

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ
И ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ
ВЛАДИМИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE
AND ECONOMIC EVALUATION OF DEVELOPMENT OPTIONS
FOR THE VLADIMIRSKOYE FIELD**

Дердуга Артём Вячеславович

техник отдела гидродинамического моделирования,
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
avderduga@rnntc.ru

Аннотация. В статье приведён анализ текущего состояния и даны рекомендации по оптимизации системы разработки Владимирского месторождения. Представлено обоснование вариантов разработки по месторождению: первый вариант разработки (без изменений в проекте); второй вариант разработки (с бурением двух скважин и одного забуривания бокового ствола); третий вариант разработки (с бурением трёх новых скважин). Сделан выбор оптимального варианта разработки. Также представлена экономическая оценка вариантов разработки, рассчитаны технико-экономические показатели вариантов разработки и дан анализ чувствительности проекта.

Ключевые слова: текущее состояние разработки месторождения; обоснование вариантов разработки по месторождению; выбор оптимального варианта разработки; оптимизация системы разработки месторождения; экономическая оценка вариантов разработки; технико-экономические показатели вариантов разработки; анализ чувствительности проекта.

Derduga Artem Vyacheslavovich
Hydrodynamic modeling Technician,
LLC «Oil Company «Rosneft» –
Scientific and Technical Center»
avderduga@rnntc.ru

Annotation. The article provides an analysis of the current state and gives recommendations for optimizing the development system of the Vladimirskeye deposit. The rationale for development options for the field is presented: the first development option (no change in the design); the second development option (with the drilling of two wells and one side-hole drilling); the third development option (with the drilling of three new wells). The choice of the optimal development option is made. An economic assessment of development options is also presented, technical and economic indicators of development options are calculated, and an analysis of project sensitivity is given.

Keywords: current state of field development; justification of development options for the field; selection of the optimal development option; field development system optimization; economic evaluation of development options; technical and economic indicators of development options; project sensitivity analysis.

Текущее состояние разработки Владимирского месторождения

На Владимирском месторождении выделен один эксплуатационный объект в чокраском ярусе – пачка III1, на которой пробурена единственная скважина № 1. Температура пласта согласно замерным данным равняется 119,0 °С. Замер пластового давления, произведенный в процессе гидродинамических исследований, показал, что для залежи характерно наличие аномально высокого пластового давления (АВПД). Так, пластовое давление на глубине середины фильтра в скважине № 1 (3399,1 м) составило 62,4 МПа при коэффициенте аномальности в 1,87.

Бурение скважины № 1 было начато 05 мая 2007 года, закончено 11 октября 2007 года. Глубина забоя – 3520,0 м. К освоению скважины приступили 12 октября 2007 года. Простреляли пачку III2 чокраских отложений в интервале 3452,0–3453,5 м. В результате испытаний получен приток слаборагазированной воды через штуцер 2,5 мм. С целью перехода на вышележащую пачку был установлен цементный мост в интервале 3432,0–3487,0 м. Простреляли пачку III1 чокраских отложений в интервалах 3403,0–3404,8; 3396,1–3399,2 и 3393,4–3394,8 м. В результате испытаний получен приток нефти и газа через штуцер 7,3 мм с дебитом по нефти 234,7 м³/сут, по газу 142965 м³/сут. После опробования скважина была введена в эксплуатацию 03 ноября 2007 г. на основании плана пробной эксплуатации, утвержденного Северо-Кавказским Управлением Госгортехнадзора РФ.

В первые месяцы работы (ноября–декабря 2007 г. и мая 2008 г.) по скважине добывалась практически безводная нефть (обводненность менее 1,0 %). Затем, за период с февраля 2008 по октябрь 2011 гг. фактическая обводненность скважины плано-

мерно выросла с 2,2 до 85,6 %. Дебит по нефти при этом снизился со 185,6 до 18,7 тонн/сут., по жидкости со 186,3 тонн/сут до 130,5 тонн/сут.

В октябре 2011 года в скважине № 1 выполнен дострел верхней части пачки в интервалах 3387,4–3390,8 м и 3393,7–3395,4 м, однако обводнённость после проведения операции выросла ещё больше и составила 97,6 %. Дебит нефти при этом был зафиксирован на уровне 2,8 тонн/сут., жидкости – 120,2 тонн/сут. Исследования, проведённые в ноябре 2011 года в остановленной скважине, подтвердили существовании перетока из нижней водоносной пачки III2, который образовался вследствие нарушения целостности цементного камня, после проведения перфорационных работ («встрянув» эксплуатационную колонну, ещё больше нарушили цементаж колонны). Проведённые в скважине ремонтно-изоляционные работы также не помогли восстановить добычу.

В 2012–2013 гг. скважина была остановлена из-за высокой обводнённости и практически не работала.

С ноября 2014 года в скважине бурится боковой ствол, работы были завершены в июле 2015 года. Простреляли пачку III чокракских отложений в интервалах 3387,0–3382,0 м и 3380,0–3375,0 м, скважина вступила в эксплуатацию с дебитом нефти 60,6 тонн/сут., дебит жидкости – 158 м³/сут., $d_{ум}$ – 6,5 мм. В июле–ноябре 2016 года выполнили КРС с целью ликвидации пробки в НКТ, РИР. В процессе выполнения ремонта выявлено смятие эксплуатационной колонны на глубине 3365,08 м.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти составляет 166,0 тыс. тонн, жидкости – 295,0 тыс. тонн. Отбор от НИЗ составил 50,5 %, текущий КИН – 0,227 (утверждённый КИН – 0,450).

Карта накопленных отборов по пачке III1 приведена на рисунке 1, карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2017 г. приведена на рисунке 2.

По скважине № 1 регулярно выполнялись гидродинамические исследования. Для анализа динамики пластового давления все замеры приводились к одной плоскости. Приведение осуществлялось к середине фильтра (абсолютная отметка минус 3399,1 м). Так, начальное пластовое давление, зафиксированное в ноябре 2007 года,

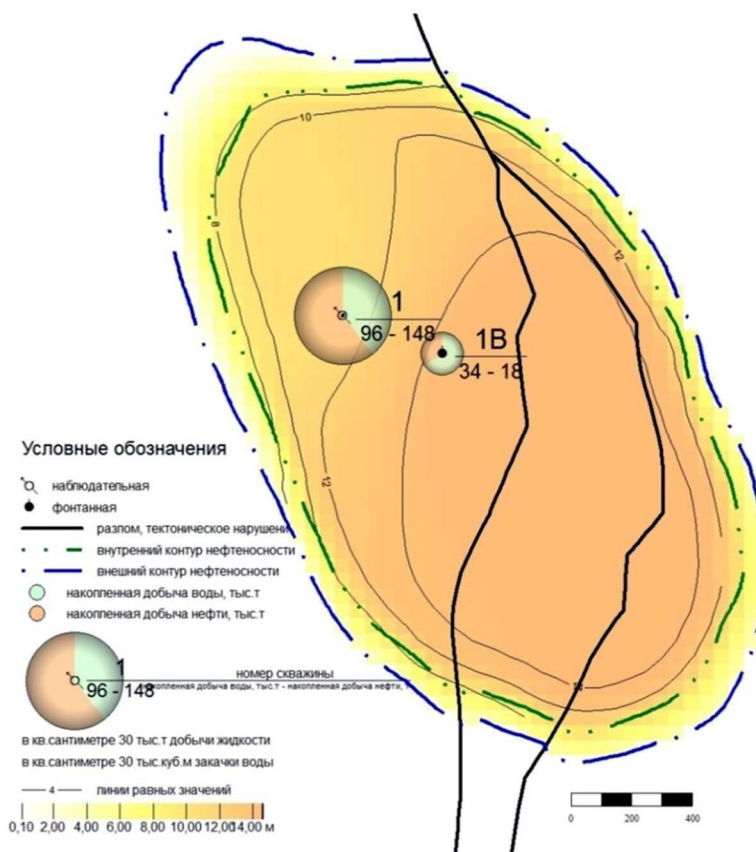


Рисунок 1 – Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2017 г. Владимирское месторождение (чокрак, пачка III1)

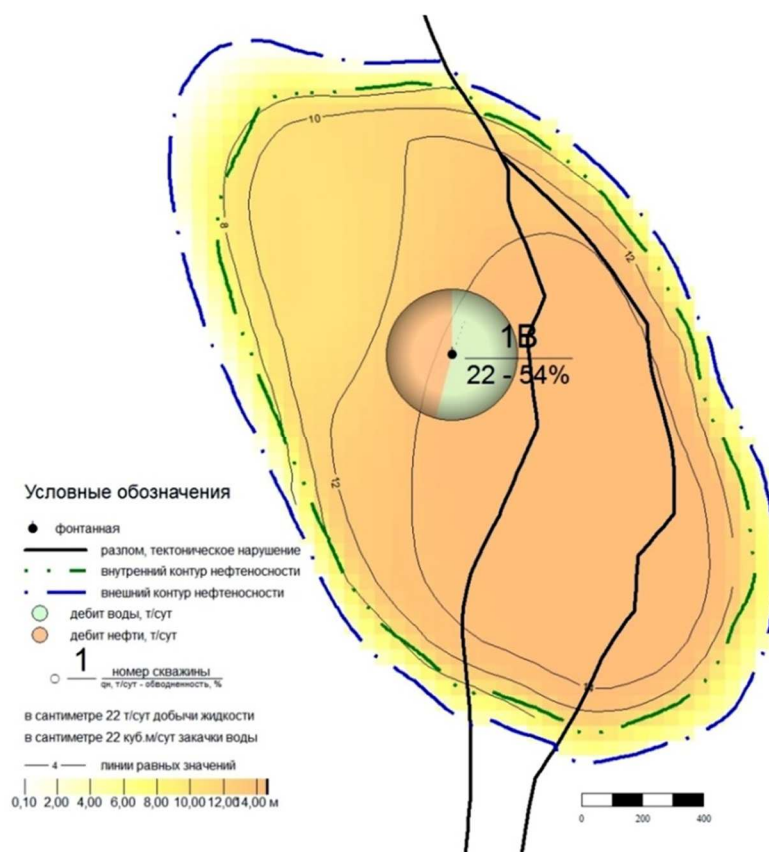


Рисунок 2 – Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2017 г. Владимирское месторождение (чокрак, пачка III1)

составило 62,4 МПа. В дальнейшем, по мере отбора пластовых флюидов, давление постоянно снижалось. Динамика пластового давления скважины № 1 Владимирского месторождения приведена на рисунке 3. Замер, произведённый в августе 2011 года, показал, что давление упало до величины 30,6 МПа, что на 0,9 МПа ниже давления насыщения (31,5 МПа). Затем в октябре 2011 года скважина была остановлена с целью проведения дострела. Исследования, проведённые в остановленной скважине, показали восстановление пластового давления до величины 39,3 МПа, затем до 46,5 МПа, т.е. выше отметки давления насыщения, что опять же связано с перетоком из нижележащей, водоносной пачки III2.

