

Современные подходы к обоснованию зон с различным насыщением

Ю. А. Рожцин^{1*}, В. А. Белкина²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*yarozhitsin@tnc.rosneft.ru

Аннотация. Большинство залежей, введенных в разработку в Западной Сибири за последние 10–15 лет, характеризуются сложным и очень сложным строением при небольших размерах. Эффективная разработка таких залежей возможна только на основе адекватных и достаточной точности моделей. Построение детальных и высокой точности моделей сложнопостроенных залежей невозможно без комплексного анализа всех видов геолого-геофизической информации, а в ряде случаев и физико-химических свойств пластовых флюидов. Целью исследования является уточнение геологического строения залежи пласта ПК₁₉² Берегового месторождения на основе такого подхода. Использование расширенного комплекса геофизических исследований скважин, прогнозных карт эффективных толщин и песчаности по данным сейсмики, а также обоснование увеличенного набора региональных и локальных реперов позволили уточнить область распространения углеводородов и показать, что залежь не является единой, а состоит из трех гидродинамически разобренных залежей. Косвенно литологическое разграничение залежей подтверждает и значимое различие флюидальных контактов, расхождение между контактами северной и южной залежей составляет 6 м. Анализ физико-химических свойств пластовых флюидов показал, что северная и южная залежи насыщены конденсатами разного типа и существенно разной плотности. Результаты работы позволили, во-первых, уточнить и детализировать строение залежей пласта ПК₁₉² Берегового месторождения, во-вторых, уточнить запасы, а также показать, что плотность конденсата северной залежи такова, что постановка запасов конденсата на госбаланс и его добыча из этой залежи экономически нецелесообразны.

Ключевые слова: запасы углеводородов, типизация конденсатов, характер насыщения, зоны гидродинамического разобращения, покурская свита

Для цитирования: Рожцин, Ю. А. Современные подходы к обоснованию зон с различным насыщением / Ю. А. Рожцин, В. А. Белкина. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-3-33-43 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3. – С. 33–43.

Modern approaches to the justification of zones with different saturation

Yuri A. Rozhitsin^{1*}, Valentina A. Belkina²

¹Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*yarozhitsin@tnc.rosneft.ru

Abstract. Most of the deposits that have been developed in Western Siberia over the past 10 to 15 years are characterized by a complex and highly complex structure with small sizes. The effective development of such deposits is possible only on the basis of adequate and sufficiently accurate models. The construction of detailed and high-precision models of complex deposits is impossible without a comprehensive analysis of all types of geological and geophysical information, and in some cases, the physical and chemical properties of reservoir fluids. The aim of the study is to

clarify the geological structure of the PK₁₉² formation of the Beregovoye field through a comprehensive analysis. The use of an expanded well logging, predictive maps of effective thicknesses and sandiness according to seismic data and the justification of an increased set of regional and local benchmarks made it possible to clarify the area of hydrocarbon distribution and show that the deposit is not a single one, but consists of three hydrodynamically separated deposits. The lithological differentiation of the deposits is indirectly confirmed by a significant difference in fluid contacts. The discrepancy between the contacts of the northern and southern deposits is 6 m. An analysis of the physico-chemical properties of reservoir fluids has shown that the northern and southern deposits are saturated with condensates of different types and significantly different densities. The results of the work have enabled the following conclusions to be drawn: firstly, the structure of the PK₁₉² formation deposits of the Beregovoye field has been clarified and detailed; secondly, the reserves have been clarified; and thirdly, it has been demonstrated that the condensate density of the northern deposit is such that setting condensate reserves on the state balance and their extraction from this deposit are economically impractical.

Keywords: hydrocarbon reserves, condensate typification, saturation character, hydrodynamic separation zones, Pokur formation

For citation: Rozhitsin, Yu. A., & Belkina, V. A. (2024). Modern approaches to the justification of zones with different saturation. *Oil and Gas Studies*, (3), pp. 33-43. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2024-3-33-43

Введение

В настоящее время большинство месторождений нефти и газа Российской Федерации с активными запасами находятся на третьей — четвертой стадиях разработки. Восполнение ресурсной базы страны происходит в основном за счет месторождений углеводородов (УВ) со сложным и очень сложным геологическим строением. При подсчете запасов таких месторождений возникает ряд задач, одна из которых — обоснованное выделение залежей с различными свойствами пластовых флюидов, находящихся в пределах одной структуры. Остро эта задача проявляется на пластах ПК₁₉₋₂₀ покурской свиты на Береговом месторождении. Одним из методов решения указанной задачи является метод типизации конденсатов пластового газа, предложенный С. А. Заночевым и др. [1].

