

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



Отдел магистратуры

**На правах рукописи
УДК 622.323**

Гатина Искра Рауфовна

**«Оптимизация разработки нефтяных месторождений
на примере УДП «Мубарекнефтегаз»»**

**Специальность: 5А311901 - Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений**

**Диссертационная работа
на соискание академической степени магистра**

Научный руководитель:

Заместитель начальника УДН «Мубарекнефтегаз»

_____ **Кулмурадов И.С.**

« _____ » _____ **2015 год**

Карши - 2015

«УТВЕРЖДАЮ»

Зав. кафедрой «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»

_____ к.т.н. доц. Эрматов Н.Х.

« ____ » _____ 20__ г.

Задание для написания магистерской диссертации

Утвержденно приказом №____ ректора Каршинского инженерно-экономического института от 2014 года.

Магистерская диссертация Гатиной И.Р. на тему «Оптимизация разработки нефтяных месторождений на примере УДП «Мубарекнефтегаз»» под научным руководством зам. нач. УДН «Мубарекнефтегаз» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» до 2015 года для предварительной защиты.

В диссертационной работе используются научно-исследовательские работы (научные отчёты, научные статьи и др.) по нефтяному месторождению «Северный Уртабулак».

В работе приведены методы интенсификации притока при различных геологических залеганиях на пласт, а также внедрение результатов научных исследований.

В работе планируется исследование таких задач как:

Глава I. Современное состояние изученности вопроса по разработке нефтяных месторождений с проведением литолого-фациального анализа - январь - июнь 2014 года.

Глава II. Технологические показатели вариантов разработки месторождения «Северный Уртабулак» - июль - декабрь 2014 года.

Глава III. Техника и технология добычи нефти - январь - апрель 2015 года.

Заключение и предложение

На основе исследований показана научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие выводы и практические рекомендации.

Задания данные научным руководителем прошедшее предварительную защиту диссертации « ____ » _____ 2015 года на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»:

Задания приняты: _____

Аннотация

Магистерской диссертационной работы Гатиной Искры Рауфовны на тему «Оптимизация разработки нефтяных месторождений на примере УДП «Мубарекнефтегаз»».

Актуальность работы. В настоящее время по большинству основных месторождений нашей страны отбор утвержденных начальных извлекаемых запасов нефти достиг 75-85% (они вступили в четвертую стадию эксплуатации). На месторождении Северный Уртабулак основным методом разработки является заводнение. Эксплуатация крупнейшего месторождения будет осуществляться длительное время в условиях высокой обводненности. Поэтому большое значение имеет изыскание возможностей дальнейшего повышения эффективности систем разработки, основанных на применении этого метода.

При осуществлении разработки нефтяного месторождения важно достигнуть наибольшей экономической эффективности добычи нефти, поэтому с самого начала следует оценивать потенциальные возможности пласта, достоверно прогнозировать, каковы действительно введенные в разработку запасы, эффективен ли данный метод разработки.

Установление действительно введенных в разработку запасов в целом по залежи и отдельно по крупным участкам и скважинам позволяет контролировать и регулировать процесс нефтеизвлечения.

По мнению отдельных исследователей это возможно выяснить лишь по окончании разработки залежи, либо попросту в течение большого периода времени, когда в результате эксплуатации залежи ясно видна ошибка подсчета запасов положительная (действительно введенные в разработку запасы больше утвержденных), или отрицательные (действительно введенные в разработку запасы меньше утвержденных).

Именно поэтому представленные в работе исследования в области определения действительно введенных в разработку запасов нефтяной залежи являются весьма актуальными и обоснованными.

Цель исследования: Определить эффективные направления оптимизации систем разработки нефтяных пластов, находящихся на поздней стадии их эксплуатации. Усовершенствование оценки работы добывающих скважин в нефтяной промышленности для принятия решения по их дальнейшей эксплуатации и определение критериев рентабельности разработки месторождений на месторождениях УДП «Мубарекнефтегаз».

Задачи исследования:

1. Разработка анализов, позволяющих уточнить извлекаемые запасы нефти и существенно уточнить извлекаемые запасы жидкости при проведении мониторинга извлекаемых запасов залежи;

2. Оценка начальных извлекаемых запасов нефти и начальных извлекаемых запасов жидкости по экстраполяции месторождения Северный Уртабулак;

3. Оценка фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости для месторождения Северный Уртабулак, с учетом ограничения разработки залежи до предельной обводненности, установленной регламентом;

4. Окончательный выбор метода для оптимизации разработки месторождения.

Научная новизна: В диссертационной работе получены следующие научные результаты:

1. Проведен анализ существующих систем разработки и методов их оптимизации по месторождению Северный Уртабулак. Проанализировано текущее состояние разработки, дана характеристика фонду скважин, отборов нефти, газа и воды. Проведен анализ выработки запасов нефти на месторождении Северный Уртабулак;

2. Проведен анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр. Проведен анализ технико-экономической эффективности реализации проекта по оптимизации. Проведен

сравнительный анализ международной практики по интенсификации разработки нефтяных месторождений;

3. Обоснованы с использованием математического моделирования основные методы оптимизации систем разработки пластов;

4. Разработаны альтернативные численному трехмерному моделированию подходы к оценке и прогнозированию эффективности геолого-технических мероприятий, направленных на оптимизацию систем разработки нефтяных месторождений.

Научная и практическая значимость результатов исследований:

1. Предложенная в работе методология проведения разработки может быть использована при проектировании и эксплуатации нефтяных залежей и месторождений на любой стадии эксплуатации;

2. Предложены готовые к использованию сводные таблицы поправочных коэффициентов практически для всех возможных значений показателя расчетной послойной неоднородности пласта по проницаемости;

3. Установлено, что при существующей технологии разработки на месторождении Северный Уртабулак, общая накопленная добыча нефти составит 893210 т, газа (попутный) 44973 т.;

4. Разработка залежи по предложенному варианту будет длиться 57 лет, при этом утвержденные извлекаемые запасы нефти будут извлечены на 98,9%. Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

По результатам исследования опубликованы две статьи:

1. Гатина И.Р. «Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений». Сборник научно-практической конференции при участии молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областях - Карши, 2014 №205 стр. 299-300.

2. Ахмедов Х Р., Гатина И.Р., Мустафаев Б.М. «Метод повышения эффективности извлечения газового конденсата». Сборник материалов научно-практической конференции профессоров-преподавателей- Карши, 2014 №1 стр. 313-315.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

ГЛАВА I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРОВЕДЕНИЕМ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА

1.1. Обзор существующей литературы по проблеме создания трехмерных моделей и реконструкции обстановок осадконакопления (литолого-фациальный анализ).

1.2. Анализ текущего состояния разработки.

1.2.1. Характеристика фонда скважин.

1.2.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды.

1.2.3. Характеристика системы воздействия на пласт.

1.2.4. Анализ выработки запасов нефти.

Выводы к главе I

ГЛАВА II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК»

2.1. Технологические показатели вариантов разработки.

2.1.1. Анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр.

2.2. Анализ технико-экономической эффективности реализации проекта разработки.

2.3. Сравнительный анализ международной практики по интенсификации разработки нефтяных месторождений.

2.3.1. Повышение нефтеотдачи путем заводнения на примере Когалымского месторождения.

2.3.2. Геологические предпосылки реализации предлагаемой стратегии

Выводы к главе II

ГЛАВА III. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

3.1. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах.

3.2. Расчет удельного газа при газлифтном способе эксплуатации скважин.

3.3. Методы повышения нефтеотдачи на месторождении «Северный Уртабулак».

3.3.1. Паротепловое воздействие на пласт.

3.3.2. Радиальное бурение.

3.3.3. Эффективность зарезки боковых стволов.

3.4. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин.

Выводы к главе III.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

ВВЕДЕНИЕ

Обоснование темы и актуальность работы: Основная проблема разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии их эксплуатации, состоит в отсутствии адекватного соответствия параметров систем разработки геологическим особенностям продуктивных пластов. В результате такого несоответствия, выработка запасов нефти и газа осуществляется в неоптимальном режиме. Отсутствие адекватности связано, прежде всего, с естественным форсированием темпа разбуривания сетки скважин по отношению к формированию системы исследований и обработки полученной информации. Действительно, получение и обработка исходной геолого-промысловой информации, дальнейшее извлечение из них полезных сведений о пластах и использование этих сведений для принятия решений, является процессом куда более длительным, нежели формирование систем разработки месторождений. Поэтому, более или менее правильное представление о сложности строения пластовой системы обычно складывается к моменту заключительной стадии разработки продуктивных объектов, когда обводненность продукции скважин достигает высоких значений. В итоге, на данном этапе времени, возникает потребность в создании и применении эффективных методов адаптации систем разработки к геологическим условиям, позволяющих вовлечь в процесс добычи «застойные» зоны эксплуатируемых пластовых систем.

Для обоснования параметров и эффективности процесса оптимизации систем разработки необходимо иметь правильное представление об основных элементах неоднородности пластовых систем и их свойствах, которые непосредственно влияют на полноту и интенсивность выработки запасов нефти. Знания о природной неоднородности пластов всегда получают посредством проведения геолого-промыслового анализа, выходом из которого является сложная модель продуктивного объекта, на основании которой и выбираются альтернативные варианты дальнейшей эксплуатации месторождения. Однако, в результате влияния экономических, социальных и

технических факторов по большинству месторождений наблюдается дефицит исходной информации, необходимой для качественного моделирования. Часто, весь спектр данных представлен только стандартными геофизическими исследованиями и сведениями о работе скважин, а остальные данные, в лучшем случае, имеют точечный характер и характеризуются не представительной для их статистической обработки выборкой. Такой факт приводит к возникновению промежуточной задачи, связанной с разработкой новых методических подходов к построению моделей пластов, позволяющих принимать эффективные решения в условиях минимума исходной информации.

Степень изученности проблемы: Проведенными теоретическими, экспериментальными и промысловыми исследованиями установлено, что основная проблема разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии их эксплуатации, состоит в отсутствии адекватного соответствия параметров систем разработки геологическим особенностям продуктивных пластов. Не исключается вероятность того, что увеличение скорости добычи углеводородов приводит к быстрой потере давления, вызванными инерционными силами, возникающими за счет извилистости поровых каналов. Резкой неоднородностью коллекторов по площади, обуславливающей ограниченную область дренирования углеводородов. Однако до настоящего времени предложено множество технических решений для более продуктивного процесса работы, но их реализация требует значительных затрат.

Цель исследования: Определить эффективные направления оптимизации систем разработки нефтяных пластов, находящихся на поздней стадии их эксплуатации. Усовершенствование оценки работы добывающих скважин в нефтяной промышленности для принятия решения по их дальнейшей эксплуатации и определение критериев рентабельности разработки месторождений на месторождениях УДП «Мубарекнефтегаз».

Задачи исследования:

1. Разработка анализов, позволяющих уточнить извлекаемые запасы нефти и существенно уточнить извлекаемые запасы жидкости при проведении мониторинга извлекаемых запасов залежи;

2. Оценка начальных извлекаемых запасов нефти и начальных извлекаемых запасов жидкости по экстраполяции месторождения Северный Уртабулак;

3. Оценка фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов нефти и фактических введенных в разработку начальных извлекаемых запасов жидкости для месторождения Северный Уртабулак, с учетом ограничения разработки залежи до предельной обводненности, установленной регламентом;

4. Окончательный выбор метода для оптимизации разработки месторождения.

Гипотеза исследования: Увеличение роста добычи нефти и бурение новых нефтяных скважин не может повысить продуктивность залежей углеводородов и не нанести колоссальный вред природным ресурсам.

Объект и предмет исследования. Объект исследования нефтяное месторождение «Северный Уртабулак» на поздней стадии разработки; предмет исследования оптимизация разработки на повышение продуктивности нефтеотдачи скважин.

Научная новизна: В диссертационной работе получены следующие научные результаты:

1. Проведен анализ существующих систем разработки и методов их оптимизации по месторождению Северный Уртабулак. Проанализировано текущее состояние разработки, дана характеристика фонду скважин, отборов нефти, газа и воды. Проведен анализ выработки запасов нефти на месторождении Северный Уртабулак;

2. Проведен анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр. Проведен анализ технико-

экономической эффективности реализации проекта по оптимизации. Проведен сравнительный анализ международной практики по интенсификации разработки нефтяных месторождений;

3. Обоснованы с использованием математического моделирования основные методы оптимизации систем разработки пластов;

4. Разработаны альтернативные численному трехмерному моделированию подходы к оценке и прогнозированию эффективности геолого-технических мероприятий, направленных на оптимизацию систем разработки нефтяных месторождений.

Научная и практическая значимость результатов исследований:

Описанный в работе метод трансформации системы размещения добывающих и нагнетательных скважин относительно зональной неоднородности пласта по проницаемости является универсальным, что позволяет использовать его при принятии решений по совершенствованию систем разработки многих нефтяных месторождений. Предложенная инженерная экспресс-методика определения оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин, а также режимов их работы, позволит без проведения длительных гидродинамических расчетов выбрать наиболее эффективный вариант трансформации системы разработки.

Структура и объём магистерской диссертации: Работа состоит из введения, трех глав, заключения и списка используемой литературы из 30 источников. Основное содержание работы изложено на 102 страницах машинописного текста, включает 30 таблиц и 19 рисунков.

По теме диссертационной работы опубликовано две статьи:

1. Гатина И.Р. «Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений». Сборник научно-практической конференции при участии молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областей - Карши, 2014 №205 стр. 299-300.

2. Ахмедов Х.Р., Гатина И.Р., Мустафаев Б.М. «Метод повышения эффективности извлечения газового конденсата». Сборник материалов

научно-практической конференции профессоров-преподавателей - Карши, 2014 №1 стр. 313-315.

Фактический материал и личный вклад:Первым, рассмотренным и изученным Гатиной И.Р., проектным документом по рассматриваемому объекту был составленный «УзбекНИПИнефтегаз» в 1977 г. «Технологическая схема разработки месторождения Северный Уртабулак».

Технологическая схема разработки месторождения была составлена с целью анализа текущего состояния и определения системы промышленной разработки месторождения на период его разбуривания основным эксплуатационным фондом, оценки выработки запасов нефти и газа из залежи, а также для обоснования расчетных геолого-физических моделей объекта и расчета на их основе технологических показателей разработки на перспективу.

В работе были рассчитаны показатели по трем вариантам разработки с ППД и технико-экономическим обоснованием каждого из них. За основу принят при проектировании обустройства месторождения Северный Уртабулак вариант II, характеризующийся следующими показателями:

- максимальное количество эксплуатационных скважин 42;
- количество нагнетательных скважин - 18 ед.;
- начальный отбор нефти на 1 скважину - 4,4 т/сут;
- максимальный годовой отбор нефти за 2014 г составил - 61128 т.;
- максимальный объем закачки воды - 843272 тыс. м³/год;

Следующим, рассмотренным и изученным Гатиной И.Р., проектным документом был «Проект разработки месторождения Северный Уртабулак», с целью анализа текущего состояния и эффективности применяемой системы разработки, оценки выработки запасов нефти и газа из залежи, а также для обоснования расчетных геолого-физических моделей объекта и расчета на их основе технологических показателей разработки на перспективу. В работе были рассчитаны показатели по трем вариантам разработки с технико-экономическим обоснованием каждого из них. Принят вариант 2.

Третьим, рассмотренным и изученным Гатиной И.Р., проектным документом по рассматриваемому объекту являются «Коррективы к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак». В работе было рассмотрено 2 варианта дальнейшей разработки месторождения, отличающихся друг от друга схемами разработки, количеством, типами и дебитами скважин. Принят к реализации и вариант II.

Основные прогнозные показатели эксплуатации месторождения по вариантам отражены в следующей таблице (таблица 1.1).

Таблица 1.1 - Сравнительная таблица показателей прогнозных вариантов разработки 2015 г.

Наименование показателя	Значение для варианта	
	I	II
Фонд скважин, ед.	106	122
в т. ч. добывающих	89	105
нагнетательных	7	7
Расчетный период дальнейшей разработки, лет	29	29
Добыча нефти (проектная), т	2107240	2942150
Добыча нефти с начала разработки, т	8056117	8891027
Добыча попутной воды (проектная), т	15930000	17881890
Добыча попутной воды с начала разработки, т	17717025	19668915
Объем закачиваемой воды (проектный), м ³	21018882	24376675
Объем закачиваемой воды с начала разработки, м ³	31672423	35030216
Конечный КИН	0,44	0,49

ГЛАВА I. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ ВОПРОСА ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРОВЕДЕНИЕМ ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА.

1.1. Обзор существующей литературы по проблеме создания трехмерных моделей и реконструкции обстановок осадконакопления (литолого-фациальный анализ)

Известно, что создание трехмерных моделей и реконструкция обстановок осадконакопления (литолого-фациальный анализ) прежде всего неотъемлемо связаны с детальным изучением керна. Поэтому методика работ представляла собой современную модификацию фациально-циклического анализа, основы которого предложены в 50е годы XX в. Ю.А. Жемчужниковым, Л.Н. Ботвинкиной и др., последовательно реализуемую в настоящее время В.П. Алексеевым и О.С. Черновой.

Однако следует более подробно остановиться как на термине «литология», так и на истории и этапах развития фациальных исследований в целом. Так, обособление литологии от общей петрографии произошло в начале XXв. ина сегодняшний день она все шире внедряется в различные области геологических исследований, провоцируя тем самым появление новых научных и прикладных направлений. Литология (гр. lithos - камень, logos - слово, наука) - это одна из фундаментальных наук геологического цикла, включающего собственно петрографию осадочных пород, различные методы их изучения и исследования общих закономерностей процессов седиментации, т. е. наука, изучающая состав, структуру, текстуру и генезис осадочных пород. В зарубежной литературе синонимом литологии является термин «седиментология».

По мнению В.Т. Фролова современная литология состоит из трех частей (Фролов, 1995). Первая включает в себя методы изучения осадочных пород (приемы их полевого и лабораторного исследования), которые являются фундаментом литологических знаний. Вторая часть занимается

изучением диагностических признаков пород разных классов, их систематизации и вопросов генезиса отдельных пород, а третья охватывает общую теорию осадочного преобразования, или литогенез.

В становлении и развитии литологии большую роль сыграли работы как отечественных ученых, геологов: Д.В. Наливкина, Н.М. Страхова, Г.И. Бушинского, Н.Б. Вассоевича, А.А. Али - Заде, Ю.А.Кузнецова, А.П. Павлова, В.Е. Хаина, В.И. Попова, Г.И. Теодоровича, Н.В. Логвиненко, А.П. Карпинского, Л.В. Пустовалова, Н.А. Головкинского, М.В. Кленовой, Л.Б. Рухина, Б.К. Пошлякова и В.Г. Кузнецова, Г.Ф. Крашенникова, С.И. Романовского, А.П. Лисицына, В.Н. Холодова, Н.А. Андрусова, Ю.П. Казанского, С.Г. Саркисяня, В.Т. Фролова, Л.Н. Ботвинкиной, Н.С. Шатского, Г.Ф. Мирчинка, А.В. Македонова, Ю.А. Жемчужникова, А.Д. Султанова, А.Г.Косовской, И.С. Мустафаева, В.Ю. Керимова, А.Б. Ронова, В.П.Алексеева, О.С. Черновой и др., так и зарубежных: Ф.Кюнена, У. Хэма, Г. Мидлтона, Дж. Аллена, Р. Ватерса, Р.Е.Кинга, И. Вальтера, Ф. Петтиджона, П.Поттера, К. Эдельмана, Б. Крумбейна, Л. Слосса, Л. Кайе, Р. Сивера, Х. Блатта, У.Х Твенхаффела, Д.А. Буша, Дж. Тейлора, Р. Селли, Г. Рейнека и И. Сингха, Ф. Шепарда, Дж. Коллинсона и Д. Томпсона, Э. Хеллема, Р. Уолкера, Р. Шолле, Г.Эйнзеле, А. Зейлахера, М. Лидера, Х. Рединга, С. Пирсона и многих других. Таким образом, в настоящее время известно огромное количество научных, справочных и методических изданий, в которых рассматривается важнейшая задача литологии, заключающаяся в восстановлении процесса осадко - и слоенакопления геологического прошлого, традиционно решаемая методами фациального анализа. Исходя из этого, широкое применение получили методы изучения генезиса отложений с помощью реконструкции обстановок и формирования, а возникшая необходимость в стандартизации литологических и генетических исследований привела к развитию литолого - фациального анализа. Основы фациально - циклического анализа (ФЦА) отложений (фациальный, фациально - геотектонический, фациально - динамический и

др. анализы) были разработаны для изучения условий формирования серо - цветных терригенных толщ в 50е годы XX в. Ю.А.Жемчужниковым, Л.Н.Ботвинкиной и др. сущность данного метода изложена в следующей формулировке: «Детальное изучение и описание разреза в обнажении или по керну, составление литологической колонки, определение литогенетических типов и фаций, выделение циклов, составление межрайонных фациальных профилей и, наконец, построение фациальных и палеографических карт - таков путь анализа и обобщения материалов исследования, с постоянной взаимной, так сказать «обратной» проверкой исходных данных и предыдущих построений и выводов». Более широко он известен под названием «литолого-фациальный анализ» (ЛФА), которое впервые предложил П.П.Тимофеев.[31]

Термин «литолого-фациальный» указывает на синтез двух основополагающих геологических направлений таких, как вещественный и генетический. Вещественный аспект рассматривает историю осадочной породы от момента образования осадочного материала через перенос и осаждение, превращение осадка в осадочную горную породу по ее полного исчезновения в результате гипергенезаили метаморфизма, таким образом, характеризуя свойства самого осадочного тела. Данный аспект определяется такими категориями и терминами, как «тип осадков», «тип породы», «литофация». Генетический аспект акцентирует свое внимание на первых стадиях осадочного процесса, рассматривает факторы, механизмы и обстановки осадконакопления, поэтому это направление характеризуют понятия «среда», «условия образования», «процессы образования», «фации», «ландшафт».

1.2.Анализ существующих систем разработки и методов их оптимизации

1.2.1. Характеристика фонда скважин

По состоянию на 01.01.2015 г. месторождение эксплуатируется механизированным и газлифтным способом.[3] Общий фонд скважин, находящийся на балансе УДП «Мубарекнефтегаз», составляет 130 скважин (таблица 1.2).

Таблица 1.2-Состояние фонда скважин (по состоянию на 01.01.2015 г.)

Категория скважин	Количество скважин
Всего:	130
в т. ч. действующие	38
из них: ШГН	24
газлифт	4
скважины, дающие техническую воду	12
в ожидании КРС	6
контрольные	1
нагнетательные	18
ликвидированные	18
в ожидании ликвидации	32
в бурении	1

1.2.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды

Месторождение введено в разработку в 1974 г. скважиной № 1.

Рассмотрим динамику основных технологических показателей разработки по месторождению в целом (рисунок 1.1). С момента вступления месторождения в пробную эксплуатацию, за десятилетний период активного бурения, длившегося до 1985 г. фонд добывающих скважин был доведен до 48 ед., что позволило в этом периоде наращивать темп добычи нефти в среднем по 25 тыс. т в год. Локальный максимум добычи нефти был достигнут при фонде нефтедобывающих скважин 48 ед. в 1987 г. в количестве 301 тыс. т.

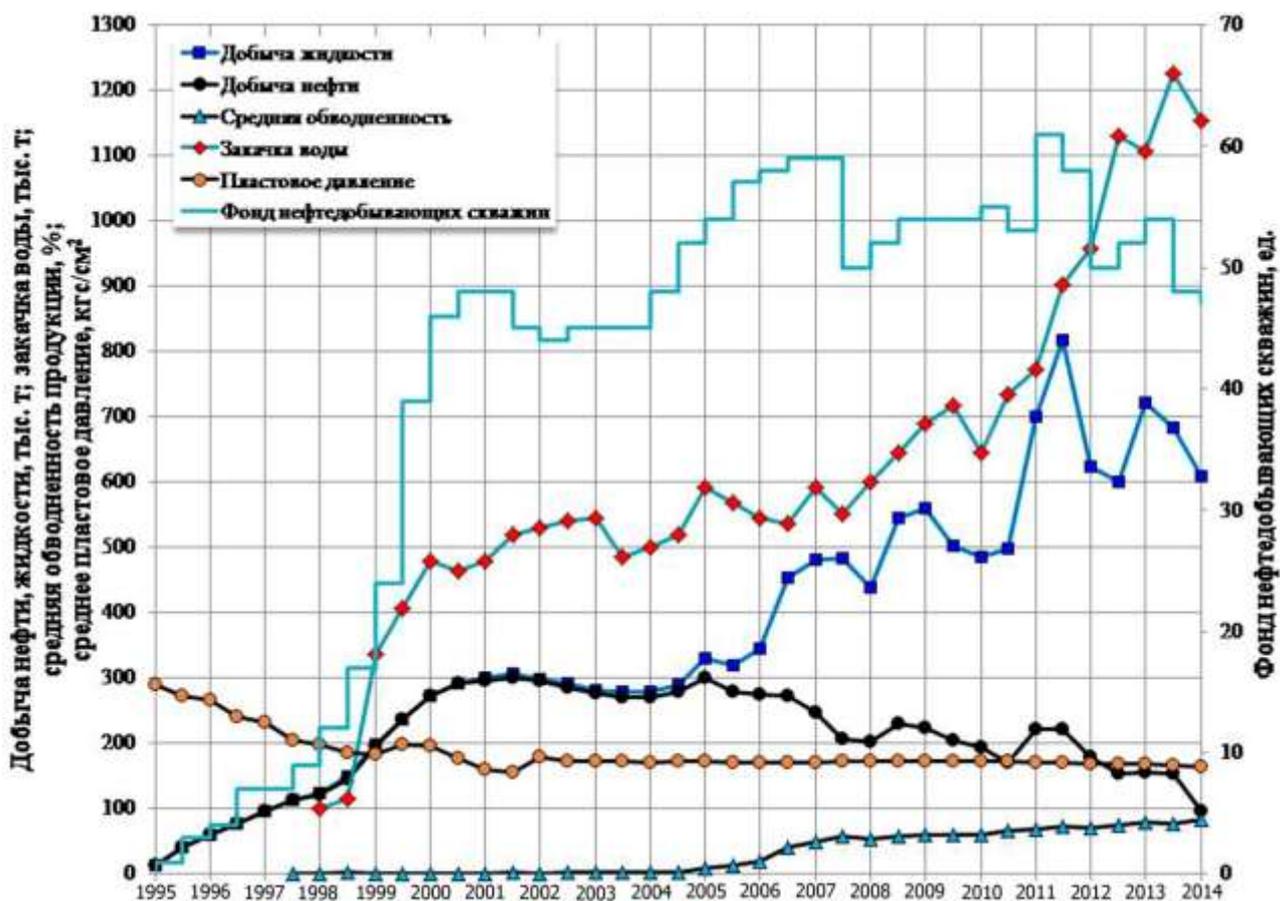


Рисунок 1.1 - Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак

Нарастающие отборы нефти в период активного бурения эксплуатационных скважин спровоцировали истощение пластовой энергии, в связи с этим к 1979 г. среднее пластовое давление по месторождению снизилось от 290 кгс/см² до 205 кгс/см². Это вызвало необходимость компенсировать потери энергии в результате добычи нефти закачкой в пласт воды, и с 1980 г. была организована система поддержания пластового давления.[3]

После 1987 г. по 1992 г. месторождение разрабатывалось практически при постоянном фонде нефтедобывающих скважин в количестве 45 ед. В связи с естественным снижением добычи нефти при постоянном количестве добывающих скважин, уровень добычи нефти после 1987 г. начал плавно снижаться. В целях прироста добычи, с 1993 г. началось бурение серии эксплуатационных скважин, что отражено на общей динамике

технологических показателей в виде возрастания кривой добычи нефти. При этом в 1994 г. был достигнут второй максимум добычи нефти в количестве 300,3 тыс. т.

Увеличение доли воды в добываемой продукции, начавшееся с 1995 г., явилось основной причиной последующего снижения уровня добычи нефти. На рисунке 1.1 данный факт выражается в увеличении объема добываемой жидкости при одновременном падении добычи нефти. Следует отметить, что в целях повышения эффективности системы ППД и стабилизации добычи нефти с 1998 г. началось резкое увеличение объемов закачки. Данное обстоятельство также ускорило рост средней обводненности. Здесь следует отметить, что начиная с 1998 г. рост обводненности достаточно хорошо (коэффициент корреляции 0,86) коррелируется с объемом закачки воды, т. е. увеличение закачки приводит к увеличению обводненности (рисунок 1.2).

