

Особенности образования залежи и состава сверхвязкой нефти Горского месторождения Республики Татарстан

Мударисова Р.А.¹, Пунанова С.А.²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет (К(П)ФУ), Казань, Россия; ²Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
rayshania@mail.ru

Аннотация

В работе для выявления ведущих геологических факторов формирования залежей сверхвязкой нефти (СВН) на территории Мелекесской впадины проведена статистическая обработка геологических, геохимических, парамагнитных и фильтрационно-емкостных параметров, полученных по экспериментальным данным на примере карбонатных пород раннеказанского возраста Горского месторождения. Приведены геохимические показатели гипергенно измененных нафтидов, их углеводородный (УВ) и микроэлементный (МЭ) составы. Показаны особенности изменения состава гипергенно преобразованных СВН в связи с геологическими факторами формирования залежей.

Материалы и методы

Результаты геологических, геохимических, парамагнитных и фильтрационно-емкостных параметров карбонатных отложений казанского яруса залежей СВН Горского месторождения восточного борта Мелекесской впадины. Статистическая обработка экспериментальных данных проводилась с помощью программного продукта STATISTICA. Микроэлементный состав нафтидов.

Ключевые слова

сверхвязкая нефть, углеводородный состав, микроэлементы, Горское месторождение СВН, мегарезервуары, гипергенез, статистический анализ

Работа выполнена в рамках плана НИР ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла»), номер государственной регистрации 122022800253-3).

Для цитирования

Мударисова Р.А., Пунанова С.А. Особенности образования залежи и состава сверхвязкой нефти Горского месторождения Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8. С. 28–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-28-33

Поступила в редакцию: 28.10.2024

GEOLOGY

UDC 553.98(571.1) | Original Paper

Peculiarities of the formation of the deposit and composition of ultraviscous oil Gorsky field of the Republic of Tatarstan

Mudarisova R.A.¹, Punanova S.A.²

¹Kazan Federal University, Kazan, Russia; ²Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
rayshania@mail.ru

Abstract

In the article, statistical processing of geological, geochemical, paramagnetic and filtration-capacity parameters obtained from experimental data on the example of carbonate rocks of the early Kazanian Age of the Gorsky field was carried out to identify the leading geological factors of the formation of deposits of ultraviscous oil in the Melekess Depression. Geochemical indicators of hypergene-altered naphthides, their hydrocarbon and Trace Element compositions are given. Features of changes in the composition of hypergene-altered ultraviscous oil in connection with geological factors of deposit formation are shown.

Materials and methods

Results of geological, geochemical, paramagnetic and filtration-capacitive parameters of carbonate deposits of the Kazanian Stage of the ultraviscous oil deposits of the Gorsky field of the eastern side of the Melekess Depression. Statistical processing of experimental data was carried out using the software product "STATISTICA". Microelement composition of naphthides.

Keywords

ultraviscous oil, hydrocarbon composition, Trace Elements, Gorsky ultraviscous oil field, megareservoirs, hypergenesis, statistical analysis

For citation

Mudarisova R.A., Punanova S.A. Peculiarities of the formation of the deposit and composition of ultraviscous oil Gorsky field of the Republic of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2024, issue 8, P. 28–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-8-28-33

Received: 28.10.2024

Введение

В районах с развитой нефтегазодобычей и, прежде всего, в Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне (НГБ) наблюдается тенденция падения темпов добычи традиционных углеводородов (УВ), поэтому поиск трудноизвлекаемых запасов в нетрадиционных коллекторах становится все более актуальным. Одним из таких дополнительных источников УВ является сверхвязкая нефть (СВН) верхних горизонтов осадочного чехла. На территории Республики Татарстан основные скопления СВН приурочены к западному склону Южно-Татарского свода и восточному борту Мелекесской впадины. Нефтеносные продуктивные отложения залегают на глубинах до 400 м и представлены терригенными и карбонатными породами уфимского и казанского ярусов.

Геологические особенности Горского месторождения СВН, нефтегазоносность

На сегодняшний день изучены, оценены, выявлены и введены в эксплуатацию

месторождения СВН шешминского горизонта уфимского яруса западного склона Южно-Татарского свода, подобрана технология добычи, позволившая разрабатывать месторождения в промышленных масштабах в объемах 1,2–1,3 млн т годовой добычи [1]. Приоритетным объектом изучения залежей СВН являются также карбонатные отложения казанского яруса восточного борта Мелекесской впадины. Крупнейшее Горское месторождение с залежью СВН в казанском ярусе расположено на границе Республики Татарстан и Самарской области (рис. 1).

