



ФОРМИРОВАНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗБУРИВАНИЯ ЧАСТИЧНО РАСФОРМИРОВАННЫХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК

© Коллектив авторов,
2024



О.О. Лямкина¹, И.О. Мальцева¹, В.В. Овчаров², Д.А. Самоловов^{1,*}, М.В. Фёдоров²

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

²«Газпромнефть-Заполярье» (ООО «Газпромнефть-Заполярье»), РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Известно, что опережающая разработка газовой шапки приводит к расформированию нефтяной оторочки. Данный процесс недостаточно изучен в мировой практике. Существующие работы по оценке степени расформирования нефтяной оторочки при заданных свойствах объекта разработки и коэффициенты извлечения газа применимы в основном к нефтяным оторочкам подстилающего типа и дают завышенную оценку степени расформирования для нефтяных оторочек краевого типа.

Цель. Формирование набора методических рекомендаций для проведения анализа и проектирования разработки нефтяных оторочек краевого типа при опережающей разработке газовой шапки на примере крупного нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири.

Материалы и методы. В статье представлен подход для локализации подвижных запасов нефти нефтяных оторочек краевого типа на основе гидродинамического моделирования, учитывающего одновременно результаты всех имеющихся исследований в пилотных и эксплуатационных скважинах и принятую геологическую концепцию.

Результаты. На основе фактических данных нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири разработан подход для оценки степени расформирования остаточных извлекаемых запасов нефтяных оторочек краевого типа, а также сформирован набор методических рекомендаций для планирования программы исследований, анализа и учета их результатов при проектировании разработки.

Заключение. Представленные в статье методические подходы и рекомендации для анализа и проектирования разработки месторождений с нефтяными оторочками краевого типа позволяют снизить риски в оценке потенциала целевых пластов и сформировать оптимальную стратегию разработки месторождения. Разработанные подходы и рекомендации могут быть применены для месторождений с аналогичной конфигурацией насыщения флюидами.

Ключевые слова: расформирование нефтяных оторочек, остаточные запасы нефтяных оторочек, разработка нефтяных оторочек

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Лямкина О.О., Мальцева И.О., Овчаров В.В., Самоловов Д.А., Фёдоров М.В. Формирование стратегии разбуривания частично расформированных нефтяных оторочек. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2024;9(4):49–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-49-60>

Статья поступила в редакцию 22.07.2024

Принята к публикации 22.08.2024

Опубликована 27.12.2024

DESIGN OF DEVELOPMENT STRATEGY FOR A PARTIALLY BROKEN-UP OIL-RIM RESERVOIRS

Olga O. Lyamkina¹, Irina O. Maltseva¹, Vladimir V. Ovcharov², Dmitry A. Samolovov^{1,*}, Maxim V. Fedorov²

¹Gazprom oil company group, RF, Tyumen

²«Gazpromneft-Zapolyarye» (LLC «Gazpromneft-Zapolyarye»), RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. It is well known that early development of a gas cap results in migration and loss of oil from the oil rim. The process is poorly studied worldwide. Existing methods for estimation the degree of oil smearing for given reservoir properties and gas recovery efficiency are mainly applicable for underlying oil rims and overestimate the degree of oil smearing for marginal oil rims.

Aim. The aim of the work is to develop a set of guidelines for carrying out analysis and development planning for the marginal oil rims during early development of a gas cap. A large gas condensate field located in Western Siberia is considered as a case study.

Materials and methods. The paper introduces an approach for estimation of spatial distribution of oil reserves for marginal oil rims based on reservoir simulation which accounts both all available well surveys and conceptual geological model.

Results. As a result of the case study a new approach for estimation the degree of oil smearing for reservoirs with marginal oil rims during early development of the gas cap is developed. Besides that, a set of guidelines for surveys design, analysis and accounting their results during development planning of oil rims are produced.

Conclusion. Introduced approaches and guidelines for analysis and development planning for reservoirs with marginal oil rims allow to mitigate risks in estimation of production potential and develop optimal reservoir

management strategy. Considered solutions can be applied to reservoirs with similar configuration of fluids saturation.

Keywords: migration and loss of oil from the oil rim, current reserves of the oil rim, development of the oil rim

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Lyamkina O.O., Maltseva I.O., Ovcharov V.V., Samolovov D.A., Fedorov M.V. Design of development strategy for a partially broken-up oil-rim reservoirs. PRONEFT. Professionally about oil. 2024;9(4):49–60. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-4-49-60>

Manuscript received 22.07.2024

Accepted 22.08.2024

Published 27.12.2024

ВВЕДЕНИЕ

Долгое время разработка нефтяных оторочек в ЯНАО считалась нерентабельной по причине низких дебитов наклонно-направленных и горизонтальных скважин, разобщенности зон локализации остаточных запасов. Благодаря накопленному опыту бурения высокотехнологичных скважин и работы с валанжинскими отложениями в компании «Газпромнефть-Заполярье» найден рентабельный способ разработки нефтяных оторочек в ЯНАО.

Рассматриваемое месторождение в ЯНАО является ценным по объемам запасов углеводородного сырья. С 1987 года разрабатываются нефтяные оторочки. Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,022, при этом суммарная суточная добыча нефти наклонно-направленных скважин не превышает 250 т/сут, что связано со значительным снижением пластового давления в результате выработки запасов газа газовых шапок (отбор от начальных извлекаемых запасов превышает 80 %). Нефтяные наклонно-направленные скважины переводятся на вышележащие газоконденсатные залежи. Промышленная нефтегазоносность рассматриваемого месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне от верхнего мела до средней юры. По характеру насыщения выявлены залежи: газовые в пласте ПК, газоконденсатные, залежи с нефтяной оторочкой. Месторождение разрабатывается по эксплуатационным объектам, скважины перфорированы на несколько пластов одновременно. Согласно распределению фонда по объектам эксплуатации, основная часть действующих скважин осуществляет выработку газоконденсатных залежей II и III эксплуатационных объектов, в которых сосредоточено более 70 % всех начальных запасов конденсатосодержащего газа. Также следует отметить, что 11 % действующего фонда вследствие невысокой продуктивной характеристики

перфорировано на несколько эксплуатационных объектов. С одной стороны, данное обстоятельство способствует повышению охвата разработкой запасов по площади и разрезу нижнемелового комплекса, с другой — косвенно отражается на степени реализации контроля за выработкой и возможности регулирования разработкой объектов эксплуатации.

Основные запасы нефти относятся к III объекту. На текущий момент действующий фонд нефтяных скважин составляет менее 50 % от общего нефтяного. Часть скважин находится в бездействии, часть переводится на вышележащие газоконденсатные залежи. Общеизвестно, что опережающая разработка газовой шапки неблагоприятно сказывается на величине подвижных запасов нефти в нефтяной оторочке. В связи с этим первые эксперименты по полномасштабной разработке месторождений с нефтяными оторочками выполнялись на нефтегазоконденсатных месторождениях, не осложнённых опережающими отборами свободного газа. Неизбежный тренд на истощение любух запасов углеводородов (УВ) приводит к необходимости обращаться к разработке даже таких сложных объектов, как частично расформированные нефтяные оторочки. Одним из таких проектов является разработка нефтяных оторочек рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) в ЯНАО, реализующаяся в Группе компаний «Газпром нефть».

