

УДК 556.38

Использование данных о капиллярных давлениях при разработке месторождений Среднего Приобья

И. Г. Сабанина^{1,2*}, Т. В. Семенова¹, Ю. Я. Большаков¹, С. В. Воробьева¹

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, Россия

*e-mail: ir-gen@inbox.ru

Аннотация. В настоящее время большинство нефтяных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции находятся на конечной стадии разработки. Происходит обводненность месторождений, снижение добычи нефти, ухудшается структура остаточных запасов. Поиск и применение наиболее успешных научных методов и технологий повышения нефтеотдачи пластов при разработке месторождений являются достаточно актуальной задачей.

На месторождениях Широкого Приобья, как и на многих месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, имеют широкое распространение гидрофобные пласты-коллекторы, и при использовании метода заводнения нефтяных пластов (где распространены гидрофобные коллектора) необходимо учитывать этот факт и более детально подходить к изучению капиллярных сил для предотвращения их обводнения.

В статье предложены методы повышения нефтеотдачи пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения на основе изучения капиллярных давлений в продуктивных пластах-коллекторах, даны рекомендации по размещению нагнетательных скважин. Изучение капиллярных свойств пород-коллекторов позволит существенно повысить эффективность геолого-разведочных и промысловых работ на нефтяных месторождениях.

Ключевые слова: капиллярные давления; гидрофобный пласт-коллектор; нефтеотдача; остаточные запасы нефти; система поддержания пластового давления; смачиваемость

The use of data on capillary pressures in the development of deposits in the Middle Ob region

Irina G. Sabanina^{1,2*}, Tatyana V. Semenova¹, Yuly Ya. Bolshakov¹, Seema V. Vorobjeva¹

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: ir-gen@inbox.ru

Abstract. Currently, most of the oil fields in the West Siberian oil and gas province are in the final stage of development. There is water-cut in production, a decrease in oil production, and the structure of residual reserves deteriorates. The

search and application of the most successful scientific methods and technologies for improving oil recovery in the development of fields is quite an urgent task.

It should be taken into account that hydrophobic reservoirs are common in the oil fields of Western Siberia, and when applying the method of reservoir flooding, this fact should be taken into account and a more detailed approach should be taken to the study of capillary forces to prevent flooding of productive objects. Despite the good knowledge of the West Siberian megabasin, some fundamental issues of its structure and oil and gas potential remain debatable.

The article proposes methods for improving oil recovery of the BS₁₀ formation of the Ust-Balykskoye oil field based on the study of capillary pressures in productive reservoir formations, and provides recommendations for the placement of injection wells. The study of the capillary properties of reservoir rocks will significantly improve the efficiency of exploration and field operations in oil fields.

Key words: capillary pressures; hydrophobic reservoir; oil recovery; residual oil reserves; reservoir pressure maintenance system; wettability

Введение

В настоящее время проблемы нефтегазовой гидрогеологии и геологии связаны с увеличением нефтеотдачи продуктивных пластов-коллекторов месторождений, находящихся на конечной стадии разработки. Месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуются сложным геологическим строением и структурой залежей, а также особенностями распределения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов продуктивных объектов.

Низкие объемы добычи нефти являются следствием обводнения добываемой продукции и опережающего освоения активных запасов нефти [1].

Объект и методы исследования

Основными источниками добычи нефти являются трудноизвлекаемые запасы. При использовании традиционных методов заводнения разработка этих пластов происходит с низкой скоростью (не более 20–40 %) конечной нефтеотдачи. Огромные потери нефти связаны с недоучетом капиллярных сил, препятствующих извлечению нефти из продуктивных коллекторов при разработке нефтяных месторождений классическим методом заводнения. Капиллярные силы воздействуют на нефтяные залежи, как при их формировании, так и при разработке. В ловушках распределение жидкостей происходит по капиллярно-гравитационному принципу, с образованием водонефтяных контактных поверхностей и капиллярных барьеров [2, 3].

Нефтегазоносные пласты являются многофазной системой, важнейшую роль также играет параметр смачиваемости, так как вода в этой системе является смачивающей фазой, а газ — несмачивающей [4].

Вопросу о смачиваемости коллекторов не уделяется должного внимания при проектировании разработки нефтяных месторождений из-за недостатка информации.

Гидрофильность либо гидрофобность коллектора определяется таким показателем, как краевой угол смачиваемости. Для гидрофильных пород он не превышает 90°, для гидрофобных составляет более 90°. От данной характеристики коллекторов напрямую зависит капиллярное давление. Капиллярное давление возникает при контакте нефти в поровом пространстве

с водой в связи с возникающей разностью давлений (межфазного натяжения). Направленность действия капиллярных сил определяется знаками капиллярных давлений (в гидрофильном коллекторе значения капиллярных давлений положительные, а в гидрофобном — отрицательные) [3].