Месторождение имеет сложное геологическое строение, обусловленное неоднородным литолого-минералогическим составом пород, широким диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, высокой степенью изменчивости УВ состава, физико-химических свойств и вязкости нефтей. В строении карбонатных отложений казанского яруса выделяются два основных литотипа пород коллекторов: реликтивно-органогенный известковистый

доломит и оолитовый известковистый доломит. Карбонатные породы казанского яруса подвергались длительным вторичным процессам, таким как доломитизация, выщелачивание, перекристаллизация, сульфатизация и вторичная кальцитизация [3].

Особенности процессов биодеградации и гипергенеза: углеводородный и микроэлементный состав СВН Мелекесской впадины

Тяжелые окисленные гипергеннопреобразованные высоковязкие и сверхвязкие нефти, приуроченные часто к неантиклинальным ловушкам, характеризуются огромными запасами УВ и являются мегарезервуарами [4–6]. Такие скопления известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Прикаспийском (Республика Казахстан), Западно-Сибирском НГБ, в Восточной Сибири, в Западно-Канадском, Венесуэльском и других НГБ. Тяжелые высоковязкие и сверхвязкие нефти, обогащенные металлами, относятся к нетрадиционным источникам УВ сырья и интенсивно осваиваются во всем мире.

Табл. 1. Изменение ванадия и никеля и их металлопорфириновых комплексов (МПК) в гипергенно преобразованных нефтях
Tab. 1. Changes in vanadium and nickel and their metalloporphyrin complexes in hypergene-transformed oils

Объект исследования	Возраст продуктивных отложений	Содержания V, Ni и МПК в гипергенно измененных нафтидах, г/т		Нефтегазоносные бассейны (НГБ), нефтегазоносные области (НГО)
		V (Vp)	Ni (Nip)	
нефть	PR, D ₃ , C ₁₋₂ , P, J ₃ , K ₁	110–900 *(450)	70–140 (60)	Волго-Уральская НГО (Татарский свод, Мелекесская впадина), Тимано-Печорский НГБ, Лено-Тунгусский НГБ, Западно-Канадский НГБ, Юта, округ Карбон, Оклахома, Вайоминг (НГБ США), Восточно-Венесуэльский НГБ («Ориноковский битуминозный пояс»)
битум (мальта, асфальт)	C, P ₁₋₂ , K, палеоген-неоген	470–1 092	87–170	
асфальтиты		1 092–3 640	160–640	
нефть	J ₂ –K ₁	70–384 (550)	50–164 (24)	Южно-Мангышлакская НГО (Бузачинский свод)
нефть	кайнозой, бухарские слои	570 (227)	170 (72)	Сурхан-Вахшский НГБ (Афгано-Таджикская впадина)
нефть	K ₁ , палеоген	216–1 000	96	Западно-Венесуэльский НГБ (Маракаибский)
битум	палеоген	935–1 250	110–150	

