

УДК 622.276

**ПРИМЕНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЫТЕСНЕНИЯ
ДЛЯ РАСЧЁТА ПРОГНОЗНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
ЗАДОНСКОГО ГОРИЗОНТА ВЕРХНЕГО ДЕВОНА
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТАХ**



**APPLICATION OF DISPLACEMENT CHARACTERISTICS
TO CALCULATE PREDICTIVE TECHNOLOGICAL INDICATORS
OF OIL RESERVOIR DEVELOPMENT IN CARBONATE DEPOSITS
OF THE ZADONSK HORIZON OF THE UPPER DEVONIAN
OIL FIELD UNDER VARIOUS OPTIONS**

Петрушин Евгений Олегович

начальник укрупнённого нефтепромысла № 4
ООО «ННК – Северная нефть»
eopetrushin@yahoo.com

Petrushin Evgeniy Olegovich

Head of the enlarged oil field № 4
of «NNK – Severnaya neft»
Limited Liability Company
eopetrushin@yahoo.com

Аннотация. Исходя из основных этапов проектирования разработки нефтяных залежей, в статье выполнено обоснование выбора эксплуатационных объектов, обоснование способов поддержания пластового давления, рассмотрены различные варианты дальнейшей разработки нефтяного месторождения, расположенного на территории Печорского района Республики Коми, а также обоснована методика расчёта технологических вариантов и выполнены прогнозные расчёты. Предлагаются 3 варианта дальнейшей разработки месторождения, отличающихся количеством добывающих скважин, а также наличием или отсутствием бокового ствола. В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, для оценки эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки используют характеристики вытеснения, которые отражают реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции.

Annotation. Based on the main stages of designing the development of oil deposits, the article justifies the choice of production facilities, justifies methods for maintaining reservoir pressure, considers various options for further development of the oil field located in the Pechora region of the Komi Republic, and also justifies the methodology for calculating technological options and performs forecast calculations. There are 3 options for further development of the field, differing in the number of production wells, as well as the presence or absence of a sidetrack. In the practice of oil field development, along with other methods, to assess the effectiveness of measures to improve development systems, displacement characteristics are used, which reflect the actual process of oil reserves production and the associated dynamics of product water cut.

Ключевые слова: характеристики вытеснения; расчёт прогнозных технологических показателей; методика комплексного проектирования разработки залежей; эффективность выработки запасов нефти; оценка эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки; характер динамики обводнённости продукции; мероприятия по повышению эффективности разработки нефтяных месторождений.

Keywords: displacement characteristics; calculation of forecast technological indicators; methodology for integrated design of reservoir development; efficiency of oil reserves production; assessing the effectiveness of measures to improve development systems; nature of the dynamics of water cut in products; measures to improve the efficiency of oil field development.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении рассматриваемое нефтяное месторождение находится на территории Печорского района Республики Коми. На месторождении выявлена одна залежь нефти в отложениях задонского горизонта верхнего девона – пласт $\Phi_0 D_{3zd}$. По этой причине объектом проектирования является один эксплуатационный объект – нефтяная залежь пласта $\Phi_0 D_{3zd}$ задонского горизонта верхнего девона, залегающая на глубинах 1774–1839 м.

По геологическому строению месторождение является простым.

Залежь классифицируется как массивная, сводовая. Уровень подсчёта по залежи принят на отметке – 1674 м. В принятом контуре нефтеносности размеры её со-

ставляют $2,7 \times 1,1$ км, высота – 40 м. Коллекторами являются известняки трещинно-каверново-порового типа.

Месторождение находится на второй стадии разработки. Процесс разработки залежи характеризуется как достаточно эффективный. Это позволило использовать сложившуюся на залежи характеристику вытеснения для расчёта прогнозных технологических показателей разработки при различных вариантах.

Принятое значение давления насыщения пластовой нефти газом составляет 6,79 МПа, плотность $839,3 \text{ кг/м}^3$, вязкость $9,8 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, коэффициент сжимаемости равен $10,05 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$, температурный коэффициент объёмного расширения $7,44 \times 10^{-4} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$.

Краткая геолого-физическая характеристика залежи нефти рассматриваемого месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения

Параметры	пласт Ф ₀ D _{3zd}
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	– 1634
Тип залежи	сводовая, массивная
Тип коллектора	трещинно-каверново-поровый
Площадь нефтегазонасыщенности, тыс. м ²	2068,0
Средняя общая толщина, м	54,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	20
Пористость, %	7,0
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ, доли ед.	–
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ, доли ед.	0,84
Средняя нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,84
Проницаемость (керна / ИД / КВД), мкм ²	0,18/3,3/9,1
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,50
Коэффициент расчленённости, доли ед.	9
Начальная пластовая температура, °С	57,3
Начальное пластовое давление, МПа	18,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	9,8
Вязкость нефти в поверхностных условиях, мПа · с	25,2
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м ³	0,837
Плотность нефти в поверхностных условиях, тонн/м ³	0,874
Абсолютная отметка ВНК, м	– 1674
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,065
Содержание серы в нефти, %	1,35
Содержание парафина в нефти, %	3,9
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,79
Газосодержание нефти, м ³ /т	16,7
Содержание сероводорода, %	0,69
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа · с	–
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа · с	1,3
Плотность воды в пластовых условиях, тонн/м ³	–
Плотность воды в поверхностных условиях, тонн/м ³	1,147
Сжимаемость, 1/МПа · 10 ⁻⁴	
нефти	10,05
воды	–
породы	–
Коэффициент продуктивности, м ³ /сут. · МПа	
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,611

В 2022 году на базе уточнённой геолого-технологической модели подготовлен технологический проект разработки рассматриваемого нефтяного месторождения со следующими основными положениями и технологическими показателями:

- выделение одного объекта разработки – залежи Ф₀ D_{3zd} задонского горизонта;
- режим разработки – на естественном режиме;
- фонд скважин для бурения – 1 добывающая скважина и 1 боковой ствол;
- фонд скважин, всего – 4 (все добывающие) и 1 боковой ствол;
- накопленная добыча нефти 229 тыс. тонн;
- достижение КИН – 0,360.

Анализ небольшой истории разработки месторождения, а также опыт разработки месторождений-аналогов свидетельствует о возможности эксплуатации залежи в режиме истощения, без организации системы ППД.

Анализ текущего состояния разработки месторождения

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении пробурено 4 скважины: 1 – поисковая и 3 – эксплуатационные. Эксплуатационное бурение, начатое в 2020 году, завершено в 2023 году.

Все скважины находятся в действующем добывающем фонде.

Весь фонд добывающих скважин на месторождении эксплуатируется механизированным способом при помощи ЭЦН. Фонтанным способом на залежи добыто 32 % от накопленного отбора нефти.

Коэффициент эксплуатации действующих скважин составляет 0,959.

Средний дебит нефти за 2022 год равен 27,4 тонн/сут., жидкости 56,0 тонн/сут. при проектных уровнях 31 тонн/сут. и 50,4 тонн/сут. соответственно.

За 2022 год добыча нефти и жидкости составила 38 тыс. тонн (что соответствует 16,6 % НИЗ в год или 22,2 % ТИЗ) и 70 тыс. тонн, по проекту предусматривалось 37 тыс. тонн и 60 тыс. тонн соответственно. Среднегодовая обводнённость продукции равна 45,6 % при проектном значении 38,4 %. Обводнённость продукции за 2021 год по сравнению с 2020 годом выросла на 24,4 % и составила 29,5 % (проектный показатель равен 7,9 %). В 2022 году обводнённость увеличилась ещё на 16,1 % при проектном увеличении на 8,9 %. Более высокие темпы роста обводнённости в сравнении с проектом обусловлены активным напором подошвенных вод.