Согласно законам физики, вода и углеводороды (нефть и газ) в пластовых условиях стремятся к положению и форме с минимальными значениями капиллярной энергии поверхности пор. Капиллярное давление (P_k), согласно уравнению Юнга — Лапласа, пропорционально произведению кривизны межфазной поверхности и поверхностного натяжения, при условии попадания в поровую среду двух несмешивающихся фаз

$$P_k = \pm \gamma \cdot 1/r ,$$

где γ — межфазное натяжение на контакте воды и нефти; r — радиус кривизны межфазной поверхности.

Из вышеприведенного уравнения можно сделать вывод, что в гидрофильном пласте-коллекторе нефти энергетически выгоднее занимать относительно крупные поры и трещины, а воде — более мелкие поры. Поэтому образование языков обводнения происходит вокруг крупнопоровых каналов, на участках, где вода вытесняет нефть из мелких пор [5–7].

В результате при составлении технологических схем разработки нефтяных месторождений с гидрофобными коллекторами возникает необходимость в разработке методов изучения пород-коллекторов, а именно их смачиваемости [8].

Результаты

При освоении месторождений с применением системы поддержания пластового давления (ППД), при близких значениях проницаемости, пористости и нефтенасыщенности пород-коллекторов, из гидрофильных коллекторов извлекается не более 45 % нефти, а из гидрофобных — не более 5 % [9].

На большинстве месторождений Среднего Приобья и Западной Сибири в целом, где происходили неотектонические движения и понижение пластовых температур, наблюдается сложная структура антиклинальных нефтяных ловушек. Вследствие этого процесса в районах первоначального нефтегазоаккумуляции залежи нефти стабилизировались, а последующие неотектонические деформации не повлияли на потоки углеводородов (по принципу сообщающихся сосудов) [2].

В северных районах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по И. П. Варламову), в период времени от палеогенового до четвертичного, неотектонические движения достигали более 100 метров. В районе Усть-Балыкского месторождения эта величина составила от 25 до 75 метров.

Пластовая температура в кровле тюменской свиты за этот же период времени понизилась более чем на 30 °С и в настоящее время составляет 60–70 °С [10, 11].

Неотектонические движения и понижение пластового давления оказали существенное влияние на повышение капиллярных давлений на водонефтяных контактах в пластах-коллекторах и стабилизацию залежей нефти. Как показывают исследования зависимостей проницаемости керны от ка-

пиллярного давления, наблюдается зависимость проницаемости фаций от капиллярного давления.

Многолетняя разработка месторождений Западной Сибири путем заводнения нефтяных залежей показала, что данный способ может привести к негативным последствиям, а в будущем даже могут произойти изменения природной среды. Так, на Усть-Балыкском, Самотлорском, Талинском нефтяных месторождениях в настоящее время обводнение целевых нефтяных объектов достигает 90 % и более.

Методы поддержания системы пластового давления на нефтяных месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции были заимствованы из опыта разработки Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В отличие от кварцевых девонских песчаников Волго-Уральского НГБ продуктивные песчаники мезозойского возраста Западной Сибири представлены полимиктовыми разностями, основной компонент в их составе — полевые шпаты, степень гидрофильности которых существенно ниже, чем у кварца. В связи с этим конечная нефтеотдача продуктивных пластов на нефтяных месторождениях Западной Сибири при использовании метода заводнения наблюдается значительно ниже, так как на некоторых месторождениях продуктивные отложения неокотско-юрского возраста представлены гидрофобными разностями [12].

Исходя из вышеизложенного, при применении метода заводнения нефтяных пластов в Западной Сибири, где распространены гидрофобные коллекторы, необходимо учитывать этот факт и более детально подходить к изучению капиллярных сил в породах-коллекторах для предотвращения их обводнения [2].

Как указывалось выше, на нефтяных месторождениях Западно-Сибирского НГБ нефтеотдача характеризуется сравнительно невысокими значениями, от 70 до 90 % запасов нефти не извлекается из недр, а коэффициент извлечения нефти напрямую зависит от капиллярной характеристики продуктивных пластов-коллекторов.

Как показывают исследования, при разработке месторождений с применением системы ППД 60–90 % неизвлеченной нефти остается за фронтом вытеснения из-за действия капиллярных сил, при этом 10–40 % нефти не извлекается из-за неполного охвата заводнения эксплуатационного объекта [13].