*Данные по МПК (Vp — ванадилпорфирины и Nip — никельпорфирины) указаны в скобках

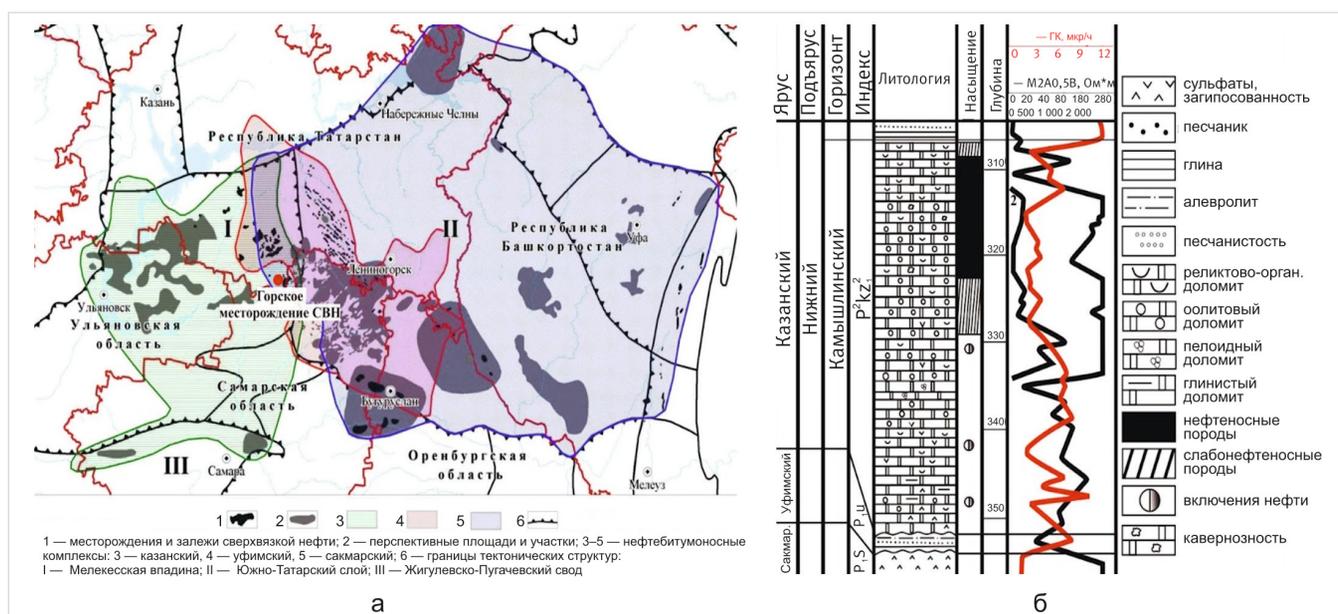


Рис. 1. Схема распространения СВН пермской системы в центральной части Волго-Уральского НГБ по Н.С. Гатиятуллину — а [2]; сводный разрез Горского месторождения — б

Fig. 1. Scheme of distribution of ultraviscous oil of the Permian System in the central part of the Volga-Ural oil and gas basin according to N.S. Gatiyatullin — a [2]; consolidated section of the Gorskoy field — b

При изучении вопросов формирования залежей сверхвязкой нефти в зонах гипергенеза немаловажным фактором являются их химические свойства. Процесс биохимической эволюции существенно меняет УВ состав нефти. По мере усиления степени деградации происходит последовательное удаление определенных УВ соединений (н-алканов, изопреноидов, регулярных стеранов и гопанов). Биodeградация включает несколько стадий (уровней) воздействия на состав флюида с различной степенью деструкции классов УВ соединений. Выделяется пять основных стадий деструкции соединений УВ: I — легкая (малая, слабая); II — средняя (умеренная); III — высокая (сильная, экстенсивная); IV — очень высокая (очень экстенсивная); V — сверхвысокая (сверхэкстенсивная, экстремальная). Первичной считается типичная зрелая парафиновая нефть с избытком н-алканов (химический тип А-1).

В зонах гипергенеза под действием перечисленных процессов изменяются не только физико-химические свойства нефти и ее УВ состав, но и содержание микроэлементов (МЭ) (табл. 1). В связи с потерей легких фракций значительно возрастает в нефти абсолютная концентрация элементов, связанных со смолисто-асфальтовыми компонентами — V, Ni, Co, Mo, Cr и др. Кроме того, смолисто-асфальтовыми гетероатомные компоненты нефтей, контактирующих с маломинерализованными пластовыми водами в зоне гипергенеза, способны сорбировать из вод МЭ с переменной валентностью (V, Fe, U) [7, 8].

Для нефтяных месторождений каменноугольной и пермской систем восточного борта Мелекесской впадины характерны нефти тяжелые (0,902–0,984 г/см³), высокосернистые (3,5–4,6 %), вязкие, в том числе и сверхвязкие (для пермской системы), с высоким содержанием смолисто-асфальтоновых компонентов и МЭ, ванадиевого типа с преобладанием V над Ni ($V/Ni > 1$) и четким

параллелизмом в их накоплении, что свидетельствует о гипергенных процессах при формировании залежей. Максимальные содержания V и Ni, которые коррелируются с повышенной сернистостью (рис. 2), отмечаются в нефтях из нижнекаменноугольных залежей Степноозерского (соответственно 840 и 74 г/т) и Нурлатского (658 и 93 г/т) месторождений.

По физическим свойствам и химическому составу СВН Горского месторождения характеризуются как асфальты [1, 10] в силу повышенной вязкости и плотности. Содержания V и Ni в нефти месторождений восточного борта Мелекесской впадины и примыкающего к нему западного склона Южно-Татарского свода также высоки (рис. 3). Максимальные концентрации V и Ni (800 и 160 г/т) связаны с залежами в карбонатах казанского яруса (Кондурчинская площадь). При сравнении СВН залежей из отложений разного возрастного диапазона отмечается рост концентраций элементов в отложениях казанского яруса пермской системы по сравнению с нефтями из залежей в отложениях уфимского яруса. Можно предположить, что процесс гипергенеза в вышележащих отложениях проявился значительно сильнее, в силу чего нефти имеют и более высокие концентрации элементов.