В дополнение к самому факту опережающей разработки газовой шапки, выработанной, в зависимости от пласта, на 65...85 %, реализация проекта обусловлена рядом особенностей объектов разработки.

В пластах выделяются фациальные зоны внутридельтовых заливов, характеризующиеся невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Точность прогнозирования области распространения данных зон не превышает половины расстояния между скважинами, что совпадает с длиной

горизонтальных стволов добывающих нефтяных скважин, бурение которых предусмотрено проектом для разработки нефтяных оторочек. С точки зрения разработки наличие внутридельтовых заливов существенно влияет на продуктивность скважин и на локализацию текущих подвижных запасов нефти, о чём подробно изложено в последующих разделах.

Так как объекты разработки представлены нефтяными оторочками краевого типа, удалёнными от зоны отбора газа на 5 и более километров, текущее пластовое давление в нефтяной оторочке может существенно отличаться от пластового давления в зоне дренирования газовых скважин. Информация о текущем пластовом давлении в нефтяной оторочке позволяет оценить объёмы законтурной воды, внедрившейся в нефтяную оторочку, а также текущее расположение подвижных запасов нефти. На данный момент эту информацию получают только после бурения пилотных стволов или исследования последующих эксплуатационных скважин. В то же время исторический фонд скважин исследуемых объектов не охвачен замерами текущего пластового давления в нефтяной оторочке. Кроме этого, исследование положения флюидальных контактов в пилотных стволах частично несёт справочный характер, т.к. в условиях длительного расформирования нефтяной оторочки краевого типа поверхности зеркала свободной воды перестают быть строго горизонтальными [1]. В подобных условиях решение об отсыпке кустовых площадок и бурения пилотных стволов становится достаточно рискованным т.к. неопределённость текущих подвижных запасов не позволяет оценить экономическую целесообразность. Фактически для НГКМ на поздней стадии разработки газовой шапки необходимо повторение поискового этапа — для поиска зон текущих запасов нефти.

Так как текущие плотности подвижных запасов относительно небольшие — порядка 1 тыс. т/Га, для рентабельной разработки необходимо бурение скважин сложных заканчиваний — многоствольных горизонтальных с длинами горизонтальных стволов (ГС) до 2600 м. При бурении таких скважин на объектах с пластовым давлением, сниженным относительно начального на величину от 1 до 75 %, возникает множество вызовов — от обеспечения стабильности стволов до сокращения поглощений бурового раствора. Данная особенность дополнительно влияет на корректный анализ результатов работы скважин.

Кроме того, размер лицензионного участка (ЛУ) и наличие в разрезе большого

количества совместно разрабатываемых пластов приводит к необходимости их совместного моделирования в гидродинамической модели (ГДМ) с общим объёмом ячеек ~100 млн, что не позволяет быстро и вариативно принимать решения по разработке. Часть из вышеописанных моментов можно частично преодолеть проведением дополнительных исследований перед бурением эксплуатационных скважин, часть — пересмотром расчётных моделей. В данной работе описываются подходы, используемые для корректировки возникающих вопросов при работе над проектом по разработке нефтяных оторочек рассматриваемого НГКМ.

ПРЕДЛОЖЕНА РАЦИОНАЛЬНАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗБУРИВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК В УСЛОВИЯХ ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ ШАПОК В ЗАЛЕЖАХ НГКМ.

ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

На данный момент процесс расформирования нефтяных оторочек при разработке газовой шапки изучен недостаточно как практически, так и теоретически. В мировой практике известны случаи разработки частично расформированных нефтяных оторочек, например, при разработке месторождения Congro [2] отбор 40 % запасов газа привёл к потере 10 % подвижных запасов нефти. Существуют теоретические работы, например [3], результаты которых позволяют оценивать степень расформирования подвижных запасов нефтяной оторочки при разработке газовой шапки. Однако в теории обычно рассматриваются нефтяные оторочки подстилающего типа, для которых можно считать, что снижение давления в газовой шапке при добыче газа достаточно быстро распространяется на нефтяную оторочку. В условиях рассматриваемого в данной работе объекта разработки со значением коэффициента извлечения газа КИГ ~ 0,65...0,85 применение вышеуказанной теории предсказывает околонулевые текущие подвижные запасы нефти в интервале начальных отметок газонефтяного контакта / водонефтяного контакта (ГНК/ВНК) и достаточно небольшие — выше начального ГНК. Подобные оценки противоречат фактическим результатам, полученным на нефтяных оторочках рассматриваемого НГКМ, что связано с геометрией залежи: горизонтальная удалённость нефтяной оторочки от зоны отбора газа на расстояние более 5 км задерживает распространение зоны пониженного давления и вовлечение в процессы

распространения давления законтурной воды — основного источника расформирования нефтяной оторочки. Дополнительным эффектом, который снимает неблагоприятное влияние опережающей разработки газовой шапки, является экранирование процесса распространения давления системой разломов: анализ работы некоторых нефтяных скважин, гидродинамически связанных с газовой шапкой, но экранированных разломом, показывает близкое к начальному положение ГНК и ВНК.

ПОДХОДЫ К РАЗРЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМ

Гидродинамическое моделирование

Гидродинамическое моделирование используется не только для расчёта прогнозных показателей и определения расположения перспективных кустовых площадок, но и для локализации текущих подвижных запасов нефти, т.к. их расположение по площади и по разрезу является расчётной величиной и определяется начальным расположением нефтеносных интервалов и их смещением в процессе снижения пластового давления и расширения законтурной воды в течение 40 лет разработки газовой части. Расчёт единой модели всех разрабатываемых валанжинских пластов, присутствующих в разрезе рассматриваемого ЛУ, обусловлен совместной разработкой газовых шапок наклонно-направленными скважинами — через их стволы связаны все пласты, содержащие нефтяные оторочки. Использование единой модели ещё более усложняется необходимостью адаптации динамики работы нефтяных скважин на фактические данные: суммарное количество вариаций параметров до успешного выполнения процедуры адаптации может достигать нескольких десятков. Достаточно большое количество вариаций управляющих параметров диктуется присутствием одновременно нескольких механизмов вытеснения при разработке рассматриваемых нефтяных оторочек: газонапорный режим, водонапорный режим, режим растворённого газа. Кроме того, ввиду близости и некоторой неопределённости текущих флюидальных контактов ни одним из перечисленных режимов работы залежи пренебречь не удастся, что приводит к многомерности задачи по адаптации ГДМ. Так, ретроспективная динамика работы скважины зависит от большого числа параметров. Кроме того большая часть из них влияет в том числе на величину текущего пластового давления, также являющуюся настроечной величиной.

Для принципиальной возможности осуществления адаптации гидродинамической модели на показатели работы многоствольных нефтяных скважин процесс гидродинамического моделирования разделяется на два этапа.

