

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: **Кодиров Максуд Рауфович**

1. Тема квалификационной работы: **Анализ мероприятия по увеличению добычи нефти на 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 Мубарекнефтегаз, специальные технические литературы

4. Содержание расчётно-пояснительной записки (перечень вопросов подлежащих разработке) Введение, геологическая часть, основная часть, охрана окружающей среды, охрана труда и техника безопасности, заключение, использованные литературы

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)
1. Схема размещения объектов добычи нефти и газа находящихся на балансе ООО Мубарекнефтегаз.
2. Геологический профиль.
3. Диаграмма основных показателей.

6. Консультанты по квалификационной работе

Абдурашова Н.М.

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	3	выполнено	
19.04-23.04.16 г	Геологическая часть	23	23	выполнено	
25.04-19.05.16 г	Основная часть	56	55	выполнено	
20.05-24.05.16 г	Охрана окружающей среды	8	7,5	выполнено	
25.05-28.05.16 г	Охрана труда и техника безопасности	7	6,5	выполнено	
29.05-31.05.16 г	Заключение	3	3	выполнено	
01.06-04.06.16 г	Использованные литературы	2	2	выполнено	
	всего	102	100		

Руководитель квалификационной работы

(подпись)

Аванесова Л.А.

Дата получения задания

11.04.2016 г.

Студент

(подпись)

Кодиров М.Р.

Содержание

Введение.....	
I. Геологическая часть	
I.1. Общие сведения о месторождении	
I.2. Геологическое строение месторождения. Стратиграфия.....	
I.3. Тектоника.....	
I.4. Характеристика нефтегазоносности	
I.5. Краткая характеристика водонапорной зоны	
I.6. Характеристика толщин, коллекторских свойств продуктивных горизонтов и их неоднородности.....	
I.7. Свойства и состав нефти и воды	
II. Основная часть	
II.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения Северный Уртабулак	
II.2. Технологические показатели вариантов разработки	
II.3. Анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр	
II.4. Анализ показателей разработки	
II.4.1. Характеристика фонда скважин.....	
II.4.2. Характеристика отборов нефти, газа и воды.....	
II.4.3. Рекомендации по восстановлению скважин.....	
II.4.4. Характеристика системы воздействия на пласт.....	
II.4.5. Анализ выработки запасов нефти	
II.5. Анализ эффективности зарезки боковых стволов.....	
II.6. Анализ мероприятия по увеличению добычи нефти	
II.6.1. Назначение методов и их общая характеристика	
II.6.2. Обработка скважин соляной кислотой	
II.6.3. Термокислотные обработки	
II.6.4. Поинтервальная или ступенчатая СКО	
II.6.5. Кислотные обработки терригенных коллекторов	
II.6.6. Техника и технология кислотных обработок скважин	
III. Охрана труда и техника безопасности	
III.1. Общие требования по охране труда	
III.2. Организация работ по охране труда	
IV. Охрана окружающей среды	
IV.1. Охрана недр и окружающей среды на территории предприятия ООО Мубарекнефтигаз	
V. Экономическая часть	
V.1. Анализ технико-экономической эффективности реализации проекта разработки	
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
Исползованные литературы	

Введение

Несмотря на продолжающийся мировой финансово-экономический кризис, в результате последовательной и системной реализации важнейших направлений и приоритетов экономической программы на 2015 год и всесторонне продуманной Программы по обеспечению глубоких структурных преобразований, надежной защиты интересов частной собственности и малого бизнеса достигнуты стабильные и устойчиво высокие темпы роста экономики и макроэкономическая сбалансированность[1].

Особо было подчеркнуто, что достижения и перспективы развития экономики страны, высоко оцениваемые авторитетными международными финансово-экономическими организациями и научными центрами, еще раз подтверждают высокую эффективность и успешность избранной стратегии развития, признаной во всем мире как “узбекская модель” реформирования. Согласно рейтингу авторитетного Всемирного экономического форума Узбекистан входит в пятерку стран с самой быстро растущей экономикой в мире по итогам развития в 2014-2015 годах и прогнозам роста на 2016-2017 годы[1].

Самого серьезного внимания заслуживает работа по привлечению инвестиций, направляемых на реализацию проектов по модернизации, техническому и технологическому обновлению отраслей, структурным преобразованиям в экономике страны. В этих целях в 2015 году было привлечено и освоено инвестиций за счет всех источников финансирования в эквиваленте 15,8 миллиарда долларов США, или с ростом против 2014 года на 9,5 процента. При этом более 3,3 миллиарда долларов, или свыше 21 процента всех инвестиций – это иностранные инвестиции, из которых 73 процента составляют прямые иностранные инвестиции[1].

67,1 процента всех инвестиций направлены на производственное строительство. Это позволило в 2015 году завершить строительство и обеспечить ввод 158 крупных производственных объектов общей стоимостью 7,4 миллиарда долларов[1].

Среди введенных в строй объектов особо можно отметить построенный совместно с южнокорейскими инвесторами и специалистами Устюртский газохимический комплекс на базе месторождения Сургиль. Этот комплекс стоимостью свыше 4 миллиардов долларов является одним из самых современных высокотехнологичных и крупных производств в мире. Его ввод в эксплуатацию позволит получать ежегодно 83 тысячи тонн полипропилена, который до этого импортировался в республику, увеличить объем производства полиэтилена в 3,1 раза, трудоустроить более 1 тысячи высококвалифицированных специалистов [1].

В настоящей работе приведены общие сведения о нефтяном месторождении Северный Уртабулак, выполнена обработка и систематизация геолого-промыслового материала.

На базе информации полученной по результатам анализа обработки выполнены;

- анализ технологических показателей вариантов разработки;
- анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр;
- анализ техники и технологии добычи нефти;
- анализ мероприятий по увеличению добычи нефти на месторождении и т.д.

