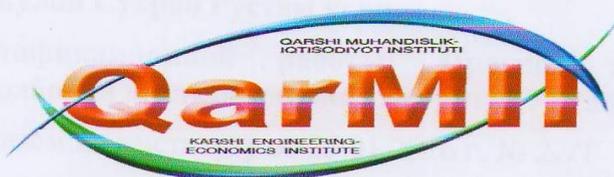




**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



Факультет «Нефть и газа»

**Направление: 5311900 - «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений»**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**На тему: Прогноз технологических показателей разработки
месторождения Северный Уртабулак**

Руководитель:

Мухаммадиев Х.М.

Выпускник:

Хазраткулов С.Р.

«Допускается к защите»

Зав. кафедрой:

Э.Н. Дусткобилов
«07» 06 2016 г.

«Направлен в ГАК»

Декан факультета:

А.Р. Маллаев
«07» 06 2016 г.

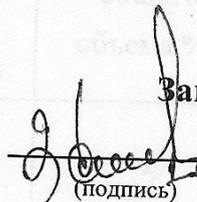
Карши – 2016 г

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ФАКУЛЬТЕТ НЕФТЬ И ГАЗА
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 5311900 «РиЭНГМ»

«Утверждаю»

Зав. кафедры «РиЭНГМ»

Э.Н. Дусткобилов


(Подпись)

ЗАДАНИЕ

по выпускной квалификационной работе

Студент: Хазраткулов Сухроб Рустам угли

1. Тема квалификационной работы: Прогноз технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак

Утверждена приказом по институту от 25.01.2016 г. № 22/Т

2. Срок сдачи квалификационной работы 06.06.2016 г.

3. Исходные данные к квалификационной работе

Фондовые материалы ООО «Муромнефтьгаз»
Специальность Литература

4. Содержание расчётно-пояснительной записки (перечень вопросов подлежащих разработке)

Введение, Геологическая часть, Основная часть,
Охрана окружающей среды, Охрана труда
заключении, Список использованной литературы

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей) 1) Геологическая программа скважины №

2) Карта разработки месторождения Сев. Уртабулак
3) Финальные прогнозные показатели технологические месторождения Сев. Уртабулак.

6. Консультанты по квалификационной работе

Консультант Мухаммадов Ю.И.

7. Календарный график по выполнению квалификационной работы

Количество недель	Разделы квалификационной работы	Объем квалификационной работы, стр.	Относительно общего объема %	Отметка о выполнении	Примечание
11.04-16.04.16 г	Введение	3	4	выполнено	
19.04-23.04.16г	Геологическая часть	21	26	выполнено	
25.04-19.05.16 г	Основная часть	34	41	выполнено	
20.05-24.05.16 г	Охрана окружающей среды	12	15	выполнено	
25.05-27.05.16 г	Охрана труда и техника безопасности	4	5	выполнено	
28.05-27.05.16г	Заключение	2	3	выполнено	
01.06-04.06.16г	Использованные литературы	5	6	выполнено	
	всего	83	100		

Руководитель квалификационной работы



Мухаммадиев Х.М.

Дата получения задания

11.04.2016 г.

Студент



Хазраткулов С.Р.

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
ФАКУЛЬТЕТ НЕФТЬ И ГАЗА
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ 5311900 «РиЭНГМ»

«Утверждаю»
Зав. кафедры «РиЭНГМ»
_____ **Э.Н. Дусткобилов**

(подпись)

ЗАДАНИЕ

по выпускной квалификационной работе

Студент: **Хазраткулов Сухроб Рустам** угли

1. Тема квалификационной работы: Прогноз технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак

Утверждена приказом по институту от 25.01.2016 г. № 22/Т

2. Срок сдачи квалификационной работы 06.06.2016 г.

3. Исходные данные к квалификационной работе _____

4. Содержание расчётно–пояснительной записки (перечень вопросов подлежащих разработке) _____

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

6. Консультанты по квалификационной работе _____

7. Календарный график по выполнению квалификационной работы

Количество недель	Разделы квалификационной работы	Объем квалификационной работы, стр.	Относительно общего объема %	Отметка о выполнении	Примечание
11.04-16.04.16 г	Введение				
19.04-23.04.16г	Общая часть				
25.04-19.05.16 г	Основная часть				
20.05-24.05.16 г	Охрана окружающей среды				
25.05-27.05.16 г	Охрана труда и техника безопасности				
28.05-27.05.16г	Заключение				
01.06-04.06.16г	Использованные литературы				
	всего				

Руководитель квалификационной работы _____ **Мухаммадиев Х.М.**

Дата получения задания _____ **11.04.2016 г.**

Студент _____ **Хазраткулов С.Р.**

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО – ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Рецензия руководителя по выпускной квалификационной работе

Студент: **Хазраткулов Сухроб Рустам** угли

Тема: **Прогноз технологических показателей разработки месторождения Северны Уртабулак**

Объем выпускной работы: _____

Примечание к письменной части: _____

Количество чертежей: _____

Актуальность темы: _____

Характеристика выпускника о специальной и общетехнической подготовке

Положительные стороны квалификационной работы _____

Оценка квалификационной работы: (максимальный балл –100 балл) _____

Руководитель квалификационной работы _____ **Мухаммадиев Х.М.**
(подпись)

« _____ » _____ 2016г

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

для рецензии выпускной квалификационной работы

НАПРАВЛЕНИЕ

Уважаемый _____

Ф.И.О.

Деканат НГФ Каршинского инженерно – экономического института просить Вас рецензировать выполненную классификационную работу студента

Ф.И.О

по образовательному направлению 5311900 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» на основе приказа № ____ «__» _____ 2016 г.

Тема квалификационной работы направленная на ваше рассмотрение:

_____ квалификационной работы
следует обратить внимание на следующее:

1. Актуальность и значение темы.
2. Содержание темы и соответствие заданию.
3. Способность студента самостоятельно и научно вести при выполнении классификационной работы.
4. Точность, обоснованность результатами выводов и рекомендации классификационной работы.
5. Соответствие Государственному стандарту (ГОСТ) расчётно-пояснительной записки и графических материалов классификационной работы.
6. Указать конкретно на какой странице или чертеже допущены ошибки в расчётно-пояснительной записке и графической части классификационной работы.
7. Какие из предложенных решений классификационной работы можно внедрить.
8. Соответствие теме, научности, новизне и др. использованной литературы в работе.
9. Оценка классификационной работы (максимальный балл – 100 балл).

Примечание. Выпускная классификационная работа оценённая выше 55 баллов (55 %) считается положительной.

Декан факультета: _____

А.Р. Маллаев

(подпись)

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

РЕЦЕНЗИЯ

На выпускную квалификационную работу студента _____

по образовательному направлению 5311900 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» факультета Нефть и газа.

Тема квалификационной работы _____

Объём квалификационной работы:

а) письменная (расчётная) пояснительная часть:

количество листов: _____

б) графическая часть:

количество чертежей: _____

Актуальность квалификационной работы и соответствия заданию _____

Структура и качество выполнения письменной (расчётной) пояснительной и графической частей квалификационной работы _____

Использование научных источников, научно-технических достижений и результатов передовых опытов при выполнении квалификационной работы _____

Полнота раскрытия частей, посвящённых охране труда и окружающей среды _____

Техника экономическое обоснование квалификационной работы _____

Положительные стороны и практическое значение квалификационной работы _____

Недостатки квалификационной работы _____

Оценка выпускной квалификационной работы (максимальный балл – 100) и заключение о возможности присвоения выпускнику «Степени бакалавра» по соответствующему образовательному направлению _____

Рецензент _____

Подпись

должность, место работы, учёная степень, Ф.И.О.

« _____ » _____ 2016 год

**ТЕМА: ПРОГНОЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК**

ПЛАН:

ВВЕДЕНИЕ

I. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Общие сведения о месторождении;
2. Геолого-физическая характеристика месторождения;
3. Тектоника;
4. Характеристика нефтегазоносности;
5. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных (горизонтов) и их неоднородности;
6. Свойства и состав нефти и воды.

II. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. Критический анализ методов направленных на восполнение ресурсов пластовой энергии;
2. Принципы заводнения нефтяных залежей;
3. Характеристики систем заводнения;
4. Особенности заводнения массивных залежей нефти приуроченных к рифовым постройкам;
5. Методика прогнозирования показателей разработки;
6. Прогноз технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак.

III. ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

1. Общие положения об охране окружающей среды;
2. Охрана недр и окружающей среды при разработке нефтяных месторождений;

IV. ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

1. Общие требования по охране труда;
2. Правление охраной труда на предприятии;
3. Требования безопасности;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ЛИТЕРАТУРЫ

ВВЕДЕНИЕ

Одним из приоритетных направлений программы нефтегазовой отрасли Республики Узбекистан на 2009-2020 гг. является повышение коэффициента извлечения нефти из длительно разрабатываемых месторождений. В настоящее время из 121 месторождения содержащих залежи нефти 73 (более 60%) находятся в поздней стадии разработки и характеризуются низкими темпами отбора нефти и высокой обводненностью добываемой продукции скважин. Повышение эффективности разработки этих месторождений невозможно без применения методов управления продуктивностью скважин. Особого внимания при этом заслуживают скважины, продукция которых обводнена на 80-90% и более. Количество таких скважин составляют около 80% всего действующего фонда и ежегодно увеличивается. Улучшение условий эксплуатации и повышение дебита скважин этого фонда во многом зависит от обоснованной диагностики и эффективности водоизоляционных работ. От решения данной проблемы зависит не только общая добыча нефти месторождения или предприятия, но Республики в целом. Поэтому исследования направленные на совершенствования методов диагностики и повышения эффективности геолого-технических мероприятий по изоляции водопритоков в нефтяные скважины являются актуальной задачей.

Нефтяная промышленность является одним из самых больших потребителей как минимум трех видов энергии: пластовой; вводимой в пласт путем закачки воды или других агентов; электрической. В то же время использованию первого вида энергии в совершенных системах разработки не уделяется должного внимания. Указанное связано с тем, что эффективность вытеснения нефти водой при прочих равных условиях обеспечивает более высокие темпы отбора нефти и конечную нефтеотдачу пласта, чем при других режимах. В сочетании с кажущейся дешевизной и неисчерпаемостью запасов воды указанный искусственный водонапорный режим разработки приводил к некоторой недооценки естественной пластовой энергии.

Особенностью разработки нефтяных объектов Узбекистана является то, что основную добычу нефти (более 90%) дают три месторождения: Кокдумалак - 80,86%; Северный Уртабулак - 4,62% и Крук - 4,58%). Все эти месторождения относятся к категории массивных.

Продуктивные горизонты приурочены к XV горизонту верхнеюрских отложений. Залежи нефти по всей площади контактируют с подошвенными водами и газовой шапкой (за исключением месторождения Северный Уртабулак).

На начальном этапе разработки месторождений было отмечено быстрое падение пластового давления и дебитов скважин. В связи с этим, в целях поддержания пластового давления было организовано заводнение с закачкой воды под ВНК (водонефтяной контакт).

Однако, из-за организационных причин на всех месторождениях заводнения было осуществлено после определенного периода разработки.

Это привело к продолжению падения пластового давления и после начала процесса.

Поэтому определение объема водоносной части, оценка эффективности системы заводнения и определение оптимальных объемов закачиваемой воды и отбираемой жидкости является одной из актуальных задач теории и практики разработки нефтяных месторождений.

Актуальность темы. В настоящее время из 121 месторождения содержащих залежи нефти 73 (более 60%) находятся в поздней стадии разработки и характеризуются низкими темпами отбора нефти и высокой обводненностью добываемой продукции скважин. Повышение эффективности разработки этих месторождений невозможно без применения методов управления продуктивностью скважин. оценка эффективности системы заводнения и определение оптимальных объемов закачиваемой воды и отбираемой жидкости является одной из актуальных задач теории и практики разработки нефтяных месторождений.

Цель и задачи: Улучшение условий эксплуатации и повышение дебита скважин этого фонда во многом зависит от обоснованной диагностики и эффективности водоизоляционных работ. От решения данной проблемы зависит не только общая добыча нефти месторождения или предприятия, но Республики в целом. Поэтому исследования направленные на совершенствования методов диагностики и повышения эффективности геолого-технических мероприятий по изоляции водопритоков в нефтяные скважины являются актуальной задачей.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 . Общие сведения о месторождении

Месторождение Северный Уртабулак является одним из основных нефтяных месторождений в Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области Республики.

В административном отношении площадь Северный Уртабулак расположена в Касанском районе Кашкадарьинской области Республики Узбекистан в 5 км на север от газонефтяного месторождения Уртабулак и в 35 км на северо-запад от газоконденсатного месторождения Зеварды (рис.2.1).

