

УДК 622.276.56

**ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ДОВЫРАБОТКИ
ЗАПАСОВ ЗА СЧЁТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ
ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ДОБЫЧИ И ЗАКАЧКИ
НА ПРИМЕРЕ МИНЕРАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**SUBSTANTIATION OF EFFECTIVE EXTRACTION
OF RESOURCES DUE TO THE IMPLEMENTATION OF
THE TECHNOLOGY OF SIMULTANEOUS-SEPARATE PRODUCTION
AND PUMPING ON THE EXAMPLE OF MINERALS FIELD**

Даценко Елена Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
aldac@mail.ru

Орлова Инна Олеговна

кандидат технических наук,
доцент кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
assoletta77@mail.ru

Авакимян Наталья Николаевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры общей математики,
Кубанский государственный
технологический университет
avnatali@mail.ru

Аннотация. Основная цель данной статьи заключается в выработке решений, направленных на оптимизацию существующей системы разработки при применении технологии одновременно-раздельной добычи и закачки на примере Минерального месторождения, предложении и расчёте прогнозных технологических показателей по нескольким вариантам, отличающимся между собой количеством пробуренных скважин. По всем вариантам была произведена оценка экономической составляющей. Расчёты вариантов разработки верхнемеловой залежи произведены с использованием полностью адаптированной гидродинамической модели по трём предложенным вариантам. По итогам технико-экономического анализа рекомендуемым вариантом является вариант 1, т.к. он позволяет достичь утверждённый КИН при положительных экономических показателях. В статье сделан вывод, что применение технологии одновременно-раздельной добычи и закачки ведёт к увеличению NPV, разработка месторождения будет рентабельной при применении данной технологии.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; анализ выработки запасов; обоснование технологии довыработки запасов месторождения; технологические показатели вариантов разработки; выбор рекомендуемого варианта разработки; технология одновременно-раздельной добычи и закачки; цифровые модели месторождения.

Datsenko Elena Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
aldac@mail.ru

Orlova Inna Olegovna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
assoletta77@mail.ru

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of
general mathematicians department,
Kuban state technological university
avnatali@mail.ru

Annotation. The main goal of this article is to develop solutions aimed at optimizing the existing development system when applying technology for simultaneous and separate production and injection using the example of Mineral'noye field, proposing and calculating forecast technological indicators for several options that differ in the number of wells drilled. For all options, an assessment of the economic component was made. The calculation of the development options for the Upper Cretaceous reservoir was made using a fully adapted hydrodynamic model for the three proposed options. According to the results of the feasibility study, the recommended option is option 1, because it allows you to achieve approved oil recovery ratio with positive economic indicators. The article concluded that the use of technology for simultaneous-separate production and injection leads to an increase in NPV, the development of the field will be cost-effective when using this technology.

Keywords: description of the current state of field development; stock development analysis; substantiation of technology for additional development of field reserves; technological indicators of development options; selection of the recommended development option; technology for simultaneous and separate production and injection; digital field models.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Минеральное месторождение расположено в пределах Грозненского и Наурского районов Чеченской Республики. Вблизи месторождения находятся населённые пункты Первомайская, Горячеисточненская, они связаны с месторождением и с г. Грозным гравийной и асфальтовой дорогами (рис. 1).

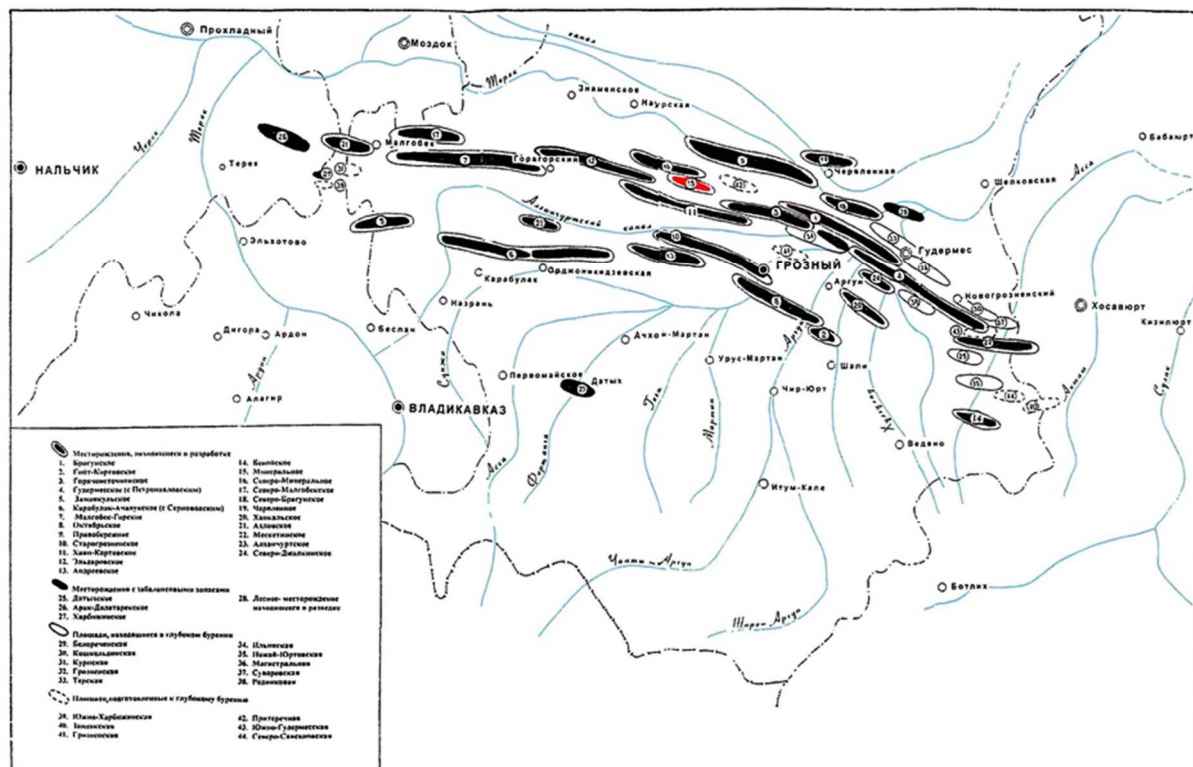


Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

Геологическое строение месторождения

В 1965–1967 гг. на основании результатов выполненных сейсмических исследований, с использованием имевшихся на этот период геолого-геофизических материалов, В.Д. Талалаевым, З.С. Воцалевским и др. была составлена структурная карта Передовых хребтов по кровле верхнемеловых отложений, на которой впервые отмечался антиклинальный перегиб в районе Минерального месторождения.

Глубокое поисково-разведочное бурение на площади начато в 1970 году бурением скважины № 1 в сводовой части структуры. При опробовании верхнемеловых отложений в интервале – 4760 ÷ – 4848 м в 1972 году установлена их нефтегазоносность.

Всего на площади пробурено 12 скважин, в том числе 3 поисковые (№ № 1, 2 и 25), 8 разведочных (№ № 3, 4, 5, 6, 9, 10-с.м., 12 и 31) и 1 эксплуатационная (№ 30). Из них 3 скважины пробурены в границах залежи (№ № 30, 5 и 1).

Общий разведочный метраж составил 36316 м.

Из всех пробуренных разведочных скважин 5 (№ № 2, 3, 4, 6 и 9) ликвидированы по геологическим причинам.

Верхнемеловые отложения вскрыты всеми скважинами, кроме скважины № 9, бурение которой остановлено в майкопских отложениях.

Полностью верхний мел вскрыт в скважинах №№ 1 и 2, толщина соответственно составляет 272 м и 275 м. Разрез верхнего мела полностью также пройден нижнемеловой скважиной № 25, где толщина составила 285 м. В остальных скважинах вскрытая толщина составила 8–140 м.

Проходка с отбором керна в верхнемеловых отложениях осуществлялась в трёх скважинах (№ № 1, 2 и 6). Пройдено по верхнемеловому комплексу всего 24,5 м, а вынесено 3,19 м (в том числе по нефтенасыщенной части пройдено 11 м, вынесено 0,54 м).

Освещённость продуктивных отложений в этих скважинах очень низкая и составила в среднем 0,63 % (нефтегазоносной части 0,19 %). Опробование продуктив-

ных отложений произведено в шести поисковых и разведочных скважинах (№ № 1, 2, 3, 4, 5 и 6) и одной эксплуатационной (№ 30). Испытание производилось как в открытом стволе, так и в стволе, обсаженном колонной, путём её перфорации.

В результате опробования получены притоки нефти в разведочных скважинах №№ 1 и 5 с абсолютных отметок – 4598 ÷ – 4865 м. В скважине № 3 получен приток воды с незначительным количеством нефти, а в остальных (№ № 2, 4 и 6) притоки воды. Таким образом, из пробуренных и опробованных разведочных и поисковых скважин 2 дали положительные результаты и находятся в эксплуатации. Положительные результаты (получен приток жидкости с 28 % воды, содержание которой в процессе эксплуатации в 1985 году уменьшилось до 6 %) получены и при испытании эксплуатационной скважины № 30, которая также находилась в эксплуатации.

По данным сейсмических исследований 1992 года в 2007 году выполнена переинтерпретация материалов сейсморазведки и на основании этих данных уточнено строение месторождения.

Тектоника

Антиклинальная складка входит в состав Терского антиклинория Терско-Сунженской тектонической зоны. В строении структуры принимает участие комплекс мезокайнозойских отложений, который был вскрыт пробуренными скважинами.

Палеоген-неогеновый комплекс отложений имеет моноклиальное залегание и представляет собой погружение северного крыла Хаян-Кортювской структуры без видимых осложнений разрывными нарушениями.

Верхнемеловой и эоценовый комплексы пород осложнены серией разрывных нарушений и имеют более сложное строение по сравнению с палеоген-неогеновым.

Поднятие по кровле верхнемеловых отложений, с достаточной детальностью изученное сейсморазведочными работами и подтверждённое глубоким бурением, представляет собой антиклинальную складку широтного простирания.

По результатам сейсмических исследований, проведённых до 1985 года, и данным бурения Минеральная структура по верхнемеловым отложениям представлена асимметричной антиклинальной складкой с размерами по изогипсе – 5000 м 2,75 × 16 км, высотой 417 м с углами падения южного крыла до 30° и северного до 22°. Структурная карта кровли верхнемеловых отложений Минерального месторождения приведена на рисунке 2, карта эффективных нефтенасыщенных толщин верхнемеловых отложений Минерального месторождения – на рисунке 3.

