УДК 622.279.42

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ И ВЫСОКОЙ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

♦♦♦♦♦

OPTIMIZATION OF THE SYSTEM FOR DEVELOPING A LAYER WITH LOW PERMEABILITY AND HIGH LITHOLOGICAL HETEROGENEITY OF LOWER CRETACEOUS DEPOSITS OF AN OIL AND GAS CONDENSATE FIELD

Жарикова Наиля Халимовна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Зайченко Данила Никитич
студент направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи газа, газоконденсата и подземных хранилищ»
danilanzaychenko@mail.ru

Аннотация. Одним из ключевых методов повышения эффективности разработки газоконденсатных залежей является сайклинг-процесс, который заключается в закачке сухого газа в пласт для поддержания давления выше точки росы, что позволяет предотвратить выпадение конденсата в пласте и увеличить его извлечение. Однако успешная реализация сайклинг-процесса требует тщательного проектирования системы разработки, включая оптимальное размещение и количество добывающих и нагнетательных скважин. В последние десятилетия значительное внимание уделяется применению горизонтальных скважин, которые обеспечивают увеличение зоны дренирования и повышение дебита скважин за счёт большей площади контакта с продуктивным пластом. Эти технологии в сочетании с современными методами гидродинамического моделирования открывают новые возможности для оптимизации разработки сложных газоконденсатных объектов. В статье выполнена разработка рекомендаций по оптимизации системы разработки газоконденсатной залежи с использованием сайклинг-процесса, горизонтальных скважин и расчётов оптимального числа скважин.

Ключевые слова: обоснование количества добывающих газовых скважин; обоснование количества нагнетательных газовых скважин; обоснование количества добывающих нефтяных скважин; обоснование количества нагнетательных нефтяных скважин; определение длины горизонтального ствола скважины; предотвращение выпадения конденсата в пласте; моделирование различных вариантов разработки месторождения.

Zharikova Nailia Khalimovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
Zharikova_Nkh@pers.spmi.ru

Zaychenko Danila Nikitich
Student training direction 21.03.01 «Oil and Gas Engineering»
profile «Operation and Maintenance of Gas Production Facilities, Gas Condensate and Underground Storage Facilities»
Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
danilanzaychenko@mail.ru

Annotation. One of the key methods for increasing the efficiency of gas condensate reservoir development is the cycling process, which involves injecting dry gas into the reservoir to maintain pressure above the dew point, which prevents condensate precipitation in the reservoir and increases its extraction. However, successful implementation of the cycling process requires careful design of the development system, including the optimal placement and number of production and injection wells. In recent decades, much attention has been paid to the use of horizontal wells, which provide an increase in the drainage zone and an increase in well flow rate due to a larger contact area with the productive formation. These technologies, combined with modern methods of hydrodynamic modeling, open up new opportunities for optimizing the development of complex gas condensate facilities. The article provides recommendations for optimizing the gas condensate reservoir development system using the cycling process, horizontal wells and calculations of the optimal number of wells.

Keywords: justification of the number of producing gas wells; justification of the number of injection gas wells; justification of the number of producing oil wells; justification of the number of injection oil wells; determination of the length of the horizontal wellbore; prevention of condensate precipitation in the reservoir; modeling of various field development options.

Общие сведения о месторождении

Рассматриваемое месторождение – это нефтегазоконденсатный участок на севере Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Нефтегазоконденсатное месторождение (далее НГКМ) относится к категории крупных по величине извлекаемых запасов углеводородов и является частью нефтегазодобывающей инфраструктуры Западной Сибири. Оно характеризуется наличием нефти, газа и конденсата, преимущественно в продуктивных пластах тангаловской и сортымской свит нижнего мела. На месторождении выявлено 10 залежей, из которых 3 являются газоконденсатными, а 7 – нефтегазоконденсатными.

Территориально месторождение входит в границы Уренгойского месторождения – одного из крупнейших в мире по запасам газа, что подчёркивает его стратегическое значение в рамках нефтегазоносной провинции.

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция характеризуется мощной осадочной толщей, содержащей многочисленные продуктивные горизонты. Надым-Пурская нефтегазоносная область, частью которой является месторождение, известна своими крупными запасами газа, нефти и конденсата. Уренгойский нефтегазоносный район выделяется наличием сложных многопластовых залежей, связанных с терригенными отложениями мелового возраста. На месторождении промышленно нефтегазоносными являются отложения тангаловской свиты нижнего мела (пласты $БУ_{8}^{1\text{-}2}$ и $БУ_{8\text{-}9}^{3}$) и сортымской свиты нижнего мела (пласты $БУ_{10}^{2}$ и $БУ_{12}^{1}$). Эти пласты содержат углеводороды в пористых коллекторах, осложнённых низкой проницаемостью и высокой расчленённостью.

Геологический разрез месторождения (рис. 1) демонстрирует сложное строение продуктивных пластов. Абсолютные отметки кровли пласта $БУ_{12}^{1}$ варьируются от – 3090 до – 3110 м, что указывает на тектоническую неоднородность. Залежи характеризуются чётким разделением фаз: газонасыщенные зоны располагаются выше нефтяных, причём в залежи II наблюдается аномальное положение ВНК, что связано с интенсивным тектоническим экранированием. Коллекторы порового типа имеют низкую пористость (12,2 %) и проницаемость (0,0164 мкм²), что классифицирует их как низкопродуктивные и требует применения методов интенсификации добычи, таких как гидроразрыв пласта и горизонтальное бурение.

Пласт $БУ_{12}^{1}$ включает 3 нефтегазоконденсатные залежи. Залежь I представляет собой пластовую, сводовую, тектонически экранированную залежь размером 11,5 × 4,3 км с высотой 22 м. Залежь II имеет размеры 16,0 × 5,4 км и высоту 57 м, а залежь III – 16,0×6,8 км и высоту 38 м, обе также являются пластовыми, сводовыми и тектонически экранированными. Тип природного резервуара для всех залежей – поровый с низкопроницаемым коллектором. Фазовый состав углеводородов включает нефть, газ и конденсат, с преобладанием нефтегазоконденсатной фазы в пласте $БУ_{12}^{1}$. Газонасыщенные зоны (газовые шапки) располагаются выше нефтяных с чётким разделением контактов: газонефтяной контакт в залежи I находится на глубине – 3100 ÷ – 3113 м, а водонефтяной контакт – на глубине до – 3120,8 м; в залежи II ГНК располагается на глубине – 3124 м, ВНК – на глубине – 3135 ÷ – 3147 м; в залежи III ГНК находится на глубине – 3141 м, ВНК – на глубине – 3148 м. Отсутствие массивных или литологически ограниченных залежей подчёркивает доминирование структурного контроля над распределением углеводородов.

Результаты опробования и исследования скважин подтверждают высокую продуктивность пласта $БУ_{12}^{1}$. Фильтрационно-емкостные свойства изучены по керну (270 определений пористости и 207 определений проницаемости в 13 скважинах), геофизическим исследованиям скважин (ГИС, 61 скважина для пористости и проницаемости, 18 для нефтенасыщенности, 23 для газонасыщенности) и гидродинамическим исследованиям (ГДИ, 5 определений проницаемости в трёх скважинах). Песчанистость варьируется от 56 до 77 %, достигая максимума в залежи III, а высокая расчленённость

пласта (3–5 пропластков) усложняет разработку. Коэффициенты нефтенасыщенности возрастают от 50 % в залежи I до 58 % в залежи III, газонасыщенность стабильно высокая (54–58 %). Результаты ГИС и ГДИ легли в основу геолого-фильтрационных моделей, а относительные фазовые проницаемости определены по керну пластов $БУ^{3}_{8\text{-}9}$ (нефть – вода) и $БУ^{2}_{10}$ (нефть – газ).