Объекты и методы исследования

Объектом изучения в данной работе являются залежи пласта ПК₁₉² Берегового нефтегазоконденсатного месторождения.

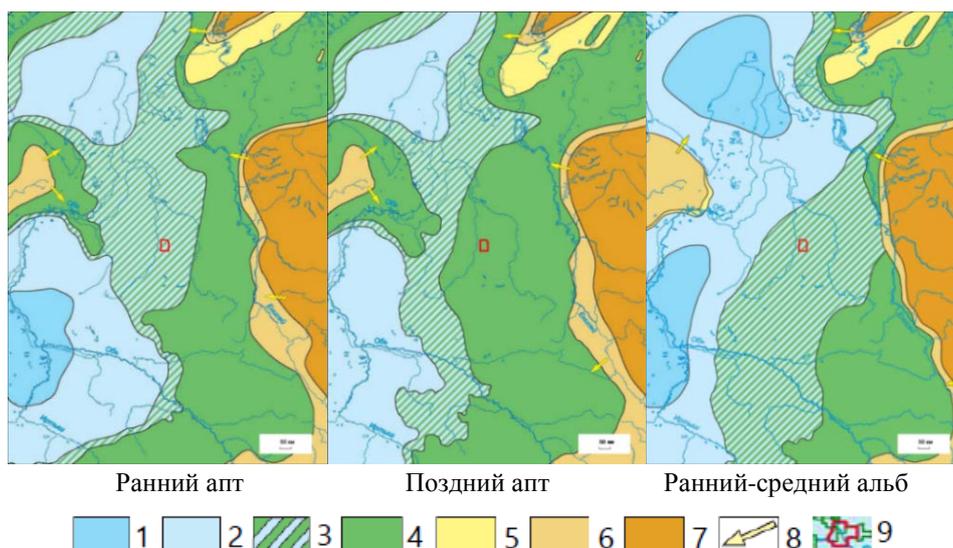
Исследовательский комплекс включал в себя анализ распространения по площади месторождения типов конденсата пластового газа и его пространственное соотношение с линиями гидродинамического разобщения резервуара.

Результаты

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено в северо-восточной части Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Ближайший населенный пункт — п. Уренгой.

Покурская свита делится на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Проследить границы между подсвитами довольно сложно, и на большей части территории они проведены условно. Нижняя подсвита сложена светло-серыми песчаниками, реже серыми, чередующимися в сложном сочетании с глинами, темно-серыми и зеленовато-буровато-серыми алевролитами. Перечисленные породы с разнообразными типами слоистости, с включением растительного детрита, остатками растений, стяжений сидерита, углистыми прослоями, отмечаются пирит, окатыши. В основании нижней подсвиты выделены продуктивные пласты ПК₁₇₋₂₀. Пласт ПК₁₉² на изучаемом месторождении охарактеризован керном в 20 скважинах. Вынос керна по изучаемому пласту составляет 317 м.

Согласно палеогеографическим схемам А. Э. Конторовича и др. [2], во время формирования нижней подсвиты изучаемый район представлял собой низменную аккумулятивную равнину с обильной растительностью (осадки русел, пойм, болот, озер), находящуюся вблизи границы с зоной переходного осадконакопления — прибрежной равниной, временами заливаемой морем (осадки: русловые, дельтовые, пойменные, озерно-болотные и др.) (рис. 1). Климат влажный и теплый до субтропического. При временном затоплении территории создавались условия для образования покровных углисто-глинистых прослоев [3].



