

Научная статья / Original research article
УДК 550.812.12
DOI:10.31660/0445-0108-2025-4-26-40
EDN: MTPRHF



Оптимизация размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивных пластов

Е. Ю. Неёлова*, Д. А. Кобылинский

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
*nejolovaej@tyuiu.ru

Аннотация. В статье приведены результаты исследования влияния капиллярных сил, действующих в продуктивном пласте, на особенности фильтрации нагнетаемой в пласт воды при разработке залежей нефти методом заводнения.

Метод заводнения широко применяется при разработке месторождений нефти. При этом расстановка нагнетательных скважин чаще всего осуществляется по определенной геометрической сетке без учета капиллярных характеристик пласта.

Цель статьи — оптимизация системы поддержания пластового давления на месторождениях нефти в терригенных гидрофильных коллекторах на различных стадиях разработки.

Установлено, что применимость метода заводнения при разработке месторождений нефти может быть эффективна только в условиях гидрофильного коллектора. С опорой на закон Юнга — Лапласа обоснованы особенности распределения нагнетаемой в пласт воды в поровом пространстве продуктивного пласта.

Для оптимизации системы разработки в гидрофильных коллекторах предложено применять очаговое заводнение и размещать нагнетательные скважины на участках пониженных капиллярных давлений.

Даны рекомендации по размещению нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивного пласта на конкретных примерах.

Ключевые слова: капиллярное давление, смачиваемость, гидрофильность, гидрофобность, нефть, вода, залежь, обводненность, заводнение, коллектор

Для цитирования: Неёлова, Е. Ю. Оптимизация размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик продуктивных пластов. Е. Ю. Неёлова, Д. А. Кобылинский // DOI 10.31660/0445-0108-2025-4-26-40 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2025. – № 4. – С. 26–40. – EDN: MTPRHF

Optimization of injection well placement considering the productive reservoirs capillary properties

Evgeniya Yu. Neelova*, Danil A. Kobylinsky

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
*nejolovaej@tyuiu.ru

Abstract. This paper contains the results of a study on the influence of capillary forces in productive reservoir on the specifics of filtration of injected water during development of oil deposits using waterflooding method.

Waterflooding is a commonly used method for oil field development. Injection wells are often positioned using a fixed geometric pattern that does not consider the capillary properties of the reservoir.

The aim of this study is to optimize flooding system on oil field in terrigenous hydrophilic reservoirs at various stages of development. The study found that waterflooding in the field development is only effective in hydrophilic reservoirs. By utilizing the Young–Laplace equation, the authors explain the features of the distribution of injected water within the pore space of productive reservoir.

To improve development system in hydrophilic reservoirs, the authors propose the following: application of focal flooding and injection well placement in zones with lower capillary pressure.

This paper also suggests practical recommendations for the injection well placement based on capillary properties, supported by real case examples.

Key words: capillary pressure, wettability, hydrophilicity, hydrophobicity, oil, water, reservoir, water cut, flooding, reservoir

For citation: Neelova, E. Yu. (2025). Optimization of injection well placement considering the productive reservoirs capillary properties / E. Yu. Neelova, D. A. Kobylinskiy / Oil and Gas Studies, (4), pp. 26-40. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2025-4-26-40

Введение

Заводнение — один из наиболее распространенных методов воздействия на пласт с целью повышения конечной нефтеотдачи. При этом в международной практике оно больше не считается методом увеличения нефтеотдачи, а рассматривается как необходимый способ поддержания пластового давления [1]. Согласно данным [2] метод заводнения применяется более чем на половине нефтепромыслов мира. Конечная нефтеотдача в зависимости от свойств породы коллектора и насыщающих его флюидов может изменяться от 25 до 60 % [3, 4], в некоторых случаях известны и меньшие ее значения.

В России поддержание пластового давления методом заводнения задействуется практически на всех месторождениях нефти. При этом средняя обводненность добываемой продукции по состоянию на 2020 год составляла 85 % [5]. С учетом представленных статистических данных возникает вопрос, насколько повсеместно применяемый метод заводнения при шаблонном использовании по какой-либо геометрической сетке можно считать эффективным?

Пласт-коллектор представляет собой сложную многофазную систему, находящуюся в равновесии в поровой среде. При воздействии на пласт методом заводнения решающую роль в распределении жидкостей и газов в такой системе берут на себя различные капиллярные эффекты. Поэтому при формировании системы поддержания пластового давления (ППД) неучет капиллярных характеристик пласта, таких как смачиваемость и капиллярное давление, может привести к быстрому росту обводненности в добываемой продукции и, как следствие, низкой нефтеотдаче. Как писал А. А. Ханин, если бы в продуктивных пластах капиллярные эффекты отсутствовали, то извлечение нефти было бы полным [6]. В статье предлагается

рассмотреть условия фильтрации нагнетаемой в пласт воды с точки зрения влияния на данные процессы различных капиллярных эффектов, прежде всего смачиваемости, а также определить критерии рационального размещения нагнетательных скважин, которые позволят повысить конечную нефтеотдачу как на вводимых в эксплуатацию месторождениях, так и на месторождениях с остаточными запасами нефти.