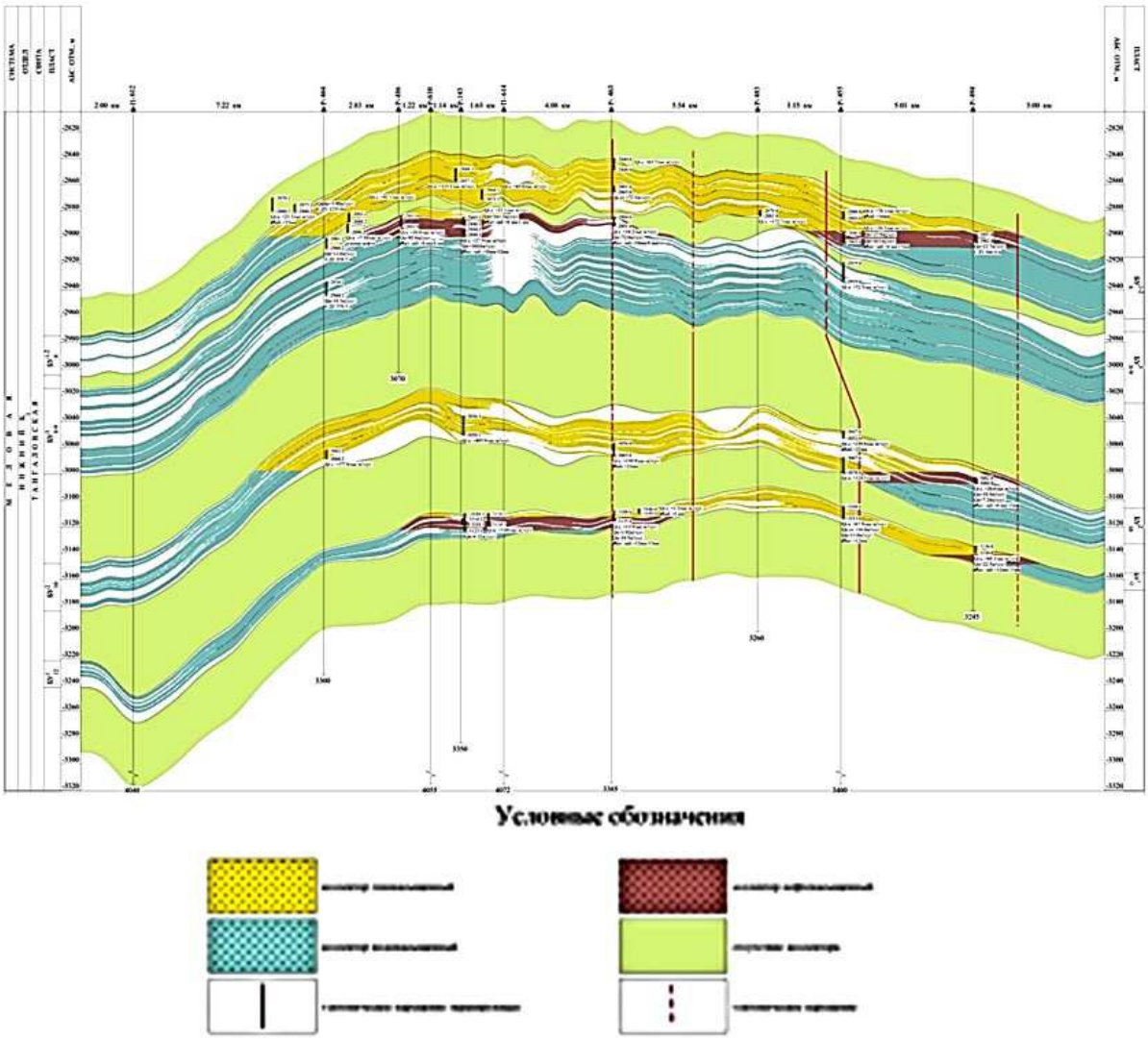

Рисунок 1 – Геологический разрез по линии I-I по продуктивным пластам НГКМ

Термобарические характеристики нефтегазоносных комплексов пласта $БУ^{1}_{12}$ характеризуются пластовым давлением 31,1 МПа и температурой 87,4 °С, что соответствует нормальным геотермическим и геобарическим условиям Западной Сибири. Нефть недонасыщена газом, с давлением насыщения 22,2 МПа, что исключает наличие свободного газа в нефтяной зоне. Давление начала выпадения конденсата (31,2 МПа) близко к пластовому, что требует контроля условий эксплуатации для предотвращения потерь конденсата. Коэффициенты сжимаемости нефти ($16{,}2 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа) и воды ($4{,}50 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа) отражают упругость флюидов, влияющую на энергетику пласта.

Нефть пласта $БУ^{1}_{12}$ классифицируется как лёгкая, с плотностью 686 кг/м³ в пластовых условиях и 820 кг/м³ в стандартных. Вязкость низкая (0,45 мПа · с), газовый фактор высокий (243 м³/т), объёмный коэффициент составляет 1,524, что указывает на значительное сокращение объёма при подъёме. Содержание серы (0,13 %) и парафина (6,77 %) минимально, что снижает риски коррозии и отложений. Пластовый газ ме-

танового типа, с плотностью 1,100 кг/м³ и коэффициентом сверхсжимаемости 0,92, содержит конденсат (316,3 г/м³ C_5+). Конденсаты малосернистые, малосмолистые, метанового типа, с начальным содержанием C_5+высшие 316 г/м³. Сероводород отсутствует, что упрощает переработку. Вода имеет плотность 1002,6 кг/м³ и вязкость 0,32 мПа · с, что типично для пластовых вод региона.

Запасы углеводородов пласта $БУ_{12}^{1}$ значительны, что подтверждает статус рассматриваемого НГКМ как крупного месторождения. По состоянию на 01.01.2024 г. начальные геологические запасы нефти по пласту составляют 22,579 млн тонн, включая 4,203 млн тонн в залежи I, 7,576 млн тонн в залежи II и 10,800 млн тонн в залежи III. Растворённый газ оценивается в 5,487 млрд м^3 с газосодержанием 243 м^3/т. Запасы пластового газа газовых шапок достигают 20,142 млрд м^3 (18,873 млрд. м3 сухого газа), включая 2,585 млрд м^3 в залежи I (категория В2), 6,428 млрд м^3 в залежи II и 11,129 млрд м^3 в залежи III (категория В1). Конденсат составляет 6,365 млн тонн с наибольшей долей в залежи III (3,517 млн тонн). Суммарная площадь нефтеносности пласта – 150170 тыс. м², газоносности – 160433 тыс. м², с эффективными толщинами 4,0 м (нефть) и 6,6 м (газ). Коэффициенты открытой пористости (0,11–0,13) и насыщенности (0,54–0,58) использованы для расчётов, подтверждая высокую продуктивность залежи III.

Таким образом, пласт $БУ_{12}^{1}$ НГКМ представляет собой терригенный коллектор с низкой проницаемостью и высокой литологической неоднородностью, осложнённый тектоническими нарушениями. Залежи пластовые, сводовые, с нефтегазоконденсатным составом, залегают на глубинах – 3090 ÷ – 3110 м и требуют интенсификации добычи. Высокие термобарические условия и значительные запасы углеводородов подчёркивают перспективность месторождения, но риски конденсации газа и неоднородность коллектора диктуют необходимость применения передовых технологий, таких как сайклинг-процесс и горизонтальное бурение. Рассматриваемое нефтегазоконденсатное месторождение представляет собой сложный объект нефтегазодобычи в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

Месторождение открыто в 1970 году, эксплуатационное разбуривание нижнемеловых отложений началось в 1988 году, введено в промышленную разработку в 2003 году.

В разработке находятся 3 эксплуатационных объекта: I ЭО (пласт $БУ_{8\text{-}9}^{3}$), II ЭО (пласт $БУ_{8}^{1\text{-}2}$) и III ЭО (пласт $БУ_{10}^{2}$). IV ЭО (пласт $БУ_{12}^{1}$) в настоящее время в разработку не введён, что соответствует основным положениям действующего проектного документа.

Основная добыча нефти на месторождении в 2024 году обеспечивалась I ЭО (пласт $БУ_{8\text{-}9}^{3}$) – 243,1 тыс. тонн (100 %). По состоянию на 01.01.2025 г. на месторождении пробурено 113 скважин, реализация проектного фонда составляет 23 %. Фонд скважин НГКМ представляет собой сложную систему добывающих, нагнетательных, пьезометрических и наблюдательных скважин, распределённых по четырём объектам разработки.

На пласт $БУ_{12}^{1}$ пробурено 25 нефтяных скважин, из которых 19 входят в действующий фонд. Основная часть добывающих скважин (15 из 19) находится в рабочем состоянии, при этом 14 эксплуатируются методом закачки ингибитора; 4 скважины временно простаивают, ожидая ввода в эксплуатацию; 6 скважин переведены в другие категории, что свидетельствует о динамичном управлении фондом.

Фонд газовых скважин представлен более значительно – 83 скважины, включая 2, эксплуатирующиеся совместно. На первом объекте сосредоточено 57 скважин (из них 1 совместная), на втором – 27 (также с 1 совместной). Большинство газовых скважин (70 из 83) находится в действующем фонде, при этом 9 временно бездействуют. Особенностью фонда газовых скважин является активное перемещение скважин между категориями – за отчётный период 10 скважин переведены из других категорий.

Фонд нагнетательных скважин насчитывает 10 единиц, распределённых между первым (6 скважин) и вторым (4 скважины) объектами. Специальные скважины пред-

ставлены 10 единицами, включая 5 наблюдательных и несколько пьезометрических, что подчёркивает комплексный подход к мониторингу месторождения.

В целом фонд скважин рассматриваемого месторождения демонстрирует сбалансированную структуру с преобладанием газового сегмента, гибким управлением ресурсами и развитой системой мониторинга, что обеспечивает эффективную разработку этого важного нефтегазового актива.

По состоянию на 01.01.2025 г. накопленная добыча нефти составляет 488 тыс. тонн. Отбор нефти от НИЗ составляет 7,2 %, текущий КИН – 0,005. Накопленная добыча жидкости составляет 579 тыс. тонн. Разработка осуществляется на естественном режиме. Накопленная добыча растворённого газа составляет 142 млн м^3.

Накопленная добыча свободного газа составляет 55,488 млрд м^3. Отбор свободного газа от НИЗ составляет 46,8 %, текущий КИГ – 0,418. Накопленная добыча конденсата свободного газа составляет 10,045 млн тонн, текущий КИК – 0,253. Разработка осуществляется на режиме истощения.

Накопленная добыча газа газовых шапок составляет 23,287 млрд. м3. Отбор газа газовых шапок от НИЗ составляет 31,4 %, текущий КИГ – 0,263. Накопленная добыча конденсата газовых шапок составляет 3,966 млн тонн, текущий КИК – 0,142. Разработка осуществляется на режиме истощения.

Месторождение находится на стадии разбуривания, максимальный уровень добычи нефти пока не достигнут.

Максимальный уровень добычи газа достигнут в 2009 году – 5,641 млрд. м3 при темпе отбора от НИЗ – 6,4 %.

За период 2023–2024 гг. отклонения фактической добычи нефти от проектного уровня не превышали допустимые (± 30 %) значения (– 22,6 % в 2023 году, + 27,1 % в 2024 году). Причиной отклонения фактических показателей от проектных является отставание по вводу добывающих скважин из консервации и меньший коэффициент использования добывающего фонда скважин, также меньшая продуктивность новых скважин (меньше на 85,3 %) и меньшее фактическое количество скважин добывающего фонда, чем планировалось по проекту (в 2023 году). Превышение фактических уровней над проектными связано с вводом в разработку многоствольных скважин, обладающих большей продуктивностью, а также реализацией запланированной программы ГТМ в полном объёме (в 2023 году).

За период 2023–2024 гг. отклонения фактической добычи газа от проектного уровня по месторождению превышали допустимые (± 30 %) значения (– 29,2 % в 2023 году, – 33,3 % в 2024 году). Причиной отклонения фактических показателей от проектных является отсутствие ДКС на УКПГ-11В, которая по проекту должна была быть введена в IV квартале 2021 года, и, как следствие, необходимостью поддержания давления на входе в УКПГ на уровне минимального значения, необходимого для работы технологической цепочки подготовки газа и конденсата, эксплуатационный фонд НГКМ работает с ограничениями устьевого давления.

На протяжении пяти лет (2020–2024 гг.) разработка рассматриваемого месторождения велась устойчивым темпом, однако фактические показатели систематически отклонялись от проектных значений. Особенностью месторождения является отсутствие добычи растворённого газа, что указывает на его газоконденсатную природу. Основной объём добычи обеспечивался за счёт газа газовой шапки, при этом ключевые параметры – от остаточных запасов до коэффициента извлечения – демонстрировали как ожидаемые, так и непредвиденные тенденции.

Проектные расчёты предполагали стабильное снижение остаточных запасов газа, однако в 2023–2024 гг. фактические значения оказались выше прогнозируемых. Это могло быть связано либо с пересмотром геологической модели, либо с изменением коэффициента извлечения. При этом годовая добыча газа неизменно отставала от плановых показателей, особенно в последние 2 года: если в 2022 году разрыв составлял около 250 млн м^3, то к 2024 году он увеличился почти до 1 млрд м^3.