Скважины залежи характеризуются как среднепродуктивные и среднеобводнённые.

Фактическая накопленная добыча нефти на 01.01.2024 г. равна 96 тыс. тонн (что соответствует проекту с точностью + 1,2 %) или 41,9 % от НИЗ при обводнённости 45,6 %. Добыча жидкости с начала разработки равна 141,6 тыс. тонн, что выше проектного показателя на 10 тыс. тонн.

Опережающий рост обводнённости в 2022 году обусловлен вводом в эксплуатацию новой скважины № 403 с обводнённостью около 80 % вместо ожидаемой 26,7 %. Высокая обводнённость новой скважины объясняется тем, что первоначально были перфорированы нижние интервалы (а.о. – 1671,7 ÷ 1673,1 м) при утверждённом уровне ВНК – 1674 м.

Скважина по нижним интервалам до февраля 2023 года добыла 2,4 тыс. тонн нефти и 11,9 тыс. тонн жидкости. Затем нижние интервалы были изолированы и перфорированы следующие прослои в интервале 2336-2339 м (а.о. – 1664,8 ÷ 1667,6 м). Обводнённость скважины снизилась до 13 %.

Таким образом, на 01.01.2024 г. фактические показатели соответствуют проектным с незначительным превышением дебитов жидкости и обводнённости.

Динамика показателей разработки месторождения в целом отражена на рисунке 1.

Фонд действующих добывающих скважин полностью соответствует проектным величинам.

Эксплуатация залежи Ф0 ведётся на естественном режиме. Начальное пластовое давление, пересчитанное на ВНК (а.о. – 1674 м), составляет 18,7 МПа. По результатам гидродинамических исследований, проведённых в эксплуатационных скважинах в 2020–2021 гг., и согласно регулярным замерам пластовых давлений текущее пластовое давление на 01.09.2023 г. практически равно начальному.

Сохранение пластового давления на начальном уровне связано с активным напором пластовых вод, подстилающих залежь.

Прямые замеры пластового давления в новых скважинах № 403 и 404, пробуренных в 2022–2023 гг. на неразбуренных участках, подтверждают данные выводы. В частности, в скважине № 403 при испытании в процессе бурения интервала 2314–2344 м (а.о. – 1645,0 ÷ 1675,1 м) 3 июля 2022 года замеренное пластовое давление составило 18,6 МПа. В скважине № 404 в мае 2023 года при свабировании до 300–500 м получен фонтанный приток безводной нефти, что при газовом факторе 16,7 м³/т может быть достигнуто лишь при забойных давлениях выше 14–15 МПа.

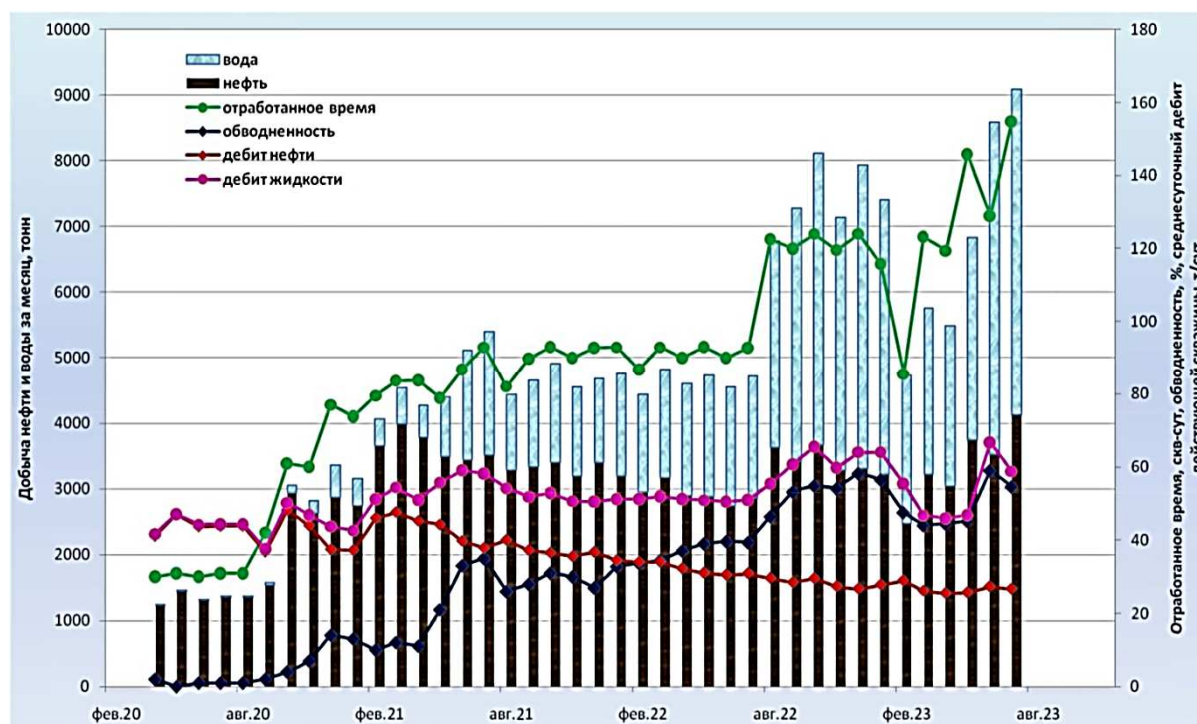


Рисунок 1 – График разработки месторождения

Дополнительным фактором, подтверждающим неизменность пластового давления, является сохранение динамических уровней в скважине № 4 практически на устье.

Перечисленные факты, таким образом, подтверждают высокую активность подошвенной воды, что обеспечивает практически жёстко-водонапорный режим работы пласта.

Благодаря высоким фильтрационным свойствам коллектора и активности законтурной водоносной области, процесс разработки залежи характеризуется как достаточно эффективный.

Методика комплексного проектирования разработки залежей

Разработка нефтяного месторождения – комплекс мероприятий, направленных на извлечение из залежи нефти на поверхность и управление этим процессом.

Система разработки определяет количество эксплуатационных объектов, способы воздействия на пласты и темпы отбора нефти из них, размещение и плотность сетки добывающих и нагнетательных скважин, способы и режимы их эксплуатации, мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки, охране недр и окружающей среды.

При установлении системы разработки необходимо решить следующие вопросы:

1. Количество эксплуатационных объектов.

Большинство нефтяных месторождений состоят из нескольких залежей или пластов, расположенных поэтажно один над другим. В таких многопластовых месторождениях каждый эксплуатационный объект (залежь, пласт) разрабатывается самостоятельно, причём очередность ввода того или иного объекта определяется, исходя из технико-экономических соображений.

Иногда одной сеткой скважин совместно разрабатываются несколько объектов. Так разрабатываются месторождения, в которых эксплуатационные объекты расположены недалеко друг от друга, геолого-физические свойства пластов (состав пород, проницаемость, пластовое давление, режимы дренирования) и физико-химические свойства нефти примерно одинаковы.

Может осуществляться также раздельная эксплуатация нескольких объектов одной сеткой скважин. В этом случае все продуктивные пласты данного месторождения (или основные из них) разрабатываются одной сеткой скважины. Скважины оснащаются оборудованием, обеспечивающим извлечение нефти или газа из каждого пласта

на поверхность, по самостоятельным каналам: например, нефть из одного пласта извлекается по подъёмным трубам, а из другого – по межтрубному пространству.

Следующим, одним из наиболее важных вопросов, который необходимо решить при проектировании разработки месторождения, является определение естественного режима работы залежи.

2. Режимы работы залежей нефти.

Наличие тех или иных видов пластовой энергии и характер их проявления в процессе разработки нефтяной залежи определяют режим дренирования залежи (чаще его называют режим залежи).