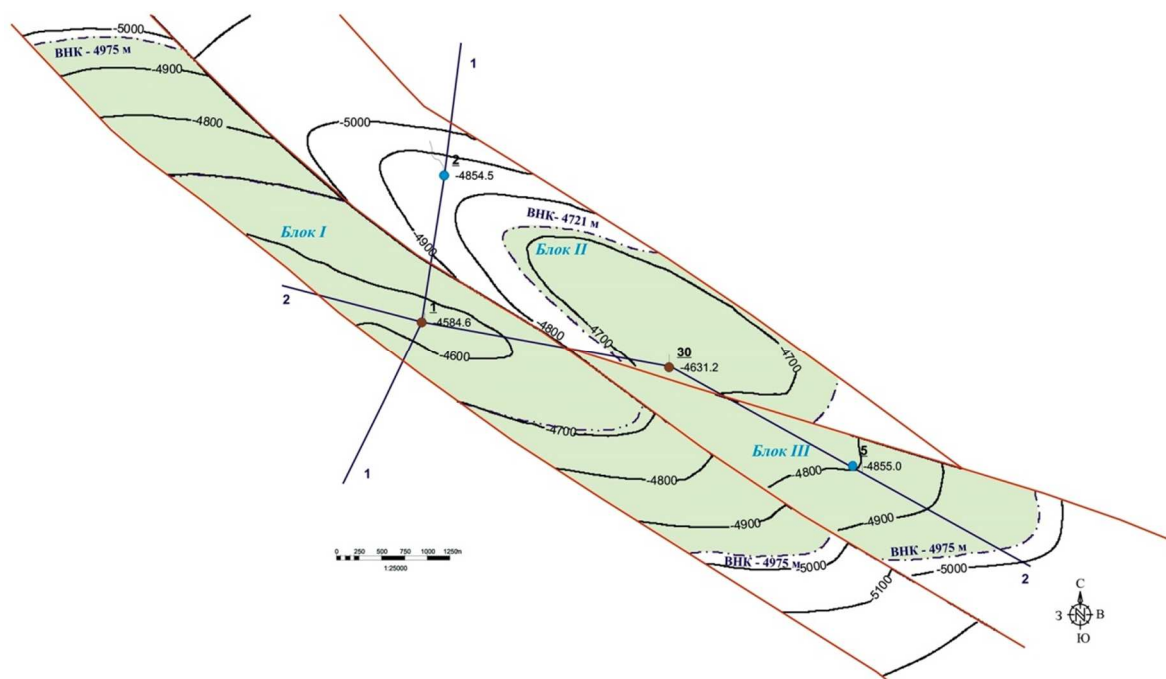


Рисунок 2 – Структурная карта кровли верхнемеловых отложений Минерального месторождения

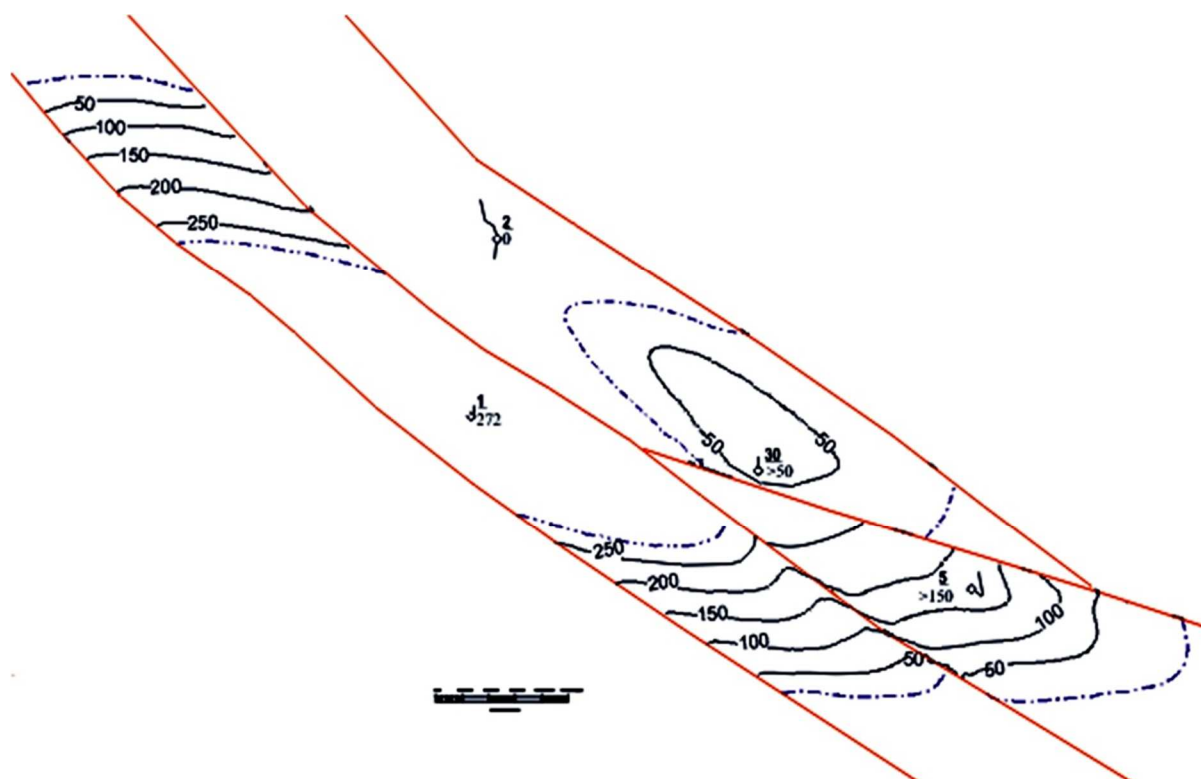


Рисунок 3 – Карта эффективных нефтенасыщенных толщин верхнемеловых отложений Минерального месторождения

По данным сейсмических исследований 1992 года в 2007 году выполнена переинтерпретация материалов сейсморазведки.

Юго-западная складка разделена разрывными нарушениями на несколько блоков. Свод оконтурен изогипсой – 4500 м. В пределах структуры пробурены скважины №№ 1, 3, 4, 5, 30 и 31. Две из них (скважины №№ 1 и 5) дали промышленные притоки нефти из верхнемеловых отложений.

Северо-восточная складка представляет собой антиклиналь, разделённую разрывными нарушениями на 3 блока. Свод структуры оконтурен изогипсой – 4700 м. Скважина № 6, вскрывшая меловые отложения практически на одних гипсометрических отметках со скважиной № 5 Юго-западной складки, не дала притока, что косвенно подтверждает вывод о принадлежности этих двух скважин к разным складкам (или блокам).

Нефтегазоносность

На Минеральном месторождении нефтегазоносными являются верхнемеловые отложения и небольшое поле фораминиферовых отложений в районе скважины № 5.

Залежь верхнемеловых отложений открыта в 1972 году получением промышленных притоков нефти в скважине № 1 дебитом 485 м³/сут.

По блокам I и III залежи в районе скважин №№ 1 и 5 водонефтяной контакт принят условно ниже нижних отверстий перфорации на гипсометрической отметке – 4975 м по последней замкнутой изогипсе. Блоки I и III гидродинамически связаны.

По блоку II залежи в районе скважины № 30, в скважине № 2, расположенной на севере блока, при опробовании нижней части верхнемелового разреза притока флюида не получено, а при опробовании верхней части разреза получены притоки пластовой воды: в интервале 5100-5195 (– 4878 ÷ – 4957 м) дебитом 432 м³/сут. и в интервале 5072–5080 (– 4855 ÷ – 4861 м) после установки цементного моста – дебитом 65 м³/сут.

При опробовании интервала перфорации скважины № 30 (– 4642 ÷ – 4721 м) был получен приток нефти с водой дебитом 140 м³/сут. ВНК залежи принимается по нижним отверстиям перфорации. Принятое положение ВНК согласуется с накопленной добычей нефти и текущей остановкой скважины по причине обводнённости.

Размеры верхнемеловой залежи в контурах нефтеносности составляют:

– блок I (район скважины № 1) 9,5 × 1,125 км, эффективная нефтенасыщенная толщина 201 м; глубина залегания 5000 м.

- блок II (район скважины № 30) 4,0 × 1,25 км, эффективная нефтенасыщенная толщина 37,6 м; глубина залегания 5100 м.
- блок III (район скважины № 5) 5,25 × 1,0 км, эффективная нефтенасыщенная толщина 148 м; глубина залегания 4871 м.

Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная.

Геологический разрез по линии I-I показан на рисунке 4, геологический разрез по линии II-II – на рисунке 5.

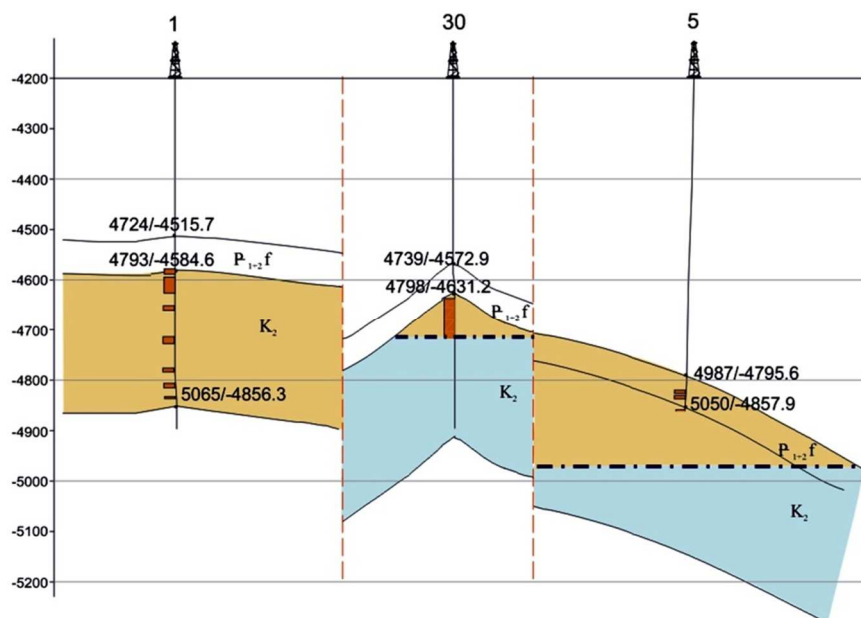


Рисунок 4 – Геологический разрез по линии I-I

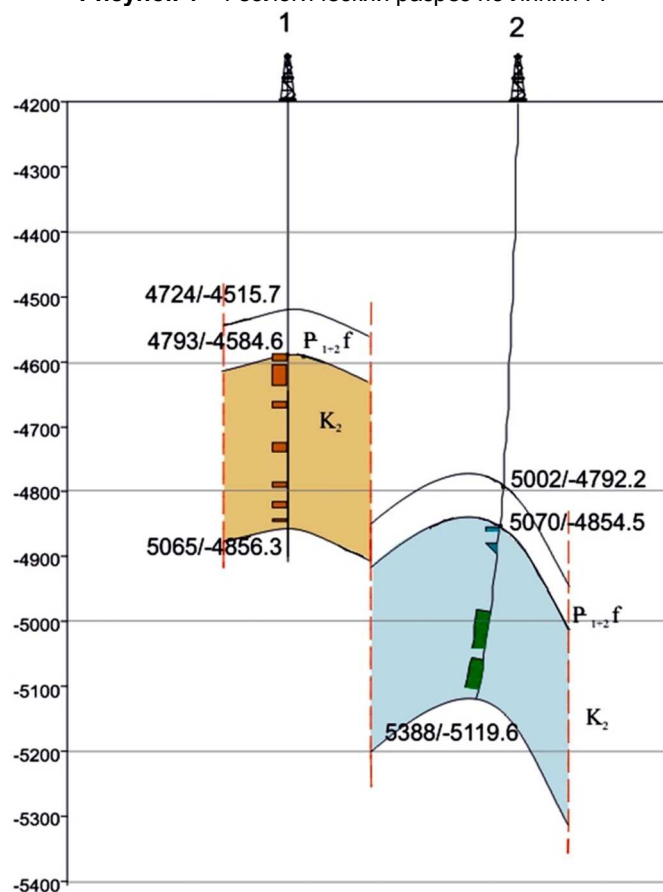


Рисунок 5 – Геологический разрез по линии II-II

Анализ структуры фонда скважин и показателей их эксплуатации

На Минеральном месторождении пробурено 12 скважин, из них 8 разведочных, 3 поисковые, 1 эксплуатационная. На 01.01.2018 г. по геологическим причинам ликвидировано 8 скважин (№ № 3, 4, 6, 9, 10-с.м., 12, 25 и 31).

