

Перспективы прироста запасов в карбонатных отложениях заволжского горизонта Ромашкинского месторождения

И.С. Каримов¹, И.Р. Мухлиев², Л.Р. Сагидуллин², И.И. Бакиров³

¹ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

²НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть», Сармановский район, п. Джалиль, Россия

³Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», Бугульма, Россия

Поступила в редакцию 14.12.2015

В данной статье рассмотрены возможные пути поиска запасов углеводородов в заволжском горизонте верхнего девона в пределах залежи № 12 Ромашкинского месторождения. На залежи № 12 с целью изучения отложений заволжского горизонта были подобраны 2 участка из 32 скважин, по которым выполнена детальная корреляция геологического разреза в интервале отложений нижнего карбона и заволжского горизонта. На основе экспортных данных корреляции и результатов переинтерпретации материалов ГИС построены каркасы и рассчитаны трехмерные геологические модели двух участков. В работе проанализирован керновый материал изучаемых отложений, и определены значения коллекторских свойств и характер насыщения пластов. На основе полученных результатов авторами предложены скважины для опробования заволжского горизонта на территории залежи № 12.

Ключевые слова: заволжский горизонт, карбонатные отложения, низкопродуктивные пласты, трудноизвлекаемые запасы, керн, коллекторские свойства, залежь, запасы

DOI: 10.18599/grs.18.1.4

В настоящее время добыча нефти по объектам разработки, которые эксплуатируются в НГДУ «Джалильнефть», ведется в основном по терригенным отложениям продуктивного девона (71,8 %) и карбона (27,6 %), а также в незначительных объемах по кизеловскому горизонту турнейского яруса (0,6 %). Выработанность запасов по этим объектам составляет 87,3 % при обводненности добываемой продукции 85,8 %. В скором времени имеющиеся извлекаемые запасы существенно сократятся за счёт извлечения. Существует проблема поиска запаса нефти в ранее не эксплуатируемых горизонтах и ярусах по всему геологическому разрезу месторождения.

По отложениям палеозоя на территории в основном юго-востока Татарстана в целом уже доказана промышленная нефтеносность доманикового горизонта, фаменского яруса, тульского горизонта, намюрского и башкирского ярусов, верейского и каширского горизонта, кунгуро-артинских отложений. Имеются различного рода нефтепроявления и в других частях геологического разреза. Таким образом, весь комплекс палеозойских отложений Татарстана является потенциально нефтеносным. Однако при опoisковании, естественно, не следует ожидать широко развитых и больших по толщине пластов-коллекторов, скорее, это будут весьма неоднородные и относительно тонкие пропластки линзовидного строения.

Неоднородность литолого-петрографического состава пород, слагающих геологический разрез поисковых объектов, частая фациальная изменчивость указывает на нестабильный гидродинамический режим осадконакопления и интенсивные вторичные процессы изменения пород.

В данной работе рассматриваются возможные пути поиска запасов углеводородов в заволжском горизонте верхнего девона в пределах залежи № 12 Ромашкинского месторождения.

На залежи № 12 Ромашкинского месторождения в разрезе отложений верхнего девона выделяются франкий

(Д₃¹) и фаменский (Д₃²) ярусы, подразделяющиеся на нижний, средний и верхний подъярусы.

В верхнефаменском подъярусе (Д₃²³) выделяется заволжский горизонт (Д₃^{zv}), который сложен известняками серыми и светло-серыми, в основном тонкозернистыми, неравномерно перекристаллизованными и кальцитизированными, прослоями доломитизированными с неровными поверхностями напластования, со стилолитовыми швами, участками отмечается неравномерное нефтенасыщение. Толщина горизонта равна 50-60 м (Абдуллин и др., 1982).

Отложения заволжского горизонта относятся к локально нефтеносным, однако их изученность остается недостаточной. Выделение пород-коллекторов в карбонатном разрезе и определение характера их насыщения затрудняются сложностью порового пространства пород, изменениями коллекторских особенностей как по площади, так и по разрезу. Также вскрытие карбонатных коллекторов бурением часто сопровождается образованием в них зон глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости, что, в свою очередь, затрудняет определение удельного сопротивления коллектора.