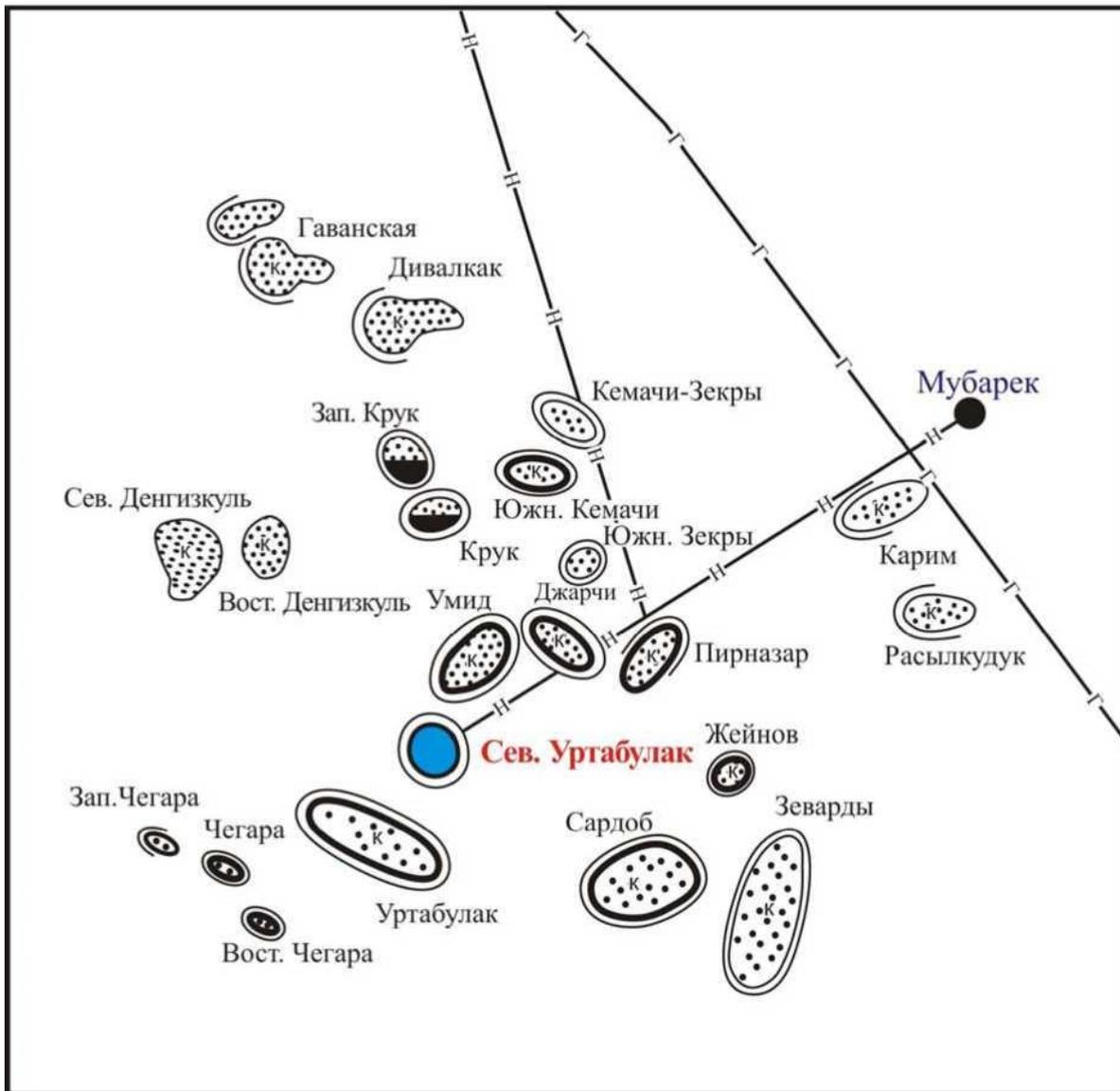
Орографически площадь представлена слабовсхолмленной равниной с широко развитыми барханами, грядовыми и бугристыми песками. Абсолютные отметки

рельефа колеблются в пределах 315-340 м.

Водные артерии и источники на территории отсутствуют. Воду для технических целей добывают из специально пробуренных скважин.

Климат района резко континентальный с большими суточными и сезонными колебаниями температуры. Лето сухое и жаркое, температура воздуха поднимается до +45°C. Зима дождливая, редко снежная, холодная. Средняя температура зимой опускается до -10°C-15°C. Наибольшее количество осадков выпадает поздней осенью, зимой и ранней весной. Часто дуют ветры, переходящие в пыльные бури. Фауна и флора представлена типичными видами полупустынь. Непосредственно на площади широко используются земельные угодья для выращивания хлопчатника, зерновых, бахчевых и других культур, для полива которых вода доставляется из канала.

Последнее уточнение геологического строения месторождения Северный Уртабулак производилось в 1994 г. при выполнении работ по теме «Анализ разработки и повышение эффективности выработки запасов нефти по месторождению Северный Уртабулак». []



Условные обозначения:

		- газтовые и газоконденсатные месторождения, находящиеся в разработке;		- газопровод
		- нефтяные и газоконденсатные месторождения, находящиеся в разработке;		- нефтепровод
		- нефтяные месторождения с газовой шапкой, находящиеся в разработке;		
		- разведанные месторождения, находящиеся в консервации;		
		- месторождения, находящиеся в разведке		

Рис. 2.1. Обзорная карта

2.2 . Геолого-физическая характеристика месторождения

Площадь Северный Уртабулак представляет собой пологую моноклираль северозападного простирания.

В геологическом строении месторождения Северный Уртабулак принимают участие отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов /63/.

Глубина залегания палеозойских отложений по данным геофизики на площади Северный Уртабулак составляет 3500 м.

Мезозойская группа - Mz. Мезозойские отложения залегают с резким угловым и стратиграфическим несогласием на палеозойском фундаменте. Представлены они породами юрского и мелового возрастов. Мощность мезозойских отложений составляет 3300-3200 м.

Юрская система - J. Юрские отложения по литологическому составу и условиям образования подразделяются на терригенную, карбонатную и соляно-ангидритовую толщи.

Терригенная юра - J₃. Отложения терригенной юры вскрыты в 4 разведочных скважинах, причем во всех скважинах вскрыта только верхняя часть юрских терригенных отложений и представлены переслаиванием глин, песчаников и алевролитов серых и темносерых. В верхней части разреза имеются прослои известняков плотных, темно-серых.

Отложения карбонатной юры (келловей оксфорд) согласно залегают на породах терригенной юры. По литолого-петрографической и промыслово-геофизической характеристике в них выделяются четыре пачки (горизонты XVI, XV-ПР, XV-Р, XV-НР по номенклатуре объединения «Узбекнефтегазразведка»).

Горизонт XVI представлен известняками темно-серыми плотными, в нижней части разреза глинистыми. Мощность горизонта 50-60 м.

Горизонт XV-ПР представлен плотными темно-серыми, афанитовыми известняками с прослоями водорослевых и комковатых разностей. Мощность отложений 143-157 м.

В горизонте XV-Р по условиям образования пород выделяются рифовая и межрифовая зоны. В рифовой зоне, охватывающей район скважин №№ 1, 3, 4, 7, 10, 11 отложения горизонта XV-Р представлены мощной пачкой пористых известняков. Известняки биоморфные, светло-серые и серые, массивные, пористо-кавернозные, слабосцементированные. Преобладают в них водорослевые и комковато-водорослевые известняки с прослоями коралловых и обломочных известняков, глинистость практически отсутствует. Мощность горизонта XV-Р изменяется от

нескольких метров в межрифовой зоне до 160 м в зоне максимальной мощности рифового тела.

Отложения межрифовой зоны представлены монотонной толщей плотных глинистых непроницаемых известняков.

Горизонт XV-НР залегает на рифогенных образованиях, граница между ними очень четко прослеживается по промыслово-геофизическим характеристикам. Литологический состав осадков горизонта XV-НР мало отличается от горизонта XV-P. Представлены они биоморфными пористо-кавернозными известняками от светло до темно-серых. Встречаются прослой плотные, трещиноватые, в которых интенсивно развита вторичная минерализация (кальцитизация), способствовавшая частичному закрытию первичных пор. Мощность отложений горизонта XV-НР изменяется от 0 (скважина № 10) до 180 м в центральной и южной частях залежи.

В межрифовой зоне выделяется пачка темно-серых глинисто-карбонатных пород, являющаяся аналогом горизонтов XV-P+XV-НР.

Кимеридж-титонский ярус - J_3^{km+t} . Юрский разрез заканчивается отложениями кимеридж - титона, представленными мощной толщей (до 700 м) хемогенных осадков. По литологическим признакам и промыслово-геофизическим данным в толще выделяется пять пачек: нижние ангидриты, состоящие из светло-серых, серых, темно-серых, голубоватых плотных, местами трещиноватых ангидритов; нижние соли, состоящие из белых, прозрачных, розоватых солей; средние ангидриты-белые, светло-серые и голубоватые с прослоями солей; верхние соли, состоящие из каменной соли прозрачной дымчатой с включениями красноцветных терригенных пород; верхние ангидриты, обогащенные красноцветным глинистым материалом. Мощность отложений кимеридж-титона изменяется от 414 до 703 м.

Меловая система - К. Меловые отложения на площади Северный Уртабулак представлены преимущественно терригенными осадками.

Нижний отдел - K_1 . Нижнемеловые осадки представлены терригенными красноцветами субаквальными (неоком) и морскими (апт, альб).

Верхний отдел - K_2 . Верхнемеловые осадки представлены морскими терригенными породами, встречаются прослой известняков-ракушников. Мощность меловых отложений достигает 1800 м.

Палеогеновая система - Р. Палеогеновые отложения представлены серыми известняками мощностью 70-75 м и темно-серыми глинами мощностью 60-110 м.

Неоген-четвертичные отложения - N+Q. Неогеновые отложения представлены красноцветными молассовыми осадками, мощностью 40-60 м.

Четвертичные отложения представлены песками с включениями мелкой гальки, мощность их 3-7 м.

2.3 .Тектоника

Месторождение Северный Уртабулак расположено в центральной части Денгизкульского поднятия, которое является крупным элементом Чарджоуской ступени, входящей в Амударьинскую впадину.

Наиболее детально структурное строение Северо-Уртабулакской площади изучено по отложениям палеогена и верхнего мела, которые вскрыты в разведочных и структурных скважинах. По кровле бухарских слоев Северо-Уртабулакская складка представлена в виде пологого структурного носа северо-восточного направления.

Изменение структурного строения складки началось с кровли промежуточных ангидритов, по которым структура обособлена в самостоятельную складку со сводом в районе скважины 4. Складка широтного простирания, углы падения слоев пологие - 1-2°; размеры складки по замыкающей изогипсе - 1980 м, 1,6 x 0,9 км, высота 30-35 м.

Строение Северо-Уртабулакской складки по горизонту XV-HP составлено по данным разведочного бурения и представляется в виде структурного носа широтного простирания.

Структурное строение складки по кровле юрских карбонатных отложений отличается от структурных планов нижних и верхних отложений юры, это связано с существованием в келловей-оксфорде на территории Денгизкульского поднятия серии рифовых построек, одна из которых располагается в пределах Северо-Уртабулакской площади.

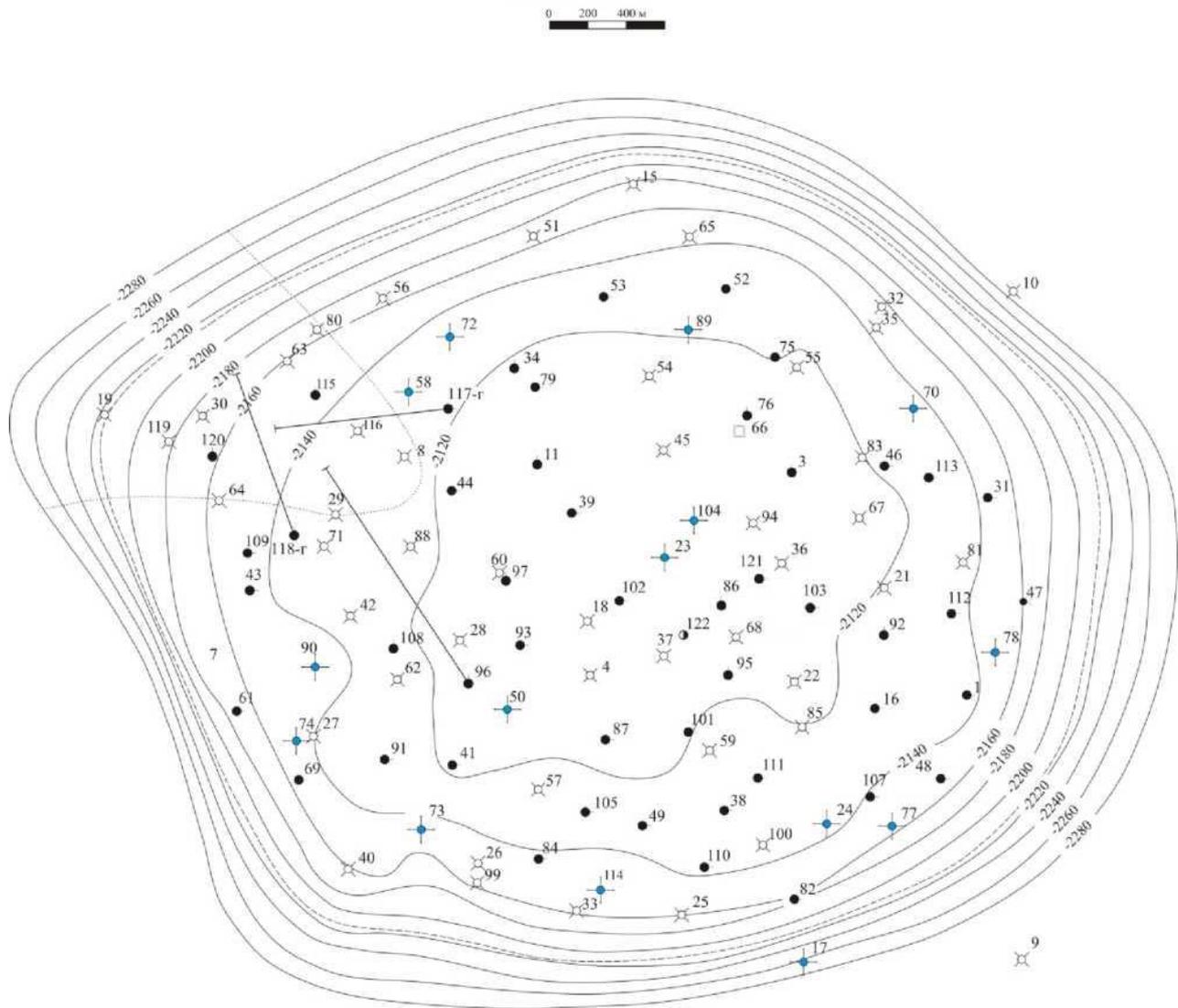
Поверхность продуктивной толщи юры не представляется возможным картировать сейсморазведкой, поскольку отсутствуют надежные коррелирующие отражения. Поэтому при составлении структурной карты использовался комплексный метод, позволивший более достоверно представить тектоническое строение продуктивных горизонтов XV-P+XV-HP.

Рифовая залежь на Северо-Уртабулакской площади представляет собой холмообразный выступ округлой формы, выделяющийся на фоне полого залегающих зарифовых отложений. Размер рифа 3,1 x 2,5 км высота 200 м, свод массива широкий, уплощенный. Погружения склонов рифа крутые и достигают 40-50°.

На рис. 2.2, приведена структурная карта, построенная по кровле XV-HP горизонта, и геологический профиль (рис. 2.3) по линии скважин № 64, 58, 11, 45, 3, 46, 10, 2.

2.4. Характеристика нефтегазоносности

Нефтяное месторождение Северный Уртабулак расположено в центральной части Денгизкульского поднятия, где расположен ряд газоконденсатных месторождений (Култук, Зеварды, Алан, Денгизкуль-Хаудаг) и газоконденсатных месторождений с нефтяными оторочками (Уртабулак, Памук, Умид).