Цель исследования — обоснование рекомендаций по рациональному размещению нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик пласта.

Объект и методы исследования

Капиллярное давление возникает на контакте двух несмешивающихся фаз в поровой среде и является основным фактором, препятствующим вытеснению нефти из недр при разработке месторождений углеводородов. В связи с возникновением в поровом пространстве коллектора искривленной поверхности между двумя несмешивающимися фазами в системе нефть — вода возникает разность давлений в состоянии равновесия. Эта разность давлений между нефтяной и водной фазой и представляет собой капиллярное давление [7].

В зависимости от характера смачиваемости породы капиллярное давление принято считать положительным или отрицательным. Под смачиваемостью горной породы понимают тенденцию поверхности породы предпочтительно смачиваться одним флюидом в присутствии несмешивающейся с ним фазы. Породы, которые преимущественно смачиваются водой, относят к гидрофильным. Наступающий контактный угол смачивания для них теоретически не превышает 75° .

Породы с контактным углом около 90° относят к породам с нейтральной смачиваемостью. Если значение краевого угла превышает 105° , ее принято считать гидрофобной. Однако такое разделение пород по характеру смачиваемости требует их дальнейшей дифференциации. В связи с большим количеством факторов, влияющих на степень гидрофильности породы в реальных условиях недр, в понятие «гидрофильность — гидрофобность» внесена некоторая доля условности. Кроме того, определение смачиваемости по величине контактного угла в нефтегазовой практике носит скорее теоретический характер. Для определения смачиваемости породы таким методом необходимо иметь зеркально ровную поверхность образца, что в условиях шероховатой пористой поверхности керна не представляется возможным.

О степени гидрофильности или гидрофобности породы позволяют судить такие методы определения характера смачиваемости породы, как Amott тест и USBM тест, предложенный Дональдсом [8, 9]. В основе их лежит изучение процесса вытеснения из образца породы одного флюида другим и сравнения количества работы, необходимой для его замещения в поровом пространстве [10, 11].

Согласно экспериментальным данным при близких значениях фильтрационно-емкостных свойств коэффициент извлечения нефти путем насыщения образца породы водой из гидрофильного коллектора достигает 45 %, тогда как из гидрофобного — менее 5 %. Так как первично гидрофильные песчаники в силу различных факторов бывают подвержены процессам вторичной гидрофобизации, перед планированием системы ППД необходимо убедиться, что разрабатываемый коллектор относится к гидрофильным породам.

В соответствии с законом Юнга — Лапласа в гидрофильном коллекторе вода будет стремиться занять наиболее мелкопоровое пространство, где ее поверхностная энергия достигнет минимального значения. Поэтому при нагнетании в нефтенасыщенный пласт воды она устремится по пути наименьшего сопротивления в относительно мелкопоровое пространство, оставляя за фронтом вытеснения целики нефти в относительно крупнопоровых коллекторах. Таким образом, для увеличения нефтеотдачи в породах, преимущественно смачиваемых водой, необходимо размещать нагнетательные скважины на участках, представленных относительно крупнопоровыми разностями, охарактеризованными пониженными значениями капиллярных давлений. Это позволит избежать формирования языков обводнения вокруг крупнопоровых разностей коллекторов, поскольку нагнетаемая в пласт вода будет вытеснять из них нефть, стремясь занять мелкопоровое пространство.

Однако нагнетательные скважины размещают либо по геометрической сетке, либо на участках с низкой проницаемостью пласта, где величины капиллярных давлений имеют максимальные значения, предполагая максимально увеличить коэффициент извлечения нефти путем вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов. В какой-то степени такое представление о поведении нагнетаемой в пласт воды возникло в результате наблюдения процесса вытеснения в лабораторных условиях. В образце породы, помещенной в кернодержатель и представляющей собой замкнутую систему, вода ограничена стенками кернодержателя и не имеет, в отличие от естественных условий недр, необходимой степени свободы, чтобы обойти участки, где ей противодействуют капиллярные силы, так как влияние смачиваемости породы не успевает проявиться вследствие ограниченного времени эксперимента.