На залежи № 12 с целью изучения отложений заволжского горизонта были подобраны 2 участка из 32 скважин, по которым выполнена детальная корреляция геологического разреза в интервале отложений нижнего карбона и заволжского горизонта с использованием пакета прикладных программ фирмы «Landmark». Выделены реперные границы, позволяющие установить характер напластования пород в изучаемом разрезе.

В тульском горизонте выделено 4 пласта – С₁ тл-4, С₁ тл-3, С₁ тл-2, С₁ тл-1; в бобриковском – С₁ бб-4, С₁ бб-3, С₁ бб-2, С₁ бб-1; в турнейском ярусе – С₁ кз (кизеловский горизонт), С₁ чр (черепетский горизонт) и С₁ упмл (упино-малевский горизонт); в заволжском горизонте выделено 5 продуктивных пластов. При корреляции проводилось сопоставление разреза каждой скважины с разрезом опорной скв. 5253.

С использованием данных детальной корреляции по этим скважинам выполнена переинтерпретация данных ГИС.

В обработке участвовали данные следующего комплекса методов: КС, ПС, ДС, ГК, НГК, БК, ИК.

Эффективность применения технологии автоматического литологического расчленения разреза и оценки характера насыщения коллекторов достаточно высока, однако часто возникает необходимость корректировки границ пластов вручную, а также уточнения характера насыщения коллекторов с учетом положения ВНК.

При этом используются критерии выделения пластов-коллекторов в карбонатном разрезе и разделения их на нефтеносные, водоносные и промежуточные разности.

Как видно из табл. 1, в карбонатном разрезе пласты-коллекторы надежно выделяются лишь при пористости более 8 %.

При меньших значениях пористости пластов становится недостаточным для уверенного выделения в разрезе коллекторов. Поэтому пласты с пористостью 8 % и менее до некоторого граничного значения могут относиться лишь к возможным или уплотненным коллекторам, при значениях пористости меньше граничного значения пласты относятся к неколлекторам. Уверенно нефтеносными характеризуются лишь надежно выделяемые коллекторы; пласты, отнесенные к возможным (или уплотненным) коллекторам, характеризуются лишь как возможно нефтеносные при соответствующих значениях параметров.

Однако как было сказано выше, определение характера насыщения карбонатных коллекторов затрудняется глубоким проникновением фильтрата промывочной жидкости. Значения сопротивления в таких пластах могут быть сильно завышенными. Требуется более эффективные способы разделения нефтеносных и водоносных пластов в карбонатном разрезе. Поэтому при определении характера насыщения в коллекторах турнейского яруса и заволжского горизонта нами принята так называемая «методика нормализации»: кривые ИК и НГК в водонасыщенной части разреза совпадают, а в интервалах нефтеносных

Продуктивные горизонты	Характеристика пласта		Пласт-коллектор	
	коллектор	уплотненный коллектор	возможно нефтеносный	нефтеносный
Алексинский	$K_p > 8 \%$	$K_p = 4-8 \%$	$K_n = 25-70 \%$	$K_n > 70 \%$
Кизеловский, черепетский	$K_p > 8 \%$	$K_p = 6-8 \%$	$K_n = 40-60 \%$	$K_n > 60 \%$
Упинский, малевский, заволжский	$K_p > 8 \%$	$K_p = 4,5-8 \%$	$K_n = 40-60 \%$	$K_n > 60 \%$

Табл. 1. Критерии выделения пластов-коллекторов в карбонатном разрезе.

пластов расходятся. При окончательном определении нефтеводонасыщения пластов-коллекторов, кроме обработанных в программе данных ГИС, обязательно использование всех других имеющихся данных.

На основе экспортных данных корреляции и результатов переинтерпретации материалов ГИС построены каркасы и рассчитаны трехмерные геологические модели двух участков.

Участок №1

По участку № 1 выполнены оцифровка материалов ГИС и детальная корреляция отложений верхнего девона (заволжский горизонт) и нижнего карбона (упино-малевский, черепетский, кизеловский, бобриковский и тульский горизонты) по 17 скважинам. Выделены реперные границы, позволяющие установить характер напластования пород в изучаемом разрезе (Рис. 1). На изучаемом участке в качестве реперных границ приняты:

- кровля тульского горизонта – C₁тл;
- карбонатный пласт – C₁тл-4;
- карбонатный пласт – C₁тл-3;
- кровля бобриковского горизонта – C₁бб;
- кровля турнейского яруса – C₁тр;
- кровля заволжского горизонта – D₃зв.