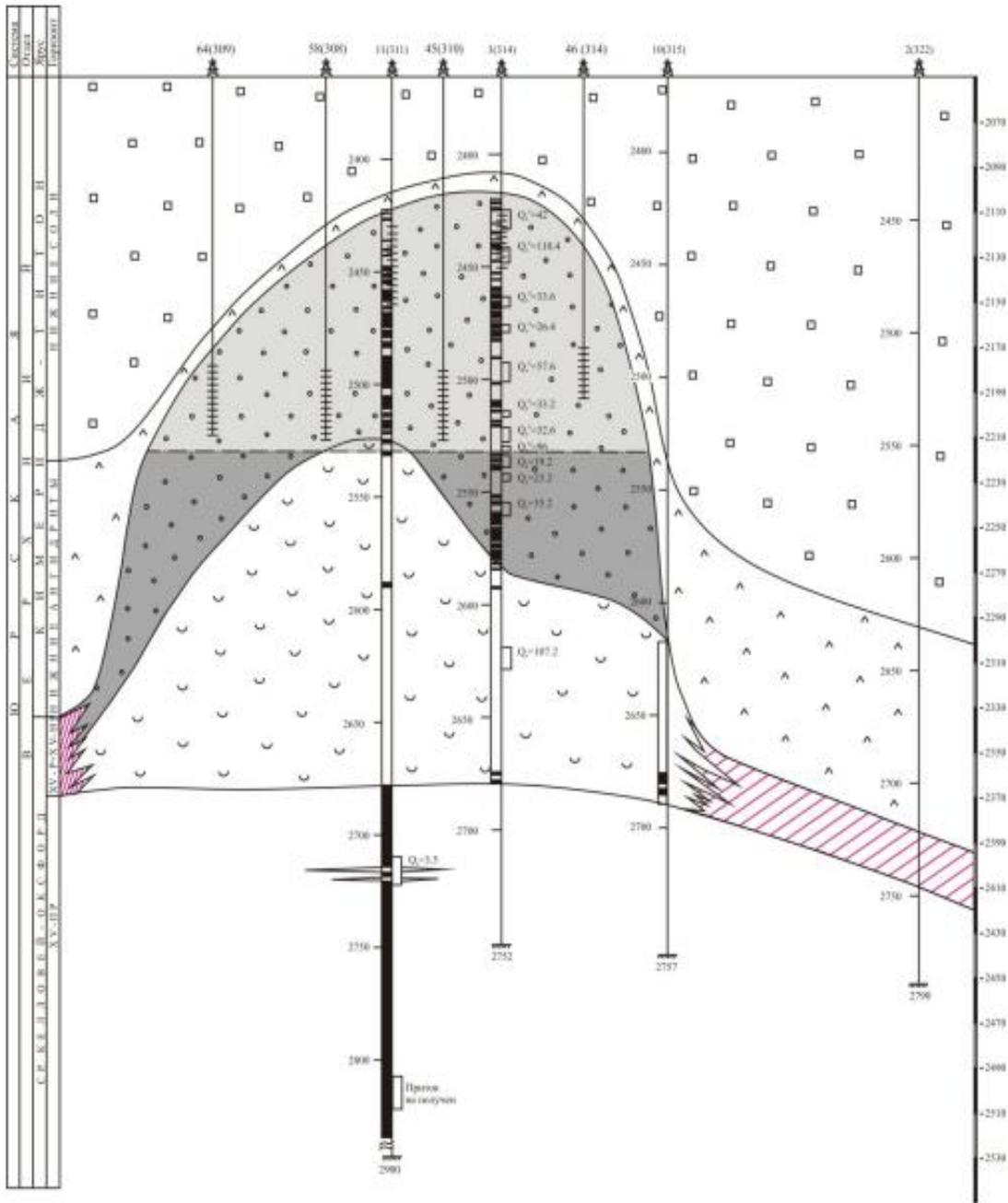


Условные обозначения:

<ul style="list-style-type: none">  - глубинно-насосные скважины;  - газлифтные скважины;  - вододобывающие скважины;  - водонагнетательные скважины;  - простаивающие скважины (в ремонте или в ожидании ремонта);  - контрольные (параметрические) скважины; 	<ul style="list-style-type: none">  - ликвидированные скважины;  - контур начального ВНК;  - рапаопасная зона;  - изогипсы по кровле XV-HP горизонта;  - в бурении;
--	---

Рис. 2.2. - Структурная карта по кровле XV-HP горизонта

Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак



Условные обозначения

- | | | | |
|---|--|--|--|
|  — Приток нефти |  — Цементное кольцо |  XV-HP горизонт |  ВНК |
|  — Приток газа |  — Отсутствие цементного кольца |  XV-P горизонт |  Антрацит |
|  — Приток не получен | |  Солн | |

Рис. 2.3 - Геологический профиль по линии скважин № 64, 58, 11, 45, 3, 46, 10, 2

Промышленно газонефтеносными на них являются карбонатные отложения келловей- оксфордского возраста.

Промышленная нефтеносность месторождения Северный Уртабулак впервые установлена в 1973 г. в процессе опробования скважины, в которой из отложений горизонта XV-НР с интервала 2540-2530 м был получен приток безводной нефти.

Бурением последующих разведочных скважин №№ 1, 3, 4, 7 была выявлена залежь нефти горизонтов XV-Р+XV-НР с 1974 г. и в дальнейшем введена в опытно промышленную эксплуатацию.

По данным вышеназванных скважин уточнялось геологическое строение месторождения, представляющего собой массивную залежь, размеры ее 2,8 x 2,2 км, высота 114 м. Глубина залегания пластов в сводовой части залежи 2420-2450 м. Принятое положение ВНК соответствовало отметке минус 2217 м.

Начальное пластовое давление в залежи замерено в скважине № 1 и составляет на отметке контакта нефть-вода 29,03 МПа. В кровле залежи пластовое давление составляет 28,48 МПа.

2.5. Характеристика водонапорной зоны

Месторождение Северный Уртабулак относится к массивным и характеризуется большой площадью контакта с пластовыми водами. Расположено оно в 200-250 км от выходов юрских карбонатных отложений на дневную поверхность в юго-западных отрогах Гиссарского хребта, являющихся основной областью создания напора.

Северо-Уртабулакское месторождение представляет собой зону, изолированную от остальной части водонапорной системы. Водообмен в этой зоне затруднен. Гидродинамическая изоляция ее объясняется локальным развитием проницаемых известняков горизонтов XV-Р+XV-НР и отсутствием их в горизонтах XV-ПР и XV1.

Данные о начальных пластовых давлениях месторождения Северный Уртабулак получены в скважинах № 2УБ и 1, а в скважинах № 3, 4, 7 исследования проводились в период опытной эксплуатации.

В скважине № 2УБ пластовое давление замеренное в 1963 году составило 29,84 МПа.

В скважине № 1 пластовое давление было замерено в 1973 г. и

составило 29,056 МПа (в пересчете на отметку ВНК - 288,89 МПа), т. е. через 10 лет пластовое давление упало на 9,5 МПа.

В скважине № 4 на контакте нефть-вода пластовое давление, замеренное через 8 месяцев эксплуатации скважины № 1, составило 283,85 МПа, добытая нефть составила 18,4 тыс.т.

Приведенные данные свидетельствуют об ограниченности зоны питания и незначительной величине упругой энергии пластовых вод, при этом, несмотря на малые отборы жидкости из скважин, темп падения пластового давления значителен, а перераспределение происходит равномерно.

Начальный режим работы залежи упругий, по мере падения пластового давления ниже давления насыщения переходит на режим растворенного газа. В последние годы, вследствие интенсивной закачки воды, режим дренирования залежи жестко водонапорный.

2.6. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных (горизонтов) и их неоднородности

Текущие нефтенасыщенные толщины определены по результатам обработки материалов ГИС с учетом новых введенных скважин и текущего положения ВНК.

Общие эффективные нефтенасыщенные толщины определены как по скважинам, вскрывшим начальное положение ВНК (№№ 1, 3, 4, 7, 11, 22, 23, 27, 72, 73, 75, 87, 90), так и по скважинам которые не вскрыли начальное положение ВНК (№№ 21, 25, 34, 36, 37, 38, 39, 43, 44, 45, 46, 49, 50, 52, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 62, 64, 67,68, 70, 71, 76, 77, 78, 79, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 91, 92, 93, 95, 97,100, 101, 102, 103).

Наиболее значительные мощности эффективных толщин (60-90 м) наблюдаются в зонах действующих нефтедобывающих скважин №№ 1, 3, 4, 16, 22, 24, 28, 36, 41, 43, 44, 45, 48, 49, 57, 58, 67, 71, 75, 77, 78, 79, 83, 85, 88, 91, 92, 93, 94, 95, 100, 103.

Значения эффективных толщин с пористостью более 15 % по карте находятся в пределах значений от 0 до 45 м. Минимальные значения (до 10 м) наблюдаются в центральной (в районе скважин № 11, 39, 45, 54, 97 и др.),

северо-западной (в районе скважин № 21, 31, 70) и в южной, югозападной (в районе скважин № 40, 69, 33, 87, 101) частях залежи.

Участки с высокими эффективными толщинами с пористостью более 15 % (20-45 м) расположены по всей части залежи и имеют как локальное (скв. № 34, 55, 56, 75) так более широкое распространение. Максимальный значения (более 40 м) наблюдаются в районе действующих нефтедобывающих скважин №№ 7 (42,2 м), 1 (40,6 м), 82 (59,1 м) 92 (45,1 м), 100 (44,7 м).

На карте в центральной части залежи отмечаются перепады эффективных мощностей от 20 м до 70 м, что говорит о неоднородном по пористости коллекторе и неравномерном поднятии текущего положения ВНК в целом по залежи. Максимальные значения текущих эффективных толщин варьируются в пределах 50-70 м и отмечены в двух частях залежи: в районе скважин №№ 50 (72,0 м), 4 (57,1 м), 28 (51,0 м), 93 (72,0 м) и в районе скважины № 45 (72,0 м). Минимальные значения текущих эффективных толщин (до 10 м) находятся по краям залежи.

Преимущественное распространение текущих эффективных толщин с пористостью более 15% приходится на центральную и юго-восточную части залежи. Максимальные мощности находятся в районе скважин №№ 37 (28,1 м), 38 (34,6 м), 86 (24,6 м). По большинству скважин мощности текущих эффективных толщин с пористостью более 15 % варьируются в пределах от 0 до 5 м

Литолого-физическая характеристика изучалась по данным керновых материалов. С целью изучения открытой пористости пород-коллекторов из разреза XV-НР и XV-Р горизонтов было выполнено 914 определений пористости. По этим определениям величина открытой пористости пород изменяется в пределах от долей до 32 %, а по данным лаборатории физики пласта ОАО «ИГИРНИГМ» - даже до 41,3 %. По результатам исследований последних авторов, процесс выщелачивания играл здесь решающую роль в формировании емкостных и фильтрационных свойств карбонатных пород. Возникшие поры и каверны, по их мнению, преимущественно вторичные (в том числе и межзерновые), размеры их колеблются от 0,02 до 50 мм, иногда и больше.

Увеличение пористости за счет кавернозности по образцам из нефтенасыщенной части разреза по данным авторов отчета по подсчету

запасов составляет 2,4 % абсолютной пористости, а доля развития кавернозных пород в разрезе (до ВНК) составляет 27,9 %. Отсюда средняя пористость для пород-коллекторов (граничное значение пористости 6 %) в нефтенасыщенной части разреза должна быть увеличена на 0,7 %.

Для нефтенасыщенной части разреза (до ВНК) среднее значение открытой пористости пород-коллекторов без учета поправок равно 12,7 %. С учетом поправки средняя пористость, рекомендованная к подсчету запасов, равна 13,4 %.

По данным центрифугирования коэффициент нефтенасыщенности без учета поправок для пород-коллекторов ХУ-НР горизонта составляет в среднем 0,73. По прямому методу коэффициент нефтенасыщенности пород ХУ-НР горизонта здесь в среднем составил 0,77, а с учетом поправки на битуминозность - 0,74. Для подсчета запасов в 1977 г. была принята величина коэффициента нефтенасыщенности, равная 0,74.

Коэффициент проницаемости пород-коллекторов был определен на 584 образцах, в том числе на 501 образце, находящемся в контуре нефтеносности. Проницаемость пород изменяется от нуля до нескольких дарси, а по данным авторов отчета зафиксирована проницаемость, равная 23,466 Дарси (скважина № 4, интервал 2501,7-2505,7 м). Для пород-коллекторов в контуре нефтеносности средняя проницаемость составляет 121,8 мДарси.

Трещиноватость пород рассматриваемых горизонтов здесь также выше, чем на соседних площадях, и носит систематический характер, а ширина трещин здесь достигает иногда 1 мм; в среднем около 0,05 мм. Густота трещин колеблется от 0,11 до 0,83 1/см; все трещины улучшают фильтрационные свойства пород. Таким образом, высокая степень трещиноватости в совокупности с большой кавернозностью, определяют не только высокую проницаемость пород, но и обуславливают хорошую гидродинамическую связь в объеме всей органогенной постройки.

Как видно, геологическое строение и промысловые характеристики месторождение Северный Уртабулак были изучены на достаточно высоком уровне и дальнейшее разбуривание залежи не принесло каких либо значительных изменений, как в геологическое строение залежи, так и в структуру запасов нефти.

2.7. Свойства и состав нефти и воды

Нефть месторождения Северный Уртабулак была исследована в результате отбора глубинных проб по пяти скважинам №№ 1, 3, 4, 7, 9 из отложений XV-HP + XV-P и XV-HP горизонтов.

Результаты исследования глубинных проб нефти по вышеприведенным скважинам приведены в табл. 2.1.

Нефть месторождения относится к категории тяжелых нефтей (средняя относительная плотность нефти по залежи составляет 0,8865). По содержанию асфальтово-смолистых веществ нефть относится к категории высокосмолистых (среднее содержание смол по залежи - 20,39 %, асфальтенов - 2,53 %). Содержание серы в нефти находится в пределах от 1,5 % до 2,89 %, в соответствии с этим нефть на месторождении отнесена к категории сернистых и высокосернистых нефтей (среднее содержание серы по залежи составляет 2,3 %). Содержание парафина в нефти колеблется от 1,55 % до 3,70 %, в связи с этим нефть месторождения отнесена к категории высокопарафинистых нефтей (среднее содержание парафина в нефти по залежи составляет 2,72 %).

Таким образом, нефть месторождения Северный Уртабулак является тяжелой, высокосернистой и с повышенным содержанием асфальтенов. По групповому углеводородному составу нефти месторождения относится к метано-нафтеновому типу.