Образование скоплений СВН казанского яруса пермской системы в пределах восточного борта Мелекесской впадины генетически связано с формированием залежей нефти в отложениях девонской и каменноугольной систем [12]. Под Горским месторождением расположено Осеннее месторождение нефти с башкирскими, бобриковскими и турнейскими залежами. Геологическая и палеотектоническая обстановка создали соответствующие условия для образования органических ловушек в казанское время. В заключительную стадию герцинского тектонического цикла усиление тектонических движений привело к нарушению сплошности осадочного чехла и вызвало перемещение «легкой»

нефти из залежей девонской системы вверх по разрезу в горизонты каменноугольной и пермской систем. В раннеальпийский этап тектогенеза возобновилось развитие Мелекесской палеовпадины: опускание впадины создало благоприятные условия для переток нефти из отложений девонской и каменноугольных систем в коллекторы пермской системы, при этом миграция УВ происходила неоднократно. С конца миоценового — начала плейстоценового времени поднятие Мелекесской впадины привело к глубокой эрозии перекрывающих нефтяные залежи пермской системы отложений и усилению процессов гипергенеза, в результате которых образовались залежи СВН [13].

Статистическая обработка геологических, геохимических, парамагнитных и фильтрационно-емкостных параметров

Статистическая обработка экспериментальных данных проводилась с помощью программного продукта STATISTICA. При обработке результатов геологических, геохимических, парамагнитных и фильтрационно-емкостных параметров основными методами статистического анализа являлись: расчет элементарных статистик, проверка нормальности распределения, корреляционный и факторный анализы. Факторный анализ данных проводился с целью уменьшения количества параметров исследуемых карбонатных пород с выделением главных компонент (для объяснения наблюдаемых вариаций) и классификации переменных параметров и выделения ведущих факторов их образования и преобразования [14].

Для применения факторного анализа необходимо, чтобы выборка являлась представительной, подчинялась нормальному закону распределения, связи между переменными должны быть приблизительно линейны, в корреляционной матрице должно быть несколько корреляций по модулю выше 0,3. При нормальном распределении значения

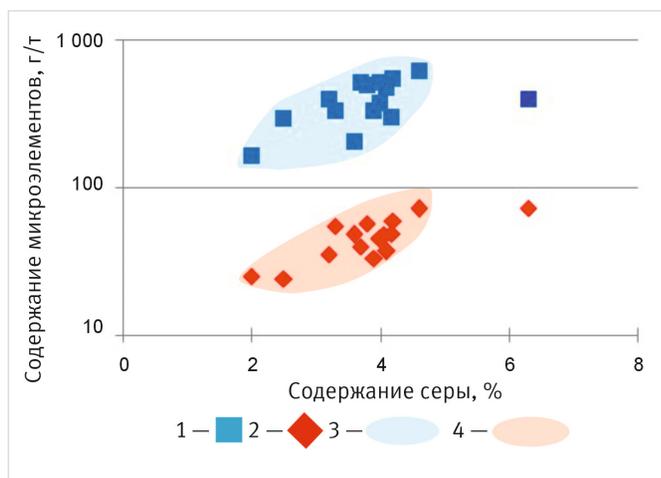


Рис. 2. График зависимости содержаний ванадия, никеля и серы в нефтях месторождений Мелекесской впадины [9]: 1 — ванадий; 2 — никель; 3 — область содержания ванадия; 4 — область содержания никеля

Fig. 2. Graph of the dependence of vanadium, nickel and sulfur contents in oils from the Melekess Depression fields [9]: 1 — vanadium; 2 — nickel; 3 — vanadium content range; 4 — nickel content range