Каждый из горизонтов был разбит на следующие пласты.

Тульский горизонт (C₁тл – кровля тульского горизонта; C₁тл-4; C₁тл-3; C₁тл-2; C₁тл-1)

Характерными особенностями тульского продуктивного горизонта являются изолированность и разобщен-

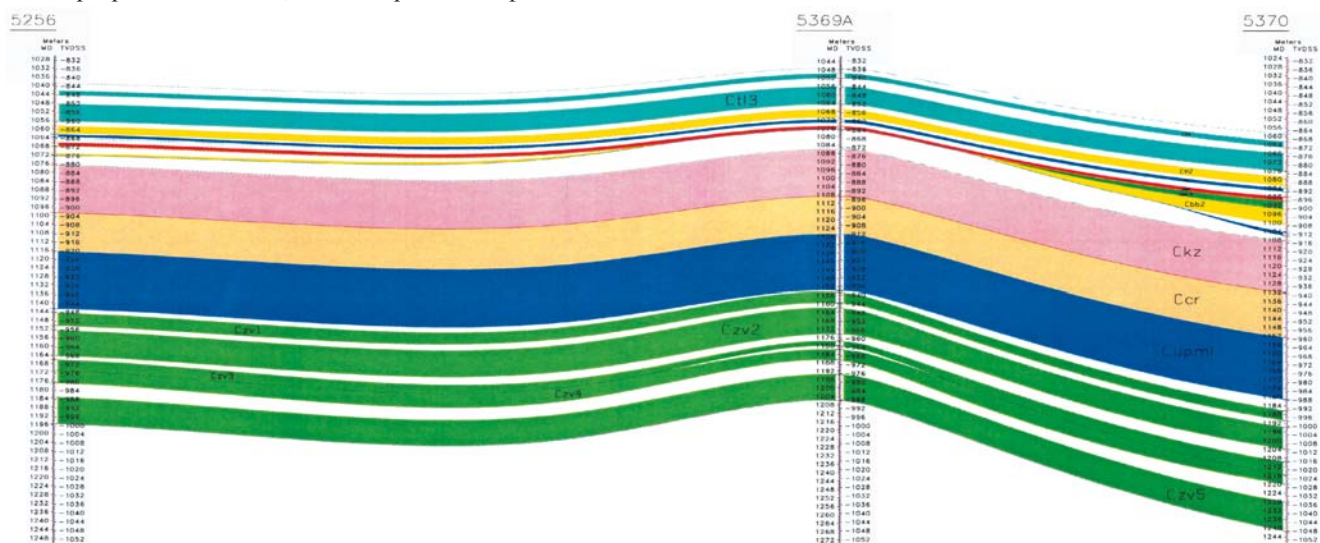


Рис. 1. Выделение реперных границ и характера напластования пород в разрезе скважин залежи №12.

ность пластов как по разрезу, так и по латерали. Пласты разделяются хорошо выдержанными глинистыми и глинисто-карбонатными пачками, что практически указывает на отсутствие гидродинамической связи между пластами. Нефтенасыщенные коллекторы для промышленной разработки в разрезе скважин в тульском горизонте отсутствуют.

Бобриковский горизонт (С₁бб – кровля горизонта; С₁бб-4; С₁бб-3; С₁бб-2; С₁бб-1)

По результатам переинтерпретации 17 скважин в пределах участка в бобриковском горизонте С₁бб-4 выделяются глинистые нефтенасыщенные алевролиты (K_п = 15,3 %, K_{гп} = 3,7 % и K_н = 78,5 %).

Турнейский ярус (С₁тр – кровля турнейского яруса; С₁киз – кизеловский горизонт; С₁чр – черепетский горизонт; С₁упмл – упино-малевский горизонт)

Нефтеносность кизеловского горизонта на территории деятельности НГДУ «Джалильнефть» является доказанной.

По структурному положению участок приурочен к локальному поднятию (абс. отметка минус 875-880 м). На рассматриваемом участке нефтенасыщенные карбонаты выделяются в 6 скважинах (K_п – 8,2 %, K_{гп} – 0 % и K_н – 77 %).