Таблица. 2.1

Сводные результаты анализов проб пластовой нефти на месторождении Северный Уртабулак (горизонты XV-Р + XV- НР и XV-НР)

Скважина	Интервал перфорации, м		Горизонт	Давление насыщения, кгс/см ²	Газовый фактор, м ³ /м ³	Объемный коэффициент	Коэффициент сжимаемости $1 \cdot 10^{-5} \text{ (кгс} \cdot \text{см}^2\text{)}^{-1}$	Вязкость в пластовых условиях	Относительная плотность нефти, доли ед	
	верхний	нижний							сепарированной	пластовой
1	2459	2480	XV-Р+XV-НР	103	73,16	1,25	18,42	1,40	0,8815	0,6452
1	2510	2512		119	60,41	1,23	10,26		0,8847	0,7779
1	2518	2522		128	74,54	1,24	13,20	1,40	0,8767	0,7517
3	2443	2449		89,5	44,31	1,17	12,71	1,30	0,8762	0,8365
3	2465	2469		109	53,36	1,16	19,88	1,28	0,8748	0,8131
3	2494	2502		109	64,87	1,19	22,15	1,17	0,873	
3	2515	2517		93,25	53,81	1,16	10,56	1,50	0,8798	0,7982
3	2427	2455		100	72,29	1,18	10,10	1,30	0,884	0,8124
4	2436	2476		106	55,39	1,17	10,69	1,10	0,8785	0,8081
7	2503	2534		64	25,63	1,08	7,77	1,35	0,8886	0,8536
Среднее значение без учета скважины № 7				106,3	61,35	1,19	14,22	1,31	0,8788	0,7803
Среднее значение с учета скважины № 7				102,1	57,78	1,18	13,57	1,31	0,8798	0,7884
9	2812	2825	XV-НР	146	95,86	1,23	44,91	0,75	0,8997	0,8311

Из табл. 2.1 видно, что свойства нефтей горизонтов XV-НР + XV-Р и XV-НР отличаются между собой. Нефти горизонта XV-НР характеризуются большей плотностью, давлением насыщения, количеством растворенного газа, но меньшей динамической вязкостью, чем нефти горизонта XV-НР + XV-Р.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1. Критический анализ методов направленных на восполнение ресурсов пластовой энергии

На протяжении многих десятилетий развития нефтяной промышленности разработка месторождений осуществлялся путем бурения только добывающих скважин и извлечения нефти из них за счет использования ресурсов всех естественных видов пластовой энергии. По истощении пластовой энергии и снижении забойных давлений в добывающих скважинах иногда до нуля месторождения забрасывались при извлечении не более – 25-30% от первоначальных запасов нефти в пласте.

Хотя вода – спутник нефти с момента ее образования, появление воды в добывающих скважинах рассматривалось как аварийное состояние и скважины останавливались. И только в конце 20-х – начале 30-х годов было замечено, что из скважин в которых появлялась вода извлекалось нефти больше и добыча была стабильнее, чем в безводных скважинах. В 1932 г. комиссия под руководством акад. И.М. Губкина при анализе состояния разработки месторождения Старо-Грозненского района установила возможность и эффективность вытеснения нефти из пластов контурными пластовыми водами. Естественный водонапорный режим разработки нефтяных залежей был признан наиболее эффективным.

С 30-х годов начала развиваться теория нефтяного пласта, водонапорного режима разработки и интерференции скважин (М.С. Лейбензон, М.Маскет, В.Н. Щелкачев и др.). Однако идея восполнения пластовой энергии, расходуемой на вытеснение нефти нагнетанием воды в пласты через скважины с поверхности, в бывшем СССР впервые была выдвинута и осуществлена лишь в послевоенные годы под руководством акад. А.П. Крылова в небольших масштабах на истощенном месторождении Широкая Балка. В 1948 г. было проведено в крупном промышленном масштабе законтурное заводнение на Туймазинском месторождении (пласты Д_I и Д_{II}) с начала разработки.

В США до 20-х годов заводнение пластов не применялось. Отдельные пятиточечные элементы площадного заводнения были осуществлены в конце 20-х годов на истощенном Брэдфордском месторождении. Только в 40-х годах в связи с возросшими потребностями в нефти стали всерьез применять искусственное заводнение нефтяных залежей, а Техасская железнодорожная комиссия, контролирующая разработку месторождений, перестала запрещать заводнение нефтяных залежей.

В конце 40-х годов за счет заводнения в США добывалось около 20 млн. т/год нефти.

В нашей Республике искусственное заводнение или просто заводнение нефтяных залежей получило более широкое распространение. На месторождениях, разрабатываемых с заводнением залежей, в настоящее время добывается более 90% от общего уровня добычи нефти.

Заводнение нефтяных залежей получило распространение и в других нефтедобывающих странах Канаде, Великобритании, Саудовская Аравии, Румынии и др.

Популярность искусственного заводнения нефтяных залежей во всех странах обусловлена его следующими бесспорными преимуществами:

- доступностью и низкой стоимостью воды;
- относительной простотой нагнетания воды;
- относительно высокой эффективностью вытеснения нефти водой.

В настоящее время обычное заводнение нефтяных залежей – самый общепризнанный и наиболее эффективный метод повышения нефтеотдачи пластов. Этот метод будет широко применяться еще длительное время именно из-за указанных преимуществ.

Заводнение, направленное на восполнение ресурсов пластовой энергии и улучшение вязкостей вытесняемой (нефти) и вытесняемой (воды) жидкостей, хотя и не устраняет отрицательного влияния неоднородности пластов, действия капиллярных и гравитационных сил, но является, тем не менее, высокопотенциальным методом. Он увеличивает конечную

нефтеотдачу пластов, например, по сравнению с режимом растворенного газа, во всем диапазоне геолого-физических условий гидрофильных пластов не менее чем в 2-2,5 раза. Эффективность заводнения может быть сомнительной только в гидрофобных пластах. Поэтому совершенствование принципов, систем и технологии обычного заводнения важное направление увеличения конечной нефтеотдачи пластов и извлекаемых запасов нефти. Основная проблема при заводнении, заключается в повышении охвата пластов дренированием и заводнением. Она решается улучшением размещения скважин, вскрытия пластов, технологии нагнетания воды и др.

1.1. Принципы заводнения нефтяных залежей

Развитие систем, технологии и методов заводнения нефтяных месторождений в нашей стране и за рубежом происходило независимо и различными путями. В результате этого сложились различные принципы заводнения месторождений. К основным принципиальным положениям заводнения нефтяных месторождений относятся:

- время начала искусственного заводнения;
- система размещения скважин;
- плотность сетки скважин;
- порядок разбуривания скважин;
- система заводнения;
- технология заводнения;
- отключение скважин;
- темпы разработки;
- нефтеотдача (извлекаемые запасы);
- разработка водонефтяных зон;
- разработка многопластовых месторождений;
- область применения заводнения;
- вода для заводнения.

По всем этим вопросам заводнения нефтяных месторождений за длительную историю его внедрения представления изменились.

Сравнение показывает, что наши принципы заводнения, обоснованные всем опытом разработки и научными исследованиями, являются вполне современными и эффективными. Однако рассмотрим их более обстоятельно.

1.2. Время начала заводнения нефтяных залежей

Вопросы о целесообразности искусственного заводнения и времени начала закачки воды в пласты особенно внимательно рассматривались в первых проектах разработки нефтяных месторождений. В них оценивались возможность использования и запас природной энергии залежей, определялась доля запасов нефти, которую можно извлечь за счет естественной пластовой энергии.

Исследования того времени показывали, целесообразно допускать частичное разгазирование нефти в пласте до уровня предельной газонасыщенности (не более 10-15% от объема пор) при снижении давления на 10-20% ниже давления насыщения нефти газом.

Разгазирование нефти в пласте способствует уменьшению водонефтяного фактора и снижению продуктивности высокопроницаемых пластов за счет уменьшения фазовой проницаемости для воды. Эффект свободного газа в пористой среде при заводнении выражается, строго говоря, в фазовых проницаемостях. Проницаемость для воды (смачивающей фазы) определяется только ее насыщенностью нефти и газа при неподвижном газе. Однако сильное разгазирование нефти в пласте становится уже нецелесообразным, так как вызывает повышение ее вязкости в 2-3 раза, а это сильнее снижает нефтеотдачу пластов, чем свободный газ в пористой среде ее повышает, тогда как поддержание пластового давления на первоначальном уровне позволяет сохранить вязкость нефти в процессе разработки. Поддержание давления обеспечивает более высокие темпы добычи нефти, устойчивые дебиты скважин, расширяет возможности регулирования процесса разработки, увеличивает срок фонтанирования скважин, улучшает условия работы штанговых и погруженных насосов при сравнительно невысоких и постоянных газовых факторах и т.д.

Теоретические исследования, проектирование и реализация (иногда обоснованно, часто стихийно) энергосберегающих систем разработки можно отнести к концу сороковых и началу пятидесятих годов. Эти исследования в основном касались разработки месторождений при режиме растворенного газа. В частности, рассматривались следующие вопросы: эффективность заводнения при снижении пластового давления ниже давления насыщения; механизм вытеснения нефти водой из пористой среды в присутствии свободного газа; установление характера и степени влияния отдельных факторов на эффективность систем разработки и др.

Изучение эффективности заводнения, начатого при давлениях в залежах ниже давления насыщения, осуществлялось как путем теоретических исследований, лабораторных и промысловых экспериментов, так и наблюдений за процессом разработки реальных нефтяных залежей.

Гидродинамической стороной этого вопроса в 1940-1965 гг. занимались Л.С.Лейбензон, Ю.П.Борисов, А.А.Боксерман, А.П.Крылов, С.А.Кундин, И.Ф.Курбанов, В.Б.Сергеев, Э.М.Тимашев, Д.С.Баймухаметов и др.

Дальнейшее изучение различных сочетаний естественных режимов работы пласта с заводнением было проведено В.Ф.Усенко, Г.Г.Вахитовым, А.Х.Мирзаджанзаде, И.М.Аметовым, А.М.Мамед-Заде, М.Г.Азизовым, В.М.Житомирским, В.С. Ковалев и др. [14].

Теоретическими исследованиями вышеуказанных авторов установлено, что нефтеотдача пластов при оптимальном снижении пластового давления ($P_{\text{пл.тек}}$) ниже давления насыщения ($P_{\text{нас}}$) и при последующем заводнении выше, чем в случаях применения заводнения с начала разработки. При дальнейшем снижении пластового давления нефтеотдача уменьшается и может оказаться меньше, чем в случае заводнения с начала разработки, т.е. существует оптимальное соотношение $P_{\text{пл.тек}}/P_{\text{нас}}$.

На основании расчетов сделаны следующие выводы о пределах снижения пластового давления, при которых нефтеотдача пласта будет не меньше, чем при заводнении с начала разработки:

- на месторождениях, в которых физические свойства нефти меняются сравнительно мало - до 50% от давления насыщения нефти газом;
- на месторождениях, в которых физические свойства нефти меняются в значительных пределах - до 85% от давления насыщения нефти газом.

Наряду с теоретическими исследованиями эффективности заводнения, начатого при пластовых давлениях ниже давления насыщения, проводились и эксперименты [9,10,13].

Вопрос о необходимости постановки экспериментальных работ по изучению механизма вытеснения нефти водой из пористой среды в присутствии свободного газа и по исследованию величины нефтеотдачи в зависимости от физических и физико-химических свойств пористой среды и насыщающих ее фаз ставился в Институте нефти АН бывшего СССР еще в 1954 г. при составлении плана работ по проблеме «новейшие физические методы воздействия на пласт с целью интенсификации нефтедобычи».

Обобщение результатов экспериментальных исследований показывает, что во всех работах [9,10,13] сделан один и тот же основной вывод об увеличении нефтеотдачи от 3 до 12% при вытеснении нефти водой после ее частичного разгазирования в пласте.

Однако, авторы этих исследований предупреждали, что результаты экспериментов по изучению механизма процесса вытеснения нефти водой в присутствии свободного газа и полученные на их основе количественные характеристики недостаточно надежны. Причина этого заключалась в сложностях соблюдения всех условий подобия механизма процесса вытеснения.

В связи с этим, при изучении особенностей заводнения нефтяных залежей при пластовых давлениях ниже давления насыщения все больший размах получили промысловые исследования, основанные на анализе и

обобщении результатов разработки длительно эксплуатируемых залежей [8,19]. Такие исследования позволяли выявить общие закономерности поведения различных залежей, обладающих особенностями геологического строения, различными геолого-промысловыми характеристиками и условиями разработки при $P_{пл.тек} < P_{нас}$.

Например, по результатам обобщения опыта заводнения месторождений Пермской области России авторами работы [18] рекомендовано поддерживать пластовое давление на следующем уровне:

- в зоне активного отбора $P_{пл.тек} > 0,8 P_{нас}$;
- в пределах контура нефтеносности $P_{пл.тек} = 0,8 P_{нас}$;
- на линии нагнетания $P_{пл.тек} = (1,20 - 1,25)P_{нас}$;
- в районе забоя эксплуатационных скважин $P_{заб} > 0,6 \cdot P_{нас}$;

здесь $P_{заб}$ - давление на забое добывающих скважин.

Исследованиями нефтеотдачи месторождений Узбекистана при вытеснении газированной нефти водой занимались С.Н.Назаров, Э.К.Ирматов, Б.Ш. Акрамов, Н.В.Сипачев, А.Г.Посевич и др.

При обобщении опыта разработки месторождений Ферганской впадины впервые было установлено, что при смешанных режимах работы пластов (режим растворенного газа с последующим заводнением) нефтеотдача в некоторых случаях оказалась выше, чем при заводнении с начала разработки.

Исследованиями указанный тезис работы был теоретически обоснован. Характеристика вытеснения газированной нефти водой представлена в следующем виде:

$$K_{вг} = K_{во} + V_{н1} \cdot (\rho_{г.нач} - \rho_{г.ост}), \quad (1.1)$$

где $K_{вг}$ - коэффициент вытеснения газированной нефти водой; $K_{во}$ - коэффициент вытеснения однородной жидкости; $V_{н1}$ - относительный объем извлеченной из пласта нефти к концу процесса истощения; $\rho_{г.нач}$ и $\rho_{г.ост}$ -

газонасыщенность пласта к началу вытеснения и остаточная газонасыщенность.

Из формулы (1.1) следует, что коэффициент $K_{вг}$ может быть равен коэффициенту $K_{во}$, быть больше или меньше его. Следовательно, нефтеотдача при вытеснении газированной нефти водой может быть равной, больше или меньше нефтеотдачи при вытеснении однородной жидкости.