Актуальность работы от мероприятий по увеличению добычи нефти во многом зависит надежность работы каждой скважины и промысла в целом.

Цель и назначения работы. Разработка мероприятий по увеличению добычи нефти на месторождении Северный Уртабулак.

Практическая значимость. Внедрение разработанных мероприятий по увеличению добычи нефти на месторождении Северный Уртабулак приведет к технико-экономическому эффективности разработки месторождения.

I. Геологическая часть

I.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 (рисунок I.1).

В настоящее время месторождение разрабатывается на основе «Корректив к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак», составленный ОАО «O'ZLITINEFTGAZ» в 2003 году.

Месторождение введено в промышленную разработку с июня 1974 году. За годы разработки добыто 87,2 % извлекаемых запасов. По месторождению наблюдается естественное снижение уровня добычи нефти. 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». В данной работе, кроме уточнения геологического строения залежи, были также оценены и запасы нефти. При этом был привлечен весь фонд эксплуатационных скважин.

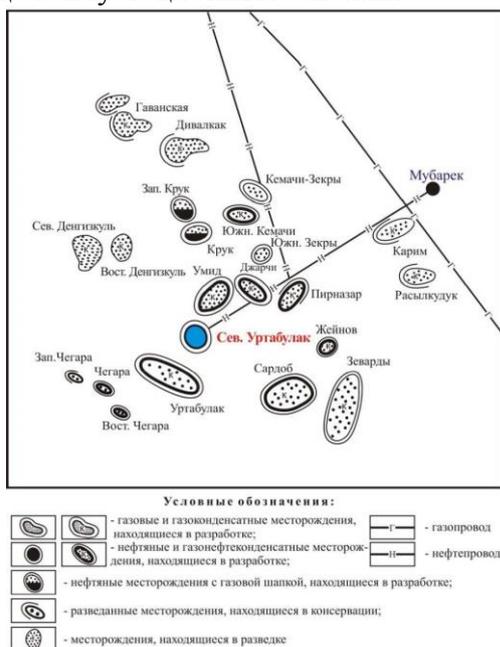


Рисунок I.1 - Обзорная карта

I.2. Геологическое строение месторождения. Стратиграфия

Площадь Северный Уртабулак представляет собой пологую моноклираль северозападного

простираются.

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

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, ХУ-ПР, ХУ-Р, ХУ-НР по номенклатуре объединения «Узбекнефтегазразведка»).

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

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

В горизонте ХУ-Р по условиям образования пород выделяются рифовая и межрифовая зоны. В рифовой зоне, охватывающей район скважин №№ 1, 3, 4, 7, 10, 11 отложения горизонта ХУ-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 ХУ-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 ХУ-НР залегает на рифогенных образованиях, граница между ними очень четко прослеживается по промыслово-геофизическим характеристикам. Литологический состав осадков горизонта ХУ-НР мало отличается от горизонта ХУ-Р. Представлены они биоморфными пористо-кавернозными известняками от светло до темно-серых. Встречаются прослои плотные, трещиноватые, в которых интенсивно развита вторичная минерализация (кальцитизация), способствовавшая частичному закрытию первичных пор. Мощность отложений горизонта ХУ-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 ХУ-Р+ХУ-НР.

Кимеридж-титонский ярус- J₃^{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 - K. Меловые отложения на площади Северный Уртабулак представлены преимущественно терригенными осадками.

Нижний отдел - K₁. Нижнемеловые осадки представлены терригенными красноцветами

субаквальными (неоком) и морскими (апт, альб).

Верхний отдел - К2. Верхнемеловые осадки представлены морскими терригенными породами, встречаются прослои 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.

I.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 ХУ-НР 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 ХУ-Р+ХУ-НР.

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 рисунке I.2, приведена структурная карта, построенная по кровле ХУ-НР горизонта, и геологический профиль (рисунки I.3) по линии скважин № 64, 58, 11, 45, 3, 46, 10, 2.

I.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).

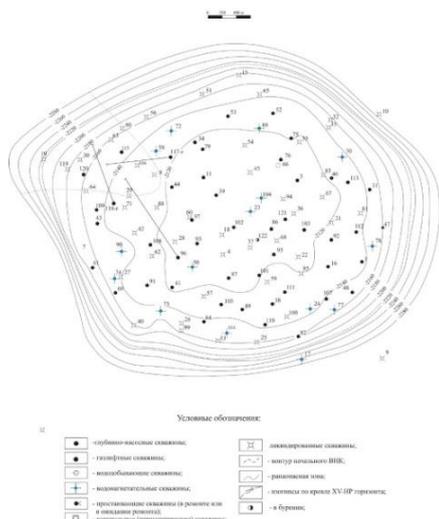


Рисунок I.2 - Структурная карта по кровле ХУ-НР горизонта

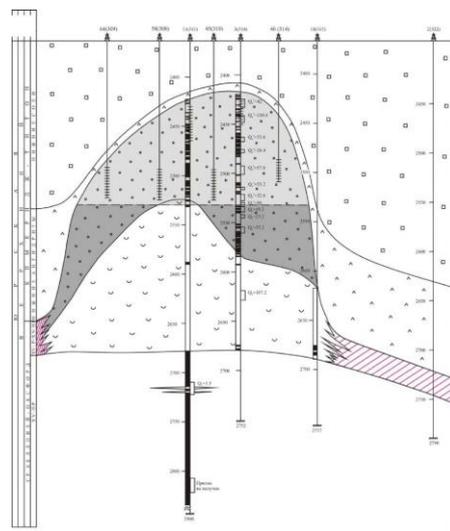


Рисунок I.3 - Геологический профиль по линии скважин № 64, 58, 11, 45, 3, 46, 10, 2

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 ХУ-НР с интервала 2540-2530 м был получен приток безводной нефти.