1 — море мелкое, 25–100 м; 2 — море мелкое, менее 25 м; 3 — области переходного осадконакопления: равнина прибрежная, временами заливавшаяся морем (осадки пойменные, озерно-болотные, русловые, дельтовые, береговых баров, пляжевые); 4 — равнина низменная, аккумулятивная (осадки русел, пойм, озер и др.); 5 — равнина денудационно-аккумулятивная; области размыва; 6 — равнина возвышенная (денудационная суша); 7 — горы низкие; 8 — главные направления сноса обломочного материала; 9 — граница территории работ

Рис. 1. Обстановки осадконакопления по палеогеографическим схемам Западно-Сибирского осадочного бассейна (апт-альб) [2]

В процессе формирования отложений нижней подсвиты покурской свиты временные наступления моря были довольно частыми и непродолжительными. На залитой морем площади происходило образование пород, отличных от типичных терригенных континентальных осадков. Таким образом, на всей этой поверхности формировались покровные слои со специфическими свойствами. Часто они отличаются по плотностным характеристикам от вмещающих пород, поэтому при корреляции наряду со стандартными и радиоактивными методами геофизических исследований скважин использовался плотностной и акустический каротаж. Благодаря сглаженному рельефу флювиальной равнины покровные слои распространены на сравнительно обширных территориях, что позволяет проследить их в качестве локальных корреляционных реперов. Еще одним корреляционным репером являются углисто-глинистые прослои, образовавшиеся в результате временных наступлений моря на пониженные болотистые участки (рис. 2).

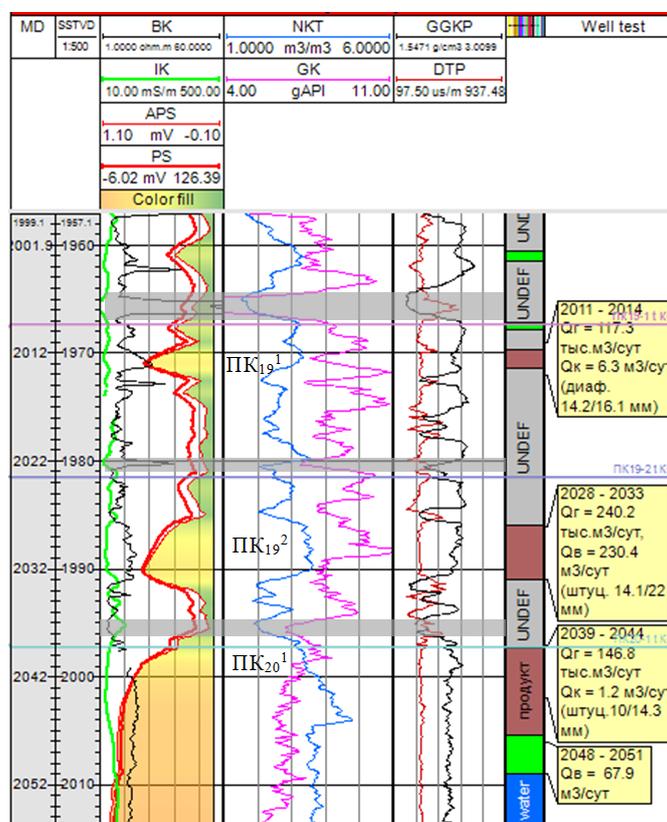


Рис. 2. Сква. X. Углистые прослои над пластами ПК₁₉¹, ПК₁₉², ПК₂₀

Эти углистые прослои являются достаточно выдержанными на изучаемом участке, что позволяет использовать их в качестве локальных реперов для пластов ПК₁₈, ПК₁₉¹, ПК₁₉².

Кроме того, они являются гидродинамическими экранами, обусловленными гидрофобностью углей. На контакте гидрофильных и гидрофобных пород создается барьер капиллярных сил, препятствующий миграции флюидов [3–5].

Особенностью залежей пластов группы ПК₁₉₋₂₀, в частности пласта ПК₁₉², является наличие залежей с различным составом пластового газа, выделяемых в пределах единой структуры, вследствие чего возникает проблема оценки положения флюидального контакта, а также зон с приблизительно однородным конденсатосодержанием пластового газа.

Из сказанного следует, что важной задачей, решаемой при моделировании пласта ПК₁₉², является обоснование областей распространения залежей с учетом типа их насыщения и выделения зон разобщения в соответствии с геологическими особенностями (в данном случае — зон пониженной песчаности). В пласте ПК₁₉² в пределах единой структуры выделено 3 залежи с разным характером насыщения, разделенных между собой зонами гидродинамического разобщения, при этом северная и южная залежи ранее считались идентичными по составу и свойствам пластового газа. Точность решения задачи определения границ залежей зависит от обоснованного выделения зон гидродинамического разобщения пород-коллекторов в комплексе с типизацией проб конденсатов.