Перечисленные возможные значения $K_{вг}$ определяются величиной трех последних членов в выражении (1.1). На основании формулы (1.1) в работе [22] получены следующие основные соотношения для определения коэффициента вытеснения газированной нефти водой:

$$\begin{aligned} K_{вг} > K_{во} & \text{ при } V_{н1} - \Delta\rho_{г} > 0; \\ K_{вг} = K_{во} & \text{ при } V_{н1} - \Delta\rho_{г} = 0; \\ K_{вг} < K_{во} & \text{ при } V_{н1} - \Delta\rho_{г} < 0, \end{aligned} \quad (1.2)$$

$$\text{где} \quad \Delta\rho_{г} = \rho_{г.нач} - \rho_{г.ост}. \quad (1.3)$$

Из соотношений (1.2) следует важный практический вывод о том, что заводнение нефтяных горизонтов, эксплуатирующихся при режиме растворенного газа, может быть эффективным только в случае реализации первого условия.

Соотношение $V_{н1} - \Delta\rho_{г} > 0$ или $V_{н1} > \Delta\rho_{г}$ может быть реализовано только в определенный момент времени после начала разработки, т.е. на определенной стадии истощения залежи. Этот момент времени является наиболее благоприятным для начала заводнения. Заводнение же, начатое в другие моменты времени, будет уже менее эффективным.

Исследованиями выполненными в США, также показано, что в гидрофильных пластах при насыщенности порового пространства газом ниже критической (не более 15-20%) нефтеотдача пластов при вытеснении нефти водой может увеличиваться на 8-10% по сравнению с заводнением при давлениях выше давления насыщения [14].

Однако в практике разработки нефтяных месторождений США заводнение применялось обычно лишь на самых поздних стадиях разработки. Сначала месторождения разрабатывались на истощение (до извлечения 5-10% от геологических запасов нефти) без искусственного воздействия на пласты, а затем внедрялись, как правило, площадные системы искусственного заводнения.

1.3. Характеристики систем заводнения

Заводнение на нефтяных месторождениях Узбекистана применялось с 1952 года, когда была начата опытная закачка воды в приконтурную часть залежи V+VI горизонтов месторождения Южный Аламышик. Положительное влияние опытной закачки, выразившееся в некотором увеличении дебита скважин по нефти и жидкости, дало основание уже в 1953 году приступить к промышленному заводнению этих горизонтов.

В 1954 году заводнение было начато по VIII горизонту месторождения Ходжабад и VII горизонту месторождения Южный Аламышик.

В первые годы внедрения методов искусственного заводнения наибольшее предпочтение отдавалось системам нагнетания воды в приконтурные части залежей. Однако процесс освоения и эксплуатация этих систем в Фергане столкнулся с серьезными трудностями, обусловленными, в основном, плохой гидродинамической связью законтурной и нефтяной частей залежи.

По этой, а так же по ряду других объективных причин уже к началу 1960 года на многих месторождениях Узбекистана приконтурное заводнение стало постепенно дополняться или полностью заменяться различными системами внутриконтурного заводнения. Указанное позволило резко повысить эффективность заводнения и дало, тем самым, основание к более широкому внедрению его на других объектах Узбекистан.

Особенно интенсивно методы искусственного заводнения внедрялись на промыслах Ферганы в период 1960-1968 годов. В этот промежуток

времени промышленная закачка воды была освоена на месторождениях Андижан (III горизонт), Южный Аламышик (ККС и III горизонты), Ходжаабад (III и VII горизонты), Северный Сох (VIII горизонт), Чонгара-Гальча (IV горизонт) и ряде других объектов.

К концу 1968 года только по бывшему производственному объединению «Узбекнефть» приконтурным, внутриконтурным и комбинированными видами заводнения было охвачено 20 объектов разработки на восьми месторождениях. Годовой объем закачки воды составлял более 3,2 млн.м³. Наряду с перечисленными выше традиционными системами заводнения впервые в бывшем СССР был промышленно освоен такой комбинированный метод воздействия, при котором одновременно осуществлялись приконтурное заводнение залежи и перепуск газа высокого давления в ее сводовую часть. Указанный метод воздействия применялся при разработке VIII горизонта месторождения Северный Сох и IV горизонта месторождения Чонгара-Гальча (участок Гальча).

Заводнение и перепуск газа высокого давления позволили объединению «Узбекнефть» только в 1968 году получить дополнительно около 200 тыс.т нефти.

Большая работа по внедрению заводнения была проделана в этот период коллективами института геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений (ИГиРНиГМ), кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» Ташкентского политехнического института, центральных научно-исследовательских лабораторий бывших нефтепромысловых управлений «Фергананефть» и «Андижаннефть».

Весомый вклад в решение проблем, связанных с освоением заводнения на промыслах Ферганы внесли работы П.К.Азимова, Г.А.Алиджанова, М.Р.Ибрагимова, А.М.Хуторова, С.Н.Назарова, А.Р.Мухидова, А.А.Томчани, Х.М.Тургунова, А.В.Мавлянова и других. Многие вопросы технологии заводнения были решены инженерно-техническими работниками

промыслов, среди которых В.П.Акулов, А.М.Акрамов, З.В.Ляшевич, А.Х.Ходжиматов, Л.И.Калантаров, Н.Р.Рахимов, И.Н.Христенко и другие.

В последующие годы большую работу по обобщению опыта разработки и заводнения нефтяных месторождений Ферганы вели В.Н.Чарушников, Ф.Т.Адылов и др. и ведут в настоящее время Н.В.Сипачев, Э.К.Ирматов, Б.Ш.Акрамов, А.Г.Посевич, А.Х.Агзамов, О.А.Каюмов и другие [2,3,4,5,7,20,21].

К настоящему времени 75% нефтяных месторождений Узбекистана находятся в поздней и завершающей стадии разработки. Методами искусственного заводнения охвачено около 90% разрабатываемых объектов, из которых извлекается более 88% всей годовой добычи нефти в Узбекистане.

Ожидаемый конечный коэффициент нефтеотдачи по заводняемым объектам колеблется в широких пределах - от 25-40% до 60-70%, а иногда и выше.

Таким образом, можно заключить, что на месторождениях Узбекистана были опробованы практически все известные к настоящему времени системы заводнения.

При этом в промышленных масштабах освоены следующие его виды: приконтурное, сочетание приконтурного и внутриконтурного (комбинированное) и внутриконтурное. Из перечисленных видов заводнения наибольшее распространение получило комбинированное.

Заводнение внедрялось при различной степени использования извлекаемых запасов нефти и начальных энергетических ресурсов залежей ($P_{\text{пл.тек}} < P_{\text{нас}}$). Однако по подавляющей части объектов Узбекистана промышленное заводнение было освоено на второй и третьей стадиях разработки.

Особенности заводнения массивных залежей нефти приуроченных к рифовым постройкам

В настоящее время в Узбекистане разрабатывается 45 месторождений (нефтяных, газовых, газонефтяных, газонефтеконденсатных, нефтегазоконденсатных), в которых выделено 94 объекта эксплуатации. На 16 месторождениях и разведываемых площадях осуществляется пробная эксплуатация единичных разведочных скважин.

Особенностью разработки нефтяных объектов Узбекистана является то, что основную добычу нефти (более 90%) дают три месторождения: Кокдумалак – 80,86%; Северный Уртабулак – 4,62% и Крук – 4,58%.

Все выше перечисленные месторождения относятся к категории массивных.

Продуктивные горизонты приурочены к XV горизонту верхнеюрских отложений. Залежи нефти по всей площади контактируют с подошвенными водами и газовой шапкой (за исключением месторождения Северный Уртабулак).

На начальном этапе разработки месторождений было отмечено быстрое падение пластового давления и дебитов скважин. В связи с этим, в целях поддержания пластового давления было организовано заводнение с закачкой воды по ВНК.

Однако, из-за организационных причин на всех месторождения заводнение было осуществлено после определенного периода разработки. Это привело к продолжению падения пластового давления и после начала процесса. Только после компенсации накопленного отбора жидкости закачкой воды удалось стабилизировать пластовое давление. Для достижения этой компенсации ушло в среднем 5-7 лет.

Эффективность заводнения массивных залежей нефти приуроченных к рифовым постройкам будет рассмотрено в третьей главе на примере месторождения Северный Уртабулак.

Методика прогнозирования показателей разработки

В основу методов прогнозирования показателей разработки пластов, предложенных ВНИИНефтью, БашНИИнефтью, ТатНИИнефтью, Гипровостокнефтью и американскими исследователями и базирующихся на теории вероятности и математической статистики, положены функция распределения проницаемости и зависимость фазовых проницаемостей от насыщенности пор жидкостью.

Использование вероятностных методов при составлении технологических схем проектов разработки пластов оправдано лишь для хорошо изученных (разбуренных) и более или менее однородных пластов. Ниже изложены статические методы прогнозов, основанные на обобщении опыта разработки и закономерности нефте – извлечения реальных залежей. Эти методы могут быть использованы при проектировании и составлении проектов доработки залежей.

Методы основаны на следующих зависимостях [7], [8].

$$F = \frac{0,0365 q_c T K_s}{\alpha h m S_n} \quad (1)$$

$$\frac{Q_{ж}(t)}{Q_{н}(t)} = a + b Q_{ж}(t) \quad (2)$$

$$Q_{н}(t) = \frac{Q_{ж}(t)}{a + b Q_{ж}(t)} \quad (3)$$

где, $a = 1 - \varphi_b / \varphi_k$;

$b = 1 / Q_{изв}$; где $Q_{изв}$ – извлекаемые запасы в пластовых условиях, м³

q_c – средний отбор жидкости на скважину, м³/сут;

T – продолжительность разработки залежи, лет;

K_s – коэффициент эксплуатации скважин;

α – кратность промывки залежи водой;

h – толщина пласта;

m и S_n – коэффициент пористости и нефтенасыщенности;

Q_b , $Q_{ж}$, $Q_{н}$ – накопленный отбор воды, жидкости, нефти в пластовых условиях, м³;

a и b – параметры, зависящие от типа залежи, запасов нефти и соотношения вязкости нефти и воды.

Основные параметры пластов и показатели системы их разработки

Объём пор, занятый нефтью $V_n = F \cdot h \cdot m \cdot S_n$ (1)

Балансовые запасы нефти $Q_б = (F \cdot h \cdot m \cdot S_n) / B_n$ (2)

Извлекаемые запасы нефти $Q_{изв} = Q_б \cdot \varphi_k$ (3)

Безводная нефтеотдача $\varphi_б = Q_n^б / Q_б$ (4)

Текущая нефтеотдача $\varphi^{(t)}_T = Q_n(t) / Q_б$ (5)

Нефтеотдача заводнённых зон $\varphi_T = K_{охв} \times K_{выт}$ (6)

Конечная нефтеотдача $Y_k = Q_{доб}(t) / Q_б$ (7)

Коэффициент охвата $K_{охв} = V_{зав} / V_n = \varphi_T / K_{выт}$ (8)

Кратность промывки залежей водой $\alpha' = (Q_n + Q_v) / V_{пор} = Q_{ж} / V_{пор}$ (9)

где $Q_{ж}, Q_n, Q_v$ – накопленные отборы нефти, воды, жидкости в пластовых условиях, m^3 .

Накопленная добыча нефти, воды, жидкости

$$Q_n = \int_0^t q_n dt; \quad Q_v = \int_0^t q_v dt; \quad Q_{ж} = \int_0^t q_{ж} dt; \quad (10)$$

Накопленный объём закаченной воды

$$Q_{зак} = \int_0^t q_n dt; \quad (11)$$

Текущая и накопленная обводнённость жидкости

$$\alpha^0 = q_v / (q_v + q_n); \quad \alpha_n = Q_v / (Q_n + Q_v) = Q_v / Q_{ж}; \quad (12)$$

Накопленный объёмный водонефтяной фактор (m^3/m^3)

$$R_v = \frac{Q_v}{Q_n} = \left(\frac{\alpha}{\varphi_T} - 1 \right) \quad (13)$$

Накопленный весовой водонефтяной фактор (т/т)

$$R_g = \frac{Q'_v \cdot B_n \cdot \gamma_v}{Q'_n \cdot B_v \cdot \gamma_n} = \left(\frac{\alpha}{\varphi_T} - 1 \right) = \frac{B_n \cdot \gamma_v}{B_v \cdot \gamma_n} \cdot R_v \quad (14)$$

где Q'_n, Q'_v – накопленные отборы нефти и воды в поверхностных условиях, т.

Плотность сетки $f_s = F / N_s$ (15)

Плотность сетки с учётом нагнетательных скважин (внутриконтурное заводнение)

$$f_{s+n} = F / (N_s + N_n); \quad (N_s / N_n) = 3 \div 5 \quad (16)$$

Обводнённость фонда скважин $\alpha_T = (N_v / N_s)$ (17)

Среднее динамическое пластовое давление

$$P = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (18)$$

Газовый фактор скважин $\Gamma = q_g / q_n$; где q_g – годовая добыча газа (19)

111. Прогноз технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак .

Однако необходим пересчет запасов месторождения Северный Уртабулак, так как на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти составляет 7939.5 тыс. тонн, что уже превышает утвержденные запасы.

Так месторождение разрабатывается на упруго-водонапорном режиме можно провести анализ по характеристикам вытеснения.

Анализируя динамику показателей разработки месторождения по характеристикам вытеснения можно дать примерные извлекаемые запасы и прогнозировать добычу на последующие годы при форсированном отбор жидкости.

В данной работе анализ произведен по методам ТашПи, Копытова и др., Камбарова и др. которые являются достаточно точными.

Метод ТашПи.