Бурением последующих разведочных скважин №№ 1, 3, 4, 7 была выявлена залежь нефти горизонтов ХУ-Р+ХУ-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.

1.5. Краткая 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 ХУ-Р+ХУ-НР и отсутствием их в горизонтах ХУ-ПР и ХУ1.

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 9,5МПа.

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

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

По результатам обработки материалов ГИС с учетом новых введенных скважин и текущего положения ВНК были определены текущие нефтенасыщенные толщины.

Общие эффективные нефтенасыщенные толщины определялись 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). По этим скважинам были произведены расчёты эффективных толщин в интервале от последнего интервала обработки по комплексу ГИС - до отметки ВНК утв, по каждой скважине в отдельности был определён коэффициент $H_{\text{вскрытое}}/H_{\text{ф.вскрытое}}$, после чего полученный коэффициент был умножен на интервал не вскрытой части пласта.

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 КП > 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 КП > 15 % (20-45 м) расположены по всей части залежи и имеют как локальное (скв. № 34, 55, 56, 75) так более широкое распространение. Максимальные 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 КП > 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 КП > 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 ХУ-НР и ХУ-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 Сев. 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.

Таблица I.1 - Статистические показатели характеристик неоднородности горизонтов

Горизонт	Количество используемых скважин	Коэффициент песчаности, Кп		Коэффициент расчлененности, Кр	
		средне значение	коэффициент вариации	средне значение	коэффициент вариации
ХУ-горизонт I пачка	9	0,12	0,45	5,22	0,44
ХУ-горизонт II пачка	9	0,10	0,65	4,11	0,55
ХУ а горизонт	8	0,46	0,30	4,43	0,76

I.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 ХУ-НР + ХУ-Р и ХУ-НР горизонтов.

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.

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.

Ввиду того, что свойства нефти скважины № 7 из-за некачественного отбора проб резко отличаются от свойств нефти других скважин, результаты анализа по данной скважине не учитывались.

Для прогнозирования поведения флюида в пласте в процессе его разработки, при котором

происходит изменение термобарических условий, необходимо оперировать составом флюида с подробным компонентным составом. В связи с тем, что при подсчете запасов нефти лабораторные исследования по жидкостной хроматографии не проводились, компонентный состав пластового флюида (нефти) был получен с помощью математической рекомбинации известных компонентных составов проб дегазированной нефти и растворенного газа.

Математическое моделирование свойств пластовых флюидов месторождения Северный Уртабулак выполнялось с использованием программного модуля Schlumberger PVTi. Компонентный состав пластового флюида определялся путем математической рекомбинации состава газа сепарации и результатов разгонки глубинных проб нефти по Энглери с использованием методики А. И. Брусиловского. При этом состав пластовой нефти представлялся в виде «чистых» компонентов до C_5 включительно, а более тяжелая фракция C_{6+} разбивалась на 11 отдельных фракций (согласно результатам разгонки), характеризующихся относительной плотностью и молекулярной массой.

Специальные термометрические исследования на месторождении выполнены в скважине № 12, согласно которым на отметке ВНК начальная пластовая температура составляла 105 °С.

Среднее значение давления насыщения по исследованным пробам скважин №№ 1, 3, 4 составило 106,3 кгс/см² (104,2 бар).

Начальное пластовое давление, по результатам замера в скважине № 1, на уровне ВНК составило 288,89 кгс/см² (283,3 бар).

В целях получения адекватной математической модели пластовой смеси необходимо свести к минимуму невязку расчетных и экспериментальных (фактических) значений. Для этого в модуле PVTi использовалась функция регрессии.

В таблице 2.6 приведено сравнение расчетных и экспериментальных значений по свойствам пластового флюида. Из таблицы следует, что точность расчетных и экспериментальных значений вполне удовлетворительна.

После получения расчетного компонентного состава пластовой нефти и корректировки расчетных значений, результаты расчета загружались в программный модуль PVTi. Расчет свойств пластового флюида основывался на трехпараметрическом уравнении состояния Соаве-Редлиха-Квонга (Soave-Redlich-Kwong).

II. Основная часть

II.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения Северный Уртабулак

Первым проектным документом по рассматриваемому объекту был составленный «УзбекНИПИнефтегаз» в 1977 г. «Технологическая схема разработки месторождения Северный Уртабулак» [1].

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 проекте были рассчитаны показатели по трем вариантам разработки с ППД с технико-экономическим обоснованием каждого из них.

Технологическая схема разработки месторождения Северный Уртабулак была рассмотрена на совещании «Узбекнефть» 15 сентября 1977 г. После обмена мнениями было постановлено:

Принять в качестве основного вариант II, характеризующийся следующими показателями:

- максимальное количество эксплуатационных скважин 20;
- количество нагнетательных скважин - 3-4 ед.;
- начальный отбор нефти на 1 скважину - 52 т/сут;
- максимальный годовой отбор нефти 72 тыс. т., будет достигнут в 1984г.;
- максимальный объем закачки воды - 550 тыс. м³/год;
- период извлечения 90% извлекаемых запасов (6300 тыс. т.) - 35 лет.

Вышеперечисленные показатели разработки принять за основу при проектировании

обустройства месторождения Северный Уртабулак.

Следующим проектным документом был «Проект разработки месторождения Северный Уртабулак», составленный в 1997 г. 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. [3]

В проекте были рассчитаны показатели по трем вариантам разработки с технико-экономическим обоснованием каждого из них.

Проект разработки месторождения Северный Уртабулак был рассмотрен на заседании НТС УДП «Мубарекнефтегаз». После обмена мнениями, заседание постановило:

Отчет по теме «Проект разработки месторождения Северный Уртабулак» выполненный в рамках договора одобрить.