Большая часть площади характеризуется пониженной песчаностью ($k_{\text{песч}}$) из-за переслаивания приливно-отливных и пойменных глинисто-алевритовых осадков с малыми аккумулятивными телами песчаного состава. Гидродинамическая связность изменяется от средней до пониженной. Наличие зон с пониженным $k_{\text{песч}}$ между областями развития песчаных тел приливно-отливного типа позволило выделить зоны литологического разобщения резервуара.

Песчаные тела мигрирующих приливно-отливных протоков, имеющие высокую степень гидродинамической связи, выделены в основном на северо-западе и юго-востоке площади. Как видно из карты $k_{\text{песч}}$, эти тела хорошо коррелируют с зонами повышенной песчаности (рис. 3). Породы-коллекторы представлены песчаниками и алевритами. Песчаники светло-серые тонкозернистые и тонко-мелкозернистые, участками с низкой нефтенасыщенностью, алевритистые, с карбонатным и глинистым цементом, массивные и слоистые. Слоистость полого-волнистая, мелкая кося, полого-наклонная, волнистая, местами прерывистая, подчеркнутая глинисто-углистым материалом. Алевриты серые, мелкозернистые и крупно-мелкозернистые, с примесью песчаного материала, глинистые.

Эффективные толщины изменяются от 0 до 14,4 м, в среднем составляя 6 м. Коэффициент пористости изменяется от 12,9 до 33,4 %, в среднем составляя 22,0 %; проницаемость изменяется в пределах $0,3\text{--}5075,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, составляя в среднем $187,6 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$; коэффициент остаточной водонасыщенности изменяется от 15,8 до 66,5 %, составляя в среднем по пласту 39,0 %.

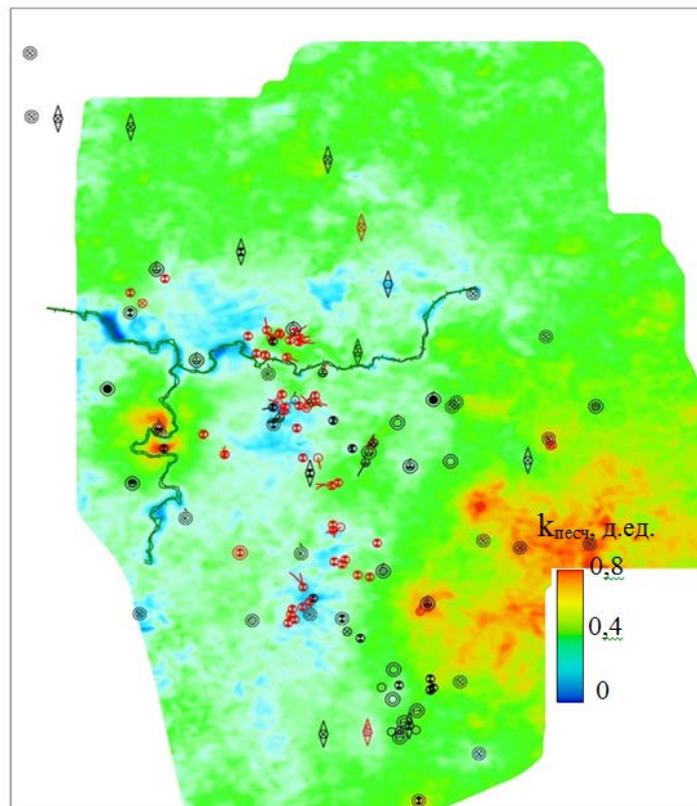


Рис. 3. *Фрагмент прогнозной карты коэффициента песчанности*

По результатам анализа, изложенным в статье [1], с привлечением информации о различных флюидалных индикаторах, в пласте ПК₁₉² выделены два типа конденсатов.

Первый тип: содержание УВ $C_{5+} < 10$ г/м³, плотность конденсата > 850 кг/м³, вязкость конденсата > 2 мм²/с.

Второй тип: содержание УВ $C_{5+} > 20$ г/м³, плотность конденсата < 760 кг/м³, вязкость конденсата < 1 мм²/с.

Конденсаты первого типа получены в скважинах куста 102. Конденсаты второго типа — в скважинах кустов 103, 104, 105. В некоторых скважинах получены конденсаты промежуточного типа (содержание УВ C_{5+} — 10–20 г/м³, плотность конденсата — 760–850 кг/м³, вязкость конденсата — 1–2 мм²/с) (рис. 4).