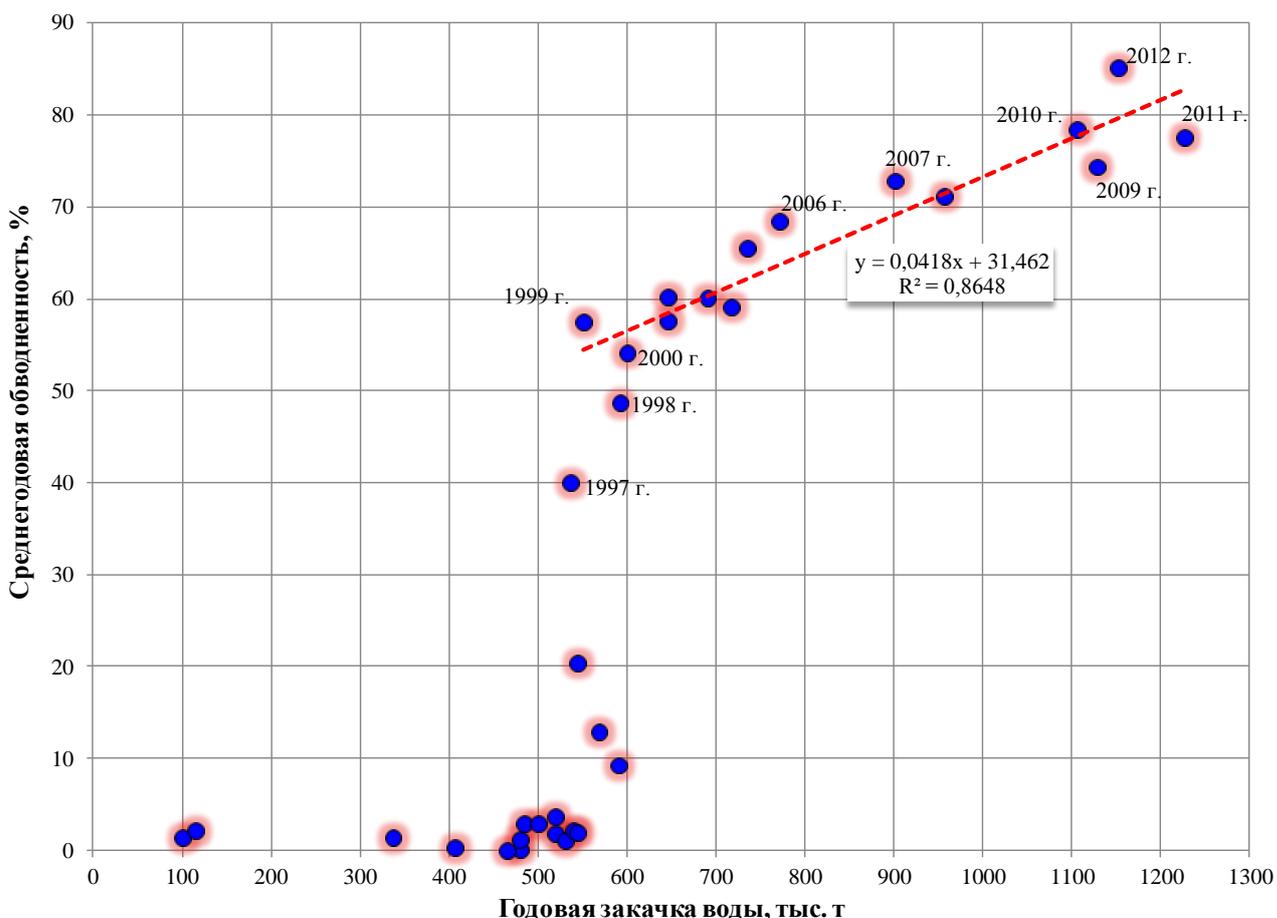


Рисунок 1.2 - Зависимость среднегодовой обводненности от годового объема закачки воды

Достигнутые технологические показатели разработки на 01.01.2015 г.:

- накопленная добыча нефти - 8000000 т;
- текущий коэффициент извлечения нефти - 0,42;
- выработанность извлекаемых запасов - 91,15 %;
- накопленная добыча жидкости - 15463777,2 м³;
- текущий дебит нефти - 193,9 т/сут;
- средняя обводненность - 90 %;
- начальное пластовое давление 290,3 кгс/см², текущее 230 кгс/см².

В настоящее время на месторождении наблюдается резкое падение добычи нефти. За весь 2014г. из месторождения было извлечено 61,128тыс.т. нефти при фонде действующих нефтедобывающих скважин 42 ед.

Таким образом, падение текущей добычи нефти связано с уменьшением количества дней работы добывающих скважин, что хорошо прослеживается на корреляционной зависимости месячного отбора нефти и общего количества дней работы всех нефтяных скважин (рисунок 1.3), а также на зависимости отбора нефти и количества бездействующих скважин (рисунок 1.4).

Главной причиной увеличения количества бездействующих скважин является увеличение обводненности, что можно наблюдать на графике (рисунок 1.5). Вследствие этого снижается эффективность способов эксплуатации. Например, с октября 2011 г. резко уменьшается количество газлифтных скважин (рисунок 1.6). На данном рисунке также можно наблюдать уменьшение количества скважин, эксплуатируемых с помощью ШГНУ, а также практически полное выбытие фонтанных скважин, что объясняется снижением среднего пластового давления. [7]

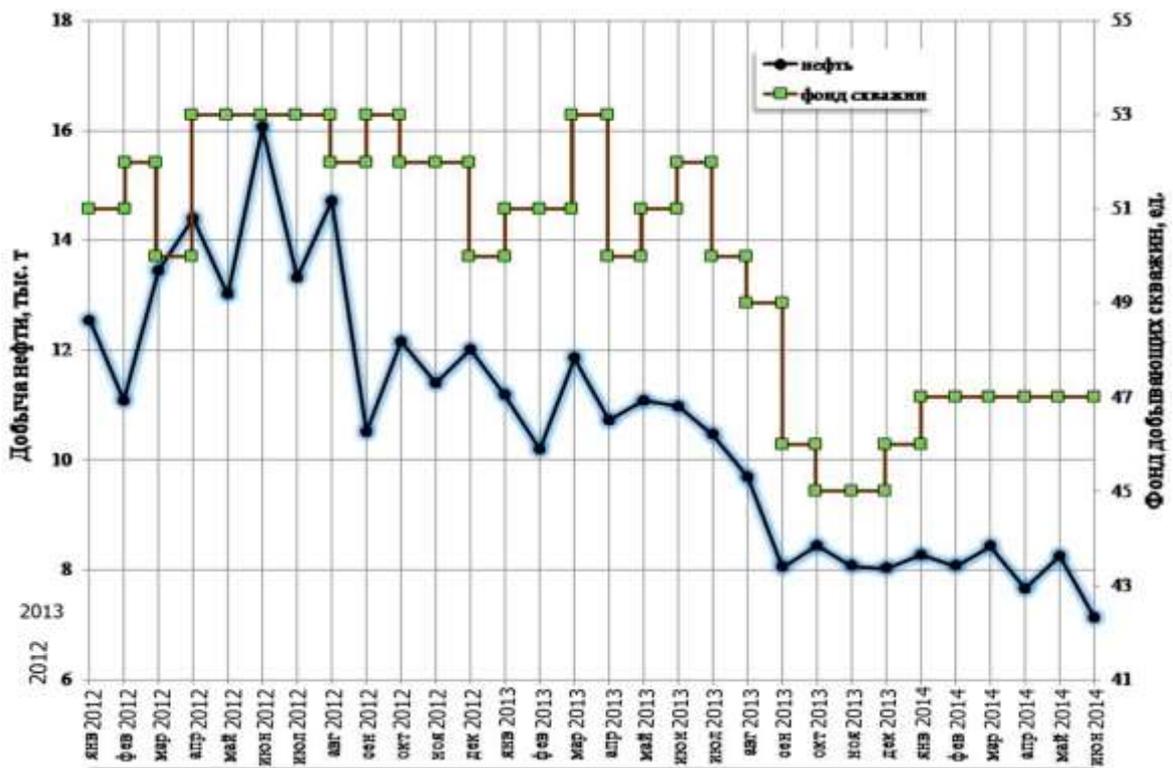


Рисунок 1.3 - Динамика месячного отбора нефти и количества нефтедобывающих скважин за период с 01.02.2012 г. по 01.01.2015 г.

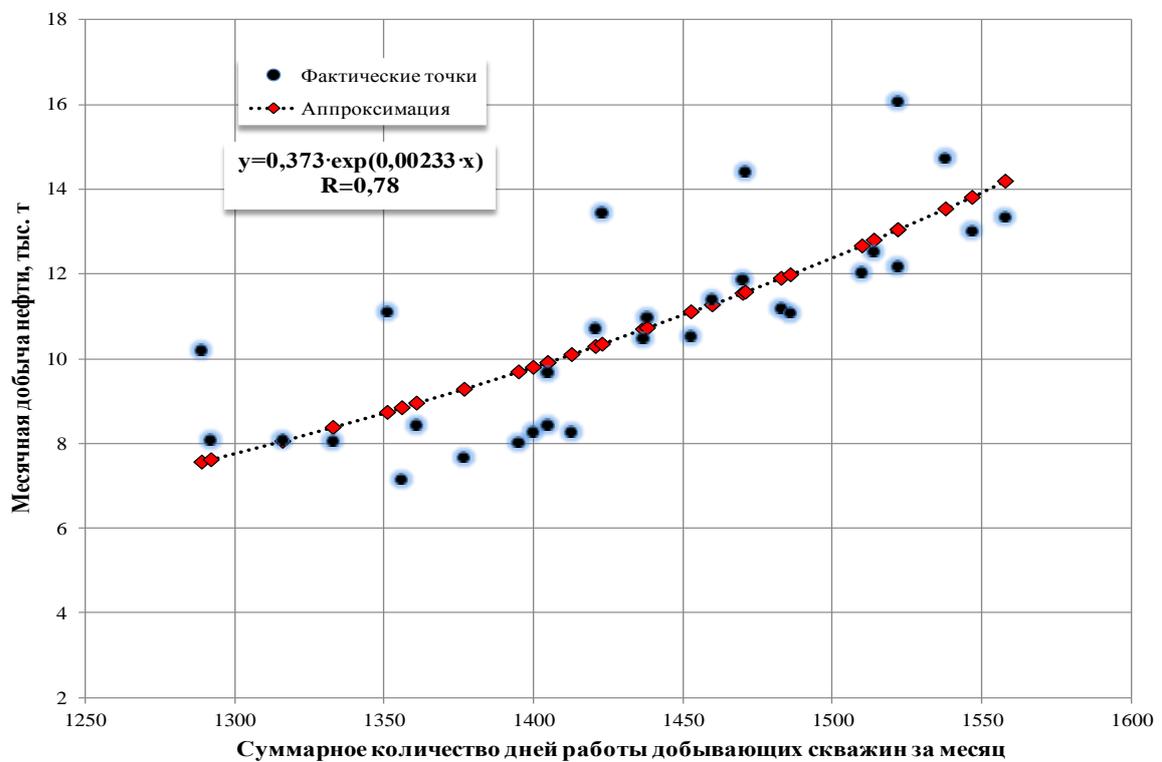


Рисунок 1.4 - Зависимость между месячным отбором нефти и суммарным количеством дней работы нефтедобывающих скважин

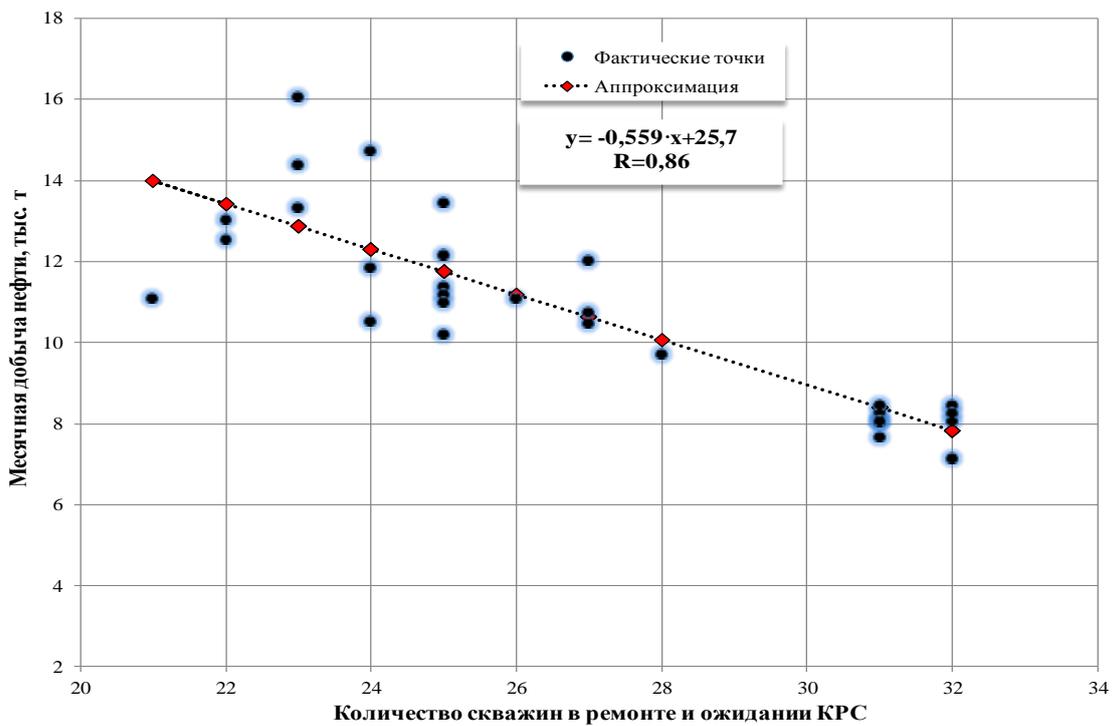


Рисунок 1.5 - Зависимость между месячным отбором нефти и количеством нефтедобывающих скважин, находящихся в ремонте и ожидании КРС

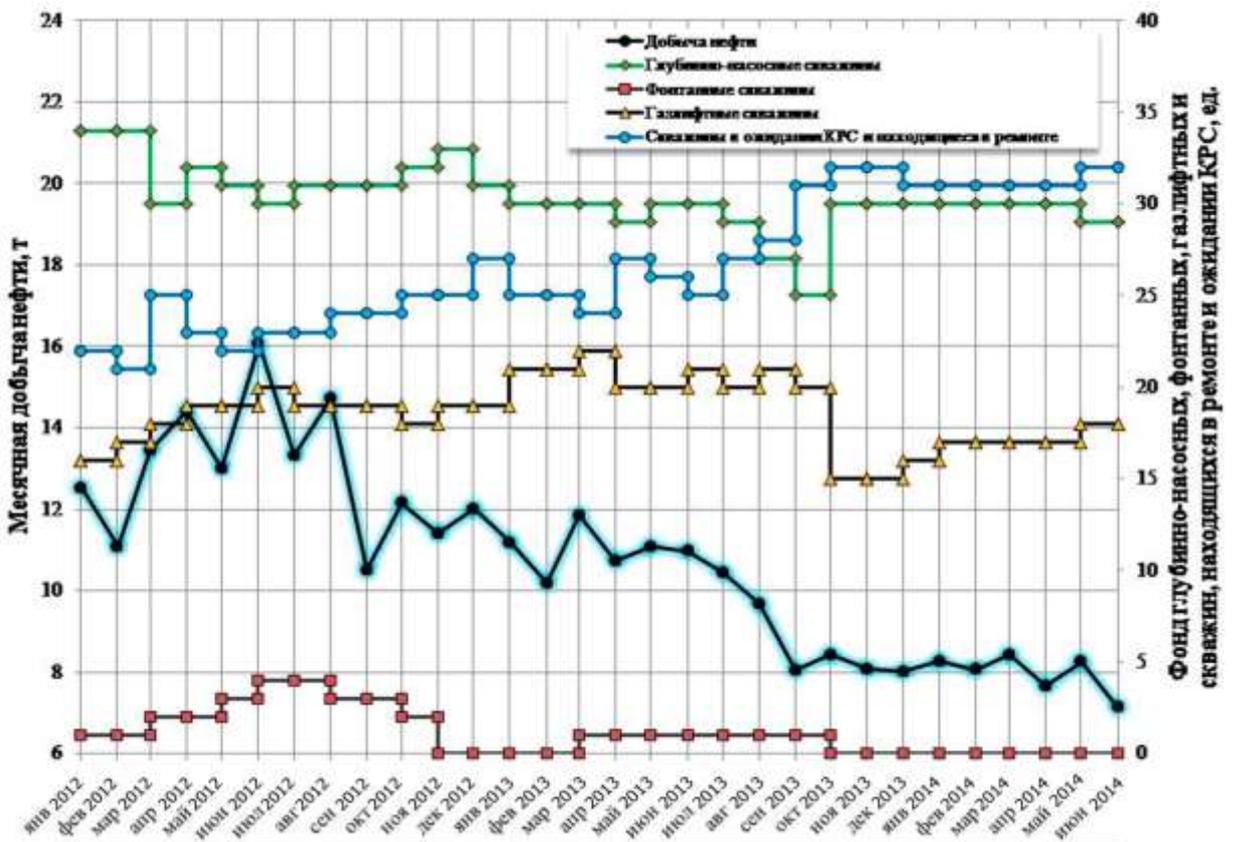


Рисунок 1.6 - Динамика месячного отбора нефти и категорий нефтедобывающих скважин

1.2.3. Характеристика системы воздействия на пласт

В целях поддержания пластового давления с 1980 г. на месторождении осуществляется закачка в пласт всего объема попутно добываемой воды и воды, дополнительно добываемой из пласта. В настоящее время под нагнетание воды задействованы 15 скважин №№ 17, 23, 24, 50, 58, 70, 72, 73, 74, 77, 78, 89, 90, 104, 114. При этом девять из них №№ 24, 58, 74, 77, 78, 89, 90, 104, 114 были переведены в нагнетательный фонд из нефтедобывающего фонда, из которого по различным факторам вести добычу нефти стало невозможным. [6]

Средний коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой воды за весь период с момента организации закачки воды составляет 1,12. Компенсация отбора закачкой по годам рассчитывалась по представленной формуле, основанной на уравнении баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

$$k = \frac{Q_{наг} \cdot b'_e}{(Q_n \cdot b_n + Q_e \cdot b'_e + Q_{ум}) \cdot m} \quad (1.1)$$

где k - коэффициент текущей компенсации отбора жидкости закачкой воды;

$Q_{наг}$ - объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях;

b_e - объемный коэффициент нагнетаемой воды;

b_n - объемный коэффициент нефти;

b'_e - объемный коэффициент извлекаемой воды;

Q_n - объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти);

Q_e - объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях;

$Q_{ум}$ - объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки), принимается равным 5 % от объема нагнетаемой воды;

m - коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на само излив, при порывах водоводов и по другим технологическим причинам. Обычно коэффициент $m = 1,1 - 1,15$.

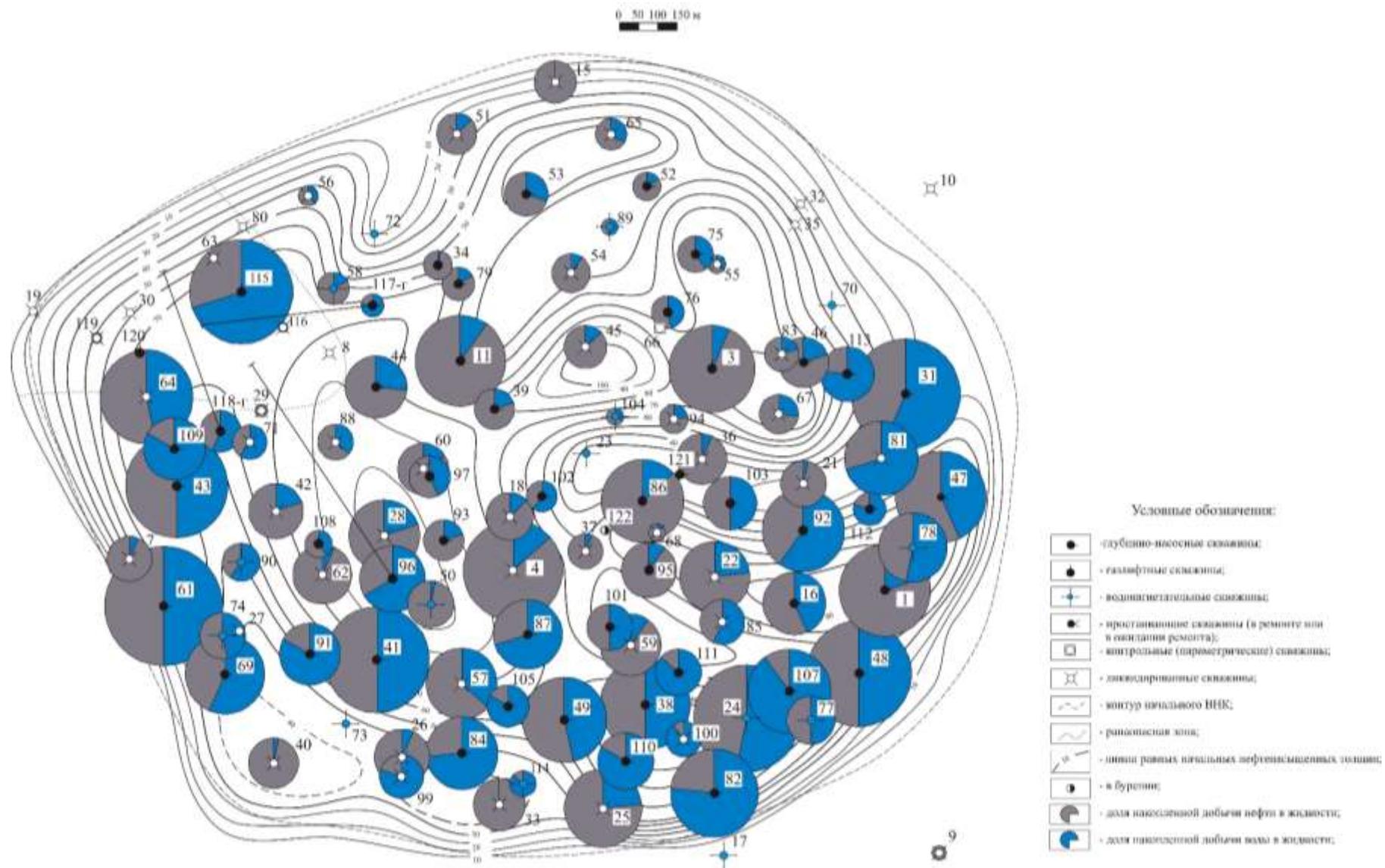
Текущий коэффициент компенсации отбора закачкой составляет 1,5. Несмотря на высокий коэффициент компенсации, на месторождении наблюдается снижение пластового давления, по отчетным данным в среднем на 1 кгс/см² в год.[8]

1.2.4. Анализ выработки запасов нефти

Для анализа показателей эксплуатации скважин и оценки текущего состояния разработки месторождения были построены карты разработки и текущего состояния разработки (рисунки 1.7-1.9). Степень выработки запасов нефти на 01.01.15 г. можно оценить исходя из карты остаточных удельных запасов нефти (рисунок 1.10).

На основании карты запасов и карты текущих остаточных нефтенасыщенных толщин (рисунок 1.11) можно сделать вывод, что большая часть остаточных запасов сосредоточена в центральной зоне и в северо-западной части месторождения. Наиболее выработанной зоной является юго-восточная часть залежи.

Анализируя значение обводненности и расчетного текущего положения ВНК (рисунок 1.2-1.13) можно сделать вывод, что центральная часть месторождения имеет обводненность до 60 %, краевая часть месторождения имеет обводненность выше 60 %. Практически половина фонда действующих скважин имеет обводненность свыше 80%.



Рисунки 1.7-Карта разработки по накопленной добычи жидкости (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

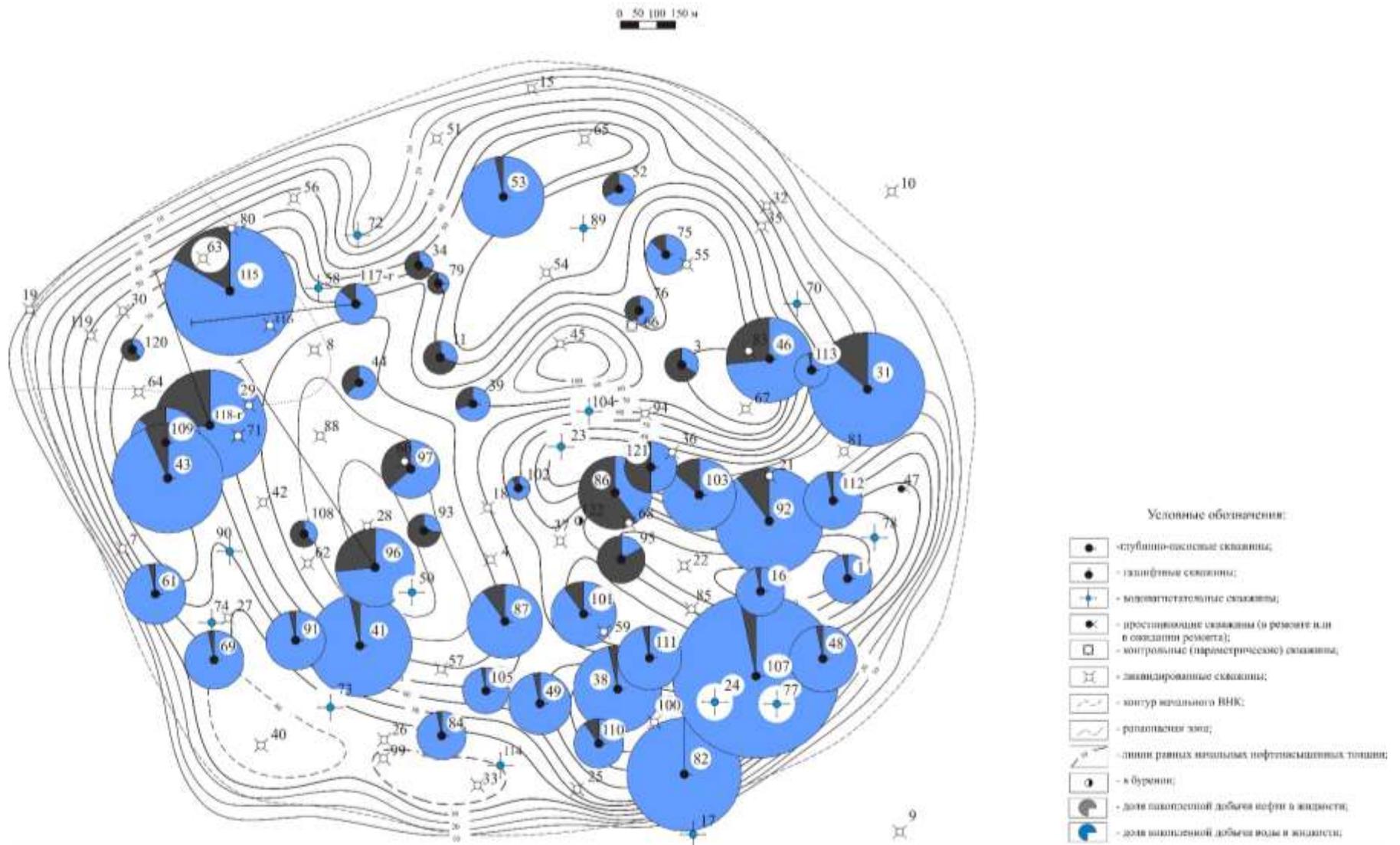


Рисунок 1.8-Карта текущего состояния разработки (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

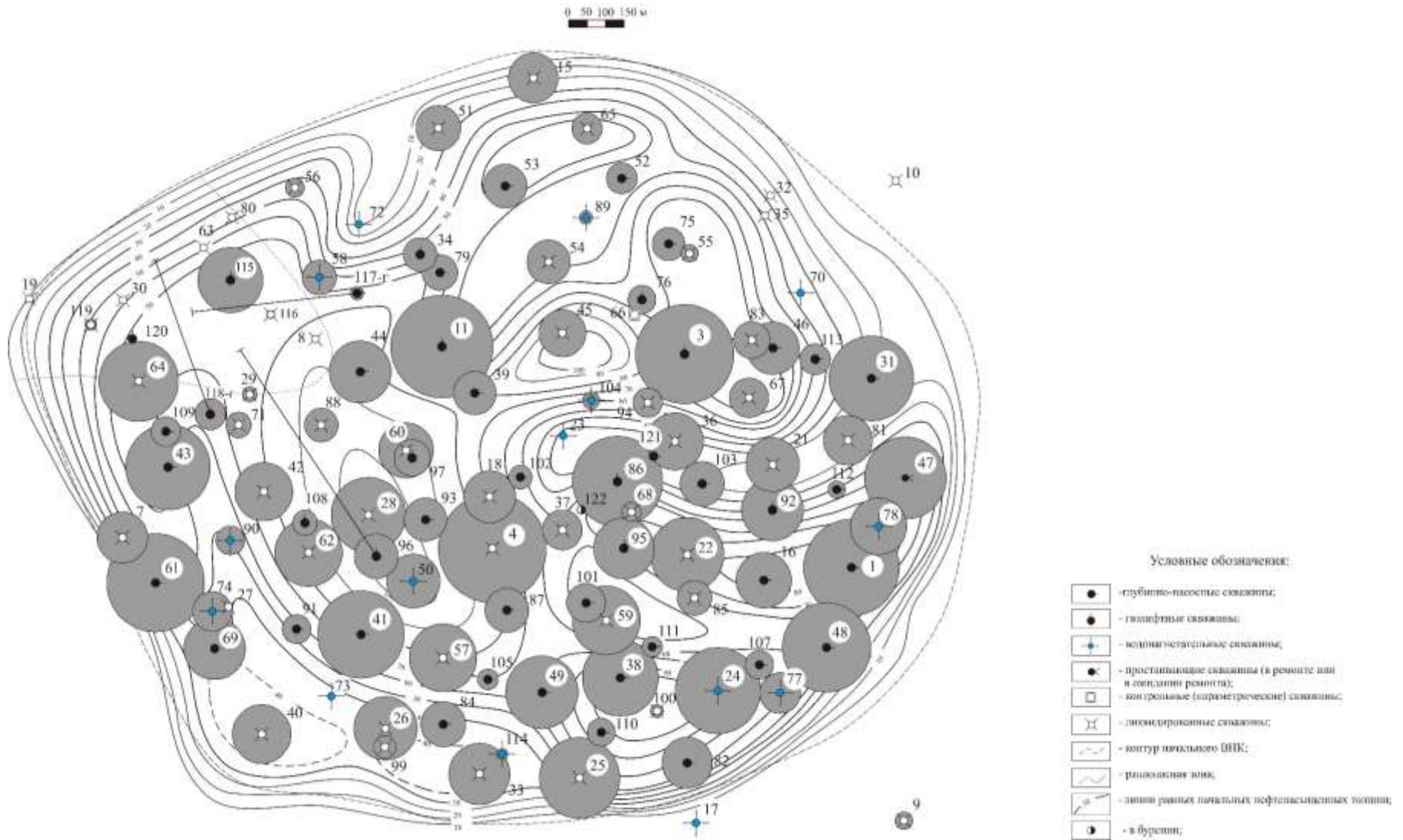


Рисунок 1.9-Карта разработки по накопленной добычи нефти (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