Коэффициент извлечения газа, несмотря на прогнозируемый рост, в реальности снижался, что свидетельствует о постепенном ухудшении условий эксплуатации. Это подтверждается и динамикой пластового давления: если в 2020 году оно составляло

13,8 МПа, то к 2024 году упало до 11,1 МПа, что значительно ниже проектных ожиданий.

Одной из ключевых причин недобора добычи стало невыполнение программы бурения. В 2023–2024 гг. планировался ввод 14 новых скважин, однако ни одна из них не была пробурена. В результате действующий фонд сократился с 25 до 19 скважин, что не могло не сказаться на объёмах добычи. При этом средние дебиты переходящих скважин оставались стабильными (107–185 тыс. $м^3$/сут.), что говорит об их надёжности, но недостаточном количестве для выполнения плановых показателей.

Добыча стабильного конденсата также отставала от проектных значений, причём разрыв увеличивался с каждым годом. Если в 2020 году фактическая добыча составила 145 тыс. тонн против запланированных 156, то в 2024 году она упала до 74 тыс. тонн при ожидаемых 176. Содержание конденсата в газе оставалось ниже прогнозируемого (94–98 г/$м^3$ против 103–114 г/$м^3$), что могло быть связано как с изменением состава пластового флюида, так и с технологическими особенностями эксплуатации.

Анализ данных показывает, что текущая стратегия разработки требует корректировки. Основными проблемами являются:

- недостаточный ввод новых скважин, ведущий к сокращению действующего фонда;
- снижение пластового давления, влияющее на дебиты и общую добычу;
- отклонение фактических показателей по газу и конденсату от проектных, что требует пересмотра геолого-технологической модели.

Для стабилизации добычи необходимо ускорить бурение новых скважин, а также рассмотреть меры по поддержанию пластового давления.

По состоянию на 01.01.2025 г. проектные решения по вводу ДКС и бурению новых скважин на III эксплуатационном объекте не реализованы.

Проектирование разработки

На данный момент времени IV эксплуатационный объект (пласт $БУ_{12}^{1}$) в разработку не введён, поэтому рассматривается по 2 варианта разработки месторождения для нефтяной оторочки и для газовой шапки – базовый и альтернативный.

Базовый вариант разработки для газовой шапки представляет собой бурение пяти горизонтальных добывающих скважин с длиной горизонтального участка 1100 м. Альтернативный вариант разработки для газовой шапки предполагает дополнительное бурение трёх нагнетательных скважин для проведения частичного сайклинг-процесса.

Базовый вариант разработки нефтяной оторочки предполагает бурение шести добывающих скважин и полный отказ от системы ППД. Альтернативный вариант разработки нефтяной оторочки предполагает дополнительное бурение шести горизонтальных нагнетательных скважин и внедрение системы ППД.

Таким образом, к технологическому и экономическому расчёту предлагается 4 варианта разработки.

Вариант 1 представляет собой сочетание базового варианта для разработки газовой шапки и базового варианта для разработки нефтяной оторочки, т.е. данный вариант предполагает бурение пяти добывающих газовых скважин с длиной горизонтального участка 1100 м для разработки газовой части и бурение шести добывающих скважин для разработки нефтяной части.

Вариант 2 представляет собой сочетание базового варианта для разработки газовой шапки и альтернативного варианта для разработки нефтяной оторочки, т.е. данный вариант предполагает бурение пяти добывающих газовых скважин с длиной горизонтального участка 1100 м для разработки газовой части, а для разработки нефтяной части предлагается бурение шести добывающих скважин и шести нагнетательных для внедрения системы ППД.

Вариант 3 представляет собой сочетание альтернативного варианта для разработки газовой шапки и базового варианта для разработки нефтяной оторочки, т.е. данный вариант предполагает бурение пяти добывающих газовых скважин с длиной горизонтального участка 1100 м для разработки газовой части, а также бурение трёх нагнетательных скважин для проведения частичного сайклинг-процесса. Для разработки нефтяной части предлагается бурение шести добывающих скважин и полный отказ от системы ППД.

Вариант 4 представляет собой сочетание альтернативного варианта для разработки газовой шапки и альтернативного варианта для разработки нефтяной оторочки, т.е. данный вариант предполагает бурение пяти добывающих газовых скважин с длиной горизонтального участка 1100 м для разработки газовой части, а также бурение трёх нагнетательных скважин для проведения частичного сайклинг-процесса. Для разработки нефтяной части предлагается бурение шести добывающих скважин и шести нагнетательных для внедрения системы ППД.

Обоснование количества добывающих газовых скважин

Для выбора оптимального количества добывающих скважин воспользуемся уравнением притока газа к забою скважины:

$$\Delta P_{пл}^2 - \Delta P_{заб}^2 = a \cdot q + b \cdot q^2 . \quad (1)$$

Исходные данные на основе материалов технологического проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения, необходимые для расчётов, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Данные для расчёта

Параметр	Значение
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	31,1
Забойное давление $P_{заб}$, МПа	26,1
Фильтрационный коэффициент, a	0,0282
Фильтрационный коэффициент b	0,0017
Извлекаемые запасы газа $Q_{извл}$, млн м^3	16578

Подставив исходные данные в формулу (1), выражение примет вид следующего квадратного уравнения:

$$31{,}1^2 - 26{,}1^2 = 0{,}0282 \cdot q + 0{,}0017 \cdot q^2 \Leftrightarrow 0{,}0017 \cdot q^2 + 0{,}0282 \cdot q - \left(31{,}1^2 - 26{,}1^2\right) = 0 .$$

Решениями данного квадратного уравнения являются числа q_1 = – 418,54 и q_2 = 401,95.

Поскольку рассматривается добывающая скважина, пластовое давление превышает забойное – отрицательный корень не подходит.

Таким образом, дебит газа q для отдельно взятой скважины в момент начала разработки составляет 401,95 тыс. м^3.

Годовой отбор газа для равномерного дренирования залежи без образования водяных конусов и предотвращения преждевременного обводнения добывающих скважин по технологическому проекту разработки НГКМ составляет 4,4 % от начальных извлекаемых запасов газа. Следовательно, годовой отбор газа рассчитывается по формуле:

$$Q_{год} = Q_{извл} \cdot 0{,}044 = 16578 \cdot 0{,}044 = 729 \text{ млн м}^3\text{/год}. \quad (2)$$

Суточный отбор природного газа определяется по формуле:

$$Q_{сут} = \frac{Q_{год}}{365{,}25} = \frac{729}{365{,}25} = 1{,}99 \text{ млн м}^3\text{/сут}. \quad (3)$$

Оптимальное количество добывающих скважин определим по выражению:

$$n = \frac{Q_{сут}}{q} = \frac{1997}{401{,}95} = 4{,}97 . \quad (4)$$

Таким образом, необходимое количество скважин равно пяти. Следовательно, выбранное по проекту разработки нефтегазоконденсатного месторождения количество добывающих газовых скважин обосновано.

Обоснование количества нагнетательных газовых скважин

Так как альтернативный вариант разработки газовой шапки подразумевает проведение сайклинг-процесса, то для расчёта экономической и технологической эффективности данного варианта разработки необходимо оценить требуемое количество нагнетательных скважин. Используя исходные данные из таблицы 1 и дополнив их данными из таблицы 2, определим необходимое количество нагнетательных скважин.

Таблица 2 – Данные для расчёта

Параметр	Значение
Проницаемость, мкм^2	0,0243
Вязкость газа, мПа · с	0,02
Коэффициент сверхсжимаемости газа, доли ед.	0,92

Для компенсации объёма отобранной из пласта продукции необходимо закачать тот же объём газа – этот объём составляет 1,99 млн м^3/сут.

Чтобы вычислить количество нагнетательных скважин, необходимо оценить возможную продуктивность каждой скважины. Для этого воспользуемся следующим выражением:

$$q_{нагн} = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_{газа} \cdot \left(\ln\left(\frac{R_к}{r_{скв}} \right) + S \right)} \cdot \frac{P_{ст}}{z \cdot T_{ст}} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}0243 \cdot 10 \cdot 10^6}{0{,}02 \cdot 10^{-3} \cdot \left(\ln\left(\frac{2000}{0{,}1} \right) + 5{,}9 \right)} \cdot \frac{10^5}{0{,}92 \cdot 288{,}15} =$$

$$= 9{,}28 \text{ м}^3/\text{с} = 801 \text{ млн м}^3/\text{сут.}, \quad (5)$$

где q – дебит скважины, м^3/сут.; k – абсолютная проницаемость пласта, м^2; ΔP – перепад давления, Па (согласно технологической документации 10 МПа); $\mu_{газа}$ – вязкость газа в пластовых условиях, Па · с; $R_к$ – радиус контура дренирования залежи, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м; S – скин-фактор (взят 5,9 по данным залежи-аналога БУ$_{10}$); $P_{ст}$ – стандартное давление, Па; z – коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях, доли ед.; $T_{ст}$ – стандартная температура, °К.

Количество нагнетательных скважин определим как отношение суточного объёма нагнетаемого газа к продуктивности одной скважины:

$$n_{нагн} = \frac{Q_{сут}}{q_{нагн}} = \frac{1997}{801} = 2{,}49 . \quad (6)$$

Таким образом, количество газовых нагнетательных скважин для проведения сайклинг-процесса должно быть не меньше 3.

Обоснование количества добывающих нефтяных скважин

Исходные данные на основе материалов технологического проекта разработки нефтегазоконденсатного месторождения, необходимые для расчётов, приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Данные для расчёта

Параметр	Значение
1	2
Площадь нефтеносности, км^2	32
Эффективная толщина пласта, м	4
Коэффициент открытой пористости, доли ед.	0,12
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,56
Коэффициент водонасыщенности, доли ед.	0,44
Плотность нефти, т/м^3	0,820
Проницаемость, мкм^2	0,164

Окончание таблицы 3

1	2
Длина горизонтального участка скважины, м	1750
Вязкость нефти, мПа · с	0,45
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,524
Начальное пластовое давление, МПа	31,1
Максимальная депрессия, МПа	10
Извлекаемые запасы нефти, м^3	27535366
КИН, доли ед.	0,1
Срок разработки, лет	20
Приведённый радиус скважины, м	0,1

Геологические запасы нефти рассчитываются по следующей формуле:

$$Q_{геол} = S \cdot h \cdot m \cdot \frac{(1 - S_в)}{b} = 156000000 \cdot 4 \cdot 0{,}12 \cdot \frac{(1 - 0{,}44)}{1{,}524} = 27535368 \text{ м}^3, \quad (7)$$

где $Q_{геол}$ – геологические запасы, м^3; S – площадь нефтеносной зоны, м^2; h – эффективная толщина пласта, м; m – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $S_в$ – водонасыщенность, доли ед.; b – объёмный коэффициент нефти, доли ед.