Общее уравнение имеет вид:

$$Q_n = A + B \times \frac{Q_{жс}}{Q_n}$$

Строим график зависимости

$$Q_{жс} = f\left(\frac{Q_{жс}}{Q_n}\right);$$

Коэффициенты А и В находим из графика (Рисунок 5.1). Для этого проводим прямую через конечный отрезок полученной зависимости. Через последнюю точку, лежащей на прямой, проводим прямую параллельную оси Х. Далее опускаем перпендикуляр до пересечения с линией, при этом образуется угол α . Тангенс угла α дает нам коэффициент В, а обратное отношение дает нам извлекаемые запасы. Коэффициент А находится из общего уравнения :

$$A = Q_n - B \times \frac{Q_{жс}}{Q_n};$$

Метод Копытова

Общее уравнение имеет вид:

$$Q_n = A + B \times Q_n \times t$$

Строим график зависимости

$$Q_{жс} = f(Q_n \times t);$$

Коэффициенты А и В находим из графика (Рисунок 5.1). Для этого проводим прямую через конечный отрезок полученной зависимости. Через последнюю точку, лежащей на прямой, проводим прямую параллельную оси Х. Далее опускаем перпендикуляр до пересечения с линией, при этом образуется угол α . Тангенс угла α дает нам извлекаемые запасы, а обратное отношение дает нам коэффициент В. Коэффициент А находится из общего уравнения :

$$A = Q_n - B \times Q_n \times t;$$

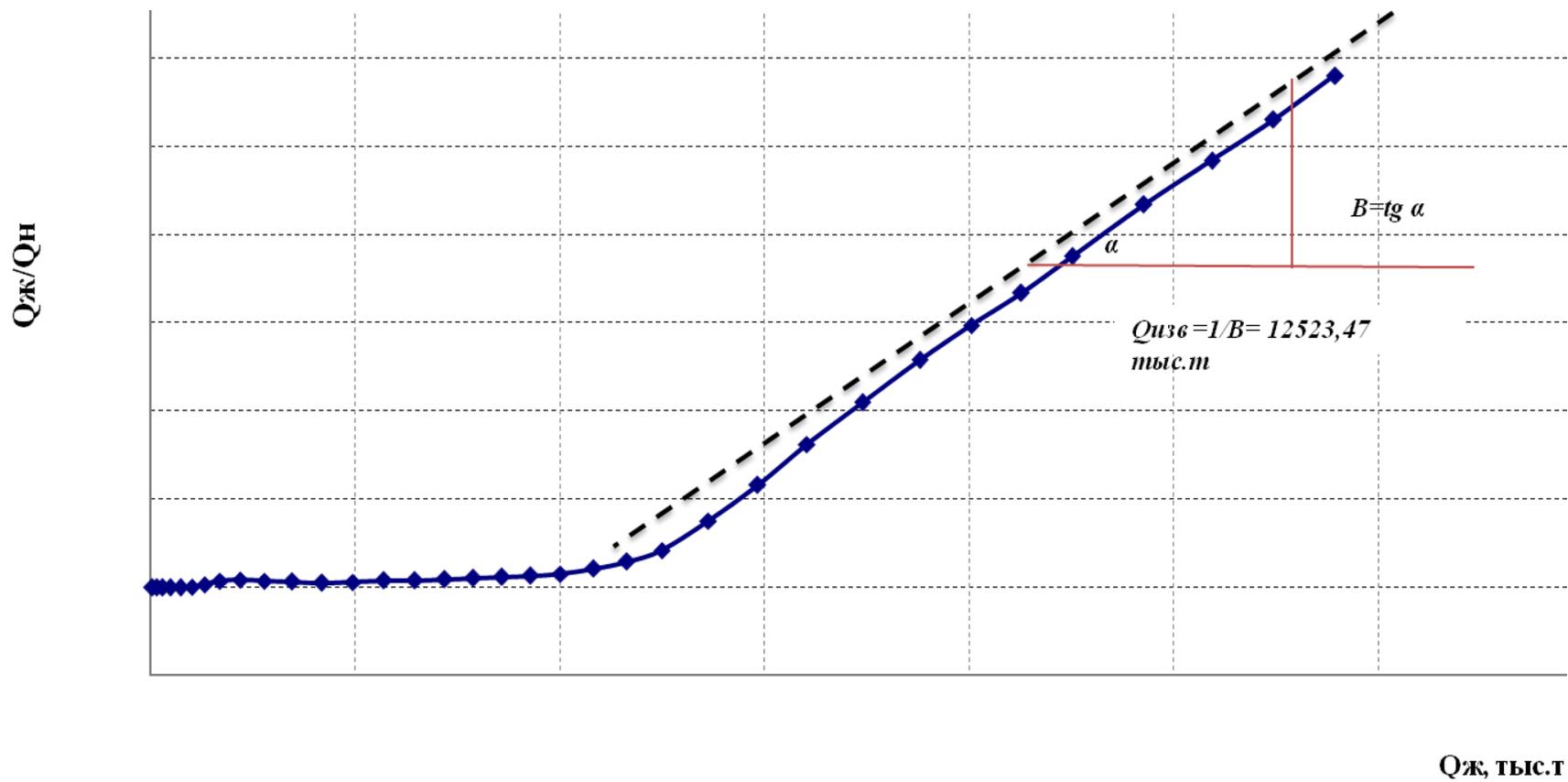


Рисунок 4.1 – Характеристика вытеснения месторождения Северный Уртабулак по методу ТашПИ

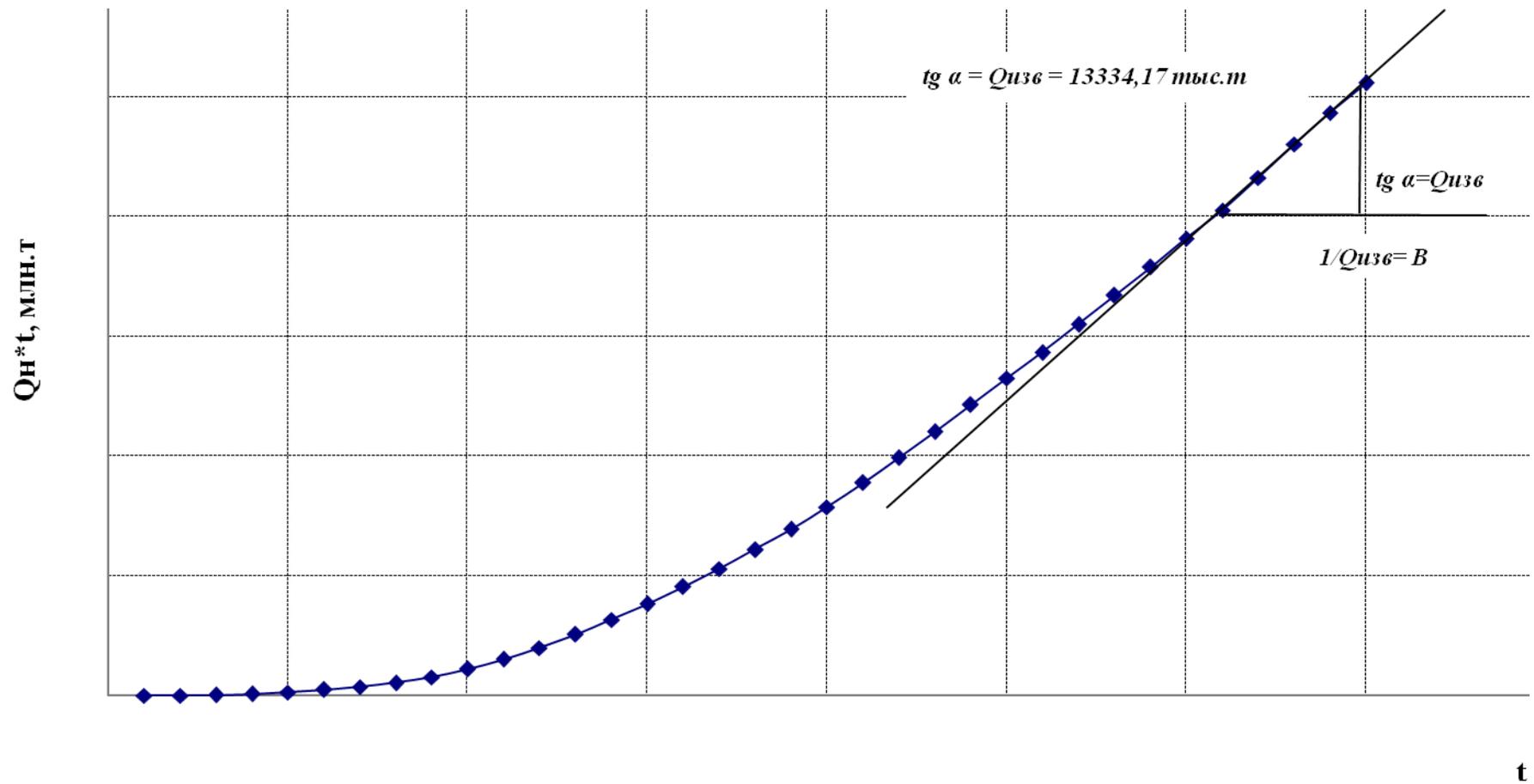


Рисунок 4.2 – Характеристика вытеснения месторождения Северный Уртабулак по методу Копытова и др.

Метод Камбарова

Общее уравнение имеет вид:

$$Q_n = A + B \times Q_n \times Q_{жс}$$

Строим график зависимости

$$Q_{жс} = f(Q_n \times Q_{жс});$$

Коэффициенты А и В находим из графика (Рисунок 5.1). Для этого проводим прямую через конечный отрезок полученной зависимости. Через последнюю точку, лежащей на прямой, проводим прямую параллельную оси Х. Далее опускаем перпендикуляр до пересечения с линией, при этом образуется угол α . Тангенс угла α дает нам извлекаемые запасы, а обратное отношение дает нам коэффициент В. Коэффициент А находится из общего уравнения :

$$A = Q_n - B \times Q_n \times Q_{жс};$$

Извлекаемые запасы по трем методам приведены ниже.

Методы	Извлекаемые запасы, тыс.т
ТашПи	12523.47
Копытов	13334.17
Камбаров	10036.63

За основу приняты извлекаемые запасы по методу ТашПи.

Все полученные результаты по характеристикам вытеснения приведены в таблице 4.1

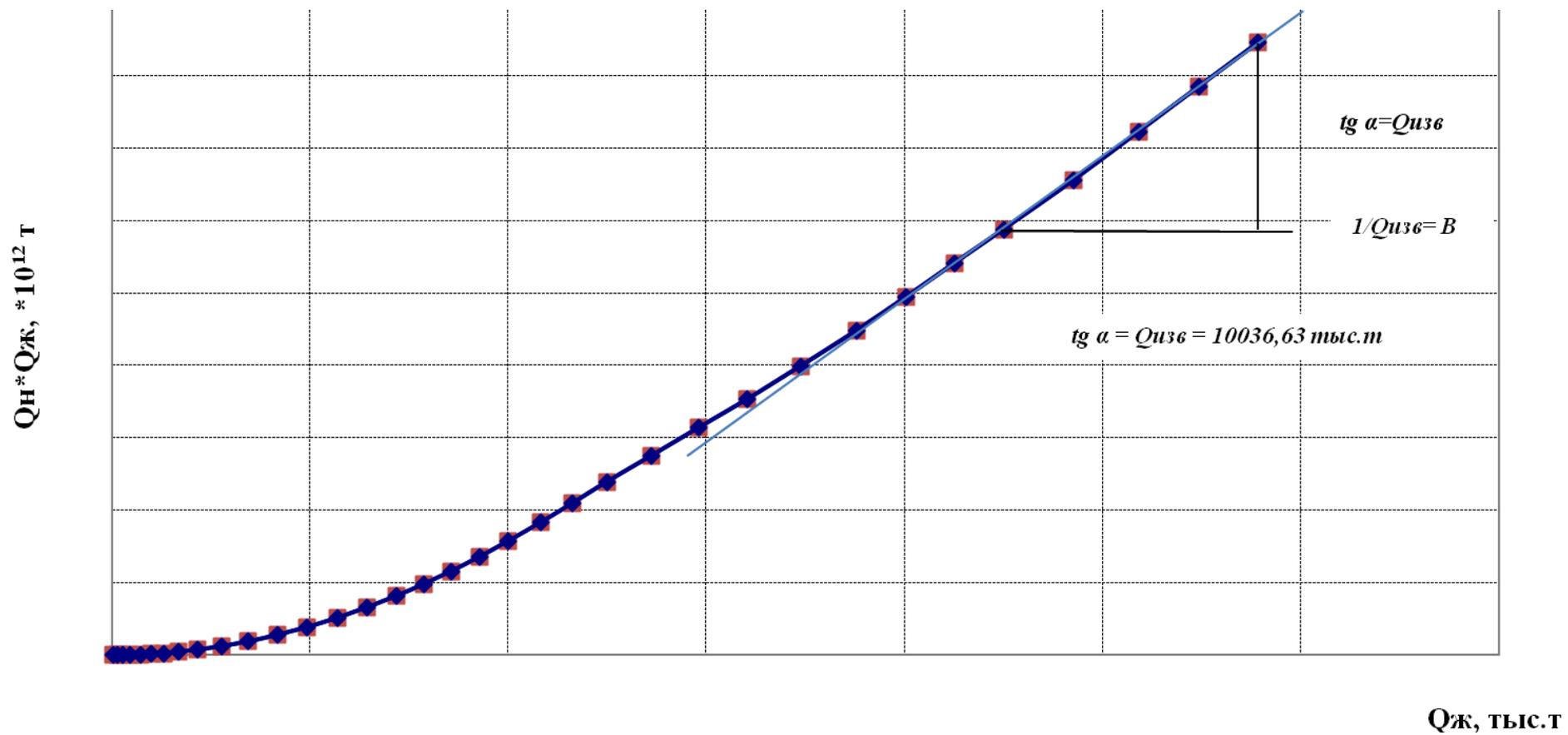


Рисунок 4.3 – Характеристика вытеснения месторождения Северный Уртабулак по методу Камбарова и др.

