

УДК 622.276.43

**ПРИМЕНЕНИЕ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА
ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НА ПРИМЕРЕ АРГУНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**APPLICATION OF WATERFLOODING
TO INCREASE OIL RECOVERY AT A LATE STAGE OF OPERATION
USING THE EXAMPLE OF THE ARGUNSKOYE OIL 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. В статье детально рассмотрены и обобщены основные особенности верхнемеловой залежи Аргунского нефтяного месторождения, геолого-физическая характеристика рассматриваемого пласта и история его разработки, текущее состояние фонда скважин, проведён анализ выработки начальных извлекаемых запасов УВ. Основная цель данной статьи заключается в расчёте варианта с применением системы заводнения для увеличения КИН и сопоставление его с разработкой залежи действующим фондом скважин. По всем вариантам была произведена оценка экономической эффективности, которая показала, что не все предложенные варианты способны достичь утверждённый КИН при положительных экономических показателях. Расчёты вариантов разработки верхнемеловой залежи Аргунского месторождения произведены с использованием полностью адаптированной гидродинамической модели. Проведён анализ выработки запасов и представлены карты остаточных запасов нефти.

Ключевые слова: характеристика текущего состояния разработки месторождения; анализ текущего состояния разработки объектов; геологическая модель месторождения; гидродинамическая модель месторождения; адаптация фильтрационной модели на основе анализа истории разработки; заводнение как метод повышения КИН; расчёт и сравнение вариантов разработки месторождения с применением технологии заводнения.

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

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

Avakimyan Natalya Nikolaevna

Candidate of technical sciences,
Associate Professor
of general mathematicians department,
Kuban state technological university

Annotation. The article considers and summarizes in detail the main features of the Upper Cretaceous deposits of the Argunskoye oil field, the geological and physical characteristics of the formation in question and the history of its development, the current state of the well stock, and the analysis of the development of initial recoverable hydrocarbon reserves. The main purpose of this article is to calculate the option using a water flooding system to increase the oil recovery factor and to compare it with the development of a deposit by the existing well stock. For all options, an assessment of economic efficiency was carried out, which showed that not all proposed options are able to achieve the approved oil recovery ratio with positive economic indicators. The calculation of the development options for the Upper Cretaceous deposits of the Argunskoye deposit was made using a fully adapted hydrodynamic model. The analysis of reserves development is carried out and maps of residual oil reserves are presented.

Keywords: characterization of the current state of field development; analysis of the current state of development of objects; geological model of the field; hydrodynamic model of the field; adaptation of the filtration model based on the analysis of the development history; water flooding as a method for increasing oil recovery factor; calculation and comparison of field development options using waterflooding technology.

Анализ текущего состояния разработки объекта К₂

На Аргунском нефтяном месторождении выделен один объект разработки – единая гидродинамически связанная верхнемеловая залежь К₂.

Верхнемеловая залежь Аргунского месторождения была введена в эксплуатацию в 1966 году первой скважиной № 206 с дебитом нефти 100–223 тонн/сут., только через 3 года в 1969 году была введена в эксплуатацию ещё одна добывающая скважина № 209, которая способствовала быстрому росту добычи нефти. Уже в 1970–1971 гг. годовая добыча нефти возросла до 370–660 тыс. тонн/год, средний дебит нефти скважин вырос до 538–807 тонн/сут.

В 1971–1974 гг. ежегодно вводилось в эксплуатацию по одной добывающей скважине; залежь разрабатывалась с высокими отборами нефти – 1500–2028 тыс. тонн/год, среднегодовые дебиты отдельных скважин составляли 1100–1800 тонн/сут. Из залежи получали безводную нефть. Максимальный темп отбора от начальных утверждённых извлекаемых запасов (18452 тыс. тонн) составил в 1973 году 10,99 % в год, от остаточных – 13,06 % в год. После 1974 года годовые уровни отбора нефти были снижены в среднем до 600 тыс. тонн/год, а с 1985 года – до 300–420 тыс. тонн/год, темпы отбора от остаточных утверждённых извлекаемых запасов находились в пределах от 6 % в год до 8–9 % в год.

Добыча нефти с 1996 по 2002 гг. была приостановлена по причине боевых действий в Республике. В 2004–2005 гг. отборы нефти из залежи возросли до 431–420 тыс. тонн/год, темпы отбора от остаточных извлекаемых запасов возросли до 28–52 %/год.

В эксплуатации перебивало 14 добывающих нефтяных скважин. Строение залежи отражено на продольном геологическом разрезе, представленном на рисунке 1.

С 1984 года на верхнемеловой залежи месторождения Аргунское начали обводняться добывающие скважины – это скважины №№ 209, 217 и 219, а в 1985 году – скважины №№ 231 и 250. У этих скважин фильтры находились на низких гипсометрических отметках, и к ним подошёл водонефтяной контакт. В скважинах №№ 218, 230 и 257 также в 1984 году появилось небольшое количество воды, хотя их фильтры находились в присводовой части залежи. Причины появления воды в этих скважинах не ясны, возможно, это связано с притоком воды по разрывному нарушению, а также с наличием серии расщелинных зон в присводовой части антиклинальной складки. В связи с таким интенсивным обводнением в 1984 году средняя обводнённость продукции скважин составила 11,3 %, в последующие годы обводнённость снизилась до 3,0–1,5 %, чему способствовало выбытие из эксплуатации обводнившихся скважин (№№ 219, 231 и 250).

С 1978 года на залежи начала действовать система поддержания пластового давления путём закачки воды. Закачка воды была прекращена в 1994 году. Задержка ввода в эксплуатацию системы ППД до 1978 года связана с невозможностью реализовать проектное решение по закачке воды в нагнетательные скважины, расположенные вдоль контура нефтеносности.

В качестве нагнетательных было пробурено семь скважин, из которых только одна скважина № 259 использовалась по своему прямому назначению.

Четыре скважины №№ 251, 252, 253 и 258 ликвидированы по геологическим и техническим причинам. Скважины №№ 221 и 255 оказались за пределами залежи и в них сбрасывались промысловые воды. Скважина № 259 была сдана под нагнетание воды только 01.09.1981 г.

В связи со снижением пластового давления и невозможностью осуществить запроектованное приконтурное заводнение, под закачку воды были переведены безводные добывающие скважины № 214 (1979 г.) и № 225 (1978 г.).

На 01.01.2019 г. на верхнемеловой залежи нефти перебивало в эксплуатации 13 добывающих скважин, пробуренных в течение 1966–1988 гг. В 1966 году вступила в эксплуатацию первая скважина № 206, в 1969 году – № 209, в 1971 году – № 218, в 1972 году – № 217, в 1973 году – № 214, в 1974 году – № 219, в 1976 году – № 230, в 1977 году – №№ 225, 250 и 257, в 1978 году – № 231, в 1986 году – № 240, в 1988 году – № 242, в 2005 году введена скважина № 244, пробуренная на нижний мел, всего перебивало в эксплуатации 14 скважин.

Скважина № 206 выбыла из эксплуатации по техническим причинам и ликвидирована в 1973 году. Скважины №№ 219, 231 и 250 обводнились и ликвидированы, скважины №№ 225, 214 и 217 переведены под закачку воды.

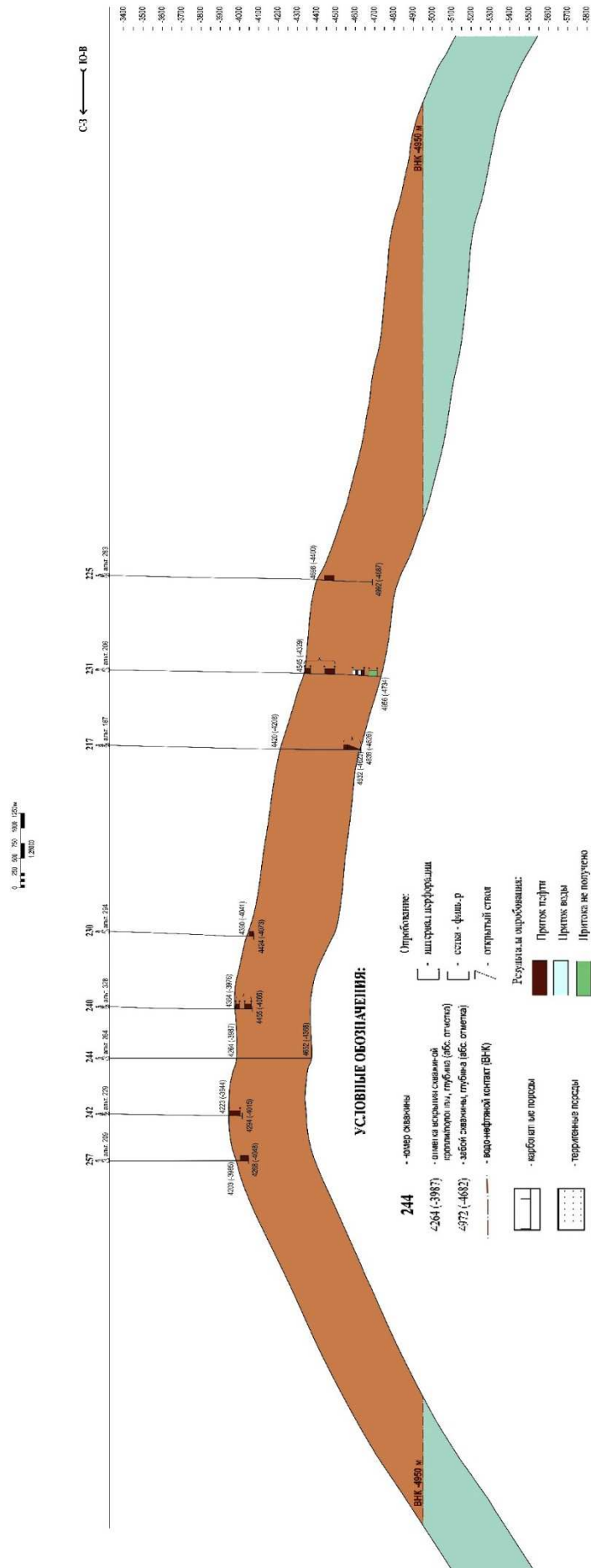


Рисунок 1 – Продольный геологический профиль залежи K₂ Аргунского месторождения

Всего пробурено добывающих скважин 13, переведено с K_1 – одна скважина. Нагнетательных скважин пробурено 7, все они ликвидированы, поскольку оказались в непроницаемой зоне вблизи продольных разрывных нарушений. Для поддержания пластового давления были переведены под закачку воды 3 добывающие скважины. Всего продуктивную толщу вскрыли 15 скважин, из которых скважины №№ 225, 250, 206, 231 и 259 – ликвидированы, скважины №№ 219, 209, 214, 217, 218, 225, 230, 240, 242, 206, 257, 250, 231 и 244 – перебивали в добыче нефти (всего 14 скважин), пробурена под закачку воды скважина № 259. По состоянию на 01.01.2019 г. скважина № 242 является единственной действующей добывающей скважиной. Характеристика фонда скважин Аргунского месторождения приведена в таблице 1.