Принято давать название режиму по преобладанию главной движущей силы.

Большая часть нефтяных залежей обладает так называемым водонапорным режимом, при котором движение нефти в пласте к скважинам осуществляется под действием наступающей краевой (контурной) воды. В идеальном случае при этом режиме залежь постоянно пополняется водой из поверхностных источников.

Режим работы нефтяного пласта, при котором основной движущей силой является упругое расширение породы и жидкостей, заключённых в ней, называется упруго-водонапорным (упругим) режимом.

Режим растворённого газа характерен для залежей с пологим падением пластов при отсутствии свободного газа и без напора краевой воды.

Эффективность расходования пластовой энергии при газовых режимах характеризуется газовым фактором – количеством газа, приведённым к нормальным условиям, приходящимся на 1 тонну извлекаемой нефти.

Чаще всего на залежах проявляется смешанный режим (упруго-водонапорный, упругий и режим растворённого газа и т.д.).

Для восполнения пластовой энергии в нефтяных залежах, разрабатываемых на упругом режиме или режиме растворённого газа, необходимо применять методы искусственного поддержания пластового давления путём закачки в залежь рабочего агента (воды или газа).

3. Схема размещения скважин.

Если нефтяная залежь обладает активным водонапорным режимом и необходимость создания системы поддержания пластового давления отсутствует, схема размещения добывающих скважин, как правило, равномерная треугольная.

Наиболее распространены различные по схеме взаимного размещения добывающих и нагнетательных скважин процессы нагнетания воды в пласты. Воду в пласт можно закачивать за контуром нефтеносности, на контуре и внутри контура.

Законтурное заводнение применяется на сравнительно небольших залежах с хорошей проницаемостью законтурной зоны.

Для средних по размеру залежей применяют комбинацию законтурного и сводового заводнения.

В прерывистых неоднородных пластах закачку осуществляют при помощи отдельных внутриконтурных нагнетательных скважин, воздействующих на группу соседних добывающих скважин (очаговое заводнение).

При помощи разрезания залежи на блоки самостоятельной разработки рядами нагнетательных скважин, расположенных перпендикулярно к оси структуры (блоковое заводнение), разрабатываются большинство крупных залежей. Традиционно применяется трёхрядная система, реже пятирядная.

При площадном заводнении закачка воды осуществляется в систему нагнетательных скважин, чередующихся с добывающими. Для получения большего эффекта предпочтительно размещение скважин по правильным геометрическим системам. Системы размещения могут быть линейными, четырёхточечными, семиточечными и девятиточечными.

Достаточно часто на месторождениях Тимано-Печорской провинции применяют комбинацию законтурного и площадного заводнения.

4. Продуктивность скважин.

Проектирование разработки залежи должно базироваться на данных исследования поисково-разведочных скважин, вскрывших продуктивный пласт и давших при

опробовании нефть или воду, а также результатах работы первоочередных эксплуатационных скважин.

Для малоизученных месторождений дополнительно применяется метод аналогии.

5. Методика расчёта технологических показателей

Методы расчёта технологических показателей подразделяются на две основные группы. К первой группе относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа. Ко второй группе отнесены методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов (постояннодействующие геолого-технологические модели).

Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость типа «накопленная добыча нефти – накопленный отбор жидкости». Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой.

Характеристики вытеснения позволяют судить об эффективности выработки запасов нефти при заводнении объектов разработки. Сопоставление характеристик вытеснения различных объектов разработки в безразмерном виде позволяет сравнивать эти объекты, выявлять причины и факторы, влияющие на характер выработки запасов нефти.

В практике разработки нефтяных месторождений, наряду с другими методами, характеристики вытеснения используются для оценки эффективности мероприятий по совершенствованию систем разработки. Внесение изменений в систему разработки, связанных с вовлечением в активную разработку нефтенасыщенных участков и зон продуктивных пластов, отражается на форме характеристик вытеснения, поскольку меняется характер динамики обводнённости продукции. Эта особенность характеристик вытеснения используется в практике разработки нефтяных месторождений для количественной оценки мероприятий по повышению её эффективности.

Используемые в практике характеристики вытеснения можно разделить на два вида – интегральные и дифференциальные. Интегральные характеристики вытеснения, как правило, устойчивы, слабо «реагируют» на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения и меняют свою форму лишь при существенных изменениях процессов извлечения нефти в значительном объёме разрабатываемого пласта. Дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча нефти, нефтесодержание в отбираемой продукции или водонефтяной фактор, значительно менее устойчивы, требуют более тщательной обработки данных, «отсеивания» случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

Надёжность количественных оценок эффективности гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от достоверности представления геологического строения объекта разработки или его участка, величины запасов нефти, степени и характера их выработки, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку месторождения или его участков, перемещения запасов нефти из одних частей залежи в другие, а также от характера и объёмов проводившихся мероприятий в предшествующий период. Различное сочетание этих основных факторов может оказывать существенное влияние на поведение характеристик вытеснения в процессе извлечения запасов нефти. Основным признаком, определяющим возможность использования конкретной интегральной характеристики вытеснения для экстраполяции на прогнозный период, является прямолинейный характер на конечном участке к моменту начала применения гидродинамического метода повышения нефтеотдачи (методы регулирования) на рассматриваемом объекте. Этим обстоятельством, по существу, и объясняется многообразие видов интегральных характеристик вытеснения, предложенных различными исследователями, каждая из которых в зависимости от конкретных условий и особенностей процесса выработки запасов нефти может оказаться наиболее приемлемой.

Характеристики вытеснения могут применяться для оценки эффективности практически всех методов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты, за исключением, возможно, подгазовых зон газонефтяных объектов разработки.

Следует иметь в виду, что изменение формы характеристики вытеснения может быть связано как с вовлечением в активную разработку недренируемых или слабодренируемых запасов нефти (в тупиковых зонах, отдельных прослоях, линзах и т.д.), так и с перераспределением отборов жидкости и закачки воды по скважинам, т.е. гидродинамическое воздействие может оказывать влияние как на конечную, так и на текущую нефтеотдачу. Поэтому при оценке технологической эффективности мероприятий следует использовать результаты текущего геолого-промыслового анализа с целью определения дополнительно вводимых в разработку запасов нефти в результате изменения систем воздействия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослои, линзы, тупиковые и слабодренируемые зоны.

Поскольку величины запасов нефти в этих зонах обычно невелики по сравнению с общими запасами нефти объекта разработки, влияние ввода их в активную разработку может оказаться слабо заметным на форме характеристики вытеснения. В этих случаях объёмы добычи нефти, полученные из дополнительно введённых в разработку балансовых запасов нефти, должны определяться отдельно и целиком относиться к методу гидродинамического воздействия.

Использование характеристик вытеснения по отдельным скважинам для оценки эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи является весьма условным из-за существенных изменений режима работы каждой из них в течение периода эксплуатации и взаимовлияния работы окружающих скважин. В связи с этим использование скважинных характеристик вытеснения для оценки технологической эффективности гидродинамического воздействия не рекомендуется.

Для методов гидродинамического воздействия, предусматривающих вовлечение в активную разработку недренируемых запасов нефти, в начальный период разработки объекта рекомендуется применение дифференциальных характеристик вытеснения ввиду низкой обводнённости продукции.

Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида, основными из которых являются следующие:

$$\frac{Q_{жс}}{Q_n} = A + B \cdot Q_e \quad (\text{предложена С.Н. Назаровым и Н.В. Сипачёвым}); \quad (1)$$

$$Q_n = A + \frac{B}{Q_{жс}} \quad (\text{предложена Г.С. Камбаровым и др.}); \quad (2)$$

$$Q_n = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{жс}}} \quad (\text{предложена А.М. Пирвердяном и др.}); \quad (3)$$

$$Q_n = A + B \cdot Q_{жс}^c \quad (\text{предложена А.А. Казаковым}); \quad (4)$$

$$Q_n = A + \frac{q_n}{q_e} \quad (\text{предложена Н.А. Черепахиным и Г.Т. Мовмыгой}); \quad (5)$$

$$Q_n = A + B \cdot \ln Q_{жс} \quad (\text{предложена Б.Ф. Сазоновым}); \quad (6)$$

$$Q_n = A + B \cdot \ln Q_e \quad (\text{предложена М.И. Максимовым}); \quad (7)$$

$$Q_n = A + B \cdot \ln \left(\frac{q_e}{q_n} \right) \quad (\text{предложена Ф.А. Гарбом и Э.Х. Циммерманом}); \quad (8)$$

$$\frac{Q_e}{Q_n} = A + B \cdot e^{c \cdot Q_n} \quad (\text{предложена Французским институтом}); \quad (9)$$

$$\ln n_n = A + B \cdot \ln Q_{жс}; \quad (10)$$

$$q_n = q_0 + e^{-\alpha \cdot t}; \quad (11)$$

$$q_n = \frac{q_0}{1 + \beta \cdot t}, \quad (12)$$

где Q_n , Q_e и $Q_{ж}$ – накопленная с начала разработки добыча нефти, воды и жидкости соответственно; q_n , q_e и $q_{ж}$ – добыча нефти, воды и жидкости по годам разработки соответственно; A , B , C , α , β – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных; n_n – среднегодовая доля нефти в добываемой жидкости; q_0 – годовая добыча нефти за первый год рассматриваемого периода; t – время, годы.

Интегральные характеристики вытеснения видов (2), (3) и (6), дифференциальные характеристики вытеснения видов (10), (11) и (12) являются наиболее простыми и удобными при «ручной» обработке данных для определения эффективности гидродинамического воздействия. Остальные виды характеристик вытеснения при «ручной» обработке фактических данных для количественной оценки эффекта от гидродинамических методов повышения нефтеотдачи требуют гораздо больших объёмов вычислений или использования методов подбора различных величин и коэффициентов. В этих случаях рекомендуется «машинная» обработка исходных данных с использованием ЭВМ, для чего необходимо составить для компьютера программу для выбора наилучшего вида характеристики вытеснения.

Дифференциальные характеристики вытеснения вида (11) и (12) для построения базового варианта и определения эффективности гидродинамического воздействия рекомендуется применять в период безводной добычи нефти. Коэффициенты α и β для этих характеристик вытеснения целесообразно определять с учётом сложившегося коэффициента падения дебитов нефти по рассматриваемому объекту до начала гидродинамического воздействия. В некоторых случаях коэффициент α для характеристики вытеснения вида (11) определяется как отношение средней начальной годовой добычи нефти одной скважины к извлекаемым запасам нефти на одну скважину.

Физически содержательная математическая модель (геолого-технологическая модель) процесса разработки пласта представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые с наибольшей полнотой на сегодня описывают изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющие воздействия на скважинах.

Особо следует отметить, что система уравнений с дополнительными условиями описывает фильтрационный процесс в области, которая, в свою очередь, является моделью реального геологического объекта, отличающегося, как правило, сложным строением. Эту модель называют геолого-математической моделью объекта разработки.

Основные требования, предъявляемые к современной физически содержательной математической модели процесса разработки, следующие:

- модель должна быть проблемно-ориентированной, т.е. должна учитывать все основные технологические факторы реализуемого процесса разработки (динамику фонда скважин, широкий спектр управляющих воздействий на скважинах, продуктивности скважин и т.п.);
- информационное обеспечение модели должно осуществляться в автоматизированном режиме;
- время расчётов должно быть практически приемлемым при проведении массовых расчётов;
- модель должна быть адаптирующейся по данным истории разработки.

Следует подчеркнуть, что современные численные модели фильтрации в совокупности учитывают неоднородность пласта по толщине и простиранию, порядок разбуривания, систему размещения и режимы работы скважин, их интерференцию, неоднородность и многофазность фильтрационных потоков, капиллярные и гравитацион-

ные силы, нелинейность законов фильтрации и др., т.е. все существенные геолого-физические и технологические факторы процесса разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. Поэтому модели хорошо адаптируются по данным истории разработки. С помощью моделей фильтрации в принципе можно давать надёжные прогнозы технологических показателей разработки с гидродинамическими воздействиями любого вида, а также надёжно оценивать эффективность проведённых мероприятий.

Обоснование вариантов разработки

Текущее состояние разработки рассматриваемого месторождения не позволяет достичь утверждённую нефтеотдачу. Однако небольшая площадь нефтеносности залежи (206,8 га), величина извлекаемых запасов и небольшая средневзвешенная нефтенасыщенная толщина практически не оставляют возможностей выбора вариантов. Особенности разреза – гранулярность и расчленённость – не позволяют рассчитывать на эффективность горизонтального бурения.

Исходя из представленных соображений, к исследованию предлагаются 3 варианта, отличающихся количеством добывающих скважин, а также наличием бокового ствола.

Вариант 1 – базовый. Предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин. Общий фонд – 5 скважин, все добывающие. Фонд скважин для бурения – 1 добывающая, которая по факту (скважина № 404) пробурена и введена в эксплуатацию в мае 2023 года.

В следующих вариантах рекомендуется бурение новой скважины № 405, основное предназначение которой – уточнение структурных построений в районе южного купола. Целесообразность бурения обусловлена аномальной работой скважины № 4, которая на 01.08.2023 г. обеспечила накопленную добычу нефти 63,2 тыс. тонн и продолжает работать со средним дебитом нефти 50 тонн/сут. и обводнённостью 30 %. Скважина добыла более половины суммарной добычи нефти по месторождению и, согласно оценкам, способна добыть ещё не менее 80 тыс. тонн. Но таких запасов на месторождении просто нет, если ориентироваться на существующую геологическую модель. Требуется пробурить новую скважину с проведением в ней исследований для уточнения структуры. Бурение и ввод скважины № 405 предусмотрены в 2024 году. После проведения необходимых исследований по скважине будет принято решение о пересмотре геологических и извлекаемых запасов и подготовке нового проектного документа.

Вариант 2. Общий фонд – 6 добывающих скважин; фонд скважин для бурения – 2.

Вариант 3. Общий фонд – 6 добывающих скважин и 1 боковой ствол; фонд скважин для бурения – 2 и 1 боковой ствол.

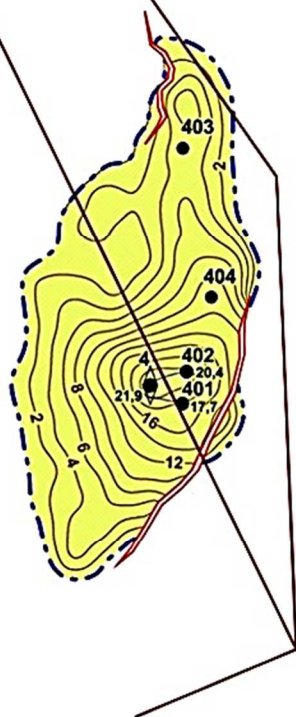
В таблице 1 приводятся основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки.

Таблица 1 – Основные исходные технологические характеристики расчётных вариантов разработки

Показатели	Варианты		
	1	2	3
Режим разработки	естественный, упруговодонапорный		
Система размещения скважин	неравномерная		
Расстояние между скважинами, м	250–1000	250–1000	250–1000
Плотность сетки скважин, га	41,4	34,5	29,5
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,601	0,607	0,609
Критерии отключения добывающих скважин: обводнённость, %	98,0	98,0	98,0
Коэффициент использования фонда скважин, доли ед. добывающих нагнетательных	1 –	1 –	1 –
Фонд скважин всего, в т.ч. добывающих нагнетательных иных (ликвидированные)	5 5 –	6 6 –	6 6 –
Боковых стволов	–	–	1
Фонд скважин для бурения, в т.ч. добывающих (боковой ствол)	1 1	2 2	2 2 (1)

Схемы размещения проектных скважин по вариантам представлены на рисунке 2.

