FIELD**

N.P. Gorlanov..... 71

**СОСТАВ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ДОМАНИКОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО
БАССЕЙНА НА ПРИМЕРЕ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

К.В. Дементьева..... 74

**COMPOSITION AND CONDITIONS OF FORMATION OF THE
VOLGO - URAL DEPOSITS OF THE OIL AND GAS BASIN
(EVIDENCE FROM PERM REGION)**

K. V. Dementieva 74

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ОСНОВНЫХ СЛАНЦЕВЫХ
ФОРМАЦИЙ РОССИИ, АЛЖИРА, АРГЕНТИНЫ И КИТАЯ**

А.С. Десяткин, Л.Г. Гайсина..... 78

**POTENTIAL OF OIL AND GAS OF THE BASIC SLANGE
FORMATIONS OF RUSSIA, ALGERIA, ARGENTINA AND CHINA**

A.S. Desyatkin, L.G. Gaisina 78

**ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ АСТРАХАНСКОГО СВОДА –
НОВЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ**

А.В. Заскокина, Н.Ф. Федорова..... 82

**DEVONIAN DEPOSITS OF THE ASTRAKHAN CONSOLIDATED –
NEW SOURCE OF HYDROCARBONS**

A.V. Zaskokina, N.F. Fedorova..... 82

**АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАПРАВЛЕННОЙ КИСЛОТНОЙ
ОБРАБОТКИ В ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА НА
КУРМЫШСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Б.Д. Ишкинеев, Р.А. Мударисова..... 86

ANALYSIS OF USE OF ACIDIZING OF OIL WELLS IN THE DEPOSITS OF THE BASHKIR TIER AT KURMYSH OIL FIELD

B.D. Ishkineev, R.A. Mudarisova 86

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕГО ПРОТЕРОЗОЯ УДМУРТСКОЙ РЕСПУБЛИКИ И ПЕРМСКОГО КРАЯ НА ОСНОВЕ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

A.S. Kapitanova 90

FEATURES OF FORMATION OIL AND GAS OF THE UPPER PROTEROZOIC UDMURT REPUBLIC AND PERM REGION ON BASED BASIN MODELING

A.S. Kapitanova 90

ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ГС С УЧЕТОМ ОПЫТА ЭКСПЛУАТАЦИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

Л.Э. Кашапов, А.К. Тараканов 94

STUDY OF THE OPTIMAL LENGTH OF THE GS TAKING INTO ACCOUNT OPERATIONS ON FIELDS OF THE PERM KAMA REGION

L.E. Kashapov, A.K. Tarakanov 94

ХАРАКТЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ Н-АЛКАНОВ И ИЗОПРЕНОИДОВ В БИТУМОИДАХ СЕВЕРНЫХ РАЙОНОВ УРАЛО-ПОВОЛЖЬЯ

Д.Д. Кожанов 98

CHARACTER OF DISTRIBUTION OF N-ALKANES AND ISOPRANIDS IN BITUMOIDS OF THE NORTHERN REGIONS OF VOLGA-URAL OIL AND GAS BASIN

D.D. Kozhanov..... 98

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКОГО ВОЗРАСТА НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ ОЛЬХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Е.С. Колесников..... 102

THE INFLUENCE OF THE MINERALOGICAL COMPOSITION OF THE RESERVOIR ROCKS OF THE TULA-BOBRIKOV AGE ON THE DEVELOPMENT PROSESS OF THE OLKHOV OIL DEPOSITS

E.S. Kolesnikov 102

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОМЕХАНИЧЕСКОГО ПУЛЬСАТОРА

К.Ю. Колузаева, А.Г. Баранова, С.Е. Валева..... 107

INCREASE OF PETROLEUM OIL REFINING WITH THE USE OF A HYDROMECHANICAL PULSATOR

K.Y. Koluzaeva, A.G. Baranova, S.E. Valeeva..... 107

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ ДЛЯ ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