За весь предшествующий период разработки Минерального месторождения поддержание пластового давления путём закачки воды (или другие методы воздействия) не проводилось. Известно только, что в 1992 году в скважине № 2 был закачан незначительный объём воды (1,7 тыс. м³). Залечь разрабатывалась за счёт естественного режима вытеснения. Поэтому вплоть до 2010 года единственным способом эксплуатации всех скважин на месторождении был фонтанный.

За время эксплуатации скважин пластовое давление уменьшалось, вследствие чего уменьшались дебиты по скважинам. С 1995 года по 2003 гг. разработка месторождения не велась. В июле 2004 года была введена в эксплуатацию скважина № 5. В 2005 году были введены в эксплуатацию скважины №№ 1 и 30.

В таблице 1 приведена характеристика текущего состояния фонда скважин Минерального месторождения

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин в пределах лицензионного участка Минерального месторождения

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	4
	Возвращено с других горизонтов:	–
	Всего	4
	в том числе:	–
	– действующие	1
	из них: фонтанные	–
	ЭЦН	1
	ШГН	–
	газлифт:	–
	бескомпрессорный	–
	внутрискважинный	–
	– бездействующие	–
	– в освоении после бурения	–
	– в консервации	–
	– наблюдательные	2
– переведены под закачку	1	
– переведены на другие горизонты	–	
– в ожидании ликвидации	–	
– ликвидированные	–	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	–
	Возвращено с других горизонтов	–
	Переведены из добывающих	1
	Всего	1
	в том числе:	–
	– под закачкой	–
	– бездействующие	–
	– наблюдательные	1
	– в консервации	–
	– в отработке на нефть	–
	– переведены на другие горизонты	–
– в ожидании ликвидации	–	
– ликвидированные	–	
	Пробурено	–

Анализ энергетического состояния месторождения

Данные о замерах пластового давления в скважинах, вскрывших верхнемеловые отложения, имеются лишь до 1984 года, и заимствованы нами из отчётов по подсчёту запасов и технологической схемы, выполненных в СевКавНИПИнефть. Позже 1984 года имеются сведения лишь о средних величинах пластового давления в залежи.

Начальное пластовое давление замерено в скважине № 1. Начальное пластовое давление, приведённое к отметке 4600 м – 77 МПа.

В скважине № 5 пластовое давление было замерено в сентябре 1976 года и составляло 53,6 МПа. Пластовое давление, замеренное по скважине № 1 в 1976 году, составляло 50,6 МПа, что говорит о том, что скважина № 1 дренирует запасы и скважины № 5, и между блоками скважин №№ 1 и 5 есть гидродинамическая связь. Уменьшение темпов падения пластового давления и стабилизация его может говорить об активности водонапорной области и компенсации данных отборов нефти.

На рисунке 6 приведена зависимость пластового давления от накопленной добычи жидкости во времени. Эта закономерность также показывает, что интенсивное падение пластового давления в залежи в начальный период её разработки было связано с эксплуатацией скважины № 1 при высоких депрессиях. С 1976 года интенсивность снижения пластового давления уменьшилась, т.е. перераспределение пластового давления в зоне отбора и водоносной области происходило с одинаковым темпом.

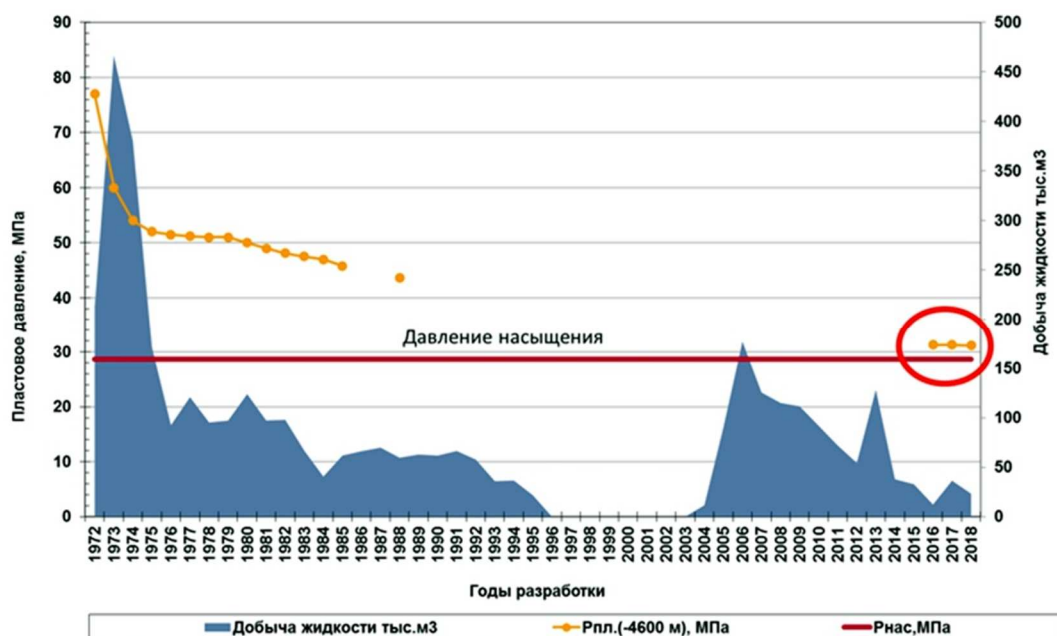


Рисунок 6 – Зависимость пластового давления от накопленной добычи жидкости во времени

Залежь разрабатывается в условиях упругого водонапорного режима.

Анализируя величины начальных и текущих пластовых давлений, можно сделать вывод, что естественный режим разработки блоков скважин №№ 1 и 5 привёл к снижению пластового давления в начальный период при интенсивных отборах из скважины № 1. Скважина № 1 дренирует запасы как своего блока, так и блока скважины № 5.

25.10.2012 г. был выполнен замер пластового давления в скважине № 1, приведённое $R_{пл}$ составило 25,0 МПа, что на 3,3 МПа ниже давления насыщения. Поскольку в течение последних лет не происходило существенного увеличения газового фактора, то, вероятно, имеет место неточность проведённого замера.

Была также выполнена оценка давления в блоке скважин №№ 1 и 5 методом материального баланса. По экстраполяции прямолинейной зависимости $P_{пл} = f(Q_{ж.пл. усл.})$ получаем ожидаемое на 01.01.2018 г. пластовое давление в верхнемеловой залежи 30,4 МПа, которое подтверждается расчётами на гидродинамической модели, поэтому это значение принимается для дальнейших расчётов и прогнозирования.

Анализ выработки запасов

Верхнемеловая залежь Минерального месторождения относится к массивному типу, коллекторские свойства нефтенасыщенных пластов обеспечивают хорошую гидродинамическую связь в пределах блоков залежи.

На 01.01.2018 г. из верхнемеловой залежи нефти Минерального месторождения отобрано 2308,6 тыс. тонн нефти, что составляет 73,3 % от оценённых начальных извлекаемых запасов в количестве 3150 тыс. тонн. Начальные геологические запасы составляют 4876 тыс. тонн нефти. Текущий КИН по месторождению составляет 0,473. Динамика изменения основных технологических показателей разработки залежи К2 Минерального месторождения показана на рисунке 7.

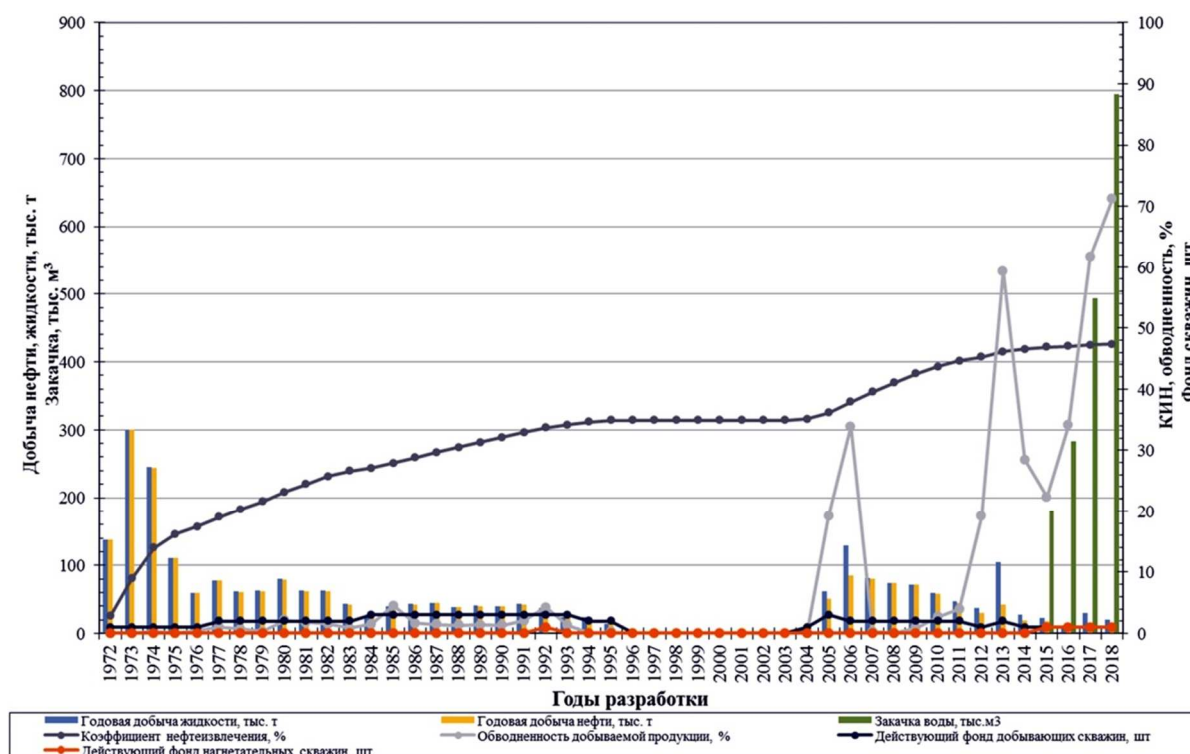


Рисунок 7 – Динамика изменения основных технологических показателей разработки залежи К2 Минерального месторождения

При утверждении в предыдущем проекте КИН 0,646 предполагался упруговодонапорный режим разработки. Такая эксплуатация месторождения была связана с его строением, расположением скважин на структуре (скважины №№ 1 и 30 расположены на самых высоких отметках, что очень важно из истории разработки аналогичных залежей нефти), высокой подвижностью нефти, благоприятным соотношением плотностей нефти и воды в пластовых условиях, высокой газонасыщенностью нефти, что способствует эффективному вытеснению.