1. Проводится расчёт единой модели всех пластов разреза валанжинских отложений (далее — полномасштабная модель).
2. От единой модели отделяется интересующий пласт (далее — однопластовая модель), в качестве граничных условий на газовых скважинах задаётся часть рассчитанных на предыдущем шаге отборов, соответствующих интересующему пласту.

Анализ показал, что после корректировок однопластовой модели и интеграции изменений в полномасштабную модель распределение отборов газа между пластами в полномасштабной модели существенно не изменяется, что отчасти связано с балансом пластового давления и отборов при разработке многопластовых газовых объектов, что позволяет применять подобный подход для гидродинамического моделирования.

Локализация подвижных запасов нефти

Контуры нефтеносности в начальный момент времени определяются стандартным для подсчёта запасов методом — комплексированием результатов геофизических исследований скважин (ГИС) и испытаний скважин. В течение 40 лет разработки газовой шапки в условиях выработки на 65..85 % пластовое давление в пластах снижается, вызывая приток воды из законтурной области в нефтяную оторочку и вытеснение нефти выше начальной отметки ГНК. При этом часть запасов нефти — ниже текущего положения ВНК — остаётся неподвижной. При начальной нефтенасыщенности ~0,55 д.ед. и остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой ~0,32 д.ед. порядка 60 % нефти за фронтом вытеснения остаются в неподвижном состоянии. Кроме того, нефть, продвинувшаяся выше начальной отметки ГНК, может иметь меньшую подвижность, если в этом процессе имеется ненулевая остаточная газонасыщенность при вытеснении нефтью. Суммарная величина снижения подвижных запасов нефти пропорциональна объёму внедрившейся в оторочку воды, зависящему, в свою очередь, от величины текущего пластового давления в нефтяной оторочке и геометрических характеристик водоносной области — протяжённости, выклинивания при его наличии.

Таким образом, знание текущего давления в нефтяной оторочке — необходимое условие для локализации и оценки текущих подвижных запасов нефти. В условиях нефтяной

оторочки краевого типа вокруг зоны отбора газа образуется нестационарная воронка депрессии в масштабе пласта, поэтому текущее пластовое давление в нефтяной оторочке может существенно отличаться от пластового давления в зоне отбора газа. В отсутствие замеров текущего давления в нефтяной оторочке прогнозирование этой величины с помощью гидродинамического моделирования может давать как завышенные, так и заниженные оценки.

На величину текущего пластового давления также может влиять наличие в разрезе высокопроницаемых фациальных каналов, по которым распространение давления происходит быстрее; непроницаемых разломов или фациальных зон внутридельтовых заливов, которые замедляют распространение давления.

Важным выводом из приведённого анализа является нелинейная зависимость показателей добычи нефтяных скважин и стратегия проводки горизонтальных стволов: в рассматриваемых условиях нефтяной оторочки краевого типа с выработкой газовой части 65...85 % для пластов с низкой проницаемостью (условно менее 1 мД) относительная величина потерь подвижных запасов нефти при опережающей разработке газовой шапки может быть сравнительно небольшая, однако это компенсируется обширной переходной зоной и низкой продуктивностью скважин по жидкости. Для пластов с высокой проницаемостью, условно более 50 мД, процессы перераспределения давления в пласте на текущий момент уже произошли, и величина подвижных запасов напрямую зависит от величины выработки газовой части, в данном случае это запасы низкого качества, разработка которых характеризуется высокими дебитами сильно обводнённой (85 % и более) продукции.

Таким образом, для снятия неопределённости по текущим подвижным запасам

необходимы актуальные замеры пластового давления в нефтяной оторочке и текущих отметок флюидальных контактов. Однако, так как в разрабатываемом объекте уровни свободных флюидов перестают быть горизонтальными (рис. 1), одного замера ГНК или ВНК может быть недостаточно для полного понимания. Кроме того, достаточно близкие к начальному значения пластового давления — 200...240 бар — при начальном 280 бар могут означать как низкую степень расформирования нефтяной оторочки в данной точке, так и высокую вовлечённость законтурной воды в процесс распространения давления и, следовательно, высокий уровень энергетики водонапорного режима и высокую степень расформирования нефтяной оторочки.

Для более корректного и однозначного определения состояния подвижных запасов в таких условиях одного замера пластового давления и положения ГНК/ВНК может быть недостаточно, и для определённости текущего состояния запасов нефти требуется знание градиента давления в направлении от нефтяной оторочки к газовым скважинам, так как эта величина характеризует скорость движения нефтяной оторочки в данной точке. Поэтому минимальное количество замеров давления для локализации текущих подвижных запасов в пределах одного пласта — два, причём в разнесённых вдоль направления смещения оторочки точках. Перед началом бурения ГС необходимо бурение пилотных стволов в зоне размещения кустовой площадки для понимания текущего состояния нефтяной оторочки. Для проведения интерпретации в пилотном (а во время бурения ГС в транспортном) стволе кроме гамма-каротажа и методов резистивиметрии необходима запись нейтронно-плотностного каротажа (НКТ, ГГКП) для точного определения фильтрационно-емкостных свойств и флюидонасыщения в радиусе

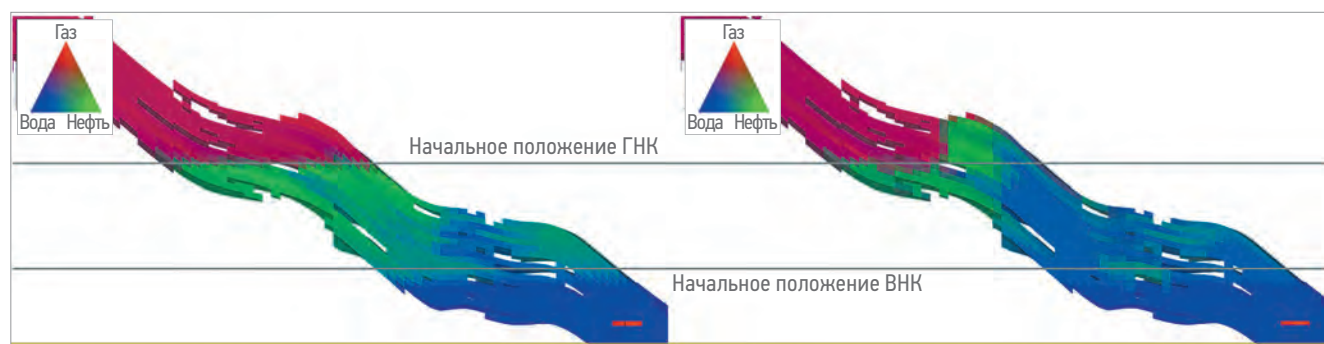


Рис. 1. Динамика флюидальных контактов нефтяной оторочки краевого типа при опережающей разработке газовой шапки в условиях высокой активности законтурной воды. Составлено авторами

Fig. 1. Fluid contacts dynamics for edge-type oil rim within gas cap production and strong aquifer. Arranged by the authors

исследования методов ГИС. Возможно проведение каротажа комплексом «АМК-Горизонт», дополнительно включающего широкополосный акустический каротаж с регистрацией кинематических и динамических параметров продольной, поперечной волн и волны Лэмба. При достаточном качестве исходных кривых дополнительные кинематические и динамические характеристики горных пород в ряде случаев также позволяют дифференцировать газо- и нефтенасыщенные интервалы, что критично в условиях неоднородного подъема флюидальных контактов. В ряде случаев разделить газо- и нефтенасыщенные интервалы без проведения опробования затруднительно, так как скважинные условия измерения, структурно-текстурные характеристики пород, неоднородность расформирования оторочки, близость физических свойств легкой нефти и газоконденсата приводят к нивелированию дифференциации в поле физических свойств газо- и нефтенасыщенных коллекторов. Поэтому необходимо проведение в скважине исследований ГДК/ОПК [4], обеспечивающих более точную информацию по текущему пластовому давлению и характеру насыщения.