А.А. Кочнев 111

**APPLICATION OF RADIAL DRILLING TECHNOLOGY IN THE
CONDITIONS OF DEVONIAN-TURNEY DEPOSITS OF THE
PERM REGION**

A.A. Kochnev 111

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ
БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Н.А. Краузе 116

**GAS AND OIL POTENTIAL OF BOLSHEKHETSKAYA
DEPRESSION ACCORDING TO BASIN MODELLING**

N.A. Krauze 116

**ВЛИЯНИЕ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПЕРМСКОГО КРАЯ**

М.В. Лихачева, Е.А. Котельников 120

**INFLUENCE OF THE DOMANIK SHALE DEPOSITS FOR THE
PETROLEUM POTENTIAL OF PERMSKY KRAI**

M.V. Likhacheva, E.A. Kotelnikov 120

**ФИЗИКО-ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПО КЕРНУ
НОВО-КОРЕНЁВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПРИПЯТСКИЙ
ПРОГИБ)**

А.А. Лопушко 125

**PHYSICO-LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS OF
COLLECTORS PRODUCTIVE STRATUMS ON KERN OF NOVO-
KORENEVSKOYE DEPOSIT (PRIPYATSKY DEPT)**

A.A. Lopushko..... 125

**ИССЛЕДОВАНИЕ СМАЗОЧНЫХ СВОЙСТВ
ПОЛИМЕРМЕЛОВЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

Н.С. Макарова..... 129

**STUDY OF THE LUBRICATING PROPERTIES OF DRILLING
POLIMERMASH FLUIDS**

N.S. Makarova 129

**ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ И
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ НА
ПРОЦЕССЫ РАЗРАБОТКИ УБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.А. Макарова 132

**THE INFLUENCE OF CONDITIONS OF FORMATION AND
RESERVOIR PROPERTIES OF THE WEATHERING CRUST ON
THE DEVELOPMENT PROCESS UBINSKY FIELD**

N.A. Makarova..... 132

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПАРАСЕКВЕНЦИЙ
ДЛЯ РАСЧЛЕНЕНИЯ ВАСЮГАНСКОГО ГОРИЗОНТА
САВУЙСКОГО ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

В.А. Маркин 136

**APPLICATION OF THE METHOD FOR SEPARATING
PARASEQUENCES FOR THE CORRELATION OF THE
VASYUGAN SUITE AT THE SAVUY OIL AND GAS FIELD**

V.A. Markin 136

**ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ БОТУОБИНСКОГО
ГОРИЗОНТА НА ВОСТОКЕ ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ
(СЮГДЖЕРСКОЙ) НГО РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)**

Д.В. Маслов..... 140

**FEATURES DISTRIBUTION OF THE BOTUOBINSK HORIZON IN
THE EAST OF THE CENTRAL-TUNGUSKA (SYUGDZHER)
PETROLEUM REGION OF THE REPUBLIC OF SAKHA
(YAKUTIA)**

D.V. Maslov 140

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ
СКЛАДОВ УРАЛА НА ОСНОВЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО И
БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Л.И. Минлигалиева 143

**FORECAST OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE SOUTHERN
PART OF PEDAL DEFLECTION AND AREA PERCH SDK URL,
BASED ON GEEK AND POOL MODEL**

L.I.Minligalievа 143

**СВЕРХВЯЗКИЕ НЕФТИ УФИМСКОГО ТЕРРИГЕННОГО
КОМПЛЕКСА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН. ПРОБЛЕМЫ И ИХ
РЕШЕНИЯ НА СТАДИИ ОЦЕНКИ ПОИСКОВО-
РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ**

Р.А. Мударисова, Ю.В. Волков, Д.Р. Гатин..... 147

**SUPER-HIGH OIL OF THE UFIM TERRIGENOUS COMPLEX OF
THE REPUBLIC OF TATARSTAN. PROBLEMS AND THEIR
SOLUTIONS AT THE STAGE OF EVALUATION OF SEARCH-
EXPLORATION WORKS**