Основная часть начальных запасов месторождения (95 %) сосредоточена в блоках I и III скважин №№ 1 и 5.

Согласно расчётам на модели, текущий ВНК в блоке скважин №№ 1–5 находится на отметке – 4845 м. Эти данные подтверждаются текущей работой скважин.

Различие КИН по блокам I-III и II связано с различием гидродинамических характеристик. Об этом свидетельствуют существенно более низкие значения входного дебита по скважине № 30, чем по скважинам №№ 1 и 5, а также дальнейшая история разработки.

На II блоке месторождения сосредоточено лишь 5 % запасов нефти, добыча из блока составила 145 тыс. тонн нефти (6,5 % от добычи с месторождения), текущий КИН 0,572. Запасы по блоку полностью выработаны, скважина № 30 полностью обводнилась и переведена в нагнетательные.

Карта накопленных отборов залежи К2 Минерального месторождения по состоянию на 01.01.2018 г. приведена на рисунке 8, карта текущих отборов залежи К2 Минерального месторождения по состоянию на 01.01.2018 г. – на рисунке 9.

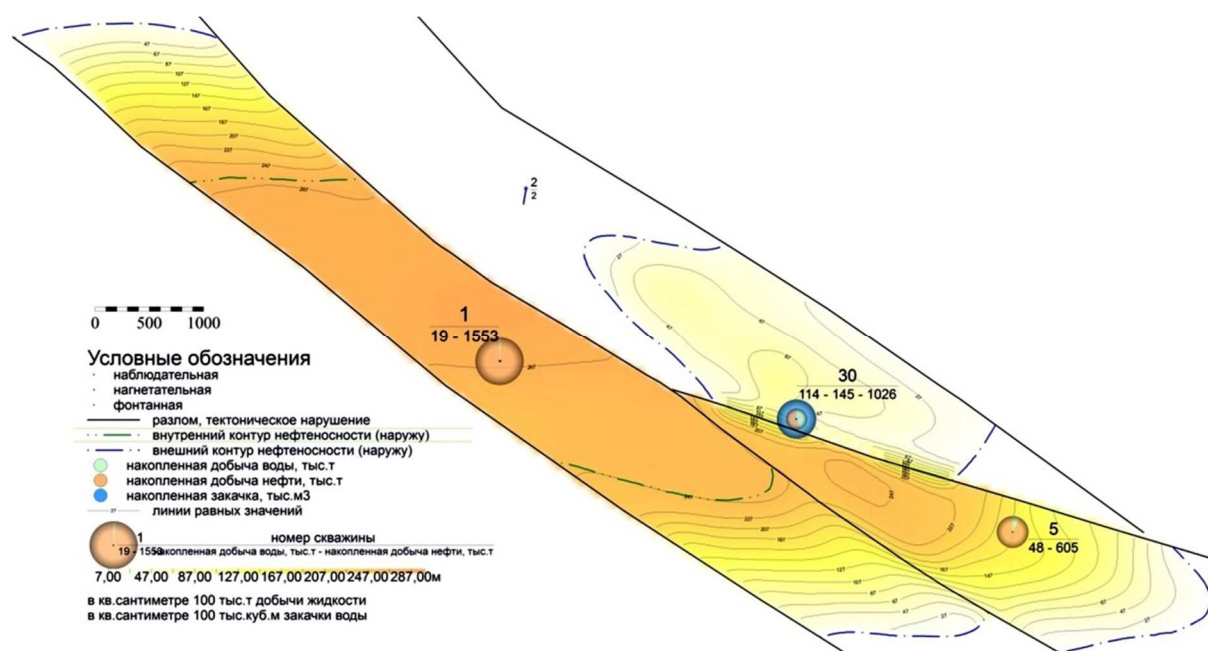


Рисунок 8 – Карта накопленных отборов залежи K2 Минерального месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

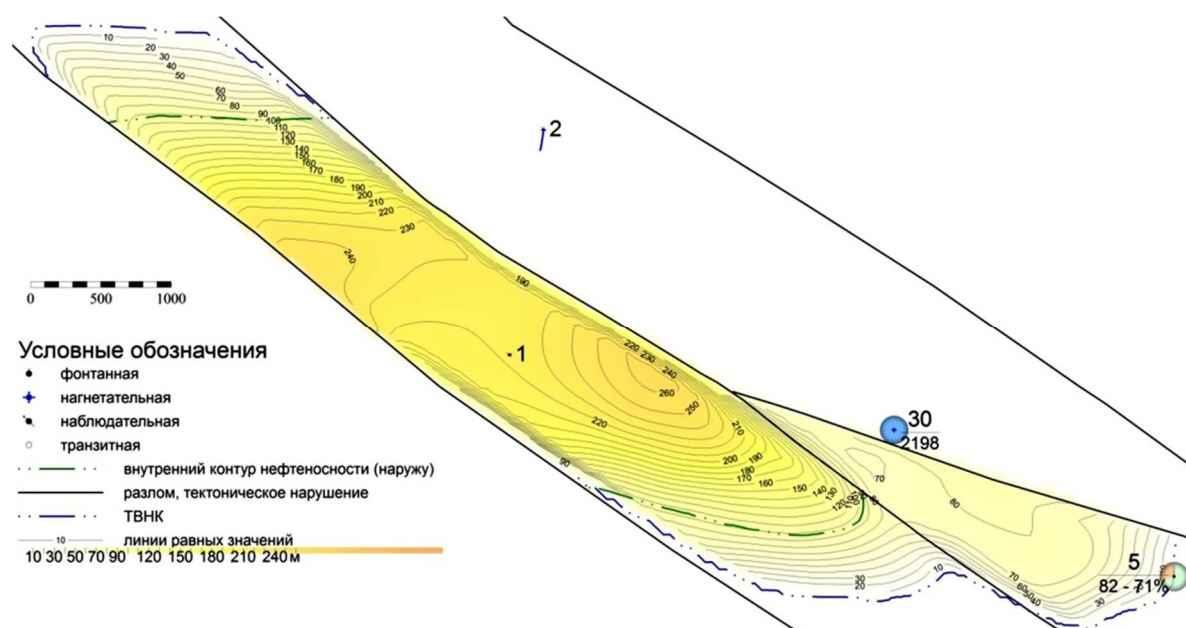


Рисунок 9 – Карта текущих отборов залежи K2 Минерального месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Выводы по текущему состоянию разработки

По результатам проведённого анализа разработки месторождения можно сделать следующие выводы:

- на 01.01.2018 г. месторождение разрабатывается одной добывающей скважиной (№ 5) и одной нагнетательной скважиной (№ 30);
- можно судить о достаточно хорошей изученности месторождения в целом;
- энергетическое состояние залежи K2 пласта неудовлетворительное, требуется организация ППД при дальнейшей разработке пласта.

Так как Минеральное месторождение находится на четвёртой стадии разработки, в процессе эксплуатации пластовое давление упало с 77 МПа до 31,3 МПа при давлении насыщения нефти газом 28,3 МПа. По расчётам возможно продолжать эксплуатацию месторождения действующим фондом скважин только 1 год (2019 г.), после

давление падает до давления насыщения. Без изменения технологии утверждённый КИН не будет достигнут.

Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

Для дальнейшей разработки Минерального нефтяного месторождения для залежи К2 рассмотрено и рассчитано 3 варианта разработки.

Исследования прогнозной доработки залежи нефти верхнемеловых отложений Минерального месторождения рекомендуется провести по трём промышленным вариантам.

Базовый вариант – доработка действующим фондом скважин, т.к. месторождение находится на четвёртой стадии разработки. В процессе эксплуатации пластовое давление упало с 77 МПа до 31,3 МПа при давлении насыщении нефти газом 28,3 МПа. По расчётам возможно продолжать эксплуатацию месторождения действующим фондом скважин только 1 год (2019 г.), после давление падает до давления насыщения. Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи по базовому варианту показаны на рисунке 10.

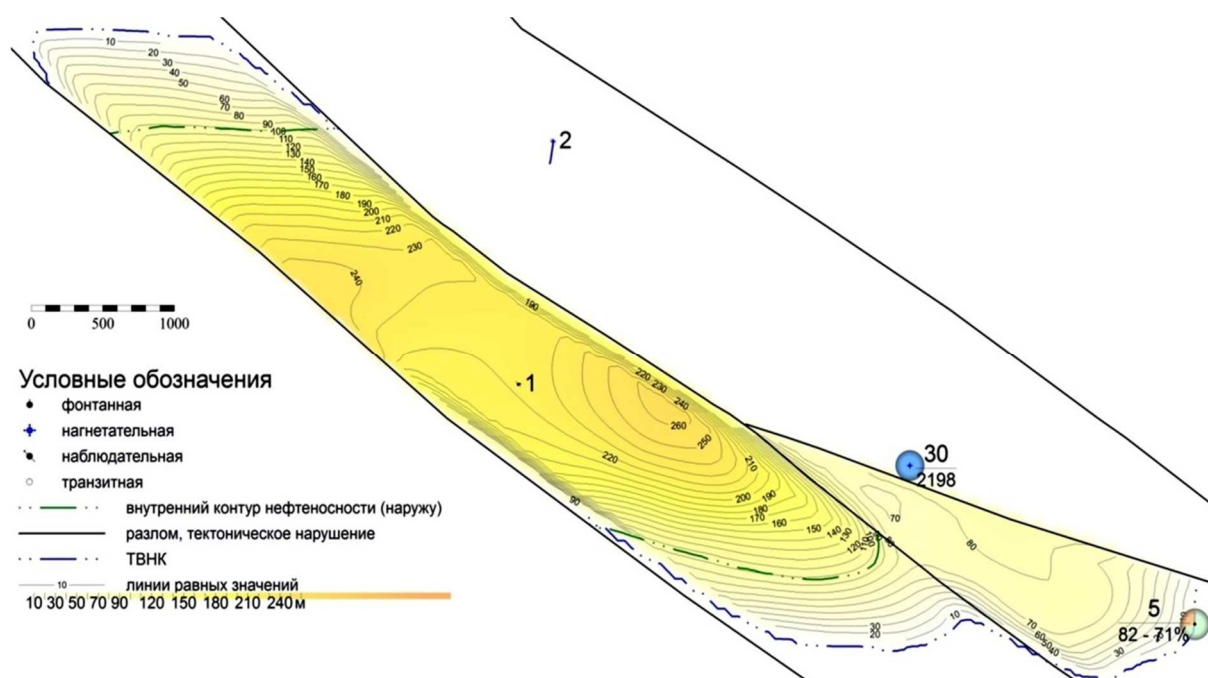


Рисунок 10 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи (базовый вариант)

Вариант 1 предусматривает ввод новой скважины и применение в ней технологии ОРДиЗ для добычи нефти и закачки воды в одну скважину с целью ППД. Добыча нефти из верхних перфорационных отверстий по наружному НКТ через малый перфорационный блок и закачка подготовленной воды по внутренней НКТ ниже водонефтяного контакта. Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи по варианту 1 показаны на рисунке 11.