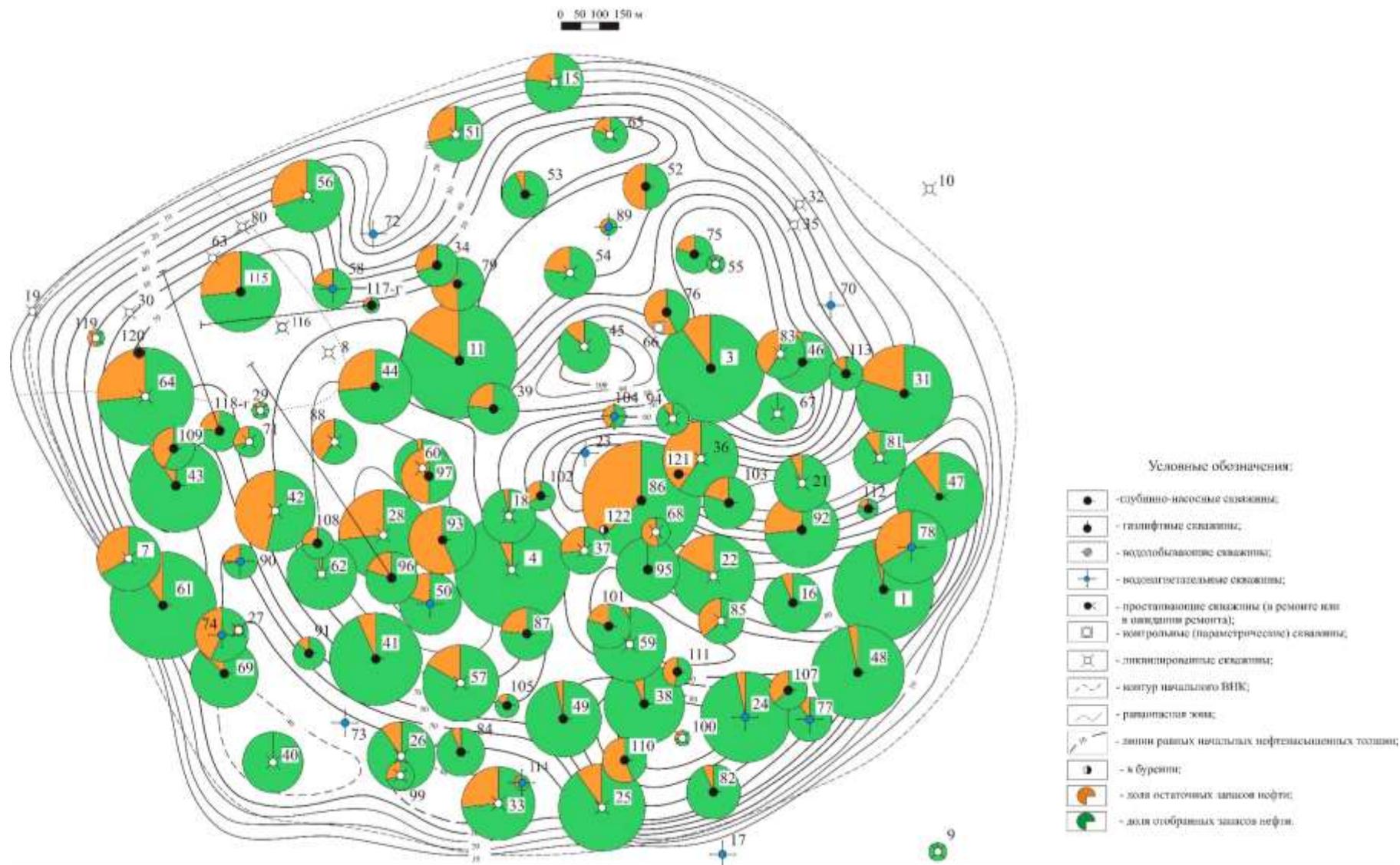


Рисунок 1.10-Карта выработанных нефтенасыщенных толщин (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

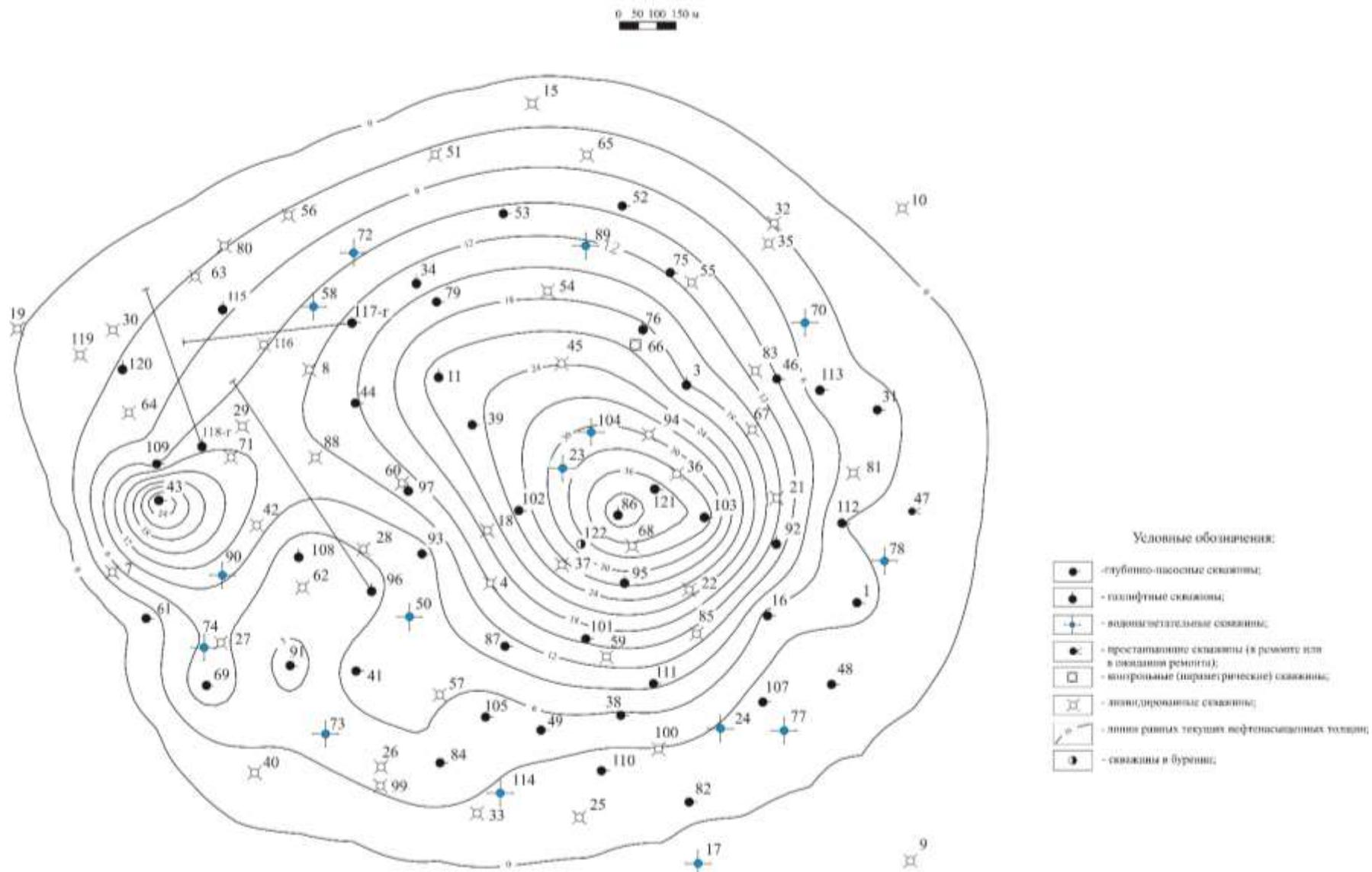


Рисунок 1.11-Карта текущих нефтенасыщенных толщин (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

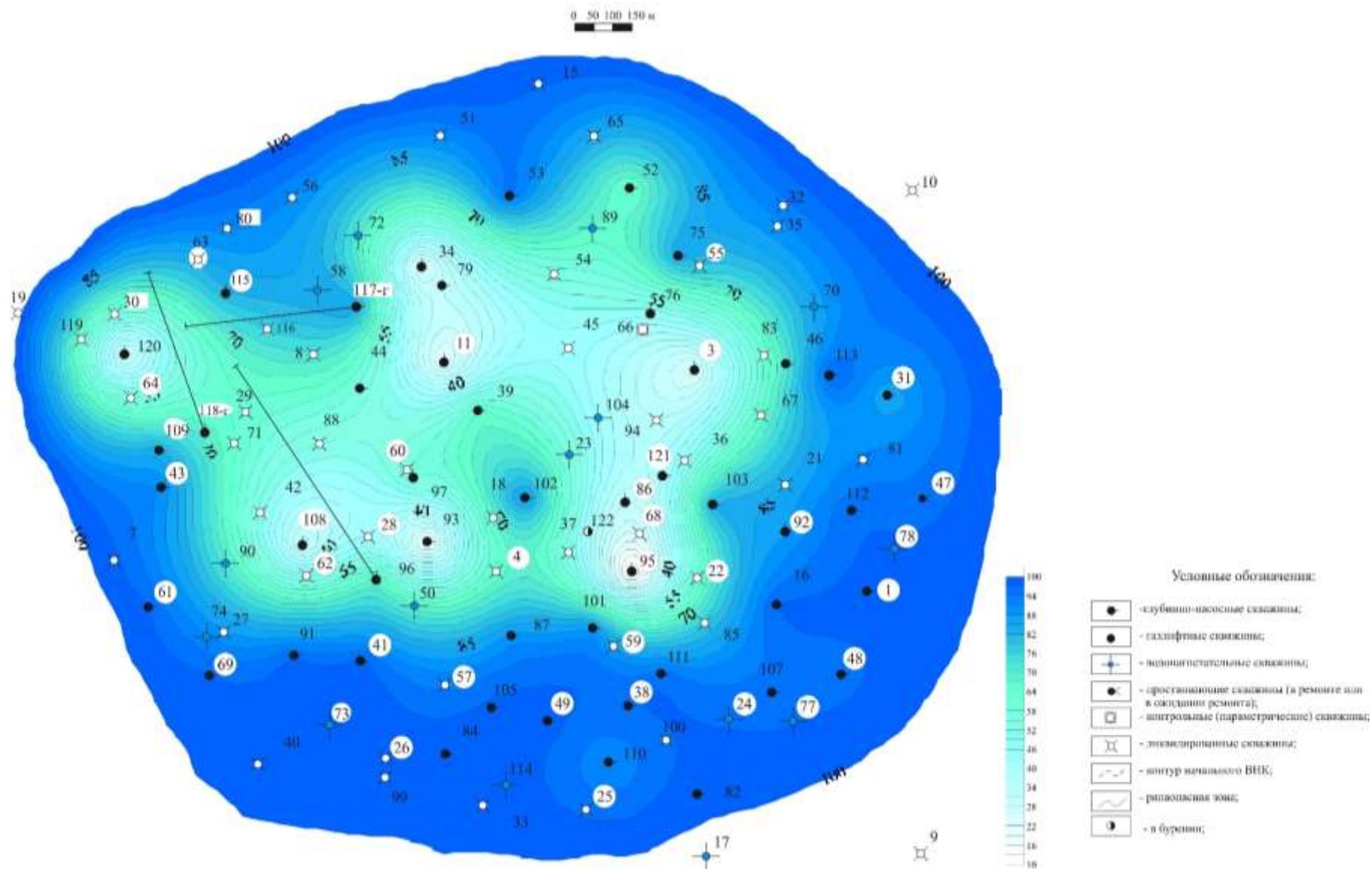


Рисунок 1.12-Карта обводнённости по действующим скважинам (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

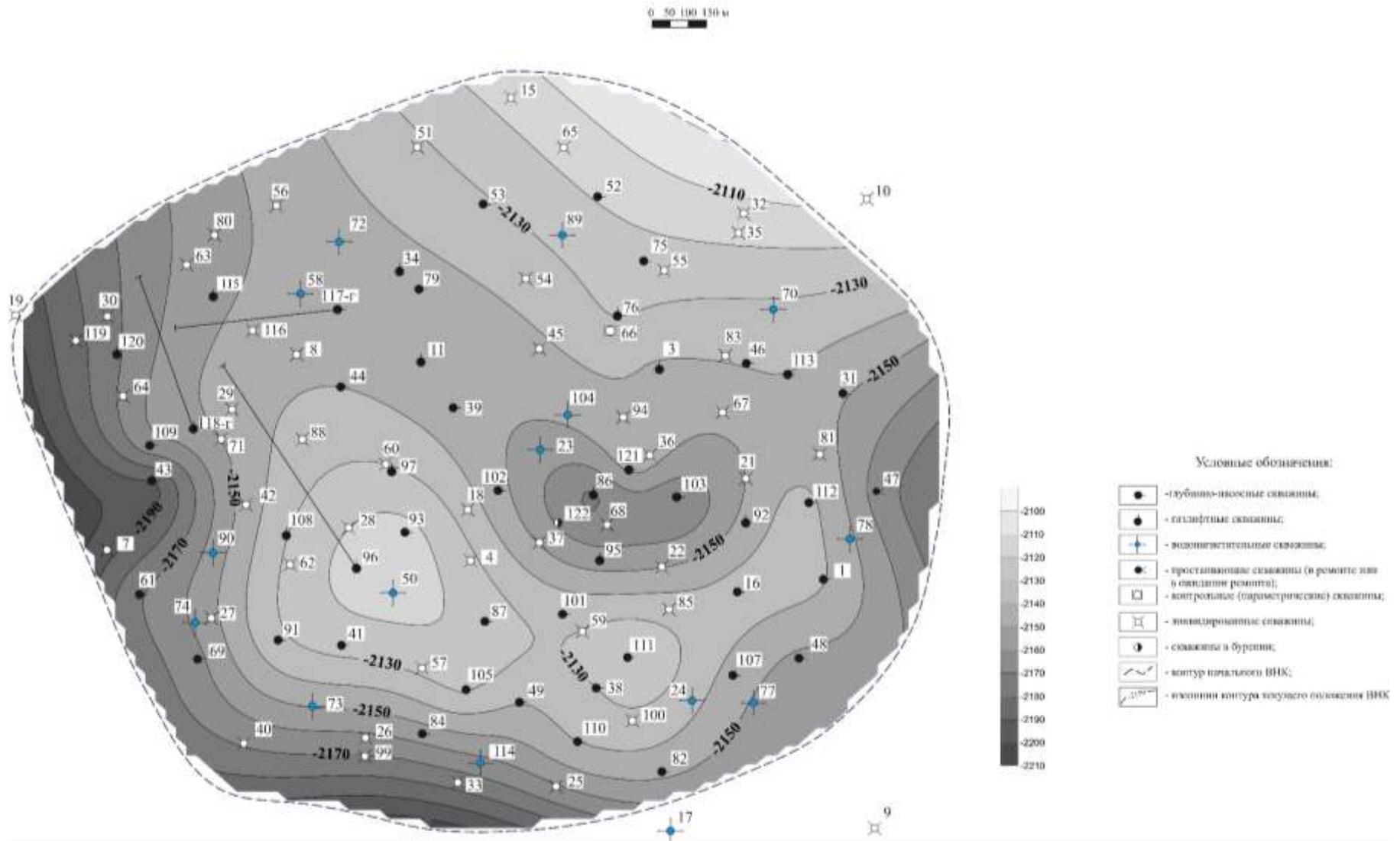


Рисунок 1.13 - Карта текущего положения ВНК (фонд скважин на 01.01.2015 г.)

Выводы к главе I:

В настоящее время на месторождении наблюдается снижение отборов нефти, которое происходит по следующим причинам:

- выбытие нефтедобывающих скважин в бездействующий фонд, в основном по причине роста обводненности, и, как следствие сокращение общего времени работы скважин;
- рост средней обводненности, в основном из-за прогрессивного увеличения объемов закачки воды (текущий коэффициент компенсации составляет 1,5). Данные показатели (обводненность и объемы закачки) хорошо коррелируются между собой (коэффициент корреляции составляет 0,86), т. е. увеличение закачки приводит к увеличению обводненности.

В связи со значительным количеством бездействующих скважин, на долю которых приходится 610,2 тыс. т не вовлеченных в разработку потенциально извлекаемых запасов нефти, в главе была проанализирована возможность прироста объемов добычи путем восстановления скважин бездействующего фонда.

Известно, что одним из путей решения проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии, является бурение боковых стволов с целью вовлечения в разработку остаточных запасов нефти или слабо дренируемых участков залежей.

Рекомендации по восстановлению скважин

По состоянию на 01.01.2015 г. в фонде скважин, подготовленных к ликвидации, числятся 32 скважины. Расчет остаточных дренируемых запасов по данным скважинам с использованием методики характеристик вытеснения показывает, что в данных скважинах имеется значительный потенциал для извлечения запасов. В таблице 1.3 приведена сводная таблица подсчета остаточных дренируемых запасов нефти по бездействующим скважинам. Суммарные остаточные дренируемые запасы составляют

610,2 тыс. т. В данной таблице также указана дата выбытия скважин из эксплуатации, среднемесячная обводненность на момент выбытия скважины, а также время простоя скважины по состоянию на 01.01.2015 г.

В настоящее время одним из путей решения проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, находящихся на поздней стадии, является бурение боковых стволов с целью вовлечения в разработку остаточных запасов нефти или слабо дренируемых участков залежей.

Таблица 1.3 - Характеристики бездействующих скважин на момент выбытия из эксплуатации

Номер скважины	Остаточные дренируемые запасы нефти, т	Дата выбытия скважины из эксплуатации	Среднемесячная обводненность на момент выбытия скважины, %	Время простоя скважины, лет
<u>4</u>	18254	Август 2008	79,1	3,9
<u>28</u>	59588	Февраль 2000	98,1	12,4
<u>45</u>	9942	Июль 2002	45,0	10,0
<u>54</u>	17922	Декабрь 2003	83,1	8,6
<u>62</u>	2434	Июнь 2007	58,0	5,1
<u>67</u>	551	Июль 2006	86,5	6,0
<u>71</u>	7628	Июнь 2009	86,1	3,1
<u>83</u>	25685	Декабрь 1993	11,0	18,6
<u>88</u>	22372	Январь 2007	75,0	5,5
<u>116</u>	245	Июнь 2001	98,9	11,1
18	2401	Январь 2004	12,2	8,5
21	5024	Октябрь 2008	50,8	3,8
22	30481	Декабрь 1999	32,0	12,6
25	19401	Март 2011	54,9	1,3
26	12359	Январь 2011	84,4	1,5
33	37886	Март 2001	87,0	11,3
36	61242	Июль 2008	98,0	4,0
40	590	Сентябрь 2010	99,0	1,8
42	79739	Март 2006	97,3	6,3
51	24158	Декабрь 1998	33,4	13,6
57	27562	Август 2008	99,6	3,9
59	11837	Декабрь 1998	11,9	13,6
60	3214	Июль 2011	96,0	1,0
64	71399	Август 2011	97,0	0,9
65	7351	Сентябрь 2008	37,6	3,8
68	11612	Июль 2009	81,0	3,0

81	6516	Август 2011	62,8	0,9
85	21347	Январь 2011	42,3	1,5
94	3200	Июнь 2011	98,0	1,1
99	6599	Сентябрь 2011	99,9	0,8
100	1615	Сентябрь 2011	95,8	0,8
Сумма	610153			

Примечание: Скважины, в которых проводилось бурение боковых стволов или радиальное бурение, выделены подчеркиванием

Для выбора скважин-кандидатов для бурения бокового ствола были проанализированы остаточные дренируемые запасы, приходящиеся на каждую скважину и время простоя скважины. Скважины, в которых производилось бурение бокового ствола (или радиальное вскрытие) при анализе не учитывались. Критериями выбора скважин явились время простоя скважины и остаточные запасы нефти. Во избежание фактора дренирования остаточных запасов нефти соседними скважинами, время простоя скважины было выбрано не более 10 лет. Критические остаточные запасы были приняты равными 10 тыс. т. Графически результаты анализа по выбору скважин-кандидатов представлены на (рисунке 1.14). Скважины, ограниченные выбранными критериями расположены в области IV.

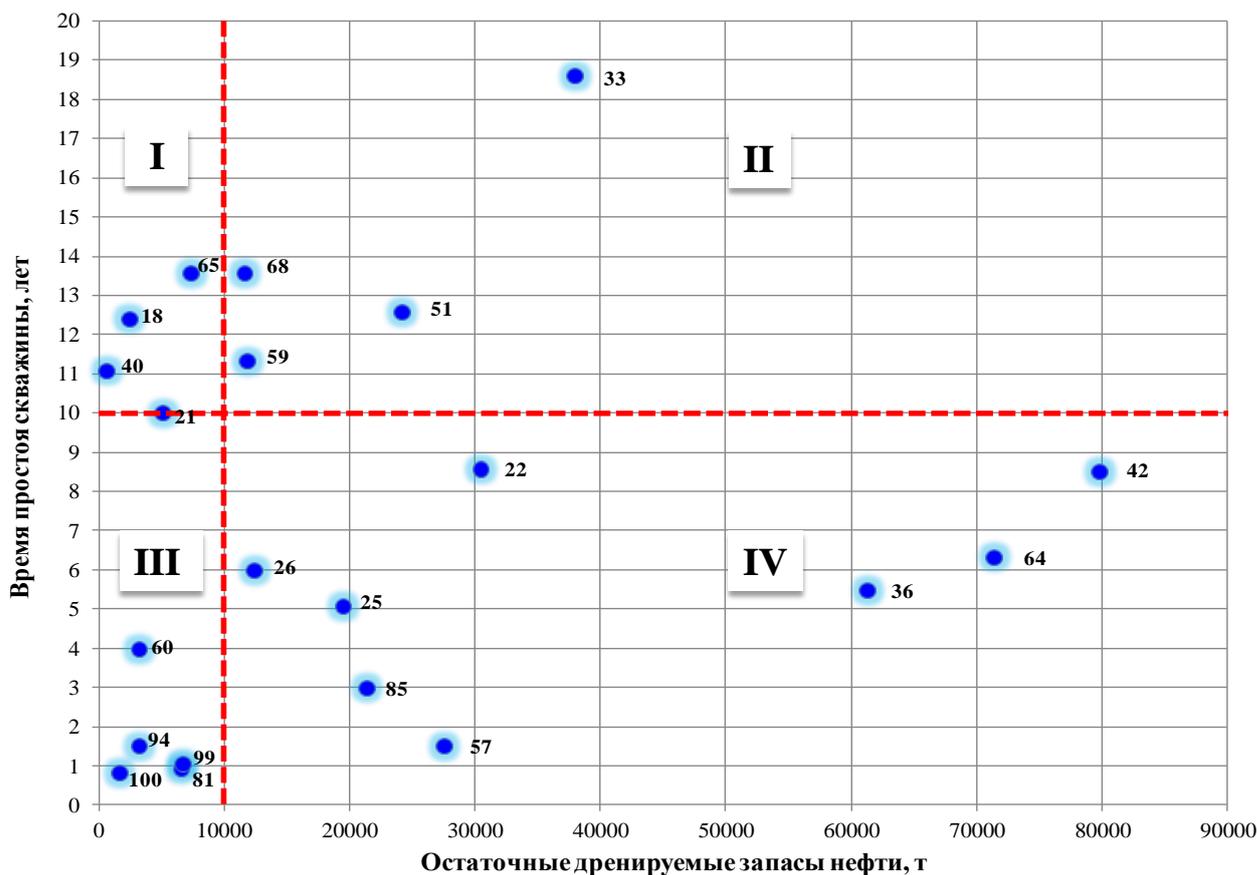


Рисунок 1.14 - Распределение бездействующих скважин по остаточным запасам нефти и времени простоя

Всего рекомендуется бурение боковых стволов в восьми выбранных скважинах (№№ 22, 25, 26, 36, 42, 57, 64, 85), которое является первоочередным. Следующим на очереди является бурения боковых стволов в скважинах, расположенных в области II. При этом обязательным условием при проведении бурения бокового ствола является получение данных о траектории ствола скважины в пространстве (данные инклинометрии).

ГЛАВА II. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК»

2.1. Технологические показатели вариантов разработки.

Во всех вариантах предлагается закачивать воду для поддержания пластового давления.

В 3 и 4 вариантах предусматривается бурение 6 вертикальных скважин. Скважины размещаются преимущественно в центральной части залежи в зоне с хорошими коллекторскими свойствами (рисунок 2.1). При всех вариантах эксплуатации месторождения максимальная добыча нефти - $92,9 \cdot 10^3$ т приходится на 2015 г.

Вариант 1 - эксплуатация месторождения предусматривается при сложившейся системе разработки, существующим фондом скважин и без мероприятий (таблица 2.1).

Разработка месторождения будет длиться 69 лет, при этом утвержденные извлекаемые запасы нефти будут извлечены на 97,9 %. Общая накопленная добыча нефти составит $8845 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $443,3 \cdot 10^6$ м³.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

Вариант 2 - разрабатывать месторождение предусматривается при сложившейся системе разработки, существующим фондом скважин и с основными мероприятиями (таблица 2.2). С 2015 года предусматривается полный переход всех газлифтных скважин на ШГН. Общая накопленная добыча нефти составит $8932 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $449,7 \cdot 10^6$ м³.

Разработка залежи будет длиться 57 лет, при этом утвержденные извлекаемые запасы нефти будут извлечены на 98,9 %.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

Вариант 3 - разработка месторождения предполагается та же, что и в варианте 2 с дополнительным бурением 7 скважин (таблица 2.3).

Общая накопленная добыча нефти составит $9047 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $449,7 \cdot 10^6$ м³.