Управляющие параметры расформирования нефтяных оторочек. Представленные в литературе подходы к оценке степени расформирования подвижных запасов нефти нефтяных оторочек при разработке газовых шапок рассматривают или частные случаи [5], или нефтяные оторочки подстилающего типа [3], в которых процесс распространения давления происходит относительно быстро и степень расформирования при фиксированной величине КИГ зависит только от двух величин — безразмерного потенциала газовой шапки:

$$V_{gD} = \frac{(V_r + V_{r \text{ растворенный}}) p_{атм}}{p_{нач}^2 V_B \beta_B \left(1 - \frac{\alpha V_n}{V_B \beta_B}\right)}, \quad (1)$$

и безразмерной активности законтурной области:

$$V_{wD} = \frac{V_B \beta_B p_{нач}}{V_n}, \quad (2)$$

где V_r — начальные запасы газа в газовой шапке, m^3 , $V_{r \text{ растворенный}}$ — начальные запасы растворенного газа в нефтяной оторочке, m^3 , $p_{атм}$ — величина атмосферного давления, бар, $p_{нач}$ — начальное пластовое давление, бар, V_B — объем воды в законтурной области, m^3 , β_B — сжимаемость воды, $бар^{-1}$, V_n — начальные запасы нефти, m^3 , α — коэффициент, связанный с растворимостью газа в нефти. В соответствии с выводами, сделанными

в работе [3], существенным фактором высокой степени расформирования является мощная законтурная область. Высокая энергетика газовой шапки, наоборот, ослабляет степень расформирования, кроме того, решающее значение имеет не т.н. m -фактор — отношение поровых объемов газовой шапки к нефтяной оторочке, а соотношение суммы объемов свободного и растворенного газа к объему воды в законтурной области. Полученные в работе [3] результаты также позволяют утверждать о более быстром расформировании нефтяных оторочек с меньшим этажом нефтеносности т.е. перепадом абсолютных отметок ВНК-ГНК. Для нефтяных оторочек краевого типа эта зависимость превращается в зависимость от ширины оторочки, подтверждаемая как теоретическими оценками, так и практикой: узкие оторочки расформируются быстрее широких. Как уже было сказано выше, в условиях нефтяных оторочек краевого типа подобная зависимость требует некоторой корректировки вследствие конечного значения пьезопроводности и некоторой задержки в смещении нефтяной оторочки. Оценить применимость описанной в [3] методики можно на основе значения широко применяемого в теории нестационарной фильтрации безразмерного времени:

$$t_D = \frac{4\eta t}{r^2}, \quad (3)$$

где η — пьезопроводность газовой шапки, m^2/c , t — время с начала разработки газовой шапки, c , r — среднее расстояние от зоны отбора газа до нефтяной оторочки. При значениях $t_D \gg 1$ методику можно применять без корректировок, при $t_D \sim 1$ требуется оценка вовлеченных в фильтрацию запасов воды в законтурной области, при $t_D \ll 1$ можно считать процесс расформирования ещё не начавшимся.

Вариативный подход к локализации запасов и формирование стратегии разбуривания

Учитывая значительные неопределенности, стратегия разработки нефтяных оторочек предполагает поэтапное снятие рисков: исследования в пилотных стволах перед бурением скважин, движение от зон с максимальной концентрацией запасов к менее перспективным зонам, диверсификация рисков за счет бурения кустов в зонах с согласным залеганием нескольких пластов с нефтяными оторочками, применение мобильных комплексов освоения скважин, которые позволяют эксплуатировать удаленные друг от друга кусты.

ПРИМЕРЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ БУРЕНИЯ

Рассмотрим ряд примеров, представляющих описанные выше проблемы, и подходы к их разрешению, на практике.

Неоднозначность точечного замера пластового давления

Как уже было сказано выше, в рассматриваемых условиях валанжинских отложений с выработкой газовой шапки порядка 65...85 % достаточно близкое к начальному значение пластового давления при изучении объекта разработки пилотным бурением может означать две совершенно противоположные локализации текущих подвижных запасов в районе бурения, описать которые можно с использованием величины безразмерного времени (3).

1. Малое значение безразмерного времени — нестационарный процесс снижения пластового давления ещё не захватил интересующую область пласта, текущие подвижные запасы нефти близки к начальным. Аналогичным образом влияет на энергетику нефтяной оторочки и локализацию текущих подвижных запасов нефти наличие внутри объекта разработки разного рода препятствий для распространения давления — разломы ограниченного размера со сниженной проводимостью, включения фациальных зон внутридельтовых заливов и т.п.
2. Значение безразмерного времени $t_D \gg 1$ — нестационарный процесс снижения пластового давления захватил как интересующую область пласта, так и законтурную область, что привело к вовлечению в процесс фильтрации законтурной воды и последующее расформирование оторочки, текущие подвижные запасы нефти близки к оцениваемым по стационарным аналитическим методикам [3], для рассматриваемого примера подобное означает кратное снижение подвижных запасов и обводнённость скважин ~80...90 %.

Приведём в качестве иллюстрации описанного характера локализации подвижных запасов нефти бурение и запуск трёх скважин сходной конструкции, соответствующих указанным случаям. Запускные параметры приведены в табл. 1.

В скважине 1 получено относительно низкое текущее пластовое давление — 115 бар при начальном значении 279 бар, что свидетельствует о начале включения в процесс расформирования нефтяной оторочки расширяющейся законтурной области, что подтверждается обводнёнными притоками,

полученными в соседней наклонно-направленной скважине, расположенной ближе к ВНК. Запуск скважины 1 произведён с рентабельным дебитом и низким значением обводнённости ~3 %.

В скважине 2 получено достаточно высокое значение текущего пластового давления — 230 бар при начальном значении 289 бар. Несмотря на близость пробуренной горизонтальной скважины к добывающему газовому фонду — расстояние порядка 2 км, — такое несущественное снижение пластового давления обусловлено наличием ограничено протяжённой непроницаемой границей (рис. 2), задерживающей распространение сниженного пластового давления и замещение нефтяной оторочки законтурной водой, что обуславливает запуск скважины с рентабельным дебитом и низким значением обводнённости ~3 %.