R.A. Mudarisova, Y.V. Volkov, D.R. Gatin 147

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ОБРАЗОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ ДОМАНИКОВОЙ НЕФТЕМАТЕРИНСКОЙ
ТОЛЩЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО БАССЕЙНА**

А.Ю. Муленкова, О.А. Емельяненко 151

**MODELING OF HYDROCARBON PROCESSES BY DOMANIC
SOURCE ROCK OF THE VOLGA-URAL PETROLEUM
PROVINCE**

A.Yu. Mulenkowa, O.A. Emelyanenko 151

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВАТЬЕГАНСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.К. Мурзабулатов 155

**HYDROGEOLOGICAL FEATURES OF THE VATJEGAN OIL
FIELD**

N.K. Murzabulatov 155

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ПЕРИЛЕНОВ В
БИТУМОИДАХ ПОРОД «ДИВЬИНСКОЙ» СВИТЫ РАЗРЕЗА
КАМАЙСКИЙ ЛОГ**

О.В. Наборщикова 159

**DETERMINATION OF CONTENT OF PERYLENE THE
BITUMOIDS OF ROCKS THE «DIVINSKAYA» SUITE SECTION
OF THE KAMAYSKY LOG**

O.V. Naborshchikova 159

**АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ С ЦЕЛЬЮ
ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ 8-ОЙ ЗАЛЕЖИ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.А. Назипова, В.И. Гарифуллина 163

**OPTIMIZATION OF THE WELL PERFORMANCE BASING ON
THE WELL PRODUCTIVITY INDEX ANALYSI: THE CASE OF
DEPOSIT №8 OF ROMASHKINO OIL FIELD**

A.A. Nazipova, V.I. Garifullina 163

**ОСОБЕННОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЁННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЗАПАДА КРАСНОКАМСКО-ПОЛАЗНЕНСКОГО ВАЛА ПО
ДАНЫМ 1D БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

П.В. Некрасов 167

**FEATURES DEEP SEDIMENTS OF THE WEST
KRASNOKAMSKIY-POLAZNENSKAYA SHAFT ACCORDING TO
THE 1D BASIN MODELING**

P.V. Nekrasov 167

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ЮС₂
ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

A.A. Нурғалиева 171

**DEVELOPMENT EFFICIENCY ANALYSIS OF YS₂RESERVOIR
OF FEDOROVSKOE OIL AND GAS FIELD**

A.A.Nyrgaliev..... 171

PROSPECTS OF DEVELOPING TIGHT OIL IN RUSSIA

I.S. Pentegov 175

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОМАНИКОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ**

И. С. Пентегов, Р.Н. Петрова 178

**PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF DOMANIC
DEPOSITS IN VOLGO-URAL PROVINCE**

I.S. Pentegov, R.N. Petrova 178

ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

И.А. Полин 181

**REVIEW OF THE STATE OF THE PRODUCTION OF SLANGED
GAS**

I.A. Polin 181

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ААЛЕН-БАЙОССКОГО
РЕГИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА УРЕНГОЙСКОГО НГР**

Е.В. Потанова 185

**GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS FOR THE OIL
AND GAS EFFICIENCY OF THE AALEN-BAJOS REGIONAL
RESERVOIR OF URENGOY OGR**

E.V. Potanova 185

**ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В
ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЯХ НЮРОЛЬСКОЙ
МЕГАВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ).....**

Ю.С. Пуговкина, Л.К. Кудряшова 189

**IMPROVED RESERVOIRS ZONES DETERMINATION IN
PALEOZOIC FORMATIONS OF NUROL DEPRESSION (TOMSK
REGION)**

Yu.S. Pugovkina, L.K. Kudryashova..... 189

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕСКОВ S8 ЗОНЫ
СИГМОИЛИНА И ФОРМИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ LA
PICA В ГОРОДЕ ХУСЕПИН, ВОСТОЧНЫЙ БАСЕЙН
ВЕНЕСУЭЛЫ, ШТАТ МОНАГАС**