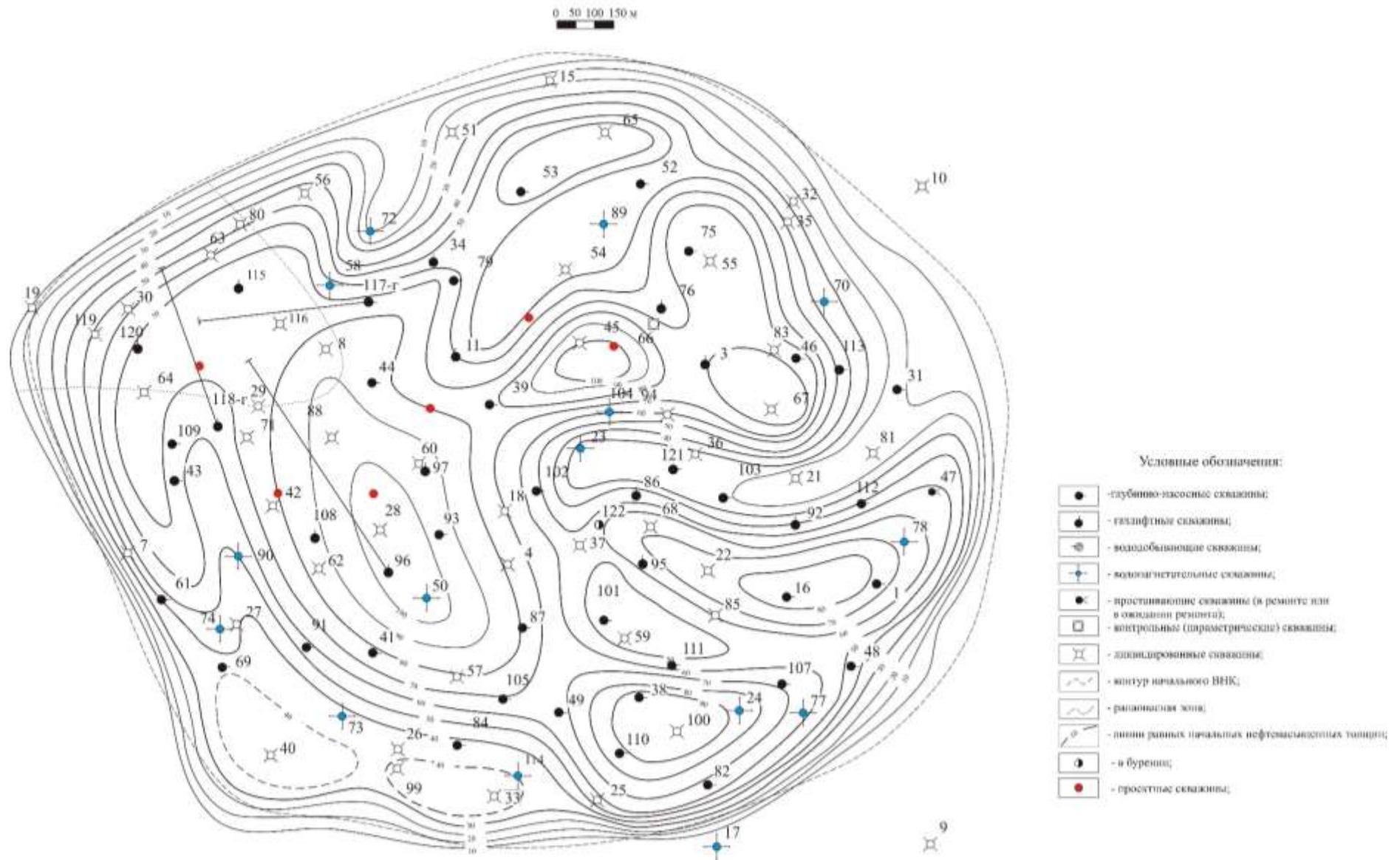


Рисунок 2.1 - План расположения проектных скважин по вариантам 3 и 4

Таблица 2.1 - Проектные показатели разработки месторождения Северный Уртабулак варианта 1

Годы	Добыча, тыс. т.						Обводненность, %	КИН	Закачка воды, тыс. м ³		Фонд скважин			Дебит, т/сут		Среднее пластовое давление, МПа	Добыча нефтяного газа, млн. м ³	
	нефти		воды		жидкости				текущая	накопленная	всего	ППН	Газлифтные	нефти	жидкости		текущая	накопленная
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2012	92,9	7919	356,8	6164	449,7	14084	79,3	0,436	765	20300	47	33	14	289,4	1370,6	16,3	6,9	375
2013	83,1	8003	327,2	6667	410,3	14669	79,7	0,441	697	20997	41	27	14	258,3	1247,4	16,2	6,1	381,0
2014	74,9	8077	317,9	7177	392,8	15255	80,9	0,445	668	21665	41	27	14	232,4	1193,2	16,1	5,5	386,5
2015	66,2	8144	303,5	7697	369,7	15841	82,1	0,449	629	22293	41	27	14	210,5	1143,7	15,9	4,9	391,4
2016	60,1	8204	294,9	8224	355,0	16427	83,1	0,452	604	22897	41	27	14	191,0	1097,6	15,8	4,5	395,9
2017	54,8	8259	286,5	8756	341,3	17014	83,9	0,455	580	23477	41	27	14	173,8	1054,6	15,7	4,1	399,9
2018	50,0	8309	278,4	9293	328,4	17601	84,8	0,458	558	24035	41	27	14	158,5	1014,2	15,6	3,7	403,6
2019	45,3	8354	263,8	9835	309,1	18189	85,3	0,460	525	24561	38	24	14	143,4	953,5	15,5	3,4	407,0
2020	41,3	8395	254,7	10381	296,0	18776	86,0	0,462	503	25064	37	23	14	130,8	913,0	15,4	3,1	410,1
2021	37,9	8433	247,9	10931	285,8	19364	86,7	0,464	486	25550	37	23	14	119,9	881,4	15,3	2,8	412,9
2022	34,9	8468	241,2	11485	276,1	19953	87,4	0,466	469	26019	37	23	14	110,1	851,1	15,2	2,6	415,4
2023	31,9	8500	232,5	12041	264,5	20541	87,9	0,468	450	26469	36	22	14	100,8	815,0	15,1	2,4	417,8
2024	29,3	8529	224,8	12601	254,1	21130	88,5	0,470	432	26901	35	21	14	92,3	782,9	15,0	2,2	420,0
2025	27,0	8556	218,8	13163	245,7	21719	89,0	0,471	418	27318	35	21	14	85,1	757,1	14,9	2,0	422,0
2026	24,8	8581	206,1	13727	230,9	22308	89,3	0,473	393	27711	34	21	13	78,1	711,4	14,9	1,8	423,8
2027	22,8	8604	199,2	14294	222,0	22898	89,7	0,474	377	28088	33	20	13	71,7	683,7	14,8	1,7	425,5
2028	20,9	8625	191,7	14863	212,6	23487	90,2	0,475	361	28450	32	19	13	65,8	654,7	14,7	1,5	427,0
2029	19,2	8644	185,0	15433	204,3	24077	90,6	0,476	347	28797	31	19	12	60,5	629,0	14,7	1,4	428,4
2030	17,8	8662	180,0	16006	197,8	24667	91,0	0,477	336	29133	31	19	12	56,0	609,1	14,6	1,3	429,8
2031	16,4	8678	171,0	16580	187,4	25258	91,3	0,478	319	29452	30	19	11	51,5	576,8	14,5	1,2	431,0
2032	15,2	8693	166,3	17155	181,5	25848	91,6	0,479	309	29760	30	19	11	47,8	558,8	14,5	1,1	432,1
2033	13,8	8707	157,1	17732	170,9	26439	91,9	0,480	291	30051	28	17	11	43,4	526,0	14,4	1,0	433,1
2034	12,4	8719	144,3	18310	156,7	27030	92,1	0,480	266	30317	25	14	11	39,0	482,1	14,3	0,9	434,0
2035	11,4	8731	136,7	18890	148,1	27620	92,3	0,481	252	30569	24	14	10	35,8	455,7	14,3	0,8	434,9
2036	10,5	8741	128,2	19470	138,7	28212	92,4	0,481	236	30805	23	13	10	32,9	426,7	14,3	0,8	435,7

Продолжение Таблицы 2.1

2037	9,8	8751	124,8	20052	134,6	28803	92,7	0,482	229	31034	23	13	10	30,7	413,9	14,2	0,7	436,4
2038	9,0	8760	119,2	20634	128,1	29394	93,0	0,482	218	31251	22	12	10	28,2	394,1	14,2	0,7	437,1
2039	8,4	8768	116,0	21217	124,4	29986	93,3	0,483	212	31463	22	12	10	26,3	382,6	14,1	0,6	437,7
2040	7,5	8776	107,3	21801	114,8	30577	93,4	0,483	195	31658	20	11	9	23,6	352,8	14,1	0,6	438,2
2041	7,1	8783	104,7	22386	111,7	31169	93,7	0,484	190	31848	20	11	9	22,1	343,2	14,0	0,5	438,8
2042	6,2	8789	92,2	22971	98,4	31761	93,7	0,484	167	32015	17	9	8	19,3	302,2	14,0	0,5	439,2
2043	5,6	8795	89,3	23558	94,9	32353	94,1	0,484	161	32177	16	8	8	17,5	291,5	14,0	0,4	439,6
2044	5,1	8800	75,3	24145	80,4	32945	93,6	0,485	137	32313	15	8	7	16,0	246,7	14,0	0,4	440,0
2045	4,8	8805	73,5	24732	78,3	33537	93,9	0,485	133	32447	15	8	7	15,0	240,4	13,9	0,4	440,4
2046	4,2	8809	64,3	25320	68,5	34129	93,9	0,485	116	32563	13	7	6	13,1	210,0	13,9	0,3	440,7
2047	3,8	8813	60,7	25908	64,5	34721	94,1	0,485	110	32673	12	6	6	11,8	197,7	13,9	0,3	440,9
2048	3,4	8816	56,5	26497	59,9	35313	94,3	0,486	102	32774	11	5	6	10,6	183,6	13,9	0,3	441,2
2049	3,0	8819	54,2	27086	57,2	35905	94,7	0,486	97	32872	10	4	6	9,5	175,4	13,8	0,2	441,4
2050	2,7	8822	49,0	27676	51,7	36498	94,8	0,486	88	32960	9	4	5	8,4	158,6	13,8	0,2	441,6
2051	2,5	8824	48,0	28266	50,5	37090	95,0	0,486	86	33045	9	4	5	7,9	154,8	13,8	0,2	441,8
2052	2,1	8826	40,1	28856	42,2	37683	95,1	0,486	72	33117	7	3	4	6,5	129,5	13,8	0,2	442,0
2053	1,7	8828	26,9	29447	28,6	38275	94,2	0,486	49	33166	5	2	3	5,2	87,4	13,8	0,1	442,1
2054	1,4	8830	22,9	30038	24,3	38868	94,2	0,486	41	33207	4	1	3	4,4	74,2	13,8	0,1	442,2
2055	1,3	8831	22,5	30629	23,9	39460	94,4	0,486	41	33248	4	1	3	4,2	72,9	13,8	0,1	442,3
2056	1,1	8832	18,7	31221	19,8	40053	94,4	0,486	34	33281	3		3	3,5	60,3	13,8	0,1	442,4
2057	1,1	8833	18,5	31812	19,6	40645	94,6	0,486	33	33315	3		3	3,3	59,6	13,8	0,1	442,4
2058	1,0	8834	18,4	32404	19,4	41238	94,8	0,487	33	33347	3		3	3,1	59,0	13,7	0,1	442,5
2059	1,0	8835	18,2	32995	19,2	41830	95,0	0,487	33	33380	3		3	3,0	58,4	13,7	0,1	442,6
2060	0,8	8836	10,3	33587	11,1	42423	93,2	0,487	19	33399	2		2	2,3	33,7	13,7	0,1	442,7
2061	0,7	8836	10,3	34179	11,0	43016	93,5	0,487	19	33418	2		2	2,2	33,5	13,7	0,1	442,7
2062	0,7	8837	10,3	34771	11,0	43608	93,7	0,487	19	33436	2		2	2,1	33,3	13,7	0,1	442,8
2063	0,7	8838	10,2	35363	10,9	44201	94,0	0,487	19	33455	2		2	2,0	33,1	13,7	0,0	442,8
2064	0,6	8838	10,2	35955	10,8	44794	94,2	0,487	18	33473	2		2	1,9	32,9	13,7	0,0	442,8
2065	0,6	8839	10,2	36547	10,8	45386	94,4	0,487	18	33492	2		2	1,9	32,7	13,7	0,0	442,9
2066	0,6	8840	10,1	37139	10,7	45979	94,6	0,487	18	33510	2		2	1,8	32,5	13,7	0,0	442,9
2067	0,5	8840	10,1	37731	10,6	46572	94,8	0,487	18	33528	2		2	1,7	32,4	13,7	0,0	443,0
2068	0,5	8841	10,1	38324	10,6	47164	95,0	0,487	18	33546	2		2	1,6	32,2	13,7	0,0	443,0

Продолжение Таблицы 2.1

2069	0,5	8841	10,0	38916	10,5	47757	95,2	0,487	18	33564	2		2	1,6	32,0	13,7	0,0	443,1
2070	0,5	8842	10,0	39508	10,5	48350	95,4	0,487	18	33581	2		2	1,5	31,8	13,7	0,0	443,1
2071	0,5	8842	9,9	40100	10,4	48942	95,6	0,487	18	33599	2		2	1,4	31,6	13,7	0,0	443,1
2072	0,4	8843	9,9	40693	10,3	49535	95,7	0,487	18	33617	2		2	1,4	31,4	13,7	0,0	443,2
2073	0,4	8843	9,9	41285	10,3	50128	95,9	0,487	17	33634	2		2	1,3	31,3	13,7	0,0	443,2
2074	0,4	8843	9,8	41877	10,2	50721	96,0	0,487	17	33652	2		2	1,3	31,1	13,7	0,0	443,2
2075	0,4	8844	9,8	42470	10,2	51313	96,2	0,487	17	33669	2		2	1,2	30,9	13,7	0,0	443,2
2076	0,4	8844	9,7	43062	10,1	51906	96,3	0,487	17	33686	2		2	1,2	30,7	13,7	0,0	443,3
2077	0,2	8844	8,5	43655	8,7	52499	97,8	0,487	15	33701	1		1	0,6	26,5	13,7	0,0	443,3
2078	0,2	8845	8,5	44247	8,7	53092	97,9	0,487	15	33716	1		1	0,6	26,4	13,7	0,0	443,3
2079	0,2	8845	8,4	44840	8,6	53685	98,0	0,487	15	33730	1		1	0,5	26,2	13,7	0,0	443,3
2080	0,2	8845	8,4	45433	8,6	54277	98,1	0,487	15	33745	1		1	0,5	26,0	13,7	0,0	443,3

Таблица 2.2 - Проектные показатели разработки месторождения Северный Уртабулак варианта 2

Годы	Добыча, тыс. т.						Обводненность, %	КИН	Закачка воды, тыс. м3		Фонд скважин			Дебит, т/сут		Среднее пластовое давление, МПа	Добыча нефтяного газа, млн. м3	
	нефти		воды		жидкости				текущая	накопленная	всего	ШГН	Газлифтные	нефти	жидкости		текущая	накопленная
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
2012	93,0	7920	313,5	5579	406,5	13499	77,1	0,436	691	20226	47	33	14	289,4	1237,6	16,4	6,9	375
2013	87,4	8007	316,7	5896	404,1	13903	78,4	0,441	687	20913	47	33	14	271,9	1230,6	16,2	6,5	381,3
2014	79,2	8087	312,2	6208	391,4	14295	79,8	0,445	665	21578	47	33	14	246,0	1191,0	16,1	5,9	387,2
2015	72,0	8158	300,7	6509	372,7	14667	80,7	0,449	634	22212	47	47		228,9	1153,0	16,0	5,3	392,5
2016	66,5	8225	294,4	6803	361,0	15028	81,6	0,453	614	22826	47	47		211,7	1115,9	15,8	4,9	397,4
2017	63,3	8288	300,4	7104	363,6	15392	82,6	0,456	618	23444	47	47		202,7	1124,6	15,7	4,7	402,1
2018	58,8	8347	300,5	7404	359,2	15751	83,6	0,460	611	24055	47	47		188,0	1110,4	15,6	4,3	406,5
2019	53,4	8400	295,6	7700	349,0	16100	84,7	0,463	593	24648	46	46		170,5	1077,8	15,5	4,0	410,4
2020	51,0	8451	318,0	8018	369,0	16469	86,2	0,465	627	25275	46	46		162,9	1144,1	15,3	3,8	414,2
2021	47,0	8498	314,4	8332	361,4	16831	87,0	0,468	614	25889	46	46		150,5	1120,7	15,2	3,5	417,7
2022	44,9	8543	319,1	8651	364,1	17195	87,7	0,471	619	26508	44	44		144,6	1129,9	15,1	3,3	421,0

Продолжение Таблицы 2.2

2023	42,0	8585	319,7	8971	361,8	17556	88,4	0,473	615	27123	42	42		135,2	1122,8	15,0	3,1	424,1
2024	37,2	8623	305,7	9277	342,8	17899	89,2	0,475	583	27706	41	41		119,3	1063,5	14,8	2,7	426,8
2025	35,5	8658	309,3	9586	344,8	18244	89,7	0,477	586	28292	40	40		114,4	1069,4	14,7	2,6	429,5
2026	32,5	8691	294,2	9880	326,7	18571	90,1	0,479	555	28848	38	38		104,7	1017,9	14,6	2,4	431,9
2027	30,1	8721	287,2	10167	317,2	18888	90,5	0,480	539	29387	37	37		97,0	987,1	14,5	2,2	434,1
2028	28,1	8749	285,2	10452	313,3	19201	91,0	0,482	533	29919	34	34		91,1	977,1	14,4	2,1	436,2
2029	24,8	8774	269,3	10722	294,1	19495	91,6	0,483	500	30419	33	33		80,1	916,1	14,3	1,8	438,0
2030	21,9	8795	257,7	10980	279,6	19775	92,2	0,484	475	30895	33	33		70,7	870,1	14,2	1,6	439,6
2031	20,3	8816	259,8	11239	280,1	20055	92,7	0,486	476	31371	32	32		66,5	871,3	14,1	1,5	441,1
2032	18,5	8834	247,6	11487	266,1	20321	93,0	0,487	452	31823	32	32		61,0	826,9	14,0	1,4	442,5
2033	16,2	8850	235,7	11723	251,9	20573	93,6	0,487	428	32251	29	29		53,1	781,1	13,9	1,2	443,7
2034	13,1	8863	206,3	11929	219,4	20792	94,0	0,488	373	32624	24	24		42,8	680,0	13,8	1,0	444,7
2035	11,4	8875	199,3	12128	210,7	21003	94,6	0,489	358	32982	23	23		37,1	653,3	13,8	0,8	445,5
2036	9,3	8884	183,7	12312	193,1	21196	95,2	0,489	328	33311	20	20		30,4	598,2	13,7	0,7	446,2
2037	8,6	8893	183,6	12496	192,2	21388	95,5	0,490	327	33637	20	20		28,2	595,2	13,6	0,6	446,8
2038	6,9	8900	145,6	12641	152,5	21541	95,5	0,490	259	33897	17	17		22,7	472,0	13,6	0,5	447,3
2039	5,8	8906	137,9	12779	143,7	21685	95,9	0,490	244	34141	16	16		19,0	444,3	13,5	0,4	447,8
2040	4,8	8910	114,1	12893	118,8	21803	96,0	0,491	202	34343	14	14		15,5	366,9	13,4	0,4	448,1
2041	4,0	8914	101,2	12994	105,3	21909	96,2	0,491	179	34522	13	13		13,0	324,9	13,4	0,3	448,4
2042	3,1	8917	82,7	13077	85,7	21994	96,4	0,491	146	34668	10	10		9,9	263,6	13,4	0,2	448,7
2043	2,5	8920	76,2	13153	78,7	22073	96,8	0,491	134	34802	9	9		8,2	242,1	13,3	0,2	448,8
2044	1,8	8922	62,4	13216	64,2	22137	97,2	0,491	109	34911	6	6		5,8	197,3	13,3	0,1	449,0
2045	1,3	8923	40,2	13256	41,5	22179	96,8	0,491	71	34981	4	4		4,2	127,5	13,3	0,1	449,1
2046	1,1	8924	28,2	13284	29,3	22208	96,4	0,491	50	35031	3	3		3,4	89,9	13,3	0,1	449,2
2047	0,8	8925	21,7	13306	22,5	22231	96,4	0,492	38	35070	2	2		2,6	68,8	13,3	0,1	449,2
2048	0,7	8926	21,5	13327	22,3	22253	96,7	0,492	38	35107	2	2		2,3	67,9	13,3	0,1	449,3
2049	0,7	8926	21,3	13349	22,0	22275	96,9	0,492	37	35145	2	2		2,1	67,0	13,3	0,1	449,3
2050	0,6	8927	21,0	13370	21,7	22297	97,1	0,492	37	35182	2	2		2,0	66,1	13,2	0,0	449,4
2051	0,6	8928	20,8	13391	21,4	22318	97,3	0,492	36	35218	2	2		1,8	65,2	13,2	0,0	449,4
2052	0,5	8928	20,6	13411	21,1	22339	97,5	0,492	36	35254	2	2		1,7	64,4	13,2	0,0	449,4
2053	0,5	8929	20,3	13431	20,8	22360	97,7	0,492	35	35289	2	2		1,5	63,5	13,2	0,0	449,5
2054	0,5	8929	20,1	13452	20,5	22381	97,8	0,492	35	35324	2	2		1,4	62,7	13,2	0,0	449,5
2055	0,4	8929	19,9	13471	20,3	22401	97,9	0,492	34	35359	2	2		1,3	61,9	13,2	0,0	449,5

Продолжение Таблицы 2.2

2056	0,3	8930	1,8	13473	2,0	22403	87,5	0,492	3	35362	1	1		0,8	6,2	13,2	0,0	449,6
2057	0,2	8930	1,8	13475	2,0	22405	87,9	0,492	3	35366	1	1		0,8	6,2	13,2	0,0	449,6
2058	0,2	8930	1,8	13477	2,0	22407	88,2	0,492	3	35369	1	1		0,7	6,1	13,2	0,0	449,6
2059	0,2	8930	1,8	13478	2,0	22409	88,6	0,492	3	35372	1	1		0,7	6,1	13,2	0,0	449,6
2060	0,2	8931	1,8	13480	2,0	22411	88,9	0,492	3	35376	1	1		0,7	6,1	13,2	0,0	449,6
2061	0,2	8931	1,8	13482	2,0	22413	89,2	0,492	3	35379	1	1		0,7	6,0	13,2	0,0	449,7
2062	0,2	8931	1,8	13484	2,0	22415	89,6	0,492	3	35382	1	1		0,6	6,0	13,2	0,0	449,7
2063	0,2	8931	1,8	13486	2,0	22417	89,9	0,492	3	35386	1	1		0,6	6,0	13,2	0,0	449,7
2064	0,2	8931	1,8	13487	2,0	22419	90,2	0,492	3	35389	1	1		0,6	5,9	13,2	0,0	449,7
2065	0,2	8932	1,8	13489	1,9	22421	90,5	0,492	3	35392	1	1		0,6	5,9	13,2	0,0	449,7
2066	0,2	8932	1,8	13491	1,9	22423	90,5	0,492	3	35396	1	1		0,6	5,9	13,2	0,0	449,7
2067	0,2	8932	1,8	13493	1,9	22425	91,0	0,492	3	35399	1	1		0,5	5,9	13,2	0,0	449,7
2068	0,2	8932	1,7	13494	1,9	22426	91,3	0,492	3	35402	1	1		0,5	5,8	13,2	0,0	449,7

Таблица 2.3 - Проектные показатели разработки месторождения Северный Уртабулак варианта 3

Годы	Добыча, тыс. т.						Обводненность, %	КИН	Закачка воды, тыс. м3		Фонд скважин				Дебит, т/сут		Среднее пластовое давление, МПа	Добыча нефтяного газа, млн. м3	
	нефти		воды		жидкости				текущая	накопленная	всего	ШГН	Газлифтные	Новые скважины	нефти	жидкости		текущая	накопленная
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2012	92,9	7920	312,4	5579	405,4	13499	77,1	0,436	689	20224	48	33	14	1	295,4	1252,6	16,4	6,9	375
2013	89,2	8009	318,9	5898	408,1	13907	78,2	0,441	694	20918	49	34	14	1	283,7	1260,7	16,2	6,5	381,3
2014	82,6	8092	317,6	6216	400,3	14308	79,4	0,446	680	21598	50	35	14	1	262,9	1235,9	16,1	5,9	387,2
2015	78,5	8170	314,3	6530	392,8	14700	80,0	0,450	668	22266	51	36	14	1	249,9	1211,8	16,0	5,3	392,5
2016	74,0	8244	311,2	6841	385,2	15086	80,8	0,454	655	22921	52	37	14	1	235,3	1187,4	15,8	4,9	397,4
2017	71,5	8316	320,6	7162	392,2	15478	81,8	0,458	667	23588	53	38	14	1	228,8	1209,2	15,7	4,7	402,1
2018	67,9	8384	324,3	7486	392,2	15870	82,7	0,462	667	24254	54	39	14	1	217,5	1208,3	15,6	4,3	406,5
2019	62,4	8446	321,8	7808	384,1	16254	83,8	0,465	653	24907	53	39	14		197,0	1175,8	15,5	4,0	410,4
2020	59,0	8505	344,8	8153	403,8	16658	85,4	0,468	686	25594	53	39	14		186,8	1240,1	15,4	3,8	414,2

Продолжение Таблицы 2.3

2021	54,3	8559	341,2	8494	395,5	17053	86,3	0,471	672	26266	53	39	14		172,0	1214,6	15,3	3,5	417,7
2022	51,5	8611	344,5	8839	396,0	17449	87,0	0,474	673	26939	51	37	14		163,9	1216,8	15,2	3,3	421,0
2023	47,9	8659	345,4	9184	393,3	17843	87,8	0,477	669	27608	49	35	14		152,5	1208,1	15,1	3,1	424,1
2024	42,4	8701	331,3	9515	373,7	18216	88,6	0,479	635	28243	48	34	14		134,8	1147,3	15,0	2,7	426,8
2025	40,2	8741	327,7	9843	367,9	18584	89,1	0,481	625	28869	46	33	13		127,8	1129,9	15,0	2,6	429,5
2026	36,7	8778	319,5	10162	356,2	18941	89,7	0,483	606	29474	45	33	12		117,2	1098,5	14,9	2,4	431,9
2027	33,9	8812	312,3	10475	346,3	19287	90,2	0,485	589	30063	44	32	12		108,2	1066,3	14,8	2,2	434,1
2028	31,6	8844	311,3	10786	342,9	19630	90,8	0,487	583	30646	41	31	10		101,3	1057,6	14,7	2,1	436,2
2029	27,9	8872	298,8	11085	326,7	19956	91,5	0,489	555	31201	40	30	10		89,2	1006,8	14,7	1,8	438,0
2030	24,6	8896	286,5	11371	311,2	20268	92,1	0,490	529	31730	40	30	10		78,8	957,9	14,6	1,6	439,6
2031	22,8	8919	288,3	11660	311,2	20579	92,7	0,491	529	32259	39	29	10		73,8	956,5	14,5	1,5	441,1
2032	20,7	8940	275,4	11935	296,1	20875	93,0	0,492	503	32763	39	29	10		67,5	909,6	14,5	1,4	442,5
2033	18,0	8958	254,1	12189	272,1	21147	93,4	0,493	463	33225	35	26	9		58,5	834,2	14,4	1,2	443,7
2034	14,9	8973	232,7	12422	247,6	21395	94,0	0,494	421	33646	31	22	9		48,1	758,0	14,4	1,0	444,7
2035	13,0	8986	225,0	12647	238,0	21633	94,5	0,495	405	34051	30	22	8		41,9	729,1	14,3	0,8	445,5
2036	10,6	8996	205,8	12853	216,4	21849	95,1	0,495	368	34419	26	18	8		34,3	662,2	14,3	0,7	446,2
2037	9,6	9006	202,1	13055	211,7	22061	95,4	0,496	360	34779	25	17	8		31,2	647,7	14,2	0,6	446,8
2038	7,7	9014	160,2	13215	167,9	22229	95,4	0,496	286	35064	21	14	7		24,9	513,9	14,2	0,5	447,3
2039	6,2	9020	142,4	13357	148,6	22377	95,8	0,497	253	35317	18	12	6		20,1	454,1	14,1	0,4	447,8
2040	5,3	9025	125,0	13482	130,3	22508	95,9	0,497	221	35538	17	11	6		17,0	397,5	14,1	0,4	448,1
2041	4,5	9030	111,7	13594	116,2	22624	96,1	0,497	198	35736	16	11	5		14,4	354,9	14,1	0,3	448,4
2042	3,4	9033	90,1	13684	93,4	22717	96,4	0,497	159	35895	12	8	4		10,7	284,3	14,0	0,2	448,7
2043	2,7	9036	80,5	13765	83,1	22800	96,8	0,498	141	36036	10	6	4		8,5	252,8	14,0	0,2	448,8
2044	1,6	9037	47,7	13812	49,3	22850	96,7	0,498	84	36120	5	2	3		5,1	149,3	14,0	0,1	449,0
2045	1,3	9039	40,6	13853	41,9	22891	96,9	0,498	71	36191	4	2	2		4,1	127,1	13,9	0,1	449,1
2046	1,0	9040	28,6	13882	29,6	22921	96,5	0,498	50	36241	3	1	2		3,2	89,4	13,9	0,1	449,2
2047	0,8	9040	22,1	13904	22,9	22944	96,6	0,498	39	36280	2		2		2,4	68,3	13,9	0,1	449,2
2048	0,7	9041	21,9	13925	22,6	22967	96,8	0,498	38	36319	2		2		2,2	67,4	13,9	0,1	449,3
2049	0,7	9042	21,6	13947	22,3	22989	97,1	0,498	38	36356	2		2		2,0	66,5	13,9	0,1	449,3
2050	0,6	9042	21,4	13968	22,0	23011	97,3	0,498	37	36394	2		2		1,9	65,6	13,8	0,0	449,4
2051	0,6	9043	21,1	13990	21,7	23032	97,5	0,498	37	36431	2		2		1,7	64,7	13,8	0,0	449,4
2052	0,5	9043	20,9	14010	21,4	23054	97,6	0,498	36	36467	2		2		1,6	63,9	13,8	0,0	449,4
2053	0,5	9044	20,6	14031	21,1	23075	97,8	0,498	36	36503	2		2		1,5	63,0	13,8	0,0	449,5