При этом содержание конденсатов первого типа составляет менее 25 г/моль, соответственно, постановка запасов конденсата на госбаланс по северной залежи является экономически нецелесообразной.

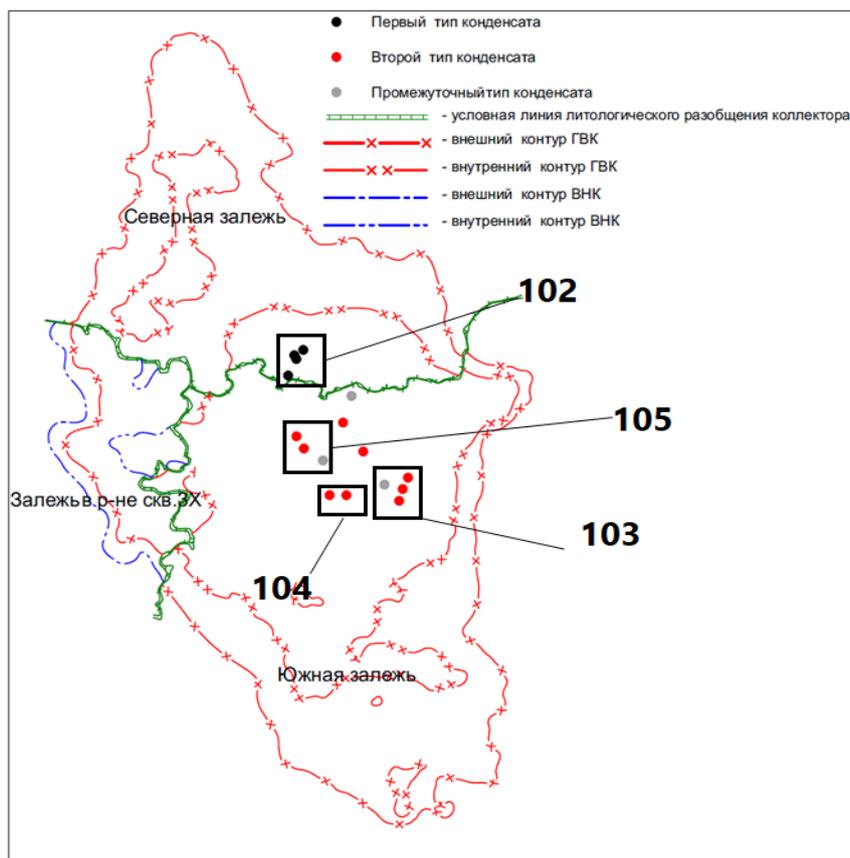


Рис. 4. Карта типов газовых конденсатов залежей пласта ПК₁₉²

Обсуждение

С учетом информации о различных свойствах и составе пластового газа авторами данной статьи предложено зону, охарактеризованную пониженным содержанием УВ C₅₊ (менее 10 г/м³), обособить в отдельную северную залежь с условно «сухим» газом, область с повышенным содержанием УВ C₅₊ (более 20 г/м³) обособить в составе южной газоконденсатной залежи, на западе выделить третью залежь, где установлено наличие нефтяной оторочки.

Построение трехмерной геологической модели было проведено с учетом разделения объекта на три залежи с различными свойствами и составом пластового газа, различным характером насыщения и с учетом выделения литологических гидродинамических зон разобщения (рис. 5).

Северная залежь — газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная, положение уровня газовой контактной (ГВК) оценивается абсолютной отметкой (а.о.) –1 988 м.

Залежь вскрыта 16 скважинами, из них 6 — поисково-разведочных и 10 — эксплуатационных. По результатам исследования проб в скважинах № 10203, 10204, 10205, 10202 состав пластового газа залежи представлен конденсатами первого типа, в составе которого преобладает метан, мольное содержание которого составило 95,65 %.

Южная залежь — газоконденсатная, пластовая сводовая, литологически экранированная, положение уровня ГВК оценено на а.о. –1 993 — –1 994 м.

Залежь вскрыта 46 скважинами, из них 18 — поисково-разведочных и 28 — эксплуатационных. По результатам исследования проб эксплуатационных скважин в залежи получены конденсаты промежуточного и второго типа.