Адриан Хосе Родригес Линарес..... 193

**GEOLOGICAL CHARACTERISTIC OF THE SANDS OF S8
SIGMOYLIN AREA AND FORMATION OF LA PICA DEPOSIT IN
CITY OF HUSSEPIN, EASTERN BASIN OF VENEZUELA, STATES
MONAGAS**

A.J. Rodriguez Linares 193

**О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИЛИКАГЕЛЯ,
ПОЛУЧЕННОГО ИЗ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ ПЛАВИКОВОЙ
КИСЛОТЫ СО СКЕЛЕТОМ ПОРОДЫ, В КАЧЕСТВЕ
ПОТОВОТКЛОНЯЮЩЕГО АГЕНТА**

Сагиров Р.Н. 198

**ON THE POSSIBILITY OF USING SILICAGEL, PRODUCED
FROM THE PRODUCTS OF THE REACTION OF PLAIC ACID
WITH THE BROWN OF THE BREED, AS A FLOW-CONTAINING
AGENT**

R.N. Sagirov..... 198

**ФОРМИРОВАНИЕ КАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА СЕВЕРНОЙ ЗАЛЕЖИ
РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И
ПОСЛЕДУЮЩАЯ ИХ ДОРАЗВЕДКА В ЦЕЛЯХ ПРИРОСТА
ЗАПАСОВ**

М.Ф. Салахова 202

**FORMATION OF STONE-DEPOSITED CONDITIONS OF THE
BOBRIKOVSKY HORIZON OF ROMASHKIN OIL FIELD AND
THEIR EXTRACTION FOR THE GROWTH OF RESERVES**

M.F. Salakhova 202

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И АНАЛИЗ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАССЕЙНА ЮЖНО-КАРСКОЙ
ВПАДИНЫ И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ ЗАПАДНО-
СИБИРСКОГО БАССЕЙНА**

И.А. Санникова, М.А. Большакова, Р.С. Сауткин 206

**OIL AND GAS POTENTIAL AND PETROLEUM SYSTEMS
MODELING FOR THE SOUTH KARA BASIN AND ADJACENT
AREAS OF THE WESTERN-SIBERIAN BASIN**

I.A. Sannikova, M.A. Bolshakova, R.S. Sautkin..... 206

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ И
ПОКРЫШЕК В ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ**

И.Г. Свердиев, Н.А. Кулаковский 210

**THE REGULARITIES OF PETROLEUM RESERVOIRS AND
COVER OF OIL-BEARING STRATAS LOCATION OF THE
UPPERDEVONIAN DEPOSITS OF THE HOREYVERSKY
DEPRESSION**

I.G. Sverdiev, N.A. Kulakovskiy..... 210

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПОДСОЛЕВОГО
КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ АСТРАХАНСКОГО СВОДА**

Т.С. Смирнова, Д.А. Бычкова 215

**PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF THE SUBSALT
COMPLEX OF DEPOSITS OF ASTRAKHAN ANTICLINE**

T.S. Smirnova, D.A. Bychkova 215

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ
И РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ВТОРОГО
УЧАСТКА СОЛНЕЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Судакова, А.А. Леонтьев 219

COMPARATIVE ANALYSIS OF THE RESERVES ESTIMATE AND THE SIMULATION RESULTS OF THE SECOND REGION OF THE SOLNECHNOE FIELD

A.V. Sudakova, A.A. Leontiev 219

АНАЛИЗ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН С ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА

В.Ю. Сырвачева 223

ANALYSIS OF THE MOST PROMISING STRUCTURES OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN WITH THE PURPOSE OF CREATING UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES

V.U. Syrvacheva..... 223

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ БАШКИРСКО-СЕРПУХОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ УНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УНЬВИНСКОЕ ПОДНЯТИЕ) НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО АНАЛИЗА

А.К. Тараканов, Л.Э. Кашапов 227

JUSTIFICATION OF THE COMPLEX OF ACTIONS FOR PERFECTING OF DEVELOPMENT OF THE BASHKIR AND SERPUKHOV DEPOSIT OF THE UNVINSKY FIELD (UNVINSKY RAISING) ON THE BASIS OF THE GEOLOGICAL FIELD ANALYSIS