Вариант 2 предусматривает ввод двух новых скважин – одна скважина для добычи нефти, другая – для закачки воды с целью ППД. Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи по варианту 2 показаны на рисунке 12.

Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки залежи К2 Минерального месторождения представлено на рисунке 13.

По результатам технико-технологических и экономических расчётов лучшим был признан вариант с применением технологии одновременно-раздельной добычи и закачки (ОРДиЗ).

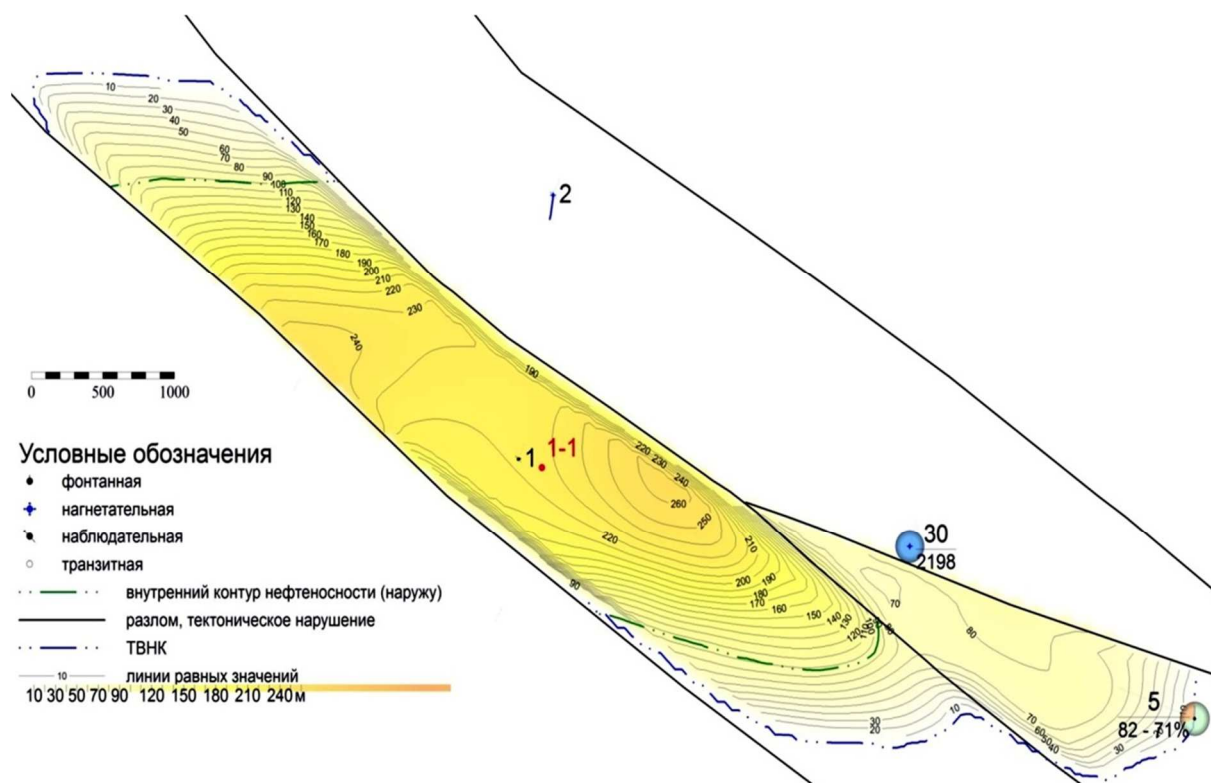


Рисунок 11 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи (вариант 1)

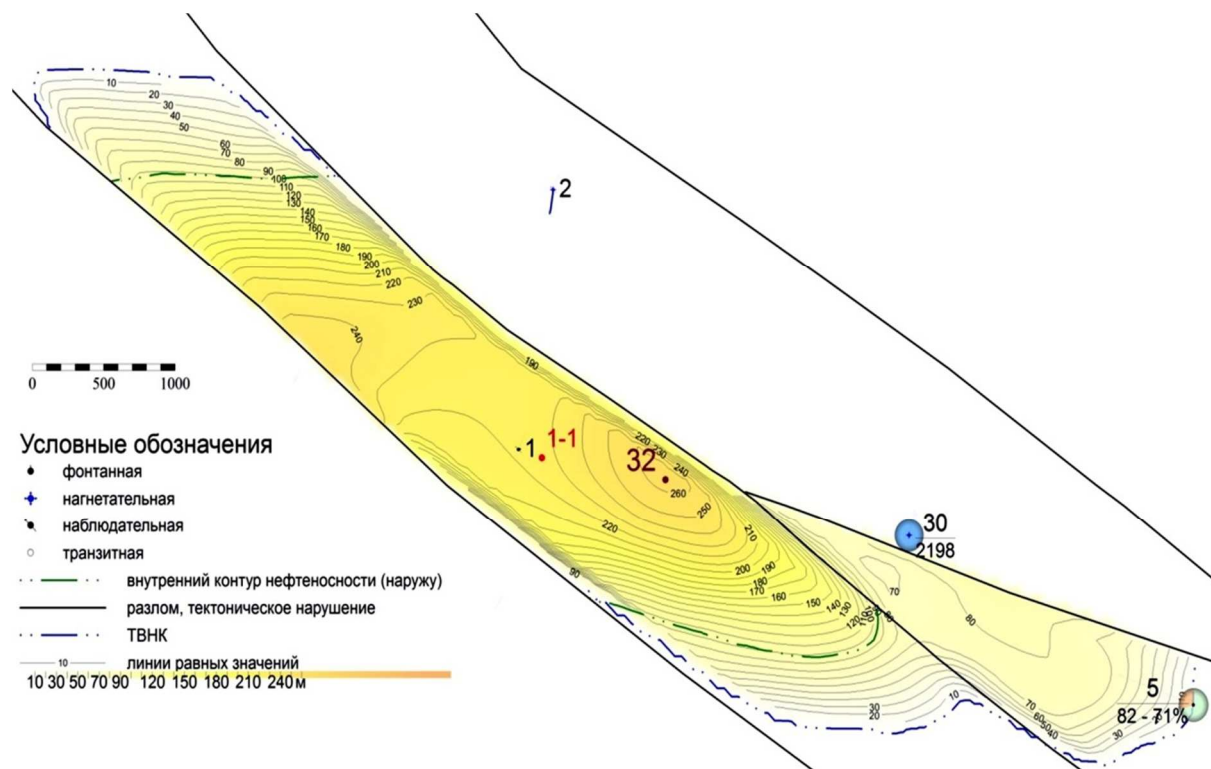


Рисунок 12 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ верхнемеловой залежи (вариант 2)

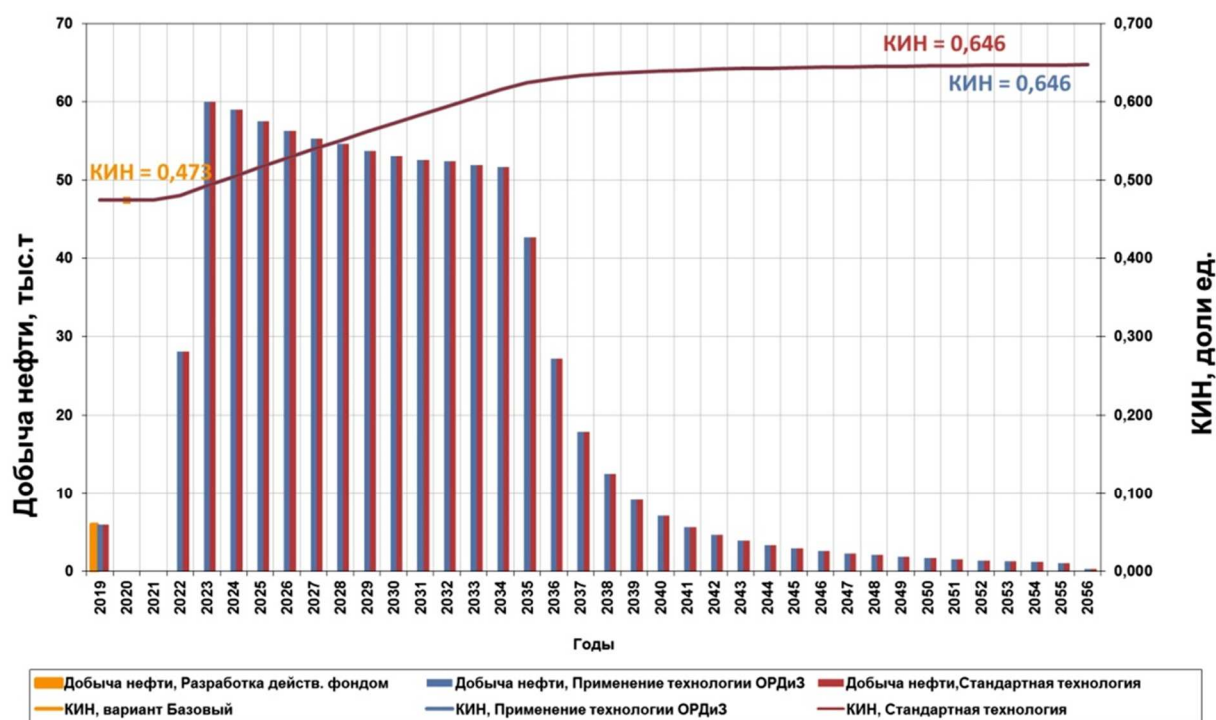


Рисунок 13 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки залежи К2 Минерального месторождения

Описание технологии одновременно-раздельной добычи и закачки

Опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. В связи с этим всегда возникает проблема объединения тех или иных пропластков, пластов или горизонтов в один или несколько объектов разработки, которые могли бы эксплуатироваться одной сеткой скважин. В связи с этим в скважинах приходится перфорировать несколько пластов и эксплуатировать их, как говорят, «общим фильтром». Это позволяет экономить значительные средства и материальные ресурсы на бурении скважин. Однако в дальнейшем, на более поздних стадиях разработки по мере поступления дополнительной геологической информации, а также сведений о взаимодействии скважин, выявляется более детальная пластовая обстановка на забое скважин. Иногда некоторые нефтенасыщенные прослои или пласты, вместо того чтобы отдавать жидкость, поглощают её в результате вскрытия общим фильтром. Обычно это приводит к отставанию выработки запасов нефти из таких пластов, преждевременному обводнению одних (с хорошей проницаемостью) и консервации запасов нефти в других (с плохой проницаемостью или слабым участием) в процессе разработки по тем или иным причинам.

Наилучшим выходом из такого положения было бы создание независимых систем разработки со своими сетками скважин на каждый пласт, и это делается, когда пласты со схожими характеристиками группируются в один объект разработки и эксплуатируются общим фильтром.