По состоянию на 01.01.2019 г. из залежи отобрано 18731 тыс. тонн нефти, 19734,4 тыс. тонн жидкости и 8896 млн м³, попутного газа. В 2018 году годовая добыча нефти составила 0,365 тыс. тонн, жидкости – 4,0 тыс. тонн, среднегодовая обводнённость 99,2 %, действующий фонд добывающих скважин 1. Закачка воды ведётся через 2 нагнетательные скважины.

Динамика изменения основных технологических показателей разработки приведена на рисунке 2.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин Аргунского месторождения по состоянию на 01.01.2019 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено	13 (219, 209, 214, 217, 218, 225, 230, 240, 242, 206, 257, 250 и 231)
	Возвращено с других горизонтов	1 (244)
	Переведена на другой горизонт	1 (244)
	Всего	14
	В том числе:	–
	Действующие	1
	из них фонтанные	1 (242)
	ЭЦН	–
	Бездействующие	2 (214 и 240)
	В освоении после бурения	–
	В консервации	–
	Переведены под закачку	–
	Наблюдательные	4 (209, 218, 230 и 257)
	В ожидании ликвидации	–
	Ликвидированные	5 (225, 250, 206, 231 и 219)
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	1 (259)
	Возвращено с других горизонтов	–
	Всего	4
	В том числе:	–
	действующие	–
	из них фонтанные	–
	ЭЦН	–
	Бездействующие	2
	В освоении после бурения	–
	В консервации	–
	Переведены под закачку	2
	Наблюдательные	–
	В ожидании ликвидации	–
Ликвидированные	2	

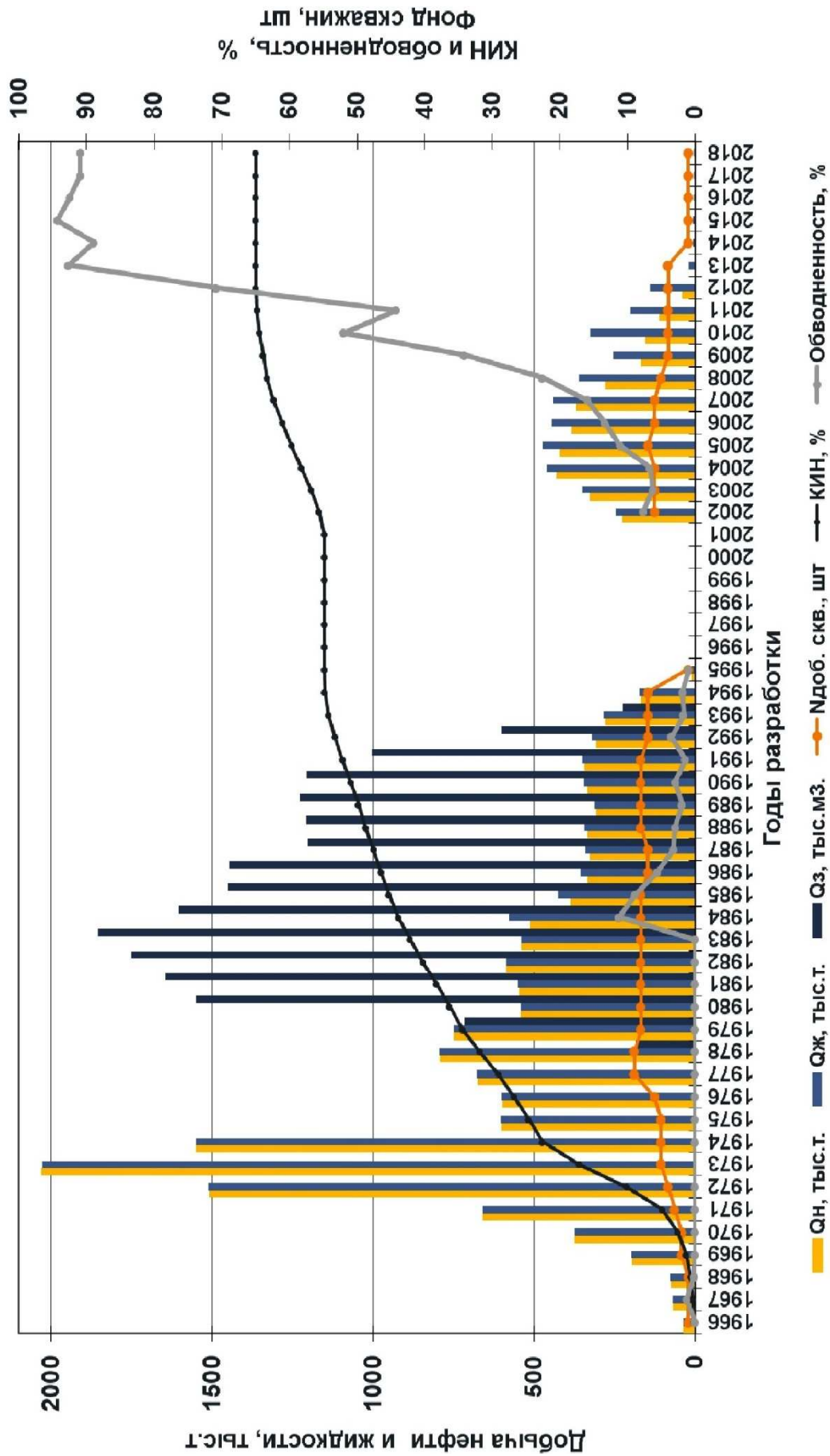


Рисунок 2 – Динамика изменения основных технологических показателей разработки залежи К₂

Карты начальных нефтенасыщенных толщин и остаточных нефтенасыщенных толщин представлены на рисунках 3 и 4 соответственно. Также на рисунках 5 и 6 представлены карты накопленных и текущих отборов.

Анализ энергетического состояния

Начальное пластовое давление в залежи принято на уровне 65,3 МПа (– 3900 м).

Ко времени начала закачки воды в залежь 1978 года пластовое давление снизилось до 38,8 МПа. Закачка велась с различными темпами – до 1700–1850 тыс. м³/год, годовая компенсация отбора пластовых жидкостей закачкой была близка к 100 %, а в отдельные годы 1983–1990 гг. составляла 110–120–140 %. Это позволило повысить пластовое давление в зоне отбора на 8,7 МПа, т.е. с 38,8 МПа до 47,5 МПа (в 1991 г.). Динамика изменения пластового давления приведена на рисунке 7.

В 2018 году в скважине № 257 проведён замер пластового давления, приведённое давление составило 32,0 МПа.

Поддержание пластового давления и закачкой воды в пласт с 1978 года способствовало стабилизации, а в дальнейшем и увеличению пластового давления, что положительно сказалось на условии фонтанирования скважин. В данный момент на месторождении ведётся утилизация собственной воды.

Верхнемеловая залежь Аргунского месторождения отличается высокой начальной пластовой температурой – 166 °С. Общий объём закачанной в залежь воды по состоянию на 01.01.2019 г. составляет 18876,5 тыс. м³.

Анализ выработки запасов

Начальные геологические запасы нефти по категории А + В₁ составляют 28832 тыс. тонн, извлекаемые – 18885 тыс. тонн. Утверждённый КИН по категории А + В₁ – 0,655.

Длительность эксплуатации скважин и величины суммарных отборов зависят от их положения на структуре, времени ввода, способа эксплуатации и других причин (пластовое давление, коллекторские свойства, состояние призабойной зоны пласта, техническое состояние скважины и т.д.).

В процессе вытеснения нефти объекта К₂ за весь период разработки участвовал практически один и тот же вид энергии: пластовых законтурных вод, а также упругих сил пластов. В период доразработки вытеснение нефти будет осуществляться преимущественно законтурной водой.

Промыслово-геофизические исследования по определению текущей нефтенасыщенности и положения водонефтяного контакта не проводились. Текущее положение ВНК определено по обводнённости добывающей скважины и по результатам расчётов в гидродинамической модели.

На 01.01.2019 г. отобрано 99,2 % от утверждённых начальных извлекаемых запасов нефти категории А + В₁. Темп отбора от НИЗ составил в 2014 году 0,003 % при обводнённости 88,9 %; в 2015 году темп отбора от НИЗ составил 0,002 % при обводнённости 94,3 %; в 2016 темп отбора от НИЗ составил 0,002 % при обводнённости 92,5 %; в 2017 году соответственно 0,002 % при обводнённости 90,9 %. В 2018 году темп отбора от НИЗ составил 0,002 % при обводнённости 90,9 %.

По состоянию на 01.01.2019 г. накопленная добыча нефти по объекту К₂ составляет 18731,4 тыс. тонн, или 99,2 % от НИЗ. Текущий КИН составляет 0,650 доли ед. Основные показатели выработки запасов показаны на рисунке 8.