Залежь района скважины 3X — нефтегазовая, пластовая сводовая, литологически экранированная, положение газонефтяного контакта (ГНК) принято на а.о. –1 987,2 м, водонефтяного контакта (ВНК) — на а.о. –1 992,4 м.

Залежь вскрыта 4 скважинами, из них 3 — поисково-разведочных и 1 — эксплуатационная.

Из приведенных данных следует, что интервал вариации ГВК составляет ~ 6 м, то есть является значимым. Отметим, что, согласно модели 2016 г., ГВК был единым, с а.о., равной 1 991 (±1) м.

Сравнение с предыдущей моделью показывает, что ГВК северной и южной залежей заметно уточнились. Очевидный разброс значений ГВК актуализированной модели косвенно подтверждает гидродинамическую разобщенность залежей.

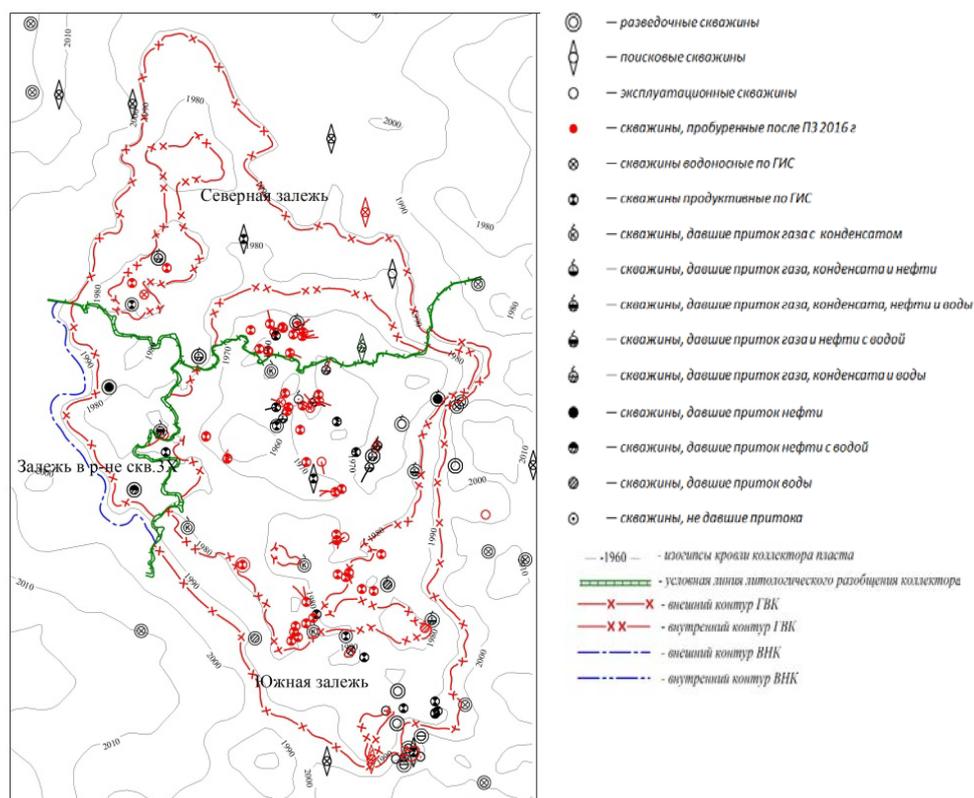


Рис. 5. Структурная карта кровли пород-коллекторов

Проведенный совместный анализ свойств насыщающего УВ флюида, литологического строения и актуализированной геометрии продуктивной части пласта ПК₁₉² Берегового месторождения показал, что заметно изменилась геометрия изучаемого объекта, а именно, ранее рассматриваемый объект как единая залежь по факту представляет собой три гидродинамически разобщенные залежи, с заметно разными абсолютными отметками флюидалных контактов и различающиеся по количеству и типу содержания газового конденсата.