Капиллярное давление смещения

В лабораторных условиях данные о капиллярном давлении обычно получают путем дренирования несмачивающего флюида (нефть или ртуть в условиях гидрофильного коллектора) в полностью насыщенный водой образец керна [12]. Насыщение образца нефтью продолжается до тех пор, пока не будет достигнуто давление, при увеличении которого насыщение образца водой остается неизменным. Далее возможно изучение обратного процесса «пропитки», когда нефть из образца вытесняется водой до достижения неудалимого насыщения нефтью. Однако наиболее полно использовать данные о капиллярных свойствах пласта-коллектора возможно при наличии лабораторных данных о вторичной «дренажной» кривой капил-

лярного давления, которую получают путем вытеснения воды нефтью до достижения неудаляемого насыщения водой [13].

В связи с тем, что каждый исследуемый образец породы, в зависимости от степени насыщения тем или иным флюидом и его фильтрационно-емкостными свойствами, характеризуется весьма широким диапазоном капиллярных давлений, в качестве параметра, принятого в данной работе для описания участков пониженных и повышенных значений капиллярного давления, было использовано значение капиллярного давления смещения (начала фильтрации).

Однако, как правило, данные о капиллярном давлении ограничиваются небольшим количеством лабораторных исследований только в тех скважинах, которые охарактеризованы керновыми исследованиями. В случае отсутствия керновых данных в грубом приближении рассчитать значения капиллярного давления смещения можно на основе эмпирической зависимости через коэффициент проницаемости.

Известно, что в традиционных коллекторах имеется хорошая корреляционная связь между кривыми капиллярного давления, полученными дренированием ртути, и проницаемостью образца. Эта корреляция обусловлена фундаментальными законами физики [14]. Проницаемость, полученная таким образом, представляет собой так называемую геометрическую проницаемость, то есть проницаемость по отношению к такому флюиду, который не абсорбируется на стенках поровых каналов и не входит в химическое взаимодействие с поверхностью твердой фазы образца породы.

В рамках этой работы в связи с отсутствием керновых исследований по капиллярметрии было использовано уравнение регрессии, полученное на основе лабораторных исследований нескольких тысяч образцов керна [15]. Оно описывает зависимость капиллярного давления начала фильтрации от величины коэффициента проницаемости образца породы

$$P_k^{cm} = 36 \left(\frac{1}{K} \right)^{0.53},$$

где K — проницаемость (мД); P_k^{cm} — капиллярное давление начала фильтрации (кПа).

Обоснование системы размещения нагнетательных скважин на основе капиллярной модели проведено на примере залежи пласта В сложнопостроенного месторождения Z.

Месторождение Z расположено в Ямало-Ненецком автономном округе на севере Западной Сибири.

Седиментологические исследования пласта В показывают, что его образование происходило в разнообразных обстановках прибрежно-морской зоны. При этом формирование средней части пласта, имеющей наибольшую мощность, связано с развитием песчаной мелкозернистой дельты (выделены линзы А, L, N, O, F, M, H, U, W). Отложения нижней и

верхней части пласта, составляющие небольшую часть его объема, накапливались в мелководно-морских обстановках пляжевой зоны. Песчаные отложения пласта В дельтового генезиса представлены мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми песчаниками проксимальной части устьевых баров. Песчаники имеют неустойчивую мощность, изменяясь от 0,5–1 м до 4–5 м, что предполагает неоднородное распределение песчаности отложений по площади. По сейсмическим данным дельтовые отложения рассматриваемого пласта имеют клиноформное строение, что обычно для дельтовых отложений. Распределение линзовидных тел дельтового комплекса в 3D геологической модели месторождения представлено на рисунке 1.