В скважине 3 также получено достаточно высокое значение текущего пластового давления — 237,5 бара при начальном значении 281 бар, однако в данном случае это следствие не сдерживания влияния газовой шапки на расформирование нефтяной оторочки, а существенного вклада в энергетику законтурной воды. Расширяясь, законтурная вода обеспечивает не только хорошее поддержание пластового давления, но и вытеснение нефтяной оторочки из интервалов начального насыщения, при этом в капиллярно зацементированном виде в рассматриваемом примере теряется ~50 % начальных подвижных запасов нефти, запуск скважины в эксплуатацию сопровождается высокой обводнённостью.

Как уже было сказано выше, отличить два совершенно разных случая локализации текущих подвижных запасов при относительно высоком значении текущего пластового давления можно с помощью замеров горизонтального градиента давления, когда замеры пластового давления выполняются в двух точках, разнесённых в направлении движения оторочки на достаточном расстоянии. В отсутствие или при невозможности провести подобные замеры применим менее точный и не столь уверенный способ диагностирования «промытых»

Таблица 1. Запускные параметры скважин. Составлено авторами
Table 1. Well startup parameters. Compiled by the authors

№	$p_{пл}^{нач}$, бар	$p_{пл}^{тек}$, бар	КИГ, д.ед.	$q_{нл}$, т/сут	F, %	ГНФ, м ³ /м ³
1	279	115	0,80	270	3	136
2	289	230	0,80	300	3	135
3	281	237,5	0,63	27	70	-

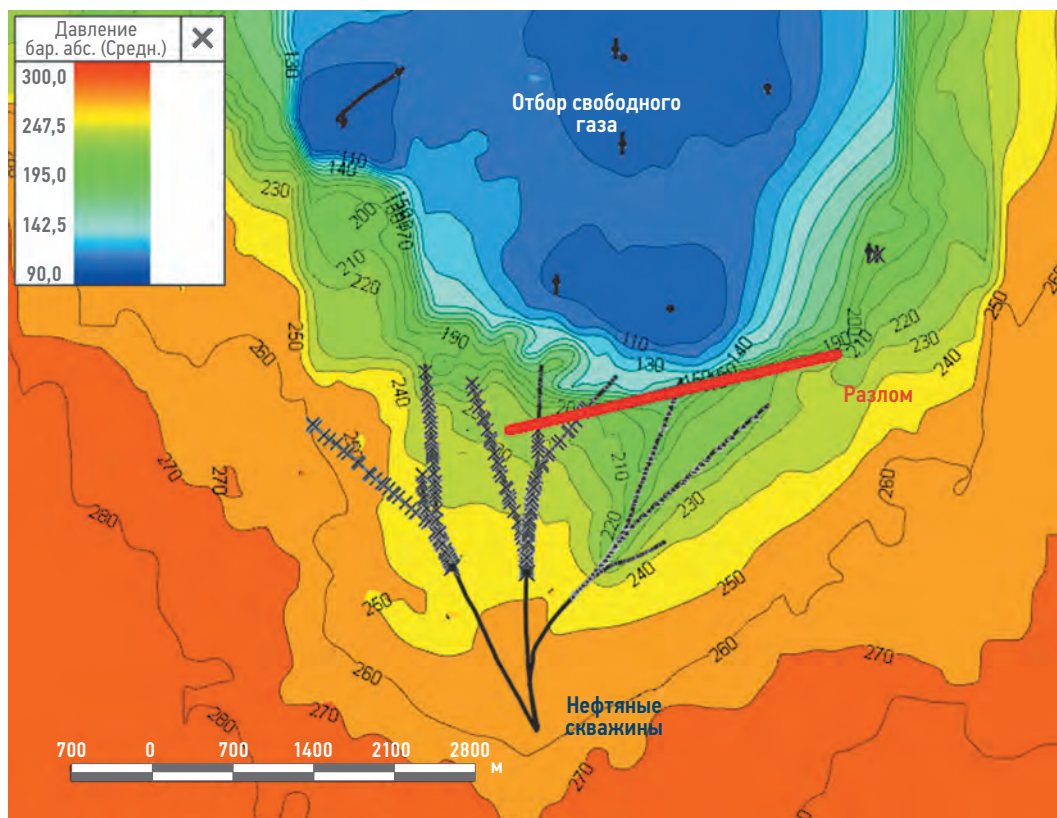


Рис. 2. Распределение давления в условиях латерального экранирования нефтяной оторочки слабопроницаемым разломом, текущий КИГ = 0,80. Составлено авторами
Fig. 2. Reservoir pressure map within impermeable fault and 80 % depletion of gas reserves. Arranged by the authors

зон — с помощью анализа зависимости «пористость–УЭС» по РИГИС (рис. 3). В этом случае убывающий характер зависимости описывает равновесное распределение флюидов, не затронутое процессом

расформирования, а возрастающий характер зависимости описывает описанную выше зависимость интенсивности расформирования нефтяной оторочки краевого типа от пьезопроводности.

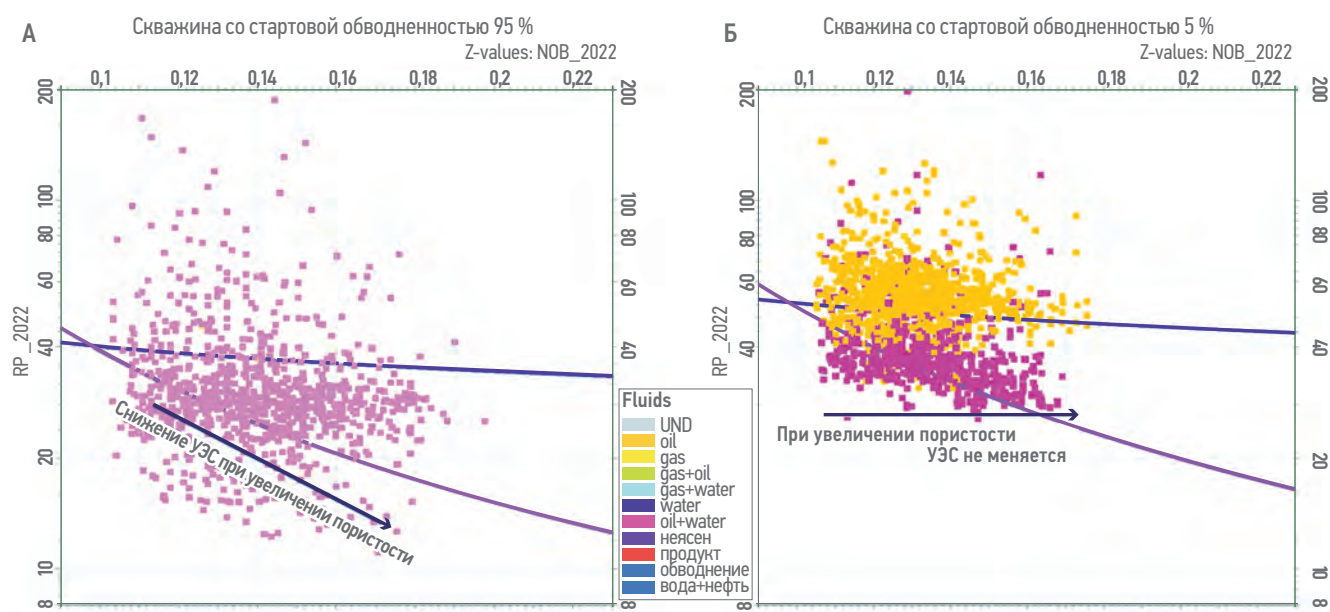


Рис. 3. Зависимость «пористость–УЭС» по РИГИС для расформированной нефтяной оторочки (А) и для распределения насыщенности, близкого к равновесному (Б). Составлено авторами
Fig.3. Porosity vs. resistivity plot for broken-up oil rim (A) and for gravitational equilibrium of phases. Arranged by the authors