Тогда извлекаемые запасы вычислим по формуле:

$$Q_{извл} = Q_{геол} \cdot \text{КИН} = 27535368 \cdot 0{,}1 = 2753536 \text{ м}^3. \quad (8)$$

Переведём полученный результат в тонны, умножив на плотность нефти:

$$Q_{извл} = 2753536 \cdot 0{,}820 = 2257900 \text{ тонн}.$$

Дебит горизонтальной скважины в момент начала разработки рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln\left(\frac{r_{др}}{r_{скв}}\right)} = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}0243 \cdot 10^{-12} \cdot 4 \cdot 5 \cdot 10^6}{0{,}45 \cdot 10^{-3} \cdot \ln\left(\frac{560}{0{,}1}\right)} = 0{,}000785 \text{ м}^3/\text{с} = 67{,}83 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (9)$$

где q – дебит скважины, м^3/с; k – проницаемость, м^2; h – эффективная толщина пласта, м; ΔP – депрессия на пласт (выбирается согласно технологической документации), Па; μ – вязкость нефти, Па · с; $r_{др}$ – радиус дренирования, м; $r_{скв}$ – радиус скважины, м.

Выполним проверку с учётом времени разработки. Требуемый суммарный дебит определим по выражению:

$$Q_{треб} = \frac{Q_{извл}}{365{,}25 \cdot 20} = \frac{27535366}{7305} = 377 \text{ м}^3/\text{сут}., \quad (10)$$

где 20 – количество лет, на которое рассчитывался проект.

Тогда минимальное количество скважин будет равно:

$$n_{\min} = \frac{Q_{треб}}{q} = \frac{377}{67{,}83} = 5{,}56, \quad (11)$$

т.е. число скважин должно быть не меньше 6.

Объём добычи за 20 лет определим по следующему выражению:

$$Q_{общ} = Q \cdot 365{,}25 \cdot 20. \quad (12)$$

Для равномерного дренирования флюида в нефтяной оторочке рассматривается количество скважин n = 4, 6 и 8.

Рассмотрим вариант размещения 4 добывающих скважин. Вычислим радиус дренирования:

$$r_{др} = \sqrt{\frac{S}{n \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{32\,000\,000}{4 \cdot 3{,}14}} = 1596 \text{ м}, \quad (13)$$

где S – площадь дренирования.

Далее рассчитаем расстояние между скважинами:

$$L = \sqrt{\frac{S}{n}} = \sqrt{\frac{32000000}{4}} = 2828 \text{ м}, \quad (14)$$

Следующим шагом вычислим суммарный дебит всех скважин:

$$Q = 67{,}83 \cdot 4 = 271{,}32 \text{ м}^3/\text{сут}. \quad (15)$$

Тогда общий объём добычи за 20 лет будет равен:

$$Q_{общ} = 271{,}32 \cdot 365{,}25 \cdot 20 = 1981992 \text{ м}^3.$$

Полученное значение (**$Q_{общ}$ = 1981992 м^3**) не превосходит извлекаемые запасы (**$Q_{извл}$ = 2753536 м^3**), что говорит о том, что число скважин, равное **4**, следует исключить из рассмотрения при проектировании разработки.

Рассмотрим вариант размещения 6 добывающих скважин. Вычислим радиус дренирования по формуле (13):

$$r_{др} = \sqrt{\frac{S}{n \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{32\,000\,000}{6 \cdot 3{,}14}} = 1303 \text{ м}.$$

Далее рассчитаем расстояние между скважинами по формуле (14):

$$L = \sqrt{\frac{S}{n}} = \sqrt{\frac{32000000}{6}} = 2309 \text{ м}.$$

Следующим шагом вычислим суммарный дебит всех скважин по формуле (15):

$$Q = 67{,}83 \cdot 6 = 406{,}98 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Общий объём добычи за 20 лет определим по формуле (12):

$$Q_{общ} = 406{,}98 \cdot 365{,}25 \cdot 20 = 2972988 \text{ м}^3.$$

Полученное значение (**$Q_{общ}$ = 2972988 м^3**) превосходит извлекаемые запасы (**$Q_{извл}$ = 2753536 м^3**), что говорит о том, что число скважин, равное **6**, можно рассматривать для дальнейшего проектирования разработки.

Рассмотрим вариант размещения 8 добывающих скважин. Вычислим радиус дренирования по формуле (13):

$$r_{др} = \sqrt{\frac{S}{n \cdot \pi}} = \sqrt{\frac{32\,000\,000}{8 \cdot 3{,}14}} = 1128 \text{ м}.$$

Далее рассчитаем расстояние между скважинами по формуле (14):

$$L = \sqrt{\frac{S}{n}} = \sqrt{\frac{32000000}{8}} = 2000 \text{ м}.$$

Следующим шагом вычислим суммарный дебит всех скважин по формуле (15):

$$Q = 67{,}83 \cdot 8 = 542{,}64 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Общий объём добычи за 20 лет определим по формуле (12):

$$Q_{общ} = 542{,}64 \cdot 365{,}25 \cdot 20 = 3963985 \text{ м}^3.$$

Полученное значение (**$Q_{общ}$ = 3963985 м^3**) превосходит извлекаемые запасы (**$Q_{извл}$ = 2753536 м^3**), что говорит о том, что число скважин, равное **8**, можно рассматривать для дальнейшего проектирования разработки.

Как известно, разработка нефтяных оторочек имеет ряд специфических особенностей, которые необходимо учитывать при проектировании оптимального количества скважин.

Во-первых, горизонтальные участки добывающих скважин размещаются в нижней части оторочки для минимизации конусообразования. Во-вторых, большие расстояния между скважинами (L = 2–3 км) могут увеличить риск неравномерного дренирования, поэтому предпочтительна более плотная сетка размещения скважин, т.е. увеличение количества скважин. Однако КИН = 0,1 требует равномерного покрытия площади, достигаемого, в свою очередь, при снижении количества скважин. На рисунке 2 приведена зависимость параметров разработки от количества скважин.

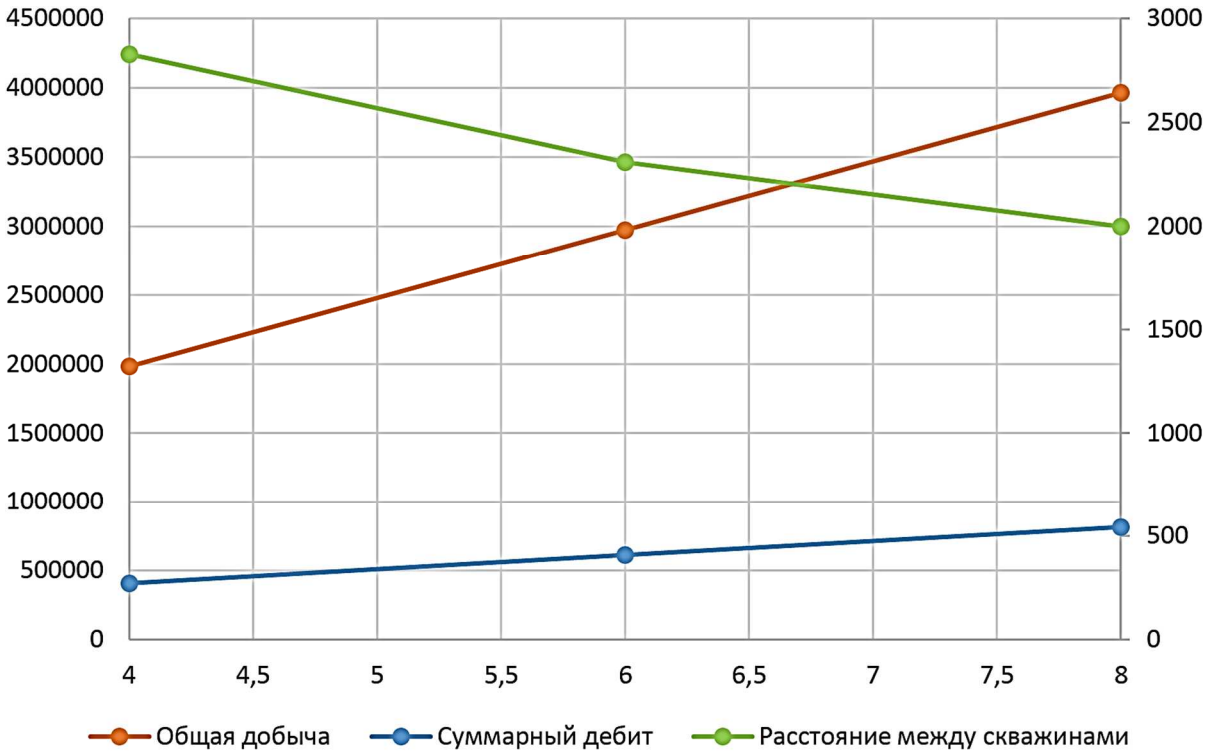

Рисунок 2 – Зависимость параметров разработки от количества скважин

Как было показано выше, число скважин, равное 4, не позволяет извлечь необходимое количество запасов нефти, а потому не может быть рассмотрено при проектировании системы разработки нефтяной оторочки. Из рисунка 2 видно, что количество скважин, равное 8, является избыточным, поскольку не даёт технологических преимуществ над 6 скважинами. Таким образом, оптимальное количество добывающих скважин для разработки нефтяной оторочки составляет 6 ед.

Обоснование количества нагнетательных нефтяных скважин

Так как вязкость воды составляет 1 мПа · с, то формула для вычисления дебита нагнетательной скважины в момент начала разработки будет отличаться от добывающей значением вязкости, репрессии и радиусом дренирования. Подставляя в уравнение (9) значение вязкости воды, получаем:

$$q = \frac{2 \cdot 3{,}14 \cdot 0{,}0243 \cdot 10^{-12} \cdot 4 \cdot 15 \cdot 10^{6}}{1 \cdot 10^{-3} \cdot \ln\left(\frac{3000}{0{,}1}\right)} = 0{,}000888 \text{ м}^3/\text{с} = 70{,}05 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Чтобы поддерживать уровень репрессии 15 МПа, согласно документу нормативной документации, необходимо компенсировать добываемую из пласта нефть в объёме 407 м^3/сут. Для этого требуется закачивать в пласт такой же объём воды. Следовательно, требуемое количество нагнетательных скважин $\frac{407}{70}=5{,}81$, т.е. 6 ед.