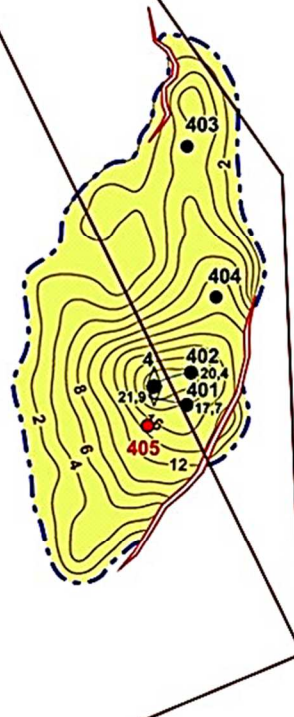
66



- - эксплуатационная скважина, давшая приток нефти
- - проектная добывающая скважина

Вариант 1

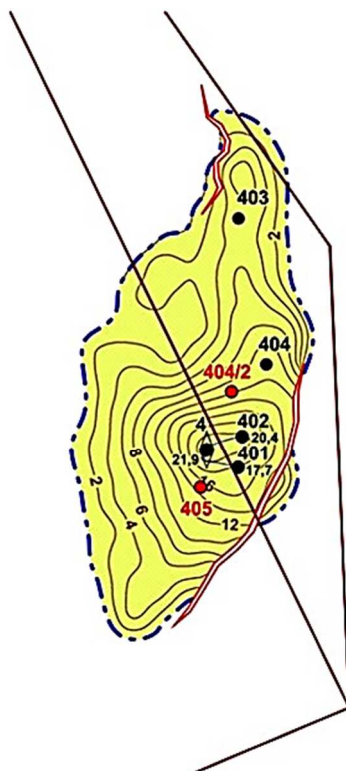
66



- - эксплуатационная скважина, давшая приток нефти
- - проектная добывающая скважина

Вариант 2

66



- - эксплуатационная скважина, давшая приток нефти
- - проектная добывающая скважина

Вариант 3

Рисунок 2 – Схема размещения проектных скважин

Технологические показатели вариантов разработки

Количество эксплуатационных скважин определено исходя из текущего состояния разработки залежи, неблагоприятных технологических показателей работы скважины № 404, необходимости доизучения залежи.

Следующим этапом проектирования разработки месторождения является расчёт динамики фонда эксплуатационных скважин. Вполне правомерно рассматривать динамику фонда эксплуатационных скважин как величину, в основном зависящую от степени выработанности запасов.

Для расчёта динамики числа эксплуатационных скважин использована зависимость числа эксплуатационных скважин ($N_{\text{экспл}}$), выраженного в процентах от максимального числа скважин (N_{max}), от выработки извлекаемых запасов (рис. 3).



Рисунок 3 – Зависимость числа эксплуатационных скважин от выработки извлекаемых запасов

Данная зависимость построена по данным эксплуатации длительно разрабатываемых месторождений при жёстком водонапорном режиме. Максимальное число скважин (N_{max}) принято согласно данным из таблицы 1 (5, 6 и 6 ед. для вариантов 1, 2 и 3 соответственно).

Так как вытеснение нефти водой в условиях рассматриваемого месторождения происходит при постоянном пластовом давлении, дебиты жидкости по скважинам приняты постоянными.

Добыча жидкости рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{ж(i)} = q_{ж} \cdot N_{\text{экспл}(i)} \cdot 365 \cdot \frac{K_{\text{экспл}}}{1000}, \quad (13)$$

где $Q_{ж}$ – добыча жидкости, тыс. тонн; $q_{ж}$ – дебит жидкости, тонн/сут.; $K_{\text{экспл}}$ – коэффициент эксплуатации ($K_{\text{экспл}} = 0,95$).

Наиболее сложным и трудоёмким этапом для расчёта технологических показателей разработки нефтяной залежи является расчёт темпов обводнения залежи во времени.

При расчёте показателей разработки использовалась характеристика вытеснения, предложенная Б.Ф. Сазоновым:

$$Q_{н} = A + B \cdot \ln Q_{ж}. \quad (14)$$

Использование именно этой характеристики вытеснения позволяет прогнозировать объёмы добычи нефти при невысокой обводнённости продукции.

Фактические показатели разработки залежи Ф0 рассматриваемого месторождения и данные для определения добычи нефти представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные технологические показатели разработки

Годы и периоды	Добыча, тыс. тонн						Весовая обводнённость, %	Действующий фонд добывающих скважин	Дебит, тонн/сут.	
	нефти		воды		жидкости				нефти	жидкости
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная				
2020	16,7	16,7	0,9	0,9	17,6	17,6	5,1	3	42,5	44,8
2021	41,2	57,9	13,0	13,9	54,2	71,8	24,0	3	40,1	56,9
2022	38,0	95,9	31,9	45,8	69,9	141,7	45,6	4	34,5	50,4
2023	37,0	132,9	61,7	107,5	98,7	240,4	62,7	5	21,4	56,9

Фактические точки зависимости $Q_n - \ln Q_{ж}$ представлены на рисунке 4. Характеристика вытеснения имеет вид:

$$Q_n = -133,4 + 48,379 \cdot \ln Q_{ж} . \quad (15)$$

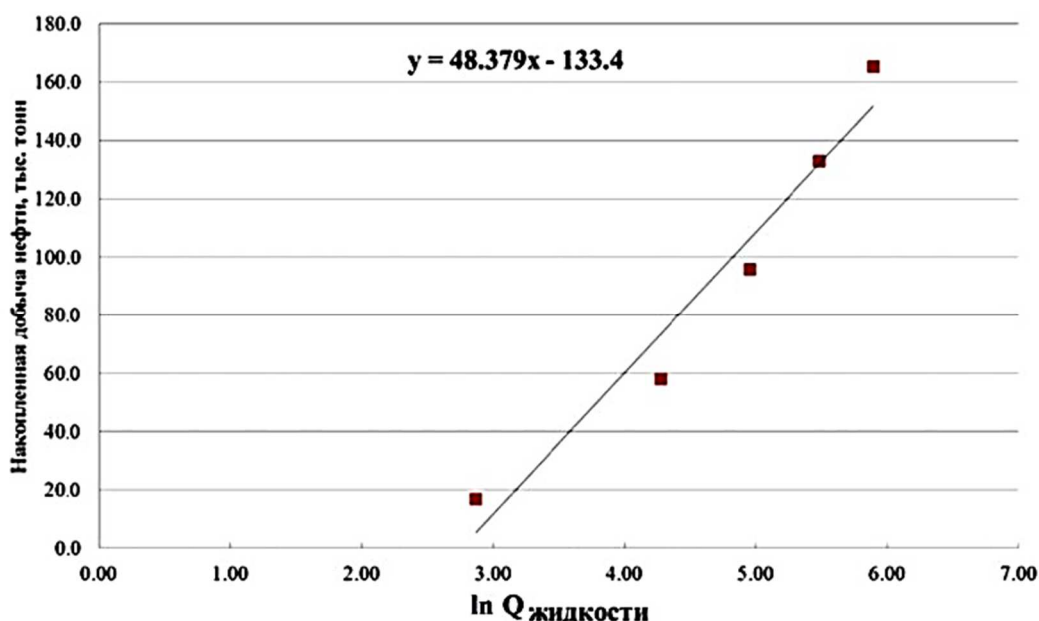
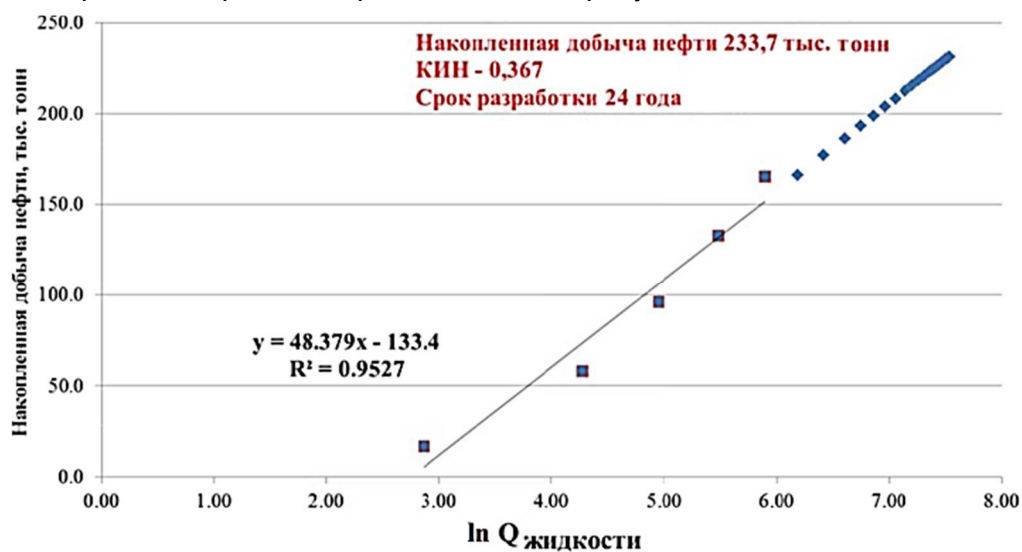