Третьим проектным документом по рассматриваемому объекту является отчет «Коррективы к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак», который был составлен в 2003 г. [3]

В коррективах к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак в соответствии с Техническим заданием по договору ПМ 17.08/02.03 было рассмотрено 2 варианта дальнейшей разработки месторождения, отличающихся друг от друга схемами разработки, количеством, типами и дебитами скважин.

Отчет «Коррективы к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак» был рассмотрен на заседании НТС УДП «Мубарекнефтегаз» 2003 г. После обмена мнениями секция НТС решила:

- Научно-техническую работу «Коррективы к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак» считать выполненной в соответствии с техническим заданием и календарным планом в полном физическом и денежном выражении.

- Считать целесообразным и принять к реализации II вариант.

Основные прогнозные показатели эксплуатации месторождения по вариантам отражены в следующей таблице (таблица II.1).

Таблица II.1 - Сравнительная таблица показателей прогнозных вариантов разработки по отчету 2003 г.

Показатели	Варианты	
	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	21018882	24376675
Объем закачиваемой воды с начала разработки, м ³	31672423	35030216
Конечный КИН	0,44	0,49

II.2. 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. При всех вариантах эксплуатации месторождения максимальная добыча нефти - $92,9 \cdot 10^3$ т приходится на 2012 г.

Вариант 1 - эксплуатация месторождения предусматривается при сложившейся системе

разработки, существующим фондом скважин и без мероприятий (таблица П.1).

Разработка месторождения будет длиться 69 лет, при этом утвержденные извлекаемые запасы нефти будут извлечены на 97,9 %. Общая накопленная добыча нефти составит 8845 · 10³ т, газа (попутный) 443,3·10⁶ м³.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

Вариант 2 - разрабатывать месторождение предусматривается при сложившейся системе разработки, существующим фондом скважин и с основными мероприятиями (зарезка вторых стволов, водоизоляция и др.). С 2015 года предусматривается полный переход всех газлифтных скважин на ШГН. Общая накопленная добыча нефти составит 8932·10³ т, газа (попутный) 449,7·10⁶ м³.

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

Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

Вариант 3 - разработка месторождения предполагается то же, что и в варианте 2 с дополнительным бурением 7 скважин.

Общая накопленная добыча нефти составит 9047·10³ т, газа (попутный) 449,7·10⁶ м³.

Разработка залежи будет длиться 56 лет, при этом утвержденные извлекаемые балансы нефти будут извлечены уже через 31 год.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 54 единицы в 2018 году.

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

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

Общая накопленная добыча нефти составит 9047·10³ т, газа (попутный) 458,3·10⁶ м³.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 54 единицы в 2018 году.

4.2 Анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр

Расчетные величины коэффициентов нефтеотдачи по вариантам разработки представлены в таблице П.2. Из результатов прогнозных показателей видно, что 1 и 2 варианты 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 4 варианте рассчитывалась полная смена эксплуатации газлифтных скважин на ШГН. Поэтому существенной разницы между вариантами нет и округленное значение КИН одинаковое.

Таблица П.25 - Сопоставление утвержденных и расчетных КИН* из недр

<u>Горизонт</u>	<u>Утвержденны й КИН</u>	<u>Варианты разработки</u>	<u>Прогнозные КИН</u>	<u>Прирост КИН за счет применения мероприятий, %</u>
<u>XV-HP+</u> <u>XV-P</u>	<u>0,497</u>	<u>1</u>	<u>0,487</u>	<u>- 2,0</u>
		<u>2</u>	<u>0,492</u>	<u>- 1,0</u>
		<u>3</u>	<u>0,498</u>	<u>0,2</u>
		<u>4</u>	<u>0,498</u>	<u>0,2</u>

* - коэффициент извлечения

П.2.1. Характеристика фонда скважин

П.2. Анализ показателей разработки

По состоянию на 01.01.2015 г. месторождение эксплуатируется механизированным и газлифтным способом. Общий фонд скважин, находящийся на балансе УДП «Мубарекнефтегаз» составляет 126 скважин (таблица П.3).

Таблица П.3 - Состояние фонда скважин

Фонд скважин	Категория	Количество
Фонд скважин НХК «Узбекнефтегаз»	Всего	101
	в т. ч. действующие	44
	из них: ШГН	24
	газлифт	8
	скважины, дающие техническую воду	11
	в ожидании КРС	1
	контрольные	1
	нагнетательные	15
	ликвидированные	19
	в ожидании ликвидации	21
	в бурении	1
Фонд скважин «Бейкер Хьюз»	Всего	25
	в т. ч. действующие	14
	из них: ШГН	9
	газлифт	5
	в ожидании ликвидации	11

П.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. 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.

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.

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.

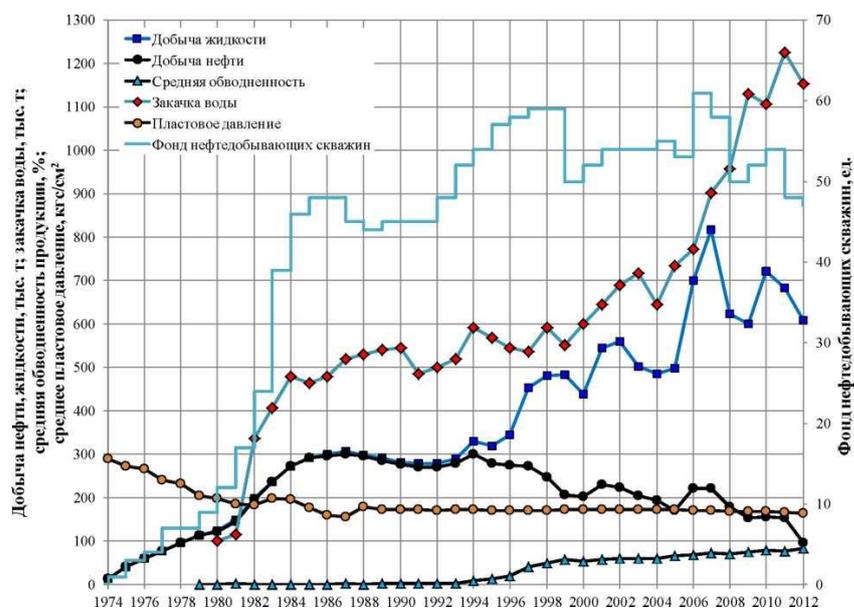


Рисунок П.1 - Динамика основных технологических показателей разработки месторождения Северный Уртабулак

Увеличение доли воды в добываемой продукции, начавшееся с 1995 г., явилось основной причиной последующего снижения уровня добычи нефти. На динамике основных технологических показателей 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.