A.K. Tarakanov, L.E. Kashapov..... 228

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ КАРБОНАТНОГО
ПЛАСТА КОЛЛЕКТОРА НА РЕЗУЛЬТАТЫ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Р.Р. Файзетдинова, Л.И. Минихаиров 231

**ASSESSMENT OF CARBONATE RESERVOIR WETTABILITY
INFLUECE ON RESERVOIR SIMULATION RESULTS**

R.R. Faizetdinova, L.I. Minikhairov 231

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРЫВА
ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

И.Р. Фахрутдинов, Э.И. Фахрутдинов 235

**APPLICATION OF METHODS OF RESERVOIR GASDYNAMIC
FRACTURING WHILE DEVELOPING OIL FIELD**

I.R. Fakhrutdinov, E.I. Fakhrutdinov 235

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ TNAVIGATOR КАК ИНСТРУМЕНТА
ДЛЯ АНАЛИЗА И ПОДБОРА ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ
МОДЕЛИРОВАНИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ**

А.В. Шаймухаметова 239

**USE OF TNAVIGATOR AS AN INSTRUMENT FOR ANALYSIS
AND PARAMETERS MATCHING FOR CYCLIC
WATERFLOODING SIMULATION**

A.V. Shajmukhametova 239

РАЗДЕЛ 6: ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И
РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

SECTION 6: PALEONTOLOGY, STRATIGRAPHY AND
REGIONAL GEOLOGY

ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

И.И. Авдеев..... 244

FEATURES OF FORMATION OF THE BAZHENOV SHALE

I.I. Avdeev..... 244

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СРЕДНЕЮРСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ПУДИНСКОГО
МЕЗОПОДНЯТИЯ**

И.И. Афанасьев, Н.Н. Стариков..... 248

**THE CONDITIONS OF FORMATION OF THE MIDDLE JURASSIC
SEDIMENTS IN THE CENTRAL PART OF THE PUDINO
MESOUPHIFT**

I.I. Afanasyev, N.N. Starikov..... 248

**ПАЛЕОГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ РЕКОНСТРУКЦИЯ
УСЛОВИЙ НАКОПЛЕНИЯ АЛЛЮВИАЛЬНОЙ ТОЛЩИ**

А.В. Белобородов..... 252

**PALEO-HYDRODYNAMIC RECONSTRUCTION OF ALLUYOUS
THICKENING CONDITIONS**

A.V. Beloborodov..... 252

**СТРАТИГРАФИЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ОАЗИСА
ЭЛЬ-БАХАРИЯ (ЕГИПЕТ, ЗАПАДНАЯ ПУСТЫНЯ)**

В. Р. Гавейш..... 255

**STRATIGRAPHY AND GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE
OASIS EL BACHARIA (EGYPT, WESTERN DESERT)**

W. R. Gaweish..... 255

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУФОПЕСЧАНИКОВ
АЛГАНСКОГО ТЕРРЕЙНА (УСТЬ-БЕЛЬСКИЕ ГОРЫ,
КОРЯКСКОЕ НАГОРЬЕ)**

М.Ю. Гущина..... 259

**GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF THE
TUFSANDSTONES OF THE ALGAN TERRANE (UST-BELSKY
MOUNTAINS, KORYAK HIGHLANDS)**

M.U. Gushchina..... 259

**СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ИСКОПАЕМОЙ
ГЕРПЕТОФАУНЫ ТЕРРИТОРИИ БЕЛАРУСИ**

Н.В. Дорожко..... 263

**ABOUT INVESTIGATIONS OF HERPETOFAUNA AT THE
TERRITORY OF BELARUS**

N.V. Dorozhko 263

**ОСОБЕННОСТИ КОНТАКТА КАРБОНАТНЫХ ТУРБИДИТОВ
В РАЗРЕЗЕ НИЖНЕКАМЕННОУГОЛЬНОЙ ЖУКОВСКОЙ
СВИТЫ (ВОСТОЧНЫЙ СКЛОН СРЕДНЕГО УРАЛА)**