Последний замер пластового давления выполнен в июле 2015 года, текущее пластовое давление, замеренное в скважине № 1В, составило 53,6 МПа.

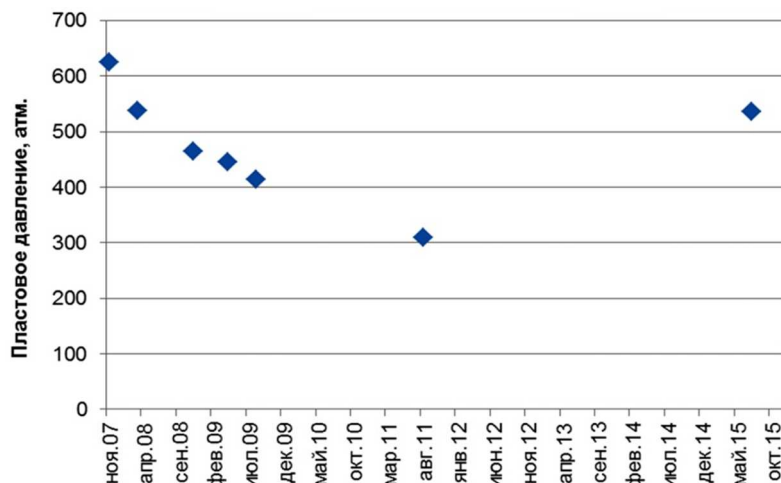


Рисунок 3 – Динамика пластового давления Владимирского месторождения (чокрак, пачка III1)

Характер выработки запасов из продуктивной залежи свидетельствует о том, что для наибольшего охвата разработкой залежей при наличии АВПД не имеет смысла дополнительное бурение плотной сетки добывающих скважин. Весь объём извлекаемых запасов может быть добыт при помощи 1–3 скважин, пробуренных в наиболее гипсометрически повышенные зоны в условиях преобладания в данной области нефтенасыщенных толщин с высокими значениями. Это подтверждается примерами месторождений-аналогов – Чумаковское, Южно-Морозовское. Эти месторождения характеризуются АВПД и относятся к Сладковско-Морозовской группе. Нефтегазоносными объектами на этих месторождениях также являются чокракские отложения, имеющие схожие геолого-физические характеристики. На Чумаковском месторождении было пробурено 3 скважины, но за весь период разработки практически работало 2 скважины, с помощью которых уже выработано 66,7 % начальных извлекаемых запасов по категории АВ1. На Южно-Морозовском месторождении практически вся нефть получена из пачки IV (99,0 %). Основная добыча нефти на этом месторождении приходится на скважину № 1 – 406,2 тыс. тонн (84,0 %).

Из истории разработки месторождений-аналогов прослеживается общий характер падения пластового давления. Это можно отследить на примере динамики падения давления Южно-Морозовского месторождения (рис. 4).

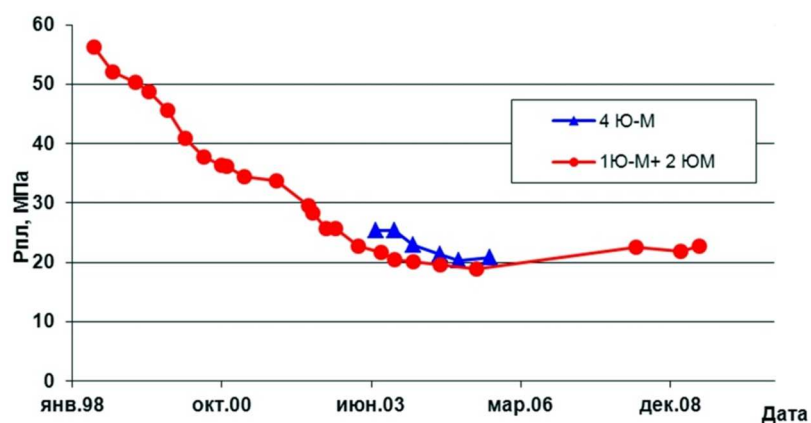


Рисунок 4 – Динамика пластового давления Южно-Морозовского месторождения

На графике видно, что давление на начальном этапе практически равномерно падает, а потом при давлении примерно 20,0 МПа стабилизировалось и даже начинает расти, что связано с уменьшением отборов жидкости и подпиткой воды из окружающих пород (самопроизвольное ППД). Появление воды в продукции скважин обусловлено двумя причинами: техногенным прорывом воды по заколонному пространству из водонасыщенных горизонтов, характеризующимся резким обводнением скважин за 1–3 месяца до 80,0–90,0 %; второй причиной обводнения является самопроизвольное ППД водой, отжимаемой из окружающих пород (глин), начинающийся при снижении пластового давления в продуктивном горизонте до значений на 20,0 % превышающем гидростатическое. В этом случае обводнение происходит плавно – достигает значений 80,0–90,0 % за 2–3 года. Основным осложнением в работе скважин является характерный для всей группы месторождений Сладковско-Морозовского региона прорыв воды по заколонному пространству из выше- или нижележащих водоносных пачек и обводнение скважин. Нефтенасыщенные и водонасыщенные пропластки чокракского горизонта характеризуются высоким давлением и ограниченным распространением. Отбор нефти приводит к интенсивному снижению пластового давления в продуктивном интервале, в то время как в водонасыщенных пластах в связи с отсутствием отбора давление равно начальному.

Упругий режим разработки залежи при неизменной температуре пласта предполагает чёткую прямолинейную зависимость между отборами углеводородов и пластовым давлением, т.е. предполагает определённую добычу углеводородов на единицу снижения пластового давления. Данная зависимость справедлива на начальном этапе

разработки месторождения, далее после поступления в пласт воды она нарушается. Таким образом, на начальном этапе залежь работает исключительно на упругом режиме, а затем происходит довытеснение нефти водой, что указывает на эффективную выработку запасов.

При увеличении обводнённости продукции давление начало восстанавливаться, что свидетельствует о том, что на Владимирском месторождении происходит подпитка водой из нижележащих водоносных горизонтов (из пачки III2 происходит прорыв воды в пачку III1, что подтверждено исследованиями), это приводит к поддержанию пластового давления «собственной водой» месторождения. Поэтому дополнительного воздействия на пласт для поддержания пластового давления не нужно, соответственно организация ППД на этом месторождении нецелесообразна.

Коэффициент вытеснения нефти и относительные фазовые проницаемости приняты по аналогии с Чумаковским месторождением. Конечный КИН равен 0,45. Ниже приведён график характеристики вытеснения по водонефтяному фактору (рис. 5).

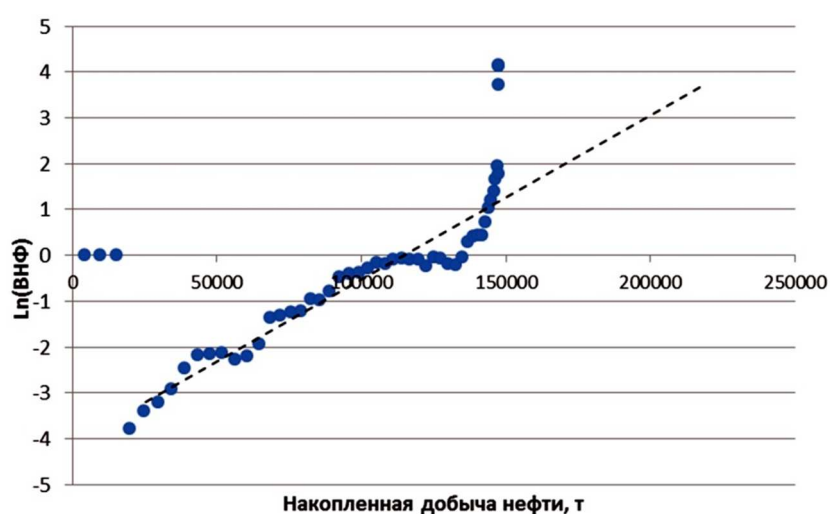


Рисунок 5 – График характеристики вытеснения по водонефтяному фактору

По графику видно, что запасы полностью не вырабатываются с помощью скважины № 1 и соответственно не достигается утверждённый КИН. При накопленной добыче нефти 130,0–140,0 тыс. тонн в скважине произошёл прорыв воды из нижележащей пачки по заколонному пространству.

Обоснование вариантов разработки по месторождению

В соответствии с вышеизложенным предлагаются следующие варианты разработки Владимирского месторождения.

Вариант 1 предусматривает разработку месторождения в соответствии с проектными решениями утверждённого ПТД: бурение скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году, бурение бокового ствола в скважине № 3 в 2032 году.

В варианте 2 предлагается бурение новой скважины № 2 в 2020 году на запасы категории А, а также бурение скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году, бурение бокового ствола в скважине № 3 в 2032 году.

Вариант 3 предполагает бурение новой скважины № 2 в 2020 году на запасы категории А, бурение скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году и бурение новой скважины № 4 в 2024 году.

Во всех вариантах рекомендуется местоположение точек бурения боковых стволов уточнять недропользователю перед бурением на основе текущего анализа выработки запасов.

Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки приведены в таблице 1. Карты размещения скважин и точек боковых стволов на поверхности отражены на рисунках 6–8.