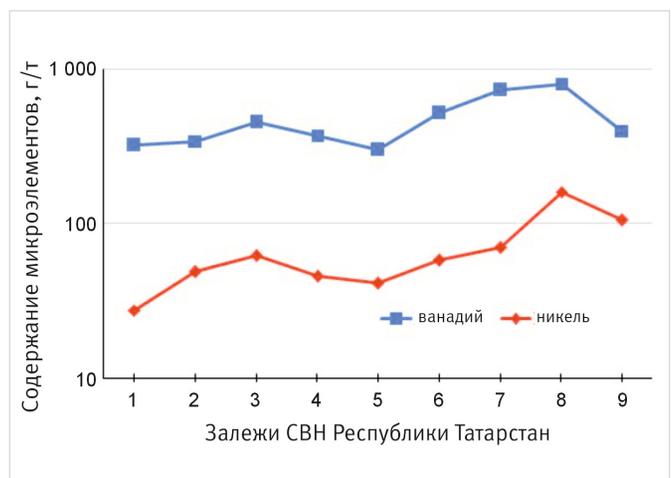


Рис. 3. Содержание V и Ni (г/т) в сверхвязкой нефти из отложений пермской системы Татарстана (по аналитическим данным [10, 11]). Залежи СВН в отложениях уфимского яруса (P1uf): 1 — Мордово-Кармалка; 2 — Сугушлинская; 3 — Шугуровская; 4 — Ашалчинская; в отложениях казанского яруса (P2kz): 5 — Мордово-Кармалка; 6 — Аксубаевская; 7 — Сугушлинская; 8 — Кондурчинская площадь; 9 — Горская

Fig. 3. Content of V and Ni (g/t) in ultraviscous oil from deposits the Permian System of Tatarstan (according to analytical data [10, 11]). Ultraviscous fields in the Ufimian Stage (P1uf): 1 — Mordovo-Karmalky; 2 — Sugushlinsky; 3 — Shugurovsky; 4 — Ashalchinsky; in the Kazanian Stage (P2kz): 5 — Mordovo-Karmalky; 6 — Aksubaevsky; 7 — Sugushlinsky; 8 — Kondurchinskaya area; 9 — Gorsky

ошибок асимметрии (А) и эксцесса (Е) удовлетворяют равенствам:

$$|A| < mA * 3, \quad (1)$$

$$|E| < mE * 3, \quad (2)$$

где m_A и m_E — ошибки репрезентативности асимметрии и эксцесса. Если выборка не подчиняется нормальному закону распределения, но при этом значения асимметрии и эксцесса положительные, это говорит о правосторонней асимметрии гистограммы и возможном логнормальном распределении выборки [15].

Выборка содержит 46 представительных образцов карбонатных пород казанского яруса Горского месторождения СВН. Для каждого отдельного образца определены следующие параметры:

- петрогенные оксиды, потери при прокаливании (ППП), содержание хлора, выявленные по результатам рентгенофлуоресцентного анализа [3];
- стабильные изотопы кислорода и углерода [3];
- общая концентрация марганца Mn^{2+} и параметр α , определенные по спектрам электронного парамагнитного резонанса [16]. Параметр α является мерой относительной заселенности позиции Ca^{2+} и Mg^{2+} примесными ионами Mn^{2+} в структуре минерала доломита;
- коэффициенты открытой пористости, проницаемости, нефтенасыщенности [3].

После исключения выборок с минимальными значениями были просчитаны элементарные статистики для всех компонентов по наиболее представительным выборкам: Al_2O_3 (30), SiO_2 (30), Fe_2O_3 (30), MnO (30), P_2O_5 (30), SO_3 (30), Cl (30), K_2O (30), Na_2O (30), CaO (30), MgO (30), SrO (30), ZrO_2 (30), ППП (30), $\delta^{13}C$ (30), $\delta^{18}O$ (30), Mn^{2+} (39), α (37), C_{600} (19), $K_{отк.п}$ (46), $K_{прон}$ (46), $K_{н/нас}$ (46), $K_{н/нас}$ (46), такие как среднее, минимальное, максимальное значения, стандартное отклонение, вариация, асимметрия, эксцесс. При проверке нормальности распределения геохимических параметров [3] выявлено, что значения ошибок асимметрии (А) и эксцесса (Е) не удовлетворяют равенствам (1, 2), значит, большинство выборок не подчиняется нормальному закону распределения. А положительные значения асимметрии и эксцесса свидетельствуют о правосторонней асимметрии гистограммы, то есть о возможном логнормальном распределении. Поэтому исходные значения прологарифмировали и далее все расчеты производили с логарифмами значений, что позволяет применить к этим параметрам корреляционный и факторный анализы.