Следует отметить, что при нормализации ИК на НГК наблюдается куполообразное превышение кривой ИК над НГК, что также является одним из признаков нефтеносности карбонатных пород.

Заволжский горизонт (Д₃зв – кровля заволжского горизонта; Д₃зв-1; Д₃зв-2; Д₃зв-3; Д₃зв-4; Д₃зв-5)

Как видно из рис. 2, в центральной (скв. 5369А) и северо-западной частях (скв. 5256) рассматриваемого участка выделяются два локальных поднятия.

На основе детальной корреляции и данных переинтерпретации ГИС рассчитаны коэффициенты нефтенасыщенности, пористости, глинистости с целью выделения коллекторов в заволжском горизонте верхнего девона. Как было отмечено выше, в разрезе скважин в заволжском горизонте выделяются 5 пропластков, которые отличаются толщинами, фильтрационно-емкостными свойствами и характером насыщения. По данным интерпретации геофизического материала скв. 5369А, которая расположена в куполе структуры, в заволжском горизонте выделяются пласты-коллекторы в Д₃зв-2; Д₃зв-3; Д₃зв-4.

Характеристика пластов-коллекторов скв. 5369А представлена в табл. 2.

На рассматриваемой структуре по данным переинтерпретации ГИС пласты коллекторы в карбонатных породах заволжского горизонта также выделяются в скв. 5254 (Д₃зв-2 Д₃зв-4 Д₃зв-5).

Горизонт	Пласт	Толщина, м	K _п , %	УЭС, Ом-м	K _н , %	Литология	Насыщение
Заволжский	Д ₃ зв-2	8,5	5,5	78,1	73,8	карбонатный коллектор	нефть
Заволжский	Д ₃ зв-3	1,8	5,8	61,5	70,4	карбонатный коллектор	возможно нефть
Заволжский	Д ₃ зв-4	4,9	7,2	103,9	81,8	карбонатный коллектор	нефть

Табл. 2. Характеристика пластов-коллекторов скв. 5369А.

Горизонт	Пласт	Толщина, м	K _п	УЭС	K _н	Литология	Насыщение
Заволжский	Д ₃ зв-2	10	7,1	76	56,5	карбонатный коллектор	возможно нефть
Заволжский	Д ₃ зв-4	7	7,2	82	53,9	карбонатный коллектор	возможно нефть
Заволжский	Д ₃ зв-5	7,3	7,4	70	54,3	карбонатный коллектор	возможно нефть

Табл. 3. Характеристика пластов-коллекторов скв. 5254.

Максимальный коэффициент нефтенасыщенности составляет 56,5. Характеристика пластов-коллекторов скв. 5254 представлена в табл. 3.

На рис. 3 представлен разрез сеточной модели по распределению поля нефтенасыщенности, по которой видно, что максимальные значения нефтенасыщенности приурочены к купольной части локальной структуры

Таким образом, на участке № 1 были выявлены запасы нефти в заволжском горизонте в скв. 5369А и 5254, которые предложены для опробования.

Участок № 2

По участку № 2 выполнены оцифровка материалов ГИС, детальная корреляция отложений верхнего девона (заволжский горизонт) и нижнего карбона (упино-малевский, черепетский, кизеловский, бобриковский и тульский горизонты) по 15 скважинам.

Анализ переинтерпретированного геофизического материала показал наличие коллекторов в бобриковском и кизеловском горизонтах, аналогичных участку № 1.