Таблица 1 – Основные исходные характеристики прогнозных вариантов разработки

Характеристики	Варианты		
	1	2	3
N1ch, III пачка			
Режим разработки			
Система размещения скважин	избирательная	избирательная	избирательная
Расстояние между скважинами, м	380–440 м, среднее 410 м		
Плотность сетки скважин, га/скв.	79	63,2	63,2
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,524	0,726	0,726
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,325	0,450	0,450
Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин, доли ед.:			
– добывающих	0,98	0,98	0,98
– нагнетательных	0,98	0,98	0,98
Расчётный период, лет	18	25	25
Накопленная добыча нефти за проектный срок, тыс. тонн	261	424	424
Накопленная добыча нефти с начала разработки, тыс. тонн	427	590	590

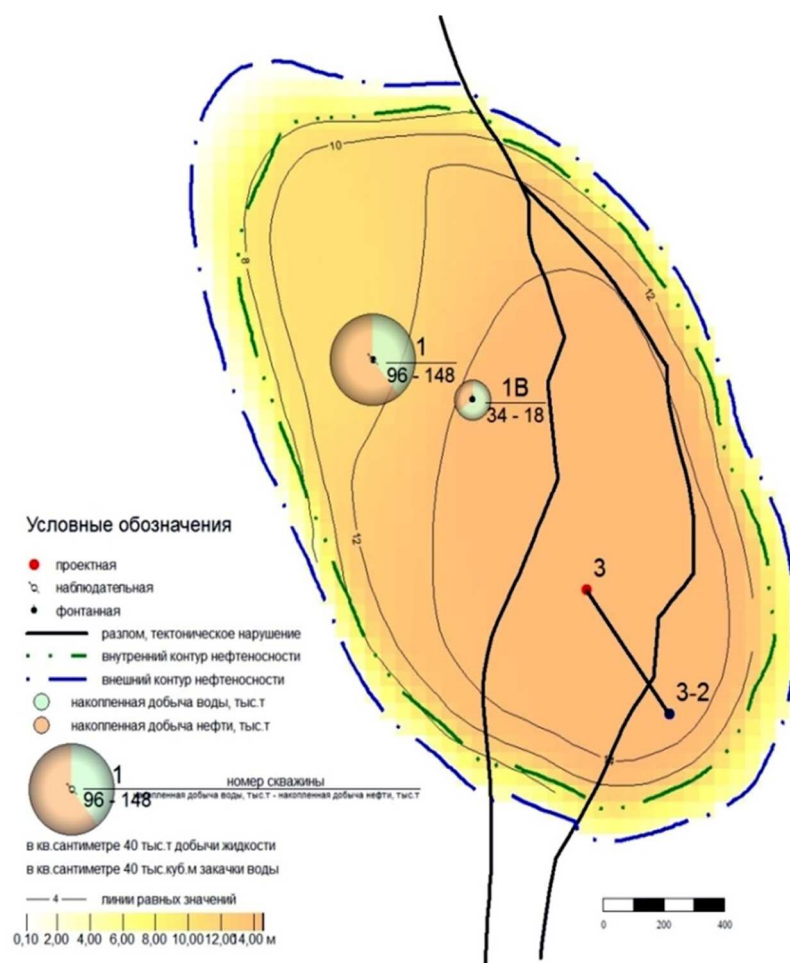


Рисунок 6 – Схема размещения проектных скважин и боковых стволов по первому варианту разработки Владимирского месторождения

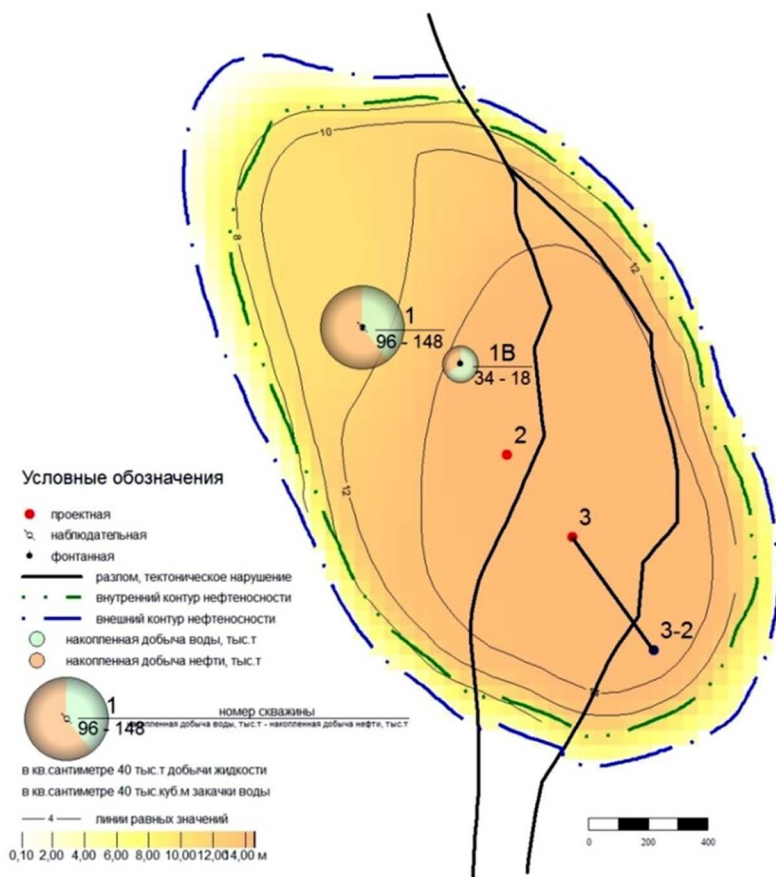


Рисунок 7 – Схема размещения проектных скважин и боковых стволов по второму варианту разработки Владимирского месторождения

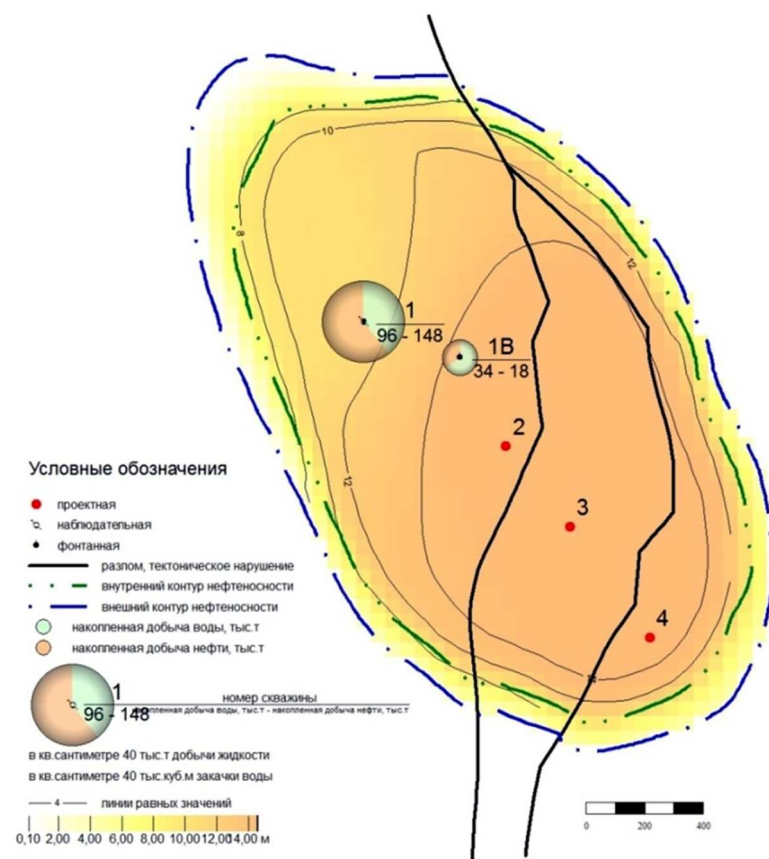


Рисунок 8 – Схема размещения проектных скважин и боковых стволов по третьему варианту разработки Владимирского месторождения

Первый вариант разработки

Вариант 1 предусматривает разработку месторождения в соответствии с проектными решениями утверждённого ПТД: бурение скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году, бурение бокового ствола в скважине № 3 в 2032 году. На рисунке 9 показана карта начальной нефтенасыщенности первого варианта прогноза.

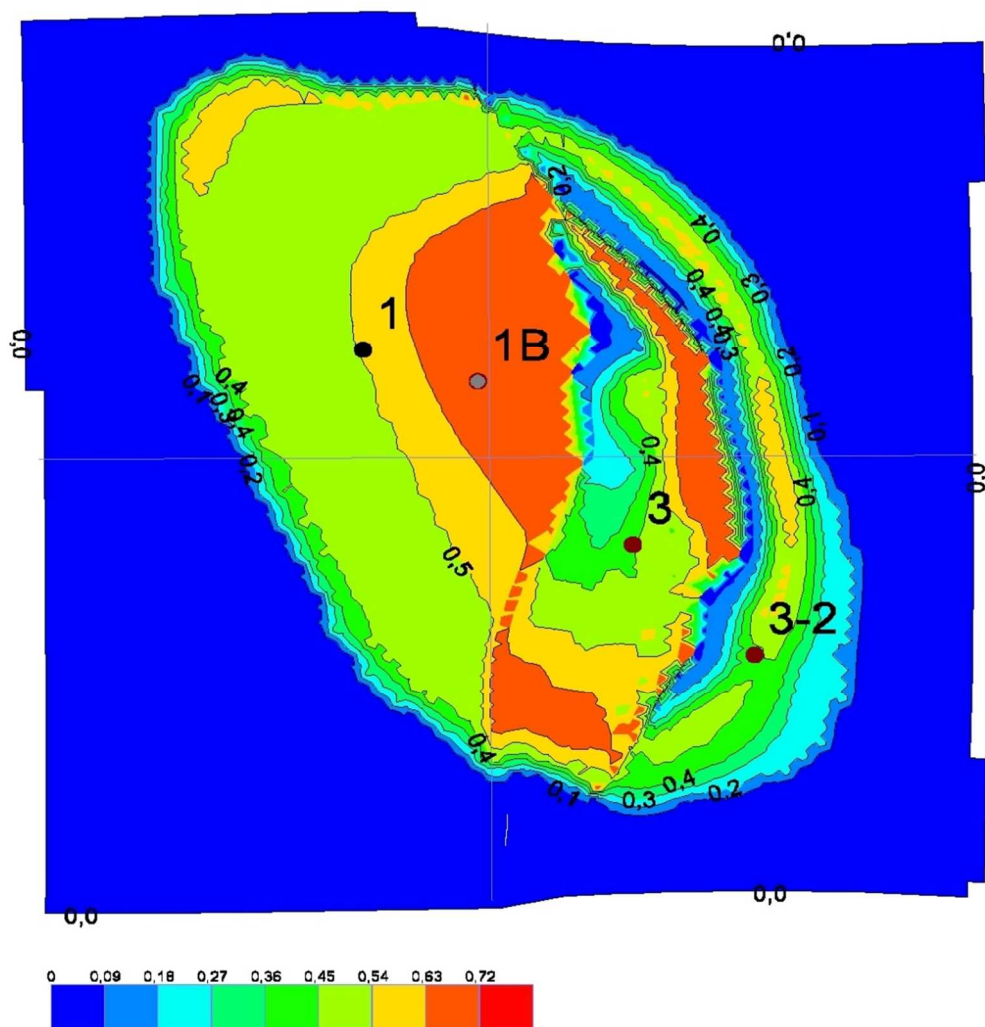


Рисунок 9 – Карта начальной нефтенасыщенности первого варианта прогноза

В данном варианте разработка продолжается одной скважиной с боковым стволом.