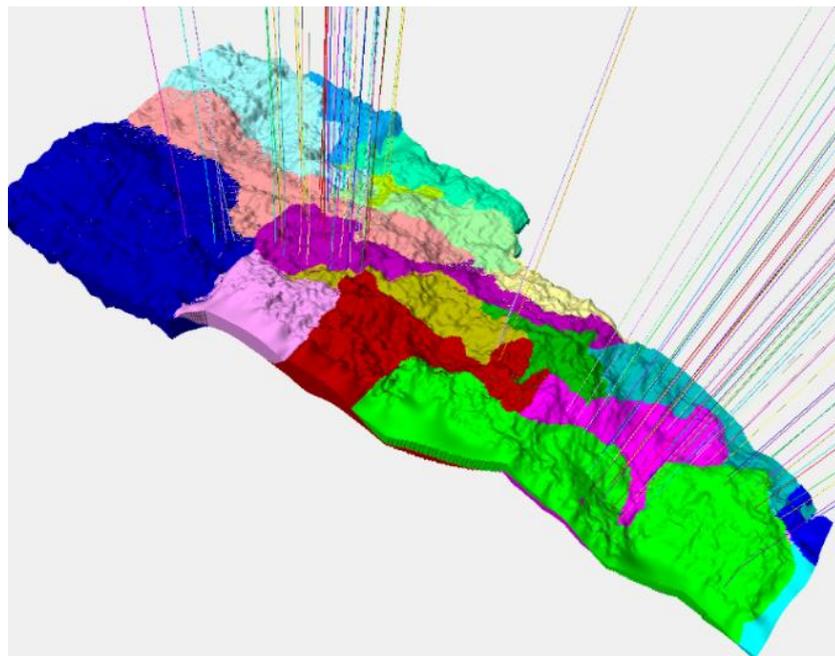


Рис. 1. Линзовидное строение средней части пласта в 3D-модели (дельтовый комплекс, линзы А, L, N, O, F, M, H, U, W)

С целью обоснования рекомендаций для рационального размещения нагнетательных скважин с учетом капиллярных характеристик пласта были рассмотрены нефтенасыщенные части пласта в северной и южной частях месторождения. Капиллярные модели были построены для верхнего пласта морского генезиса, а также для части линз дельтового комплекса.

В основе капиллярной модели лежат трехмерные распределения параметров ФЕС-пористости и проницаемости рассматриваемого пласта.

Куб открытой пористости был построен методом SGS с учетом всех скважин и трендов, в случае их наличия. В качестве трендов для построения параметра пористости использовались данные сейсморазведки при наличии корреляции сейсмических атрибутов со скважинными данными. Тренды пористости по данным сейсморазведки были использованы для

построения модели пористости для линз А, L, N, O, F, M. Для линз Н, U, W тренды не были применены из-за отсутствия корреляции сейсмических атрибутов со скважинными данными. Также отсутствуют зависимости коэффициента пористости и сейсмических параметров для вышележащего пласта морского генезиса. При построении параметра проницаемости была задействована гауссовая модель вариограммы. Ранги вариограмм и направление анизотропии выбирались для каждого фациального комплекса.

Далее был получен куб эффективной пористости отдельно для каждого фациального комплекса.

Куб проницаемости был получен из куба эффективной пористости по петрофизическим зависимостям с дифференциацией для различных фациальных комплексов. Значения коэффициента проницаемости ограничены верхним пределом 120 мД, который соответствует максимальному значению проницаемости по данным лабораторных исследований керна.

Далее на основе уравнения регрессии [15] и трехмерного параметра проницаемости были получены двумерные распределения капиллярных давлений начала фильтрации. Построение проводилось отдельно по каждой линзе дельтового комплекса и в целом по дельтовому комплексу в разделе «Результаты».

Результаты

Карты капиллярных давлений смещения с выделением зон пониженных значений (области синего цвета) представлены на рисунках 2–14 в целом для дельтового комплекса, пласта морского генезиса и отдельно по каждой из линз.

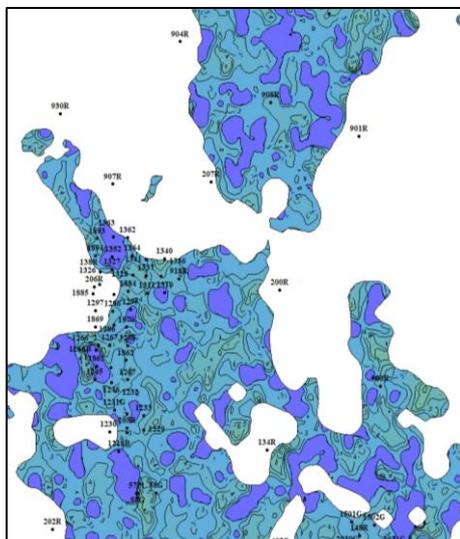


Рис. 2. Карта капиллярных давлений смещения по пласту морского генезиса (северная часть залежи)

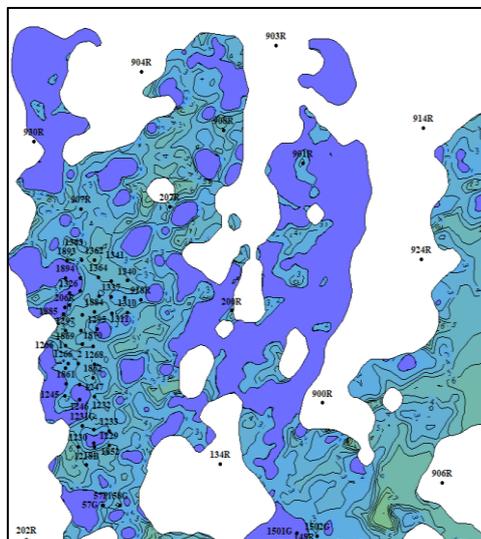


Рис. 3. Карта капиллярных давлений смещения в целом по дельтовому комплексу (северная часть залежи)