А.Ю. Исаков, О.Ю. Мельничук..... 266

**SPECIFIC FEATURES OF THE TURBIDITE CARBONATE
CYCLITES BOUNDARY IN THE SECTION OF THE LOWER
CARBONIFEROUS ZHUKOVO FORMATION (EASTERN SLOPE
OF THE MIDDLE URALS)**

A.Yu. Isakov, O.Yu. Melnichuk..... 266

**ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОБСТАНОВКИ И
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

Д.А. Кожевников 270

**PALEOGEOGRAPHIC CONDITIONS AND PETROLEUM
POTENTIAL OF THE DEVONIAN DEPOSITS OF THE REPUBLIC
OF TATARSTAN**

D.A. Kozhevnikov..... 270

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПАЛЕОПОЧВЕННЫХ
ПРОФИЛЕЙ ИЗ ОПОРНЫХ РАЗРЕЗОВ УРЖУМСКОГО ЯРУСА
КАЗАНСКОГО ПОВОЛЖЬЯ**

А.И. Куликова 275

**COMPARATIVE CHARACTERISTIC OF PALEOSOL PROFILES
FROM THE URZHUMIAN REFERENCE SECTIONS OF KAZAN
VOLGA REGION**

A.I. Kulikova 275

**ПРОБЛЕМЫ ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-
ГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИХ ПАМЯТНИКОВ ПРИРОДЫ В
РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСИ**

Т.А. Мележ 278

**ALLOCATION PROBLEMS GEOLOGICAL AND
GEOMORPHOLOGICAL NATURE MONUMENTS IN THE
REPUBLIC OF BELARUS**

T.A. Melezh..... 278

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
ОТЛОЖЕНИЙ 65-МЕТРОВОЙ ЦОКОЛЬНОЙ ТЕРРАСЫ РЕКИ
ВИЛЮЙ (ЦЕНТРАЛЬНАЯ ЯКУТИЯ)**

М.Р. Павлова 283

**LITHOFACIES CHARACTERISTICS OF DEPOSITS OF THE 65-
METER ROCK-DEFENDED TERRACE OF THE VILYUI RIVER
(CENTRAL YAKUTIA)**

Pavlova M.R. 283

**ПРИЗНАКИ КОНТИНЕНТАЛЬНОГО ПЕРЕРЫВА В
КАРБОНАТНЫХ КОМПЛЕКСАХ БАШКИРСКОГО ЯРУСА НА
ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА**

Д.И. Петрова, А.И. Абдуллина 287

**SIGNS OF THE CONTINENTAL BREAK IN CARBONATE
COMPLEXES OF THE BASHKIRIAN AT TATARSTAN
TERRITORY**

D.I. Petrova, A.I. Abdulina 287

**ХИОЛИТЫ ИЗ КУРБИНСКОЙ СВИТЫ (ЗАПАДНОЕ
ЗАБАЙКАЛЬЕ)**

М.С. Скрипников..... 291

**HYOLITHS OF THE KURBA SUITE OF THE LOWER CAMBRIAN
(WESTERN TRANSBAIKAL REGION)**

M. S. Skripnikov..... 291

**К ВОПРОСУ О СОСТАВЕ И ВОЗРАСТЕ БАГДАРИНСКОЙ
СВИТЫ (ЗАПАДНОЕ ЗАБАЙКАЛЬЕ)**

B.C. Tashlykov..... 295

**ON THE QUESTION OF THE COMPOSITION AND AGE OF THE
BAGDARINSK SUITE (WESTERN TRANSBAIKALIA)**

V.S Tashlykov..... 295

**РАСПОЗНАВАНИЕ ТУРБИДНЫХ ПРОЦЕССОВ С ПОМОЩЬЮ
НЕЙРОСЕТЕВОГО АППАРАТА НА ПРИМЕРЕ
ВОГУЛКИНСКОЙ ПАЧКИ (ШАИМСКИЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ РАЙОН, ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)**