- плотность сетки скважин возрастает до 79 га/скв.;
- проектный уровень добычи достигает 58,9 тыс. тонн;
- темп отбора от начальных извлекаемых запасов при проектном уровне добычи достигает 43,1 %;
- накопленная добыча нефти достигает 427 тыс. тонн;
- коэффициент извлечения нефти достигает 0,325. доли ед.

Модель, адаптированная на данных истории добычи до 01.01.2017 г., а также с условиями дальнейшей разработки первого варианта разработки, была пущена на расчёт в программе МАГМА, из чего получились следующие результаты (рис. 10–15):

Из приведённых расчётных графиков становится понятно, что в данном варианте разработки степень разбуренности месторождения мала, от чего дебиты нефти стремительно уменьшаются с ростом обводнённости, вследствие чего скважины перестают работать в виду отсутствия рентабельности, притом, что пластовое давление падает незначительно, а значит, и потенциал разработки ещё не раскрыт.

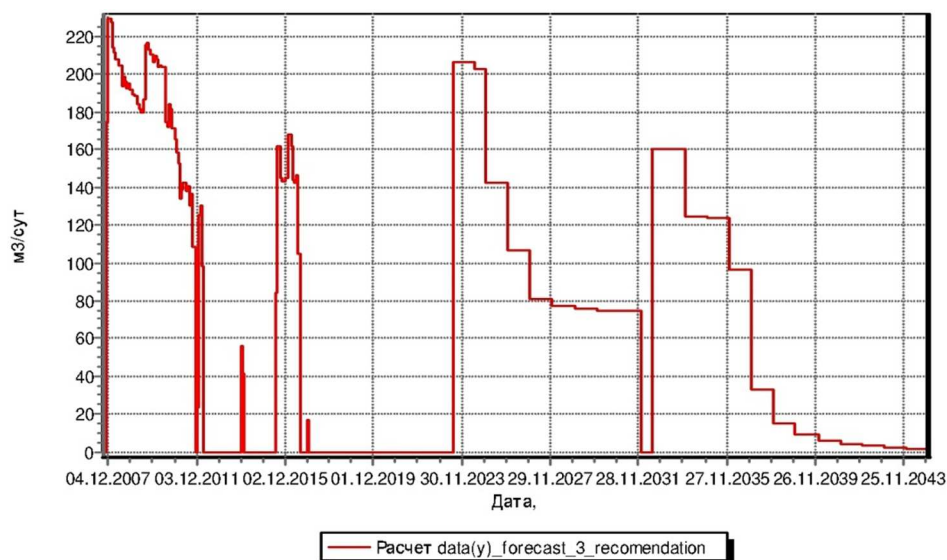


Рисунок 10 – Дебит жидкости, м³/сут.

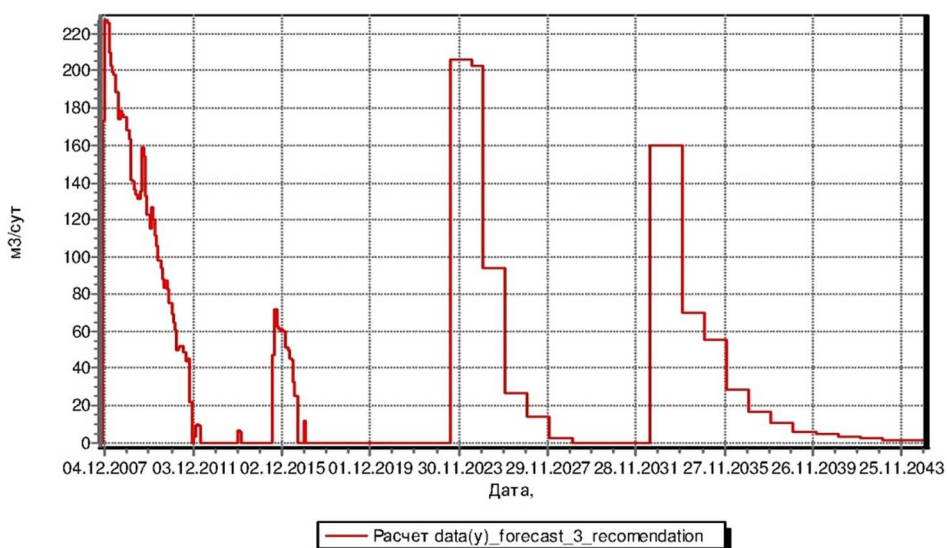


Рисунок 11 – Дебит нефти, м³/сут.

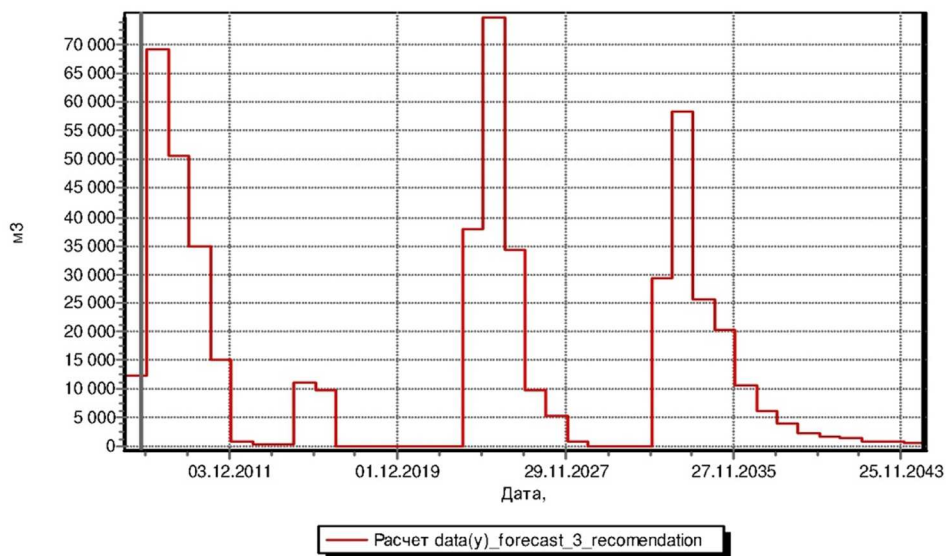


Рисунок 12 – Годовая добыча нефти, м³

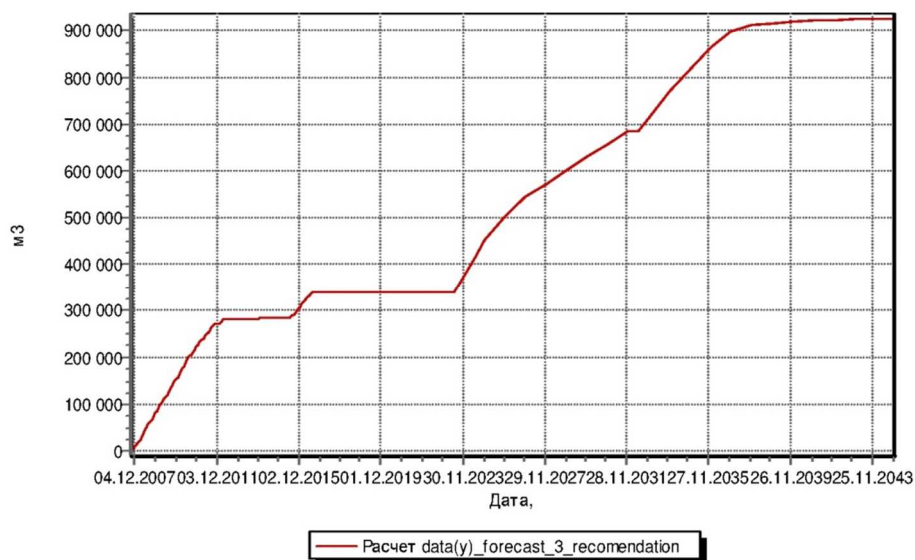


Рисунок 13 – Накопленная добыча жидкости, м³

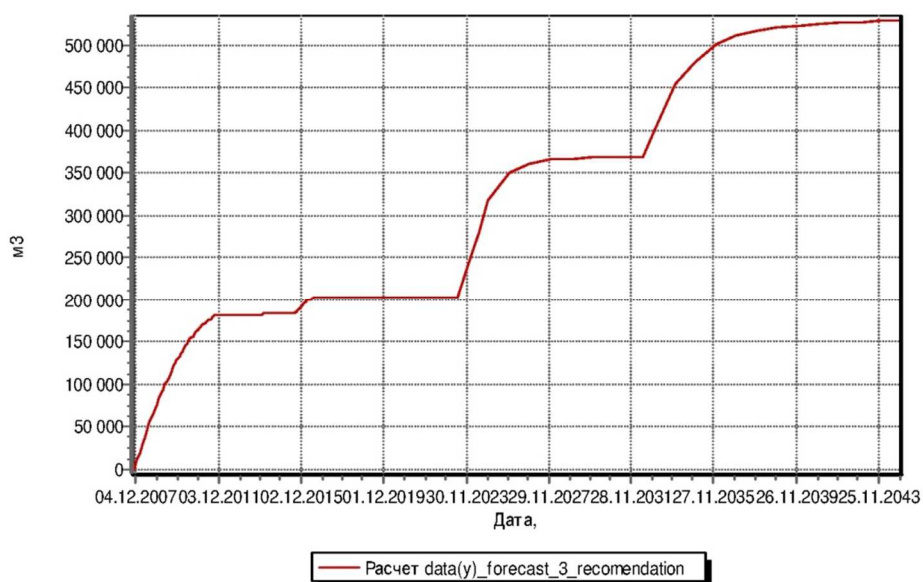


Рисунок 14 – Накопленная добыча нефти, м³

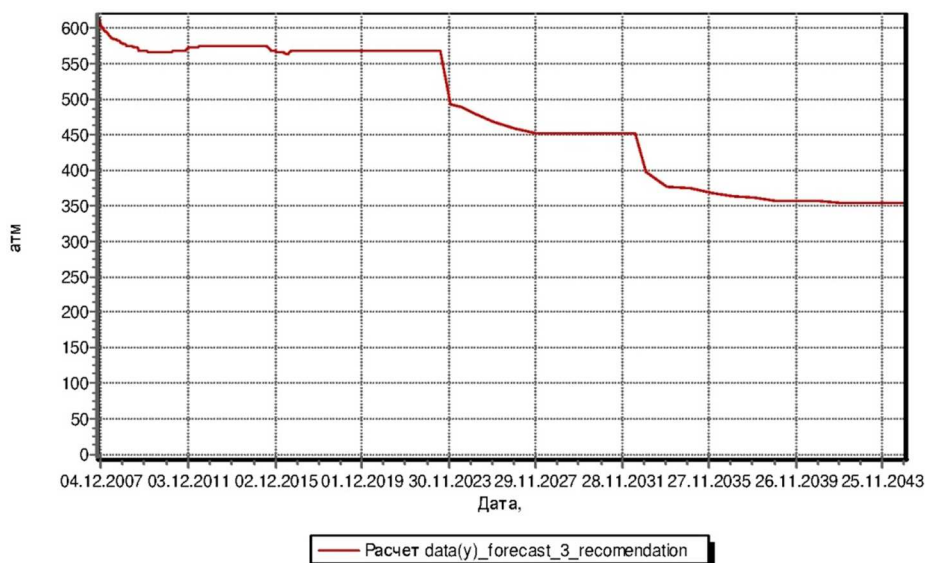


Рисунок 15 – Пластовое давление, атм.