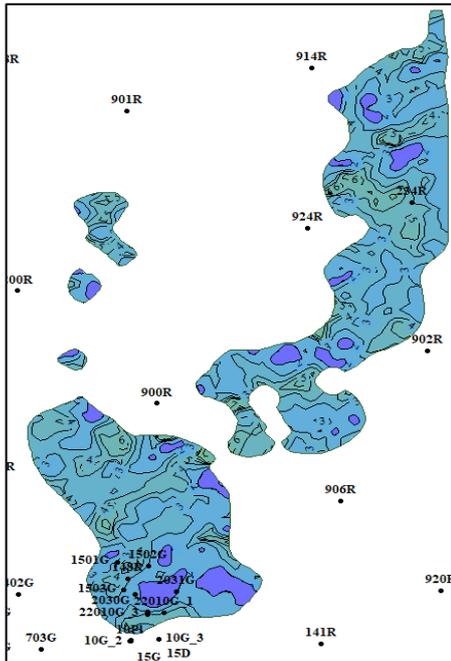


Рис. 4. Карта капиллярных давлений смещения по линзе N (северная часть залежи)

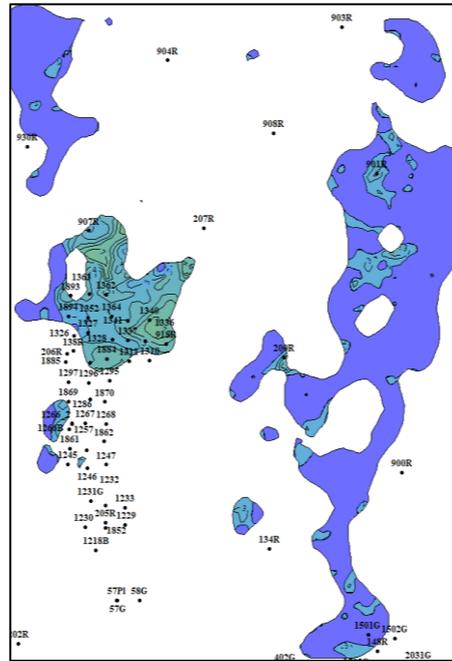


Рис. 5. Карта капиллярных давлений смещения по линзе F (северная часть залежи)

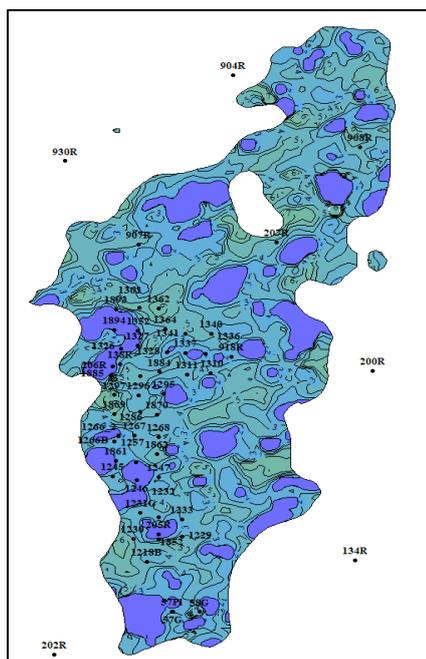


Рис. 6. Карта капиллярных давлений смещения по линзе U (северная часть залежи)

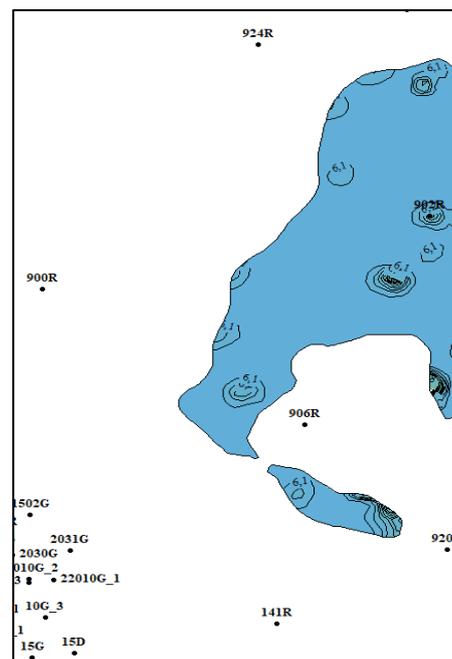


Рис. 7. Карта капиллярных давлений смещения по линзе O (северная часть залежи)

пониженных капиллярных давлений в пределах данных линз, представлены на рисунках 6, 10, 11.