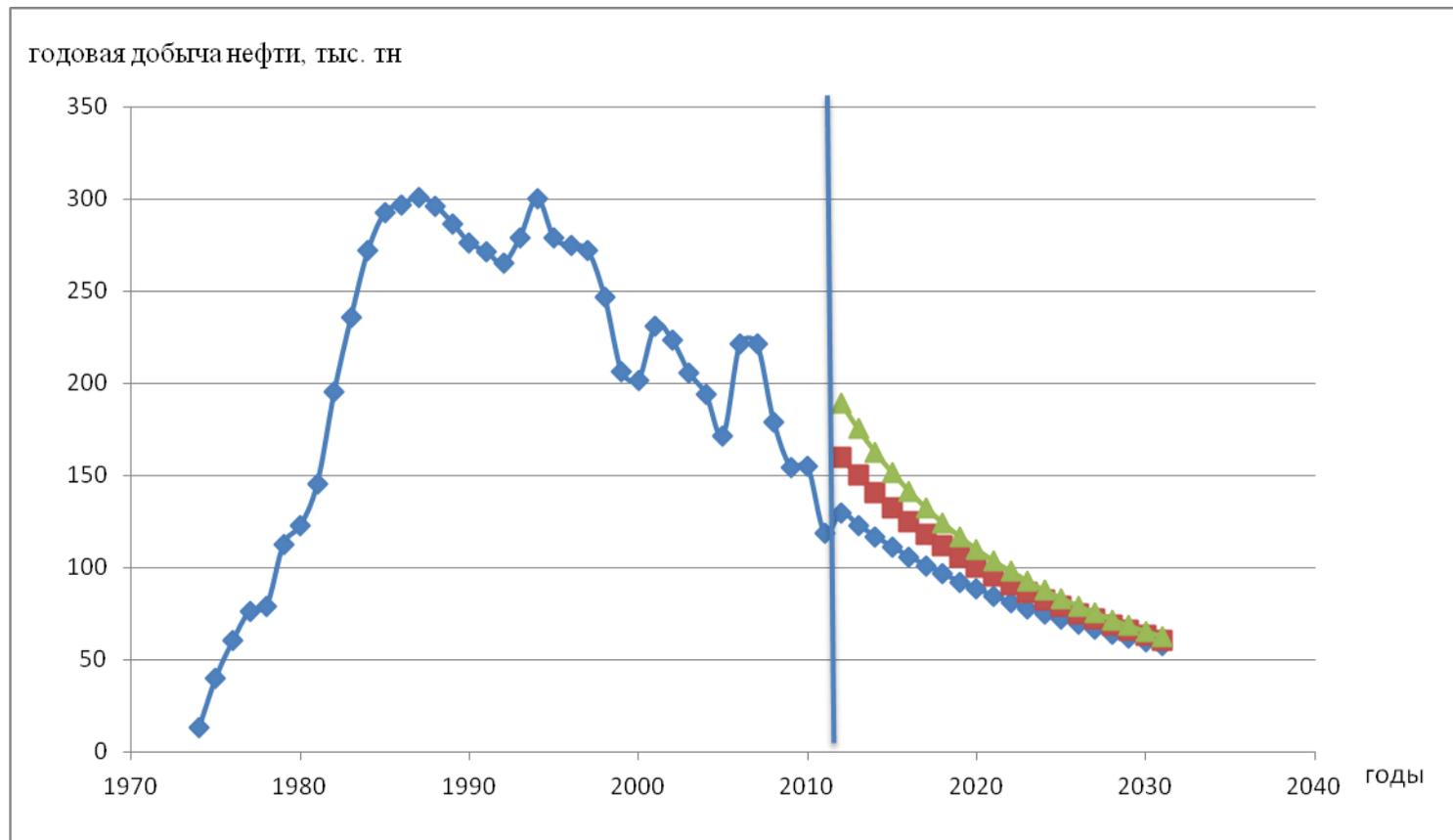


Рис. 2.4 Динамика прогнозной добычи нефти по вариантной

Вариант 1 ($q_{ж}=663$ тыс.м³)

Вариант 2 ($q_{ж}= 828,75$ тыс.м³)

Вариант 3 ($q_{ж}=994$ тыс.м³)

Прогноз технологических показатели разработки месторождении «Северный Уртабулак» показан в 3 вариантах:

1) При годовых отборов жидкости на уровне текущих показателей (663 тыс. м куб в год)

2) при форсированном отбора жидкости превышающим отбор в 1,25 раз (828,75 тыс. м куб в год)

3) При отборе жидкости превышающий 1,5 раз текущий отбор с учётом форсирование(994 тыс. м куб в год)

Расчёты приведены по следующим формулам:

$$q_{н} = \frac{a \cdot q_{ж}}{\left[a + b \cdot (Q_0 + q_{ж} \cdot t) \right]^2} \quad (1).$$

$$q_{н} = \frac{Q_0 + q_{ж} \cdot t}{a + b \cdot (Q_0 + q_{ж} \cdot t)} \quad (2).$$

где:

$q_{н}$ – прогнозный годовой отбор нефти; тыс. т.

$Q_{н}$ - прогнозный суммарный отбор нефти; тыс. т.

a и b – параметры, определяемые по характеристикам вытеснения.

$q_{ж} = \text{const}$ – годовой отбор жидкости по соответствующему варианту; тыс. с. м³ /год.

Q_0 – суммарный отбор жидкости к началу прогнозирования, тыс. м³.

Результаты прогноза технологических показателей разработки месторождении «Северный Уртабулак» по указанным вариантам период до 2031 года приведены в таблицах (№ 4.1) и рис (№ 4.1)

Таблица 2.2. Годовой отбор жидкости $q_{ж}=663$ тыс.м³

1- вариант

ГОДЫ	q_H	q_B	$q_{ж}$	α	Q_H	Q_B	$Q_{ж}$
2012	129,4763597	533,5236	663	0,804711	7898,47	6133,524	14031,99
2013	123	540	663	0,81448	8021,47	6673,524	14694,99
2014	116,8287676	546,1712	663	0,823788	8138,299	7219,695	15357,99
2015	111,1888749	551,8111	663	0,832294	8249,488	7771,506	16020,99
2016	105,947736	557,0523	663	0,840199	8355,435	8328,558	16683,99
2017	101,0686275	561,9314	663	0,847559	8456,504	8890,49	17346,99
2018	96,51895845	566,481	663	0,854421	8553,023	9456,971	18009,99
2019	92,26972426	570,7303	663	0,86083	8645,293	10027,7	18672,99
2020	88,29504359	574,705	663	0,866825	8733,588	10602,41	19335,99
2021	84,5717632	578,4282	663	0,872441	8818,159	11180,83	19998,99
2022	81,07912003	581,9209	663	0,877709	8899,239	11762,76	20661,99
2023	77,7984511	585,2015	663	0,882657	8977,037	12347,96	21324,99
2024	74,71294369	588,2871	663	0,887311	9051,75	12936,24	21987,99
2025	71,80741948	591,1926	663	0,891693	9123,557	13527,44	22650,99
2026	69,06814756	593,9319	663	0,895825	9192,626	14121,37	23313,99
2027	66,48268188	596,5173	663	0,899724	9259,108	14717,89	23976,99
2028	64,03971963	598,9603	663	0,903409	9323,148	15316,85	24639,99
2029	61,72897753	601,271	663	0,906894	9384,877	15918,12	25302,99
2030	59,54108339	603,4589	663	0,910194	9444,418	16521,58	25965,99
2031	57,46748096	605,5325	663	0,913322	9501,886	17127,11	26628,99

- срок эксплуатации - 20 лет

- накопленная добыча $Q_H=9501,886$ тыс.тонн

- накопленная добыча жидкости $Q_{ж}=26628$ тыс. м³

- обводненность продукции $\alpha=91\%$

Таблица 2.3 Годовой отбор жидкости $q_{ж}=828,75$ тыс.м³

2 вариант

ГОДЫ	q_H	q_B	$q_{ж}$	α	Q_H	Q_B	$Q_{ж}$
2012	159,7775387	668,9725	828,75	0,807207	7928,778	6268,972	14197,75
2013	149,8032074	678,9468	828,75	0,819242	8078,581	6947,919	15026,5
2014	140,7345285	688,0155	828,75	0,830185	8219,315	7635,935	15855,25
2015	132,4650884	696,2849	828,75	0,840163	8351,78	8332,22	16684
2016	124,9036557	703,8463	828,75	0,849287	8476,684	9036,066	17512,75
2017	117,9716545	710,7783	828,75	0,857651	8594,656	9746,844	18341,5
2018	111,6011145	717,1489	828,75	0,865338	8706,257	10463,99	19170,25
2019	105,7329987	723,017	828,75	0,872419	8811,99	11187,01	19999
2020	100,3158304	728,4342	828,75	0,878955	8912,306	11915,44	20827,75
2021	95,3045607	733,4454	828,75	0,885002	9007,61	12648,89	21656,5
2022	90,65962863	738,0904	828,75	0,890607	9098,27	13386,98	22485,25
2023	86,3461782	742,4038	828,75	0,895812	9184,616	14129,38	23314
2024	82,33340244	746,4166	828,75	0,900654	9266,949	14875,8	24142,75
2025	78,59399188	750,156	828,75	0,905166	9345,543	15625,96	24971,5
2026	75,10366864	753,6463	828,75	0,909377	9420,647	16379,6	25800,25
2027	71,84079136	756,9092	828,75	0,913314	9492,488	17136,51	26629
2028	68,78601897	759,964	828,75	0,917	9561,274	17896,48	27457,75
2029	65,92202339	762,828	828,75	0,920456	9627,196	18659,3	28286,5
2030	63,23324323	765,5168	828,75	0,9237	9690,429	19424,82	29115,25
2031	60,70567202	768,0443	828,75	0,92675	9751,135	20192,87	29944

- срок эксплуатации - 20 лет

- накопленная добыча $Q_H=9751$ тыс.тонн

- накопленная добыча жидкости $Q_{ж}=29344$ тыс. м³

- обводненность продукции $\alpha=92\%$

Таблица 2.4 Годовой отбор жидкости $q_{ж}=994$ тыс.м³

3 вариант							
ГОДЫ	q_H	q_B	$q_{ж}$	α	Q_H	Q_B	$Q_{ж}$
2012	189,1051202	804,8949	994	0,809753	8573,895	6404,895	14978,79
2013	175,1682807	818,8317	994	0,823774	8749,063	7223,727	15972,79
2014	162,7172237	831,2828	994	0,836301	8911,78	8055,009	16966,79
2015	151,5480211	842,452	994	0,847537	9063,328	8897,461	17960,79
2016	141,4905681	852,5094	994	0,857655	9204,819	9749,971	18954,79
2017	132,4020681	861,5979	994	0,866799	9337,221	10611,57	19948,79
2018	124,1619362	869,8381	994	0,875089	9461,383	11481,41	20942,79
2019	116,6677781	877,3322	994	0,882628	9578,051	12358,74	21936,79
2020	109,8321944	884,1678	994	0,889505	9687,883	13242,91	22930,79
2021	103,5802201	890,4198	994	0,895795	9791,463	14133,33	23924,79
2022	97,84726129	896,1527	994	0,901562	9889,31	15029,48	24918,79
2023	92,57741921	901,4226	994	0,906864	9981,888	15930,9	25912,79
2024	87,72212295	906,2779	994	0,911748	10069,61	16837,18	26906,79
2025	83,2390061	910,761	994	0,916259	10152,85	17747,94	27900,79
2026	79,09097945	914,909	994	0,920432	10231,94	18662,85	28894,79
2027	75,24546134	918,7545	994	0,9243	10307,19	19581,6	29888,79
2028	71,67373598	922,3263	994	0,927894	10378,86	20503,93	30882,79
2029	68,35041576	925,6496	994	0,931237	10447,21	21429,58	31876,79
2030	65,25298888	928,747	994	0,934353	10512,46	22358,33	32870,79
2031	62,36143712	931,6386	994	0,937262	10574,82	23289,97	33864,79

- срок эксплуатации - 20 лет

- накопленная добыча $Q_H=10574,82$ тыс.тонн

- накопленная добыча жидкости $Q_{ж}=33864$ тыс. м³

- обводненность продукции $\alpha=93\%$

5. Охрана окружающей среды

Среди экологически неблагоприятных отраслей промышленности, относящихся к топливной энергетике, одно из ведущих мест отводится нефтегазодобывающей отрасли. На её долю приходится большая часть общих загрязнений окружающей среды.

Нефтегазодобывающая отрасль отличается большой землеемкостью, значительной загрязняющей способностью, высокой взрыво- и пожароопасностью промышленных объектов. Химические реагенты, применяемые при бурении скважин, добыче и подготовке нефти, а также добываемые углеводороды и примеси являются вредными веществами для растительного и животного мира, а также для человека [1].

Отходы, образующиеся в технологическом процессе в отрасли, представляют реальную угрозу самим биологическим основам здоровья и жизнедеятельности населения.

На территории предприятия ООО «Мубарекнефтегаз», в состав которого входит месторождение Северный Уртабулак находится 203 источника выделения и 151 источник выброса загрязняющих атмосферу веществ, в том числе организованных - 86 [2]

На предприятии выявлены три типа источников выбросов загрязняющих веществ:

- организованные - трубы факелов, котельных, огневых регенераторов, печей подогрева и ГПА, свечи для стравливания газа, дыхательные клапаны резервуаров;
- неорганизованные - станки для металлообработки, сварочные аппараты;
- площадные - насосные, нефтеловушки, пруды-испарители.

От указанных источников в течение года в атмосферный воздух выделяется 5361,02 тонны загрязняющих веществ 16 наименований.

Основную долю в балансе загрязнителей атмосферного воздуха на предприятии составляют: оксид углерода - 57,121% (3062,264586 т/г), диоксид серы - 17,803% (954,446931 т/г), углеводороды - 11,755% (630,197460 т/г), диоксид азота - 10,031% (537,756662 т/г), оксид азота - 2,511% (134,618624 т/г).

Выбросы твердых ингредиентов составляют 2,722764 т/г (0,051 %), а газообразных - 5358,296097 т/г (99,949 %).

Главным направлением природоохранных работ в рамках отраслевой стратегии создания экологически безопасной малоотходной ресурсосберегающей технологии строительства и эксплуатации скважин является максимальная утилизация образующихся отходов бурения. Без этого не может быть решена также и проблема своевременной и качественной ликвидации шламовых амбаров, как главного источника загрязнения природной среды в районах ведения буровых работ. Одним из основных требований к технологии бурения должно быть обязательное введение оборотного водоснабжения буровой, в основе которого лежит ориентация на использование БСВ (буровых сточных вод) для различных технических целей. [3].

Сегодняшние технологии не позволяют осуществить эффективную нейтрализацию вредного воздействия отходов бурения и нефтепродуктов на окружающую среду.

Для предотвращения миграции токсичных ингредиентов из мест складирования в окружающую среду необходимо воспрепятствовать фильтрации жидкой части отходов. Основными источниками загрязнения почв в нефтегазовом строительстве являются нефтепродукты (ГСМ), проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

большое внимание уделяется повышению нефтеотдачи коллекторов. Основным методом интенсификации является заводнение, с помощью которого в нашей стране добывается свыше 85 % нефти. При поддержании пластового давления (ППД) возрастают темпы отбора УВ и сокращаются сроки разработки месторождения. Одновременно решается вопрос оборотного водоснабжения в процессе добычи нефти.

Наиболее рационально с экологических позиций применение промысловых сточных вод, позволяющее осуществить замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме нагнетательная скважина - пласт - добывающая скважина — блок водоподготовки — система ППД. Использование сточных вод с целью ППД позволяет уменьшить капитальные затраты на строительство водозаборных сооружений, сократить расходы на бурение поглощающих скважин, утилизировать все нефтепромысловые воды

с целью охраны окружающей среды. В результате достигается не только экологический, но и экономический эффект. На данных месторождениях поддержание пластового давления путем закачки воды не применялось и, поэтому проблема утилизации сточных вод не возникала.