Второй вариант разработки

В варианте 2 предлагается бурение новой скважины № 2 в 2020 году на запасы категории А, а также бурение скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году, бурение бокового ствола 3–2 в скважине № 3 в 2032 году. На рисунке 16 показана карта начальной нефтенасыщенности второго варианта прогноза.

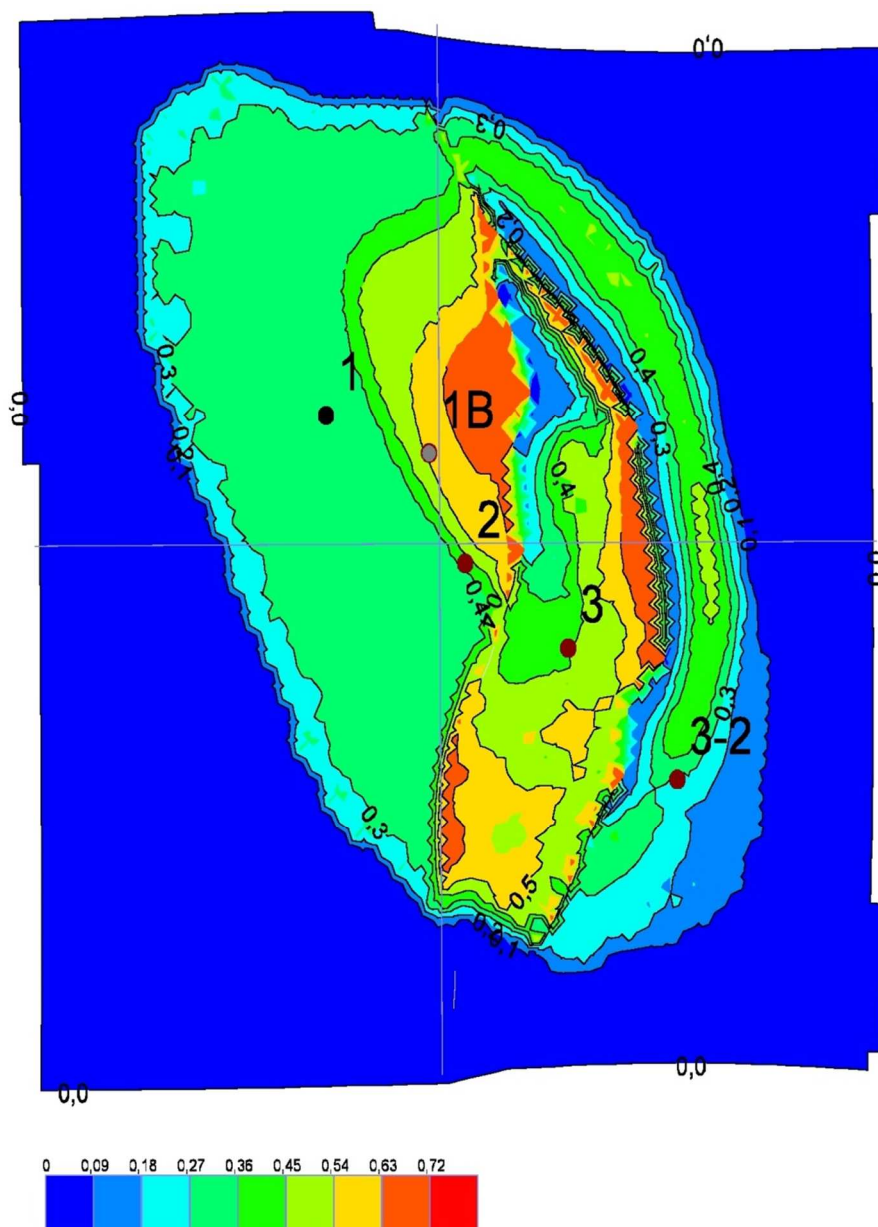


Рисунок 16 – Карта начальной нефтенасыщенности второго варианта прогноза

Добавление двух скважин к фонду вносит следующие изменения:

- плотность сетки скважин возрастает до 63,2 га/скв.;
- проектный уровень добычи достигает 69,7 тыс. тонн;
- темп отбора от начальных извлекаемых запасов при проектном уровне добычи достигает 53,7 %;
- накопленная добыча нефти достигает 590 тыс. тонн;
- коэффициент извлечения нефти достигает 0,45 доли ед.

Модель, адаптированная на данных истории добычи до 01.01.2017 г., а также с условиями дальнейшей разработки второго варианта разработки, была пущена на расчёт в программе МАГМА, из чего получились следующие результаты (рис. 17–22):

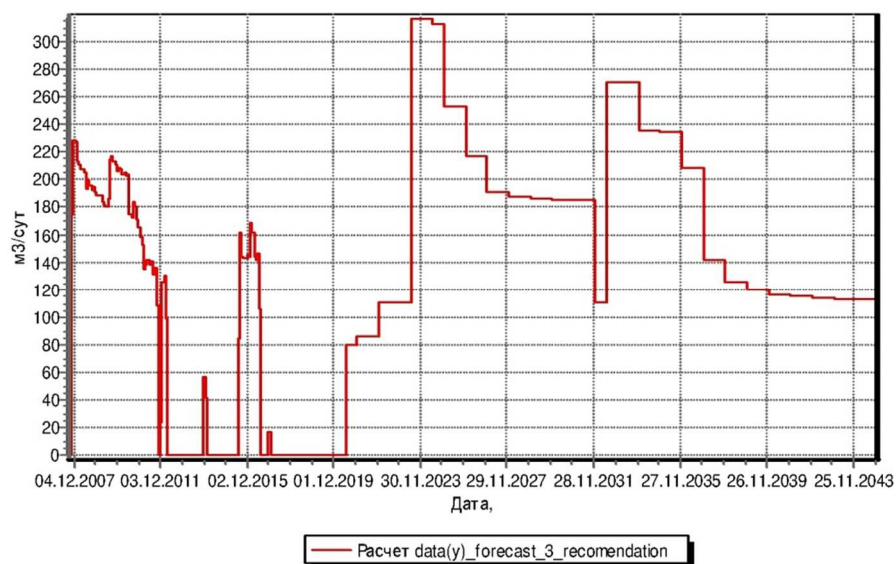


Рисунок 17 – Дебит жидкости, м³/сут.

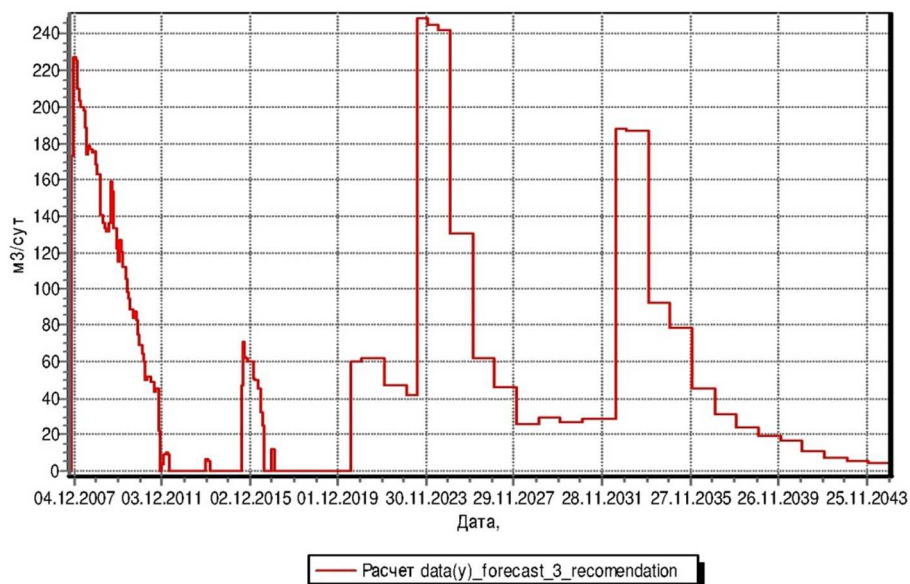


Рисунок 18 – Дебит нефти, м³/сут.