Определение длины горизонтального ствола скважины

Определить оптимальную длину горизонтального окончания скважины возможно при помощи различных аналитических решений. Простые решения представлены аналитическими моделями Борисова (1984), Giger (1985), Joshi (1988), Батлера (1994), Фурье (2005); сложные – Диккен (1990), Озкан (1999), Нови (1995), Камком и Чжу (2005) и т.д.

Стоит отметить, что большинство перечисленных моделей потока не учитывают потери давления в горизонтальном стволе скважины, за счёт чего появляется значительная погрешность расчётов и расхождение с фактическими данными. Лишь немногие исследователи рассматривали влияние данных потерь на конечный результат. К примеру, модель Озкан (1999) даёт наиболее близкие к реальным данным значения, однако она довольно сложна и неудобна в использовании.

С целью упрощения сложных математических моделей создано несколько численных моделей, однако при расчётах появляется сложность обработки данных за счёт их объёма, вследствие чего возникает необходимость в простой математической модели для оценки продуктивности горизонтальной скважины. Такой моделью служит методика Гуо для горизонтальных газовых скважин.

Следовательно, наиболее простой и достоверной для расчёта оптимальной длины горизонтального ствола скважины с учётом потерь давления на трение является аналитическая модель Гуо и др. (2008), т.к. при расчётах учитывается постоянный приток флюида по всей длине горизонтального окончания. Кроме того, учитывается постепенная турбулизация потока флюида, исходя из его свойств и скорости фильтрации по горизонтальному стволу скважины.

Согласно данной методике, дебит газа в горизонтальной скважине рассчитывается следующим образом:

$$Q(z)=\frac{8\cdot J_{sp}\cdot p_e}{\left(\frac{3}{C}\right)^{\frac{2}{3}}}\cdot\left(2\cdot F_1(z_0)-F_1(z)\right)-\left(F_2(z_0)-F_2(z)\right), \tag{16}$$

где J_{sp} – коэффициент продуктивности, $\frac{1000\cdot \text{фт}^6}{\text{сут.}\cdot \text{фнт}}$; C – константа, определяемая по формуле (24); $F_1(z)$, $F_1(z_0)$, $F_2(z)$ и $F_2(z_0)$ – параметры, рассчитываемые согласно представленным ниже выражениям:

$$F_1(z)=\frac{1}{3^{\frac{\sqrt{3}}{3}}}\cdot\left\{\lg\left(z+3^{-\frac{1}{3}}\right)-\frac{1}{2}\cdot\lg\left(z^2-3^{-\frac{1}{3}}\cdot z+3^{-\frac{2}{3}}\right)+\sqrt{3}\cdot\operatorname{arctg}\left(\frac{\sqrt{3}}{3}\cdot\left(2\cdot 3^{-\frac{1}{3}}\cdot z-1\right)\right)\right\}; \tag{17}$$

$$F_1(z_0)=\frac{1}{3^{\frac{\sqrt{3}}{3}}}\cdot\left\{\lg\left(z_0+3^{-\frac{1}{3}}\right)-\frac{1}{2}\cdot\lg\left(z_0^2-3^{-\frac{1}{3}}\cdot z_0+3^{-\frac{2}{3}}\right)+\sqrt{3}\cdot\operatorname{arctg}\left(\frac{\sqrt{3}}{3}\cdot\left(2\cdot 3^{-\frac{1}{3}}\cdot z_0+0-1\right)\right)\right\}; \tag{18}$$

$$F_2(z)=2\cdot F_1(z)+\frac{3\cdot z}{3\cdot z^3+1}; \tag{19}$$

$$F_2(z_0)=2\cdot F_1(z_0)+\frac{3\cdot z_0}{3\cdot z_0^3+1}. \tag{20}$$

В свою очередь, величины z и z_0, необходимые для расчёта вышеприведённых параметров, вычисляются согласно следующим формулам:

$$z = \frac{p_e}{3} \cdot \left[C_2 - \left(\frac{3}{C} \right)^{\frac{2}{3}} \cdot L \right]; \tag{21}$$

$$z_0 = \frac{p_e \cdot C_2}{3}. \tag{22}$$

где C_2 – константа, определяемая следующим образом:

$$C_2 = \left(\frac{3}{C} \right)^{\frac{2}{3}} \cdot L + \frac{3}{p_e} \cdot \left(\frac{p_e - \frac{1}{3} \cdot (p_e - p_{wH})}{(p_e - p_{wH})} \right)^{\frac{1}{3}}, \tag{23}$$

где L – длина горизонтального ствола скважины, фт; p_e – давление на контуре питания, фнт/фт^3; p_{wH} – давление в «пятке» горизонтальной скважины, фнт/фт^3.

Константа C вычисляется согласно выражению:

$$C = \frac{140.86}{J_{sp}} \cdot \sqrt{\frac{p_{wH} \cdot d_h^5}{f_f \cdot \gamma \cdot T}}, \tag{24}$$

где f_f – коэффициент трения, б.р.; d_h – эффективный диаметр скважины, дюйм; γ – относительная плотность пластового газа, б.р.; T – пластовая температура, °С.

Коэффициент трения f_f в горизонтальной скважине определяется по формуле:

$$f_f = 0{,}25 \cdot \left(\frac{1}{1{,}74 - 2 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot \varepsilon}{d_h} \right)} \right)^2, \tag{25}$$

где ε – шероховатость стенок скважины, дюйм.

Коэффициент продуктивности рассчитывается следующим образом:

$$J_{sp} = \frac{k_H}{1424 \cdot \bar{\mu} \cdot \bar{z} \cdot T \cdot \left(I_{ani} \cdot \ln\left(\frac{h}{r_w \cdot (I_{ani} + 1)} \right) + \frac{\pi \cdot \gamma_b}{h} - I_{ani} \cdot (1{,}223 - s) \right)}, \tag{26}$$

где $\bar{\mu}$ – среднее значение вязкости пластового газа, сП; $\bar{z}$ – среднее значение коэффициента сжимаемости пластового газа, б.р.; r_w – радиус скважины, фт; γ_b – радиус контура питания, фт; h – мощность продуктивного пласта, фт; s – скин-фактор, б.р.; I_{ani} – анизотропия проницаемости, б.р. ; k_H – горизонтальная проницаемость продуктивного пласта, мД.

Анизотропия проницаемости I_{ani} определяется согласно выражению:

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{k_H}{k_V}}, \tag{27}$$

где k_V – вертикальная проницаемость продуктивного пласта, мД.

Эквивалентный радиус контура питания рассчитывается по следующей формуле:

$$R_{экв} = \sqrt{\frac{S}{\pi}}, \quad (28)$$

где S – площадь дренирования, м^2.

Результаты расчёта представляются в виде зависимости дебита газа добывающей скважины от длины её горизонтального ствола. Анализ полученного графика позволяет подобрать оптимальную длину горизонтальной скважины.

Сведения, необходимые для проведения вычислений оптимальной длины горизонтальной газовой скважины, приведены в таблице 4 согласно технологическому проекту разработки рассматриваемого нефтегазоконденсатного месторождения.

Таблица 4 – Данные для расчёта

Параметр	Значение
Мощность продуктивного пласта, фт	134,5
Горизонтальная проницаемость, мД	88
Вертикальная проницаемость, мД	63
Скин-фактор, б.р.	5,9
Среднее значение вязкости газа, сП	0,0188
Среднее значение коэффициента сжимаемости пластового газа, б.р.	0,93
Пластовая температура, °С	40
Радиус скважины, фт	0,55
Эффективный диаметр скважины, дюйм	0,39
Шероховатость стенок скважины, дюйм	0,00055
Относительная плотность газа, б.р.	0,71
Давление на контуре питания, фнт/фт^3	2233,5
Давление в «пятке» скважины, фнт/фт^3	2175,5

Аналогичным способом рассчитан дебит газа при различных значениях длины горизонтального окончания скважины, которая изменяется от 50 до 2000 м с шагом 50. Полученные в ходе вычислений результаты приведены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Параметры, не зависящие от длины горизонтального ствола скважины

Параметр	Значение
Анизотропия проницаемости, б.р.	1,18
Коэффициент продуктивности, тыс. · фт^6/сут. · фнт	0,00034
Коэффициент трения, б.р.	0,0053
Константа C, б.р.	4633296
Величина z, б.р.	3,37
Величина $F_1(z)$, б.р.	1,44
Величина $F_2(z)$, б.р.	2,97

Таблица 6 – Величины, изменяющиеся в зависимости от длины горизонтального окончания

Длина окончания		Константа C_2, б.р.	Величина z_0, б.р.	Величина F_1 (z_0)	Величина F_2 (z_0)	Дебит газа	
м	фт					тыс. фт^3/сут.	тыс. м^3/сут.
1	2	3	4	5	6	7	8
0	0	0,004523	3,367137	1,440043	2,967524	0	0
25	82,021	0,010661	7,937429	1,718331	3,452523	5907,693	167,6168
50	164,042	0,016800	12,50772	1,783981	3,574354	6689,374	189,7951
75	246,063	0,022939	17,07801	1,812866	3,629161	6933,894	196,7328
100	328,084	0,029078	21,64830	1,82907	3,660274	7040,755	199,7647
125	410,105	0,035216	26,21860	1,839432	3,680319	7096,799	201,3548
150	492,126	0,041355	30,78889	1,846626	3,694307	7129,798	202,2911

Окончание таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
175	574,147	0,047494	35,35918	1,851911	3,704623	7150,851	202,8884
200	656,168	0,053633	39,92947	1,855958	3,712544	7165,098	203,2926
225	738,189	0,059771	44,49976	1,859156	3,718818	7175,185	203,5788
250	820,210	0,065910	49,07005	1,861747	3,723909	7182,587	203,7889
275	902,231	0,072049	53,64035	1,863888	3,728124	7188,180	203,9475
300	984,252	0,078188	58,21064	1,865688	3,731671	7192,507	204,0703
325	1066,273	0,084326	62,78093	1,867221	3,734696	7195,925	204,1673
350	1148,294	0,090465	67,35122	1,868544	3,737308	7198,670	204,2452
375	1230,315	0,096604	71,92151	1,869696	3,739585	7200,909	204,3087
400	1312,336	0,102743	76,49181	1,870708	3,741588	7202,759	204,3612
425	1394,357	0,108881	81,06210	1,871605	3,743363	7204,305	204,4050
450	1476,378	0,115020	85,63239	1,872406	3,744948	7205,610	204,4421
475	1558,399	0,121159	90,20268	1,873124	3,746371	7206,721	204,4736
500	1640,420	0,127297	94,77297	1,873772	3,747656	7207,676	204,5007
525	1722,441	0,133436	99,34326	1,874360	3,748822	7208,502	204,5241
550	1804,462	0,139575	103,91360	1,874896	3,749884	7209,221	204,5445
575	1886,483	0,145714	108,48380	1,875386	3,750857	7209,852	204,5624
600	1968,504	0,151852	113,05410	1,875836	3,751751	7210,408	204,5782

По полученным в ходе вычислений результатам построены зависимости дебита газа добывающей скважины и её изменения от длины горизонтального ствола скважины. Результаты приведены на рисунке 3.