Одновременная разработка нескольких пластов одним объектом возможна только при одинаковых физико-химических свойствах нефтей в объединяемых пластах, если приток нефти и газа достаточен из каждого пласта при допустимом забойном давлении в скважине, при близких значениях пластового давления в объединяемых пластах, исключающих перетоки нефти между пластами, и близких значениях обводнённости пластов. Если вышеизложенные условия не соблюдаются, то многопластовые месторождения разрабатывают методом одновременно-раздельной эксплуатации одной скважиной (ОРЭ).

При принятии решения об использовании метода ОРЭ учитывается степень выработанности запасов, близость контура нефтеносности к скважинам, наличие смол и парафина в добываемых нефтях, толщины продуктивных пластов и разделяющих их непроницаемых пропластков, состояние эксплуатационной колонны скважин и т.д.

Развитие технологии отдельной эксплуатации нескольких пластов пошло по пути создания специального оборудования, спускаемого в скважину, вскрывающую два или три пласта. Основным элементом такого оборудования является пакер, изолирующий пласты друг от друга, с отдельными каналами для выхода жидкости на поверхность.

Оборудование для ОРЭ пластов через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного давления против каждого вскрытого пласта;
- измерение дебита жидкости, получаемой из каждого пласта;
- получение на поверхности продукции разных пластов без их смешивания в скважине, так как свойства нефтей (сернистые и несернистые) могут быть различными;
- исследование каждого пласта, например, методом пробных откачек или методом снятия КВД;
- ремонтные работы в скважине и замену оборудования, вышедшего из строя;
- регулировку отбора жидкости из каждого пласта;
- работы по вызову притока и освоению скважины;
- надёжное разобщение пластов на протяжении всего периода эксплуатации;
- простота конструкций и обслуживания;
- наименьшая металлоёмкость
- надёжность в эксплуатации.

Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами:

- 1) оба пласта фонтанным способом;
- 2) один пласт фонтанным, другой – механизированным способом;
- 3) оба пласта механизированным способом.

Согласно установившейся терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема «насос – фонтан» означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний – фонтанным. В соответствии с этим теоретически возможны следующие комбинации способов эксплуатации: «фонтан – фонтан»; «фонтан – газлифт»; «газлифт – фонтан»; «насос – фонтан»; «фонтан – насос»; «насос – газлифт»; «газлифт – насос»; «насос – насос»; «газлифт – газлифт».

Преимущества ОРЭ:

- повысить нефтеотдачу и дебит скважин за счёт дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев;
- увеличить степень охвата и интенсивное освоение многопластовых месторождений путём раздельного вовлечения в разработку отдельных низкопроницаемых пластов;
- сократить капитальные вложения на бурение скважины;
- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- сократить сроки разработки месторождения;
- снизить эксплуатационные затраты.

Таким образом, применение ОРЭ позволит сократить срок разработки месторождения, ввести месторождение в разработку в более ранние сроки, снизить капитальные и эксплуатационные затраты, снизить количество скважин по объекту.

Технология, применимая к месторождению

Основными факторами, влияющими на возможность использования технологии ОРДиЗ, являются нефтенасыщенная толщина (этаж нефтеносности 270 м) и физические свойства нефти и воды, способствующие сегрегационному эффекту и равномерному подъёму ВНК (плотность нефти в пластовых условиях в 1,5 раза меньше плотности воды).

Технология предусматривает ввод новой скважины и применение в ней технологии ОРДиЗ для добычи нефти и закачки воды в одну скважину с целью ППД. Добыча нефти из верхних перфорационных отверстий по наружному НКТ через малый перфорационный блок и закачка подготовленной воды по внутренней НКТ ниже водонефтяного контакта (рис. 14).

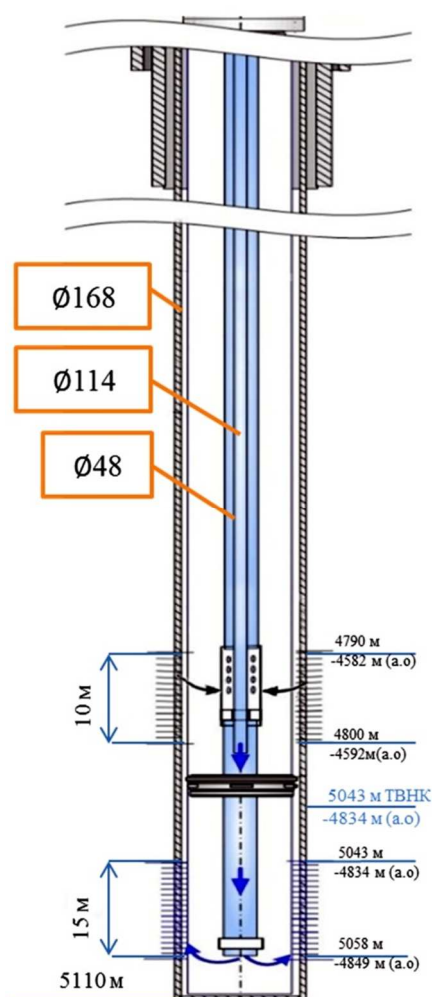


Рисунок 14 – Двухлифтовая концентрическая система с разделением перфорационных отверстий пакером

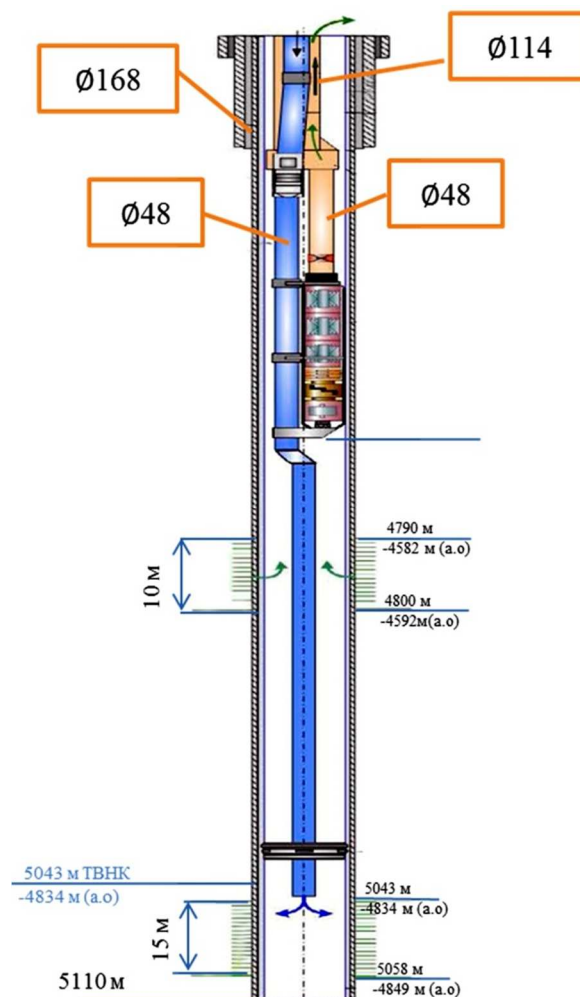


Рисунок 15 – Двухлифтовая концентрическая система с разделением перфорационных отверстий пакером с УЭЦН

Так как текущее пластовое давление ($P_{пл}$) равняется 300 атмосфер, а глубина 5000 м, то можно судить, что при начале закачки жидкости в пласт репрессия будет составлять 200 атмосфер. Это говорит о том, что закачка может осуществляться без применения насоса.

Добыча нефти осуществляется фонтанным способом по расчётам до 2039 года, в дальнейшем требуется перевод на УЭЦН ввиду снижения забойного давления ниже давления фонтанирования (рис. 15).

Для расчёта прогнозных вариантов показателей разработки по технологии ОР-ДиЗ и стандартному заводнению были построены цифровые модели.

Геологическая модель месторождения

Основная цель построения геолого-технологической модели – дать возможность отслеживать в динамике выработку остаточных запасов углеводородов, точнее прогнозировать добычу нефти и газа, моделировать геолого-технологические мероприятия по повышению нефтеотдачи и эффективности работы предприятия, обоснованно рассчитывать наиболее рациональные и экономически эффективные варианты разработки продуктивных пластов.

Выбор методики расчёта технологических показателей обосновывается, исходя из степени изученности месторождения, геологического строения пластов, типа коллекторов, их фильтрационно-емкостных характеристик, неоднородности, режимов эксплуатации залежи, стадий и возможных вариантов разработки, размеров залежи, физико-химических свойств коллекторов и насыщающих их флюидов, накопленного опыта разработки месторождений подобного типа и т.д.

Методика построения цифровой геологической модели

В настоящей работе приведена геологическая модель продуктивного горизонта К2 Минерального месторождения. Фильтрационные модели объектов разработки созданы на базе геологических моделей.

Моделирование включало следующие этапы:

- подготовка исходных данных;
- структурное моделирование;
- литологическое моделирование;
- петрофизическое моделирование;
- подсчёт запасов УВС.

Первоочередная задача при построении залежи заключалась в реальном отображении формы и фильтрационно-емкостных свойств нефтяных объектов для дальнейших процессов гидродинамического моделирования.

Основные геометрические параметры геологических моделей продуктивных горизонтов представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Размерность геологических моделей продуктивных пластов

Размеры модели, км × км	5,33 × 5,54
Разрешение сетки:	
– по горизонтали	50
– по вертикали	49,6
Количество ячеек:	
– X	290
– Y	68
– Z	60
– общее	1183200

Структурное моделирование

На этапе структурного моделирования были построены структурные поверхности кровли и подошвы горизонта с учётом линий выклинивания и залегания относительно отложений старшего возраста. Структурная модель продуктивного горизонта верхнемеловых отложений схематично представлена на рисунке 16.

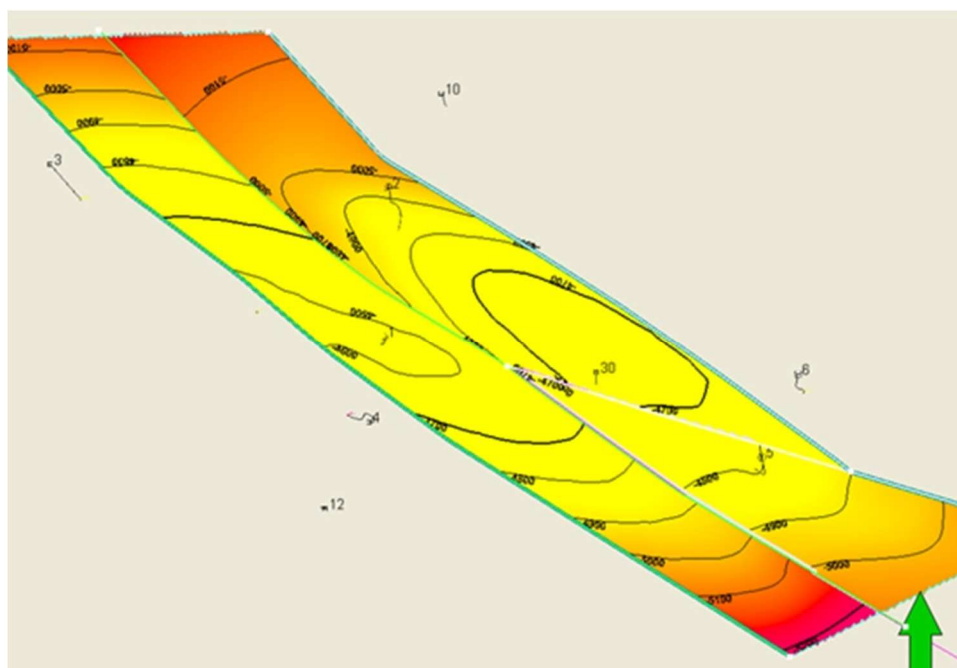


Рисунок 16 – Структурная модель залежи К2

Процесс построения цифровой математической модели состоял из двух этапов: структурно-тектоническое и литологическое моделирование.