В корреляционной матрице [3] отмечаются высокие положительные связи внутри карбонатной и терригенно-глинистой групп и отрицательные тенденции друг с другом. Отрицательные корреляционные зависимости между содержанием SO_3 (%) и коэффициентами открытой пористости ($K_{отк.п}$), проницаемости ($K_{прон}$) и нефтенасыщенности, ($K_{н/нас}$) говорят о влиянии сульфатизации на коллекторские свойства пород: вымывание агрессивными водами произошло после миграции УВ. Положительные связи между фильтрационно-емкостными свойствами карбонатов ($K_{отк.п}$, $K_{прон}$) и коэффициентом нефтенасыщенности ($K_{н/нас}$) и отрицательная между параметром α с коэффициентом открытой пористости ($K_{отк.п}$) свидетельствуют о равной доле структурированной высокой

первичной и неструктурированной вторичной пористости в породах-коллекторах Горского месторождения, а также о значительном влиянии процессов преобразованности высокопористых пород, что характерно для органогенных фаций [17]. Прямая корреляция между стабильными изотопами кислорода и углерода ($\delta^{13}C$ и $\delta^{18}O$) и их отрицательная с параметром α может указывать на то, что изотопный состав обусловлен следствием гипергенных процессов образования и преобразования доломитов. Отрицательные связи между $\delta^{18}O$ и концентрациями Fe, Mn, Na, вероятно, связаны с увеличением тектонической активности во время прогрессирующей доломитизации [18].

В матрице факторных нагрузок (табл. 2) первый фактор терригенно-карбонатный, с весом 49 %, связан с ловушкой УВ Горского участка. В казанское время существовал морской мелководный бассейн седиментации с привнесом терригенного материала. Второй фактор, имеющий долю 28 %, интерпретируется как флюидный, связан с миграционными процессами УВ из нижележащих продуктивных отложений каменноугольной и девонской систем по трещиноватым зонам, а также с процессами доломитизации известняков. Третий фактор — наличие сверхвязкой нефти, обладающий весом 17 %, указывает на процессы биodeградации нефти в залежи.

Табл. 2. Факторные нагрузки для карбонатных отложений казанского яруса Горского месторождения СВН

Tab. 2. Factor loads on carbonate deposits of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous field

Компонент	Фактор 1 карбонатно-терригенный	Фактор 2 флюидный и доломитизация	Фактор 3 наличие СВН
Na_2O (%)	-0,7843	0,5361	0,1589
MgO (%)	0,8853	0,3834	-0,2412
Al_2O_3 (%)	-0,9537	0,2133	-0,1992
SiO_2 (%)	-0,9668	0,2095	-0,0662
P_2O_5 (%)	-0,8688	0,4541	-0,1018
SO_3 (%)	-0,5957	-0,5409	-0,5711
Cl (%)	0,1340	0,8823	-0,1584
K_2O (%)	-0,9501	0,1141	-0,2806
CaO (%)	0,7257	-0,6576	-0,1789
MnO (%)	-0,7242	-0,4850	0,4001
Fe_2O_3 (%)	-0,9508	-0,0924	-0,0700
SrO (%)	-0,3265	0,5819	-0,5849
ZrO_2 (%)	-0,6060	0,7067	0,0681
ППП	0,9115	-0,1023	-0,3937
$K_{отк.п}$	0,5801	0,7940	0,1740
$K_{прон}$	0,0902	0,7263	0,4387
$K_{н/нас}$ масс.	0,5013	0,2385	0,8209
$K_{н/нас}$ об	0,4227	-0,0139	0,9054
$\delta^{13}C$ (VPDB), ‰	0,7051	0,3914	-0,5822
$\delta^{18}O$ (VPDB), ‰	0,6306	0,5960	-0,3923
Mn^{2+}	0,6132	-0,5951	-0,3937
Параметр α	-0,4465	-0,8342	0,1415
Собственное значение фактора	10,78	6,11	3,65
Вес фактора, %	48,99	27,78	16,59

Итоги

В работе на примере Горского месторождения СВН Мелекесской впадины для выявления взаимосвязи результатов проведенных экспериментальных исследований и основных геологических факторов, протекающих при формировании залежей в пермских отложениях, миграции в них нефти и последующих биогеохимических процессов в зоне гипергенного преобразования, установлено, что факторный анализ подтверждает гипотезу формирования залежей СВН на Мелекесской впадине и отражается в экспериментальных данных.