Линзы дельтового комплекса F, N, M обладают относительно повышенными коллекторскими свойствами. Значения капиллярных давлений смещения в пределах указанных линз изменяются в широких пределах. Наибольшими нефтенасыщенными толщинами и площадью нефтеносности характеризуется линза M, расположенная в южной части залежи. Согласно карте капиллярных давлений смещения (рис. 12) в центральной части линзы M выделяется зона пониженных значений. Для эффективной разработки этой части залежи пласта необходимо располагать нагнетательные скважины в пределах указанной зоны. При расположении нагнетательных скважин в пределах данной зоны нагнетаемая в пласт вода, стремясь из крупнопоровых в мелкопоровые разности пород и смачивая поверхность твердой фазы (коллектора), будет эффективно перемещать нефть к забоям добывающих скважин.

В случае совместной разработки линз дельтового комплекса и вышележащего пласта морского генезиса необходимо учитывать характеристики каждой линзы, слагающей эксплуатационный объект. Для проектирования очагового заводнения были построены карты совмещенных контуров зон пониженных значений капиллярных давлений смещения для южной и северной части залежи (рис. 15, 16). На основе данных карт определены наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин. Организация избирательного заводнения по предложенной схеме существенно повысит эффективность разработки рассматриваемой залежи.



Рис. 15. Карта зон пониженных значений капиллярных давлений смещения по дельтовому комплексу (северная часть залежи)

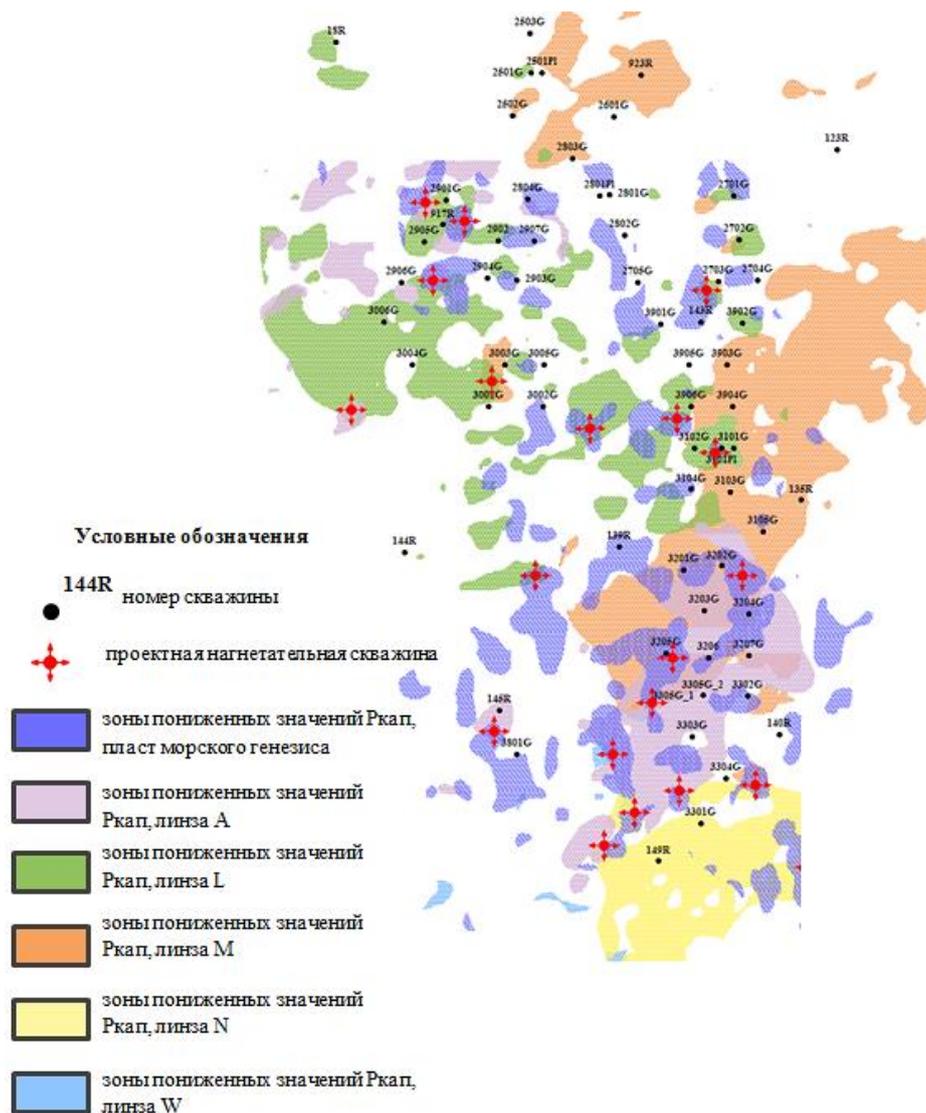


Рис. 16. Карта зон пониженных значений капиллярных давлений смещения по пласту морского генезиса и дельтовому комплексу (южная часть залежи)