Достигнутые технологические показатели разработки:

- накопленная добыча нефти - 7836,9 тыс. т;
- текущий коэффициент извлечения нефти - 0,43;
- выработанность извлекаемых запасов - 86,8 %;
- накопленная добыча жидкости - 13803,8 тыс. т;
- текущий дебит нефти - 238 т/сут;
- средняя обводненность - 83,8 %;
- начальное пластовое давление 290,3 кгс/см², текущее 165 кгс/см².

В настоящее время на месторождении наблюдается резкое падение добычи нефти. За первое полугодие 2015 г. из месторождения было извлечено 47,86 тыс. т. нефти при фонде действующих нефтедобывающих скважин 47 ед. При аппроксимации данной тенденции на весь 2015 г. ожидаемая добыча нефти составит 89,76 тыс. т, что ниже годового отбора нефти предыдущего года (153,05 тыс. т) на 41 %.

Одной из основных причин снижения отборов нефти является выбытие нефтедобывающих скважин в бездействующий фонд. Данная тенденция отражена на динамике месячной добычи нефти и фонда нефтедобывающих скважин, приведенная за период с 01.02.2010 г. по 01.07.2012 г. (рисунок П.2). Количество нефтедобывающих скважин начало резко сокращаться с июля 2011 г. (52 ед.), составившее в октябре 2011 г. 45 ед.

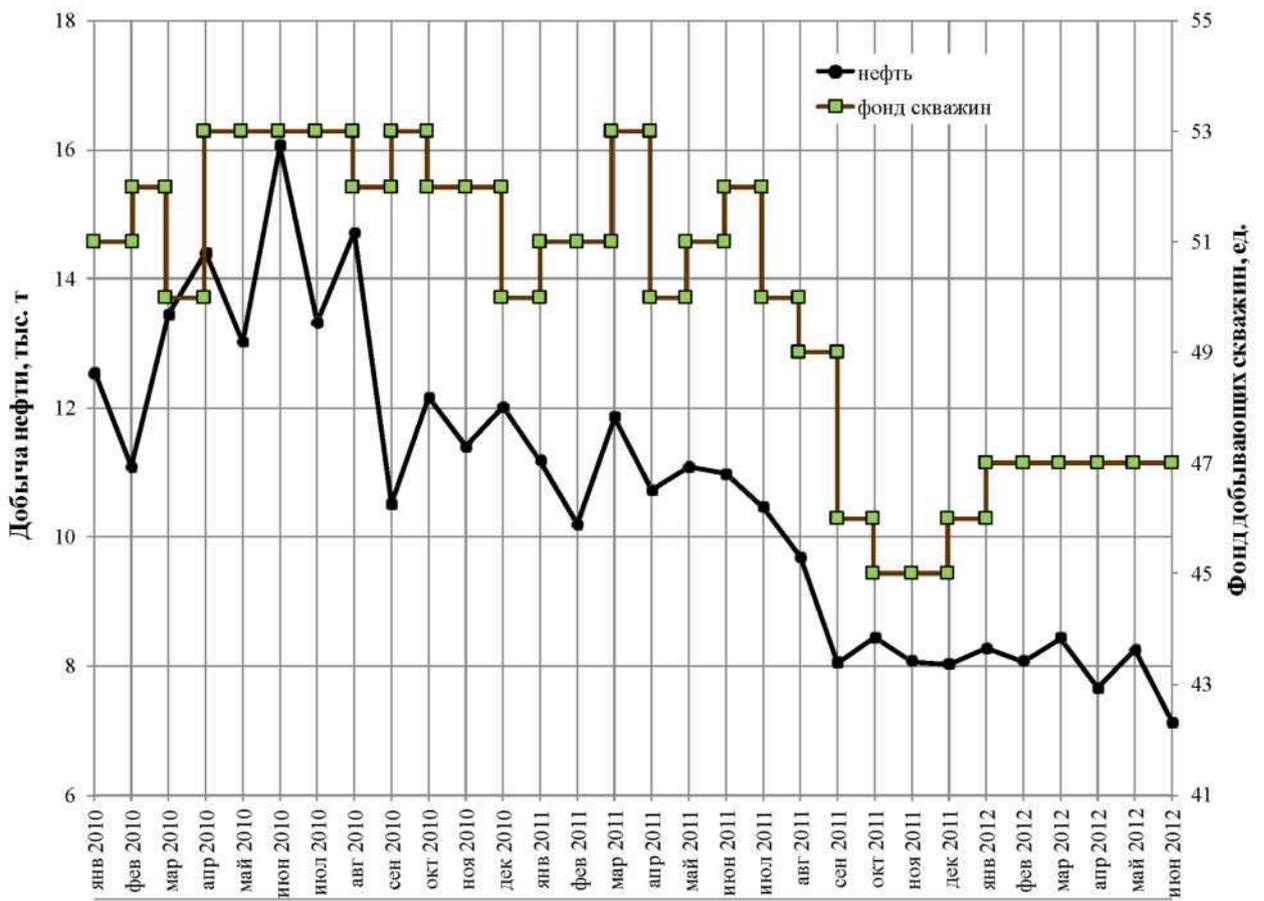


Рисунок П.2 - Динамика месячного отбора нефти и количества нефтедобывающих скважин период с 01.02.2010 г. по 01.07.2012 г.