Выводы по текущему состоянию разработки

По результатам проведённого анализа разработки месторождения можно сделать следующие выводы:

- выделен один объект разработки – единая гидродинамически связанная верхнемеловая залежь – К₂;
- энергетическое состояние залежи неудовлетворительное, снижение пластового давления связано с высокими темпами отбора жидкости на начальном этапе разработки. Поддержание пластового давления закачкой воды в пласт в период с 1978 по 1993 год способствовало увеличению пластового давления, что положительно сказалось на условии фонтанирования скважин. Для достижения КИН, числящегося на Госбалансе, требуется организация системы ППД;

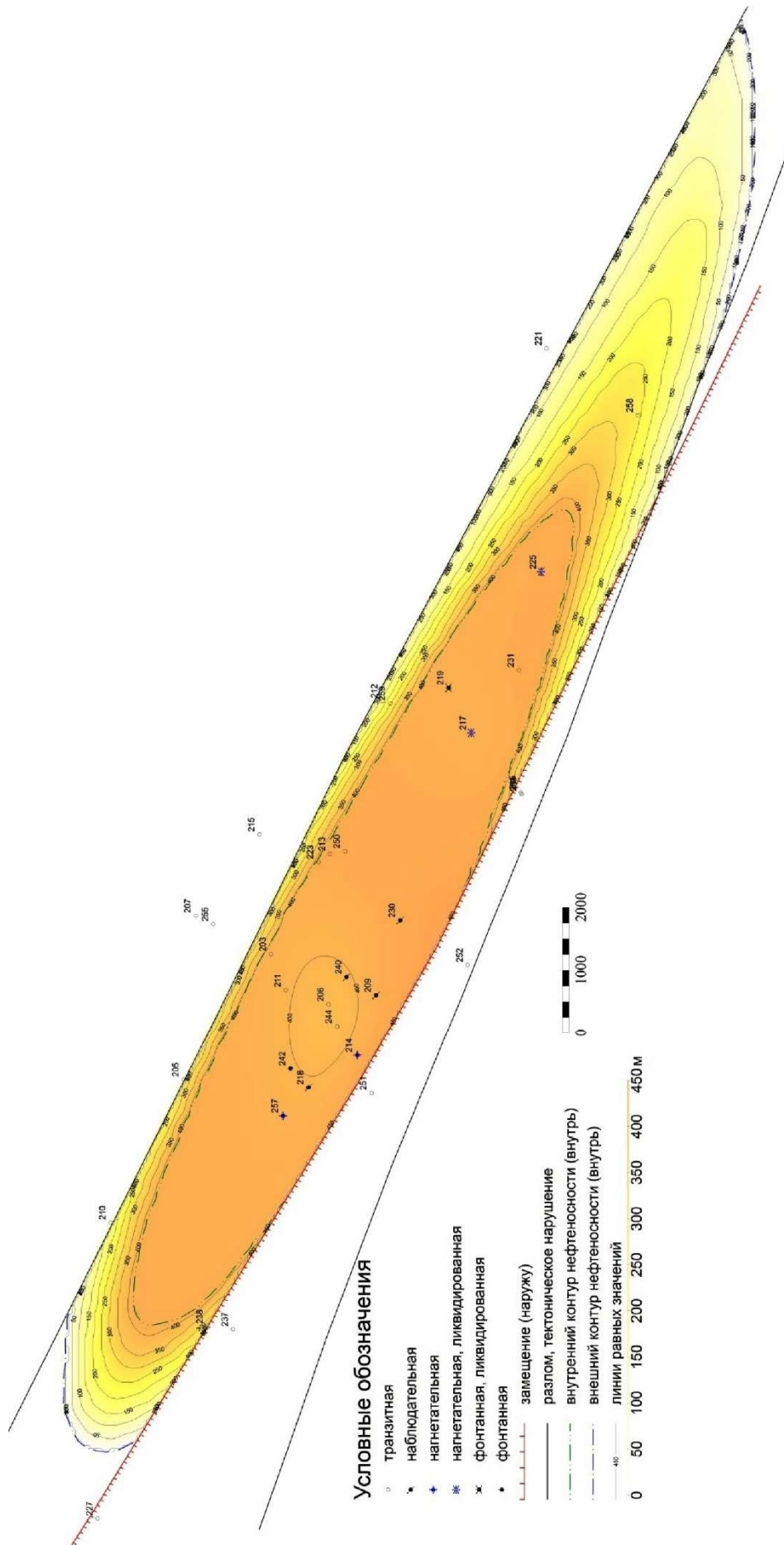


Рисунок 3 – Карта начальных нефтенасыщенных толщин залежи К₂ Аргунского месторождения

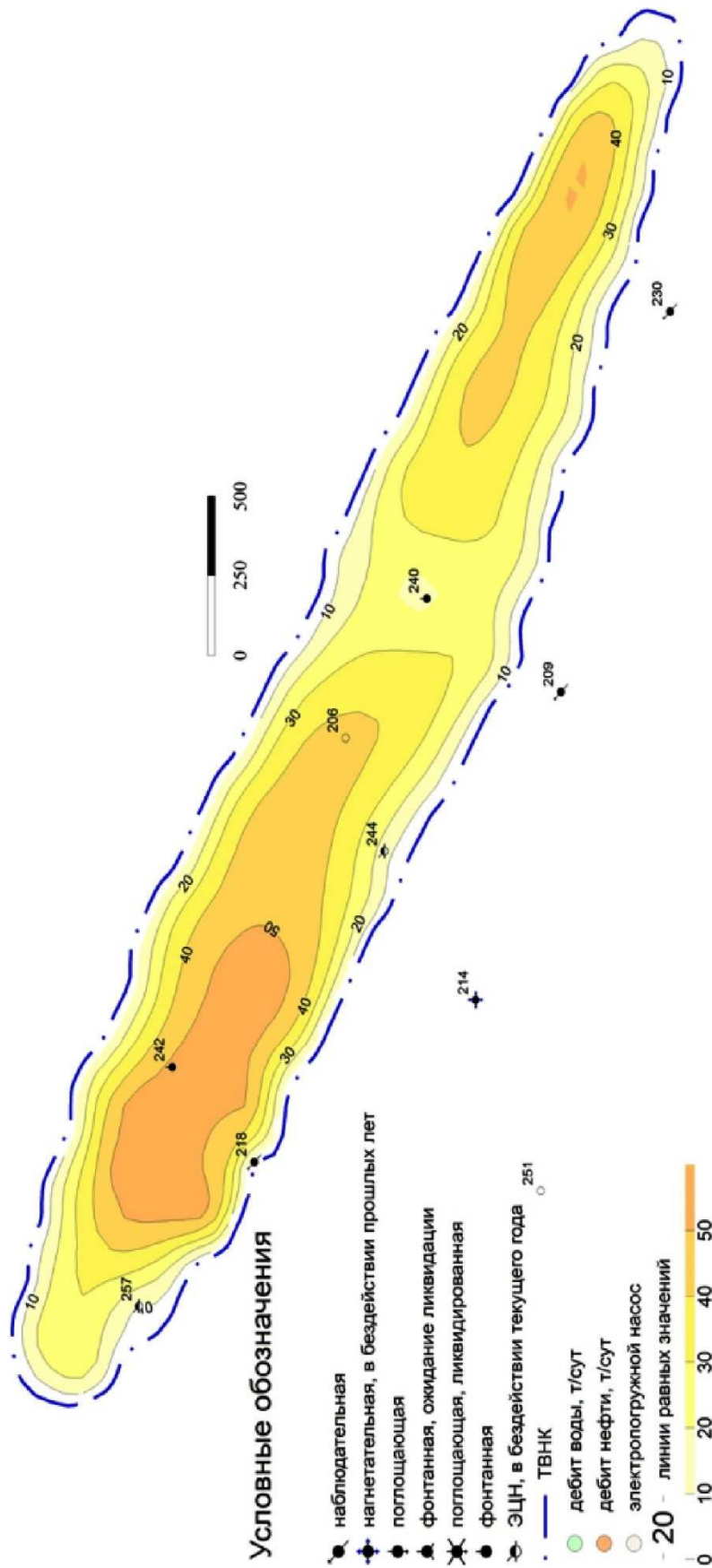


Рисунок 4 – Карта остаточных нефтенасыщенных толщин залежи К₂ Аргунского месторождения