Выводы

- Учет капиллярных характеристик пласта при планировании размещения фонда нагнетательных скважин может существенно повысить конечную нефтеотдачу пласта.
- Установлено, что в гидрофильном коллекторе нагнетаемая в пласт вода будет стремиться вытеснить нефть из мелкопоровых разностей коллектора, обходя участки относительно крупнопоровых коллекторов и оставляя за фронтом вытеснения нефтенасыщенные участки пласта.

- При избирательном размещении нагнетательных скважин на участках пониженных капиллярных давлений эффективность вытеснения нефти из недр в условиях гидрофильного коллектора существенно повысится.
- Участки минимальных значений капиллярных давлений могут быть выявлены путем построения капиллярных моделей залежей.
- В качестве картируемого параметра при построении капиллярных моделей предложено использование данных о капиллярном давлении смещения (давление начала фильтрации).
- Для определения положения оптимальных участков заводнения построены капиллярные модели залежи нефти пласта В месторождения Z.
- На основе полученных распределений капиллярных давлений смещения выбраны наиболее оптимальные точки для размещения нагнетательных скважин, что должно повысить на рассматриваемом месторождении конечную нефтеотдачу.

Список источников

1. Халимов, Э. М. Динамика запасов нефти и проектной нефтеотдачи в России / Э. М. Халимов, Ф. К. Салманов, К. Э. Халимов. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2003. – № 4. – С. 2–8.
2. The Effect Of Wettability On Oil Recovery: A Review / A. Y. Dandekar, S. L. Patil, S. Khataniar [et al.] – Text : electronic // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 20–22 October, the Perth, Australia. – 2008. – С. SPE-114496-MS. – URL: <https://doi.org/10.2118/114496-MS>.
3. Результаты и перспективы развития исследований в области методов повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации нефтедобычи / М. Т. Аббасов, Ю. П. Борисов, А. А. Боксерман [и др.]. – Текст : непосредственный // Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных месторождений. – Москва : Наука, 1989. – С. 15–53.
4. Савинкова, Л. Д. Оценка подсчетных параметров и удельных запасов разведанных месторождений нефти Оренбургской области / Л. Д. Савинкова. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2010. – № 4. – С. 73–83.
5. Щербакова, К. О. Анализ проблемы высокой обводненности добываемой продукции горизонтальных скважин / К. О. Щербакова. – DOI 10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. – 2023. – Т. 64, № 6. – С. 29–38.
6. Ханин, А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А. А. Ханин. – Москва : Недра, 1969. – 368 с. – Текст : непосредственный.
7. Anderson, W. G. Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure / W. G. Anderson. – DOI 10.2118/15271-PA. – Text : direct // Journal of petroleum technology. – 1987. – Vol. 39, Issue 10. – P. 1283–1300.

8. Donaldson, E. C. Wettability determination and its effect on recovery efficiency / E. C. Donaldson, R. D. Thomas, P. B. Lorenz. – DOI 10.2118/2338-PA. – Text : direct // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – Vol. 9, Issue 01. – P. 13–20.
9. Morrow, N. R. Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery / N. R. Morrow, H. T. Lim, J. S. Ward. – Text : electronic // SPE Formation Evaluation. – 1986. – Vol. 1, Issue 01. – P. 89–103. – URL: <https://doi.org/10.2118/13215-PA>
10. Morrow, N. R. Wettability and its effect on oil recovery / N. R. Morrow. – Text : electronic // Journal of petroleum technology. – 1990. – Vol. 42, Issue 12. – P. 1476–1484. – URL: <https://doi.org/10.2118/21621-PA>
11. Denekas, M. O. Effects of crude oil components on rock wettability / M. O. Denekas, C. C. Mattax, G. T. Davis. – Text : electronic // Transactions of the AIME. – 1959. – Vol. 216, Issue 01. – P. 330–333. – URL: <https://doi.org/10.2118/1276-G>
12. Brown, H. W. Capillary pressure investigations / H. W. Brown. – Text : electronic // Journal of Petroleum Technology. – 1951. – Vol. 3. – Issue 03. – P. 67–74. – URL: <https://doi.org/10.2118/951067-G>
13. Mirzaei-Paiaman, A. A new methodology for grouping and averaging capillary pressure curves for reservoir models / A. Mirzaei-Paiaman, B. Ghanbarian. . – Text : electronic // Energy Geoscience. – 2021. – Vol. 2. – Issue 1. – P. 52–62. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.09.001>
14. Sigal, R. F. Mercury capillary pressure measurements on Barnett core / R. F. Sigal. – Text : electronic // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2013. – Vol. 16. – Issue 04. – P. 432–442. – URL: <https://doi.org/10.2118/167607-PA>
15. Большаков, Ю. Я. Теория капиллярности нефтегазонакопления / Ю. Я. Большаков. – Новосибирск : Наука, – 1995. – 184 с. – Текст : непосредственный.