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, а также на зависимости отбора нефти и количества бездействующих скважин. Данные зависимости построены по фактическим месячным данным за период с января 2010 г. по июнь 2012 г., что хорошо отражает текущую ситуацию.

Главной причиной увеличения количества бездействующих скважин является увеличение обводненности. Вследствие этого снижается эффективность способов эксплуатации. Например, с октября 2011 г. резко уменьшается количество газлифтных скважин.

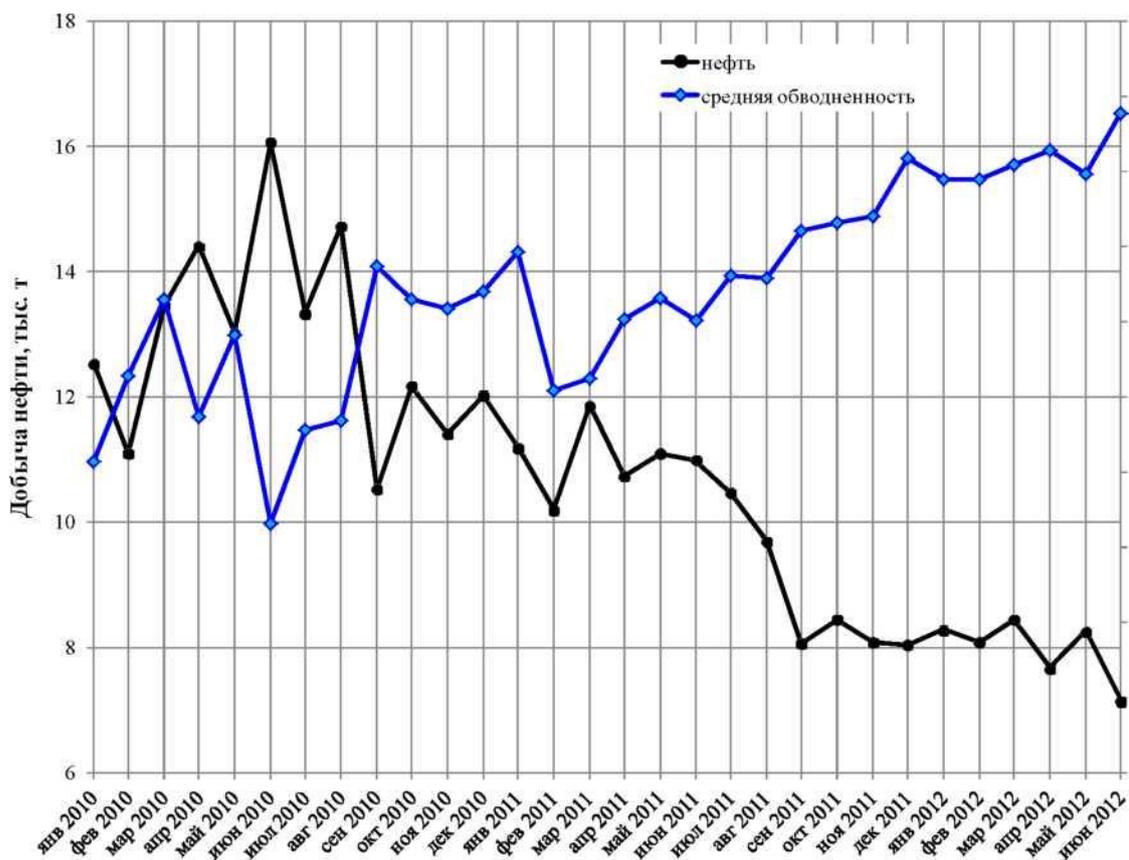


Рисунок П.3 - Динамика месячного отбора нефти и среднемесячной обводненности продукции за период с 01.02.2010 г по 01.07.2012 г.