Ю. В. Чекушина, К. Р. Черенева 299

**RECOGNITION OF TURBIDNY PROCESSES BY MEANS OF THE
NEURAL NETWORK DEVICE ON THE EXAMPLE OF THE
VOGULKA SUITE (THE SHAIMSKY OIL AND GAS REGION,
WESTERN SIBERIA)**

Y. V. Chekushina, K.R. Chereneva..... 299

**ГЕНЕЗИС ПЕСЧАНЫХ ПОРОД УФИМСКОГО И
НИЖНЕКАЗАНСКОГО ВОЗРАСТА В БАССЕЙНЕ Р.ШЕШИМА И
ИНЭШ ПО ДАННЫМ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

И.Р. Фахрутдинов, Э.И. Фахрутдинов..... 303

**GENESIS OF SAND SEDIMENT OF UFIMIAN AND LOWER
KAZANIAN AGE IN THE BASIN OF R. SHESHMA AND INESH
FROM THE DATA OF GRANULOMETRIC ANALYSIS**

I.R.Fakhrutdinov, E.I.Fakhrutdinov 303

**ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ
ТУРОНСКОГО ПЛАСТА**

A.A. Хаматзянов..... 307

**FACIES ANALYSIS OF THE CONDITIONS OF SEDIMENTATION
OF THE TURONIAN (STAGE) RESERVOIR**

A.A. Khamatzyanov 307

СЕНОМАНСКИЕ РИНХОЛИТЫ ГОРНОГО КРЫМА

И.Р. Хузина 311

**CENOMANIAN RHYNCHOLITES FROM THE CRIMEA
MOUNTAINOUS**

I.R. Khusina 311

**СОВРЕМЕННЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ
СТРОЕНИИ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НОВОДВИНСКА**

Ю.Б. Щеголихина 315

**MODERN IDEAS ABOUT THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF
QUATERNARY DEPOSITS AT THE NOVODVINSK CITY**

J.B. Shchegolikhina..... 315

**ИДЕНТИФИКАЦИЯ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ СЕНОМАНА СКВАЖИНЫ А-3 В
ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ КОТ-ДИВУАР**

ЭссоНомГрасСоланж 319

**IDENTIFICATION OF CENOMANIAN'S STRATIGRAPHIC
SEQUENCES IN WELL A-3 IN THE SEDIMENTARY BASIN OF
IVORY COAST**

Essoh Nome Grace Solange..... 319

**STUDY ON THE SEDIMENTARY CHARACTERISTICS OF
HONGHE SANDSTONE FROM MANTOU FORMATION,
CAMBRIAN IN THE XINWEN SAG**

Cui Guangshen 322

**THE ORIGIN OF CHERTS IN THE LOWER CAMBRIAN
ZHUSHADONG FORMATION, XINWEN, SHANDONG PROVINCE,
CHINA**

Lei Jing..... 326

Научное издание

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

Сборник научных трудов
по материалам XI Международной
научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых

Том II

Издается в авторской редакции

Компьютерная верстка и дизайн:

*Трапезникова А.Б., Башурова Ю.А., Старцева А.А., Азанова П.Д.,
Чумаков А.В., Кузнецова Е.А., Долгих Д.А., Павлов А.В., Четина С.И.,
Згогурина П.С., Швецова М.Н., Ворошилов В.А., Золотарев А.С.,
Журавлева Ю.И., Рзянина А.В., Нуриева П.А., Петросян Р.Н., Треногин А.Н.,
Падерин А.А., Чегодаева Д.А., Конюков С.А.*

Подписано в печать 03.04.2018. Формат 60×84/16
Усл. печ. л. 24,41. Тираж 35 экз. Заказ 1070

Издательский центр
Пермского государственного
национального исследовательского университета.
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15

Отпечатано с оригинала-макета
в типографии ООО «ФОРВАРД-С»
614064, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 55б