Продолжение Таблицы 2.3

2054	0,4	9044	20,4	14051	20,8	23096	97,9	0,498	35	36538	2		2		1,3	62,2	13,8	0,0	449,5
2055	0,3	9045	1,8	14053	2,1	23098	87,4	0,498	4	36542	1		1		0,8	6,2	13,8	0,0	449,5
2056	0,3	9045	1,8	14055	2,1	23100	87,8	0,498	4	36545	1		1		0,8	6,2	13,8	0,0	449,6
2057	0,2	9045	1,8	14057	2,1	23102	88,2	0,498	4	36549	1		1		0,7	6,1	13,8	0,0	449,6
2058	0,2	9045	1,8	14059	2,1	23104	88,5	0,498	3	36552	1		1		0,7	6,1	13,8	0,0	449,6
2059	0,2	9046	1,8	14060	2,0	23106	88,9	0,498	3	36556	1		1		0,7	6,1	13,8	0,0	449,6
2060	0,2	9046	1,8	14062	2,0	23108	89,2	0,498	3	36559	1		1		0,7	6,0	13,8	0,0	449,6
2061	0,2	9046	1,8	14064	2,0	23110	89,5	0,498	3	36563	1		1		0,6	6,0	13,7	0,0	449,7
2062	0,2	9046	1,8	14066	2,0	23112	89,8	0,498	3	36566	1		1		0,6	6,0	13,7	0,0	449,7
2063	0,2	9046	1,8	14068	2,0	23114	90,2	0,498	3	36569	1		1		0,6	5,9	13,7	0,0	449,7
2064	0,2	9047	1,8	14070	2,0	23116	90,5	0,498	3	36573	1		1		0,6	5,9	13,7	0,0	449,7
2065	0,2	9047	1,8	14071	2,0	23118	90,7	0,498	3	36576	1		1		0,6	5,9	13,7	0,0	449,7
2066	0,2	9047	1,8	14073	2,0	23120	91,0	0,498	3	36579	1		1		0,5	5,9	13,7	0,0	449,7
2067	0,2	9047	1,8	14075	2,0	23122	91,3	0,498	3	36583	1		1		0,5	5,8	13,7	0,0	449,7

Таблица 2.4 - Проектные показатели разработки месторождения СеверныйУртабулак варианта 4

Годы	Добыча, тыс. т.						Обводненность, %	КИН	Закачка воды, тыс. м3		Фонд скважин				Дебит, т/сут		Среднее пластовое давление, МПа	Добыча нефтяного газа, млн. м3	
	нефти		воды		жидкости				текущая	накопленная	всего	ШГН	Газлифтные	Новые скважины	нефти	жидкости		текущая	накопленная
	текущая	накопленная	текущая	накопленная	текущая	накопленная													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2012	92,9	7920	345,4	5579	438,3	13499	78,8	0,436	745	20280	48	34	14	1	295,4	1363,4	16,4	6,9	375
2013	89,0	8009	345,2	5925	434,2	13934	79,5	0,441	738	21018	49	35	14	1	283,7	1365,4	16,2	6,6	381,4
2014	82,5	8091	337,3	6262	419,8	14353	80,3	0,446	714	21732	50	36	14	1	263,0	1334,8	16,1	6,1	387,5
2015	77,8	8169	325,1	6587	402,9	14756	80,7	0,450	685	22417	51	51		1	250,2	1305,5	16,0	5,8	393,3
2016	73,4	8243	315,8	6903	389,2	15145	81,1	0,454	662	23078	52	52		1	235,8	1276,2	15,8	5,4	398,7
2017	71,0	8314	318,8	7221	389,8	15535	81,8	0,458	663	23741	53	53		1	229,5	1292,1	15,7	5,3	404,0

Продолжение Таблицы 2.4

2018	67,5	8381	316,4	7538	383,9	15919	82,4	0,462	653	24394	54	54		1	218,3	1286,8	15,6	5,0	409,0
2019	62,0	8443	308,6	7846	370,7	16290	83,3	0,465	630	25024	53	53			197,9	1243,1	15,5	4,6	413,6
2020	58,8	8502	330,7	8177	389,4	16679	84,9	0,468	662	25686	53	53			187,8	1303,8	15,4	4,3	417,9
2021	54,1	8556	326,6	8504	380,7	17060	85,8	0,471	647	26333	53	53			173,0	1275,1	15,3	4,0	421,9
2022	51,3	8607	329,4	8833	380,7	17441	86,5	0,474	647	26980	51	51			165,0	1274,3	15,2	3,8	425,7
2023	47,8	8655	329,7	9163	377,5	17818	87,3	0,477	642	27622	49	49			153,7	1262,8	15,1	3,5	429,3
2024	42,4	8698	315,3	9478	357,7	18176	88,1	0,479	608	28230	48	48			136,1	1199,2	15,0	3,1	432,4
2025	40,3	8738	325,6	9804	365,9	18542	89,0	0,481	622	28852	47	47			129,6	1225,5	15,0	3,0	435,4
2026	36,8	8775	308,2	10112	345,0	18887	89,3	0,483	586	29439	47	47			118,4	1163,5	14,9	2,7	438,1
2027	34,0	8809	299,1	10411	333,0	19220	89,8	0,485	566	30005	44	44			109,4	1123,1	14,8	2,5	440,6
2028	31,7	8840	296,1	10707	327,8	19548	90,3	0,487	557	30562	43	43			102,4	1107,4	14,7	2,3	443,0
2029	28,0	8868	282,3	10989	310,3	19858	91,0	0,488	527	31090	40	40			90,4	1050,2	14,7	2,1	445,0
2030	24,8	8893	268,8	11258	293,6	20151	91,6	0,490	499	31589	40	40			80,0	995,7	14,6	1,8	446,9
2031	23,0	8916	277,8	11536	300,8	20452	92,4	0,491	511	32100	39	39			74,9	1019,1	14,5	1,7	448,6
2032	20,9	8937	283,1	11819	304,0	20756	93,1	0,492	517	32617	39	39			68,6	1035,5	14,5	1,5	450,1
2033	18,3	8955	261,9	12081	280,3	21036	93,5	0,493	476	33093	36	36			60,1	956,3	14,4	1,4	451,5
2034	15,1	8970	225,0	12306	240,0	21276	93,7	0,494	408	33501	32	32			49,1	828,1	14,4	1,1	452,6
2035	13,3	8984	215,0	12521	228,3	21505	94,2	0,495	388	33889	31	31			43,3	789,0	14,3	1,0	453,6
2036	10,8	8995	191,1	12712	201,9	21707	94,7	0,495	343	34233	27	27			35,1	694,5	14,3	0,8	454,4
2037	9,8	9004	179,5	12892	189,3	21896	94,8	0,496	322	34554	25	25			32,0	643,3	14,2	0,7	455,1
2038	7,9	9012	136,8	13028	144,7	22041	94,6	0,496	246	34800	22	22			25,6	491,4	14,2	0,6	455,7
2039	6,5	9019	127,8	13156	134,3	22175	95,2	0,497	228	35029	19	19			21,2	448,0	14,1	0,5	456,2
2040	5,4	9024	108,2	13264	113,6	22289	95,2	0,497	193	35222	18	18			17,5	380,6	14,1	0,4	456,6
2041	4,6	9029	95,6	13360	100,2	22389	95,4	0,497	170	35392	17	17			14,8	338,4	14,0	0,3	456,9
2042	3,4	9032	77,2	13437	80,7	22469	95,7	0,497	137	35529	13	13			11,1	267,0	14,0	0,3	457,2
2043	2,7	9035	71,1	13508	73,8	22543	96,3	0,498	125	35655	10	10			8,8	236,3	14,0	0,2	457,4
2044	1,8	9037	56,9	13565	58,7	22602	96,9	0,498	100	35755	6	6			5,9	180,3	14,0	0,1	457,5
2045	1,3	9038	34,9	13600	36,2	22638	96,3	0,498	62	35816	6	6			4,3	111,0	13,9	0,1	457,6
2046	1,1	9039	28,5	13629	29,5	22668	96,4	0,498	50	35866	3	3			3,4	90,6	13,9	0,1	457,7
2047	0,8	9040	21,7	13650	22,6	22690	96,4	0,498	38	35905	2	2			2,6	68,8	13,9	0,1	457,7
2048	0,7	9041	21,5	13672	22,3	22713	96,6	0,498	38	35943	2	2			2,4	67,9	13,9	0,1	457,8
2049	0,7	9041	21,3	13693	22,0	22734	96,9	0,498	37	35980	2	2			2,2	67,0	13,8	0,1	457,8
2050	0,6	9042	21,0	13714	21,7	22756	97,1	0,498	37	36017	2	2			2,0	66,1	13,8	0,0	457,9

Продолжение Таблицы 2.4

2051	0,6	9043	20,8	13735	21,4	22778	97,3	0,498	36	36053	2	2			1,8	65,3	13,8	0,0	457,9
2052	0,5	9043	20,6	13756	21,1	22799	97,5	0,498	36	36089	2	2			1,7	64,4	13,8	0,0	458,0
2053	0,5	9044	20,3	13776	20,8	22819	97,6	0,498	35	36124	2	2			1,6	63,5	13,8	0,0	458,0
2054	0,5	9044	20,1	13796	20,6	22840	97,8	0,498	35	36159	2	2			1,4	62,7	13,8	0,0	458,0
2055	0,4	9045	19,9	13816	20,3	22860	97,9	0,498	34	36194	2	2			1,3	61,9	13,8	0,0	458,1
2056	0,3	9045	1,8	13818	2,0	22862	87,5	0,498	3	36197	2	2			0,8	6,2	13,8	0,0	458,1
2057	0,2	9045	1,8	13819	2,0	22864	87,8	0,498	3	36201	1	1			0,8	6,2	13,8	0,0	458,1
2058	0,2	9045	1,8	13821	2,0	22866	88,2	0,498	3	36204	1	1			0,7	6,1	13,7	0,0	458,1
2059	0,2	9045	1,8	13823	2,0	22868	88,6	0,498	3	36208	1	1			0,7	6,1	13,7	0,0	458,1
2060	0,2	9046	1,8	13825	2,0	22870	88,9	0,498	3	36211	1	1			0,7	6,1	13,7	0,0	458,2
2061	0,2	9046	1,8	13827	2,0	22872	89,2	0,498	3	36214	1	1			0,7	6,0	13,7	0,0	458,2
2062	0,2	9046	1,8	13828	2,0	22874	89,5	0,498	3	36218	1	1			0,6	6,0	13,7	0,0	458,2
2063	0,2	9046	1,8	13830	2,0	22876	89,9	0,498	3	36221	1	1			0,6	6,0	13,7	0,0	458,2
2064	0,2	9047	1,8	13832	2,0	22878	90,2	0,498	3	36224	1	1			0,6	5,9	13,7	0,0	458,2
2065	0,2	9047	1,8	13834	1,9	22880	90,4	0,498	3	36228	1	1			0,6	5,9	13,7	0,0	458,2
2066	0,2	9047	1,8	13835	1,9	22882	90,7	0,498	3	36231	1	1			0,6	5,9	13,7	0,0	458,2
2067	0,2	9047	1,8	13837	1,9	22884	91,0	0,498	3	36234	1	1			0,5	5,9	13,7	0,0	458,3
2068	0,2	9047	1,7	13839	1,9	22886	91,3	0,498	3	36238	1	1			0,5	5,8	13,7	0,0	458,3

Вариант 4 - то же, что и вариант 3, однако с 2015 года предусматривается полный переход всех газлифтных скважин на ШГН (таблица 2.4).

Разработка залежи будет длиться 57 лет, при этом утвержденные извлекаемые запасы нефти будут извлечены уже через 32 года.

Общая накопленная добыча нефти составит $9047 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $458,3 \cdot 10^6$ м³.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 54 единиц в 2018 году.

2.1.1. Анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр

Расчетные величины коэффициентов нефтеотдачи по вариантам разработки представлены в таблице 2.5. Из результатов прогнозных показателей видно, что варианты 1 и 2 не достигают утвержденного КИН. Это связано с тем, что в этих вариантах не предусмотрено бурение новых скважин, а действующего старого фонда не достаточно для извлечения всех запасов нефти, числящихся на балансе. В вариантах 3 и 4 были заложены 6 дополнительных вертикальных скважин при этом достигается утвержденный КИН. В варианте 4 рассчитывалась полная смена эксплуатации газлифтных скважин на ШГН. Поэтому существенной разницы между вариантами нет, и округленное значение КИН одинаковое.

Таблица 2.5 - Сопоставление утвержденных и расчетных КИН* из недр

Горизонт	Утвержденный КИН	Варианты разработки	Прогнозные КИН	Прирост КИН за счет применения мероприятий, %
XV-HP+ XV-P	0,497	1	0,487	- 2,0
		2	0,492	- 1,0
		3	0,498	0,2
		4	0,498	0,2

* - коэффициент извлечения нефти

2.2. Анализ технико-экономической эффективности реализации проекта разработки

Экономическая модель всех вариантов построена на основании действующих законодательных актов Республики Узбекистан о налогообложении и формировании экономических и финансовых показателей деятельности предприятий.[13]

Экономические расчеты выполнены за счет исходной технико-экономической информации, включающей в себя годовую добычу нефти, фонд скважин, представленные в этой работе.

Разработка месторождения Северный Уртабулак предусматривает расчет в четырёх вариантах, отличающихся суммарным объемом добычи нефти; фондом скважин, бурением новых скважин, обустройством их и переводом газлифтных скважин на ШГН.

Цель данной части работы заключается в предположительной оценке экономической эффективности вариантов разработки и выборе наиболее экономически целесообразного варианта.

В соответствии с нормами Государства, разработкаместорождения СеверныйУртабулак по первому варианту предусматривается добыча нефти в объеме 1014,56 тыс. т, максимальное количество эксплуатационных скважин - 47. Срок разработки 69 лет.

По второму варианту разработки месторождения Северный Уртабулакпредусматривается добыча нефти в объеме 1104,01 тыс. т, максимальное количество эксплуатационных скважин - 47, в том числе предусматривается бурение 6 скважин. Срок разработки 57 лет.

По третьему варианту разработки месторождения Северный Уртабулакпредусматривается добыча нефти в объеме 1203,77 тыс. т, максимальное количество эксплуатационных скважин - 54, в том числе предусматривается бурение 6 скважин. Срок разработки 56 лет.

По четвертому варианту разработки месторождения Северный Уртабулакпредусматривается объем добыча нефти в объеме 1203,72 тыс.

т, максимальное количество эксплуатационных скважин - 53, в том числе предусматривается бурение 6 скважин. Срок разработки 57 лет.

Расчет капитальных вложений по всем вариантам месторождения выполнен по годам по следующим основным направлениям: бурение скважин, обустройство скважин и перевод газлифтных скважин в 2015 году на ШГН (2 и 4 варианты).

Эксплуатационные расходы определялись по следующим основным направлениям: капитальный ремонт скважин -резка бокового ствола, материальные затраты (материалы, топливо, энергия, услуги), заработная плата и отчисления от заработной платы на социальное страхование.

Расчет материальных затрат выполнен по укрупненным нормативам, установленным на основе анализа фактических технико-экономических показателей УДП «Мубарекнефтегаз» за 2014 год. Заработная плата определялась исходя из фактической численности работников на месторождении Северный Уртабулак и фактической среднемесячной оплаты труда по УДП «Мубарекнефтегаз».

Расходы периода определены по следующим основным направлениям: расходы на реализацию, административно-управленческие расходы, прочие операционные расходы, которые включают в себя отчисления в НХК «O'ZBEKNEFTGAZ», налоги и отчисления в бюджет и внебюджетные фонды. Расходы на реализацию продукции, административные расходы и прочие операционные расходы определялись по укрупненным нормативам, установленным на основе анализа материалов отчетности УДП «Мубарекнефтегаз» за 2014 год.[15]

Отчисления в НХК «O'ZBEKNEFTGAZ» приняты в соответствии с установленным процентом (2% от балансовой прибыли).

Налоги и платежи, учитываемые в расходах периода:

– налог на недра рассчитывается от объема добытой продукции по действующей цене реализации продукции, за вычетом налога на добавленную стоимость в размере: нефть - 20%;

– налог на имущество рассчитывается в размере 3,5% от среднегодовой остаточной стоимости основных средств;

– плата за землю рассчитывается по установленной ставке в зависимости от размера площади;

– отчисления в дорожный фонд осуществляются в размере 1,4% от выручки за вычетом налога на добавленную стоимость и акцизного налога (чистой выручки);

– отчисления в пенсионный фонд составляют 1,6% от выручки за вычетом НДС и акциза;

– отчисления на развитие школьного образования осуществляются в размере 0,5% от чистой выручки.

Налоги в бюджет и внебюджетные фонды рассчитывались исходя из действующих законов Республики Узбекистан.

Перечень налогов отчисляемых в бюджет и внебюджетные фонды Республики Узбекистан:

– налог на добавленную стоимость исчисляется в размере 20 % от цены нефти;

– налог на прибыль исчисляется в размере 9% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты налогов, входящих в состав расходов периода;

– отчисления на развитие инфраструктуры рассчитываются в размере 8 от прибыли, остающейся в распоряжении предприятия после выплаты налога на прибыль.

При расчете налогооблагаемой прибыли балансовая прибыль увеличивалась на величину налогооблагаемой части расходов периода в соответствии с действующим положением о формировании затрат и финансовых результатов.

Для сравнительной оценки вариантов разработки месторождения использовался основной показатель экономической эффективности капитальных вложений - дисконтированный денежный поток наличности.

При выполнении экономических расчетов по вариантам были использованы следующие исходные технико-экономические данные:

Цены реализации продукции: нефть, реализуемая с промысла - 179 400 сум/т;

Все расчеты выполнялись в долл. США по курсу Центрального Банка Республики Узбекистан 2321,62 сум за 1 долл. на дату выполнения расчетов.

Результаты расчетов в таблице 2.6 показали, что реализация технологических решений по рассматриваемым вариантам может потребовать за весь срок разработки месторождения капитальных вложений в размере 1,2 млн. долл. США по первому варианту, 16,7 млн. долл. США по второму варианту, 17,9 млн. долл. по третьему варианту. По первому варианту капитальные вложения не предусматриваются.

Таблица 2.6 - Технико-экономические показатели по вариантам разработки при реализации нефти по промысловой цене, млн.долл.

Наименование показателя	Значение			
	вариант 1	вариант 2	вариант 3	вариант 4
Срок реализации проекта, лет	69	57	56	57
Объем добычи нефти, тыс.т	1 014,6	1 104,0	1 203,8	1 203,7
Объем реализации нефти, тыс.т	956,8	1 041,1	1 135,2	1 135,1
Цена реализации нефти, долл/т	94,4	94,4	94,4	94,4
Чистая выручка от реализации нефти	75,3	81,9	89,3	89,3
Капитальные вложения, млн. долл.:	-	1,2	16,7	17,9
бурения скважин (вертикально)	-	-	15,4	15,4
обустройства скважин (шлейфы и их обвязка)	-	-	0,8	0,8
насосная установка	-	1,2	0,5	1,7
Эксплуатационные расходы (без амортизации и налогов), млн. долл.	55,2	57,5	60,9	61,0
Расходы периода (без налогов и отчислений), млн. долл.	72,0	69,3	69,3	69,7
Налог на прибыль	-	-	-	-
Чистая прибыль, млн. долл.	- 79,7	- 75,3	- 94,1	- 95,8
Денежный поток, млн. долл.	- 79,7	- 75,3	- 94,1	- 95,8
Дисконтированный поток наличности				
при 10%	- 25,0	- 28,6	- 42,8	- 43,8
при 15%	- 18,0	- 21,4	- 34,1	- 34,9

Продолжение Таблицы 2.6

Дисконтированный индекс доходности при 10%	- 25,0	- 31,5	- 2,2	- 2,1
Доход Государства (налоги и платежи), млн. долл.	42,8	45,6	54,2	54,3
Срок окупаемости проекта, лет				
не учитывая дисконта	не окупается			
дисконтированный период окупаемости при 10 %	не окупается			
Внутренняя норма рентабельности (IRR)	не рентабелен			

Эксплуатационных расходов - соответственно 55,2 млн. долл. США по первому варианту, 57,5 млн. долл. США по второму варианту, 60,9 млн. долл. США по третьему варианту, 61,0 млн. долл. США по четвертому варианту.

Одновременно, следует учитывать, что при промысловых ценах на нефть, во всех вариантах рассматриваемого периода не достигается положительное значение чистой прибыли и денежного потока, не обеспечивается положительный уровень рентабельности.

Для достижения положительного денежного потока наличности расчетная цена нефти принята равной 510 долл./тонну.

Разработка месторождения по первому варианту обеспечит за весь расчетный период (51 год) реализации нефти - 956,8 тыс. т. При этом чистая выручка от реализации продукции составит 199,3 млн. долл. США. Главный критерий экономической эффективности капитальных вложений - денежный поток наличности составит -1,3 млн. долл. США. Доход государства в виде налогов и отчислений составит 102,5 млн. долл. США.

Разработка месторождения по второму варианту обеспечит за весь расчетный период (51 год) реализации нефти - 1041,1 тыс. тонн. При этом чистая выручка от реализации продукции составит 216,9 млн. долл. США. Главный критерий экономической эффективности капитальных вложений -

денежный поток наличности составит 10,1 млн. долл. США. Доход государства в виде налогов и отчислений составит 110,5 млн. долл. США.

Разработка месторождения по третьему варианту обеспечит за весь расчетный период (51 год) реализации нефти - 1135,2 тыс.т. При этом чистая выручка от реализации продукции составит 236,5 млн. долл. США. Главный критерий экономической эффективности капитальных вложений - денежный поток наличности составит 0,4 млн. долл. США. Доход государства в виде налогов и отчислений составит 123,7 млн. долл. США.

Разработка месторождения по четвертому варианту обеспечит за весь расчетный период (51 год) реализации нефти - 1135,1 тыс.т. При этом чистая выручка от реализации продукции составит 236,5 млн. долл. США. Главный критерий экономической эффективности капитальных вложений - денежный поток наличности составит -1,0 млн. долл. США. Доход государства в виде налогов и отчислений составит 123,5 млн. долл. США.

Сравнивая варианты разработки по денежному потоку наличности очевидно преимущество второго варианта.

Учитывая потребность Республики в углеводородах, наиболее высокий объем добычи предусматривает 3 вариант. При этом в 3 варианте по показателям экономической эффективности проекта денежный поток и ТЭП ниже, чем во 2-м варианте.

Таким образом, разработка месторождения Северный Уртабулак по второму варианту является наиболее экономически целесообразной и является рекомендуемым вариантом по денежному потоку наличности. Доход Республики Узбекистан в виде налогов и отчислений по этому варианту составит 110,5 млн.долл. (таблица 2.7).

Таблица 2.7 - Техничко-экономические показатели по вариантам разработки при реализации нефти по расчетной цене, млн.долл.

Наименование показателя	Значение			
	вариант 1	вариант 2	вариант 3	вариант 4
Срок реализации проекта, лет	69	57	56	57
Объем добычи нефти, тыс.т	1 014,6	1 104,0	1 203,8	1 203,7

Объем реализации нефти, тыс.т	956,8	1 041,1	1 135,2	1 135,1
Цена реализации нефти, долл/т	250,0	250,0	250,0	250,0
Чистая выручка от реализации нефти	199,3	216,9	236,5	236,5
Капитальные вложения:	-	1,2	16,7	17,9
бурения скважин (вертикально)	-	-	15,4	15,4
обустройства скважин (шлейфы и их обвязка)	-	-	0,8	0,8
насосная установка	-	1,2	0,5	1,7
Эксплуатационные расходы (без амортизации и налогов),млн. долл.	55,2	57,5	60,9	61,0
Расходы периода (без налогов и отчислений), млн. долл.	82,7	81,0	82,0	82,4
Налог на прибыль, млн. долл.	2,5	2,6	2,1	2,0
Чистая прибыль,млн. долл.	- 1,3	10,1	0,4	- 1,0
Денежный поток, млн. долл.	- 1,3	10,1	0,4	- 1,0
Доход Государства (налоги и платежи), млн. долл.	102,5	110,5	123,7	123,5
Срок окупаемости проекта (без дисконта), лет	7	1	1	8

Результаты расчетов показали, что при реализации жидких углеводородов по расчетной цене 510 долл./т, при которой достигается по всем вариантам положительный денежный поток. По дисконтированному потоку наличности наиболее эффективной оказалась разработка месторождения по второму варианту (таблица 2.7).

Учитывая, что работа направлена, в основном, на увеличение добычи жидких углеводородов, дополнительно рассмотрены варианты разработки месторождения при реализации нефти по расчетной цене 870 долл.США (и выше этой цены), при которой достигается максимальный объем её реализации и является экономически эффективным по денежному потоку наличности, т.е. по 3-му варианту (таблица 2.8).

Таблица 2.8 - Техничко-экономические показатели по вариантам разработки при реализации нефти по расчетной цене, при которой достигается макс.

объем реализации

Наименование показателя	Значение			
	вариант 1	вариант 2	вариант 3	вариант 4
Срок реализации проекта, лет	69	57	56	57
Объем добычи нефти, тыс.т	1 014,6	1 104,0	1 203,8	1 203,7

Объем реализации нефти, тыс.т	956,8	1 041,1	1 135,2	1 135,1
Цена реализации нефти, долл./т	820,0	820,0	820,0	820,0
Чистая выручка от реализации нефти, млн. долл.	653,8	711,4	775,7	775,7
Капитальные вложения, млн. долл.:				
бурения скважин (вертикально)	-	-	15,4	15,4
обустройства скважин(шлейфы и их обвязка)	-	-	0,8	0,8
насосная установка (аналог Rotaflex)	-	1,2	0,5	1,7
Эксплуатационные расходы (без амортизации и налогов), млн. долл.	55,2	57,5	60,9	61,0
Расходы периода (без налогов и отчислений), млн. долл.	122,1	123,9	128,8	129,1
Налог на прибыль, млн. долл.	28,6	32,2	34,0	33,8
Чистая прибыль, млн. долл.	255,0	286,9	302,9	301,5
Денежный поток, млн. долл.	255,0	286,9	302,9	301,5
Дисконтированный поток наличности, млн. долл.				
при 10%	145,4	160,2	160,3	158,8
при 15%	122,3	132,7	130,1	128,9
Дисконтированный индекс доходности при 10 %	145,4	183,3	13,0	12,1
Доход Государства (налоги и платежи), млн. долл.	352,2	384,2	421,5	421,3
Срок окупаемости проекта, лет:				
не учитывая дисконта	1	1	1	1
дисконтированный период окупаемости при 10 %	1	1	1	1

2.3. Сравнительный анализ международной практики по интенсификации разработки нефтяных месторождений

2.3.1.Повышение нефтеотдачи путем заводнения на примере Когалымского месторождения.

Основной метод разработки нефтяных залежей в Западной Сибири - заводнение. Заводнять пласты начинают на ранней стадии разработки залежей для поддержания высоких темпов добычи нефти. При этом стремятся поддерживать среднее пластовое давление близко к начальному. В условиях неоднородного геологического разреза горизонта такая стратегия приводит к снижению КИН низкопроницаемыхпропластков на режиме

истощения, а также к блокированию в них запасов нефти при обводнении высокопроницаемых пластов. Периферийные участки пласта, расположенные за пределами зоны разбуривания, не отрабатываются, а нефть из них частично вытесняется в водоносный пласт.[17]

Они предлагали стратегию разработки нефтяных залежей путем регулирования пластового давления в процессе заводнения. Условие применения этой стратегии - давление насыщения нефти газом должно быть значительно (не менее 40%) ниже начального пластового. Сущность стратегии - использование запаса пластовой энергии при разработке на истощение и при заводнении для увеличения охвата низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов дренированием и повышения эффективности вытеснения нефти на естественном режиме.

Стратегию можно разделить на три основных этапа:

Первый этап: Разработка на истощение. Это необходимый этап для залежей с давлением насыщения значительно выше начального пластового давления. Несмотря на относительно невысокий процент нефтеотдачи (3-12%), важно помнить, что в разработку вовлекаются, как правило, все балансовые запасы. При разработке на режиме истощения пластовое давление нельзя снижать ниже 1.2 - 1.3 давления насыщения нефти газом. Минимальная его величина определяется технико-экономическими расчетами для конкретного месторождения с учетом технологических ограничений. Забойные давления могут быть снижены и ниже давления насыщения, но в пределах 1-2 м радиуса от забоя скважины.

Второй этап: Ограниченное заводнение для поддержания оптимальной величины пластового давления, позволяющего отрабатывать низкопроницаемые пласты и периферийные участки залежи при пониженном пластовом давлении. В случае проявления естественного водонапорного режима такой подход способствует более эффективному вытеснению нефти из периферийных и низкопроницаемых пластов. Обоснование оптимальной величины пластового давления на этом этапе требует детального

геологического и гидродинамического моделирования с экономической оценкой различных вариантов. После проведения мероприятий по выравниванию профилей закачки в целях увеличения коэффициента охвата и последующего заводнения высокопроницаемых пластов можно переходить к третьему этапу -заводнению при высоком пластовом давлении.

Третий этап: Форсированное заводнение. Эксперименты указывают на увеличение коэффициента вытеснения с ростом пластового давления. На этом этапе происходит доотмыв остаточной нефти из обводненного пласта за счет более высокого коэффициента вытеснения. Увеличение дебитов жидкости по скважинам также способствует продлению их экономически рентабельной жизни за счет роста дебита нефти при одной и той же обводненности. Переход к этапу форсированного заводнения целесообразно начинать после прорывов воды в добывающие скважины по наиболее проницаемым пластам. Преждевременный переход к третьему этапу приведет к частичному поглощению нефти низкопроницаемыми пластами из высокопроницаемых.