Выводы

При статистической обработке данных экспериментальных исследований карбонатных отложений Горского месторождения (оценка важности факторов) выявлено, что главными процессами формирования залежи СВН являются: образование органогенной ловушки — 49 %, доломитизация отложений и миграция нефти из нижележащих горизонтов — 28 % и гипергенные преобразования нефти в залежи — 17 %. Биodeградация нефтей повлияла не только на изменение плотности и вязкости, но и на микроэлементный состав самой нефти. Вверх по разрезу от нижепермских залежей до залежей казанского яруса концентрации МЭ (в частности, V и Ni)

значительно возрастают, что подтверждает увеличение проявления процессов гипергенеза. Этот фактор важен для оценки сохранности скоплений. Тяжелые сверхвязкие вторично высокообогащенные в процессах гипергенеза микроэлементами нефти Республики Татарстан образуют провинции ванадиевого типа.

Литература

- Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е. и др. Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: Наследие нашего народа, 2022. 184 с.
- Гатиятуллин Н.С. Особенности пространственного размещения пермских битумов и нижележащих залежей нефти на территории Республики Татарстан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 3. URL: https://ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf (дата обращения: 20.08.2024).
- Мударисова Р.А. Условия образования среднепермского карбонатного резервуара Горского месторождения сверхвязкой нефти Мелекесской впадины. Диссертация. Казань: 2024. 169 с.
- Пуланова С.А. Мегарезервуары углеводородов — аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 39–51.
- Пуланова С.А., Самойлова А.В. Систематизация мегарезервуарных скоплений нефти и газа в осадочной толще // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 16–19.
- Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 4. С. 326–336.
- Пуланова С.А. Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава // Геохимия. 2014. № 1. С. 64–75.
- Пуланова С.А. Промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы: мегарезервуары в нетрадиционных коллекторах // Рассохинские чтения. 2023. С. 73–78.
- Мухаметшин Р.З., Пуланова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 74–83.
- Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. М.: ГЕОС, 2015. 343 с.
- Плотникова И.Н. Ванадий и никельсодержащие компоненты в нефтях Татарстана // Вестник технологического университета. 2022. Т. 25. № 8. С. 174–178.
- Курбский Г.П. Геохимия нефтей Татарии. М.: Наука, 1987. 168 с.
- Успенский Б.В., Валева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: ПФ «ГАРТ», 2008. 347 с.
- Интерпретация геохимических данных. М.: Интернет Инжиниринг, 2001. 288 с.
- Бушув Я.Ю. Статистические методы в геологоразведочной практике. СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2020. 88 с.
- Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Хасанова Н.М., Успенский Б.В. Характеристика карбонатных пород-коллекторов раннеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти, изученных методом электронного парамагнитного резонанса // Георесурсы. 2022. Т. 24. № 3. С. 90–98.
- Кузнецов В.Г. Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. М.: Недра, 1992. 240 с.
- Mahboubi A., Nowrouzi Z., Al-Aasm I.S. et al. Dolomitization of the Silurian Niur Formation, Tabas block, east central Iran: Fluid flow and dolomite evolution. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, Vol. 77, P. 791–805. (In Eng).

ENGLISH

Results

In the article, using the example of the Gorsky ultraviscous oil field of the Melekess Depression, statistical processing of geological, geochemical, paramagnetic and filtration-capacitive data was carried out to identify the relationship between the results of the experimental studies and the main geological factors occurring during the formation of deposits in the Permian deposits, the migration of oil into them and subsequent biogeochemical processes in the hypergene transformation zone. Factor analysis confirms the hypothesis of the formation of ultraviscous oil deposits in the Melekess Depression and is reflected in the experimental data.

Conclusions

During statistical processing of experimental research data of carbonate deposits of Gorskoye field (assessment of importance of

factors) it was revealed that the main processes of formation of SVN deposit are: formation of organogenic trap – 49 %, dolomitization of deposits and migration of oil from underlying horizons – 28 % and hypergene transformations of oil in deposits – 17 %. Biodegradation of naphthides affected not only change of density and viscosity, but also Trace Element composition of oil itself. Up the section from Lower Permian deposits to deposits of Kazanian stage concentrations of TE (in particular, V and Ni) increase significantly that confirms increase of manifestation of hypergenesis processes. This factor is important for assessment of preservation of accumulations. Heavy superviscous secondary highly enriched in microelements in hypergenesis processes oils of the Republic of Tatarstan form provinces of vanadium type.