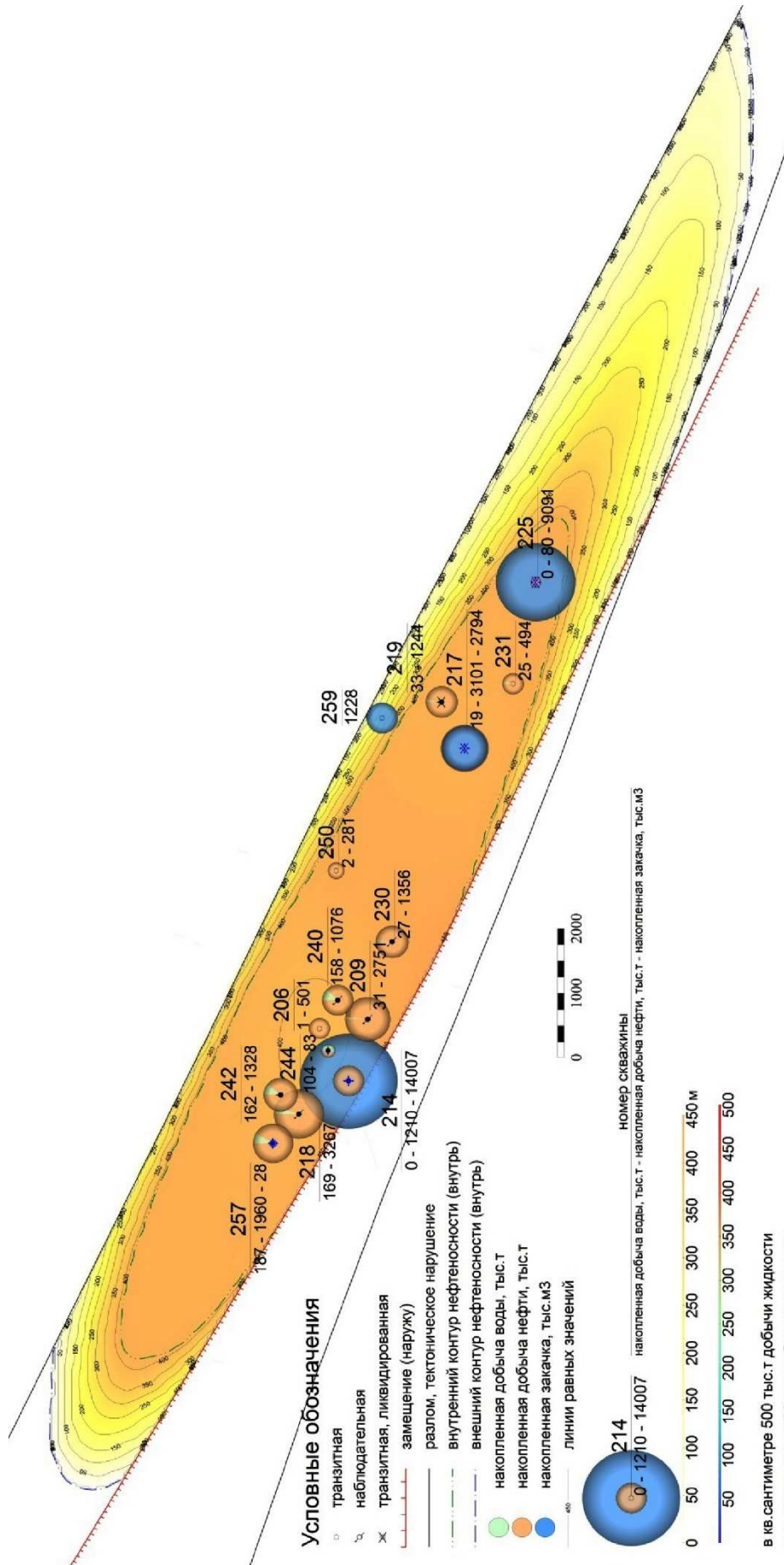
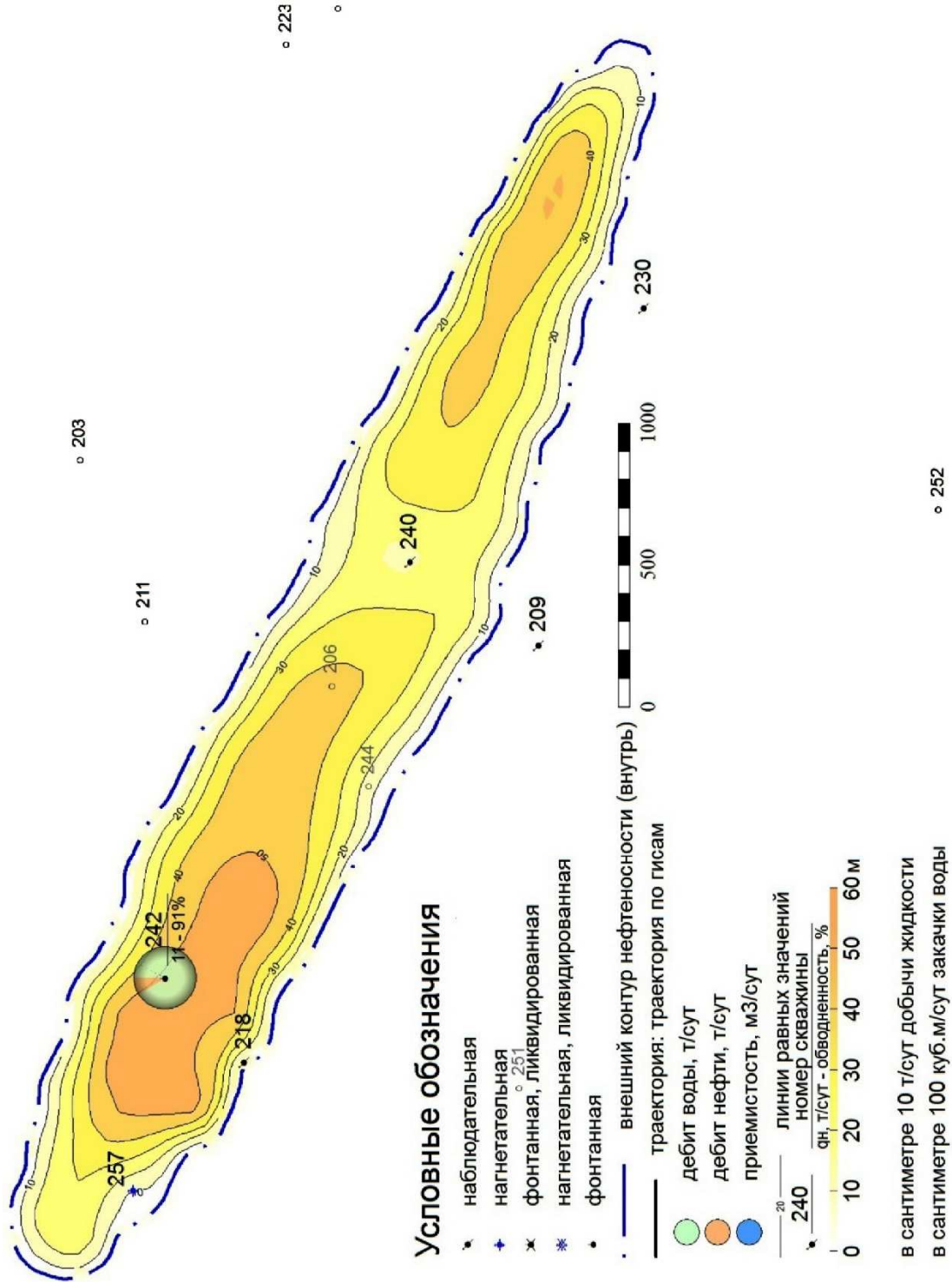


Рисунок 5 — Карта накопленных отборов по состоянию на 01.01.2019 г. залежи К₂ Аргунского месторождения



- состояние фонда скважин неудовлетворительное, залежь разрабатывается одной аварийной скважиной № 242. Скважина эксплуатируется фонтанным способом;
- на залежи остались запасы, которые не будут выработаны в силу падения пластового давления ниже давления насыщения. Необходима организация системы ППД для дальнейшей выработки остаточных запасов и проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) для увеличения КИН;
- с применением технологии заводнения достигается утверждённый КИН. Применение данных мероприятий способствует вовлечению в разработку остаточных запасов нефти и тем самым является эффективным методом выработки запасов, числящихся на Госбалансе.