References

1. Khalimov, E. M., Salmanov F. K., & Khalimov, K. E. (2003) Dynamics of oil reserves and project oil recovery in Russia. Russian oil and gas geology, (4), pp. 2-8. (In Russian).
2. Agbalaka, C., Dandekar, A. Y., Patil, S. L., Khataniar, S., & Hemsath, J. R. (2008). The effect of wettability on oil recovery: A review. In SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (pp. SPE-114496). SPE. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/114496-MS>.
3. Abbasov, M. T., Borisov, Yu. P., Bokserman, A. A., Zheltov, Yu. P. & Tairov, N. D. (1989). Rezul'taty i perspektivy razvitiya issledovaniy v oblasti metodov povysheniya nefteotdachi plastov i intensivifikacii neftedobychi. Razvitie i sovershenstvovanie sistem razrabotki neftyanyh mestorozhdenij, Moscow, Nedra Publ., pp. 15-53. (In Russian).
4. Savinkova, L. D. (2010). Evaluation of calculation parameters and specific reserves of explored oil fields of the Orenburg region. Russian oil and gas geology, (4), pp. 73-83. (In Russian).
5. Shcherbakova, K. O. (2023). The problem of high water cut in the products of horizontal wells. Proceedings of higher educational establishments. Geology and exploration, 64, (6), pp. 29-38. (In Russian). DOI: 10.32454/0016-7762-2022-64-6-29-38

6. Hanin, A. A. (1969). Porody-kollektory nefti i gaza i ih izuchenie. Moscow, Nedra Publ., 368 p. (In Russian).
7. Anderson, W. G. (1987). Wettability literature survey-part 4: Effects of wettability on capillary pressure. Journal of petroleum technology, 39(10), pp. 1283-1300. (In English). DOI: 10.2118/15271-PA
8. Donaldson, E. C., Thomas, R. D., & Lorenz, P. B. (1969). Wettability determination and its effect on recovery efficiency. Society of Petroleum Engineers Journal, 9(01), pp. 13-20. (In English). DOI: 10.2118/2338-PA
9. Morrow, N. R., Lim, H. T., & Ward, J. S. (1986). Effect of crude-oil-induced wettability changes on oil recovery. SPE Formation Evaluation, 1(01), pp. 89-103. Available at: <https://doi.org/10.2118/13215-PA>
10. Morrow, N. R. (1990). Wettability and its effect on oil recovery. Journal of petroleum technology, 42(12), pp. 1476-1484. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/21621-PA>
11. Denekas, M. O., Mattax, C. C., & Davis, G. T. (1959). Effects of crude oil components on rock wettability. Transactions of the AIME, 216(01), pp. 330-333. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/1276-G>
12. Brown, H. W. (1951). Capillary pressure investigations. Journal of Petroleum Technology, 3(03), pp. 67-74. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/951067-G>
13. Mirzaei-Paiaman, A., & Ghanbarian, B. (2021). A new methodology for grouping and averaging capillary pressure curves for reservoir models. Energy Geoscience, 2(1), pp. 52-62. (In English). Available at: [doi:10.1016/j.engeos.2020.09.001](https://doi.org/10.1016/j.engeos.2020.09.001)
14. Sigal, R. F. (2013). Mercury capillary pressure measurements on Barnett core. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 16(04), pp. 432-442. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/167607-PA>
15. Bol'shakov, Yu.Ya. (1995). Teoriya kapillyarnosti neftegazonakopleniya. – Novosibirsk, Nauka Publ., 184 p. (In Russian).

Информация об авторах/Information about the authors

Неёлова Евгения Юльевна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, nejolovaej@tyuiu.ru

Кобылинский Данил Александрович, старший преподаватель кафедры геологии месторождений нефти и газа, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Evgeniya Yu. Neelova, Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor at the Department Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, nejolovaej@tyuiu.ru

Danil A. Kobylinsky, Senior Lecturer at the Department Geology of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 10.02.2025; одобрена после рецензирования 18.03.2025; принята к публикации 28.03.2025.

The article was submitted 10.02.2025; approved after reviewing 18.03.2025; accepted for publication 28.03.2025.