References

- Khisamov R.S., Bachkov A.P., Voytovich S.E. et al. Geological foundations of searches and exploration of super-viscous oil deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas province. *Kazan: Nasledie nashogo naroda*, 2022, 184 p. (In Russ).
- Gat'yatullin N.S. Peculiarity of spatial occurrence of permian bitumens and more deep oil pools on the Tatarstan Republic territory. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2010, Vol. 5, issue 3, URL: https://ngtp.ru/rub/9/34_2010.pdf (accessed: 20.08.2024). (In Russ).
- Mudarisova R.A. Conditions for the formation of the Middle Permian carbonate reservoir of the Gorskoe super-viscous oil field of the Melekess depression. Thesis. *Kazan: 2024*, 169 p. (In Russ).
- Pulanova S.A. Megareservoirs of hydrocarbons are accumulation of giant by oil and gas deposits. *SOCAR Proceedings*, 2022, issue S2, P. 39–51. (In Russ).
- Pulanova S.A., Samoilova A.V. Systematization of mega-reservoir accumulations of oil and gas in the sedimentary deposits. *Exposition Oil Gas*, 2023, issue 5, P. 16–19. (In Russ).
- Pulanova S.A., Vinogradova T.L. Comparative characterization of natural hydrocarbon systems of various genesis. *Petroleum Chemistry*, 2016, Vol. 56, issue 4, P. 326–336. (In Russ).
- Pulanova S.A. Hypergeneically transformed naphthides: features of microelement composition. *Petroleum Chemistry*, 2014, issue 1, P. 64–75. (In Russ).
- Pulanova S.A. Industrially vanadium-bearing heavy oils and natural bitumens: megareservoirs in unconventional reservoirs. *Rassokhinsky Readings*, 2023, P. 73–78. (In Russ).
- Mukhametshin R.Z. Geochemical features of oils of Ural-Povolzhie in view of field formation conditions. *Geology of oil and gas*, 2011, issue 4, P. 74–83. (In Russ).
- Kayukova G.P., Petrov S.M., Uspensky B.V. Properties of permian heavy oils and bitumens of Tatarstan in natural and anthropogenic processes. *Moscow: GEOS*, 2015, 343 p. (In Russ).
- Plotnikova I.N. Vanadium and nickel containing components in the oils of Tatarstan. *Herald of Technological University*, 2022, Vol. 25, issue 8, P. 174–178. (In Russ).
- Kurbsky G.P. Geochemistry of oils of Tatarstan. *Moscow: Nauka*, 1987, 168 p. (In Russ).
- Uspensky B.V., Valeeva I.F. Geology of natural bitumen deposits in the Republic of Tatarstan. *Kazan: PF "GART"*, 2008, 347 p. (In Russ).
- Interpretation of geochemical data. *Moscow: Internet Engineering*, 2001, 288 p. (In Russ).

- 288 p. (In Russ).
15. Bushuev Ya.Yu. Statistical methods in geological exploration practice. St. Petersburg: St. Petersburg Mining University, 2020, 88 p. (In Russ).
16. Mudarisova R.A., Volkov Yu.V., Khasanova N.M., Uspensky B.V. Carbonate reservoir rocks characterization of the Kazanian Stage of the Gorsky ultraviscous oil field by electron paramagnetic resonance method. Georesources, 2022, Vol. 24, issue 3, P. 90–98. (In Russ).
17. Kuznetsov V.G. Natural reservoirs of oil and gas of carbonate deposits. Moscow: Nedra, 1992, 240 p. (In Russ).
18. Mahboubi A., Nowrouzi Z., Al-Aasm I.S. et al. Dolomitization of the Silurian Niur Formation, Tabas block, east central Iran: Fluid flow and dolomite evolution. Marine and Petroleum Geology, 2016, Vol. 77, P. 791–805. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мударисова Раушания Айдаровна, кандидат геол.-минерал. наук, старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского (Приволжского) федерального университета, Казань, Россия
Для контактов: rayshania@mail.ru

Пуланова Светлана Александровна, доктор геол.-мин. наук, главный научный сотрудник Института проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Mudarisova Raushaniia Aydarovna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior lecturer, department of geology of oil and gas, institute of geology and petroleum technologies, Kazan Federal University, Kazan, Russia
Corresponding author: rayshania@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna, Doctor of geologo-mineralogical sciences, Chief Researcher Oil and Gas Research Institute (OGR) RAS, Moscow, Russia



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 02–06 ИЮНЯ 2025, г. Клининград

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 25–29 АВГУСТА 2025, г. Владивосток

«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 06–10 ОКТЯБРЯ 2025, г. Адлер

«Инновации в технологиях бурения, освоения, ремонта нефтяных и газовых скважин. КРС, ГНКТ, ГРП, ПНП, ВСР и супервайзинг. ОТ и ПБ на ОПО нефтегазовой отрасли»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**