Влияние фациальных и литологических особенностей пласта

Осадконакопление отложений пластов с нефтяными оторочками БУ₁₀–БУ₁₃ происходило в условиях подводной части дельты флювиального или смешанного типа (с влиянием приливно-отливных процессов). Предполагается наличие проксимальной части подводной дельтовой системы с многочисленными ветвящимися распределительными каналами. В зоне проксимальной области могут локализоваться внутридельтовые заливы (углисто-глинистые области, болота), которые, в свою очередь, характеризуются ухудшенными ФЕС и могут выступать локальными непроницаемыми литологическими экранами с точки зрения как связности коллекторов по латерали, так и положения флюидальных контактов. Материалы сейсморазведочных работ 3D не позволяют надежно локализовать геологические тела в пластах группы БУ, поэтому граница в зоне разобщения лопастей проведена условно, так как отсутствуют скважины, однозначно подтверждающие данный аспект. В ходе бурения происходит уточнение зоны внутридельтового залива (рис. 4), что влияет на направление миграции нефтяной оторочки.

Также стоит отметить, что фациальные и литологические границы оказывают большое влияние на энергетическое состояние пласта. Например, две скважины, расположенные в 500 м друг от друга, были

остановлены на запись кривой восстановления давления (КВД), разница в пластовых давлениях составляла 53 бара, что вызывало большие сомнения. При детальном анализе в зоне противоречивых замеров пластового давления на сейсмическом разрезе между отмеченными на рис. 5 скважинами удалось выявить разрыв сплошности осей синфазности, что может свидетельствовать о литологическом разобщении дельтовых лопастей на данном участке в пределах пласта (рис. 5), реализация которого в гидродинамической модели (ГДМ) позволило восстановить пластовое давление, полученное при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС).

Подход к понятию пластового давления в многоствольных горизонтальных скважинах

Как уже было сказано, распределение текущего пластового давления критично влияет на величину и локализацию текущих подвижных запасов нефти. Наиболее ценными являются точечные замеры текущего пластового давления. При этом замеры пластового давления в нефтяной оторочке при остановке на КВД многоствольных нефтяных скважин с длинными горизонтальными стволами в условиях разрабатываемой газовой шапки могут нести несколько сниженную информативность с точки зрения локализации текущих подвижных запасов нефти.

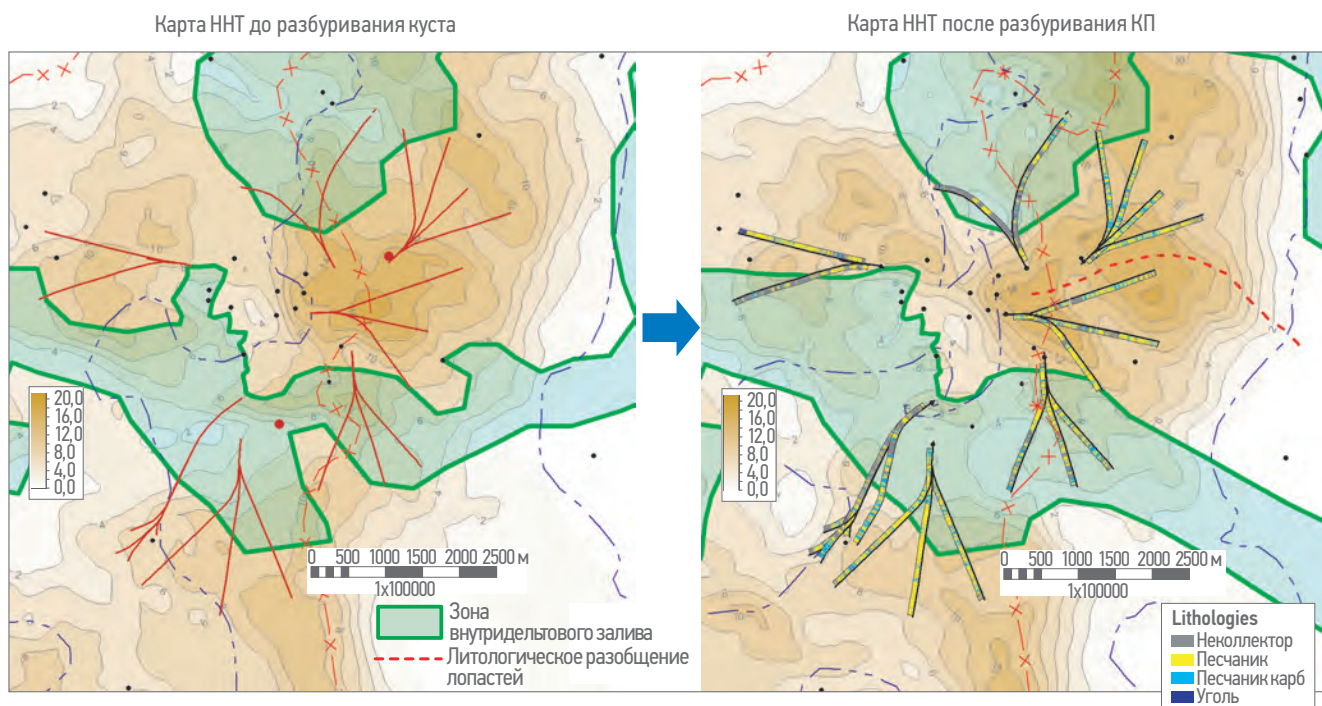


Рис. 4. Уточнение распространения фациальной зоны внутридельтового залива в процессе бурения. Составлено авторами
Fig. 4. Detailing of in-estuary gulf face location during drilling. Arranged by the authors