По данным Н. А. Еременко, выделяют четыре типа нефти, не извлекаемой из недр из-за противодействия капиллярных сил [14]:

- 1) нефть, находящаяся в виде пленки или отдельных капель, обволакивающей зерна; она прочно удерживается поверхностно-молекулярными силами;
- 2) нефть, остающаяся на стыках разнопорových фаций в системе вытесняющего фронта «вода — нефть» из-за капиллярных барьеров различной противодействующей силы в неоднородных пластах;
- 3) нефть, остающаяся на участках с более медленным нефтеизвлечением, чем в основной массе пласта-коллектора;
- 4) нефть, неизвлеченная из-за неравномерного продвижения фронта вытеснения в гидрофильных неоднородных пластах-коллектора из-за перепадов капиллярных давлений на стыках разнопорových фаций.

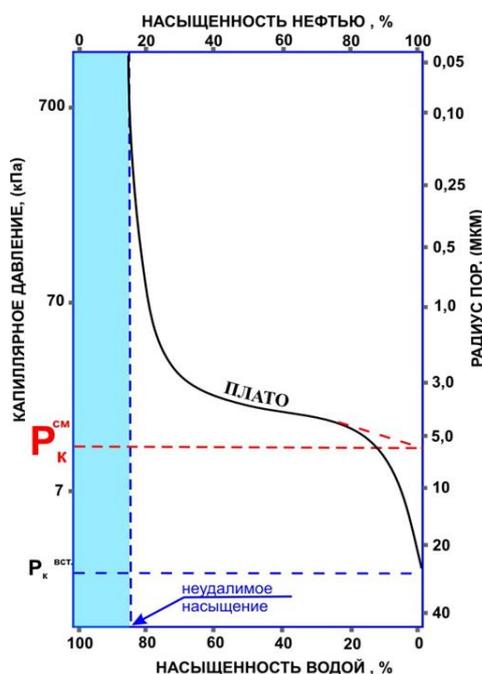
Неизвлеченная нефть четвертого типа может достигать больших размеров, до нескольких десятков метров, и содержать достаточно большие запасы нефти [15].

Для предотвращения потерь нефти четвертого типа следует избирательно подходить к применению системы ППД при разработке нефтяных месторождений. Это актуальная задача, которая может быть решена путем изучения капиллярных давлений в продуктивных пластах-коллекторах [16, 17].

Капиллярные давления можно изучить при проведении экспериментальных исследований на специальных приборах, где отслеживается процесс вытеснения одного флюида другим из образца породы. Также расчеты капиллярных давлений в пластах-коллекторах можно провести с помощью аналитических расчетов [8].

На рисунке 1 представлена типовая кривая вытеснения одного флюида другим для гидрофильных пород-коллекторов.

Рис. 1. Типовая кривая капиллярного давления для песчаных гидрофильных пород-коллекторов



Как видно из рисунка 1, кривую капиллярного давления можно разделить на характерные участки, а именно:

- 1) давление вступления вытесняющего флюида (P_v) — это давление, при котором вытесняющий флюид начинает поступать в поровую систему образца;
- 2) давление смещения или начала вытеснения определяют, продлив линейный участок вправо до пересечения его с вертикальной осью; точка пересечения с вертикальной осью — это начало вытеснения ($P_{см}$);
- 3) платообразный участок кривой капиллярного давления дает информацию о степени отсортированности пор.

На рисунке 2 приведена кривая капиллярного давления (P_c) пласта БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения.