Реализация предлагаемой стратегии в процессе заводнения имеет следующие преимущества:

- Обеспечивается наиболее высокий КИН за счет дополнительной добычи нефти от разработки залежи на истощение. При этом вовлекаются в разработку все балансовые запасы нефти, тогда как при заводнении при начальном давлении только часть пласта, охваченная заводнением;
- Увеличивается коэффициент охвата за счет дренирования низкопроницаемых пластов и периферийных неразбуренных участков залежей;
- Если залежь приурочена к водоносному пласту, то ее разработка происходит при упруговодонапорном режиме. Происходит частичное обводнение залежи на естественном режиме. Это наиболее эффективный режим вытеснения нефти водой с точки зрения коэффициентов вытеснения и

охвата пласта, способствующий более полному вытеснению нефти из периферийных, краевых зон пласта;

- Обеспечивается более длительный период безводной эксплуатации скважин и меньший темп роста обводненности при той же накопленной добыче нефти;

- Сохраняются продуктивные характеристики скважин при проведении КРС и ПРС за счет возможности использования нефти при глушении последних. Упрощается процедура глушения благодаря низкому пластовому давлению;

- Экономятся капитальные и эксплуатационные затраты (в систему ППД и КНС) за счет меньших объемов закачки воды и добываемой жидкости на втором этапе.

2.3.2. Геологические предпосылки реализации предлагаемой стратегии

Предлагаемая стратегия апробировалась для Когалымского месторождения, на котором выделено три объекта разработки: БС10-БС11, БС16-БС20 и ЮС11, объединившие девять горизонтов, включающих 28 залежей нефти. Два из них (БС10-БС11 и ЮС11) разрабатываются с поддержанием пластового давления и один (пласты ачимовских отложений БС16-БС20) на режиме истощения.

Нефтяные залежи БС10-БС11 - основной объект разработки, текущий темп добычи из которого составляет 94 % от общего по месторождению. Пласты этого объекта характеризуются значительной вертикальной и площадной неоднородностями. Коэффициент проницаемости изменяется от 0 до 800 мД, составляя в среднем 50 мДж. В продуктивном разрезе БС112б выделяется до пяти пропластков, разделенных глинистыми перемычками протяженностью от нескольких сот метров до 1-2 км. Литологически эти пласты также неоднородны с высоким (до 30%)

содержанием субкапиллярных пор, составляющих неэффективную пористость (рисунок 2.2).



Рис.2.2. Результаты экспериментального определения насыщенности

Выводы к главе II

Вывод по Когалымскому месторождению:

В результате численного эксперимента доказано преимущество предлагаемой стратегии для увеличения коэффициента конечной нефтеотдачи. Применение этой стратегии на Когалымском месторождении в течение четырех лет подтверждает ее эффективность. По пласту БС112 при текущей обводненности в 32% отобрано 36% от извлекаемых запасов, что свидетельствует об отсутствии опережающего обводнения. Экстраполяция зависимости текущего КИН от обводненности продукции до экономического

рубежа разработки соответствует конечному КИН на уровне 38%, то есть подтверждает полученные оценки. Наряду с этим реализуются и другие преимущества, такие, например, как предотвращение повреждения призабойной зоны пласта при глушении скважин нефтью за счет низкого пластового давления. Это позволяет сохранять высокие дебиты скважин в межремонтный период.

Вывод по месторождению «Северный Уртабулак»:

В работе были рассчитаны показатели по трем вариантам разработки с ППД технико-экономическим обоснованием каждого из них. За основу принят при проектировании обустройства месторождения «Северный Уртабулак» вариант II.

На сегодняшний день показатели по второму методу составляют;

- максимальное количество эксплуатационных скважин -42;
- количество нагнетательных скважин -18 ед.;
- начальный отбор нефти на 1 скважину - 4,4 т/сут;
- максимальный годовой отбор нефти за 2014г составил -61128 т.;
- максимальный объем закачки воды - 843272 тыс. т. /год;

С целью анализа текущего состояния и эффективности применяемой системы разработки, оценки выработки запасов нефти и газа из залежи, а также для обоснования расчетных геолого-физических моделей на их основе технологических показателей разработки на перспективу [6]. Были рассчитаны показатели по трем вариантам разработки с технико-экономическим обоснованием каждого из них.

Из вышеприведенных сравнений вытекает вывод, что метод обводнения на данный период времени наиболее экономически выгоден как для разработки на месторождении «Северный Уртабулак», так и в мировой практике.

ГЛАВА III. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

3.1. Обоснование выбора рационального способа подъема жидкости в скважинах.

В настоящее время добывающие скважины месторождения Северный Уртабулак эксплуатируются механизированным способом эксплуатации. Следовательно, условие фонтанирования не выполняется. По состоянию на 01.01.2015 г. фонд эксплуатационных скважин насчитывает 47 действующих скважин, 33 из которых эксплуатируются ШСНУ, оставшиеся 14 - газлифтным способом.

Одной из основных задач эксплуатации скважин ШСНУ - обоснование и выбор компоновки ШСНУ для заданных условий эксплуатации. Основными параметрами для компоновки ШСНУ являются: диаметр скважинного штангового насоса, глубина его спуска, коэффициент наполнения скважинного насоса, подача насоса, компенсирующая утечки типоразмер станка - качалки, а также число качаний, обеспечивающее необходимую скорость откачки. [27]

Основными направлениями работ по повышению эффективности процессов добычи нефти с применением ШСНУ в последние годы являются:

- совершенствование методов подбора оборудования к условиям конкретной скважины и режима его работы, а также поддержание оптимальных условий эксплуатации в течение всего межремонтного периода;
- разработка новых и совершенствование существующих технических средств для эксплуатации ШСНУ;
- разработка и применение специальных конструкций насосов для добычи высоко вязких нефтей и водонефтяных эмульсий;
- применение специальных технологических приемов для эксплуатации ШСНУ в осложненных горно-геологических и технологических условиях;
- разработка и применение без балансирующего привода для штангового насоса;

– разработка и внедрение мероприятий по экономии электроэнергии при добыче нефти с помощью ШСНУ.

Одним из слабых элементов ШСНУ является колонна штанг. В процессе эксплуатации скважины в различных геолого-физических и технологических условиях происходит отворот и обрыв штанг, для устранения которых необходимо производить подземные текущие ремонты.

Кроме того, при обосновании выбора компоновки ШСНУ необходимо учитывать содержание механических примесей и парафина в продукции скважины.

Глубина спуска насоса L_n и давление на его входе P_n должны быть достаточными для обеспечения высоких коэффициентов наполнения и по возможности минимальными для предотвращения чрезмерного роста нагрузок на штанги и станок-качалку, а также увеличения затрат на оборудование и подземный ремонт.

Необходимое давление на входе насоса зависит в первую очередь от содержания газа в потоке откачиваемой газожидкостной смеси. Если свободного газа в откачиваемой смеси мало, что наблюдается, например, при высокой (свыше 80 %) обводненности жидкости или низком газовом факторе, то необходимое давление на входе насоса обусловлено гидравлическими потерями во всасывающем клапане.[26]

Согласно практическим рекомендациям А.Н. Адонина, при дебите скважины менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости жидкости не более $10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ШГН может быть погружен под динамический уровень на глубину 20-60 м, что соответствует давлению на приеме насоса примерно 0,15-0,5 МПа.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой смеси оказывается весьма сложно заранее обосновать оптимальное давление на входе насоса. На основании опыта эксплуатации ШСНУ в различных условиях оптимальное давление на входе насоса составляет 2,0-2,5 МПа. В среднем оно должно составлять примерно 30 % от давления насыщения нефти газом.

Штанговыми скважинными насосами в настоящее время оборудовано большинство скважин месторождений нашей Республики. Основная трудность для этого вида добычи заключается в содержании газа и серы в добываемой продукции, а также в глубине спуска насоса.

Для подбора оптимального типа насоса и определения максимального допустимого отбора жидкости были проанализированы результаты исследований работы добывающих скважин месторождения Северный Уртабулак, оборудованных штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ) [8]. По итогам анализа были выделены 3 группы скважин с различными значениями продуктивности, на основе которых была выполнена подборка насосов и определены допустимые отборы жидкости.

Методика расчетов по определению требуемых параметров компоновки ШСНУ подробно представлена в «Расчетах при добыче нефти и газа».[8]

Подбор ШСНУ для условий месторождения Северный Уртабулак осуществлялся на примере скважин №№ 48, 53, 31 характеризующих группы скважин с максимальным ожидаемым дебитом жидкости соответственно: до 20 м³/сут, от 20 до 40 м³/сут, свыше 40 м³/сут (таблицы 3.1-3.4). Расчет проводился по прогнозным данным базового и второго вариантов разработки месторождения Северный Уртабулак. По второму и третьему вариантам разработки, данные скважины имеют схожие показатели, в связи с чем типоразмер насоса подобранный для условий второго варианта разработки будет применим и для третьего. Результаты расчетов приведены в таблицах 3.5-3.16.

Таблица 3.1 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкости в рассматриваемом периоде по первому варианту

Ожидаемый максимальный дебит жидкости, т/сут	До 20	20-40	свыше 40
Количество скважин, ед.	21	9	4

Таблица 3.2 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкости в рассматриваемом периоде по 2-му варианту.

Ожидаемый максимальный дебит жидкости, т/сут	До 20	20-40	свыше 40
Количество скважин, ед.	19	11	4

Таблица 3.3 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкости в рассматриваемом периоде по 3-му варианту

Ожидаемый максимальный дебит жидкости, т/сут	До 20	20-40	свыше 40
Количество скважин, ед.	24	12	4

Таблица 3.4 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкости в рассматриваемом периоде по 4-му варианту

Ожидаемый максимальный дебит жидкости, т/сут	До 20	20-40	свыше 40
Количество скважин, ед.	24	12	4

Таблица 3.5 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 48 (1 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	11,34	0,65	74,0	0,94	16,3	13,8	1101,7	28	5ск-4-2.1-1600	0,92	12,4	4,7
2013	10,90	0,63	74,0	0,94	16,2	13,7	1114,9			0,92	11,9	4,5
2014	10,48	0,60	74,0	0,94	16,1	13,6	1127,5			0,92	11,5	4,3
2015	10,07	0,57	74,0	0,94	15,9	13,4	1139,3			0,91	11,1	4,2
2016	9,68	0,55	74,0	0,94	15,8	13,3	1150,6			0,91	10,6	4,0
2017	9,30	0,52	74,0	0,94	15,7	13,2	1161,4			0,91	10,2	3,8
2018	8,94	0,50	74,0	0,94	15,6	13,1	1171,7			0,91	9,9	3,7

Таблица 3.6 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 53 (1 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	43,03	3,12	74,0	0,93	43,0	3,1	1162,1	38	7ск-8-3.5-4000	0,93	46,6	9,5
2013	33,16	2,34	74,0	0,93	33,2	2,3	1169,9			0,93	36,0	7,3
2014	25,55	1,76	74,0	0,93	25,6	1,8	1177,1			0,92	27,8	5,7
2015	19,69	1,32	74,0	0,93	19,7	1,3	1183,8			0,92	21,5	4,4
2016	15,17	0,99	74,0	0,93	15,2	1,0	1190,0			0,92	16,6	3,4
2017	11,69	0,74	74,0	0,94	11,7	0,7	1195,9			0,91	12,9	2,6
2018	9,01	0,56	74,0	0,94	9,0	0,6	1201,5			0,90	10,0	2,0

Таблица 3.7 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 31 (1 варианта разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	88,71	10,68	74,0	0,88	16,3	13,8	1320,9	55	7ск-12-2.5-6000	0,93	96,5	9,4
2013	85,07	9,89	74,0	0,88	16,2	13,7	1320,6			0,93	92,5	9,0
2014	81,58	9,16	74,0	0,89	16,1	13,6	1320,2			0,93	88,7	8,6
2015	78,24	8,48	74,0	0,89	15,9	13,4	1319,4			0,93	85,0	8,3
2016	75,03	7,85	74,0	0,90	15,8	13,3	1318,5			0,93	81,5	7,9
2017	71,95	7,27	74,0	0,90	15,7	13,2	1317,6			0,93	78,2	7,6
2018	69,00	6,73	74,0	0,90	15,6	13,1	1316,7			0,93	75,0	7,3
2019	66,17	6,23	74,00	0,91	15,50	13,00	1315,46			0,93	71,89	7,01
2020	63,46	5,77	74,00	0,91	15,40	12,90	1314,17			0,93	68,95	6,72
2021	60,85	5,34	74,00	0,91	15,30	12,80	1312,90			0,93	66,13	6,45
2022	58,36	4,95	74,00	0,92	15,21	12,71	1311,67			0,93	63,43	6,18
2023	55,97	4,58	74,00	0,92	15,12	12,62	1310,38			0,93	60,84	5,93
2024	53,67	4,24	74,00	0,92	15,03	12,53	1309,06			0,92	58,36	5,69
2025	51,47	3,93	74,00	0,92	14,95	12,45	1307,80			0,92	55,99	5,46
2026	49,36	3,64	74,00	0,93	14,87	12,37	1306,33			0,92	53,71	5,24
2027	47,33	3,37	74,00	0,93	14,79	12,29	1304,86			0,92	51,53	5,02
2028	45,39	3,12	74,00	0,93	14,72	12,22	1303,37			0,92	49,44	4,82
2029	43,53	2,89	74,00	0,93	14,65	12,15	1301,88			0,92	47,44	4,62
2030	41,75	2,67	74,00	0,94	14,59	12,09	1300,45			0,92	45,52	4,44
2031	40,03	2,47	74,00	0,94	14,52	12,02	1298,92			0,92	43,68	4,26

Продолжение Таблицы 3.7

2032	38,39	2,29	74,00	0,94	14,46	11,96	1297,46			0,92	41,92	4,09
2033	36,82	2,12	74,00	0,94	14,40	11,90	1295,89			0,92	40,23	3,92
2034	35,31	1,96	74,00	0,94	14,35	11,85	1294,06			0,92	38,61	3,76
2035	33,86	1,82	74,00	0,95	14,30	11,80	1292,18			0,92	37,06	3,61
2036	32,47	1,68	74,00	0,95	14,25	11,75	1290,19			0,92	35,57	3,47
2037	31,14	1,56	74,00	0,95	14,21	11,71	1288,29			0,92	34,14	3,33
2038	29,86	1,44	74,00	0,95	14,16	11,66	1286,39			0,91	32,78	3,20
2039	28,64	1,34	74,00	0,95	14,12	11,62	1284,57			0,91	31,47	3,07
2040	27,46	1,24	74,00	0,95	14,08	11,58	1282,62			0,91	30,21	2,94
2041	26,34	1,15	74,00	0,96	14,04	11,54	1280,77			0,91	29,01	2,83
2042	25,26	1,06	74,00	0,96	14,01	11,51	1278,63			0,91	27,85	2,71
2043	24,22	0,98	74,00	0,96	13,98	11,48	1276,56			0,91	26,74	2,61
2044	23,23	0,91	74,00	0,96	13,95	11,45	1274,16			0,91	25,68	2,50
2045	22,28	0,84	74,00	0,96	13,93	11,43	1271,87			0,91	24,66	2,40
2046	21,36	0,78	74,00	0,96	13,90	11,40	1269,40			0,90	23,69	2,31
2047	20,49	0,72	74,00	0,96	13,88	11,38	1266,96			0,90	22,75	2,22
2048	19,65	0,67	74,00	0,97	13,86	11,36	1264,51			0,90	21,86	2,13
2049	18,84	0,62	74,00	0,97	13,84	11,34	1262,13			0,90	21,00	2,05
2050	18,07	0,57	74,00	0,97	13,82	11,32	1259,70			0,90	20,17	1,97
2051	17,33	0,53	74,00	0,97	13,81	11,31	1257,37			0,90	19,38	1,89
2052	16,62	0,49	74,00	0,97	13,79	11,29	1254,89			0,89	18,62	1,82

Таблица 3.8 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 48 (2 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м3/т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м3/сут	Число качаний, кач/мин
2012	11,41	0,66	74,0	0,94	16,4	13,9	1101,2	28	5ск-4-2.1-1600	0,92	12,5	4,7
2013	13,54	1,61	74,0	0,88	16,2	13,7	1336,8			0,93	14,7	5,5
2014	13,11	1,52	74,0	0,88	16,1	13,6	1340,5			0,93	14,2	5,4
2015	12,70	1,43	74,0	0,89	16,0	13,5	1343,9			0,93	13,8	5,2
2016	12,29	1,35	74,0	0,89	15,8	13,3	1347,0			0,93	13,4	5,0
2017	11,90	1,27	74,0	0,89	15,7	13,2	1349,8			0,93	13,0	4,9
2018	11,53	1,20	74,0	0,90	15,6	13,1	1353,0			0,93	12,6	4,7
2019	11,16	1,14	74,0	0,90	15,5	13,0	1356,3			0,92	12,2	4,6
2020	10,81	1,07	74,0	0,90	15,3	12,8	1359,4			0,92	11,8	4,4
2021	10,46	1,01	74,0	0,90	15,2	12,7	1363,5			0,92	11,4	4,3
2022	19,66	1,87	74,0	0,90	15,1	12,6	1371,0			0,93	21,3	8,0
2023	18,45	1,66	74,0	0,91	15,0	12,5	1365,8			0,93	20,0	7,5
2024	17,31	1,48	74,0	0,91	14,8	12,3	1361,4			0,93	18,8	7,1
2025	16,25	1,32	74,0	0,92	14,7	12,2	1357,3			0,93	17,7	6,6
2026	15,25	1,17	74,0	0,92	14,6	12,1	1354,0			0,92	16,6	6,2
2027	14,31	1,04	74,0	0,93	14,5	12,0	1350,8			0,92	15,6	5,9
2028	13,42	0,93	74,0	0,93	14,4	11,9	1348,1			0,92	14,7	5,5
2029	12,60	0,82	74,0	0,93	14,3	11,8	1345,9			0,92	13,8	5,2
2030	11,82	0,73	74,0	0,94	14,2	11,7	1343,7			0,92	13,0	4,9
2031	11,09	0,65	74,0	0,94	14,1	11,6	1341,6			0,91	12,2	4,6
2032	10,41	0,58	74,00	0,94	14,0	11,5	1340,1	0,91	11,5	4,3		
2033	9,77	0,52	74,00	0,95	13,9	11,4	1338,7	0,91	10,8	4,1		

Таблица 3.9 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 53 (2 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	43,03	3,12	74,0	0,93	16,4	13,9	1160,6	38	7ск-8-3.5-4000	0,93	46,6	9,5
2013	33,16	2,34	74,0	0,93	16,2	13,7	1168,2			0,93	36,0	7,3
2014	25,55	1,76	74,0	0,93	16,1	13,6	1175,9			0,92	27,8	5,7
2015	19,69	1,32	74,0	0,93	16,0	13,5	1183,3			0,92	21,5	4,4
2016	15,17	0,99	74,0	0,93	15,8	13,3	1190,1			0,92	16,6	3,4
2017	11,69	0,74	74,0	0,94	15,7	13,2	1196,7			0,91	12,9	2,6
2018	9,01	0,56	74,0	0,94	15,6	13,1	1203,6			0,90	10,0	2,0

Таблица 3.10 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 31 (2 варианта разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	88,71	10,68	74,0	0,88	16,4	13,9	1319,3	55	7ск-12-2.5-6000	0,93	96,5	9,4
2013	85,07	9,89	74,0	0,88	16,2	13,7	1318,9			0,93	92,5	9,0
2014	81,58	9,16	74,0	0,89	16,1	13,6	1318,9			0,93	88,7	8,6
2015	78,24	8,48	74,0	0,89	16,0	13,5	1318,9			0,93	85,0	8,3
2016	75,03	7,85	74,0	0,90	15,8	13,3	1318,7			0,93	81,5	7,9
2017	71,95	7,27	74,0	0,90	15,7	13,2	1318,5			0,93	78,2	7,6
2018	69,00	6,73	74,0	0,90	15,6	13,1	1318,8			0,93	75,0	7,3
2019	70,96	6,23	74,00	0,91	15,46	12,96	1295,92			0,93	77,15	7,52

Продолжение Таблицы 3.10

2020	79,27	6,69	74,00	0,92	15,34	12,84	1295,87			0,92	86,28	8,41
2021	75,19	6,12	74,00	0,92	15,22	12,72	1297,81			0,92	81,84	7,98
2022	71,33	5,59	74,00	0,92	15,10	12,60	1299,87			0,92	77,63	7,57
2023	67,66	5,11	74,00	0,92	14,97	12,47	1302,40			0,92	73,65	7,18
2024	64,19	4,67	74,00	0,93	14,85	12,35	1305,20			0,92	69,87	6,81
2025	60,89	4,27	74,00	0,93	14,73	12,23	1307,67			0,92	66,30	6,46
2026	57,76	3,90	74,00	0,93	14,62	12,12	1310,55			0,92	62,91	6,13
2027	67,05	4,47	74,00	0,93	14,51	12,01	1318,93			0,92	73,08	7,12
2028	62,83	3,99	74,00	0,94	14,40	11,90	1318,41			0,92	68,50	6,68
2029	58,88	3,56	74,00	0,94	14,29	11,79	1318,29			0,92	64,22	6,26
2030	55,18	3,18	74,00	0,94	14,19	11,69	1317,99			0,92	60,21	5,87
2031	51,71	2,84	74,00	0,95	14,10	11,60	1317,67			0,92	56,46	5,50
2032	48,46	2,53	74,00	0,95	14,00	11,50	1317,84			0,92	52,95	5,16
2033	45,41	2,26	74,00	0,95	13,91	11,41	1317,95			0,92	49,67	4,84
2034	42,55	2,01	74,00	0,95	13,83	11,33	1317,98			0,92	46,59	4,54
2035	39,88	1,80	74,00	0,95	13,75	11,25	1317,27			0,92	43,71	4,26
2036	37,37	1,60	74,00	0,96	13,68	11,18	1316,64			0,91	41,01	4,00
2037	35,02	1,43	74,00	0,96	13,62	11,12	1315,75			0,91	38,48	3,75
2038	32,82	1,28	74,00	0,96	13,55	11,05	1315,19			0,91	36,11	3,52
2039	30,76	1,14	74,00	0,96	13,50	11,00	1313,57	55	7ск-12-2.5-6000	0,91	33,89	3,30
2040	28,82	1,02	74,00	0,96	13,45	10,95	1311,96			0,91	31,82	3,10
2041	27,01	0,91	74,00	0,97	13,41	10,91	1309,78			0,91	29,87	2,91
2042	25,31	0,81	74,00	0,97	13,37	10,87	1307,42			0,90	28,05	2,73
2043	23,72	0,72	74,00	0,97	13,34	10,84	1304,66			0,90	26,34	2,57
2044	22,23	0,65	74,00	0,97	13,32	10,82	1301,92			0,90	24,74	2,41
2045	20,83	0,58	74,00	0,97	13,30	10,80	1298,93			0,90	23,24	2,27
2046	19,52	0,51	74,00	0,97	13,28	10,78	1295,39			0,90	21,84	2,13

Таблица 3.11 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 48 (3 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	11,41	0,66	74,0	0,94	16,4	13,9	1101,2	28	5ск-4-2.1-1600	0,92	12,5	4,7
2013	13,54	1,61	74,0	0,88	16,2	13,7	1336,9			0,93	14,7	5,5
2014	13,11	1,52	74,0	0,88	16,1	13,6	1340,1			0,93	14,2	5,4
2015	12,70	1,43	74,0	0,89	16,0	13,5	1342,8			0,93	13,8	5,2
2016	12,29	1,35	74,0	0,89	15,8	13,3	1345,2			0,93	13,4	5,0
2017	11,90	1,27	74,0	0,89	15,7	13,2	1347,3			0,93	13,0	4,9
2018	11,53	1,20	74,0	0,90	15,6	13,1	1349,3			0,93	12,6	4,7
2019	11,16	1,14	74,0	0,90	15,5	13,0	1350,7			0,92	12,2	4,6
2020	10,81	1,07	74,0	0,90	15,4	12,9	1351,9			0,92	11,8	4,4
2021	10,46	1,01	74,0	0,90	15,3	12,8	1353,0			0,92	11,4	4,3
2022	19,66	1,87	74,0	0,90	15,2	12,7	1357,4			0,93	21,3	8,0
2023	18,45	1,66	74,0	0,91	15,1	12,6	1348,6			0,93	20,0	7,5
2024	17,31	1,48	74,0	0,91	15,0	12,5	1340,4			0,93	18,8	7,1
2025	16,25	1,32	74,0	0,92	15,0	12,5	1332,7			0,93	17,7	6,6
2026	15,25	1,17	74,0	0,92	14,9	12,4	1325,4			0,92	16,6	6,2
2027	14,31	1,04	74,0	0,93	14,8	12,3	1318,5			0,92	15,6	5,9
2028	13,42	0,93	74,0	0,93	14,7	12,2	1312,1			0,92	14,7	5,5
2029	12,60	0,82	74,0	0,93	14,7	12,2	1306,0			0,92	13,8	5,2
2030	11,82	0,73	74,0	0,94	14,6	12,1	1300,4			0,92	12,9	4,9
2031	11,09	0,65	74,0	0,94	14,5	12,0	1295,1			0,91	12,2	4,6
2032	10,41	0,58	74,0	0,94	14,5	12,0	1290,2	0,91	11,5	4,3		
2033	9,77	0,52	74,0	0,95	14,4	11,9	1285,5	0,91	10,8	4,1		

Таблица 3.12 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 53 (3 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	43,03	3,12	74,0	0,93	16,4	13,9	1160,6	38	7ск-8-3.5-4000	0,93	46,6	9,5
2013	33,16	2,34	74,0	0,93	16,2	13,7	1168,3			0,93	36,0	7,3
2014	25,55	1,76	74,0	0,93	16,1	13,6	1175,6			0,92	27,8	5,7
2015	19,69	1,32	74,0	0,93	16,0	13,5	1182,2			0,92	21,5	4,4
2016	15,17	0,99	74,0	0,93	15,8	13,3	1188,4			0,92	16,6	3,4
2017	11,69	0,74	74,0	0,94	15,7	13,2	1194,3			0,91	12,9	2,6
2018	9,01	0,56	74,0	0,94	15,6	13,1	1199,9			0,90	10,0	2,0

Таблица 3.13 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 31 (3 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м ³ /т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м ³ /сут	Число качаний, кач/мин
2012	88,71	10,68	74,0	0,88	16,4	13,9	1319,2	55	7ск-12-2.5-6000	0,93	96,5	9,4
2013	85,07	9,89	74,0	0,88	16,2	13,7	1319,0			0,93	92,5	9,0
2014	81,58	9,16	74,0	0,89	16,1	13,6	1318,6			0,93	88,7	8,6
2015	78,24	8,48	74,0	0,89	16,0	13,5	1317,8			0,93	85,0	8,3
2016	75,03	7,85	74,0	0,90	15,8	13,3	1316,9			0,93	81,5	7,9
2017	71,95	7,27	74,0	0,90	15,7	13,2	1316,0			0,93	78,2	7,6
2018	69,00	6,73	74,0	0,90	15,6	13,1	1315,1			0,93	75,0	7,3

Продолжение Таблицы 3.13

2019	70,96	6,23	74,00	0,91	15,51	13,01	1290,40			0,93	77,15	7,52
2020	79,27	6,69	74,00	0,92	15,41	12,91	1288,44			0,92	86,27	8,41
2021	75,19	6,12	74,00	0,92	15,32	12,82	1287,40			0,92	81,83	7,98
2022	71,33	5,59	74,00	0,92	15,22	12,72	1286,40			0,92	77,63	7,57
2023	67,66	5,11	74,00	0,92	15,13	12,63	1285,36			0,92	73,64	7,18
2024	64,19	4,67	74,00	0,93	15,05	12,55	1284,31			0,92	69,87	6,81
2025	60,89	4,27	74,00	0,93	14,96	12,46	1283,32			0,92	66,29	6,46
2026	57,76	3,90	74,00	0,93	14,88	12,38	1282,14			0,92	62,90	6,13
2027	67,05	4,47	74,00	0,93	14,81	12,31	1286,77			0,92	73,07	7,12
2028	62,83	3,99	74,00	0,94	14,74	12,24	1282,55			0,92	68,49	6,68
2029	58,88	3,56	74,00	0,94	14,67	12,17	1278,58			0,92	64,21	6,26
2030	55,18	3,18	74,00	0,94	14,60	12,10	1274,90			0,92	60,20	5,87
2031	51,71	2,84	74,00	0,95	14,54	12,04	1271,35			0,92	56,45	5,50
2032	48,46	2,53	74,00	0,95	14,48	11,98	1268,07			0,92	52,93	5,16
2033	45,41	2,26	74,00	0,95	14,42	11,92	1264,86			0,92	49,64	4,84
2034	42,55	2,01	74,00	0,95	14,37	11,87	1261,58			0,92	46,57	4,54
2035	39,88	1,80	74,00	0,95	14,31	11,81	1258,40			0,92	43,68	4,26
2036	37,37	1,60	74,00	0,96	14,27	11,77	1255,29			0,91	40,98	4,00
2037	35,02	1,43	74,00	0,96	14,22	11,72	1252,41			0,91	38,45	3,75
2038	32,82	1,28	74,00	0,96	14,18	11,68	1249,65			0,91	36,09	3,52
2039	30,76	1,14	74,00	0,96	14,14	11,64	1247,11	55	7ск-12-2.5-6000	0,91	33,87	3,30
2040	28,82	1,02	74,00	0,96	14,10	11,60	1244,55			0,91	31,79	3,10
2041	27,01	0,91	74,00	0,97	14,06	11,56	1242,19			0,91	29,84	2,91
2042	25,31	0,81	74,00	0,97	14,03	11,53	1239,66			0,91	28,02	2,73
2043	23,72	0,72	74,00	0,97	13,99	11,49	1237,28			0,90	26,31	2,57
2044	22,23	0,65	74,00	0,97	13,97	11,47	1234,67			0,90	24,71	2,41
2045	20,83	0,58	74,00	0,97	13,94	11,44	1232,24			0,90	23,21	2,26
2046	19,52	0,51	74,00	0,97	13,92	11,42	1229,71			0,90	21,81	2,13