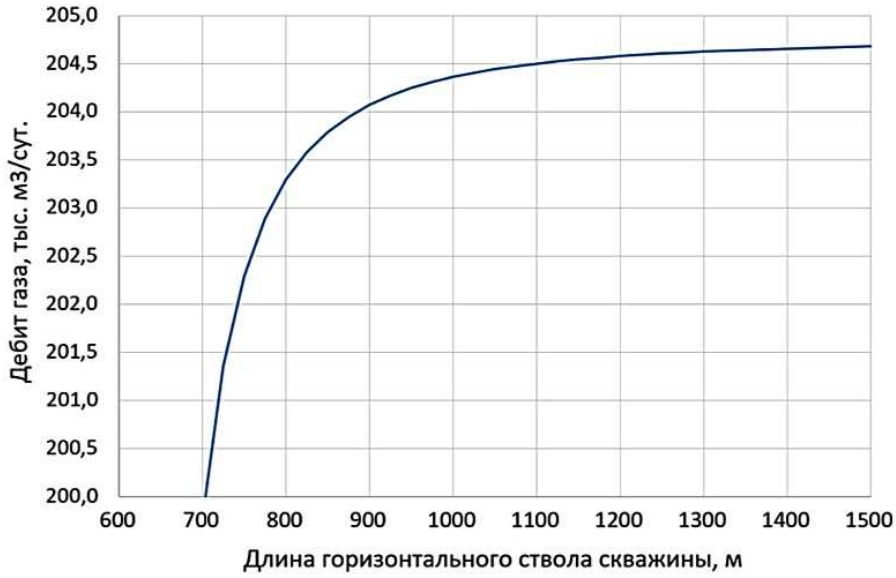

Рисунок 3 – Зависимость изменения дебита газа от длины горизонтального ствола скважины

Анализ графика показывает, что увеличение длины горизонтального ствола скважины свыше 1100 м не приводит к повышению дебита больше, чем на 1 %.

Все последующие расчёты проведены с помощью гидродинамического моделирования с учётом данного параметра.

Оценка технологической эффективности проектного решения

На основе показателей разработки и геолого-физической характеристики нефтегазоконденсатного месторождения построена композиционная модель. Для прогнозирования данных разработки поочерёдно замоделированы различные варианты разработки месторождения. По каждому варианту на основе технологических данных моделирования получены графики ежегодной и накопленной за 20-летний период добычи продукции.

В результате моделирования в программном комплексе tNavigator анализируется эффективность предложенных вариантов разработки НГКМ. При анализе базовых

вариантов залежь работает на истощение. При реализации альтернативных вариантов внедрена система ППД. Для выполнения поставленной задачи создана композиционная модель нефтегазоконденсатного месторождения, в которой заданы геолого-физические параметры продуктивной залежи $БУ_{12}^{1}$. Режим работы пласта на истощение реализован при помощи 5 добывающих горизонтальных скважин по газу и 6 добывающих горизонтальных скважин по нефти, количество которых обосновано выше. В свою очередь, исследование влияния процесса закачки воды и сухого газа в пласт на коэффициент извлечения флюида требует бурения 6 и 3 нагнетательных скважин соответственно.

Базовый вариант разработки по газу предполагает бурение 5 добывающих горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1100 м (рис. 4).

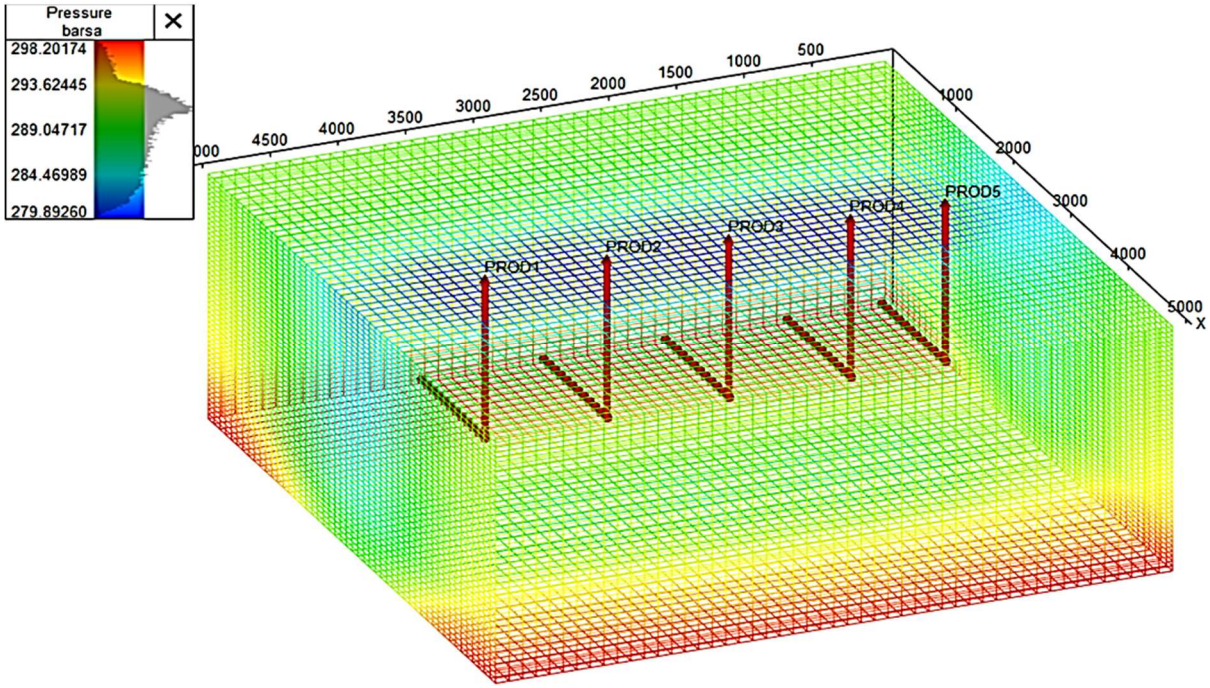

Рисунок 4 – Размещение скважин при базовом варианте разработки газовой шапки

Альтернативный вариант разработки предполагает дополнительное бурение 3 нагнетательных скважин для дальнейшего проведения сайклинг-процесса (рис. 5).

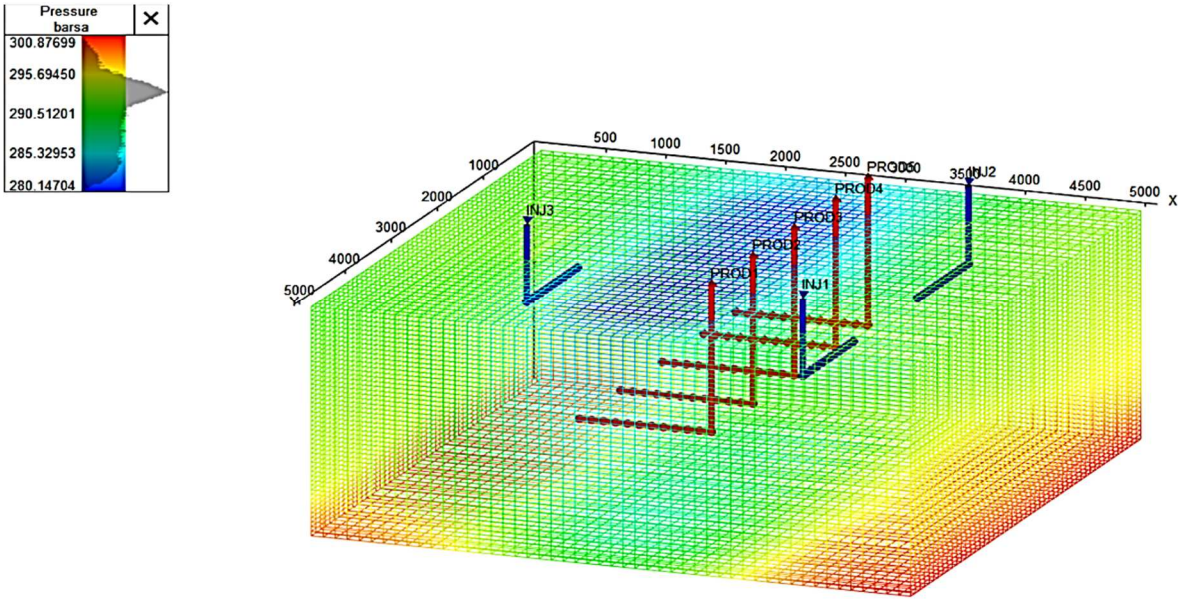

Рисунок 5 – Размещение скважин при альтернативном варианте разработки газовой шапки

Базовый вариант разработки по нефти предполагает бурение 6 добывающих горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1100 м (рис. 6).