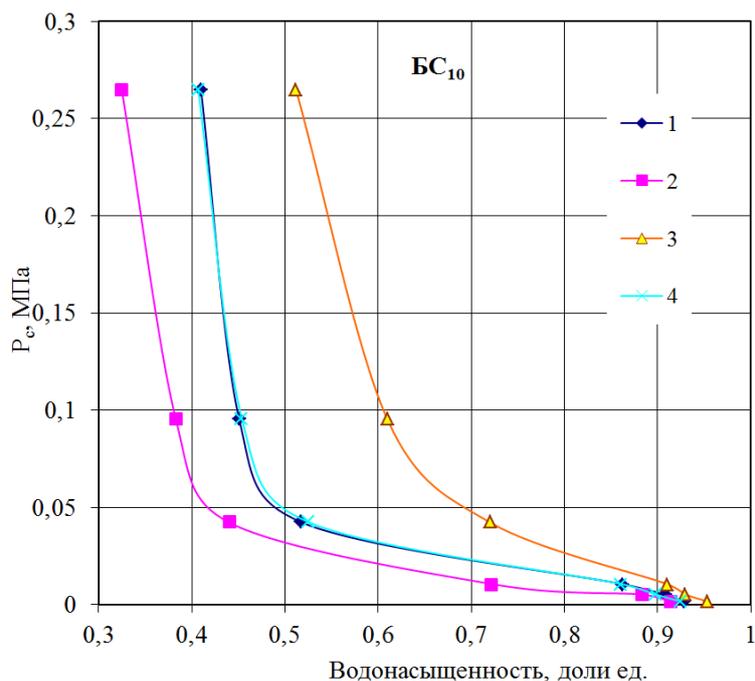


Рис. 2. Капиллярные кривые для ядра пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Для построения кривых капиллярных давлений пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения и приведения данных по зависимости капиллярного давления (P_c) от водонасыщенности для ядрового материала к безразмерному виду использовалась известная функция Леверетта

$$J = P_c r_{cp} / (2 \cos \alpha),$$

где P_c — капиллярное давление; r_{cp} — поверхностное натяжение на границе раздела фаз (средний радиус пор в материале с проницаемостью $K_{пр}$ и пористостью K_p);

$$r_{cp} = (K_{пр}/K_p)^{0,5},$$

α — краевой угол смачивания (для системы «воздух — вода» в лабораторных условиях используется эмпирическое значение $\cos = 72$).

Зависимость функции Леверетта J от водонасыщенности (K_w) аппроксимируется функцией вида

$$J = a (1/K_w - 1)^{(b-c K_w)},$$

с параметрами $a = 0,310$, $b = 2,609$ и $c = 1,431$.

Кривая капиллярного давления, (рис. 3), показывает, что продуктивный пласт-коллектор БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения характеризуется средней отсортированностью порового пространства, так как платообразный участок имеет не горизонтальный вид.

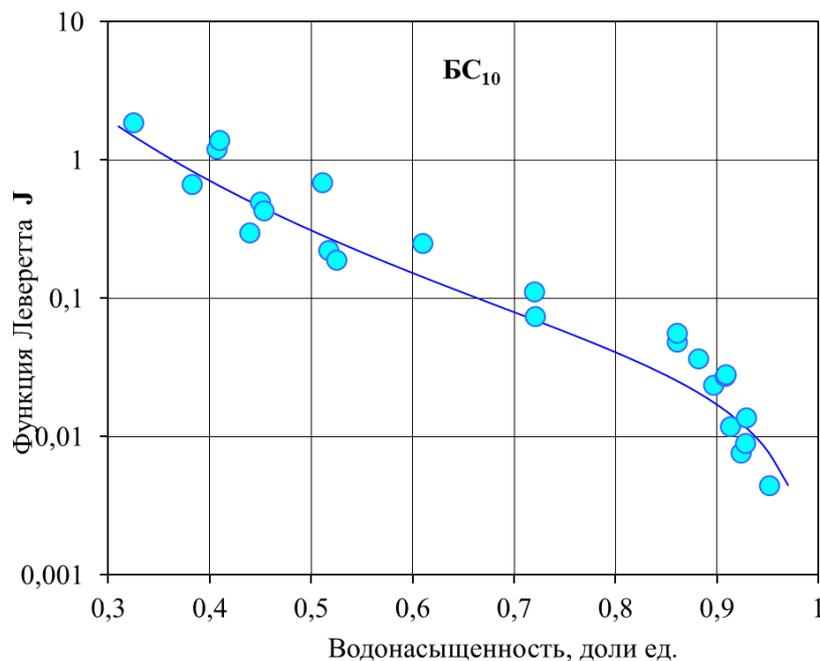


Рис. 3. Зависимость функции Лавретта от водонасыщенности для пласта БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Для предотвращения потерь нефти четвертого типа для гидрофильных пород-коллекторов рекомендуется построение карт давления капиллярного вытеснения (давления начала фильтрации), а также капиллярно-гравитационных карт для гидрофобных пород-коллекторов и пород-коллекторов со смешанной смачиваемостью. Капиллярно-гравитационные карты используются для уменьшения объема закачиваемой в пласт воды и повышения конечной нефтеотдачи пластов, эти карты могут быть применены на любом этапе разработки месторождения [13].

Обсуждение

В качестве примера вышесказанного можно привести историю освоения Усть-Балыкского нефтяного месторождения. Месторождение расположено в Сургутском нефтегазоносном районе (согласно принятому нефтегазовому районированию) на южной и юго-восточной периферии Усть-Балыкского поднятия. Структура месторождения — сложная клиновидная. Отмечаются высокая расчлененность отложений и неоднородная вертикальная проницаемость [18].