Рисунок 4 – Характеристика вытеснения, построенная по методу Б.Ф. Сазонова

Подставляя последовательно значения $\ln Q_{ж}$, получаем накопленную добычу нефти на конец каждого расчётного года. При достижении обводнённости продукции 98,0 % расчёт останавливаем. Прогнозные точки расчёта по полученной зависимости для рассмотренных вариантов представлены на рисунке 5.



Вариант 1

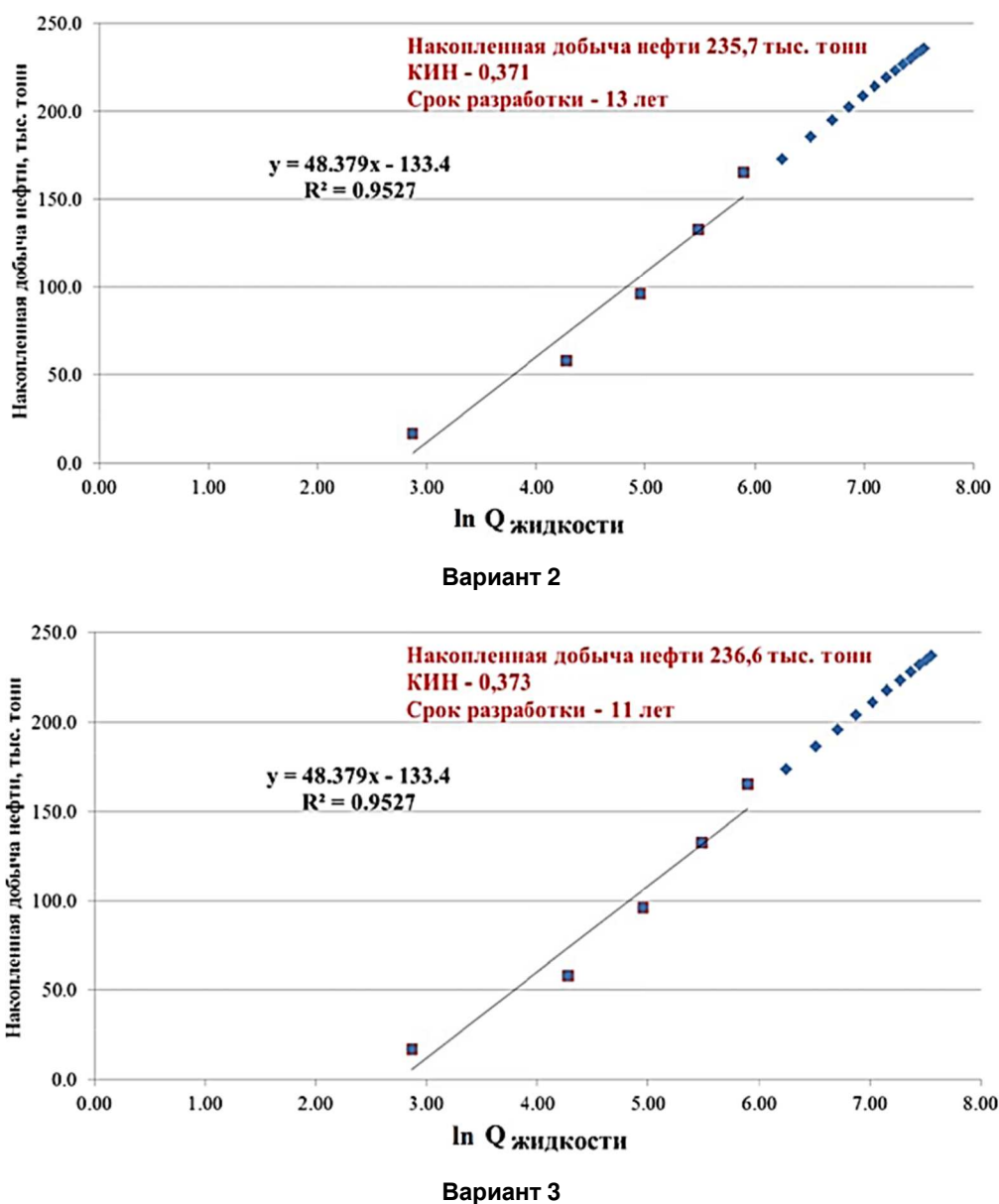


Рисунок 5 – Прогнозный расчёт добычи нефти

Результаты расчётов по вариантам разработки приведены на рисунке 6.

Вариант 1. Окончание разработки предполагается в 2048 году. Добыча нефти за расчётный период разработки составит 137,7 тыс. тонн, накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 233,7 тыс. тонн.

Вариант 2. Окончание разработки предполагается в 2037 году. Добыча нефти за расчётный период разработки составит 139,8 тыс. тонн, накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 235,7 тыс. тонн.

Вариант 3. Окончание разработки предполагается в 2035 году. Добыча нефти за расчётный период разработки составит 140,7 тыс. тонн, накопленный отбор нефти за весь срок разработки составит 236,6 тыс. тонн.

Согласно проведённой оценке утверждённый КИН (0,370) достигается по вариантам 2 и 3, отличие которых лишь в сроках окончания разработки. Таким образом, окончательный выбор рекомендуемого варианта можно сделать после экономической оценки рассмотренных вариантов разработки.

По совокупности экономических показателей приоритетным является вариант 1. Однако вариант 1 не обеспечивает достижение утверждённого КИН. По этой причине к реализации следует рекомендовать вариант 3, позволяющий по сравнению с вариантом 2 сократить сроки разработки.