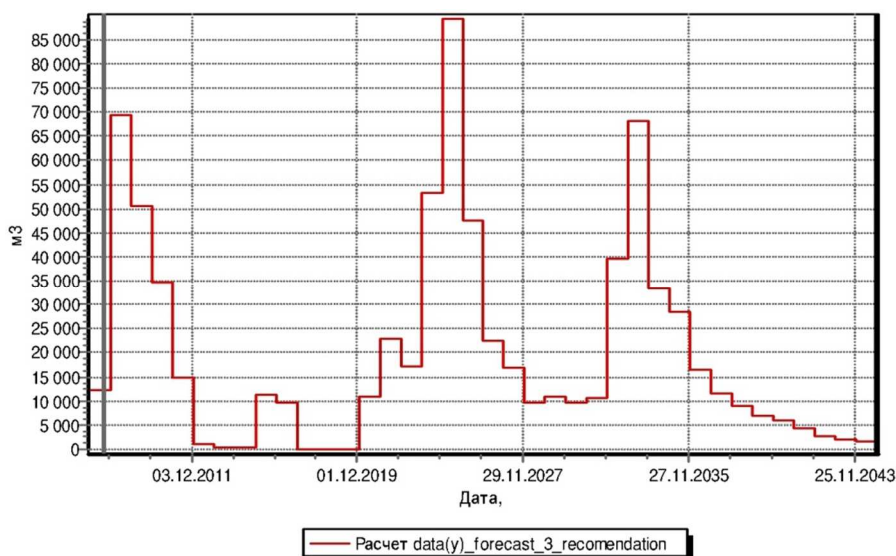


Рисунок 19 – Годовая добыча нефти, м³

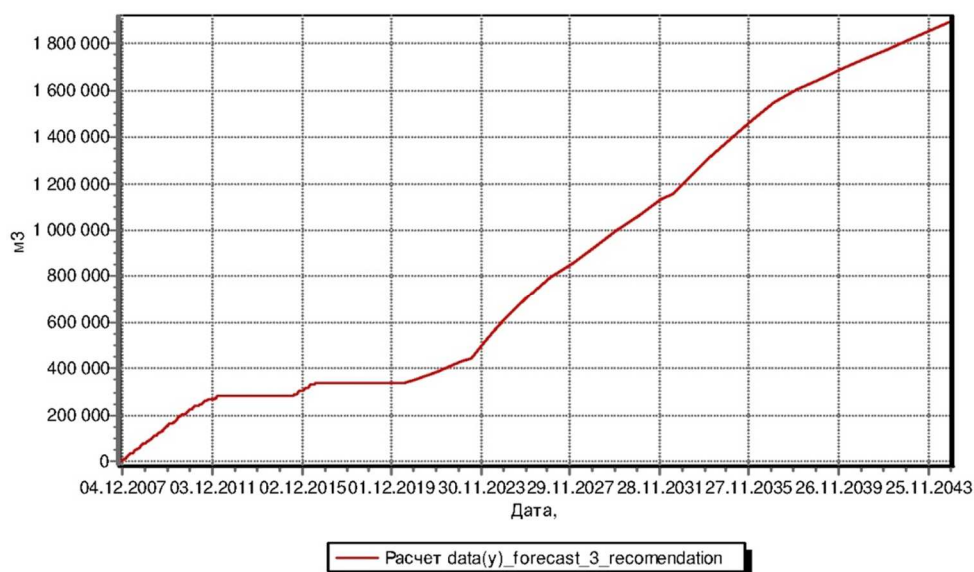


Рисунок 20 – Накопленная добыча жидкости, м³

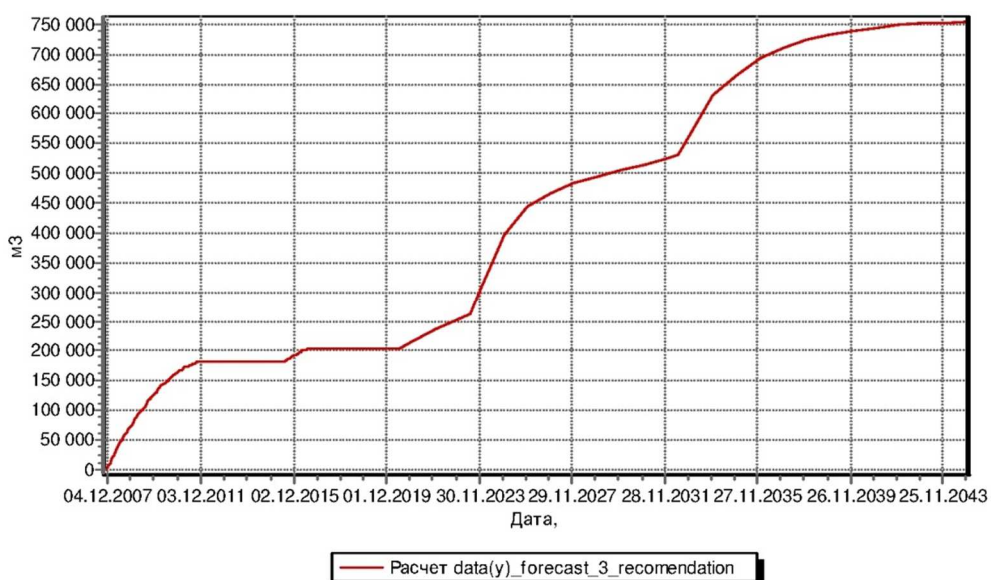


Рисунок 21 – Накопленная добыча нефти, м³

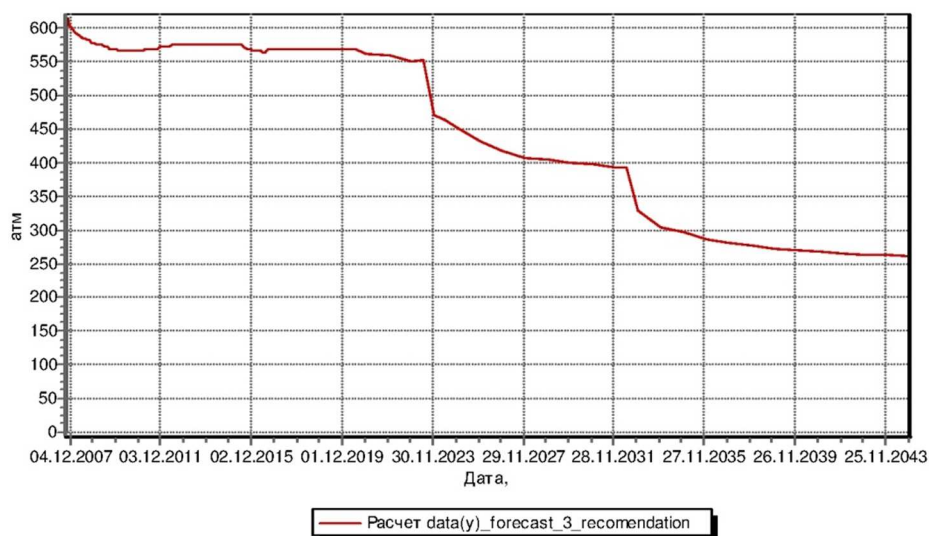


Рисунок 22 – Пластовое давление, атм.

Расчёт показал, что благодаря вводу двух новых скважин удалось заметно снизить обводнённость добываемой нефти, за счёт большего проседания давления, а, следовательно, меньших депрессий. Таким образом, порывы воды стали значительно меньшими, добыча жидкости сократилась на 1200 тыс. м³, но добыча нефти возросла на 615 тыс. м³.

Третий вариант разработки

Вариант 3 предполагает бурение новой скважины № 2 в 2020 году на запасы категории А, бурение скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году и бурение новой скважины № 4 в 2024 году. На рисунке 23 показана карта начальной нефтенасыщенности третьего варианта прогноза.

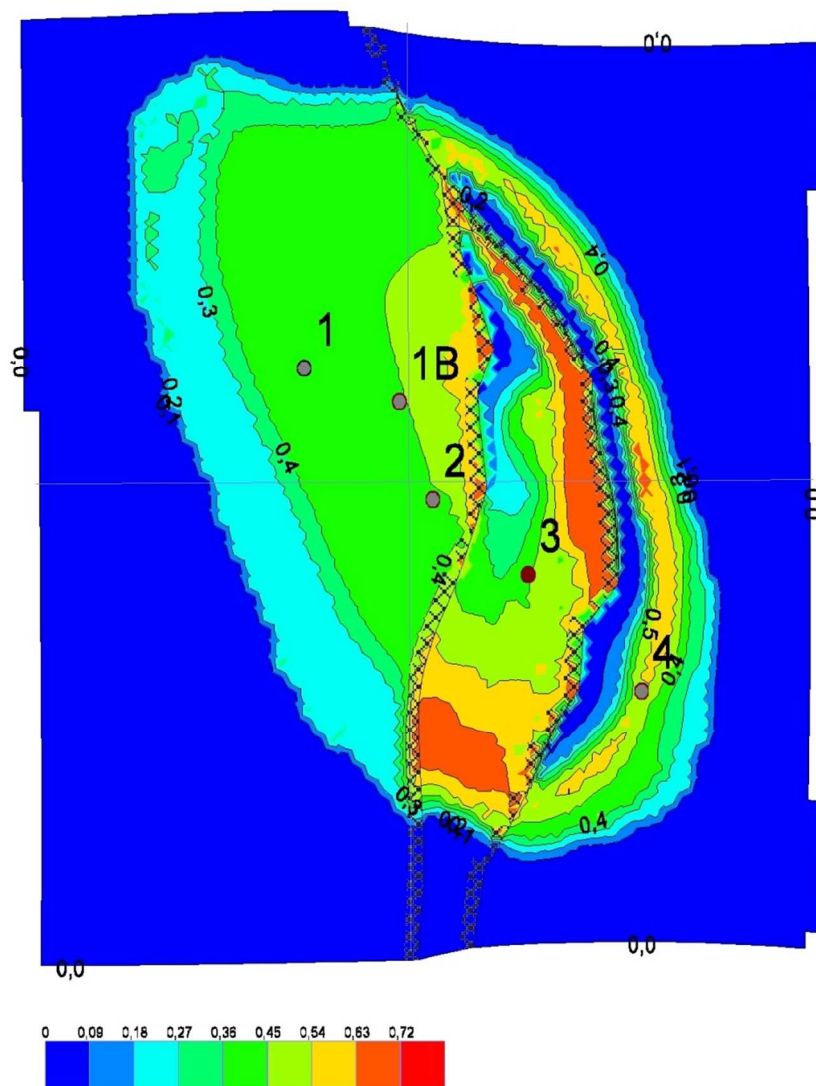


Рисунок 23 – Карта начальной нефтенасыщенности третьего варианта прогноза

Добавление трёх скважин к эксплуатационному фонду вносит следующие изменения:

- плотность сетки скважин возрастает до 63,2 га/скв.;
- проектный уровень добычи достигает 92,7 тыс. тонн;
- темп отбора от начальных извлекаемых запасов при проектном уровне добычи достигает 57,6 %;
- накопленная добыча нефти достигает 590 тыс. тонн;
- коэффициент извлечения нефти достигает 0,45 доли ед.