Усть-Балыкское нефтяное месторождение находится на последней стадии разработки, основным объектом разработки является горизонт БС₁₀, который эксплуатируется с 1966 года. С 1971 года для добычи нефти на месторождении применяется система ППД. Геологическое строение месторождения очень сложное, многослойное.

Продуктивные пласты-коллекторы характеризуются резкой изменчивостью литологических и фильтрационно-емкостных свойств, как в горизон-

тальном, так и в вертикальном направлениях, а также наличием наклонных водонефтяных контактов [18].

Пласт БС₁₀ сложен средне- и крупнозернистыми песчаниками с высоким содержанием глины, характеризуется средней сортировкой детритового материала и повышенным содержанием карбонатов. В кровле горизонта БС₁₀ залегают аргиллитно-алевритовые породы чеускинской пачки, изолирующие его от вышележащих пластов БС₉ и БС₈ [18].

По минеральному составу продуктивный пласт БС₁₀ относится к классу полимиктовых песчаников, с преобладанием в составе полевых шпатов, сцементированных глинистыми минералами (в основном гидрослюдами).

Открытая пористость колеблется от 18 до 28 % (в среднем 21 %). Средняя водоудерживающая способность по горизонту составляет 39 %, что характерно для аналогичных отложений месторождений Сургутского свода. Коэффициент проницаемости составляет 0,13 мкм². Средняя обводненность скважин превышает 80 %.

Особенностями разработки горизонта БС₁₀ являются сосредоточенность запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах и их значительная обводненность.

Давление капиллярного вытеснения рассматриваемого месторождения рассчитывалось аналитическим методом с использованием уравнения регрессии, когда известна проницаемость пород нефтяного пласта [7, 15],

$$P_k^{cm} = 36 \left(\frac{1}{K} \right)^{1,53},$$

где P_k^{cm} — капиллярное давление смещения, кПа; K — коэффициент проницаемости, мД.

На основе расчетов значений капиллярных давлений пласта БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения нами построена карта давлений начала вытеснения. Значения капиллярных давлений начала вытеснения пласта БС₁₀ Усть-Балыкского месторождения изменяются от 3,79 (скв. 7 352) до 65,27 (скв. 3 000) кПа (рис. 4).

Участки, где могут сформироваться целики оставшейся нефти четвертого типа, характеризуются минимальными значениями капиллярных давлений, в районе вышеперечисленных скважин формируются языки обводнения.

В связи этим для пласта БС₁₀ рассматриваемого месторождения рекомендуется избирательное заводнение. Для закачки воды в пласт рекомендуется выбирать участки с низкими капиллярными давлениями, на которых сформируются необходимые градиенты давления для вытеснения нефти через капиллярные барьеры на стыках разнопористых фаций [4, 19].

Как видно из построенной карты капиллярных давлений смещения в пласте БС₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения (см. рис. 4), в ряд нагнетательных рекомендуется перевести разведочные скв. 7015, 7087, 3640, 7289, 7338, 3752, 7381, 7284.