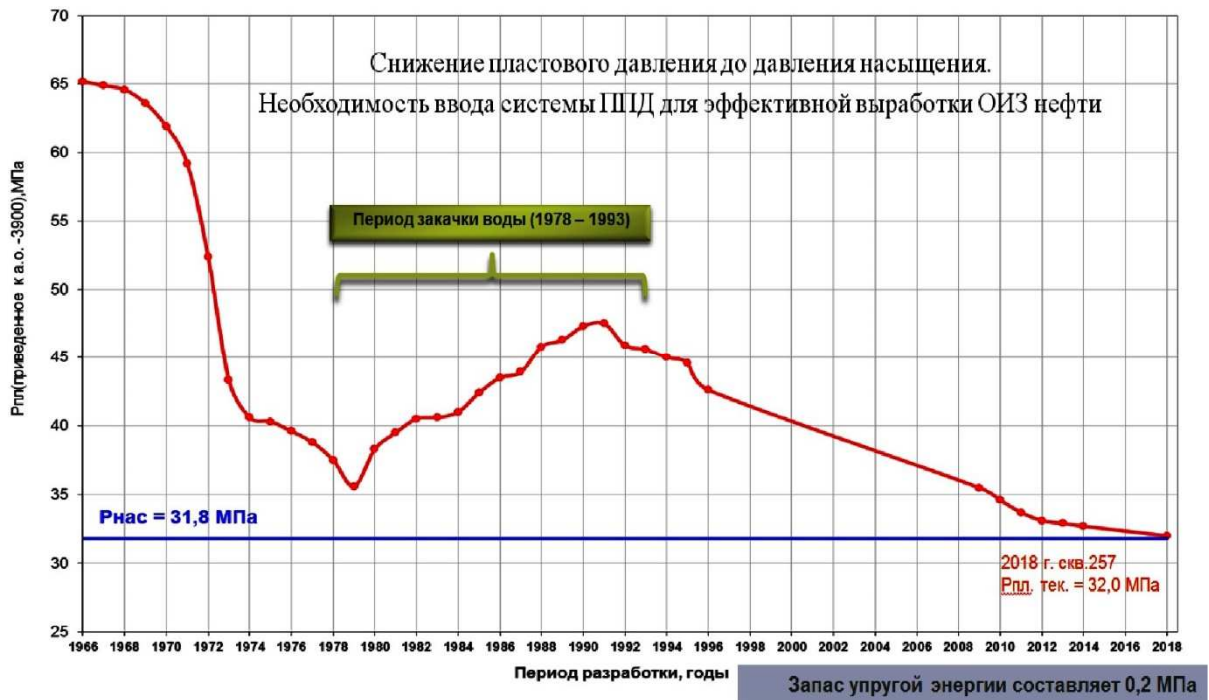


Рисунок 7 – Динамика изменения пластового давления

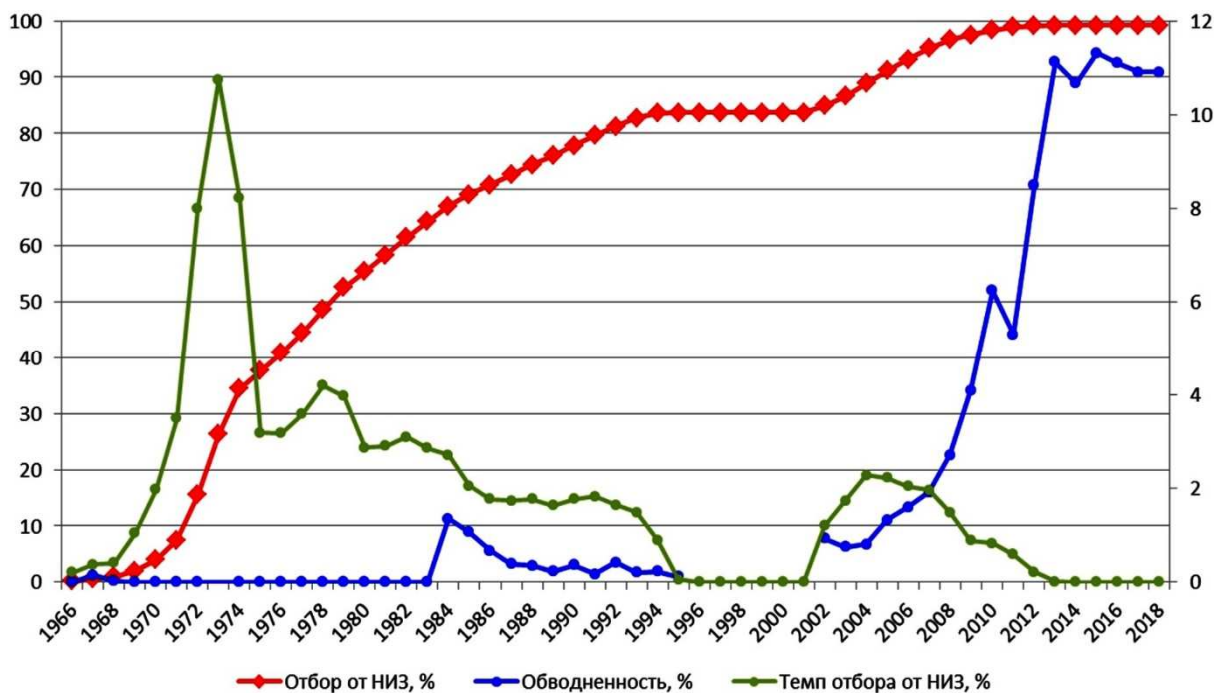


Рисунок 8 – Основные показатели выработки запасов нефти

Геологическая модель месторождения

В целях решения практических задач по дальнейшей оптимизации разработки месторождения, определения числа разведочных, добывающих и нагнетательных скважин, расположения их по площади месторождения, выполнено трёхмерное геологическое моделирование продуктивных горизонтов.

Исходной информацией послужили данные структурного, поисково-разведочного, эксплуатационного бурения, ГИС и изучения керна. При структурных построениях использовались результаты стратификации разрезов скважин, полученные в процессе выполнения данной работы.

По объектам моделирования строилась структурная геологическая модель, с дальнейшей интерполяцией ФЕС, литологии и насыщения флюидом в пределах, ограниченных поверхностями подошвы и кровли пласта.

Методика построения цифровой геологической модели

Моделирование продуктивных резервуаров происходило поэтапно и заключалось в выполнении следующих видов работ:

- подготовка исходных данных, загрузка и контроль качества;
- структурное моделирование;
- литологическое моделирование;
- петрофизическое моделирование;
- подсчёт запасов нефти и газа.

Полученная трёхмерная цифровая геологическая модель является основой для гидродинамического моделирования.

Выбор шага горизонтальной сетки. Размерность сетки определялась с учётом размеров месторождения и расстояния между скважинами.

Выбор шага вертикальной сетки. При моделировании объектов подсчёта шаг определялся точностью проведенной интерпретации материалов ГИС, общей толщиной коллектора и количеством прослоев по пласту. Выбранный таким образом размер ячейки позволяет максимально учесть послойное изменение геофизических параметров. Нарезка сетки пропорциональная.

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

Таблица 2 – Размерность геологических моделей продуктивных пластов

Количество ячеек в модели	Размерность ячеек, м	Средняя толщина ячеек, м	Тип
1180200	100×100	4,2	пропорциональный

Структурное моделирование

Структурное моделирование объектов включает в себя построение структурных поверхностей и карт общих толщин. Структурная модель продуктивного горизонта К2 схематично представлена на рисунке 9.

Исходя из вышеизложенного, построение литологической модели верхнего мела свелось к присваиванию значения 1 (коллектор) по всем ячейкам параметра литологии, за исключением юго-западной части верхнемеловой залежи в области отсутствия трещиноватости, где было задано значение 0 (не коллектор).

Построение модели насыщения пластов флюидами

По промыслово-геофизическим материалам коэффициент нефтенасыщенности не оценивался в связи с отсутствием методики.

Для ряда месторождений Чеченской Республики, в том числе и для Аргунского, с учётом характеристик трещин и характера пересечения каверн трещинами установлена величина их нефтенасыщенности, принятая равной 0,85.

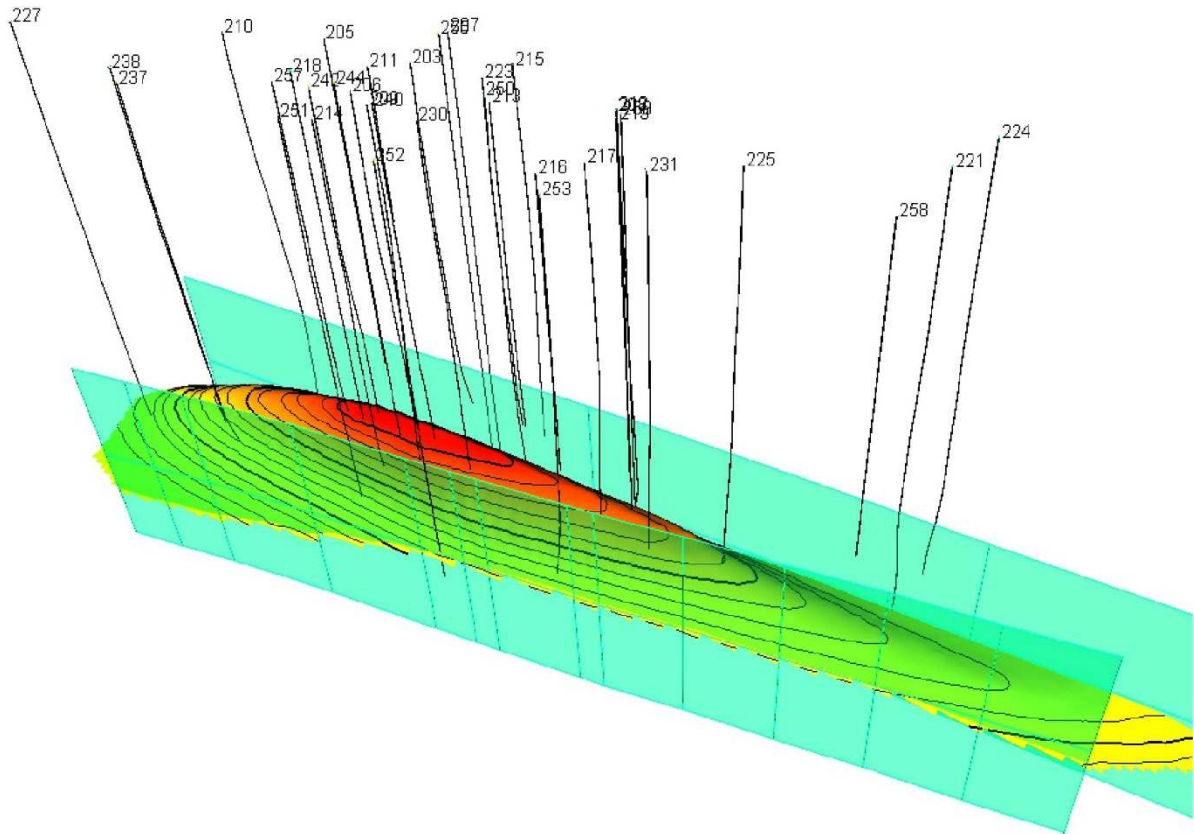


Рисунок 9 – Структурная модель пласта К₂

Результат работы модуля Pillar Gridding

Вертикальный размер ячеек подбирался исходя из геологической неоднородности по скважинам (анализировалось распределение толщин пропластков, имеющих одинаковую пористость).

Количество ячеек, полученное при выбранной дискретизации модели, позволяет обойтись без последующего апскейлинга геологической модели. Результат работы модуля Pillar Gridding приведён на рисунке 10.

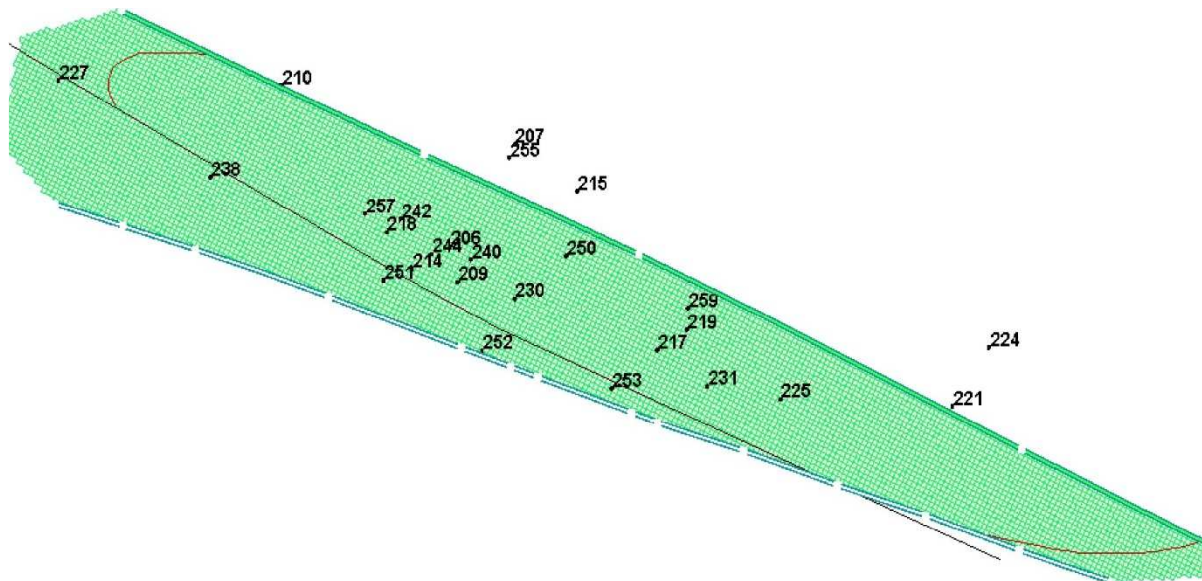


Рисунок 10 – Результат работы модуля Pillar Gridding

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

Характеристика методики и программного обеспечения для построения ЦФМ

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

Для идентификации гидродинамических параметров Аргунского 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 Аргунского месторождения состоит из:

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

Параметры пористости, проницаемости взяты из геологической модели без масштабирования. Для гидродинамического моделирования Аргунского месторождения была принята модель двухфазной фильтрации: нефть с растворённым газом и пластовая вода. Такой способ задания модели обоснован, поскольку давление насыщения нефти газом равно 31,8 МПа значительно ниже начального (65,8 МПа) давления.