Таблица 3.14 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 48 (4 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м3/т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м3/сут	Число качаний, кач/мин
2012	11,41	0,66	74,0	0,94	16,4	13,9	1102,4	28	5ск-4-2.1-1600	0,92	12,5	4,7
2013	13,54	1,61	74,0	0,88	16,2	13,7	1338,1			0,93	14,7	5,5
2014	13,11	1,52	74,0	0,88	16,1	13,6	1341,3			0,93	14,2	5,4
2015	12,70	1,43	74,0	0,89	16,0	13,5	1344,0			0,93	13,8	5,2
2016	12,29	1,35	74,0	0,89	15,8	13,3	1346,4			0,93	13,4	5,0
2017	11,90	1,27	74,0	0,89	15,7	13,2	1348,5			0,93	13,0	4,9
2018	11,53	1,20	74,0	0,90	15,6	13,1	1350,5			0,93	12,6	4,7
2019	11,16	1,14	74,0	0,90	15,5	13,0	1351,9			0,92	12,2	4,6
2020	10,81	1,07	74,0	0,90	15,4	12,9	1353,1			0,92	11,8	4,4
2021	10,46	1,01	74,0	0,90	15,3	12,8	1354,2			0,92	11,4	4,3
2022	19,66	1,87	74,0	0,90	15,2	12,7	1358,6			0,93	21,3	8,0
2023	18,45	1,66	74,0	0,91	15,1	12,6	1349,8			0,93	20,0	7,5
2024	17,31	1,48	74,0	0,91	15,0	12,5	1341,6			0,93	18,8	7,1
2025	16,25	1,32	74,0	0,92	15,0	12,5	1333,9			0,93	17,7	6,6
2026	15,25	1,17	74,0	0,92	14,9	12,4	1326,6			0,92	16,6	6,2
2027	14,31	1,04	74,0	0,93	14,8	12,3	1319,7			0,92	15,6	5,9
2028	13,42	0,93	74,0	0,93	14,7	12,2	1313,2			0,92	14,7	5,5
2029	12,60	0,82	74,0	0,93	14,7	12,2	1307,2			0,92	13,8	5,2
2030	11,82	0,73	74,0	0,94	14,6	12,1	1301,6			0,92	12,9	4,9
2031	11,09	0,65	74,0	0,94	14,5	12,0	1296,3			0,91	12,2	4,6
2032	10,41	0,58	74,00	0,94	14,5	12,0	1291,4	0,91	11,5	4,3		
2033	9,77	0,52	74,00	0,95	14,4	11,9	1286,6	0,91	10,8	4,1		

Таблица 3.15 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 53 (4 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м3/т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м3/сут	Число качаний, кач/мин
2012	43,03	3,12	74,0	0,93	16,4	13,9	1161,7	38	7ск-8-3.5-4000	0,93	46,6	9,5
2013	33,16	2,34	74,0	0,93	16,2	13,7	1169,5			0,93	36,0	7,3
2014	25,55	1,76	74,0	0,93	16,1	13,6	1176,7			0,92	27,8	5,7
2015	19,69	1,32	74,0	0,93	16,0	13,5	1183,4			0,92	21,5	4,4
2016	15,17	0,99	74,0	0,93	15,8	13,3	1189,6			0,92	16,6	3,4
2017	11,69	0,74	74,0	0,94	15,7	13,2	1195,5			0,91	12,9	2,6
2018	9,01	0,56	74,0	0,94	15,6	13,1	1201,1			0,90	10,0	2,0

Таблица 3.16 - Параметры компоновки ШСНУ в условиях скважины № 31 (4 вариант разработки)

Годы	Дебит жидкости, т/сут	Дебит нефти, т/сут	Газовый фактор, м3/т	Обводненность	Пластовое давление, МПа	Забойное давление, МПа	Глубина спуска насоса, м	Диаметр насоса, мм	Тип станка-качалки	Коэффициент наполнения	Подача насоса, м3/сут	Число качаний, кач/мин
2012	88,71	10,68	74,0	0,88	16,4	13,9	1320,4	55	7ск-12-2.5-6000	0,93	96,5	9,4
2013	85,07	9,89	74,0	0,88	16,2	13,7	1320,2			0,93	92,5	9,0
2014	81,58	9,16	74,0	0,89	16,1	13,6	1319,8			0,93	88,7	8,6
2015	78,24	8,48	74,0	0,89	16,0	13,5	1319,0			0,93	85,0	8,3
2016	75,03	7,85	74,0	0,90	15,8	13,3	1318,1			0,93	81,5	7,9
2017	71,95	7,27	74,0	0,90	15,7	13,2	1317,2			0,93	78,2	7,6
2018	69,00	6,73	74,0	0,90	15,6	13,1	1316,3			0,93	75,0	7,3
2019	66,17	6,23	74,0	0,91	15,5	13,0	1315,0			0,93	71,9	7,0

Продолжение Таблицы 3.16

2020	74,92	6,69	74,0	0,91	15,4	12,9	1307,7			0,93	81,5	7,9
2021	71,29	6,12	74,0	0,91	15,3	12,8	1305,0			0,93	77,5	7,6
2022	67,84	5,59	74,0	0,92	15,2	12,7	1302,5			0,93	73,8	7,2
2023	64,56	5,11	74,0	0,92	15,1	12,6	1300,0			0,92	70,2	6,8
2024	61,43	4,67	74,0	0,92	15,0	12,5	1297,6			0,92	66,8	6,5
2025	58,46	4,27	74,0	0,93	15,0	12,5	1295,3			0,92	63,6	6,2
2026	55,63	3,90	74,0	0,93	14,9	12,4	1292,9			0,92	60,6	5,9
2027	65,23	4,47	74,0	0,93	14,8	12,3	1294,8			0,92	71,1	6,9
2028	61,34	3,99	74,0	0,93	14,7	12,2	1289,5			0,92	66,8	6,5
2029	57,68	3,56	74,0	0,94	14,7	12,2	1284,4			0,92	62,9	6,1
2030	54,24	3,18	74,0	0,94	14,6	12,1	1279,8			0,92	59,2	5,8
2031	51,00	2,84	74,0	0,94	14,5	12,0	1275,4			0,92	55,7	5,4
2032	47,96	2,53	74,0	0,95	14,5	12,0	1271,3			0,92	52,4	5,1
2033	45,10	2,26	74,0	0,95	14,4	11,9	1267,3			0,92	49,3	4,8
2034	42,40	2,01	74,0	0,95	14,4	11,9	1263,4			0,92	46,4	4,5
2035	39,87	1,80	74,0	0,95	14,3	11,8	1259,6			0,92	43,7	4,3
2036	37,49	1,60	74,0	0,96	14,3	11,8	1255,9			0,91	41,1	4,0
2037	35,26	1,43	74,0	0,96	14,2	11,7	1252,5			0,91	38,7	3,8
2038	33,15	1,28	74,0	0,96	14,2	11,7	1249,3			0,91	36,5	3,6
2039	31,18	1,14	74,0	0,96	14,1	11,6	1246,4	55	7СК-12-2.5-6000	0,91	34,3	3,3
2040	29,32	1,02	74,0	0,97	14,1	11,6	1243,5			0,91	32,3	3,2
2041	27,57	0,91	74,0	0,97	14,0	11,5	1240,8			0,91	30,5	3,0
2042	25,92	0,81	74,0	0,97	14,0	11,5	1238,0			0,90	28,7	2,8
2043	24,37	0,72	74,0	0,97	14,0	11,5	1235,4			0,90	27,0	2,6
2044	22,92	0,65	74,0	0,97	14,0	11,5	1232,5			0,90	25,5	2,5
2045	21,55	0,58	74,0	0,97	13,9	11,4	1229,9			0,90	24,0	2,3
2046	20,27	0,51	74,0	0,97	13,9	11,4	1227,2			0,90	22,6	2,2

Необходимо отметить, что подбор типоразмера станка - качалки, а также соответствующего диаметра скважинного насоса осуществлялся по диаграммам А.Н. Адонина, представленным на рисунках 3.1-3.3 на которых цифры в кружках обозначают диаметры скважинных насосов.[30]

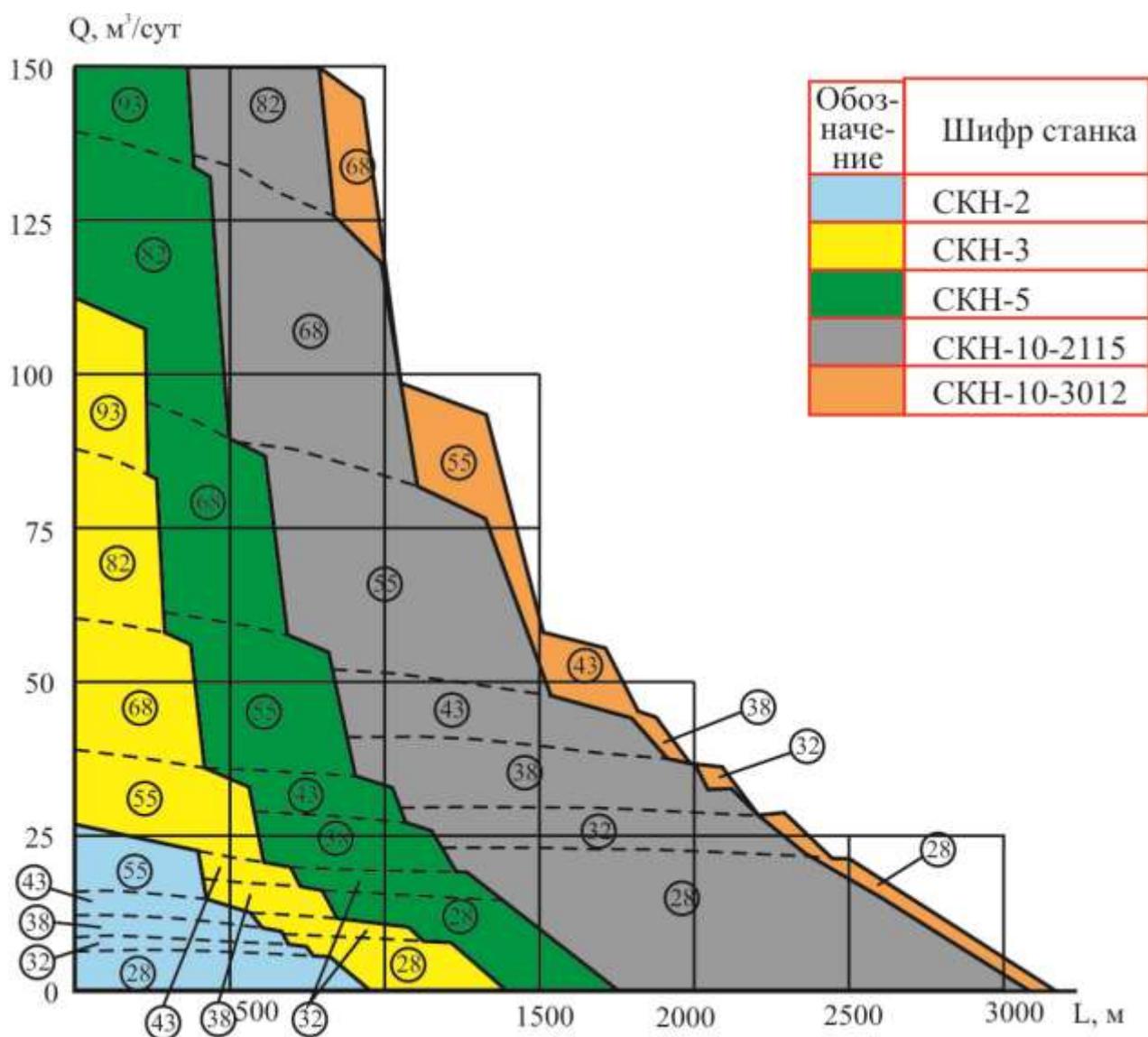


Рисунок 3.1 - Диаграмма А.Н. Адонина для станков-качалок типа СКН

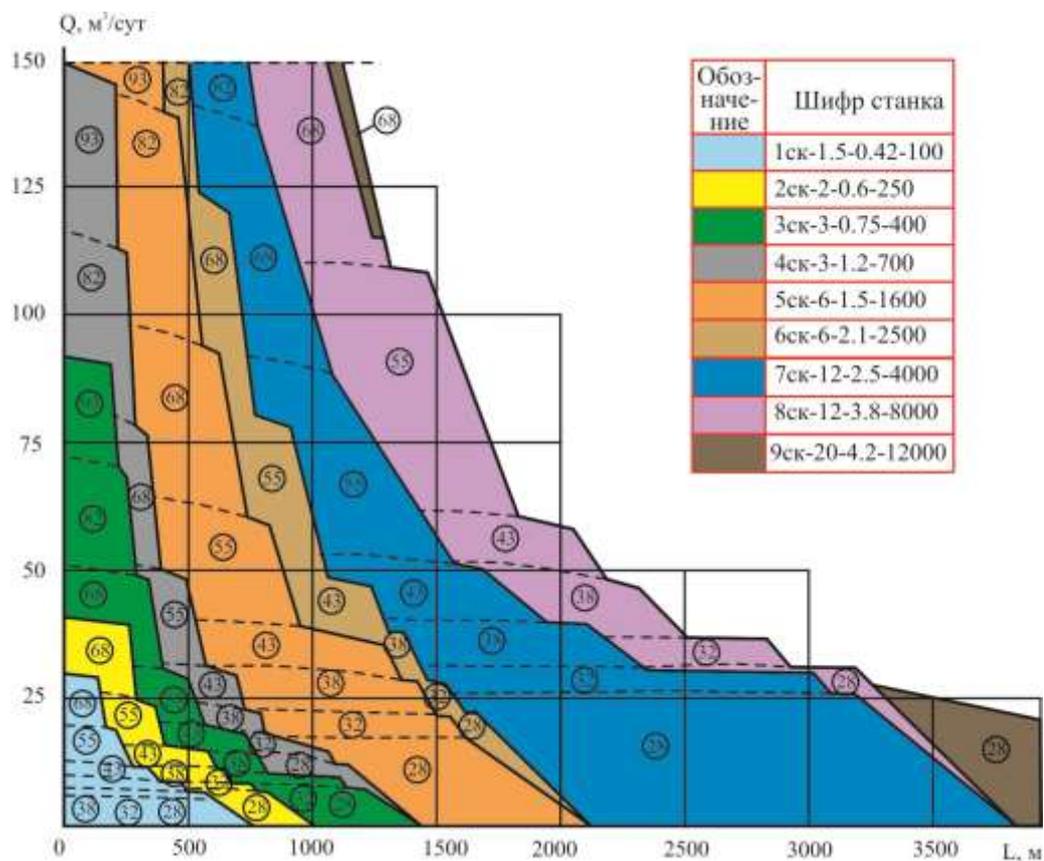


Рисунок 3.2 - Диаграмма А.Н. Адонина для станков-качалок базового типа

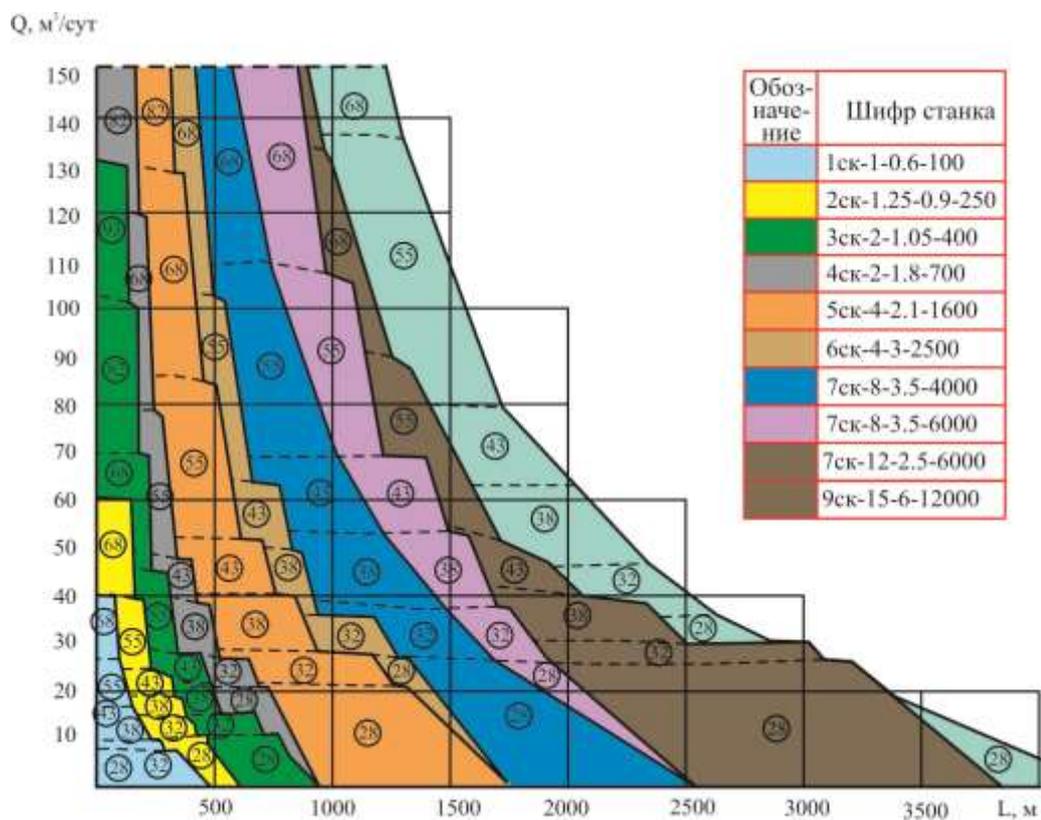


Рисунок 3.3 - Диаграмма А.Н. Адонина для станков-качалок модифицированного типа

3.2. Расчет удельного расхода газа при газлифтном способе эксплуатации скважин

Для определения оптимального режима работы газлифтной скважины было рассчитано движение газожидкостной смеси по стволу скважины. В расчетах по определению плотности газожидкостной смеси, скорости притока смеси в пласте, геотермического градиента и др. использованы расчетные формулы;

В расчетах было принято, что давление у башмака колонны P_1 примерно равно забойному давлению P_3 , т.е.

$$P_1 \approx P_3 = P_{II} - \frac{Q_{ж}}{K} \quad (3.1)$$

Длина подъемника определяется по формуле:

$$L = H - \frac{10}{\rho(Q + 43,2 \cdot d^2)} \left\{ 2,3 \cdot Q \cdot G_0 \cdot \lg \frac{P_{II} - \frac{Q}{K}}{P_1} + [Q \cdot (1 - \alpha) + 43,2 \cdot d^2] \left(P_{II} - \frac{Q}{K} - P_1 \right) \right\} \quad (3.2)$$

Диаметр лифта определяется по формуле:

$$d = \frac{\sqrt[3]{Q}}{13,6} \sqrt{\frac{\rho \cdot L}{P_1 - P_2}} \quad (3.3)$$

где P_1 - давление у башмака подъемных труб,

P_2 - давление на устье (на выкиде),

ρ - плотность смеси.

Определяем дебит и суточный расход газа в трех характерных точках кривой $Q=f(V_0)$: в точке начала выброса, в точке оптимального дебита и в точке максимального дебита.

Суточный расход газа в точке начале выброса равен:

$$V_0 = \frac{0,78 \cdot 24 \cdot d^2 [0,1 \cdot \rho \cdot L - (P_1 - P_2)]}{\lg \frac{P_1}{P_2}} \quad (3.4)$$

Максимальная пропускная способность лифта определяется по формуле:

$$Q_{\text{макс}} = \frac{2500 \cdot d^3 (P_1 - P_2)^{1,5}}{\rho^{1,5} \cdot L^{1,5}} \quad (3.5)$$

Суточный расход газа в точке оптимального дебита:

$$V_0 = \frac{0,8 \cdot 24 \cdot d^{2,5} [(P_1 - P_2)^{0,5} \cdot \rho^{0,5} \cdot L^{0,5}]}{\lg \frac{P_1}{P_2}} \quad (3.6)$$

Дебит при оптимальном режиме работы подъемника:

$$Q_{\text{опт}} = Q_{\text{макс}} \left[1 - \frac{10(P_1 - P_2)}{\rho \cdot L} \right]^2 \quad (3.7)$$

Суточный расход газа в точке максимального дебита:

$$V_{\text{опт}} = V_{\text{макс}} \left[1 - \frac{10(P_1 - P_2)}{\rho \cdot L} \right]^2 \quad (6.6)$$

Удельный расход газа равен:

$$R_0 = \frac{V_0}{Q_{\text{зад}}} \quad (3.8)$$

Результаты расчетов по определению максимальной и оптимальной производительности скважин при газлифтной эксплуатации, а также соответствующего им удельного расхода газа приведены в таблице 3.17.[26]

Таблица 3.17 - Удельный расход газа при максимальной и оптимальной производительности газлифтных скважин

заданный дебит Q, м ³ /сут	длина подъемника L, м	диаметр подъемника d, дюйм	стандартный диаметр подъемника d _{станд.} дюйм	обводненность продукции %	расход газа в начале работы V _{нач} , м ³ /сут	Максимальная производительность подъемника Q _{макс} , м ³ /сут	Максимальный расход газа V _{омакс} , м ³ /сут	Оптимальная производительность подъемника Q _{опт} , м ³ /сут	Оптимальный расход газа V _{оопт} , м ³ /сут	удельный расход газа R ₀ , м ³ /м ³
60,00	2469	3,70	4	5	61858,40	76,03	102804,48	71,40	90664,82	1511,08
60,00	2469	3,71	4	10	62480,31	74,97	103288,66	70,45	91202,36	1520,04
60,00	2469	3,73	4	15	63018,70	74,07	103705,98	69,64	91665,31	1527,76
60,00	2469	3,74	4	20	63521,43	73,24	104094,16	68,89	92095,63	1534,93
60,00	2469	3,76	4	25	64004,49	72,46	104465,79	68,19	92507,35	1541,79
60,00	2469	3,77	4	30	64475,27	71,72	104826,70	67,52	92906,94	1548,45
60,00	2469	3,78	4	35	64937,78	71,00	105180,07	66,87	93297,95	1554,97
60,00	2469	3,79	4	40	65394,39	70,30	105527,77	66,24	93682,47	1561,37
60,00	2469	3,81	4	45	65846,61	69,62	105871,00	65,62	94061,82	1567,70
60,00	2469	3,82	4	50	66295,35	68,95	106210,50	65,02	94436,85	1573,95
60,00	2469	3,83	4	55	66741,21	68,30	106546,73	64,43	94808,07	1580,13
60,00	2469	3,84	4	60	67184,47	67,66	106879,97	63,85	95175,78	1586,26
60,00	2469	3,85	4	65	67625,25	67,04	107210,31	63,29	95540,10	1592,34
60,00	2469	3,87	4	70	68063,47	66,43	107537,73	62,73	95901,02	1598,35
60,00	2469	3,88	4	75	68498,91	65,83	107862,09	62,19	96258,37	1604,31
60,00	2469	3,89	4	80	68931,21	65,25	108183,14	61,66	96611,91	1610,20
60,00	2469	3,90	4	85	69359,85	64,68	108500,54	61,14	96961,25	1616,02
60,00	2469	3,91	4	90	69784,18	64,12	108813,83	60,63	97305,91	1621,77
60,00	2469	3,92	4	95	70203,38	63,58	109122,45	60,14	97645,27	1627,42

3.3. Методы повышения нефтеотдачи на месторождении

«Северный Уртабулак»

Повышение нефтеотдачи пластов увеличение степени извлечения нефти из недр, в настоящее и ближайшее десятилетия является одной из главных проблем энергообеспечения в мире. Эффективность известных методов извлечения нефти обеспечивает конечный коэффициент нефтеотдачи в пределах 0,25-0,45, что явно недостаточно для увеличения ресурсов нефти. Остаточные запасы или не извлекаемые существующими промышленно освоенными методами разработки достигают примерно 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах и представляют собой большой резерв увеличения извлекаемых ресурсов с применением методов повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим повышение степени извлечения нефти из недр разрабатываемых месторождений за счет прогрессивных методов воздействия на пласты является важной народнохозяйственной задачей.[11]

Анализ современных методов и технологий ограничения притока вод в скважины с точки зрения оценки возможности их использования для решения задачи увеличения охвата залежей заведением показал, что применение их при эксплуатации обводненных продуктивных пластов способствует увеличению отбору из них нефти.[1]

Результаты многолетних исследований по этой проблеме заключаются в следующем. Сущность любой ремонтно-изоляционной работы в добывающей скважине с применением водоизолирующего материалу сводился к перекрытию путей потока воды в нее избирательным воздействием на источник обводнения: смежные пласты и пропластки обводнения, обводненные зоны в продуктивном объекте, а так же на пути водоприток в виде трещин в коллекторе и других каналов в закалённом пространстве.

Для решения практических задач повышения охвата продуктивного пласта воздействием на поздней стадии эксплуатации, при стационарном

режиме заводнения основным условием является, увеличение фильтрационного сопротивления обводненных зон. В литологических неоднородных пластах, для этой цели применяется тампонажный цемент, позволяющий отключить из разработки высокопроницаемые обводненные интервалы и тем самым снизить неоднородность эксплуатационного объекта.[2]

В частично выработанных пластах с внутренней неоднородностью одним из основных условий решения указанной задачи является фильтрация водоизолирующего состава в пористую среду. Наиболее полно указанному требованию отвечают, как показали результаты детального анализа свойств применяемых в нефтепромысловой практике химпродуктов, водоизолирующие составы, представляющие собой композицию реагентов с различными физико-химическими свойствами. По результатам анализа составлены классификации реагентов по нескольким принципам, которые позволяют эффективно применять их при решении вышеуказанных задач в системе разработки нефтяных месторождений.

Основную группу химпродуктов составляют реагенты, создающие в пластовых условиях закупоривающую массу синтетические смолы, сополимеры акриловых кислот, латексы, полиуретаны и др.

К вспомогательным отнесены химические реагенты, выполняющие роль отвердителя, осадителя, стабилизатора, наполнителя, модификаторов, регулирующих физико-химические и эксплуатационные свойства основного водоизолирующего материала. В их число входят формалин, уротропин, полиэтиленполиамин (ПЭПА), хлористый кальций, бензол сульфокислота, соляная и окулированная серная кислоты. При их отсутствии водоизолирующие составы в пластовых условиях не образуют закупоривающий материал с необходимыми свойствами.[1]

Поэтому при разработке нефтяных скважин, особенно на поздней стадии, чтобы предотвратить вытеснение воды с нефтью или сокращения подземных вод в продуктивных пластах, через добывающие скважины

изолируют презабавную зону скважину при помощи вспомогательных химических реагентов выполняющие роль отвердителя, осадителя, стабилизатора, наполнителя, модификаторов, регулирующих физико-химические и эксплуатационные свойства основного водоизолирующего материала.

На этой стадии разработки скважина переходит в форсированный отбор жидкости изолирования скважин, может оказаться, не целесообразным в таких случаях предлагаю применять тепло паровую обработку скважин с целью снижения вязкости нефти, увеличение скорости движения потока фильтрации от пласта к забою скважины.

Форсированный отбор жидкостей применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом текущая добыча и нефтеотдача возрастают вследствие увеличения градиентов давления и скорости фильтрации, обуславливающего вовлечение в разработку участков пласта и пропластков, не охваченных заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы. [20]

Приступать к форсированному отбору следует, постепенно увеличивая дебет отдельных скважин на 30-50% , а затем в 2 - 4 раза. Предельное значения отбора регламентируется возможностями используемого способа эксплуатации скважин. Для осуществления форсированного отбора необходимы насосы высокой подачи или использование газлифта. Газлифт характеризуется высокой технико-экономической эффективностью, отсутствием в скважинах механизмов и трущихся деталей, простотой обслуживания скважин и регулирования работы.

По мере разработки месторождения условия эксплуатации скважин ухудшаются: обводняется продукция увеличивается гидростатическое давление столба флюидов, образуется высоковязкая эмульсия, возрастает потеря давления трения в ствола и выкидной линии, что приводит к росту забойного P_3 и устьевого P_2 давлений, уменьшается эффективный газовый фактор $G_{эф}$ и увеличивается потребный удельный расход газа R_0 при

отсутствии применения или недостаточной эффективности ППД возможно уменьшение пластового давления $P_{пл}$, а также соответственно забойного P_3 и башмачного P_1 давлений, что вызывает увеличение удельного расхода R_0 . Это приводит к нарушению условия фонтанирования. Практика показала, что при забойной зоне нефтедобывающие скважины, эксплуатируемые газлифтным способом, часто образуются нефтяная эмульсия, что приводит к увеличению вязкости жидкости, это приводит к снижению суточной добычи нефти.