Модель с данными была изменена под соответствующие условия и пущена на расчёт в программе МАГМА, получились следующие итоги (рис. 24–29):

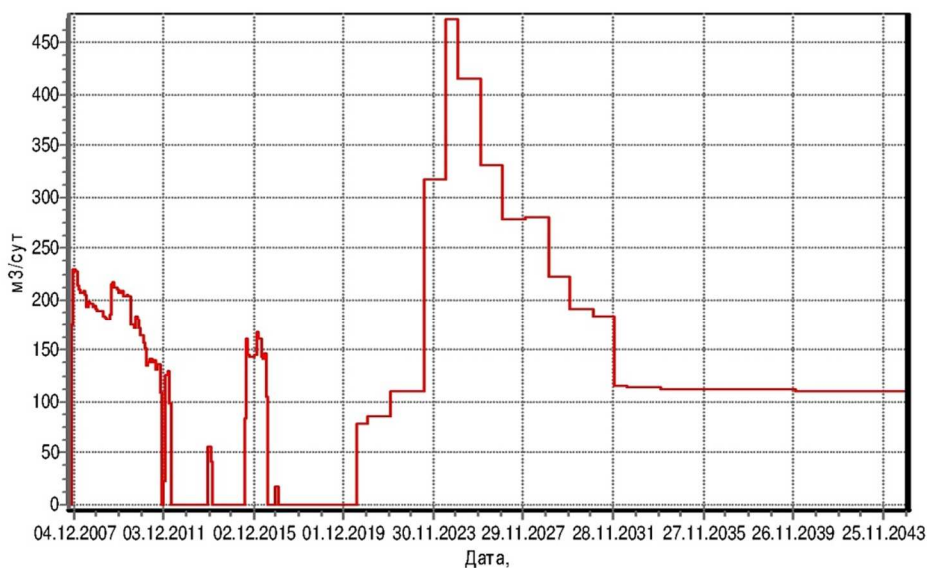


Рисунок 24 – Дебит жидкости, м³/сут.

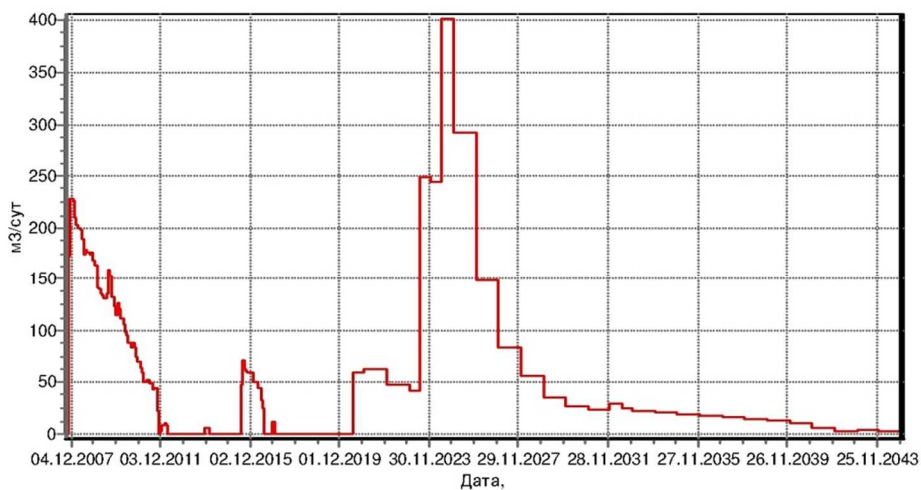


Рисунок 25 – Дебит нефти, м³/сут.

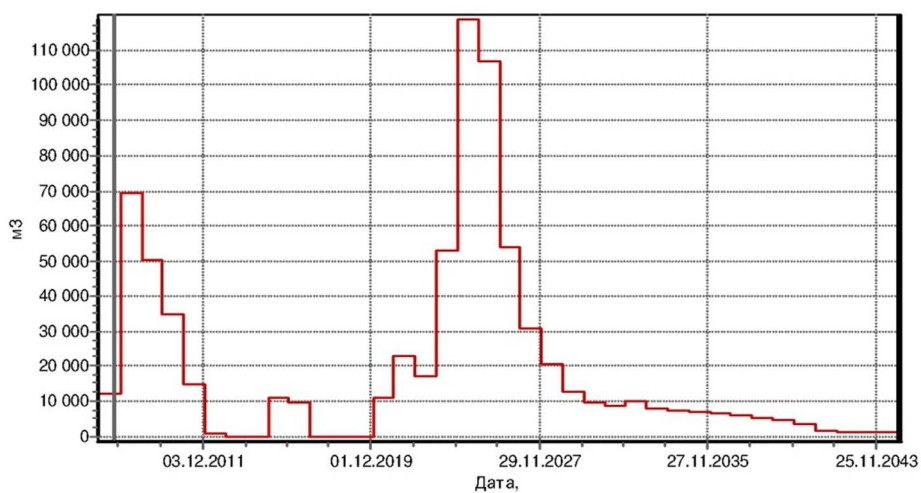


Рисунок 26 – Годовая добыча нефти, м³

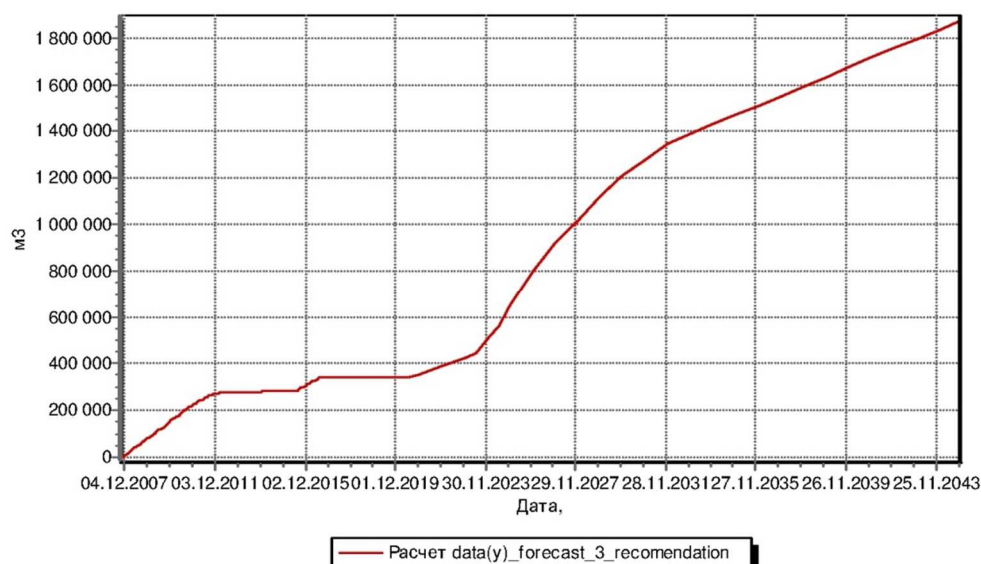


Рисунок 27 – Накопленная добыча жидкости, м³

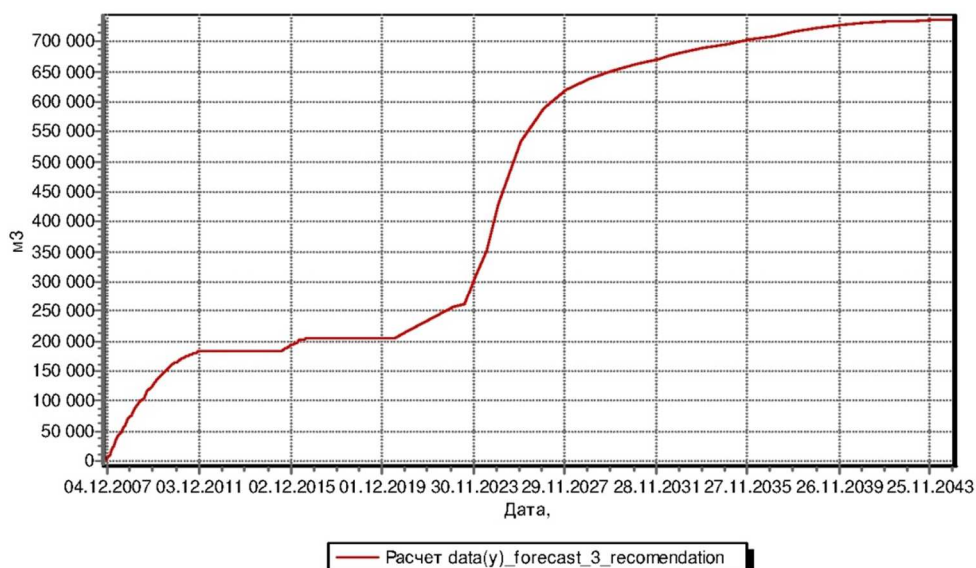


Рисунок 28 – Накопленная добыча нефти, м³



Рисунок 29 – Пластовое давление, атм.

Расчёт показал, что благодаря вводу трёх новых скважин удалось заметно снизить обводнённость добываемой нефти за счёт большего проседания давления, а, следовательно, меньших депрессий. Благодаря своевременному вводу скважин в местах с наивысшими показателями нефтенасыщенности, удалось выработать месторождение до утверждённого КИНа со значительно большей выгодой, добыча жидкости сократилась на 2000 тыс. м³, но добыча нефти возросла на 650 тыс. м³.

Выбор рекомендуемого варианта разработки

На рисунке 30 представлен график сопоставления вариантов разработки по добыче нефти.

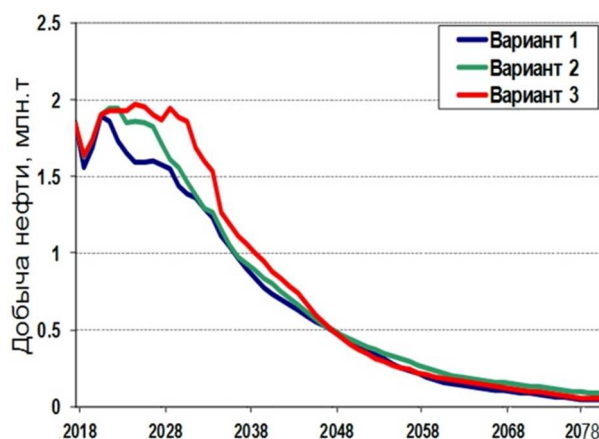


Рисунок 30 – График сопоставления вариантов разработки по добыче нефти

Как видно из рисунка 30, с технологической точки зрения за счёт большей скорости выработки основных запасов выигрывает третий вариант разработки, предполагающий бурение новой скважины № 2 в 2020 году на запасы категории А, бурение новой скважины № 3 (категория запасов В2) в 2023 году и бурение новой скважины № 4 в 2024 году.

В таблице 2 приведено сравнение вариантов разработки Владимирского месторождения с технологической и экономической точек зрения.