Нефтяная промышленность является одним из ведущих потребителей земельного фонда, так как разведка, добыча, промысловая подготовка и транспортировка углеводородного сырья требуют размещения многочисленных нефтепромысловых объектов: скважин, кустовых насосных станций, нефтесборных пунктов, технологических установок, магистральных трубопроводов. На нефтегазовую промышленность нашей республики приходится более 15% земель, которые ежегодно выводятся из сельскохозяйственного оборота.

Нарушения экологического равновесия недр на месторождении могут быть связаны с разливом промысловых сточных и пластовых вод при порывах водоводов и попадании солей, остатков нефти, нефтепродуктов, химических реагентов в водосодержащие горизонты, попаданием стоков нефтепромысла в подземные воды в период дождей, перетоком высокоминерализованных вод глубоко залегающих горизонтов в другие пласты из-за негерметичности эксплуатационных колонн, попаданием сточных вод в водоносные горизонты.

Разработанная ХОУПЕКС комплексная экологически чистая технология по ликвидации амбаров-накопителей отходов предусматривает:

- сбор слоя и пленочной нефти с поверхности амбара-накопителя;
- очистка сточных вод до показателей, позволяющих осуществлять их сброс на рельеф местности;
- складирование глинистой суспензии (отработанного бурового раствора) и выбуренного шлама;
- захоронение глинистой суспензии (отработанный буровой раствор) и выбуренного шлама на месте.

Выбор и осуществление конкретных природоохранных мероприятий во всем многообразии вопросов охраны недр и окружающей среды в нефтегазовой промышленности является актуальным и своевременным моментом в возможных ситуациях нанесения вреда окружающей среде.

Обустройство и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений сопровождаются неизбежным техногенным воздействием. Охрана воздушной среды в нефтяной промышленности проводится, главным образом, в направлении борьбы с потерями нефти за счет уменьшения испарения ее при сборе, транспортировке, подготовке и хранении. Для этого проектируются герметизированные системы сбора нефти и антикоррозионные наружные и внутренние покрытия трубопроводов и емкостей, устанавливаются непримерзающие клапаны, расширяется применение резервуаров с понтонами или плавающими крышами и другие технические решения. С целью уменьшения вредных выбросов в атмосферу сокращается сжигание нефтяного газа в факелах.

Мониторинг — система долгосрочных наблюдений, оценки, контроля и прогноза состояния и изменения объектов.

Поисково-разведочные работы на нефть и газ, добыча и первичная переработка углеводородов на промыслах сопровождаются нарушением естественного состояния природной среды и ее загрязнением. Масштабы техногенных изменений в нефтегазоносных районах зависят от природных условий и особенностей геологического строения, техники и технологии геолого-разведочных и эксплуатационных работ, продолжительности разработки месторождений.

Мониторинг нефтяного загрязнения — это отдельный раздел системы управления качеством окружающей среды, включающий сбор и накопление информации о фактических параметрах основных компонентов окружающей среды и составление прогноза изменения их качества во времени.

4. Охрана труда и техника безопасности

4.1. Общие требования по охране труда

В обеспечении безопасных и здоровых условий труда существенное значение имеют соблюдение всеми работающими трудовой и технологической дисциплины и точное выполнение ими инструкций по охране труда. Без этого даже самая совершенная техника и технология не в состоянии создать безопасную обстановку на производстве.

К работе допускаются лица прошедшие медицинские осмотры, соответствующие обучение и инструктаж по безопасному ведению работ, проверку знаний.

Перед непосредственным допуском к работе работник должен пройти вводный инструктаж у инженера по охране и технике безопасности и инструктаж на рабочем месте у руководителя работ, а также стажировку не менее двух смен у штатного работника и проверку знаний.

При введении новых видов оборудования и механизмов, новых технологических процессов, а также при введении новых правил и инструкций проводится дополнительное обучение и инструктаж. Работник должен иметь все полагающиеся ему по нормам и правилам защитные средства, обеспечивающие безопасность работы и во время работы обязан пользоваться ими.

При выполнении работ на пожароопасных и взрывоопасных объектах обязан пользоваться инструментом из цветного металла, обмедненных или сильно смазанных тавотом или солидолом.

Работы на неисправных механизмах и оборудовании, при снятых или неисправных ограждениях, а также пользование неисправными средствами защиты запрещается.

4.2. Правление охраной труда на предприятии

Цели управления охраной труда – совершенствование организации работы по обеспечению безопасности; снижение травматизма и аварийности на основе решения комплекса задач по созданию безопасных и безвредных условий труда на всех стадиях производственного процесса.

Под управлением охраной труда понимают планомерный процесс воздействия на систему «человек- машина- производственная среда». Для получения заданных значений совокупности показателей, характеризующих состояние условий труда. Управление охраной труда можно представить как непрерывный процесс последовательно осуществимых стадий-оценка параметров условий труда; формирование целей и постановка задач; составление программ; оперативное управление программами; оценка эффективности осуществления процесса управления программами; стимулирование исполнителей.

Задачи управления охраной труда

Каждая задача по сути представляет собой подсистему управления, которая может быть рассчитана и детализирована на большое число конкретных задач. Степень детализации зависит от масштабов производства, сложностью решаемых вопросов, уровнем управления, значимостью конечных результатов, сложностью и объемом требуемой исходной и выходной информации.

Функции управления охраной труда

Каждая из задач, решаемых в системе управления охраной труда, должна реализовываться посредством функции управления. К ним относятся: функции учета, анализа и оценки объектов управления

функция контроля

функция планирования и прогнозирования

функция стимулирования

функция организации «координации» регулирования

Объекты управления охраной труда

Управлению подлежит именно деятельность служб, отделов и конкретных исполнителей, направленная на достижение целей управления. Конечной целью управления в общем случае является улучшение состояния и условий охраны труда.

4.3.ТРЕБОВАНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

В соответствии с требованиями техники безопасности и отраслевых норм на проектирование технологических установок на установке стабилизации конденсата реализованы следующие мероприятия, направленные на безопасные условия труда:

- все оборудование установки смонтировано на открытых площадках с соблюдением необходимых разрывов;
- все оборудование и трубопроводы полностью герметизированы, испытаны на прочность и плотность;
- все оборудование, работающее под давлением, защищено от разрыва предохранительными клапанами;
- промежуточный склад сжиженных газов и насосная сжиженных газов вынесены за пределы установки;
- основные технологические процессы автоматизированы с регистрацией наиболее важных параметров на щите в операторной со световой и звуковой сигнализацией при отклонении параметров процесса от нормы;
- основное технологическое оборудование защищено блокировками на случай опасных отклонений параметров процесса;
- все сбросы газа из аппаратов при освобождении и при срабатывании предохранительных клапанов отводятся в закрытую факельную сеть завода.

Освобождение аппаратов от жидких продуктов производится в закрытую дренажную емкость Е-703, а аварийный сброс горячих продуктов производится в аварийную емкость Е-704, линия слива выполнена с уклоном в сторону емкостей.

Все загрязненные стоки сбрасываются в специальную канализационную сеть.

Все электрооборудование выполнено во взрывозащищенном исполнении, предусмотрена защита оборудования от статического электричества и вторичных проявлений молний.

Все трубопроводы и аппараты с рабочей температурой больше 60 °С изолируются.

Заключение

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

-выбытие нефтескважин 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.

Установлено, что целесообразно допускать частичное разгазирование нефти в пласте до уровня предельной газонасыщенности (не более 10-15% от объема пор) при снижении давления насыщения нефти газом.

Основные объекты добычи нефти Узбекистана (Кокдумалак, Северный Уртабулак, Крук) относятся к массивным залежам, контактирующие по всей площади подошвенными водами и газовой шапкой (за исключением месторождения Северный Уртабулак). На этих месторождениях применено законтурное заводнение с закачкой воды под начальный водонефтяной контакт (ВНК).

В связи со значительным количеством бездействующих скважин, на долю которых приходится 610,2 тыс. т не вовлеченных в разработку потенциально извлекаемых запасов нефти, в разделе было 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 перевод скважин на форсированный отбор жидкости.

В связи с этим нами рассчитаны прогнозные технологические показатели разработки месторождения Северный Уртабулак с учётом форсировки по трём вариантам. 1) При годовых отборах жидкости на уровне текущих показателей (663 тыс. м куб в год)

2) при форсированном отбора жидкости превышающим отбор в 1,25 раз (828,75 тыс. м куб в год)

3) При отборе жидкости превышающий 1,5 раз текущий отбор с учётом форсирования (994 тыс. м куб в год)

Расчеты показывают, что наиболее эффективным является третий вариант с головным отбором жидкости 994 тыс. м³ в год. При этом суммарный отбор нефти к концу прогнозируемого периода (2031г.) составляет 10574,82 тыс. тонн нефти, обводненность составит 93% и коэффициент нефтеотдачи будет равным 67%.

Литература

1. Абдульмянов С.Х., Сагитов Д.К., Сафиуллин И.Р., Астахова А.Н.
Частотный анализ взаимовлияния соседних скважин по изменению
объемов закачки и обводненности продукции по истории эксплуатации
// Нефтепромысловое дело.- Москва, 2012. - №11. – С.20-24.
2. Б.Ш., Рахимов Ж.Т. Анализ состояния разработки месторождения
углеводородов Северный Уртабулак // Техника Yulduzlari. – Ташкент, 2013.
-№3. –С115.-118.
Акромов
3. Акромов Б.Ш., Умедов Ш.Х. Нефт казиб олиш бўйича маълумотнома. -
Ташкент: 2010. – 368 с.
4. Васильев В.А., Щекин А.И., Фомкин А.В., Трахачева Е.А.
Прогнозирование обводненности добываемой продукции при разработке
нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2006. - №9. С.
122-123.
5. Васильев В.А., Щекин А.И., Фомкин А.В., Трахачева Е.А.
Прогнозирование обводненности добываемой продукции при разработке
нефтяного месторождения (на примере залежи фундамента
месторождения Белый Тигр) // Нефтяное хозяйство. – Москва, 2006. - №6.
С. 48-50.
6. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности
эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки
месторождений. – М.: Недра, 1978. -207с.
7. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. М: Недра, 1986. 332с.
8. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи
нефти. – М.: Наука, 2000. – 414с.

9. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Соколов В. И., Хайдаров П. М. К вопросу о более полном извлечения запасов нефти месторождения Северный Уртабулак // Узбекский журнал нефти и газа, 2001. №1. С.15-16.
- 10.Коррективи к проекту разработку месторождения Северный Уртабулак / Г. А. Шахназаров и др. – Ташкент: ОАО «УзЛИТИнефтгаз», 2012. - 94с.
- 11.Куликов А.Н., Силин М.А., Магадова Л.А., Елисеев Д.Ю. Оптимизация последовательности применения технологий ограничения водопритоков и повышения нефтеотдачи пласта в ходе разработке залежей нефти // Нефтегаз. – Москва, 2013. -№4. –С. 63-67.
- 12.Лысенко В.Д. О необходимости контроля обводнения добывающих скважин // Нефтепромысловое дело.- Москва, 2001. - №11. – С.11-13.
- 13.Махмудов Н.Н., Агзамов А.Х., Рахимов Ж.Т. Диагностирование причин обводнения скважин нефтяных залежей с подошвенной водой // INNOVATION TECHNOLOGIYALAR. - Карши, 2014. №4. С. 11-14.
- 14.Махмудов Н.Н., Хамраев Б.Ш., Рахимов Ж.Т., Абдираззоков А.И. Оценка доли влияния геологических факторов на формирование величины коэффициента извлечения нефти в различных геолого-физических условиях залежей // INNOVATION TECHNOLOGIYALAR. - Карши, 2014. №3. С. 3-6.
15. Агзамов А.Х. Влияние некоторых физико-геологических факторов на эффективность заводнения на примере месторождения Южный Аламышик //РНТС Сер. Нефтепромысловое дело и транспорт нефти, 1985. - №12. – с.8-10.
16. Агзамов А.Х. Применение циклического заводнения в условиях месторождений Ферганской нефтегазоносной области //Тр. СредазНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – с.22-27.
17. Агзамов А.Х. Сравнительная оценка эффективности систем разработки карбонатных коллекторов на примере месторождений Ферганской нефтегазоносной области //Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1988. – №2. - с.18-20.
18. Агзамов А.Х., Ирматов Э.К. Использование метода главных компонент для оценки влияния геолого-промысловых факторов на показатели системы разработки залежи нефти // ЭИ Сер. Техника и технология добычи нефти. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – №8. с. 3-8.

19. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г., Махмудов Н.Н., Эрматов Н.К. Анализ технологических показателей разработки месторождения Восточный Ташлы. Сб.науч.тр. ТГТУ. – Ташкент: 1996. – с. 30-31.
20. Мустафаев С.Д., Мустафаев Н.С., Садыгова Н.С. Гидродинамический способ периодической изоляции пластовых вод в обводнившихся нефтяных скважинах // Нефтепромысловое дело.- Москва, 2006. - №9. – С.51-56.
21. Назаров У.С., Пулатов Р.Д., Мельситдинов М.Р. Использование водорастворимых силикатов для изоляционных работ в нефтедобывающих скважинах месторождения Кокдумалак // Узбекский журнал нефти и газа, 2006, №3. С. 22-24.
22. Обобщение результатов селективной изоляции водопритоков с использованием кремнийорганических тампонажных материалов АКОР на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» / А.Н Куликов, А.Г. Темен, Т.А. Исмагилов и др. // Нефтепромысловое дело.- Москва, 2005. - №9. – С.36-45.
23. Орлов Г.А., Кендис М.Ш., Лерман Б.А. Использование обратных эмульсий в добыче нефти.-М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 45с.
24. Оценка объема водоносной части пласта по данным истории разработки нефтяной залеж / А. Х. Агзамов, О. Г. Хайитов, А. А. Закиров, М.Р. Сидикходжаева // Вестник ТашГТУ, 2002. - №2.- с. 94-96.
25. Проект реализации водогазового воздействия на Алексеевском месторождениях / Р.Х. Муслимов, Р.С. Хисамов, Р.В. Вафин и др. Нефтепромысловое дело.- Москва, 2004. - №6. – С. 23-31.
26. Хужаёров Б.Х. Возможность повышения давления нагнетания воды на месторождении Северный Уртабулак // Узбекский журнал нефти и газа, 2008.- №4. С. 23-25.

25. WWW .OIL and Gas.ru

26. WWW.Novosti –nefti I gasa.ru

28. www.ung.uz

29. www.google.uz