На начальном этапе структурного построения выполнена разломная модель. При построении модели разломов использовались данные сейсморазведки и бурения. Для верхнемеловой залежи смоделировано 3 разлома, параллельных оси складки, и 1 диагональный.

Залежь нефти Минерального месторождения приурочена к фораминиферовым и верхнемеловым отложениям. Кровля продуктивных отложений верхнего мела строилась с использованием результатов сейсмических исследований 2D и скважинных отбивок.

Коллектора верхнемеловых отложений грозненской группы месторождений – массивные, трещины пронизывают массив полностью, для данного типа залежей нефтенасыщенные толщины традиционно принимаются от кровли до ВНК.

При построении модели распространения коллектора учитывался данный тип залежи, поэтому весь объём резервуара по кубу литологии заполнен дискретной величиной коллектора (рис. 17).

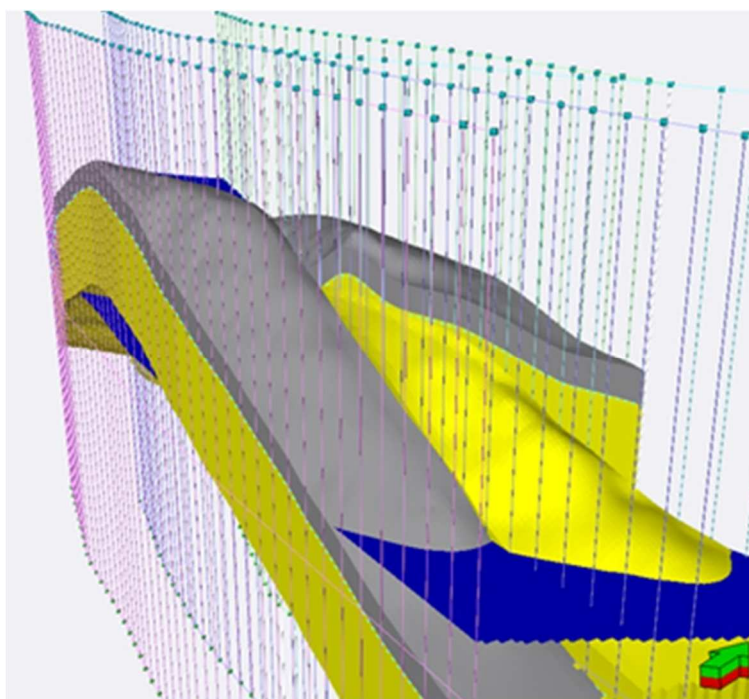


Рисунок 17 – Распределение литологии залежи нефти

Построение модели насыщения пластов флюидами

После анализа межфлюидных контактов по каждому пласту построены структурные поверхности ВНК и ГНК и созданы дискретные кубы индекса насыщенности коллекторов. Для этого определено положение центра каждой ячейки относительно поверхности контактов. Если центр ячейки находился ниже водонефтяного контакта, то ячейке присваивался индекс 0 (вода), если центр ячейки находится выше ГНК, то ячейке присваивается индекс 2 (газ), в зоне между ВНК и ГНК значения ячеек равны 1 (нефть).

На основании всего выше изложенного в фильтрационной модели для расчёта взят коэффициент вытеснения равный КИН 0,572 для блока II и 0,650 для блока I-III. Данные значения позволяют учесть неоднородности в строении залежи, а также при полной выработке запасов выйти на значения, числящиеся на Государственном балансе.

В связи с незначительным количеством исследованных образцов и скважин значения пористости и проницаемости в фильтрационной модели заданы одним значением.

Коэффициент вторичной пористости известняков составляет 0,005 доли ед., проницаемости – 75 мД.

Подсчёт геологических запасов УВС

Подсчёт запасов нефти и газа проведён объёмным методом. Для оценки достоверности геологической модели проведено сравнение подсчётных параметров и начальных геологических запасов УВ, полученных в результате построений геологических моделей и фактических данных (табл. 3).

Таблица 3 – Сопоставление параметров и запасов УВ геологической модели с данными, представленными для утверждения

Пласт (залежь)	Параметры	Представленные на утверждение	Полученные по геологической модели	Расхождение	
				абс. ед	%
К2	Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	4876	4896	20	0,4
	Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	2746302	2758003	11701	0,4
	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	17786	17633	– 153	– 0,9
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	154,4	154,4	0	0
	Средний коэффициент пористости, доли ед.	0,005	0,005	0	0
	Средний коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,85	0,85	0	0

На основании выполненного сравнительного анализа можно говорить о высокой степени достоверности геологической модели.

Гидродинамическая модель месторождения

Характеристика методики и программного обеспечения для построения цифровых фильтрационных моделей

Одним из основных направлений в повышении качества и обоснованности проектных решений является использование методики трёхмерного численного моделирования продуктивных пластов.

Для идентификации гидродинамических параметров Минерального месторождения и последующего выполнения прогнозных расчётов технологических показателей по вариантам разработки была выбрана трёхмерная модель фильтрации флюида в пористой среде.

Моделирование основано на численном (конечно-разностном) методе решения системы уравнений в частных производных, описывающих трёхмерную фильтрацию флюида в пористой среде.

Моделью учитываются гравитационные силы, сжимаемость пласта и насыщающих его флюидов, фазовые превращения углеводородных компонентов, влияние градиентов пластового давления на остаточные насыщенности нефтью и водой, неоднородность пласта по проницаемости и толщине.

Симулятор позволяет рассчитывать показатели разработки нефтяной, водонефтяной, газовой, водогазовой или нефтегазовой залежей.

Скважины могут вводиться не одновременно и размещаться на залежи, как по регулярной системе, так и произвольно. На скважинах можно поддерживать либо дебиты по сумме фаз, либо давления на забоях.

На границах моделируемого участка залежи четырёхугольной формы могут быть заданы краевые условия первого рода – фиксированное пластовое давление, второго рода – фиксированный расход жидкости через границу (нулевой расход соответствует непроницаемой границе) и третьего рода – фиксированная линейная связь между переменными: расходом через границу и пластовым давлением на ней.

Относительные фазовые проницаемости, используемые в модели, учитывают закономерности фильтрации флюидов на микро- и макроуровнях. Лабораторным путём находятся относительные фазовые проницаемости для нефти при остаточной (связанной) воде или воды при остаточной нефти. Закономерности фильтрации на макроуровне основываются на слоистой неоднородности пласта.

Обоснование выбора типа модели

Геологическая модель месторождения состоит из:

- каркаса модели;
- 3D распределения литологии (коллектор/неколлектор);
- 3D распределения пористости;
- 3D распределения проницаемости;
- 3D распределения водонасыщенности.

Параметры пористости и проницаемости взяты из геологической модели. Для ускорения расчётов были отключены области моделей не участвующие в фильтрации нефти. Для гидродинамического моделирования залежи К2 Минерального месторождения была принята модель двухфазной фильтрации: нефть и пластовая вода.

Были заданы зависимости физико-химических (PVT) свойств для нефти выше давления насыщения. Объёмный коэффициент при начальном пластовом давлении равен обратной величине от пересчётного коэффициента.

Обоснование размерности сеток и схемы выделения слоёв моделей

Обоснование размерности расчётной сетки фильтрационных моделей складывалось из следующих требований:

- число ячеек в моделях должно позволять проводить многовариантные расчёты в приемлемые интервалы времени;
- межскважинное пространство в фильтрационной модели должно покрываться не менее чем тремя расчётными ячейками.

Размерность моделей указана в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение размерностей трёхмерных ГМ и ФМ

Объекты	Геологическая модель		Фильтрационная модель	
	размерность модели	средний размер ячейки	размерность модели	средний размер ячейки
К2	290 × 68 × 60	50 × 50 × 5,7 м	290 × 68 × 60	50 × 50 × 5,7 м

Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов

Физико-химические свойства пластовых флюидов задавались в соответствии с результатами лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб и согласно принятой физической модели флюидов. Осреднённые значения свойств флюидов, используемые в моделях, представлены в таблице 5. Отсутствующие значения необходимых параметров были взяты по месторождениям-аналогам и по литературным данным.

Таблица 5 – Физико-химические свойства пластовых жидкостей

Параметры	Залежь К2
Начальная пластовая температура, °С	187
Начальное пластовое давление, МПа (приведённое к абсолютной отметке – 5500 м)	77,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	28,3
Газовый фактор нефти, м ³ /т	325
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,819
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	0,187
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,96
Плотность воды в пластовых условиях, т/м ³	1,0
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0,28
Сжимаемость, 1/МПа · 10 ⁻⁴	
– нефти	–
– воды	–
– породы	–
Коэффициент вытеснения нефти водой, доли ед.	0,83

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления

Определение ОФП на керне не проводились. Кривые относительных фазовых проницаемостей для месторождения рассчитаны по корреляциям Corey&Brooks с учётом конечных точек, а затем модифицированы для адаптации модели на историю разработки. Модифицированные кривые ОФП имеют вид аналогичный верхнемеловым залежам данного региона. Капиллярные давления в модели приняты равными нулю. Кривые ОФП по блокам I-III и II представлены на рисунках 18 и 19.