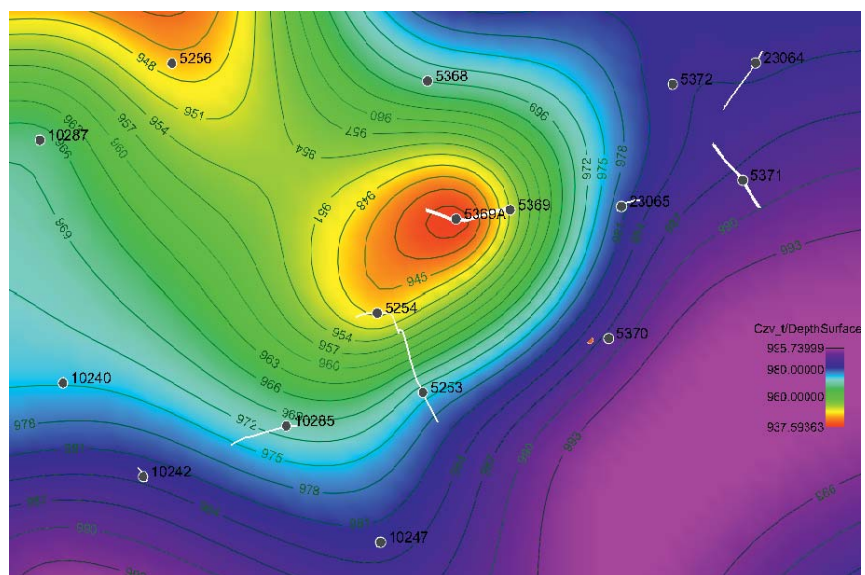


Рис. 2. Структурная карта по кровле заволжского горизонта (участок № 1).

Рассмотрим геолого-геофизическую информацию по данным переинтерпретации и моделирования заволжского горизонта верхнего девона.

Анализ структурной поверхности по кровле заволжского горизонта показывает, что в северо-восточной части

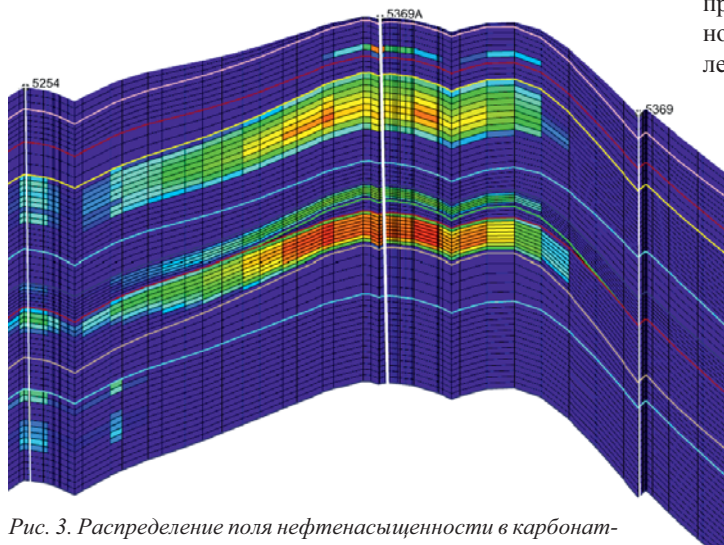


Рис. 3. Распределение поля нефтенасыщенности в карбонатных отложениях заволжского горизонта в районе скв. 5369А.

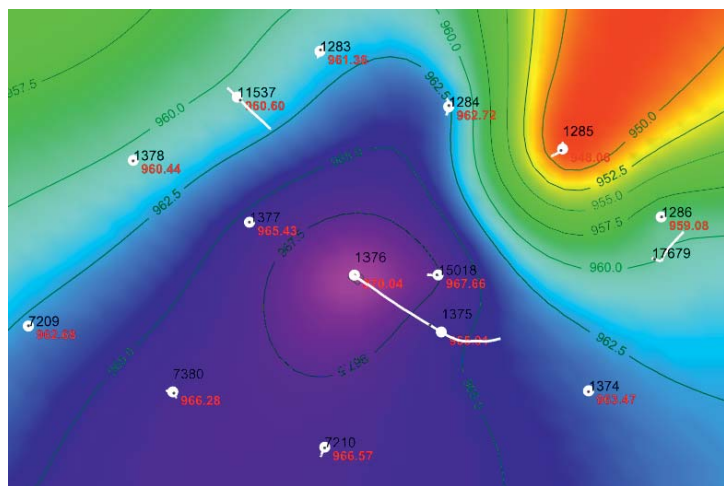


Рис. 4. Структурная карта по кровле заволжского горизонта (участок № 2).