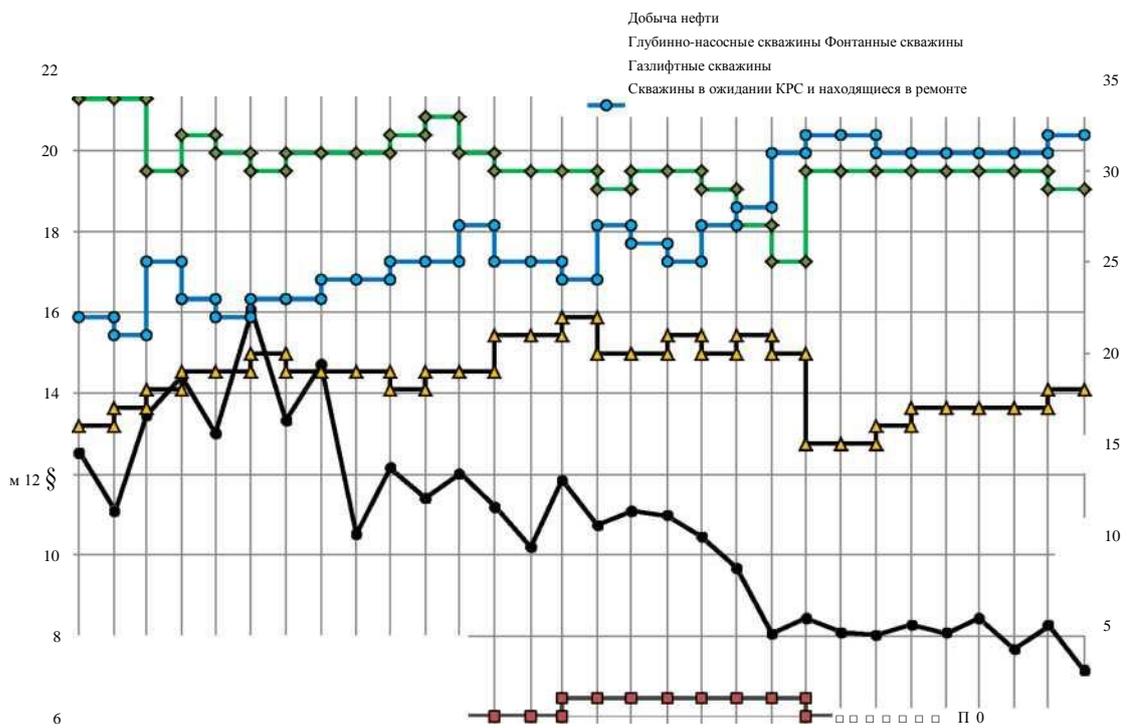


Рисунок П.4 - Динамика месячного отбора нефти и категорий нефтедобывающих скважин

II.2.3. 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 II.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.

Таблица II.3 - Характеристики бездействующих скважин на момент выбытия из эксплуатации¹

Номер скважины	Остаточные дренируемые запасы нефти, т	Дата выбытия скважины из эксплуатации	Среднемесячная обводненность на момент выбытия скважины, %	Время простоя скважины, лет
4	18254	Август 2008	79,1	3,9
28	59588	Февраль 2000	98,1	12,4
45	9942	Июль 2002	45,0	10,0
54	17922	Декабрь 2003	83,1	8,6
62	2434	Июнь 2007	58,0	5,1
67	551	Июль 2006	86,5	6,0
71	7628	Июнь 2009	86,1	3,1
83	25685	Декабрь 1993	11,0	18,6
88	22372	Январь 2007	75,0	5,5
116	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			

¹ Скважины, в которых проводилось бурение боковых стволов или радиальное бурение выделены подчеркиванием

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.

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. Критерием 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. Скважины, ограниченные выбранными критериями расположены в области IV.

Всего рекомендуется бурение боковых стволов в восьми выбранных скважинах (№№ 22, 25, 26, 36, 42, 57, 64, 85), которое является первоочередным. Следующим на очереди является бурение 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).

3.2.1 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.

Средний коэффициент компенсации отбора жидкости закачкой воды за весь период с момента организации закачки воды составляет 1,12.

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.

3.2.2 Анализ выработки запасов нефти

Для анализа показателей эксплуатации скважин и оценки текущего состояния разработки месторождения были построены карты разработки и текущего состояния разработки (рисунки). Степень выработки запасов нефти на 01.01.15 г. можно оценить исходя из карты остаточных удельных запасов нефти (рисунок). Удельные запасы нефти [5], рассчитанных с использованием характеристик вытеснения, представлены по каждой скважине в таблице.

На основании карты запасов 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 можно сделать вывод, что центральная часть месторождения имеет обводненность до 60%, а краевая часть месторождения имеет обводненность выше 60%. Практически половина фонда действующих скважин имеет обводненность свыше 80%.

Анализ эффективности зарезки боковых стволов

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

Кроме увеличения среднесуточного дебита нефти на скважинах, в которых провели зарезку 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.

Как показал опыт прошлых лет 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 П.4.

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 П.4 - Эффективность зарезок боковых стволов

№ скв.	Наименование ГТМ	Среднесуточный дебит нефти, т/сут		Время эффективности ГТМ, мес	Прирост, т/год	Фактический прирост, т
		до ГТМ	максимальный после ГТМ			
28	Зарезка бокового ствола	4,1	22,7	10	2880	2400
39	Зарезка бокового ствола	0,0	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

Выводы к разделу:

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 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 бурение боковых стволов с целью вовлечения в разработку остаточных запасов нефти или слабо дренируемых участков залежей. Таким образом, были выбраны скважины-кандидаты для проведения работ по бурению боковых стволов.