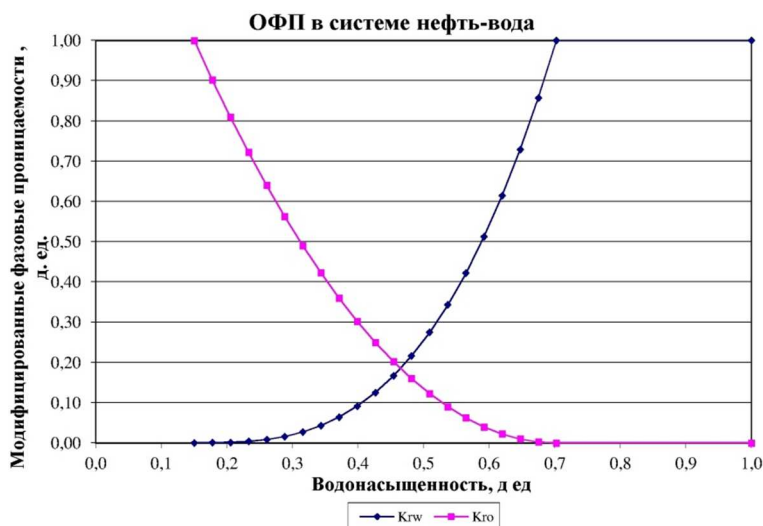


Рисунок 18 – Кривые ОФП в системе «нефть – вода» по блоку I-III

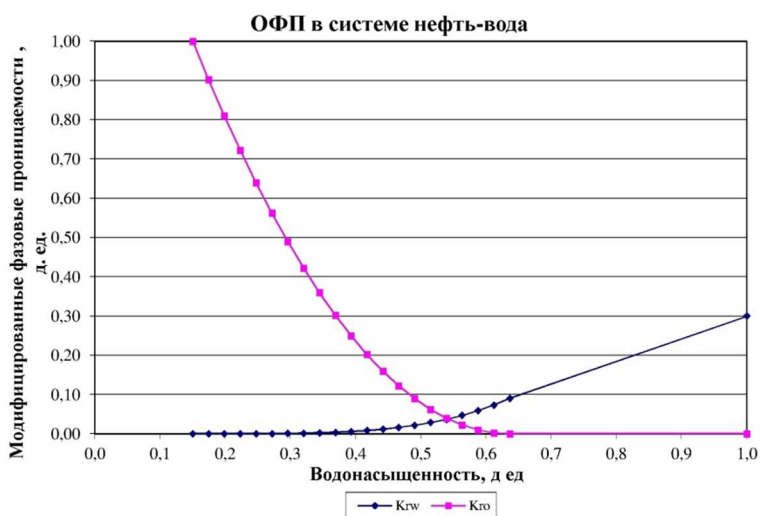


Рисунок 19 – Кривые ОФП в системе «нефть – вода» по блоку II

Начальные условия

Исходной информацией для моделирования скважин являлись координаты, данные инклинометрии, интервалы перфорации, коэффициенты продуктивности, технологические режимы работы скважин и коэффициенты эксплуатации, даты ввода и смены режимов работы скважин, данные о проведённых на скважинах геолого-технических мероприятиях.

При моделировании была проведена схематизация исходной информации. Реальные координаты преобразовывались в сеточные, и положение скважины определялось расположением вскрытых ею ячеек.

Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки

При построении ГДМ были учтены данные о режимах работы скважин, номера скважин, сеточные координаты скважин, данные о месячных отборах по скважинам и

по фазам (газ, вода), интервалы перфораций, коэффициент эксплуатации. В модели реализован контроль скважин по дебиту жидкости.

Целью адаптации моделей было добиться адекватного описания процессов фильтрации. Критерием качества адаптации являлось соответствие следующих расчётных параметров фактическим: дебиты нефти по скважинам и пластового давления.

Гидродинамические модели адаптированы к геологическим запасам нефти. Значения пористости и нефтенасыщенности в гидродинамической модели, площадь нефтеносности, объём нефтенасыщенных пород совпадают с фактическими параметрами. В модели реализован контроль скважин по дебиту жидкости. Динамика обводнённости скважин адаптировалась при помощи относительных фазовых проницаемостей и вертикальной анизотропии проницаемости.

Результаты адаптации фильтрационной модели месторождения приведены на рисунках 20 и 21.

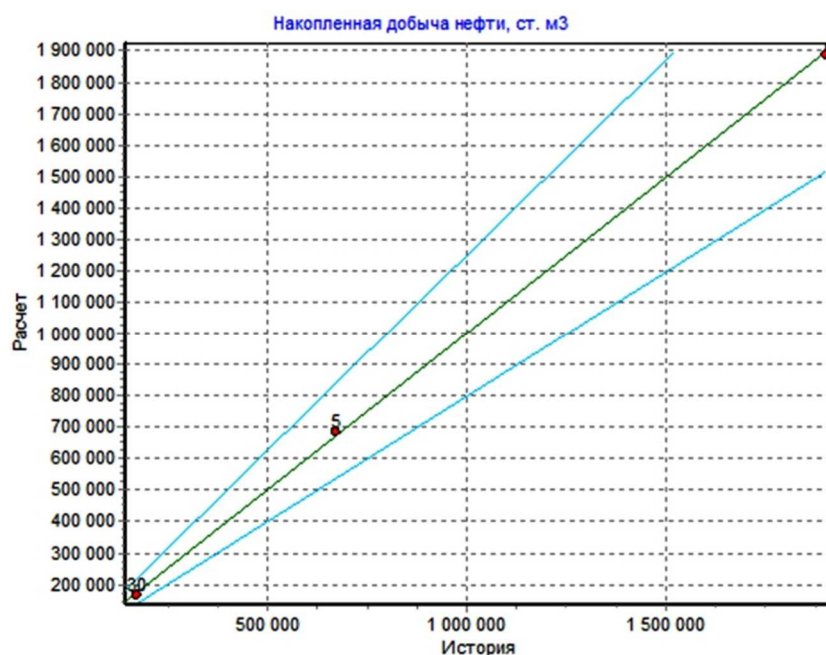


Рисунок 20 – Кроссплот по накопленной добыче нефти

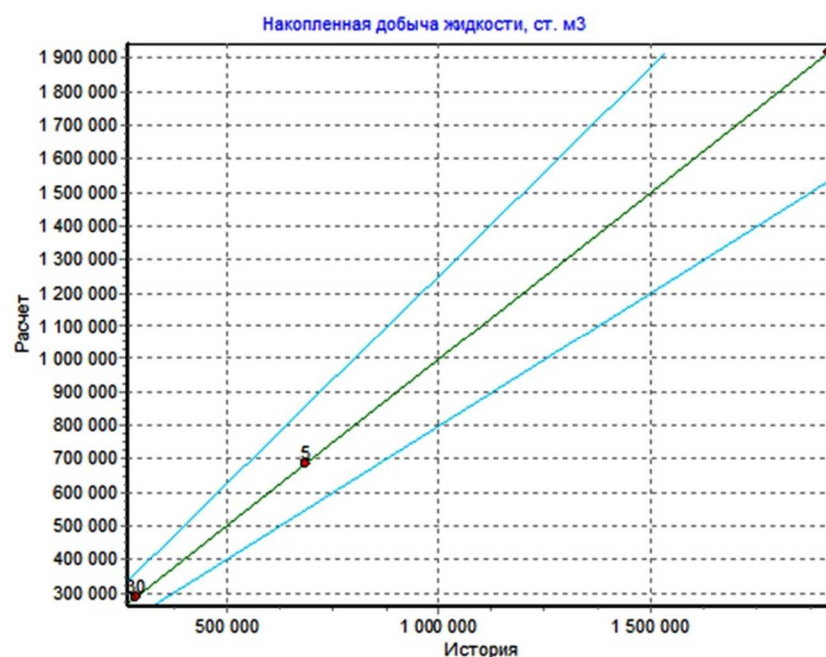


Рисунок 21 – Кроссплот по накопленной добыче жидкости

Литература:

1. Конкурсное предложение по разработке месторождения Минеральное / Отв. испол. Соловьёва В.Н. – Краснодар : РосНИПИтермнефть, 2001.
2. Авторский надзор за реализацией запроектированных систем разработки мезозойских залежей нефти в ЧР в 1999 и 2000 гг. – Грозный : ЦНИГР, 2001.
3. Авторский надзор за реализацией запроектированных систем разработки мезозойских залежей нефти в ЧР в 2001 году. – Грозный : ЦНИГР, 2002.
4. 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.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. 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.
10. МаксUTOB P.A., Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременная раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М. : Недра, 1974. – 232 с.
11. 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.
12. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
15. Афанасьев В.А., Захаров В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Цику Ю.К. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. 94–97.
16. Баландин Л.Н., Грибенников О.А., Свиридова И.А. Текущее состояние работы добывающих скважин в зависимости от забойных давлений // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 65–69.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
18. Вафин Р.В., Вафин Т.Р., Щекатурова И.Ш. Об опыте разработки совместно-разноименных пластов с применением технологии одновременно-раздельной эксплуатации // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 8. – С. 5–11.
19. Гаджиев А.А. О перспективах доработки низкопроницаемых зон // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 105–106.
20. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Техничко-экономическое обоснование выбора одновременно-раздельной эксплуатации верхнемеловой и нижнемеловой залежей Иванайского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 281–300.
21. Ивановский В.Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 4–15.
22. Поварова Л.В., Яковина А.С., Даниелян Г.Г. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Ковалевского месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 89–100.
23. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ, 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
24. Цику Ю.К. Сургутнефтегаз: конструкции одновременно-раздельной и совместной добычи нефти // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. – № 20. – С. 62–64.

References:

1. Competitive bid for development of Mineralnoye deposit / Executive Committee of the Russian Federation. Solovyova V.N. – Krasnodar : RosNIPItermneft, 2001.
2. Author's supervision over the implementation of the designed systems for the development of the Meozoic oil deposits in the Czech Republic in 1999 and 2000. – Grozny : TsNIPR, 2001.
3. Author's supervision over the implementation of the designed systems for the development of Mesozoic oil deposits in the Czech Republic in 2001. – Grozny : CNIPR, 2002.
4. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., 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.
5. 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.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
8. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gas sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.
9. 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 p.
10. Maksutov R.A., Dobroskok B.E., Zaitsev Yu.V. Simultaneous separate exploitation of the multi-layer oil fields. – M. : Nedra, 1974. – 232 p.
11. Popov V.V., Tretiak A.Y., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : the manual. – Novocherkassk : Lik, 2017. – 326 p.
12. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VO KubGTU, 2019. – 267 p.
15. Afanasiev V.A., Zakharov V.A., Zakharov I.V., Matveev S.N., Tsiku Yu.K. Problems of introduction of the technology of dual completion at the multi-fields of Russia // Oil industry. – 2011. – № 7. – P. 94–97.
16. Balandin L.N., Gribennikov O.A., Sviridova .A. Current operating condition of the producing wells depending on the bottomhole pressures // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 p.m: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 65–69.
17. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Koshelev, A.T. Development of the physico–chemical models and methods for forecasting the reservoir rocks condition // Oil industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
18. Vafin R.V., Vafin T.R., Shchekaturova I.S. About the experience of the development of the jointly-differentiated formations with the application of the technology of the simultaneous-separate operation // Oilfield business. – 2014. – № 8. – P. 5–11.
19. Gadzhiev A.A. About the prospects of the low–permeability zones modification // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 105–106.
20. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimyan N.N. Feasibility study of the choice of the simultaneous development of the upper chalk and lower chalk deposits of the Ivanai field // Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 281–300.
21. Ivanovskiy V.N. Simultaneous production and «intellectualization» of wells: yesterday, today, tomorrow // Engineering practice. – 2010. – № 1. – P. 4–15.
22. Povarova L.V., Yakovina A.S., Danielyan G.G. Calculation of oil reserves and dissolved gas of the Kovalevskoye field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 at 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part. 2 – P. 89–100.
23. Solovyova V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Oil field development method with the interacting objects // NEFTEGAZ territory, 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
24. Tsiku Yu.K. Surgutneftegaz: structures of dual completion and joint oil production // Oil and Gas Vertical. – 2013. – № 20. – P. 62–64.