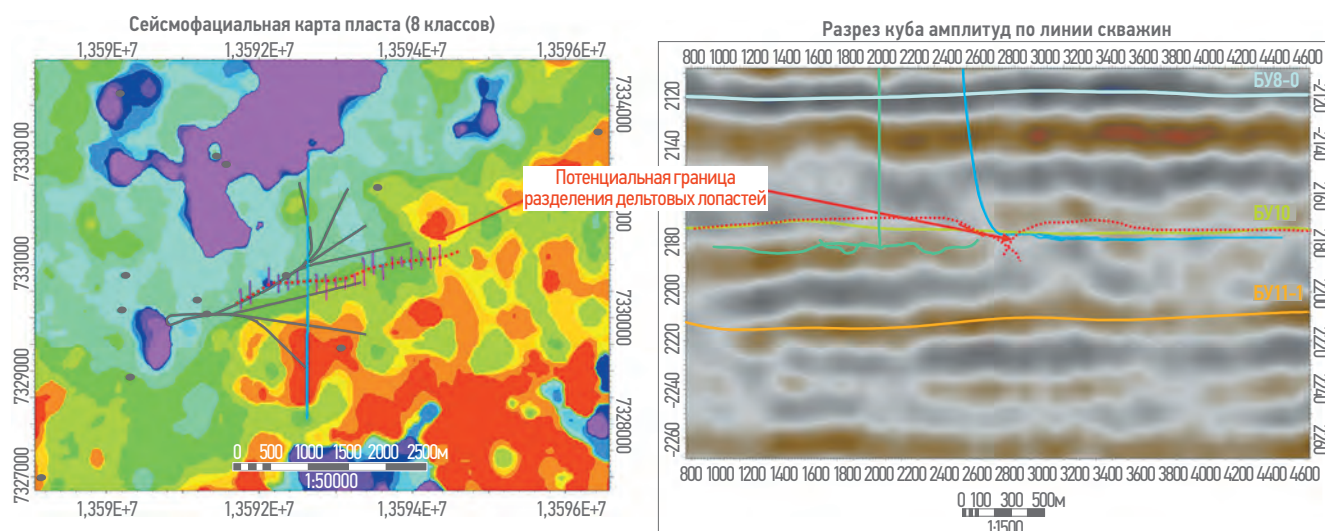


Рис. 5. Картирование зоны литологического разобщения лопастей дельты. Составлено авторами
Fig. 5. Mapping of estuary separation. Arranged by the authors

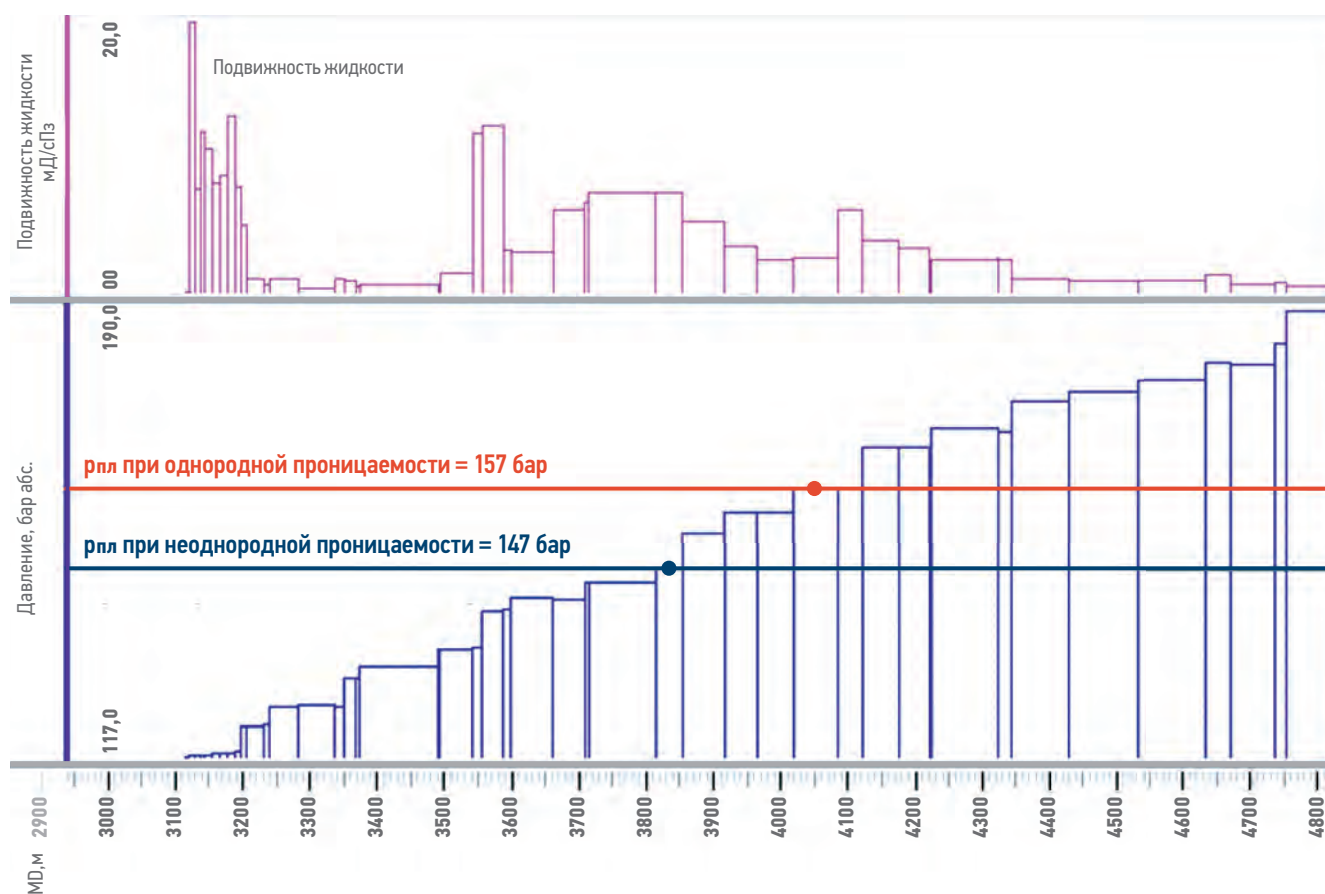


Рис. 6. Пластовое давление в горизонтальных скважинах при разработке нефтяной оторочки краевого типа при опережающей разработке газовой шапки. Составлено авторами
Fig. 6. Duality of oil rim reservoir pressure measurement by build-up test of horizontal well within gas cap production. Arranged by the authors

Подобное снижение информативности происходит по следующим причинам.

1. Неоднородное распределение пластового давления вдоль длинных горизонтальных стволов, особенно ориентированных в направлении движения оторочки, приводит к установлению в закрытой

скважине такого равновесного значения давления, при котором приток из участков горизонтального ствола с давлением выше равновесного компенсируется оттоком в участки горизонтального ствола с давлением ниже равновесного (рис. 6). Очевидно, характер протекания подобного

процесса существенно зависит от профиля притока в работающей скважине и распределения проницаемости вдоль ствола — величин неопределённых.

2. Бурение скважин в условиях аномально низкого пластового давления (АНПД) зачастую приводит к поглощениям бурового раствора, кроме того, при бурении многоствольных скважин первые стволы могут находиться под влиянием бурового раствора значительное время, что может приводить к кольтации призабойной зоны пласта. Математически это эквивалентно причине № 1, если рассматривать закольтанные участки призабойной зоны как участки с околонулевой проницаемостью.