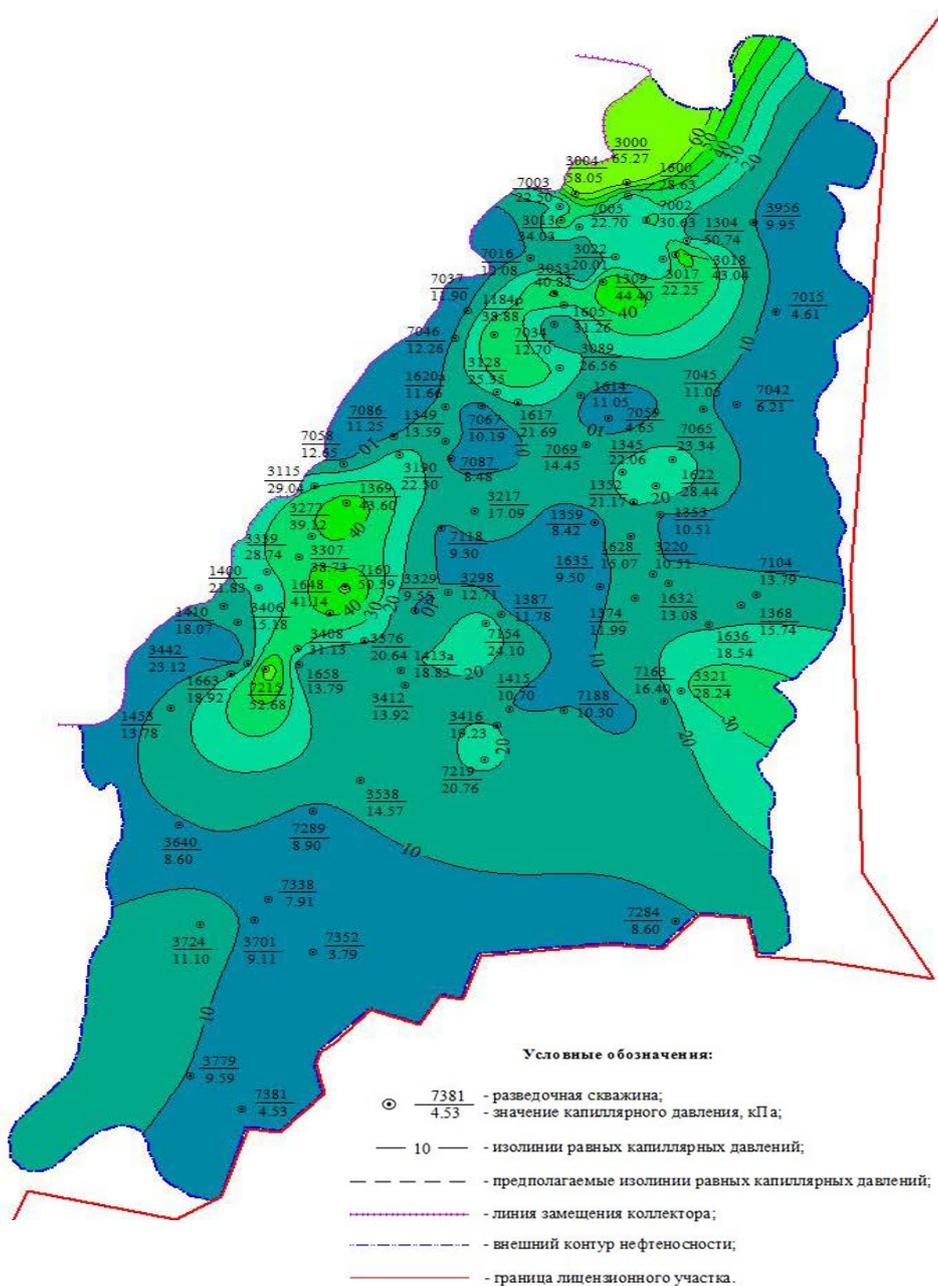


Рис. 4. Карта капиллярных давлений смещения в пласте BC₁₀ Усть-Балыкского нефтяного месторождения

Выводы

В настоящее время основной целью нефтепромысловой гидрогеологии и геологии является повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на завершающем этапе разработки. Это задача может быть решена специалистами-гидрогеологами.