Поэтому для гидродинамического моделирования Аргунского месторождения были заданы зависимости физико-химических (PVT) свойств пластовой нефти (объёмный коэффициент, вязкость в пластовых условиях) от давления. Объёмный коэффициент при начальном пластовом давлении равен обратной величине от пересчётного коэффициента, принятого при подсчёте геологических запасов. Плотность нефти в стандартных условиях задана равной принятой для подсчёта запасов.

Законтурная водоносная область была задана в виде численного аквифера (AQUIFER), параметры которой (протяженность, площадь поперечного сечения, пористость, проницаемость) также послужили функциями адаптации ГДМ к истории разработки.

Обоснование размерности сеток и схемы выделения слоёв моделей

Геометрия месторождения задаётся регулярной неравномерной сеткой. Для наилучшей аппроксимации трёхмерной структуры пласта была использована геометрия угловой точки (corner-point).

Средний размер ячеек по направлению осей X и Y равен 100,0 м. Средняя толщина ячеек модели составляет 4,21 м. Геологическая модель передана для гидродинамического моделирования без ремасштабирования.

Сравнение размерностей трёхмерных геологической и фильтрационной моделей приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение размерностей трёхмерных ГМ и ФМ

Объект	Модель	Число блоков сетки по трём направлениям			Количество ячеек	Количество активных ячеек
		NX	NY	NZ		
Пласт K ₂	Геологическая	253	26	100	657800	546434
	Фильтрационная	253	26	100	657800	546434

Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов

PVT-свойства флюидов были введены в гидродинамическую модель в виде таблиц, как зависимости параметров от давления. При моделируемой изотермической фильтрации заданы зависимости вязкости нефти, воды, газа, объёмных коэффициентов, газосодержания, сжимаемости нефти от давления при пластовой температуре. Данные по основным свойствам флюидов (PVT) представлены в таблице 4.

Таблица 4 – PVT свойства флюидов, заданные при моделировании

Параметры	Объект K ₂
Вязкость нефти, мПа·с	0,186
Плотность нефти, г/см ³	0,808
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	2,326
Давление насыщения нефти газом, МПа	31,8
Газосодержание, м ³ /т	469
Вязкость воды, мПа·с	0,36

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления

Кривые относительных фазовых проницаемостей для Аргунского месторождения рассчитаны по корреляциям Corey&Brooks с учётом концевых точек, а затем модифицированы для адаптации модели на историю разработки.

Модифицированные при адаптации и принятые в модели функции фазовых проницаемостей в системе «нефть – вода», «газ – нефть» представлены на рисунке 11.

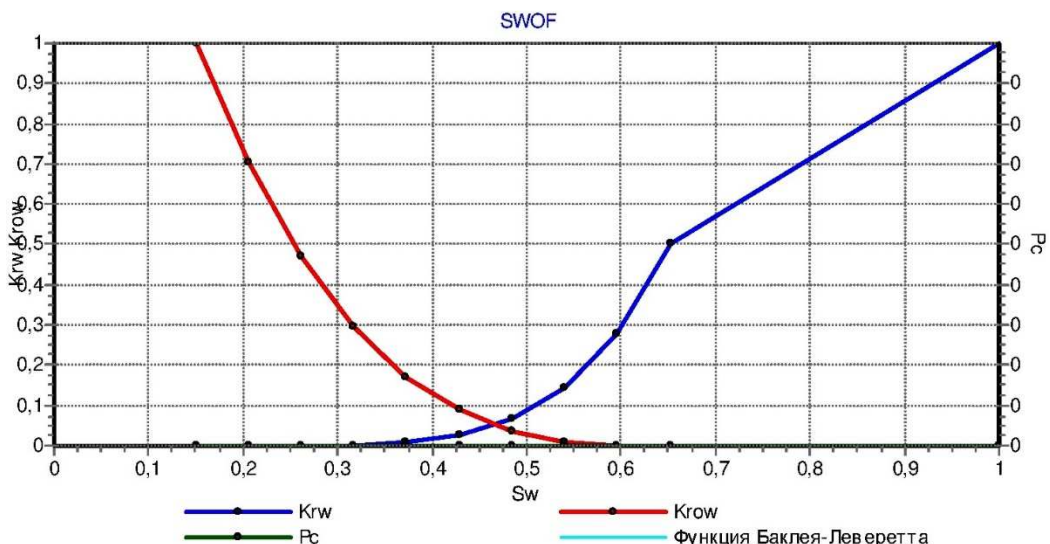


Рисунок 11 – Модифицированные относительные фазовые проницаемости по нефти (пласт K₂)

Начальные условия

Начальное насыщение модели Аргунского месторождения задавалось с помощью опции гидростатического выравнивания и использования куба водонасыщенности из геологической модели. Уровни ВНК взяты в соответствии с результатами опробования скважин.

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 сааптированы 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 12 и 13.

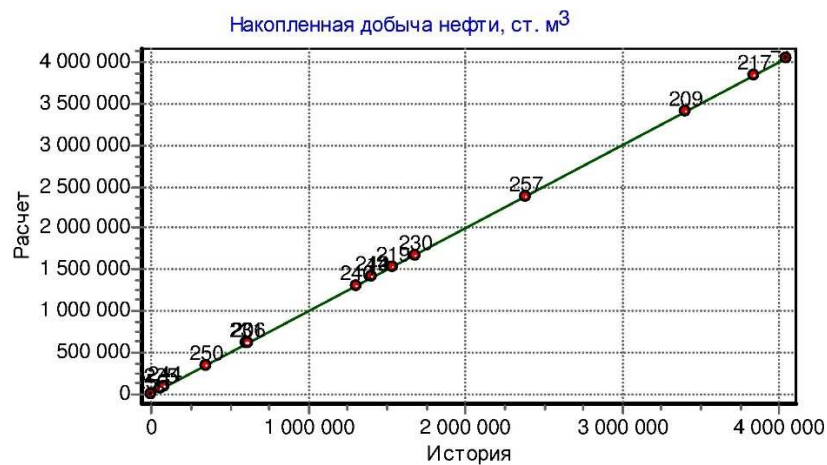


Рисунок 12 – Кросс-плот по накопленной добыче нефти

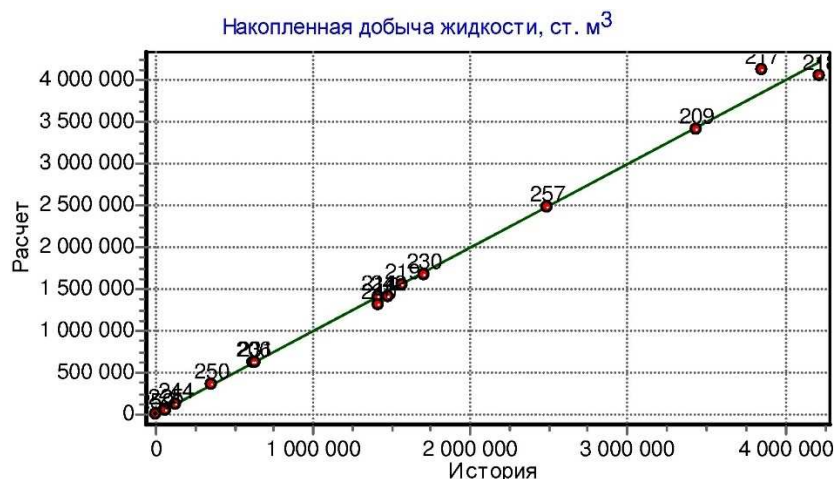


Рисунок 13 – Кросс-плот по накопленной добыче жидкости

Заводнение как метод повышения КИН и его принцип

Технология заводнения продуктивных пластов является одним из самых наиболее интенсивных и экономически эффективных способов воздействия, позволяющий значительно уменьшить количество добывающих скважин, увеличить их дебит, снизить затраты на 1 тонну добываемой нефти. С его помощью в СССР в начале 80-х годов прошлого столетия было добыто свыше 90 % нефти.

В зависимости от расположения нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти различают: законтурное, приконтурное и внутриконтурное заводнение. На многих месторождениях применяют сочетание этих разновидностей. Недостаточное продвижение контурных вод в процессе разработки, не компенсирующее отбор нефти из залежи, сопровождающееся снижением пластового давления и уменьшением дебитов скважин, обусловило возникновение метода законтурного заводнения. Сущность этого явления заключается в быстром восполнении природных энергетических ресурсов, расходуемых на продвижение нефти к забоям эксплуатационных скважин. С этой целью поддержание пластового давления производится закачкой воды через нагнетательные скважины, расположенные за пределами нефтеносной части продуктивного пласта.

Важным достоинством, которым обладает технология заводнения, является увеличение нефтеизвлечения, поэтому способ можно применять вместо уплотнения сеток добывающих скважин. Использование таких работ позволяет сэкономить на освоении месторождения.