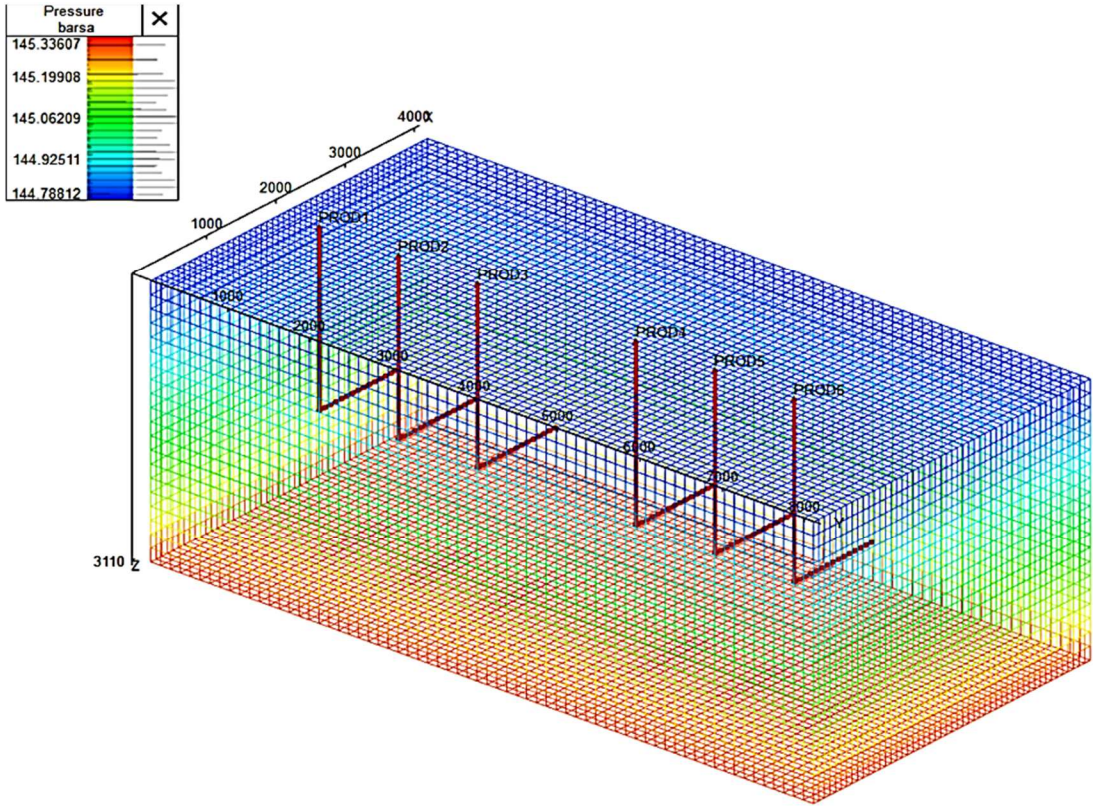

Рисунок 6 – Размещение скважин при базовом варианте разработки нефтяной оторочки

Альтернативный вариант разработки предполагает дополнительное бурение 6 нагнетательных скважин для дальнейшего внедрения системы ППД через закачку воды (рис. 7).

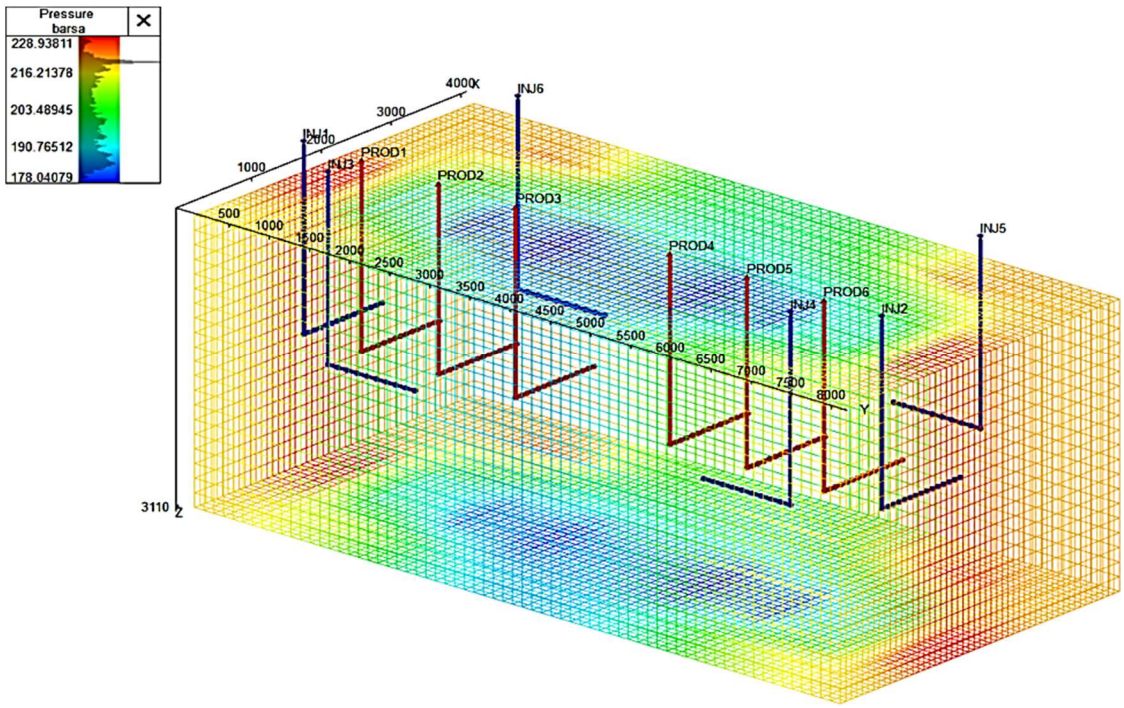

Рисунок 7 – Размещение скважин при альтернативном варианте разработки нефтяной оторочки

На рисунках 8–10 приведены графики годовой и накопленной продукции по годам.

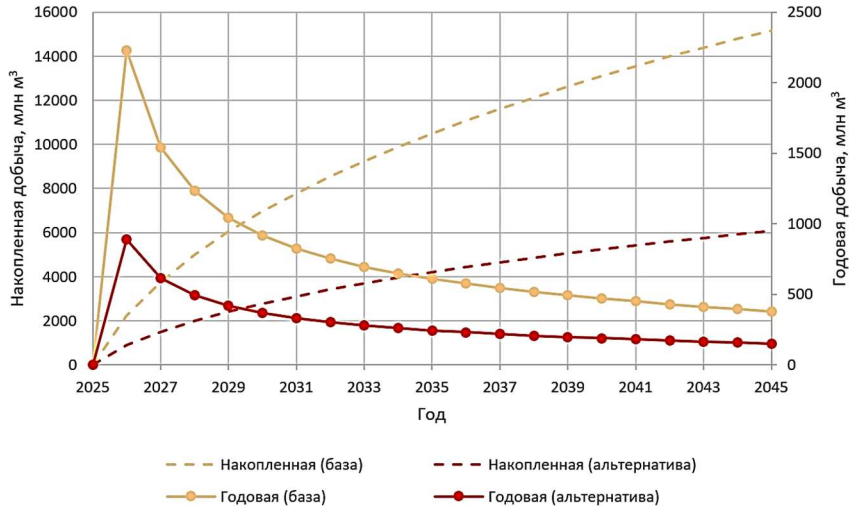

Рисунок 8 – Годовая и накопленная добыча газа
по базовому и альтернативному варианту разработки газовой шапки

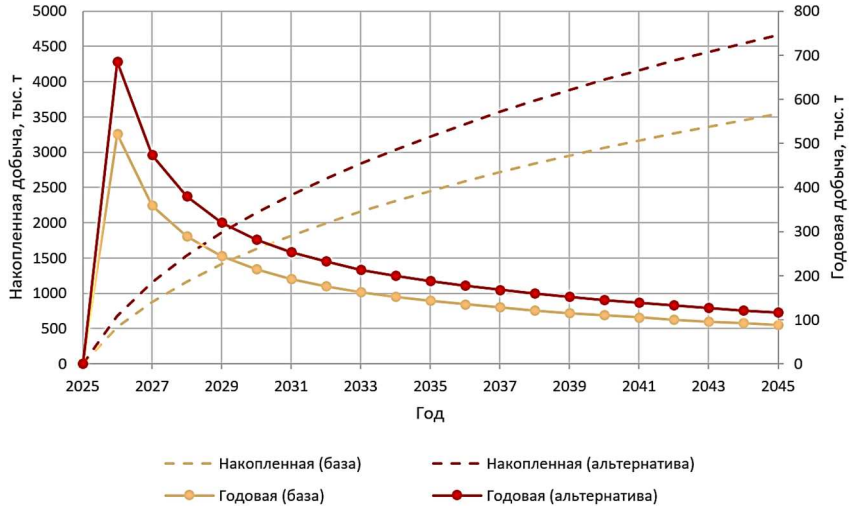

Рисунок 9 – Годовая и накопленная добыча конденсата
по базовому и альтернативному варианту разработки газовой шапки

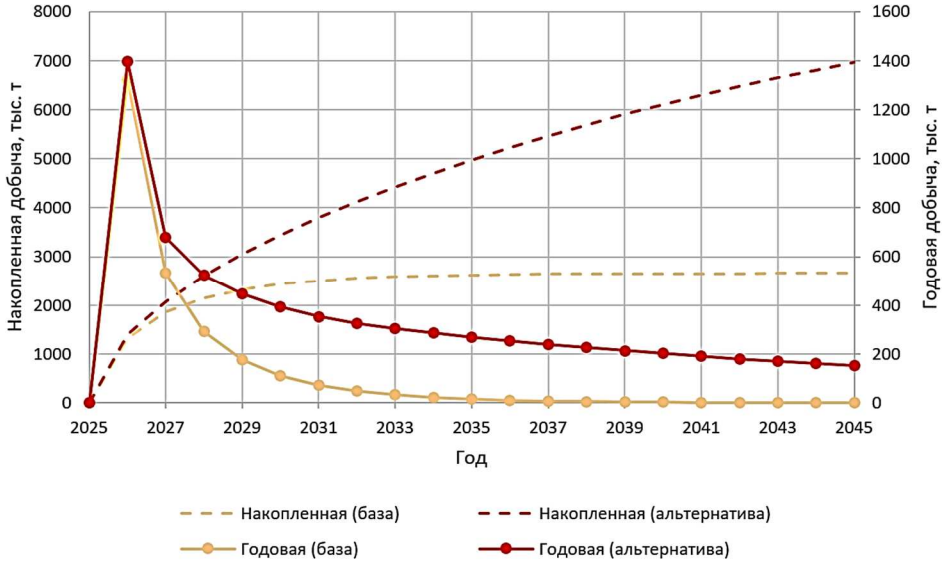

Рисунок 10 – Годовая и накопленная добыча нефти
по базовому и альтернативному варианту разработки нефтяной оторочки

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

1) внедрение сайклинг-процесса позволяет увеличить среднегодовую добычу конденсата на 31,5 %, но требует сократить добычу газа в среднем на 60 % в год непосредственно для проведения сайклинг-процесса;

2) внедрение системы ППД для нефтяной оторочки позволяет увеличить ежегодную добычу нефти в среднем на 104 %;

3) максимальная накопленная добыча по газу достигается при базовом варианте разработки и составляет 16,578 млрд м^3;

4) максимальная накопленная добыча по конденсату достигается при альтернативном варианте разработки и составляет 4,660 млн тонн;

5) максимальная накопленная добыча по нефти достигается при альтернативном варианте разработки и составляет 5,682 млн тонн.