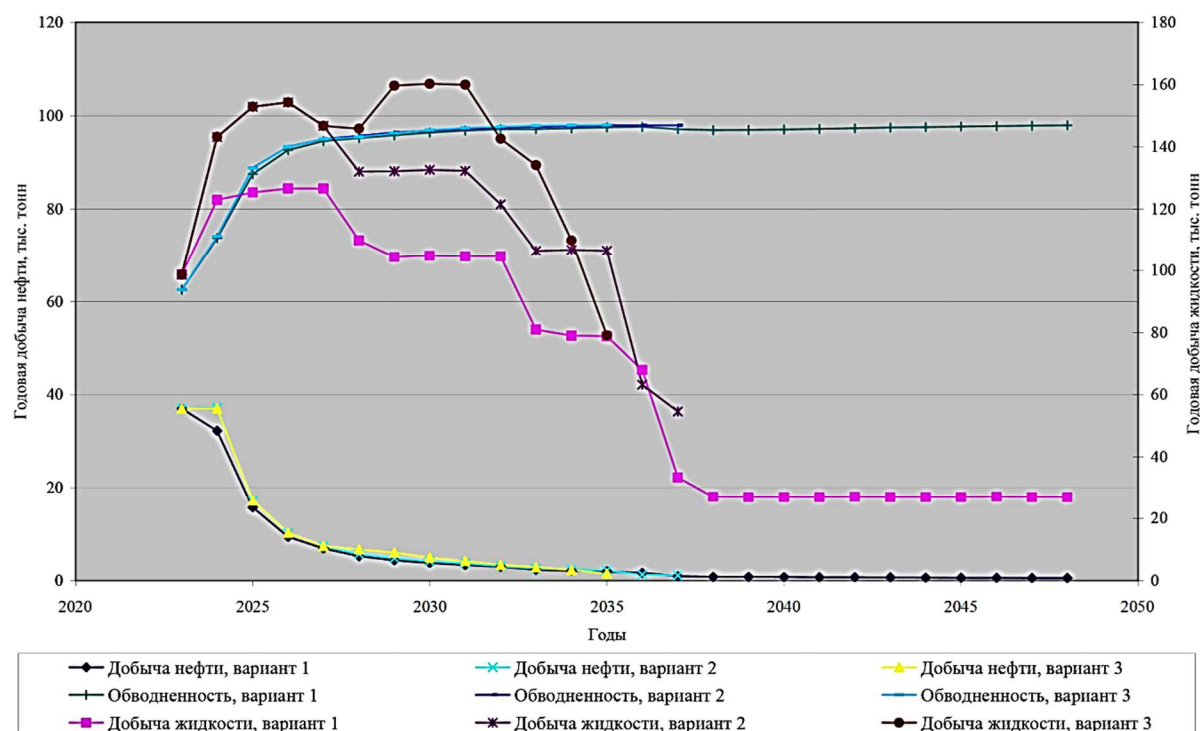


Рисунок 6 – Сравнение показателей разработки по вариантам

Рекомендуемый вариант предполагает бурение двух добывающих скважин и одного бокового ствола.

Вариант экономически эффективен, технологически позволяет достичь коэффициента утверждённой нефтеотдачи, сократить сроки разработки и обеспечить достаточно высокие темпы отбора нефти.

Таким образом, дальнейшую разработку рассматриваемого нефтяного месторождения рекомендуется проводить по варианту 3, который обеспечивает полную выработку утверждённых извлекаемых запасов углеводородов.

Литература

- Афанаскин И.В. Моделирование работы скважин при разработке нефтяного пласта на упруговодонапорном режиме с помощью регрессионного анализа / И.В. Афанаскин, С.Г. Вольпин, В.А. Юдин, П.В. Крыганов, А.А. Глушаков // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 4. – С. 267–285.
- Вахитов В.О. Анализ геолого-промысловой информации с целью проектирования разработки Северо-Кожвинского нефтяного месторождения / В.О. Вахитов, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 107–123.
- Горщарук А.П. Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения / А.П. Горщарук, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 79–90.
- Гусейнова Н.И. Современные представления об объекте, задачах и методах диагностирования пласта при воздействии на него с целью повышения нефтеотдачи / Н.И. Гусейнова // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 151–155.
- Ежиков Р.А. Техногенное воздействие на атмосферу при добыче и использовании углеводородов / Р.А. Ежиков, С.И. Шиян, А.Н. Безуглый, Л.Г. Кусова // Referatotech: Материалы II Международной научно-практической конференции : в 2 т. (23 октября 2021 года, г. Краснодар). – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2022. – Т. 1. – С. 168–173.
- Захарченко Е.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин : в 2 ч. / Е.И. Захарченко, Ю.И. Захарченко // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2. – Ч. 1. – С. 170–172.
- Иктисанов В.А. Оценка технологической эффективности методов интенсификации добычи нефти и увеличение нефтеотдачи при помощи анализа динамики добычи / В.А. Иктисанов, Р.З. Сахабутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 5. – С. 72–76.
- Кардашев С.А. Геолого-промысловая характеристика и анализ текущего состояния разработки Печоро-Кожвинского нефтегазоконденсатного месторождения / С.А. Кардашев,

- О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – № 4. – С. 195–212.
9. Корнев А.И. Анализ расчёта характеристики кривой вытеснения нефти водой в целях прогнозирования показателей разработки / А.И. Корнев, А.А. Юркин, А.С. Мурачев // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённый 90-летию со дня рождения Н.М. Рассказова, 120-летию со дня рождения Л.Л. Халфина, 50-летию научных молодёжных конференций имени академика М.А. Усова (04–08 апреля 2022 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022. – С. 35–37.
 10. Ладенко А.А. Анализ эффективности проведения геолого-технических мероприятий на скважинах Кыртаельского месторождения / А.А. Ладенко, Д.В. Щелканов, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Успехи современного естествознания. – 2022. – № 5. – С. 95–103.
 11. Ладенко А.А. Анализ динамики показателей разработки и условий эксплуатации скважин на одном из газоконденсатных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.А. Ладенко, Е.О. Петрушин // Инженер-нефтяник. – 2024. – № 1. – С. 8–21.
 12. Ладенко А.А. Повышение эффективности разработки с использованием скважин с многозабойным окончанием на одном из газонефтяных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / А.А. Ладенко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2024. – № 5(377). – С. 55–64.
 13. Макарова И.С. Методика прогноза выработки запасов нефти на основе обобщённой характеристики вытеснения / И.С. Макарова // In Situ. – 2022. – № 4. – С. 38–40.
 14. Матейчук Л.В. Моделирование показателей проведения ГТМ на скважинах Южно-Терехевейского месторождения и анализ их эффективности / Л.В. Матейчук, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 292–311.
 15. Медведский Р.И. Апробация методики прогноза выработки запасов нефти на основе обобщённой характеристики вытеснения / Р.И. Медведский, А.А. Севастьянов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2002. – № 1(31). – С. 37–40.
 16. Полубоярцев Е.Л. Использование метода характеристик вытеснения для анализа работы системы ППД Восточно-Ламбейшорского месторождения / Е.Л. Полубоярцев, В.Х. Ильясов, А.С. Белоглазов, П.В. Тарасов // Наука. Техника. Инновации: Сборник статей по материалам XIII Международной научно-практической конференции, посвящённой Году педагога и наставника в России, 25-летию филиала УГТУ в г. Усинске (21 апреля 2023 года, г. Усинск). – М. : Издательство «Знание-М», 2023. – С. 300–305.
 17. Савенок О.В. Обоснование технологически оптимальной стратегии разработки группы нефтегазоконденсатных месторождений Денисовской площади / О.В. Савенок, Н.Х. Жарикова, Е.У. Сафиуллина, Р.Р. Ситёв, Л.Г. Кусова, А.И. Ковалёв // Инженер-нефтяник. – 2022. – № 1. – С. 4–11.
 18. Савенок О.В. Анализ применения геолого-технических мероприятий на Ахтынском нефтяном месторождении / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 281–289.
 19. Савенок О.В. Анализ технико-экономической эффективности вариантов разработки Мичаюского месторождения / О.В. Савенок, Е.У. Сафиуллина, Л.Г. Кусова // Булатовские чтения. – 2022. – Т. 1. – С. 299–310.
 20. Смирнов Д.С. В. геолого-промысловая характеристика и особенности разработки Западного нефтегазоконденсатного месторождения / Д.С. Смирнов, О. Савенок // Наука. Техника. Инновации (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 328–346.
 21. Талеев А.Е. Анализ геолого-промысловой информации Восточно-Ламбейшорского месторождения / А.Е. Талеев, О.В. Савенок // Наука. Техника. Инновации (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 216–225.
 22. Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа / О.Г. Хайитов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 189–192.
 23. Хисамутдинов Н.И. Влияние вертикальной анизотропии проницаемости на характеристики вытеснения нефти и показатели разработки модельной залежи / Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров, Ю.В. Михеев, В.В. Литвин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2010. – № 1. – С. 20–27.
 24. Шапков Е.Н. Прогнозирование показателей разработки Полевого нефтяного месторождения на основе анализа методов обобщённых характеристик вытеснения / Е.Н. Шапков, О.В. Савенок // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1(85). – С. 22–48.