Библиографический список

1. Матусевич, В. М. Гидрогеологические особенности конечных стадий разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. М. Матусевич, И. Г. Сабанина. – Текст : непосредственный // *Фундаментальные исследования*. – 2014. – № 5–6. – С. 1242–1247.
2. Большаков, Ю. Я. Решение задач нефтегазопромысловой геологии на основе капиллярных моделей залежей / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Большакова. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2008. – 140 с. – Текст : непосредственный.
3. Большаков, Ю. Я. Геологические основы эффективного использования нефтегазоносности недр на базе капиллярно-гравитационной концепции нефтегазоаккумуляции / Ю. Я. Большаков. – Тюмень : ТИУ, 2013. – 80 с. – Текст : непосредственный.
4. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазоаккумуляции / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : Наука, 1995. – 184 с. – Текст : непосредственный.
5. Большаков, Ю. Я. Электроосмос как возможный фактор миграции нефти и газа / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неелова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-65-69. – Текст : непосредственный // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2020. – № 4. – С. 65–69.
6. Forecast of capillary-screened oil and gas-condensate pools in the Jurassic and Neocomian deposits in the Nadym region / Y. Y. Bolshakov, N. N. Amerbaev, I. V. Pavlova, I. V. Trishechkina. – Direct text // *Geologiya i geofizika*. – 1997. – Vol. 38, Issue 11. – P. 1730–1736.
7. Большаков, Ю. Я. Молекулярная физика как путь к повышению эффективности поисково-разведочных и промысловых работ на нефть и газ / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неелова. – DOI 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-38-41. – Текст : непосредственный // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2019. – № 5. – С. 38–41.
8. Большаков, Ю. Я. Особенности разработки залежей нефти, приуроченных к гидрофобным коллекторам в условиях водонапорного режима / Ю. Я. Большаков, Е. Ю. Неелова, К. В. Салова. – DOI 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-53-55. – Текст : непосредственный // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2020. – № 6. – С. 53–55.
9. Jennings, J. B. Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development Geology. – DOI 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D. – Direct text // *AAPG Bulletin*. – 1987. – Vol. 71. – P. 1196–1209.
10. Нестеров, И. И. Соотношения современных и максимальных палеотемператур в осадочном чехле Западно-Сибирской плиты / И. И. Нестеров, А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Текст : непосредственный // *Известия академии наук СССР. Серия геология*. – 1982. – № 2. – С. 112–120.
11. Курчиков, А. Р. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири / А. Р. Курчиков, Б. П. Ставицкий. – Москва : Недра, 1987. – 134 с. – Текст : непосредственный.
12. Матусевич, В. М. Проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии в Западно-Сибирском мегабассейне (ЗСМБ) / В. М. Матусевич. – Текст : непосредственный // *Нефть и газ Западной Сибири : материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 12–13 ноября 2003 года*. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2003. – С. 20–21.
13. Рудаков, Г. В. Вопросы физико-химии нефти и коллекторов / Г. В. Рудаков // *Труды Гипротюменьнефтегаз*. – Вып. 25. – Тюмень, 1971. – 141 с. – Текст : непосредственный.
14. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перфорирования / Н. А. Еременко, Ю. В. Желтов, В. М. Рыжик [и др.]. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1978. – 59 с. – Текст : непосредственный.
15. Большаков, Ю. Я. Эффективность систем ППД с позиции капиллярных явлений в нефтегазовой гидрогеологии / Ю. Я. Большаков, В. М. Матусевич, Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный // *Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна : тезисы докладов, Тюмень, 14–17 ноября 2000 года*. – Часть 3. – Тюмень : Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2000. – С. 84–87.
16. Большаков, Ю. Я. Использование данных о капиллярных давлениях для повышения нефтеотдачи при заводнении пластов на месторождениях Западной Сибири / Ю. Я. Большаков, В. М. Матусевич, Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. – 2002. – № 1. – С. 10–14.

17. Матусевич, В. М. Эффективность систем поддержания пластового давления с позиции капиллярных явлений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Западной Сибири / В. М. Матусевич, И. Г. Сабанина. – Текст : непосредственный. // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12, № 3(64). – С. 37–40.
18. Сабанина, И. Г. Гидрогеологическая модель Усть-Балыкского месторождения нефти / И. Г. Сабанина. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4. – С. 19–21.
19. Сабанина, И. Г. Гидрогеологические условия мезозойского гидрогеологического бассейна в районе Усть-Балыкского месторождения нефти / И. Г. Сабанина, Т. В. Семенова. – Текст : непосредственный. // Нефть и газ: технологии и инновации : материалы национальной научно-практической конференции, Тюмень, 07–08 ноября 2019 года. – Том 1. – Тюмень : ТИУ, 2019. – С. 17–19.