Заключение

Анализ геолого-физических характеристик газоконденсатных залежей показал, что их разработка требует комплексного подхода, учитывающего неоднородность коллектора, физико-химические свойства флюидов и динамику изменения пластового давления. Изучение теоретических основ сайклинг-процесса подтвердило его высокую эффективность для предотвращения выпадения конденсата в пласте и увеличения коэффициента извлечения жидких углеводородов. Сайклинг-процесс, основанный на закачке сухого газа, позволяет поддерживать давление выше точки росы, что особенно важно для залежей с высоким содержанием конденсата.

Оценка применения горизонтальных скважин выявила их значительные преимущества по сравнению с традиционными вертикальными скважинами. Горизонтальные стволы обеспечивают увеличение зоны дренирования, повышение дебита скважин и улучшение охвата продуктивного пласта, что особенно актуально для залежей с низкой проницаемостью или сложной геологической структурой. Проведённые расчёты показали, что использование горизонтальных скважин позволяет сократить общее количество скважин, необходимых для эффективной разработки, что снижает капитальные затраты и минимизирует экологическое воздействие.

Представленная методика расчёта оптимального количества добывающих и нагнетательных скважин базируется на гидродинамическом моделировании и анализе экономических показателей. С использованием специализированного программного комплекса tNavigator смоделированы различные сценарии разработки, что позволило определить рациональное соотношение добывающих и нагнетательных скважин, обеспечивающее максимальный коэффициент извлечения при минимальных затратах. Результаты моделирования показали, что оптимальная конфигурация системы разработки представляет собой работу газовой шапки на естественное истощение и внедрение системы ППД на нефтяную оторочку.

Практическая значимость работы заключается в возможности применения предложенных рекомендаций на реальных газоконденсатных месторождениях. Таким образом, данная работа подтверждает высокую актуальность и практическую ценность оптимизации систем разработки газоконденсатных залежей.

Литература

1. Анализ эффективности применения сайклинг-процесса в условиях газоконденсатного месторождения, расположенного в акватории Обской губы / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 8(380). – С. 24–30.
2. Некоторые особенности применения сайклинг-процесса на газоконденсатном месторождении / Д.А. Березовский [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 9(381). – С. 5–11.
3. Обзор методов повышения компонентоотдачи при разработках газоконденсатных месторождений / А.В. Волохова [и др.] // Наука. Инновации. Технологии. – 2019. – № 3. – С. 19–48.
4. Дроздов Н.А. Фильтрационные исследования на кернах и насыпных моделях Уренгойского месторождения для определения эффективности водогазового воздействия на пласт при извлечении конденсата из низконапорных коллекторов и нефти из нефтяных оторочек // Записки Горного института. – 2022. – Т. 257. – С. 78–794.

5. Вопросы освоения нефтяных оторочек Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения / Н.Х. Жарикова [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 5. – С. 61–63.
6. Крижов Е.Г., Павлюченко В.И. Изоляция воды при эксплуатации газоконденсатных месторождений сайклинг-процессом // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 120–123.
7. Кузнецова Д.Р. Варианты разработки Ен-Яхинского месторождения // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: сборник научных трудов IX Международной научно-технической конференции (28–29 мая 2015 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2015. – С. 37–42.
8. Кусов Г.В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Обоснование технологий интенсификации добычи природного газа и газового конденсата / Г.В. Кусов, Д.А. Березовский, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 62–72.
9. Оценка возможности применения сайклинг-процесса при разработке ачимовских залежей / С.М. Лютомский [и др.] // Газовая промышленность. – 2006. – № 7. – С. 24–26.
10. Маланюк О.С., Колчегошева А.О. Реализация технологии «сайклинг-процесс» на нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных (20–23 мая 2014 года, г. Тюмень). – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2014. – С. 58–59.
11. Физическое моделирование процессов вытеснения на примере нефтяной оторочки Ен-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.И. Маринин [и др.] // Вести газовой науки. Научно-технический сборник. – 2011. – № 2 (7). – С. 6–14.
12. Медведев Е.В. Оценка влияния сайклинг-процесса на конденсатоотдачу газоконденсатных залежей // Научные механизмы решения проблем инновационного развития: Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (22 мая 2018 года, г. Уфа). – Уфа : Агентство международных исследований, 2018. – С. 109–111.
13. Петрушин Е.О. Промысловые исследования притока к горизонтальным скважинам и методы интенсификации нефтегазодобычи / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Л.Г. Кусова // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ - 2021: доклады XXII Международной молодежной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 476–480.
14. Попов И.П. Геолого-промысловый анализ разработки газоконденсатных залежей Ен-Яхинского месторождения / И.П. Попов, А.А.Томилов, Д.А. Пустовой // Естественные и технические науки. – 2015. – № 8(86). – С. 23–28.
15. Савенок О.В. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.
16. Томский К.О. Оптимизация расположения многозабойной скважины в тонкой нефтяной оторочке, осложнённой наличием обширной газовой шапки / К.О. Томский, М.С. Иванова // Записки Горного института. – 2024. – Т. 265. – С. 140–146.
17. Чебан С.Е. Применение сайклинг-процесса для увеличения конденсатоотдачи / С.Е. Чебан, А.Н. Сумин // НЕФТЬГАЗТЭК: Материалы VI Тюменского Международного инновационного форума (16–17 сентября 2015 года, г. Тюмень). – Салехард : Издательство «Печатник», 2015. – С. 450–454.
18. Шарафутдинов Р.Ф. Обоснование выбора объектов для физического моделирования на основе геолого-промысловых и статистических данных / Р.Ф. Шарафутдинов, А.С. Самойлов, Н.Ю. Колотыгина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 3 (165). – С. 114–124.
19. Яхудина Н.Х. Особенности расчётов парожидкостного равновесия недонасыщенных газоконденсатных смесей при высоких давлениях (свыше 40 МПа) // Газовая промышленность. – 2001. – № 1. – С. 73–78.
20. Ященко С.Е. Моделирование нестандартных способов разработки газоконденсатных месторождений // ACADEMY. – 2019. – № 11 (50). – С. 6–7.

References

1. Analysis of the efficiency of the cycling process application in conditions of a gas condensate field, located in the bay of Ob / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 8(380). – P. 24–30.
2. Some specific features of the cycling process application at a gas condensate field / D.A. Berezovsky [et al.] // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 9(381). – P. 5–11.

3. Overview of the component enhancement methods in development of the gas condensate fields / A.V. Volokhova [et al.] // Science. Innovations. Technologies. – 2019. – № 3. – P. 19–48.
4. Drozdov N.A. Filtration studies on cores and sand packed tubes from the Urengoy field for determining the efficiency of simultaneous water and gas injection on formation when extracting condensate from low-pressure reservoirs and oil from oil rims // Journal of Mining Institute. – 2022. – Vol. 257. – P. 783–794.
5. Oil fringes development of Yurkharovsky gas condensate field / N.Kh. Zharikova [et al.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2009. – № 5. – P. 61–63.
6. Krizhov E.G., Pavlyuchenko V.I. Isolation of water in developing gas-condensate fields with cycling-process // Readings of A.I. Bulatov. – 2017. – Vol. 2. – P. 120–123.
7. Kuznetsova D.R. Development options for the Yen-Yakhinskoye field // Innovative technologies in the oil and gas industry: Collection of scientific papers of the IX International scientific and technical conference (May 28–29, 2015, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2015. – P. 37–42.
8. Kusov G.V. Prospects of development of the Samburgskoe oil, gas and condensate field. Justification of technologies of an intensification of production of natural gas and gas condensate / G.V. Kusov, D.A. Berezovskiy, O.V. Savenok // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2017. – № 3. – P. 62–72.
9. Evaluation of the possibility of using the cycling process in the development of Achimov deposits / S.M. Lyutomskiy [et al.] // Gas Industry. – 2006. – № 7. – P. 24–26.
10. Malanyuk O.S. Implementation of the «cycling process» technology at an oil and gas condensate field in the Irkutsk region / O.S. Malanyuk, A.O. Kolchegosheva // New technologies for the oil and gas region: materials of the All-Russian scientific and practical conference of students, postgraduates and young scientists with international participation (May 20–23, 2014, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2014. – P. 58–59.
11. Physical modeling of displacement processes using the example of the oil rim of the Yen-Yakhinskoye oil and gas condensate field / V.I. Marinin [et al.] // Scientific and technical collection News of gas science. – 2011. – № 2(7). – P. 6–14.
12. Medvedev E.V. Assessment of the influence of the cycling process on condensate recovery of gas condensate deposits // Scientific mechanisms for solving problems of innovative development: a collection of articles based on the results of the International scientific and practical conference (May 22, 2018, Ufa). – Ufa : Agency for international research, 2018. – P. 109–111.
13. Petrushin E.O. Field studies of inflow to horizontal wells and methods of intensifying oil and gas production / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, L.G. Kusova // SEVERGEOECOTECH – 2021: reports of the XXII International youth scientific conference (March 17–19, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta state technical university, 2021. – P. 476–480.
14. Popov I.P. Geological and field analysis of the development of gas condensate deposits of the Yen-Yakhinskoye field / I.P. Popov, A.A. Tomilov, D.A. Pustovoy // Natural and technical sciences. – 2015. – № 8(86). – P. 23–28.
15. Savenok O.V. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures on the South-Russkoye oil and gas condensate field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.
16. Tomskii K.O. Optimization of the location of a multilateral well in a thin oil rim, complicated by the presence of an extensive gas cap / K.O. Tomskii, M.S. Ivanova // Journal of Mining Institute. – 2024. – Vol. 265. – P. 140–146.
17. Cheban S.E. Application of the cycling process to increase condensate recovery / S.E. Cheban, A.N. Sumin // NEFTGASTEK: Proceedings of the 6th Tyumen International innovation forum (September 16–17, 2015, Tyumen). – Salekhard: Pechatnik Publishing House, 2015. – P. 450–454.
18. Sharafutdinov R.F. The rationale behind the selection of objects for physical modeling based on geological and statistical data / R.F. Sharafutdinov, A.S. Samoilov, N.Yu. Kolotygina // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2024. – № 3(165). – P. 114–124.
19. Yakhudina N.Kh. Features of calculations of vapor-liquid equilibrium of undersaturated gas condensate mixtures at high pressures (over 40 MPa) // Gas industry. – 2001. – № 1. – P. 73–78.
20. Yashchenko S.E. Modeling of non-standard methods for developing gas condensate fields // ACADEMY. – 2019. – № 11(50). – P. 6–7.