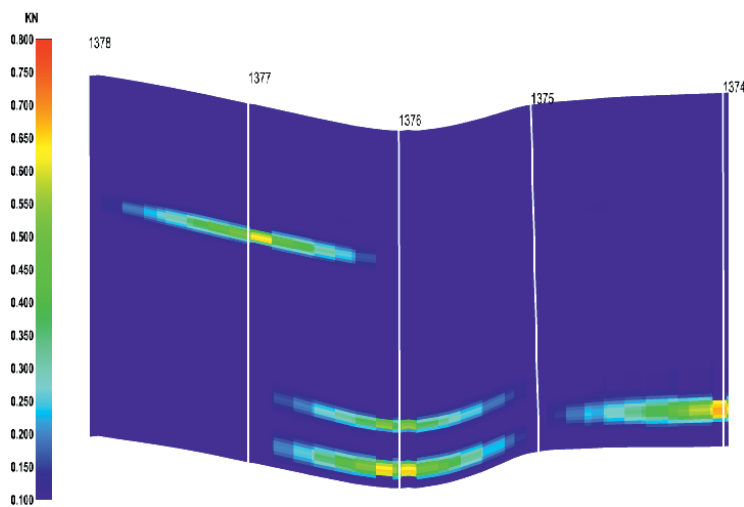


Рис. 5. Распределение поля нефтенасыщенности в карбонатных отложениях заволжского горизонта в районе скв. 1377.

изучаемого участка выделяется локальное поднятие в районе скв. 1285 (абс. отметка – минус 948 м). А в центральной части участка (в районе скв. 1376) выделяется прогибаемая зона (абс. отметка – минус 970 м).

На основе детальной корреляции и данных переинтерпретации ГИС рассчитаны коэффициенты нефтенасыщенности, пористости, глинистости с целью выделения коллекторов в заволжском горизонте верхнего девона.

Анализ керна материала

Для получения уточненных значений коллекторских свойств и характера насыщения в соседних бурящихся скважинах рассматриваемого участка был произведен отбор керна в интервалах заволжского горизонта. Анализ керна материала показал, что в основном пласты сложены известняками и доломитами с редкими тонкими прослоями мергелей, глин, глинистых алевролитов и линзами ангидритов, реже – гипсов. Карбонатные породы-коллекторы в литологическом отношении представлены органогенно-детритовыми известняками. Структура порового пространства в органогенно-детритовых известняках сложная; встречаются поры всех видов: перекристаллизации, выщелачивания, нередко отмечаются мелкие каверны.

Изучение микротрещиноватости на шлифах большого размера показало, что раскрытость микротрещин не превышает 20 микрон, а плотность трещин составляет 10-100 т/м, увеличиваясь по отдельным прослоям до 300 т/м. Трещинная проницаемость заволжских отложений – до 0,014 мкм². Трещинная пористость характеризуется низкими значениями – 0,35 %, по заволжскому – 0,17 %, а в среднем равна 0,005-0,07 %.

Средние значения коллекторских свойств эффективных прослоев в целом по горизонту равны по пористости 6,5 %, по проницаемости – 0,001 мкм², по нефтенасыщенности – 0,468.

В целом по результатам детальной корреляции скважин, построения геологической модели и анализа керна материала можно сделать следующие выводы.

1. В отложениях заволжского горизонта выделяются снизу вверх пять пластов-коллекторов (Д_ззв-1; Д_ззв-2; Д_ззв-3; Д_ззв-4; Д_ззв-5).
2. Заволжский горизонт в целом представляет собой чередование проницаемых и плотных разностей карбонатных пород.
3. Карбонатные породы-коллекторы в литологическом отношении представлены органогенно-детритовыми известняками.
4. Основные залежи нефти в карбонатных отложениях заволжского горизонта фаменского яруса верхнего девона связаны с локальными структурами.
5. Залежи заволжского горизонта – пластово-сводового типа.

Таким образом, по комплексу проведенных исследований авторами предложены скважины для опробования заволжского горизонта на территории залежи № 12.

Характер распространения выявленных перспективных пластов разрозненный и, скорее всего, зависит от степени изученности. Для определения зависимостей распространения и характера их залегания необходимо продолжить работы по дальнейшему изучению геологического строения; перспективность этого направления очевидна.

Комплексная интерпретация данных ГИС и изучение кернового материала позволяют существенно повысить эффективность решения поисково-разведочных задач по следующим скважинным данным:

- выделение коллекторов;
- оценка характера притока из них;
- прогноз отдающих возможностей;
- подсчет запасов нефти и газа.

Литература

Абдуллин Н.Г., Бадамшин Э.З., Муслимов Р.Х. Перспективы поисков нефти в карбонатных отложениях Татарского свода. Казань: Изд-во Казанск. ун-та. 1982. 135 с.