Опыт разработки нефтяных месторождений с применением заводнения привел к следующим основным выводам: Законтурное заводнение позволяет не только поддерживать пластовое давление на первоначальном уровне, но и превышать его.

Приконтурное заводнение применяется для пластов с сильно пониженной проницаемостью в законтурной части. При нём нагнетательные скважины бурятся в водонефтяной зоне пласта между внутренним и внешним контурами нефтеносности. Метод приконтурного заводнения по сравнению с другими, более интенсивными методами, не может обеспечить в течение короткого срока достижение максимального уровня добычи, но позволяет за более длительный промежуток времени сохранить достаточно высокий стабильный уровень добычи.

Расчёт и сравнение вариантов разработки месторождения с применением системы заводнения

Для дальнейшей разработки залежи рассчитаны два варианта разработки.

Базовый вариант

Упруговодонапорный режим, сложившаяся система разработки, разработка залежи действующим фондом скважин (№ 242).

Общий фонд – 13 скважин, в т.ч. добывающих – 1, ожидающих ликвидации – 4, ликвидированных – 8.

Накопленная добыча нефти – 18732,7 тыс. тонн.

Достижение КИН = 0,650; $K_{\text{выт}} = 0,830$; $K_{\text{охв}} = 0,783$, ПСС = 371 га/скв.

Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту K_2 по базовому варианту представлена на рисунке 14.

По рассчитанному варианту остаются не выработанными запасы в размере 152,7 тыс. тонн. Для довыработки этих запасов рассчитан вариант с применением системы заводнения.

Вариант 1

В дополнение к базовому варианту планируется организация системы заводнения с целью ППД с выводом из наблюдения двух скважин, КРС, РИР в скважинах №№ 242 и 240 в 2020 году.

Общий фонд – 13 скважин, в т.ч. добывающих – 2, нагнетательных – 2, ожидающих ликвидации – 2, ликвидированных – 7.

Вывод из ожидания ликвидации под закачку – 2 скважины.

Накопленная добыча нефти – 18885 тыс. тонн.

Достижение КИН = 0,655; $K_{\text{выт}} = 0,830$; $K_{\text{охв}} = 0,789$, ПСС = 371 га/скв.

Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту K_2 по варианту 1 представлена на рисунке 15.

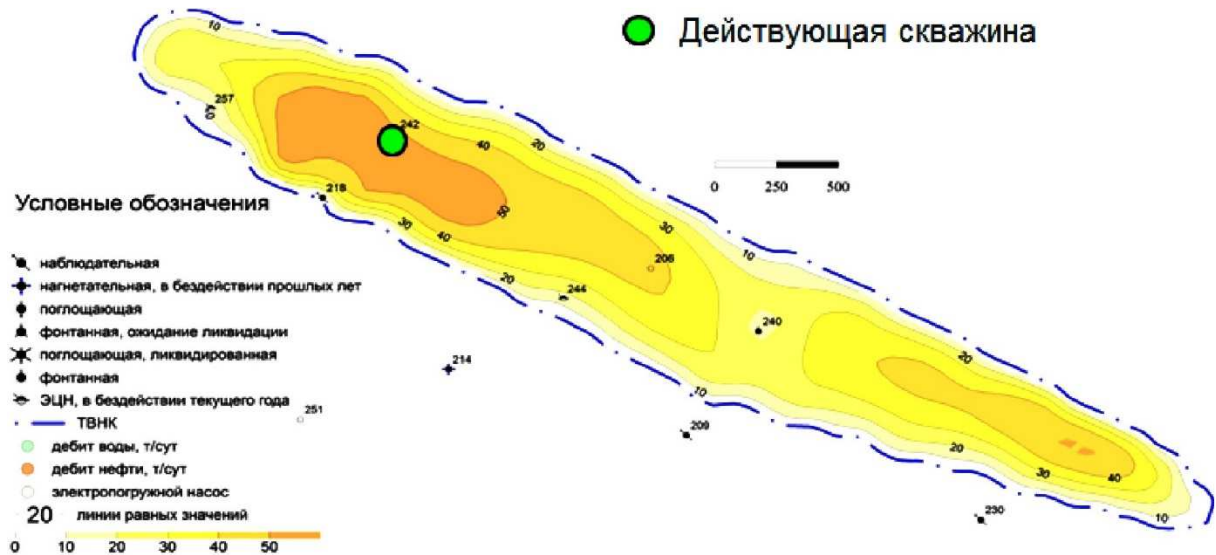


Рисунок 14 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту К₂ (базовый вариант)

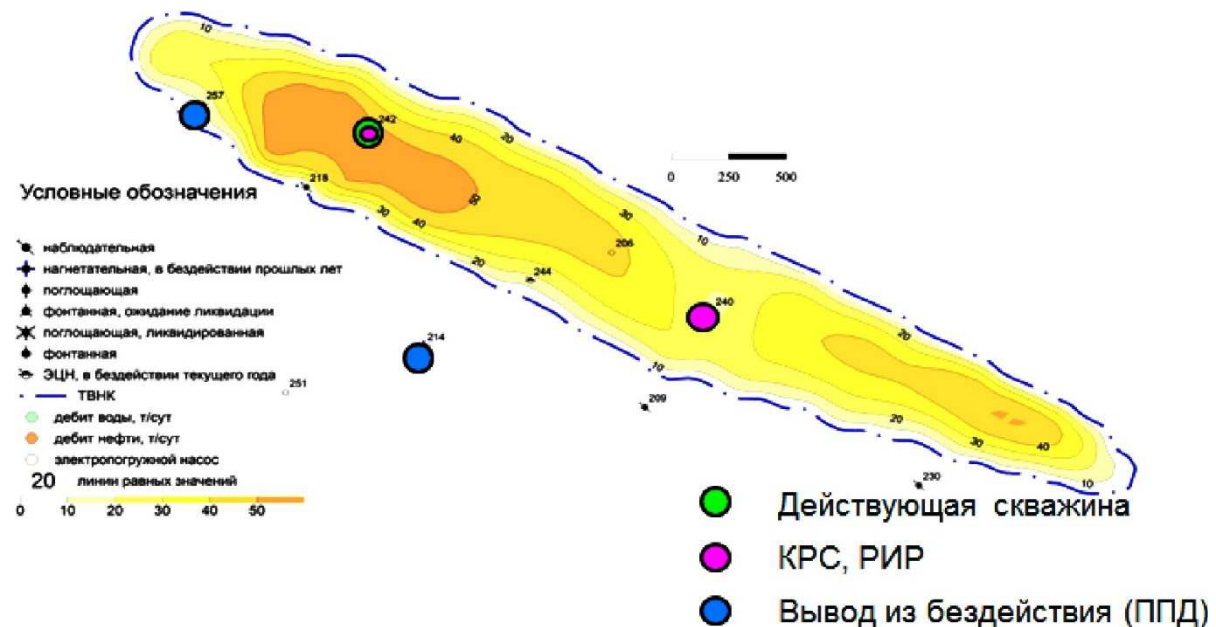


Рисунок 15 – Схема размещения скважин и планируемые ГТМ по объекту К₂ (вариант 1)

По рассчитанному варианту 1 с применением системы заводнения достигается утверждённый КИН. Применение данных мероприятий способствует вовлечению в разработку остаточных запасов нефти и тем самым является эффективным методом выработки запасов, числящихся на Госбалансе.

Основные характеристики расчётных вариантов разработки приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Основные характеристики расчётных вариантов разработки

Характеристики (параметры)	Расчётные варианты	
	базовый вариант	вариант 1
Режим разработки	упруговодонапорный	
Количество эксплуатационных скважин за весь срок разработки, шт.	1	2
Расчётный период, лет	4	10
Коэффициент охвата процессом вытеснения, доли ед.	0,783	0,789
Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	0,650	0,655

Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки приводится на рисунке 16.

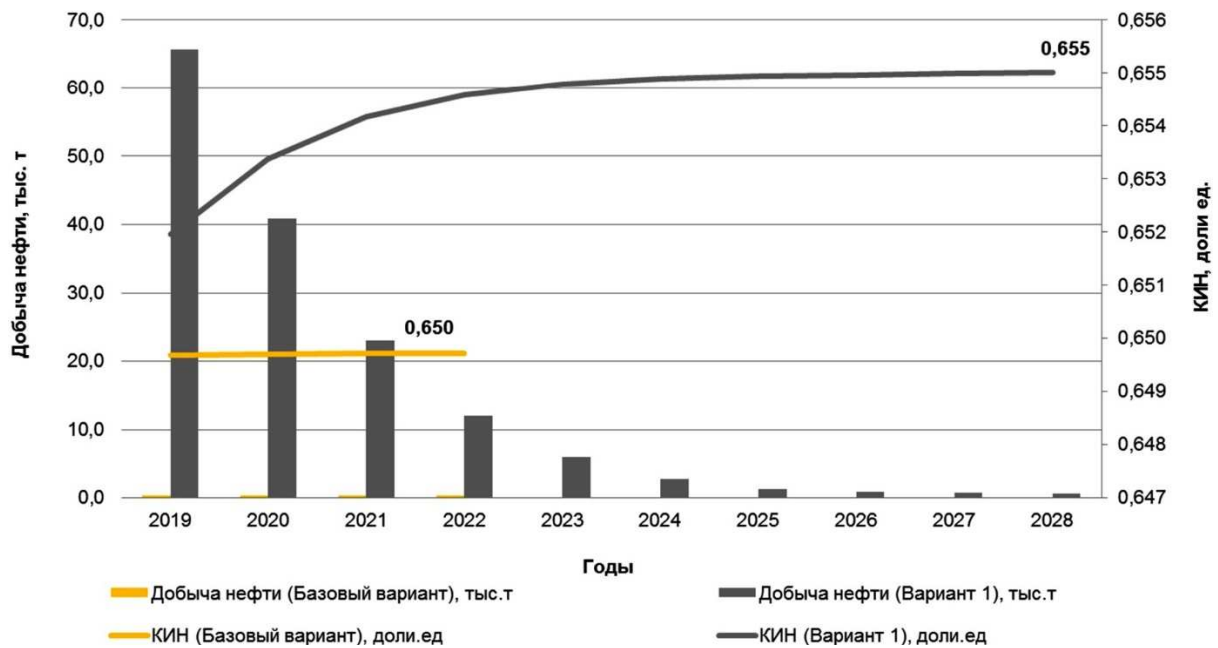


Рисунок 16 – Сопоставление добычи нефти и КИН по вариантам разработки залежи

Технологические показатели вариантов разработки представлены в таблицах 6 и 7.