Выводы

Использование подхода, учитывающего результаты предварительно выполненной типизации конденсатов, в комплексе с другими методами позволяет уточнить геометрию залежей, выделить участки с однородными по типу углеводородами. При подсчете запасов углеводородов на сложных и очень сложных по геологическому строению месторождениях такой подход позволяет повысить точность и достоверность запасов. Так, на примере залежей пласта ПК₁₉² Берегового месторождения установлено, что между залежами по картам песчаности установлены зоны гидродинамического разобщения, что и обуславливает различный характер углеводородного насыщения залежей, а также различные отметки флюидалного контакта в залежах пласта ПК₁₉². На основе актуализированной модели выявлено, что экономически целесообразна постановка на госбаланс запасов конденсата только в южной залежи, где содержание УВ C₅₊ составляет более 25 г/моль.

В работе детализирована геометрия залежей пласта ПК₁₉² Берегового месторождения: уточнены а.о. контактов залежей, зоны гидродинамического разобщения и выделены участки разного типа конденсатов.

Детализированная и уточненная трехмерная геологическая модель позволила дифференцированно оценить запасы газа и конденсата по залежам и участкам с разными типами конденсата. Уточнение запасов и их дифференцированная структура являются основой более эффективной схемы обустройства месторождения, особенно это касается наземной инфраструктуры для сбора, хранения и транспортировки газа и конденсата.

Список источников

1. Типизация конденсатов пластового газа нижнепокурской свиты в пределах Берегового месторождения с помощью флюидалных коэффициентов / С. А. Заночуев, Е. А. Громова, А. В. Поляков. – DOI 10.25689/NP.2019.3.102-114. – Текст : непосредственный // Нефтяная провинция. – 2019. – № 3 (19). – С. 102–114.

2. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, Ю. Н. Казаненков [и др.]. – DOI 10.15372/GiG20140504. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5–6. – С. 745–776.

3. Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения / В. В. Касаткин, К. В. Светлов, К. Ф. Миropольцев, Ю. И. Шилов. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – № 4 (35). – С. 13–20.

4. Большаков, Ю. Я. Нетрадиционные капиллярно-экранированные залежи нефти и газа в терригенных коллекторах, условия их формирования и возможности поисков : специальность 04.00.17 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Большаков Юлий Яковлевич ; Академия наук СССР, Сибирское отделение. – Новосибирск, 1987. – 32 с. – Место защиты : Институт геологии и геофизики Сибирского отделения Академии наук СССР. – Текст : непосредственный.

5. Большаков, Ю. Я. Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю. Я. Большаков. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2008. – 140 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Zanochuyev, S. A., Gromova, E. A., & Polyakov, A. V. (2019). Identification of crude gas condensates based on fluid coefficients (Beregovoye field). *Neftyanaya Provintsiya*, (3(19)), pp. 102-114. (In Russian). DOI: 10.25689/NP.2019.3.102-114

2. Kontorovich, A. E., Ershov, S. V., Kazanenkoy, V. A., Karogodin, Yu. N., Kontorovich, V. A., Lebedeva, N. K., ...Shurygin, B. N. (2014). Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. *Geologia i Geophysika*, 55(5-6), pp. 745-776. (In Russian). DOI: 10.15372/GiG20140504

3. Kasatkin, V. V., Svetlov, K. V., Miropoltsev, K. F., & Shilov, Yu. I. (2021). Correlation of continental genesis strata: the case of the pokur formation of the Beregovoye field. *Actual problems of oil and gas*, (4(35)), pp. 13-19. (In Russian). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2

4. Bolshakov, Yu. Ya. (1987). *Netraditsionnye kapillyarno-ekranirovannye zalezhi nefiti i gaza v terrigennykh kollektorakh, usloviya ikh formirovaniya i vozmozhnosti poiskov. Avtoref. diss. ... doct. geol.-mineral. nauk. Novosibirsk*, 32 p. (In Russian).

5. Bolshakov, Yu. Ya. (2008). *Reshenie zadach neftegazopromyslovoj geologii na osnove kapillyarnykh modeley zalezhey. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ.*, 140 p. (In Russian).

Сведения об авторах / Information about the authors

Рожницын Юрий Андреевич, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, yarozhitsin@tnnc.rosneft.ru

Yuri A. Rozhitsin, Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, yarozhitsin@tnnc.rosneft.ru

Белкина Валентина Александровна, кандидат физико-математических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Valentina A. Belkina, Candidate of Physics and Mathematics, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 05.03.2024; одобрена после рецензирования 28.04.2024; принята к публикации 14.05.2024.

The article was submitted 05.03.2024; approved after reviewing 28.04.2024; accepted for publication 14.05.2024.