Для цитирования: Каримов И.С., Мухлиев И.Р., Сагидуллин Л.Р., Бакиров И.И. Перспективы прироста запасов в карбонатных отложениях заволжского горизонта Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 1. С. 24-28. DOI: 10.18599/grs.18.1.4

Сведения об авторах

Ильдар Сиринович Каримов – заместитель начальника отдела вскрытия пластов и увеличения продуктивности скважин технологического управления по разработке нефтяных и газовых месторождений ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
Тел: +7(8553)307-032, e-mail: karimovis@mail.ru

Ильнур Рашитович Мухлиев – начальник геологического отдела НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть»
Тел: +7(85559)60-273, e-mail: dn_ro@tatneft.ru

Ленар Рафисович Сагидуллин – заместитель начальника геологического отдела НГДУ «Джалильнефть» ПАО «Татнефть». Тел: +7(85559) 60-259, e-mail: dn_geo@tatneft.ru

Россия, 423368, Сармановский район, п. Джалиль, ул. Ленина, д. 2

Ильдар Ильшатович Бакиров – заведующий сектором геологического моделирования отдела разработки нефтяных месторождений

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»

Россия, 423230, Бугульма, ул. Джалиля, д. 32

Тел: +7(85594) 78-941, e-mail: tanz@tatnipi.ru

Prospects of Reserves Increment in Zavolzhskian Carbonate Sediments of the Romashkino Field

I.S. Karimov¹, I.R. Mukhliev², L.R. Sagidullin², I.I. Bakirov³

¹PJSC Tatneft, Almeteyevsk, Russia

²Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft, Dzhalil, Russia

³Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

Received December 14, 2015

Abstract. This article describes possible ways to search for hydrocarbon reserves in Zavolzhskian horizon of the Upper Devonian within the deposit No. 12 of Romashkino field. In order to study Zavolzhskian horizon we selected 2 sites with 32 wells on the deposit No. 12. Detailed correlation of the geological section was made for sediments of the Lower Carboniferous and Zavolzhskian horizon. On the basis of export correlation data and re-interpretation of logging materials we have built frames and designed three-dimensional geological models of these two sites. We analyzed core material of the studied formations and determined reservoir properties and reservoir saturation. Based on the results obtained we proposed wells for testing Zavolzhskian horizon in the area of the deposit No. 12.

Keywords: Zavolzhskian horizon, carbonate deposits, low productive strata, reserves difficult to recover, core material, reservoir properties, deposit, reserves

References

Abdullin N.G., Badamshin E.Z., Muslimov R.Kh. Perspektivy poiskov nefiti v karbonatnykh otlozheniyakh Tatarskogo svoda [Prospects for oil search in the carbonate sediments of the Tatar arch]. Kazan: Kazan Univer. Publ. 1982. 135 p.

For citation: Karimov I.S., Mukhliev I.R., Sagidullin L.R., Bakirov I.I. Prospects of Reserves Increment in Zavolzhskian

Carbonate Sediments of the Romashkino Field. *Georesursy* [Georesources]. 2016. V. 18. No. 1. Pp. 24-28. DOI: 10.18599/grs.18.1.4

Information about authors

Ildar S. Karimov – Deputy Head of Drilling and Well Productivity Increase Department, Reservoir Engineering Directorate, PJSC Tatneft

Russia, 423400, Almeteyevsk, Lenin str. 75

Phone: +7(8553)307-032, e-mail: karimovis@mail.ru

Ilmur R. Mukhliev – Head of Geology Department

Phone: +7(85559)60-273, e-mail: dn_ro@tatneft.ru

Lenar R. Sagidullin – Deputy Head of Geology Department.

Phone: +7(85559) 60-259, e-mail: dn_geo@tatneft.ru

Oil and Gas Production Department «Dzhalilneft» PJSC Tatneft. Russia, 423368, Tatarstan Republic, Dzhalil, Lenin str. 2

Ildar I. Bakirov – Head of Geological Modeling Sector, IT and Reservoir Simulation Department

Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) PJSC Tatneft

Russia, 423230, Tatarstan Republic, Bugulma, M. Jalil str. 32. Phone: +7(85594)789-41, e-mail: tanz@tatnipi.ru