References

1. Matusevich, V. M., & Sabanina, I. G. (2014). Hydrogeological features of final stages of development oil fields of West Siberia. *Fundamental research*, (5(6)), pp. 1242-1247. (In Russian).
2. Bolshakov, Yu. Ya. & Bolshakova, E. Yu. (2008). Reshenie zadach neftegazopromyslovoj geologii na osnove kapilljarnyh modelej zalezhej. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., 140 p. (In Russian).
3. Bolshakov, Yu. Ya. (2013). Geologicheskie osnovy effektivnogo ispol'zovanija neftegazonosnosti nedr na baze kapilljarno-gravitacionnoj koncepcii neftegazonakoplenija, Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 80 p. (In Russian).
4. Bolshakov, Yu. Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).
5. Bolshakov, Y. Y., & Neyolova, E. Y. (2020). Electrosmosis as a possible factor of oil and gas migration. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (4), pp. 65-69. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-4(340)-65-69
6. Bolshakov, Y. Y., Amerbaev, N. N., Pavlova, I. V., & Trishechkina, I. V. (1997). Forecast of capillary-screened oil and gas-condensate pools in the Jurassic and Neocomian deposits in the Nadym region. *Geologiya i geofizika*, 38(11), pp. 1730-1736. (In Russian).
7. Bolshakov, Y. Y., & Neelova, E. Y. (2019). Molecular physics as a way to improve the efficiency of exploration and field activities for oil and gas. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (5), pp. 38-41. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2019-5(329)-38-41
8. Bolshakov, Y. Y., Neelova, E. Y., & Salova, K. V. (2020). Some specific features of development of oil deposits confined to hydrophobic collectors under conditions of a water pressure mode. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, (6), pp. 53-55. (In Russian). DOI: 10.30713/2413-5011-2020-6(342)-53-55
9. Jennings, J. B. (1987). Capillary Pressure Techniques: Application to Exploration and Development *Geology. AAPG Bulletin*, 71, pp. 1196-1209. (In English). DOI: 10.1306/703C8047-1707-11D7-8645000102C1865D
10. Nesterov, I. I., Kurchikov, A. R., & Stavitskii, B. P. (1982). Ratio of recent and maximal paleotemperatures in the sedimentary cover of western-Siberian plate. *Izvestiya Akademii Nauk SSSR, Seriya Geologicheskaya*, 12, pp. 112-120. (In Russian).
11. Kurchikov, A. R., & Stavitskiy, B. P. (1987). Geotermiya neftegazonosnykh oblastey Zapadnoy Sibiri. Moscow, Nedra Publ., 134 p. (In Russian).
12. Matusevich, V. M. (2003). Problemy neftegazopromyslovoj gidrogeologii v Zapadno-Sibirskom megabassejne (ZSMB). *Neft' i gaz Zapadnoj Sibiri : materialy Mezhdunarodnoj nauchno-tehnicheskoy konferencii*, Tyumen, 12-13 November 2003. Tyumen, Tyumen State Oil Gas University Publ., pp. 20-21. (In Russian).
13. Rudakov, G. V. (1971). Voprosy fiziko-himii nefti i kollektorov. *Trudy Giprotjumen'neftegaz*, (25), Tyumen, 141 p. (In Russian).
14. Eremenko, N. A., Zheltov, Yu. V., Ryzhik, V. M., Martos, V. N., Kisilenko, B. E., & Sabaneeva, Z. M. (1978). Izvlechenie nefti iz vyrabotannyh zalezhej posle ih pereformirovaniya, Moscow, VNIIOENG Publ., 59 p. (In Russian).

15. Bolshakov, Yu. Ya., Matusevich, V. M., & Semenova, T. V. (2000). Effektivnost' sistem PPD s pozicii kapilljarnyh javlenij v neftegazovoj gidrogeologii. Geologija i neftegazonosnost' Zapadno-Sibirskogo megabassejna : tezisy dokladov, Tyumen, 14-17 November 2000. Part 3. Tyumen, Tyumen State Oil Gas University Publ., pp. 84-87. (In Russian).
16. Bolshakov, Yu. Ya., Matusevich, V. M., & Semenova, T. V. (2002). Ispol'zovanie dannyh o kapilljarnyh davlenijah dlja povyshenija nefteotdachi pri zavodnenii plastov na mestorozhdenijah Zapadnoj Sibiri. Oil and Gas Studies, (1), pp. 10-14. (In Russian).
17. Matusevich, V. M. & Sabanina, I. G. (2016). Effektivnost' sistem podderzhaniya plastovogo davlenija s pozicii kapilljarnyh javlenij na pozdnej stadii razrabotki neftnyh mestorozhdenij Zapadnoj Sibiri. Academic Journal of West Siberia, (12(3(64))), pp. 37-40. (In Russian).
18. Sabanina, I. G. (2012). Hidrogeologicheskaya model' Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefti. Academic Journal of West Siberia, (4), pp. 19-21. (In Russian).
19. Sabanina, I. G., & Semenova, T. V. (2019). Hidrogeologicheskie usloviya mezozojskogo gidrogeologicheskogo bassejna v rayone Ust'-Balykskogo mestorozhdeniya nefti. Neft' i gaz: tekhnologii i innovatsii: materialy nacional'noj nauchno-prakticheskoy konferencii, Tyumen, 07–08 November 2019. Tom 1. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., pp. 17-19. (In Russian).

Сведения об авторах

Сабанина Ирина Геннадьевна, аспирант, Тюменский индустриальный университет, старший научный сотрудник, Западно-Сибирский институт проблем геологии нефти и газа Тюменского индустриального университета, г. Тюмень, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Семанова Татьяна Владимировна, к. г.-м. н., доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Большаков Юлий Яковлевич, д. г.-м. н., профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Воробьева Сима Васильевна, д. т. н., профессор кафедры техносферной безопасности, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Irina G. Sabanina, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, Senior Researcher of the West Siberian Institute of Oil and Gas Geology of Industrial University of Tyumen, e-mail: ir-gen@inbox.ru

Tatyana V. Semenova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Yuly Ya. Bolshakov, Doctor of Geology and Mineralogy, Professor at the Department of Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Seema V. Vorobjeva, Doctor of Engineering, Professor at the Department of Technosphere Safety, Industrial University of Tyumen