Таблица 6 – Основные расчётные технологические показатели разработки (базовый вариант)

Месторождение: Аргунское
 Объект разработки: К₂
 Начальные геологические запасы нефти (А + В₁) – 28832 тыс. тонн
 Начальные извлекаемые запасы нефти (А + В₁) – 18885 тыс. тонн
 КИН (А + В₁) = 0,655 доли ед.

Годы и периоды	Добыча, тыс. тонн						Весовая обводнённость, %	КИН, доли ед.
	нефти		воды		жидкости			
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная		
2019	0,36	18731,8	3,6	1007	4,0	19738,4	91,0	0,650
2020	0,33	18732,1	3,6	1010	3,9	19742,3	91,6	0,650
2021	0,32	18732,4	3,6	1014	3,9	19746,2	91,9	0,650
2022	0,30	18732,7	3,6	1017	3,9	19750,1	92,2	0,650

Закачка воды, тыс. тонн		Фонд скважин			Дебит, тонн/сут		Добыча попутного нефтяного газа, млн м ³	
		Действующий						
текущая	накопленная	всего	добывающих	нагнетательных	нефти	жидкости	текущая	накопленная
	18876,5	1	1		1,0	10,9	0,131	8943,0
	18876,5	1	1		0,9	10,8	0,120	8943,1
	18876,5	1	1		0,9	10,7	0,115	8943,3
	18876,5	1	1		0,8	10,6	0,110	8943,4

Таблица 7 – Основные расчётные технологические показатели разработки (вариант 1)

Годы и периоды	Добыча, тыс. тонн						Весовая обводнённость, %	КИН, доли ед.
	нефти		воды		жидкости			
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная		
2019	65,70	18797,1	0,0	1003	65,7	19800,1	0,0	0,652
2020	40,88	18838,0	23,5	1026	64,4	19864,5	36,5	0,653
2021	23,05	18861,1	40,0	1067	63,1	19927,6	63,5	0,654
2022	12,08	18873,1	49,8	1116	61,8	19989,4	80,5	0,655
2023	6,04	18879,2	54,6	1171	60,6	20050,0	90,0	0,655
2024	2,72	18881,9	56,7	1228	59,4	20109,4	95,4	0,655
2025	1,31	18883,2	56,9	1284	58,2	20167,6	97,7	0,655
2026	0,89	18884,1	56,1	1341	57,0	20224,6	98,4	0,655
2027	0,71	18884,8	55,2	1396	55,9	20280,5	98,7	0,655
2028	0,61	18885,4	54,2	1450	54,8	20335,3	98,9	0,655

Закачка воды, тыс. тонн		Фонд скважин			Дебит, тонн/сут.		Добыча попутного нефтяного газа, млн м³	
текущая	накопленная	Действующий			нефти	жидкости	текущая	накопленная
		всего	добывающих	нагнетательных				
208,4	19942,8	4	2	2	90,0	90,0	23,9	8967
230,1	20172,9	4	2	2	56,0	88,2	14,9	8982
244,2	20417,1	4	2	2	31,6	86,4	8,4	8990
250,9	20668,0	4	2	2	16,5	84,7	4,4	8994
252,2	20920,2	4	2	2	8,3	83,0	2,2	8997
250,7	21170,9	4	2	2	3,7	81,4	1,0	8998
247,2	21418,1	4	2	2	1,8	79,7	0,5	8998
242,7	21660,8	4	2	2	1,2	78,1	0,3	8998
238,0	21898,8	4	2	2	1,0	76,6	0,3	8999
233,3	22132,1	4	2	2	0,8	75,0	0,2	8999

На основе имеющейся информации и проведённых расчётов можно сделать вывод о том, что вариант 1 является рекомендуемым, так как он позволяет достичь запланированный КИН с вовлечением недренируемых ранее участков залежи при сравнительно небольшом расчётном периоде.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. 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.
3. 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.
4. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
5. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
6. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
8. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.

9. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
10. Бэссей Инико Экенг, Савенок О.В., Нвизуг-Би Лейи Ключверт. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 7. – С. 53–57.
11. Даценко Е.Н., Орлова И.О., Авакимян Н.Н. Техничко-экономическое обоснование выбора одновременно-раздельной эксплуатации верхнемеловой и нижнемеловой залежей Ивановского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 281–300.
12. Захарова Е.Ф., Шайхразиева Л.Р. Некоторые вопросы подбора насосного оборудования для совершенствования заводнения пластов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 86–89.
13. Кодаш А.С. Седиментологический анализ коллекторов нижнемеловых отложений Западного Предкавказья // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 88–93.
14. Полякова Н.С., Ваганов Л.А. Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Винтойского месторождения // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 227–229.
15. Савенок О.В., Поварова Л.В., Гаскаров Н.Р. Эффективность химических методов стимуляции пласта и нестационарного циклического заводнения на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 2. – С. 146–151.
16. Савенок О.В., Даценко Е.Н., Соловьёва В.Н. Оценка перспектив доработки залежей нефти и проведения геолого-технических мероприятий на скважинах по фактическим данным их эксплуатации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 10. – С. 46–51.
17. Скуба Д.А. [и др.]. Высокая эффективность циклической закачки воды на месторождениях с флишевым строением коллекторов (результаты промышленного эксперимента на залежи кумского горизонта Новодмитриевского месторождения) // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 7. – С. 10–14.
18. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 12. – С. 11–17.
19. Соловьёва В.Н., Мочаев С.В. О нецелесообразности применения в скважинах больших интервалов дренирования (на примере Грозненских верхнемеловых залежей нефти) // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 2. – С. 76–77.
20. Соловьёва В.Н. [и др.]. Гравитация – определяющий фактор в нефтеотдаче массивных залежей (на примере грозненских верхнемеловых залежей) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 45–49.
21. Циклис И.М., Моисеева Е.Ф. Исследование влияния продолжительности периода простоя/работы нагнетательных скважин на эффективность применения нестационарного заводнения в нефтяных залежах в условиях частичного разгазирования // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 296–301.
22. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. Свидетельство о государственной регистрации базы данных № 2013620242. Заявка № 2012621485. Дата поступления 24 декабря 2012 г. Зарегистрировано в Реестре баз данных 07 февраля 2013 г.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells: textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas births. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
5. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
6. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering at squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
8. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Ezd. FSBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.

9. Berezovsky D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks state prediction // *Petroleum industry*. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
10. Bessey Iniko Ekeng, Savenok O.V., Nvisug-Bee Lei Kluwert. Optimization of wells placement at reservoir flooding for effective field development // *Oil. Gas. Innovations*. – 2018. – № 7. – P. 53–57.
11. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Feasibility substantiation of the choice of simultaneous separate operation of the Upper Cretaceous and Lower Cretaceous deposits of the Ivanai deposit // *Science. Technique. Technologies (Polytechnic bulletin)*. – 2018. – № 4. – P. 281–300.
12. Zakharova E.F., Shaikhrazieva L.R. Some questions of the pumping equipment selection for improvement of the reservoir flooding // *Bulatovskie readings*. – 2017. – T. 2. – P. 86–89.
13. Kodash, A.S. Sedimentological analysis of the Lower Cretaceous sediments reservoirs in the Western Caucasus // *Bulatovskie readings*. – 2017. – T. 1. – P. 88–93.
14. Polyakova N.S., Vaganov L.A. Estimation of effectiveness of the flooding system of the BV7 object of the South-Vyntoyskiy field // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 227–229.
15. Savenok O.V., Povarova L.V., Gaskarov N.R. Efficiency of the chemical methods of reservoir stimulation and non-stationary cyclic flooding at Vyngapurovskoye deposit // *Bulatovskie readings*. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 2. – P. 146–151.
16. Savenok O.V., Datsenko E.N., Solovyova V.N. Estimation of prospects of the oil deposits additional development and carrying out of the geological and technical measures on the wells on the actual data of their exploitation // *Geology, geophysics and development of the oil and gas fields*. – 2018. – № 10. – P. 46–51.
17. Scuba D.A. [et al.]. High efficiency of cyclic water injection at the fields with fleece structure of collectors (results of industrial experiment on deposits of Kumskiy horizon of Novodmitrievskiy field) // *Neftepromyshlennoe delo*. – 2016. – № 7. – P. 10–14.
18. Skuba D.A., Savenok O.V., Solovyova V.N. Estimation of a real cavernous-cracked limestone reservoir of the Upper Cretaceous oil deposits in Chechen Republic // *Geology, geophysics and development of the oil and gas fields*. – 2016. – № 12. – P. 11–17.
19. Solovyova V.N., Mochaev S.V. About inexpediency of application in wells of the big in-terval drainage (on the example of the Grozny upper chalk oil deposits) // *Oil economy*. – 2005. – № 2. – P. 76–77.
20. Solovyova V.N. [et al.]. Gravity is a determining factor in oil recovery of massive deposits (by the example of Grozny upper Cretaceous deposits) // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. – 2015. – № 8. – P. 45–49.
21. Tsiklis I.M., Moiseeva E.F. Research of influence of the downtime period duration/injection well operation on efficiency of application of the non-stationary za-watering in oil deposits in the conditions of partial degassing // *Bulatovskie readings*. – 2017. – Vol. 2. – P. 296–301.
22. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development. Certificate of state registration of database № 2013620242. Application № 2012621485. Date of receipt: December 24, 2012. Registered in the Register of Databases on February 07, 2013.