Поэтому пространственное положение точки, соответствующей замеренному на КВД пластовому давлению, не определяется однозначно. Таким образом, в подобных условиях величина измеренного на КВД пластового давления однозначно характеризует условия, при которых приток из скважины на устье прекращается и неоднозначно характеризует энергетическое состояние пласта в районе скважины. Кроме того, величина, до которой восстанавливается забойное давление в ГДМ при моделировании КВД, зависит в том числе и от распределения проницаемости вдоль ствола ГС — величины достаточно неопределённой. В приведённом примере на **рис. 7** влияние неоднородности проницаемости даёт разброс забойного давления в остановленной скважине на 10 бар и разброс пространственной локализации данного значения в 200 м.

ВЫВОДЫ

1. При планировании разработки частично расформированных нефтяных оторочек желательно оценивать геологический потенциал каждой скважины индивидуально. Для этого необходимо учитывать текущее положение запасов нефти в разрезе пластов и энергетическое состояние залежей, что реализуется в процессе исследований по определению текущего насыщения и пластового давления в перспективных зонах.
2. Для повышения уверенности в характере и величине насыщения расформированной

нефтяной оторочки рекомендуется при разработке программы бурения пилотных стволов учесть возможность оперативной корректировки целей пилотного и последующего эксплуатационного бурения для каждого проектного куста. При этом количество пилотных стволов и их расположение по площади кустовой площадки напрямую влияет на успешность снятия неопределённости как по стартовым показателям — дебит нефти, обводненность, газонефтяной фактор, так и по величине накопленной добычи.

3. При реализации проектных решений по бурению горизонтальных скважин требуется оперативная корректировка проводки во время бурения или отказ от бурения, основанная на оперативной оценке прогнозных показателей с учётом актуальных геологических данных, таких как: текущее насыщение (РИГИС), замер пластового давления (MDT, ХРТ), выработка газовой шапки, на основе которых подтверждаются гипотезы о геологическом строении и потенциал целевого и транзитных объектов.
4. Многомерность задачи адаптации гидродинамических моделей и поиска рентабельных вариантов разработки нефтяных оторочек многопластовых месторождений исключает использование в строгих и последовательных расчётах полномасштабных гидродинамических моделей, особенно в процессе сопровождения бурения горизонтальных нефтяных скважин. Для принципиальной возможности методической поддержки этого процесса необходимо разумное снижение размерности расчётных сеток, включающее в себя единичный и периодически обновляющийся базовый полномасштабный расчёт, результаты которого используются как граничные условия для расчётов меньшей размерности и большей численности. В рассматриваемом примере многопластового НГКМ, газовые шапки которого эксплуатируются совместным фондом скважин, реализация данного подхода выражается в разделении полномасштабной модели после расчёта исторического периода на модели отдельных пластов или залежей, с соответствующими корректировками граничных условий по добыче газовых скважин.

Список литературы

1. Фёдоров К.М., Самолозов Д.А., Полковников Ф.И. Анализ эффективности режимов разработки наклонных нефтяных оторочек // SPE-191486-RU. — 2018. <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>
2. Dalton B.A., Lovejoy J.B., Jr., Brinkman F.P., Simpson W.R. The Conroe Field Unit — A Challenge In Reservoir Control. SPE8276-MS. 1979. <https://doi.org/10.2118/8276-MS>

3. Самоловов Д.А. Анализ факторов, влияющих на расформирование нефтяной оторочки при разработке газовой шапки. SPE-196914-RU. 2019. <https://doi.org/10.2118/196914-MS>
4. Нуриева О.Е., Федоров А.И., Зиязетдинов А.З., Бакиев И.Р., Шуматбаев К.Д. Опыт проведения гидродинамического каротажного модульного пластоиспытателя на месторождениях им. Р. Третьякова и им. А. Титова // Нефтяное хозяйство. — 2016. — № 3. — С. 58–60.
5. Кряжев В.А., Кряжев Я.А., Гильманов А.Я., Шевелёв А.П. Методика подбора режима разработки нефтегазоконденсатной залежи с помощью гидродинамического моделирования // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. — 2022. — Т. 333. — № 9. — С. 137–147.

References

1. Fedorov K.M., Samolovov D.A., Polkovnikov F.I. *Recovery Drive Analysis in Respect of Tilted Oil Rims*. SPE-191486-RU. 2018. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/191486-18RPTC-MS>
2. Dalton B.A., Lovejoy J.B., Jr., Brinkman F.P., Simpson W.R. *The Conroe Field Unit — A Challenge In Reservoir Control*. SPE8276-MS. 1979. <https://doi.org/10.2118/8276-MS>
3. Samolovov D.A. *Analysis of Factors Influenced on Oil Rim Breaking up During Gas Cap Development*. SPE-196914-RU. 2019. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/196914-MS>
4. Kuchurina O.E., Fedorov A.V., Ziazetdinov A.Z., Bakiev I.R., Shumatbaev K.D. Formation testers and production logging: a case study from R. Trebs and A. Titov oil fields. *Oil industry*. 2016, no. 3, pp. 58–60. (In Russ.)
5. Kriazhev V.A., Kriazhev Y.A., Gilmanov A.Ya., Shevelev A.P. Methodology for selecting the mode of development of oil and gas condensate deposit using hydrodynamic simulation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2022, vol. 333, no. 9, pp. 137–147. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О.О. Лямкина — разработала концепцию исследования, опробовала разработанную методику на практике, подготовила текст и рисунки.

И.О. Мальцева — разработала концепцию исследования, опробовала разработанную методику на практике, подготовила текст и рисунки.

В.В. Овчаров — разработал концепцию исследования, опробовал разработанную методику на практике, подготовил текст и рисунки.

Д.А. Самоловов — разработал концепцию исследования, опробовал разработанную методику на практике, подготовил текст и рисунки.

М.В. Фёдоров — разработал концепцию исследования, опробовал разработанную методику на практике, подготовил текст и рисунки.

Olga O. Lyamkina — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures.

Irina O. Maltseva — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

Vladimir V. Ovcharov — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

Dmitry A. Samolovov — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

Maxim V. Fedorov — developed the article concept, tested the developed methodology, prepared the text and pictures

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ольга Олеговна Лямкина — руководитель проекта по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»

Ирина Олеговна Мальцева — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Владимир Владимирович Овчаров — руководитель программ по формированию бизнес кейсов по достижению потенциала, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Дмитрий Алексеевич Самоловов* — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Владимирович Фёдоров — директор по геологии и разработке, концептуальному проектированию — главный геолог, ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Olga O. Lyamkina — Product manager, Gazprom oil company group

Irina O. Maltseva — Chief specialist, Gazprom oil company group

Vladimir V. Ovcharov — Head of business cases development programs for achieving field production potential, LLC «Gazpromneft-Zapolyarye»

Dmitry A. Samolovov* — Expert, Gazprom oil company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maxim V. Fedorov — Head of geology and field development, conceptual design — chief geologist, LLC «Gazpromneft-Zapolyarye»

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author