References

1. Afanaskin I.V. Modeling of well performance during oil reservoir development in elastic-water drive mode using regression analysis / I.V. Afanaskin, S.G. Volpin, V.A. Yudin, P.V. Kryganov, A.A. Glushakov // Georesources. – 2023. – Vol. 25. – № 4. – P. 267–285.

2. Vakhit V.O. Analysis of geological and field information for the purpose of designing the development of the Severo-Kozhvinское oil field / V.O. Vakhit, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 4. – P. 107–123.
3. Gorsharuk A.P. Geological foundations for designing and analyzing the current state of development of the Vostochno-Sotchemyu-Tallyuskoye field / A.P. Gorsharuk, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2021. – № 3. – P. 79–90.
4. Guseynova N.I. Modern ideas about the object, tasks and methods of diagnosing the formation when acting on it in order to increase oil recovery / N.I. Guseynova // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 151–155.
5. Ezhikov R.A. Technogenic impact on the atmosphere during the extraction and use of hydrocarbons / R.A. Ezhikov, S.I. Shiyan, A.N. Bezugly, L.G. Kusova // Referatotech: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference : in 2 vol. (October 23, 2021, Krasnodar). – Krasnodar : OOO Izdatelskiy Dom – Yug, 2022. – Vol. 1. – P. 168–173.
6. Zakharchenko E.I. Application of Markov models to the analysis of oil and gas field development and well flow rate assessment : in 2 parts / E.I. Zakharchenko, Yu.I. Zakharchenko // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2. – Part 1. – P. 170–172.
7. Iktisanov V.A. Evaluation of the technological efficiency of methods for intensifying oil production and increasing oil recovery using production dynamics analysis / V.A. Iktisanov, R.Z. Sakhabutdinov // Oil industry. – 2019. – № 5. – P. 72–76.
8. Kardashev S.A. Geological and field characteristics and analysis of the current state of development of the Pechora-Kozhvinское oil and gas condensate field / S.A. Kardashev, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2020. – № 4. – P. 195–212.
9. Kornev A.I. Analysis of the calculation of the characteristics of the oil displacement curve by water in order to predict development indicators / A.I. Kornev, A.A. Yurkin, A.S. Murachev // Problems of Geology and Subsoil Development: Proceedings of the XXVI International Symposium named after Academician M.A. Usov of Students and Young Scientists, dedicated to the 90th anniversary of the birth of N.M. Rasskazov, the 120th anniversary of the birth of L.L. Khalfin, the 50th anniversary of the scientific youth conferences named after Academician M.A. Usov (April 4–8, 2022, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2022. – P. 35–37.
10. Ladenko A.A. Analysis of the efficiency of geological and technical measures at wells of the Kyrtaevskoye field / A.A. Ladenko, D.V. Shchelkanov, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Advances in modern natural science. – 2022. – № 5. – P. 95–103.
11. Ladenko A.A. Analysis of the dynamics of development indicators and operating conditions of wells at one of the gas condensate fields of the Timan-Pechora oil and gas province / A.A. Ladenko, E.O. Petrushin // Petroleum engineer. – 2024. – № 1. – P. 8–21.
12. Ladenko A.A. Improving the efficiency of development using wells with multi-wellhead completion at one of the gas and oil fields of the Timan-Pechora oil and gas province / A.A. Ladenko // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2024. – № 5(377). – P. 55–64.
13. Makarova I.S. Methodology for forecasting the development of oil reserves based on the generalized displacement characteristic / I.S. Makarova // In Situ. – 2022. – № 4. – P. 38–40.
14. Mateychuk L.V. Modeling of performance indicators of geological and technical measures at wells of the Yuzhno-Terekheveyskoye field and analysis of their effectiveness / L.V. Mateychuk, O.V. Savenok // Science. Technology. Technologies (Polytechnical Bulletin). – 2021. – № 4. – P. 292–311.
15. Medvedsky R.I. Testing of the methodology for forecasting the development of oil reserves based on the generalized displacement characteristic / R.I. Medvedsky, A.A. Sevastyanov // News of higher educational institutions. Oil and gas. – 2002. – № 1(31). – P. 37–40.
16. Poluboyartsev E.L. Using the method of displacement characteristics to analyze the operation of the reservoir pressure maintenance system of the East Lambeyshor field / E.L. Poluboyartsev, V.Kh. Ilyasov, A.S. Beloglazov, P.V. Tarasov // Science. Technology. Innovations: Collection of articles based on the materials of the XIII International scientific and practical conference dedicated to the Year of the Teacher and Mentor in Russia, the 25th anniversary of the USTU branch in Usinsk (April 21, 2023, Usinsk). – M. : Publishing house «Znanie-M», 2023. – P. 300–305.
17. Savenok O.V. Justification of a technologically optimal strategy for developing a group of oil and gas condensate fields in the Denisovskaya area / O.V. Savenok, N.Kh. Zharikova, E.U. Safiullina, R.R. Sitev, L.G. Kusova, A.I. Kovalev // Petroleum Engineer. – 2022. – № 1. – P. 4–11.
18. Savenok O.V. Analysis of the application of geological and technical measures at the Akhtynskoye oil field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatovskie readings. – 2022. – Vol. 1. – P. 281–289.
19. Savenok O.V. Analysis of the technical and economic efficiency of development options for the Michayuskoye field / O.V. Savenok, E.U. Safiullina, L.G. Kusova // Bulatovskie chteniya. – 2022. – Vol. 1. – P. 299–310.

20. Smirnov D.S. V. Geological and field characteristics and features of the development of the Zapadnoye oil and gas condensate field / D.S. Smirnov, O. Savenok // Science. Technology. Innovations (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 4. – P. 328–346.
21. Taleev A.E. Analysis of geological and field information of the East Lambeyshor field / A.E. Taleev, O.V. Savenok // Science. Technology. Innovations (Polytechnic Bulletin). – 2021. – № 2. – P. 216–225.
22. Khaitov O.G. Justification of the ultimate oil recovery of formations by the method of multivariate regression analysis / O.G. Khaitov // Bulatovskie readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 189–192.
23. Khisamutdinov N.I. Influence of vertical permeability anisotropy on oil displacement characteristics and development indicators of a model reservoir / N.I. Khisamutdinov, I.V. Vladimirov, Yu.V. Mikheev, V.V. Litvin // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2010. – № 1. – P. 20–27.
24. Shapkov E.N. Forecasting development indicators of the Polevoy oil field based on the analysis of generalized displacement characteristics methods / E.N. Shapkov, O.V. Savenok // Science and technology in the gas industry. – 2021. – № 1(85). – P. 22–48.