Таблица 2 – Сравнение основных технико-экономических показателей вариантов разработки

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Система разработки	избирательная	избирательная	избирательная
Соотношение добывающих / нагнетательных скважин	2 / –	3 / –	4 / –
Площадь участка, га	316	316	316
Плотность сетки скважин, га/скв.	79	63,2	63,2
Расстояние между скважинами, м	350	350	350
Количество скважин к бурению, шт.	1	2	3
Бурение боковых стволов, шт.	1	1	–
Извлекаемые запасы на 1 скважину, тыс. тонн	424	141,3	141,3
Дебит нефти, тонн/сут.	19,8	15,5	11,6
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	261	424	424
Срок разработки, годы	24 (2040)	28 (2044)	28 (2044)
КИН, доли ед.	0,326	0,450	0,450
Стоимость 1 скважины, млн руб.	401,3	401,3	401,3
Чистая приведённая стоимость (NPV), млн руб.	254,3	313,2	336,0
NPV/га, млн руб./га	0,805	0,991	1,063
Внутренняя норма доходности(IRR), доли ед.	1,66	0,38	0,41
Интегральный показатель оптимальности разработки (T _{опт}), доли ед.	1,964	2,754	3,000

Из анализа рисунка 30 и таблицы 2 можно сделать вывод, что наиболее оптимальным режимом разработки является третий вариант, так как первый вариант не достигает проектного КИН в 0,450, а по сравнению со вторым вариантом третий выгодней по внутренней норме доходности, а, значит, и по интегральному показателю оптимальности разработки он тоже лучший.

Из чего следует рекомендовать третий вариант к разработке.

Экономическая оценка вариантов разработки

Целью экономической оценки Владимирского месторождения является выбор экономически эффективного варианта разработки, позволяющего осуществить наиболее полное извлечение имеющихся запасов нефти и газа при высоких экономических результатах.

Технико-экономические показатели вариантов разработки

Сопоставление основных экономических показателей разработки Владимирского месторождения по вариантам разработки приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Сопоставление основных технико-экономических показателей вариантов разработки Владимирского месторождения

Параметры	Ед.изм.	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Система разработки		–	–	–
Вид воздействия		–	–	–
Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв	–	–	–
Максимальные уровни добычи: – нефти	тыс. тонн	58,9	69,7	92,7
– жидкости	тыс. тонн	59,0	95,5	128,0
– газа газовых шапок	млн м ³	0,0	0,0	0,0
– свободного газа	млн м ³	0,0	0,0	0,0
Максимальные уровни закачки: – воды	тыс. м ³	0,0	0,0	0,0
– газа газовых шапок	млн м ³	0,0	0,0	0,0
Проектный период разработки	годы	24 (2040)	28 (2044)	28 (2044)
Рентабельный период разработки	годы	21 (2037)	22 (2038)	24 (2040)
Накопленная добыча нефти за проектный период	тыс. тонн	261,0	424,0	424,0
Накопленная добыча нефти за рентабельный период	тыс. тонн	257,9	413,0	419,1
Накопленная добыча нефти с начала разработки	тыс. тонн	427,0	590,0	590,0
Коэффициент извлечения нефти	доли ед.	0,326	0,450	0,450
коэффициент извлечения нефти за рентабельный период (КИНр)	доли ед.	0,323	0,442	0,446
Накопленная закачка с начала разработки	тыс. м ³	–	–	–
Накопленная добыча жидкости с начала разработки	тыс. т	–	–	–
Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец проектного периода	тонн/сут.	–	–	–
Средний дебит добывающей скважины по нефти на конец рентабельного периода	тонн/сут.	–	–	–
Средняя обводненность продукции на конец проектного периода	%	–	–	–
Средняя обводненность продукции на конец рентабельного периода	%	–	–	–
Накопленная добыча свободного газа за проектный период	млн м ³	–	–	–
Накопленная добыча свободного газа за рентабельный период	млн м ³	–	–	–
Накопленная добыча свободного газа с начала разработки	млн м ³	–	–	–

Выбор рекомендуемого к реализации варианта производился с учётом интегрального показателя $T_{\text{опт}}$, учитывающего комплексно добычу углеводородов, доход Государства и недропользователя.

При разработке Владимирского месторождения максимальный показатель $T_{\text{опт}}$ наблюдается по варианту 3.

При разработке по рекомендуемому варианту 3 чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15,0 %) доход недропользователя составит 379,0 млн руб., в бюджет государства с учётом дисконта будет перечислено 1 356,0 млн руб.

Для разработки Владимирского месторождения по рекомендуемому варианту капитальных вложений потребуется 1 259,0 млн руб. (без НДС).

Эксплуатационные расходы, рассчитанные по укрупнённой оценке за проектный срок, составят 5 682,0 млн руб., в т.ч.:

- 1 403,0 млн руб. – текущие производственные затраты;
- 3 020,0 млн руб. – налоги и отчисления в себестоимости;
- 1 259,0 млн руб. – амортизационные отчисления.

Затраты на ликвидацию скважин (внереализационные расходы) по окончании срока разработки составят 6,7 млн руб.

Чистый доход от реализации нефти и газа, составит 1 658,0 млн руб., чистый дисконтированный (при ставке дисконта 15,0 %) доход 379,0 млн руб. В бюджет поступит с учётом дисконта 1 356,0 млн руб. (ЧДДб).

Анализ чувствительности проекта

Функционированию добывающего предприятия, как и любого другого, в рыночной среде присущ определённый риск – вероятность убытков или недополучения доходов, предусмотренных проектом.

Наиболее важными причинами риска являются возможный рост материальных или иных затрат, повышение налогов, завышение принятых в расчётах закупочных цен, изменение величины прибыли на инвестированный капитал.

С целью учёта факторов неопределённости и риска и оценки устойчивости проекта использован метод вариации параметров, т.е. осуществлена проверка чувствительности критериев оценки эффективности проекта к изменению основных параметров-факторов.

Расчёты выполнены по варианту 3, рекомендуемому к реализации. В таблице 4 представлена оценка чувствительности проекта к различным изменениям технологических и экономических параметров.

Таблица 4 – Анализ чувствительности изменения ЧДД пользователя недр (млн. руб.)

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	- 20,0 %	0 %	20,0 %
Добыча нефти и ГК (+/- 20,0 %)	197,1	379,0	566,9
Капитальные вложения (+/- 20,0 %)	483,2	379,0	274,8
Цена нефти Brent (+/- 20,0 %)	289,9	379,0	468,1
Операционные затраты (+/- 20,0 %)	427,3	379,0	330,7

Продолжение таблицы 4 – Анализ чувствительности изменения дохода Государства (млн. руб.)

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	- 20,0 %	0 %	20,0 %
Добыча нефти и ГК (+/- 20,0 %)	3 495	4466	5 315
Капитальные вложения (+/- 20,0 %)	4 476	4466	4 407
Цена нефти Brent (+/- 20,0 %)	3 231	4466	5 642
Операционные затраты (+/- 20,0 %)	4 507	4466	4 358

Окончание таблицы 4 – Анализ чувствительности изменения рентабельных запасов нефти (тыс. тонн)

Показатели	Отклонение показателей (+/-)		
	- 20,0 %	0 %	20,0 %
Добыча нефти и ГК (+/- 20,0 %)	329,2	419,1	505,2
Капитальные вложения (+/- 20,0 %)	419,1	419,1	419,1
Цена нефти Brent (+/- 20,0 %)	416,8	419,1	419,1
Операционные затраты (+/- 20,0 %)	421,0	419,1	414,4

При оценке риска предполагалось, что изменения параметров происходят независимо друг от друга.

Литература:

1. Лицензия КРД 03241 НР от 16.11. 2006 г. на геологическое изучение (поиски и оценка месторождений) и добычу нефти и газа Славянско-Темрюкского участка.
2. Оперативный подсчёт запасов по месторождению Восточно-Чумаковское: отчёт о НИР / ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»; исполнитель: Никитенко В.В. – Краснодар, 2012. – 518 с.
3. Проект пробной эксплуатации Восточно-Чумаковского месторождения (утверждён 18.12.2008). – М. : ЦКР «Роснедра», 2008 (приказ № 4477).
4. Технологическая схема разработки Восточно-Чумаковского месторождения (утверждена 26.12.2011). – М. : ЦКР «Роснедра», 2011 (приказ № 5307).
5. Технологическая схема разработки Восточно-Чумаковского нефтяного месторождения (утверждена 29.09.2015). – М. : ЦКР «Роснедра», 2015 (приказ № 6240).
6. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений.
7. Проект по безопасной временной эксплуатации, консервации и ремонту скважин с межколонным давлением на месторождениях. ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз». – Краснодар : ОАО «РосНИПИтермнефть», 2005.
8. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
9. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
14. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
15. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
16. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
17. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
18. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
19. Дердуга А.В., Нштути Мвизерва Иве. Построение геологической и гидродинамической моделей Владимирского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 266–280.
20. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
21. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
22. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 54–65.
23. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 121–143.

References:

1. KRD License 03241 NR dated 16.11.2006 for geological study (prospecting and evaluation of fields) and oil and gas production of Slavyansko-Temryuksky area.
2. Operational reserves calculation for Vostochno-Chumakovskoye field: research report / Rosneft – STC LLC; performer: Nikitenko V.V. – Krasnodar, 2012. – 518 p.
3. Project of trial operation of the Vostochno-Chumakovskoye field (approved on 18.12.2008). – Moscow: Rosnedra Central Committee of the Russian Federation, 2008 (Order № 44777).
Technological scheme of Vostochno-Chumakovskoye field development (approved on 26.12.2011). – M. : Rosnedra Central Design Bureau, 2011 (Order № 5307).
5. Technological scheme of development of the Vostochno-Chumakovskoye oil field (approved on 29.09.2015). – M. : Rosnedra CDC, 2015 (Order № 6240).
6. RD 153-39.0-047-00. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil fields.
7. Project on safe temporary operation, preservation and workover of wells with inter-casing pressure at the fields. Rosneft – Krasnodarneftegaz. – Krasnodar : OJSC RosNIPItermneft, 2005.
8. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in the construction of the oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011. – 603 p.
9. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: manual. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific basis and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
12. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Development of oil and gas sverdlovins. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
13. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 c.
14. Popov V.V., Bogush I.A., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: textbook. – Novochoerkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
15. Popov V.V., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and well work : a training manual. – Novochoerkassk : Lik, 2017. – 326 p.
16. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.
17. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
18. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VO KubGTU, 2019. – 267 p.
19. Derduga A.V., Nshuti Mviserva I.ve. Construction of geological and hydrodynamic models of the Vladimirovskoye field // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 266–280.
20. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of the Markov models to the analytical study of oil and gas field development and assessment of well production rates (in Russian) // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 p.: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 170–172.
21. Kurenkov V.V. Building a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: a collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.
22. Scuba D.A., Kolbunov M.G., Savenok O.V., Solovyova V.N. Probabilistic model of massive oil deposits in the Upper Carboniferous and Silurian-Devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora province // Petroleum engineer. – 2016. – № 1. – P. 54–65.
23. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Estimation of the prospects for additional exploration of the multilayer Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of the geological model refinement and pilot development of operational facilities // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 3. – P. 121–143.