Чтобы предотвратить подобных случаев будет целесообразно, если применять метод паротепловое воздействия на пласт.[11]

3.3.1. Паротепловое воздействие на пласт.

Вытеснение нефти паром - метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетается с поверхности в пласт с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины. В качестве паронагнетательных скважин, используются эксплуатационные скважины, которые выбивались из эксплуатации из-за причины 100%-го обводнения или по другим причинам. Как известно, на поздней стадии разработки месторождения, число таких скважин бывает значительными. Экономическая целесообразность заключается в том, что первые эти скважины могут быть расположены в близости действующих скважин и это увеличивает эффективность метода при меньшем расходе пар, второй скважины, которая выбивалась из эксплуатации, расположенные внутри контура нефтеносности.[29] Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов - нефти, воды, газа. В пласте образуются следующие три зоны, различающиеся по температуре, степени и характеру насыщения:

1) Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации ($400-200^{\circ}\text{C}$), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2) Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации (200°C) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

3) Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

При нагреве пласта происходит дистилляция нефти, снижение вязкости и объемное расширение всех пластовых агентов, изменение фазовых проницаемостей, смачиваемость горной породы и подвижность нефти, воды и др.[12].

3.3.2. Радиальное бурение

Существует большое количество методик и расчётных схем, позволяющих прогнозировать эффективность применения горизонтальных скважин (ГС) на месторождениях нефти и газа. Однако совершенно не разработан концептуальный подход, общие принципы, на основании которых можно было бы проектировать не только отдельные скважины, но и системы разработки месторождений ГС, обладающие некоторыми наперед заданными свойствами. Такой подход позволил бы при проектировании решать оптимизационные задачи по определению объектов разработки, системы разработки, плотности сетки скважин и т.д. Таким образом, при проектировании разработки залежей углеводородов системами ГС необходимо сформулировать геолого-технологические, технико-технологические, технико-экономические и экологические принципы. Такие принципы и критерии позволят осуществлять первый тестовый отбор, который в дальнейшем должен сопровождаться конкретными гидродинамическими расчетами и технико-экономическим обоснованием.

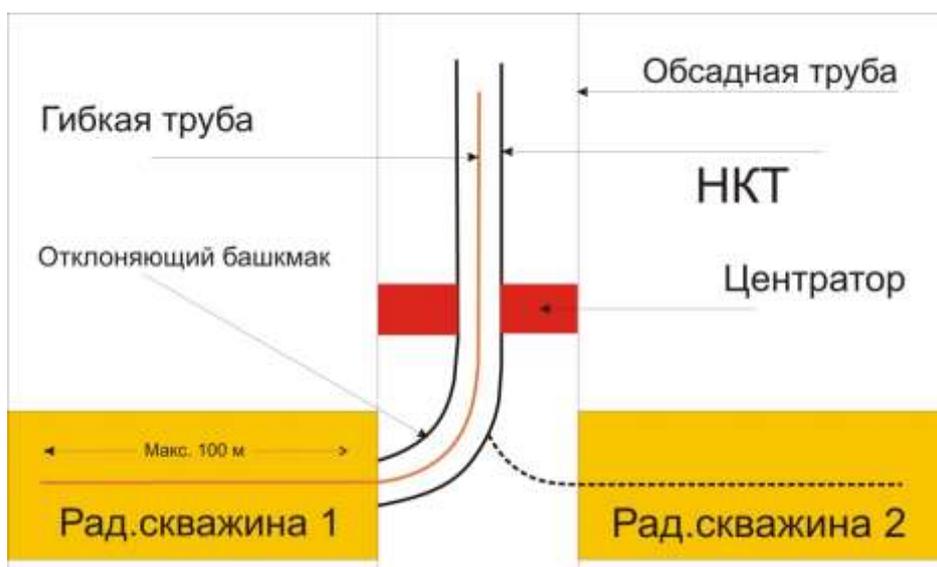
Каждая из этих проблем является сложной и многоаспектной задачей, поэтому в работе рассмотрены только некоторые принципы, приближающие нас к решению этих задач. Новые технологии, основанные на применении ГС, по мнению Н.К. Байбакова, коренным образом изменили практику и теорию мировой добычи углеводородов. Дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяжённости, значительно возросли. В результате есть возможность эксплуатировать месторождения отдельными сетками скважин, снизить депрессии, увеличить продолжительность безводного периода эксплуатации скважин. На некоторых месторождениях запасы нефти, которые ранее считались не извлекаемыми, в настоящее время могут вырабатываться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих "старых" методов воздействия на пласт, значительно улучшилось большинство показателей разработки. Анализ состояния эксплуатации ГС в нефтегазодобыче посвящен ряд работ.

Преждевременно остановленные скважины и месторождения с ограниченными запасами - все возрастающая проблема в области добычи нефти и газа. В случаях закрытия месторождения, как правило, оставшиеся запасы будут заброшены в связи с высокими затратами на восстановление добычи.

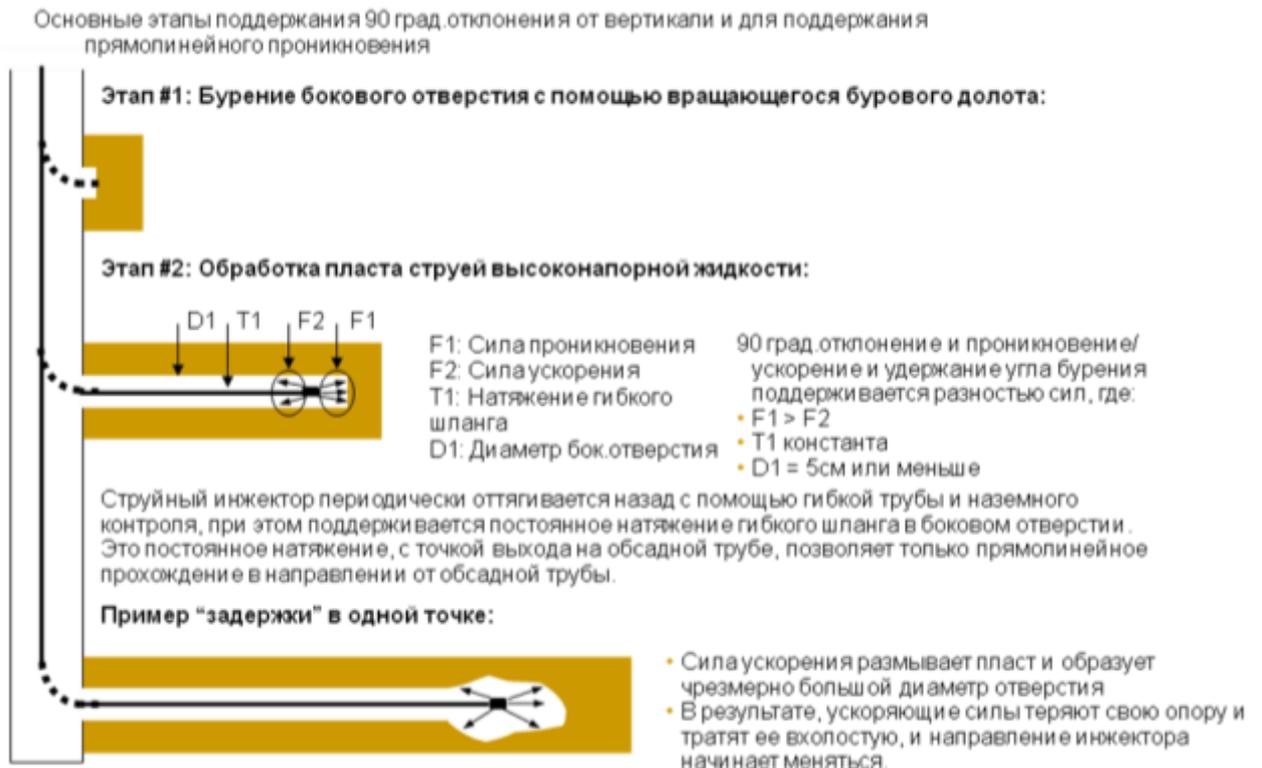
Радиальное бурение - это быстрый метод реабилитации и оптимизации нефтяных и газовых скважин с использованием усовершенствованной технологии гибкой трубы.

При радиальном бурении перфорируются боковые отверстия диаметром 50 мм с применением высоконапорной жидкости на глубине до 2500 метров по радиусу от ствола скважины.

Возможно бурение по четыре боковых отверстия на нескольких уровнях.



1. Вытянуть НКТ
2. Спустить с отклоняющим башмаком
- 3 Спустить труборез
4. Извлечь труборез
5. Спустить инжектор и продуть отверстия
6. Извлечь инжектор
7. Повернуть отклоняющий башмак



Применение технологии радиального бурения повышает дебит нефтяных скважин, увеличивает объем их извлекаемых запасов.

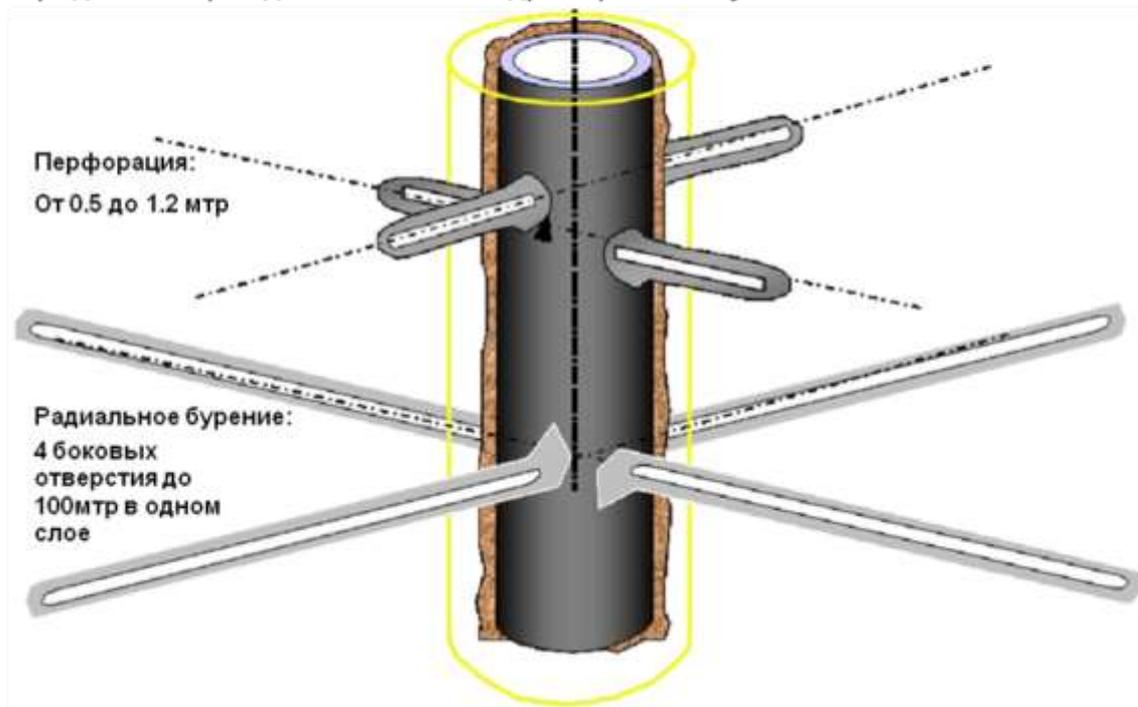
Технология заменяет традиционные методы интенсификации притока в скважинах при низких затратах, за короткое время и с более высокими производственными результатами.

В связи с вышеуказанным, применение технологии на ваших скважинах позволит повысить рентабельность и большую возвратность инвестиций в стимуляцию притока нефти.

При применении технологии радиального бурения, контролируется как направление (отклонение в 90град. от вертикали), так и протяженность проникновения. В связи с этим, проникновение проходит и через ограничения разломов, тогда как окончательное расположение новых разломов невозможно проконтролировать, и могут оставаться карманы низкой проходимости после применения технологии радиального бурения.

Выходит за пределы поврежденной части устья скважины применима как в высоко-продуктивных нефтеносных слоях и малопроницаемых многослойных коллекторах.

- Радиальное бурение проводится на большие расстояния (макс.100м) в сравнении с традиционным (перфорацией) проникновением и может пройти за пределы поврежденной области дренирования устья скважины



На месторождении «Северный Уртабулак» по двум скважинам до сегодняшнего дня проводилось радиальное бурение. В 2012 году 22 ноября проводилось мероприятия на скважине №93 в течении 10 дней. Прирост нефти до мероприятия составлял 3,7 т/сут., а после увеличился до 6 т/сут, по сегодняшний день с этой скважины прирост нефти составил 2100 т. извлекаемой нефти. Также производилось мероприятие другой скважины №101 6 декабря. Мероприятие проводилось 10 дней, дебит составлял 3,4 т/сут., после мероприятия дебит составил 5,5 т/сут., По сегодняшний день скважина действующая и её прирост составляет 2240 т.

3.3.3. Анализ эффективности резки боковых стволов

На месторождении Северный Уртабулак в целях возврата простаивающих скважин в эксплуатацию были выполнены резки боковых стволов.

Кроме увеличения среднесуточного дебита нефти на скважинах, в которых провели резку бокового ствола, наблюдается уменьшение

обводненности продукции, что связано с тем, что добыча пластовых флюидов после проведения ГТМ происходит из объемов, ранее не охваченных дренированием, вследствие этого уровень текущего ВНК в этих зонах ниже.[20]

По зарезкам боковых стволов на скважинах №№ 28, 39, 44, 54, 79, 83, 87, 92, 102 данное мероприятие имеет высокую эффективность. Результаты анализа представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18 - Эффективность зарезок боковых стволов

№ скв.	Наименование ГТМ	Среднесуточный дебит нефти, т/сут		Время эффективности ГТМ, мес	Прирост, т/год	Факт.прирост, т
		до ГТМ	после ГТМ			
28	Зарезка бокового ствола	4,1	22,7	10	2880	2400
39	Зарезка бокового ствола	0	36,7	15	6993	8741
44	Зарезка бокового ствола	5,8	23,7	10	5520	4600
54	Зарезка бокового ствола	10,2	23,2	7	2935	1712
83	Зарезка бокового ствола	3,6	37,9	13	4454	4825
87	Зарезка бокового ствола	0,33	11,3	8	1260	840
92	Зарезка бокового ствола	8,8	101,1	28,5	7035	16707
102	Зарезка бокового ствола	0,15	27,0	10	6178	5148

Удельные запасы нефти, рассчитанные с использованием характеристик вытеснения, представлены по каждой скважине в таблице 3.19.

По итогам проведения восьми геолого-технических мероприятий, заключавшихся в зарезке бокового ствола, выявлено, что средний прирост в добыче нефти на скважину составил 5621 т. Среднесуточный дебит нефти на скважину до мероприятий составлял 4,1 т/сут, после 35,5 т/сут (прирост в дебите на скважину составил в среднем - 31,4 т/сут). Продолжительность эффекта от проведенных мероприятий в среднем составила 12,7 месяцев на скважину.

Суммарный прирост в добыче нефти составил 44973 т.

Таблица 3.19 - Сводная таблица расчетных удельных остаточных запасов нефти

№№ скв.	Накоплен ная добыча нефти, тыс. т	Удельные запасы нефти, тыс. т	Остаточн ые удельные запасы нефти, тыс. т
1	264,004	277,781	13,777
3	282,639	311,799	29,161
4	340,025	358,279	18,254
7	74,279	112,118	37,839
9	8,633	8,955	0,322
11	303,563	361,602	58,039
15	71,186	92,601	21,415
16	88,515	93,682	5,168
18	76,945	79,346	2,401
21	82,753	87,777	5,024
22	156,605	187,086	30,481
24	211,072	221,244	10,172
25	185,949	205,351	19,401
26	114,871	127,230	12,359
27	1,903	3,521	1,618
28	160,658	220,246	59,588
29	6,427	7,683	1,256
31	208,526	256,113	47,588
33	107,552	145,438	37,886
34	33,427	48,458	15,031
36	93,531	154,773	61,242
37	45,652	61,670	16,018
38	167,264	177,780	10,516
39	53,387	69,376	15,990
40	98,646	99,236	0,590
41	217,005	230,641	13,636
42	96,981	176,720	79,739
43	208,251	231,184	22,933
44	110,992	149,196	38,205
45	63,555	73,498	9,942
46	82,038	100,395	18,357
47	193,283	212,090	18,806
48	226,222	235,858	9,636
49	151,369	156,573	5,205

№№ скв.	Накоплен ная добыча нефти, тыс. т	Удельные запасы нефти, тыс. т	Остаточн ые удельные запасы нефти, тыс. т
65	26,993	34,344	7,351
66	1,049	2,046	0,997
67	44,872	45,423	0,551
68	10,385	21,996	11,612
69	109,436	124,264	14,829
71	18,361	25,988	7,628
74	44,551	77,170	32,619
75	31,203	38,389	7,186
76	23,481	55,577	32,097
77	47,425	53,158	5,732
78	91,957	141,202	49,245
79	36,982	76,366	39,384
81	69,738	76,254	6,516
82	74,471	79,610	5,139
83	38,624	64,310	25,685
84	57,696	62,250	4,554
85	34,369	55,716	21,347
86	240,261	382,994	142,733
87	56,076	73,601	17,525
88	32,282	54,654	22,372
89	4,968	7,891	2,923
90	23,766	32,361	8,595
91	24,339	28,401	4,062
92	112,509	150,931	38,423
93	55,057	124,452	69,395
94	25,011	28,211	3,200
95	110,114	110,450	0,337
96	59,751	73,975	14,225
97	40,345	81,654	41,309
99	14,662	21,260	6,599
100	4,750	6,366	1,615
101	43,858	54,374	10,517
102	15,879	23,394	7,515
103	57,985	72,555	14,570

Продолжение Таблицы 3.19

50	82,648	103,120	20,473
51	57,841	81,999	24,158
52	27,615	56,913	29,298
53	55,023	59,150	4,126
54	53,888	71,809	17,922
55	8,692	9,046	0,354
56	100,328	141,233	40,905
57	131,151	158,713	27,562
58	34,123	41,841	7,718
59	134,784	146,620	11,837
60	86,735	89,949	3,214
61	276,635	308,320	31,684
62	131,116	133,550	2,434

104	8,329	14,512	6,183
105	12,342	14,985	2,643
107	25,160	39,497	14,337
109	26,355	47,507	21,152
110	22,744	54,214	31,471
111	12,268	22,428	10,161
112	8,818	11,177	2,359
113	27,342	31,154	3,812
114	3,562	5,931	2,369
115	126,515	172,621	46,106
116	1,905	2,150	0,245
117	5,461	7,081	1,620
118	33,959	44,140	10,181

3.4. Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Нормальная работа скважин в соответствии с установленным технологическим режимом нередко нарушается вследствие:

- износа или отказа в работе применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны;
- отложений песка (механических примесей, продуктов коррозии), парафина;
- преждевременного обводнения продукции;
- изменения условий работы (уменьшение или увеличение забойного давления, прорывы газа и др.).

На месторождении Северный Уртабулак распространены парафинистые (0,97-5,54 %), сернистые (0,51-2,61 %), смолистые (1,75-6,79 %) нефти. Содержание в пластовой нефти месторождения всех этих соединений ухудшает ее качество и вызывает осложнения в добычи нефти.

Вдоль пути движения нефти уменьшаются температура и давление, выделяется газ, поток охлаждается, снижается растворяющая способность нефти, выделяются твердый парафин, мазеобразные асфальтены и смолы. Их отложения возможны в призабойной зоне и подъемных трубах. [12]

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя увеличивается с нуля на глубине 900-300 м до максимума на глубине 200-50 м, а затем уменьшается за счет смыва отложений потоком. Отложения приводят к увеличению гидравлических сопротивлений потоку и снижению дебита.

Процесс отложения парафина имеет адсорбционный характер. Поэтому необходимо применять трубы с защитными покрытиями гидрофильными (полярными) материалами. Для создания защитных покрытий можно применять лакокрасочные материалы, а также стекло, стекло эмали.

Добавки в поток химических реагентов способствуют гидрофилизации стенок труб, увеличению числа центров кристаллизации парафина в потоке, повышению дисперсности частиц парафина и нефти. Такими реагентами могут быть как водо-, так и нефтерастворимые ПАВ.

Для удаления отложений парафина применяют тепловые и механические методы.

При тепловом методе борьбы с отложением парафина проводят периодическую закачку в затрубное пространство скважин, перегретого пара или паровоздушной смеси. Под действием повышенной температуры парафин расплавляется и удаляется вместе с закачиваемой и добываемой жидкостью из подъемных труб, а также из выкидного трубопровода.

При механическом методе используют специальные скребки. Они соскабливают отложения парафина со стенок труб. Их спускают и поднимают на проволоке (тросе) с помощью электродвигателя. Подъем автоматических летающих скребков происходит под действием напора газонефтяного потока.

Выводы к главе III

Основной задачей является определения эффективности по направлению оптимизации систем разработки зонально-неоднородных нефтяных пластов, находящихся на поздней стадии их эксплуатации, с

использованием аппарата моделирования, адаптированного к условиям дефицита геолого-промысловой информации.

На сегодняшний день намного улучшился результат эффективность работ направленных по оптимизации систем разработки на поздней стадии их эксплуатации. Изученность проблем на месте эксплуатации, благодаря современным технологиям и сотрудничеству с опытными специалистами, позволило проанализировать следующие варианты эффективности:

- применяемый в работе набор методов моделирования и анализа, опирающийся на использование только стандартной геолого-промысловой информации, позволил создать детальную геолого-гидродинамическую модель объекта. Поточного месторождения, в рамках, которой удалось реконструировать фациальную обстановку в формировании осадочных генетических комплексов горных пород и определить основные элементы макро неоднородности.

- изучение взаимовлияния выделенных смежных разно продуктивных фациальных тел позволило установить факты эффективного дренирования высокопроницаемыми коллекторами фаций баров и речных русел запасов нефти смежных низко продуктивных коллекторовшельфовых и пойменных отложений.

- на основании проведенного геолого-промыслового анализа было установлено, что наибольшую полноту выработки запасов нефти из фациально-неоднородных пластов обеспечивают гидродинамические методы воздействия, которые предполагают полный перенос очагов нагнетания в область с пониженной проницаемостью коллекторов при одновременной концентрации зон отборов в высокопродуктивных частях залежи. Такой способ увеличивает конечный КИН на 2-5% по сравнению со стандартной (не изменяемой) схемой размещения скважин и имеет значительное технико-экономическое преимущество перед дорогостоящими методами увеличения нефтеотдачи интенсификации добычи.

- предложенный упрощенный метод определения эффективности оптимизации систем разработки, позволит оперативно определять наилучшие параметры трансформированной системы размещения скважин, а использование в совокупности с данным методом многомерных статистических моделей, учитывающих фациальное строение пласта, даст возможность быстрого и качественного прогноза показателей воздействия различными технологиями, направленными на увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи.[14]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе исследований показаны научная новизна, практическая и научная значимость и сформулированы следующие теоретические выводы и практические рекомендации.

Рассмотрев динамику основных технологических показателей разработки и на основании карты запасов и карты текущих остаточных нефтенасыщенных толщин (рисунок 1.11) можно сделать вывод, что большая часть остаточных запасов сосредоточена в центральной зоне и в северо-западной части месторождения. Наиболее выработанной зоной является юго-восточная часть залежи.

Анализируя значение обводнённости и расчетного текущего положения ВНК (рисунок 1.2-1.13) можно сделать вывод, что центральная часть месторождения имеет обводнённость до 60%, а краевая часть месторождения имеет обводнённость выше 60 %. Практически половина фонда действующих скважин имеет обводнённость свыше 80 %.

Также в работе приведены примеры по использованию химических реагентов. Проанализировав метод использования химических реагентов, я пришла к следующим выводам: химические реагенты недефицитные, доступные и эффективные, но при всей своей эффективности и не дороговизне, химические реагенты оказывают губительное влияние на окружающую среду. Вследствие этого я считаю, что использование химических реагентов нецелесообразно с экологической точки зрения.

Еще в работе приведен пример метода паровой обработки пласта. В этом процессе пар нагнетается с поверхности в пласт с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины в качестве паронагнетательных скважин, используются эксплуатационные скважины которые выбивались из эксплуатации из за причины 100%-го обводнения или по другим причинам. Как известно, на поздней стадии разработки месторождение, число таких скважин бывает значительными.

Экономическая целесообразность заключается в том, что первые из этих скважин могут быть расположены вблизи действующих скважин и это увеличивает эффективность метода при меньшем расходе пара, вторичные скважины которые выбывали из эксплуатации расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов - нефти, воды, газа. При проведении подробного анализа я пришла к выводу, что самый оптимальный и выгодный с экономической и экологической точки зрения, это метод парового воздействия на пласт.

Так как нефть на месторождении «Северный Уртабулак» тяжелая, высокосернистая и с повышенным содержанием асфальтенов, для оптимизации разработки месторождения и получения максимального показателя добычи нефти, я предлагаю использовать метод парового воздействия на пласт.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Пак С.Л., Жуковский Б.Л., и др. Подсчет запасов нефти и газа месторождения «Северный Уртабулак». (Ташкент, 1974);
2. Дмитриев Ю.П., Бережное В.Т. и др. Анализ разработки и повышение эффективности выработки запасов нефти по месторождению «Северный Уртабулак». (Ташкент, 1994);
3. Ирматов Э.К., Коррективы к проекту разработки месторождения, «Северный Уртабулак». (Ташкент, 2003);
4. Лабораторные исследования керна на месторождении «Северный Уртабулак». (ОАО «ИГИРНИГМ»);
5. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. (М.: «Грааль», 2002);
6. Ирматов Э.К., Гриненко А. В. Технологическая схема разработки месторождения «Северный Уртабулак». Ташкент, 1977
7. Ирматов Э.К. Проект разработки месторождения «Северный Уртабулак». Ташкент 1997
8. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2008
9. Оркин К.Г, Юрчук А.М. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М.: Недра 1967
10. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Горн В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. М.: Недра 1984
11. Ахмедов Х.Р., Гатина И.Р., Мустафаев Б.М. Метод повышения эффективности извлечения газового конденсата. Сборник материалов научно-практической конференции профессоров-преподавателей. (Карши,2014);
12. Гатина И.Р. Повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Сборник научно-практической конференции при участии молодых ученых и студентов Кашкадарьинской и Сурхандарьинской областях. (Карши,2014);

13. Каримов И.А. Высоквалифицированные кадры - стимул прогресса: Речь на открытии Академии Государственного и общественного строительства при Президенте Республики Узбекистан, 3 октября 1995 г. -Т.: Узбекистан, 1995. - 32 с.;

14. Гиматудинов Ш.К. Эксплуатация и технология разработки нефтяных и газовых месторождений - М. «Недра», 1978 г.

15. . Булгаков Р.Т., Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Прогнозирование и оптимизация разработки большой группы нефтяных залежей. Казань. Татарское книжное издательство. 1976.144 с.

16. . Гарушев А.Р., Гарушев Э.А., Коновалов А.Е. К проблеме разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. Нефтепромысловое дело.- 2008.- № 3 С.4-10.

17. Дополнение к технологической схеме разработки Когалымского нефтяного месторождения. ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», Волгоград 2002.

18. Жданов М.А., Гординский Е.В. Подсчет прогнозных запасов нефти и газа. Издательство «Недра», 1968 г. С. 192.

19. Зайцев В.М., Андреев А.Ф., Прусенко Б.Е. Анализ и прогнозирование показателей разработки нефтяного месторождения. Москва,2001.С.46.

20. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин - нефтеотдача». М.: Грааль, 2002, - 314 с.

21. Закиров С.Н., Брусиловский А.И., Закиров Э.С., Огнев А.А. и др. Совершенствование технологии разработки месторождений нефти и газа. М.: Изд.Грааль, 2000,643 с.

22. Иванова М.М. Методы интенсификации разработки нефтяных и газовых месторождений (геолого-промысловые аспекты). Москва - 1980, с.67.

23. Казаков А.А., Орлов В.С. Прогноз обводнения и нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки. Москва ВНИИОНГ 1977. С.51.

24. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. 562 е.: ил. ISBN 5-8365-0074-6.

25. . Максимов М.И. К методике расчета добычи нефти с учетом ее обводненности при планировании. Экономика нефтедобывающей промышленности №3, 1971 г.

26. Максимов М.М., Рыбицкая Л.П. Математическое моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. М., «Недра», 1976, 264 с.

27. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии. Нефтяное хозяйство, № 3, 2008 г, с.30.

28. Муслимов Р.Х., Хамзин Р.Г., Шавалиев А.М. Оптимизация разработки нефтяных залежей. Нефтяное хозяйство. 10, 1993, с. 37.

29. Орлов В.С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М., «Недра», 1973. 320 с.

30. Сазонов Б.Ф. Совершенствование технологии разработки месторождения с водонапорным режимом. М., «Недра», 1973, с. 240.