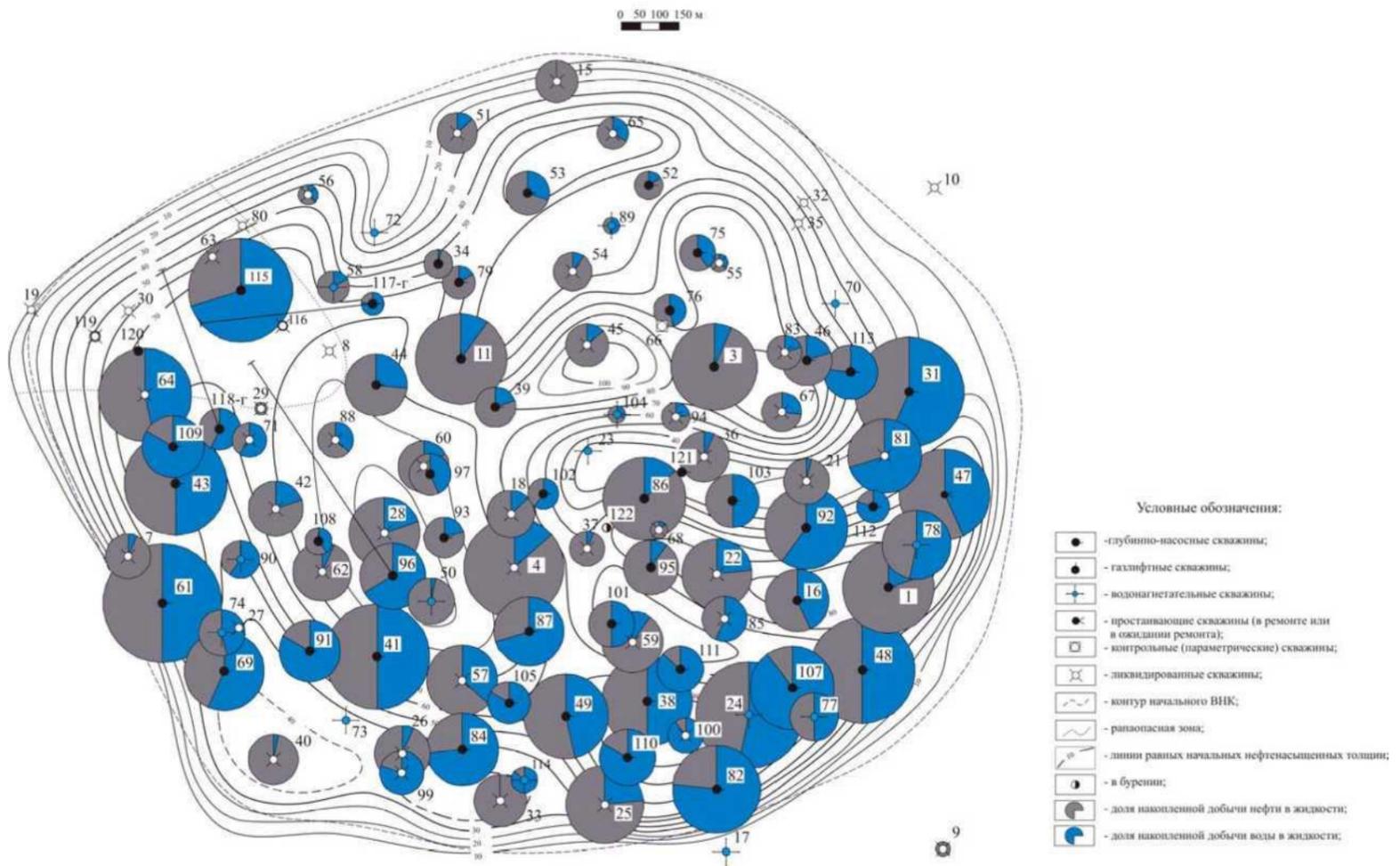
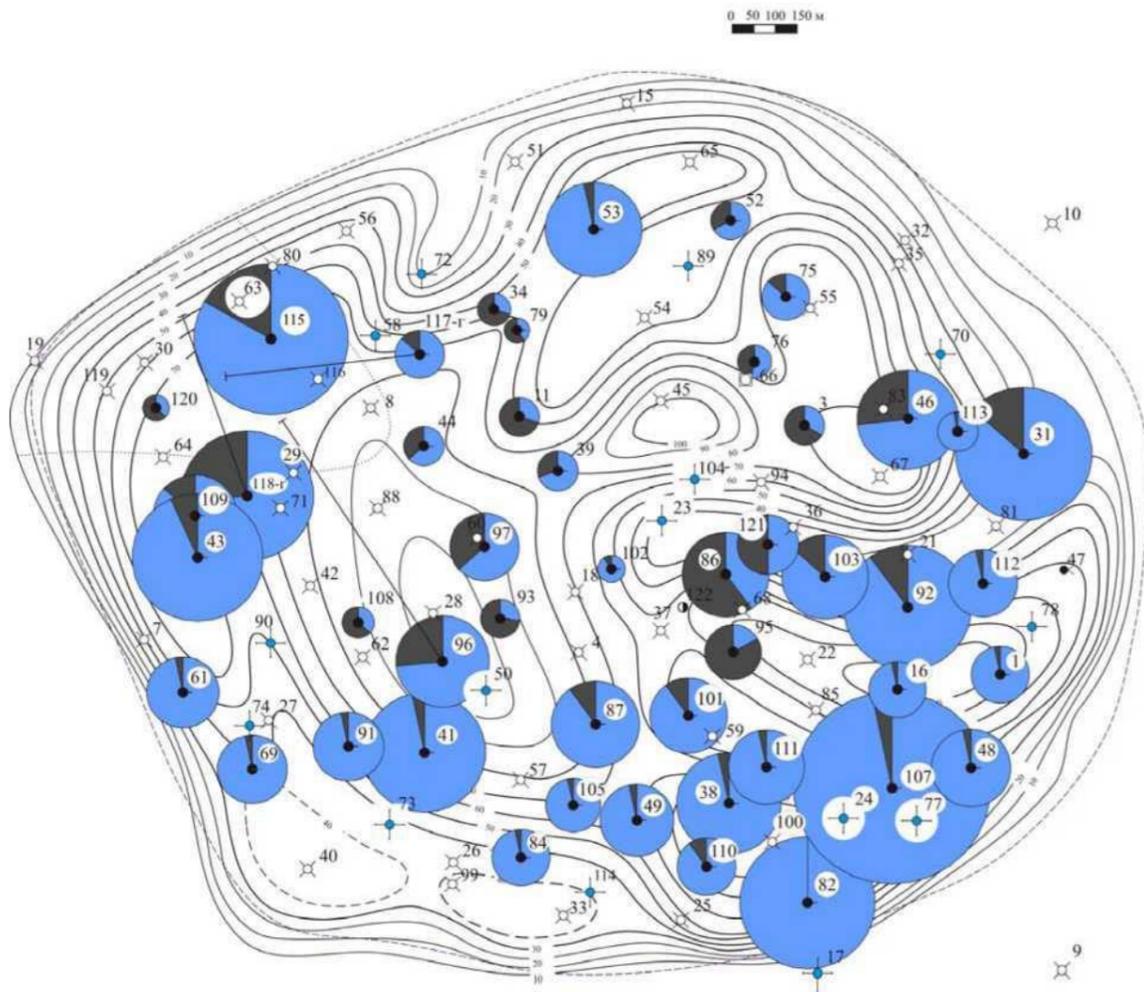
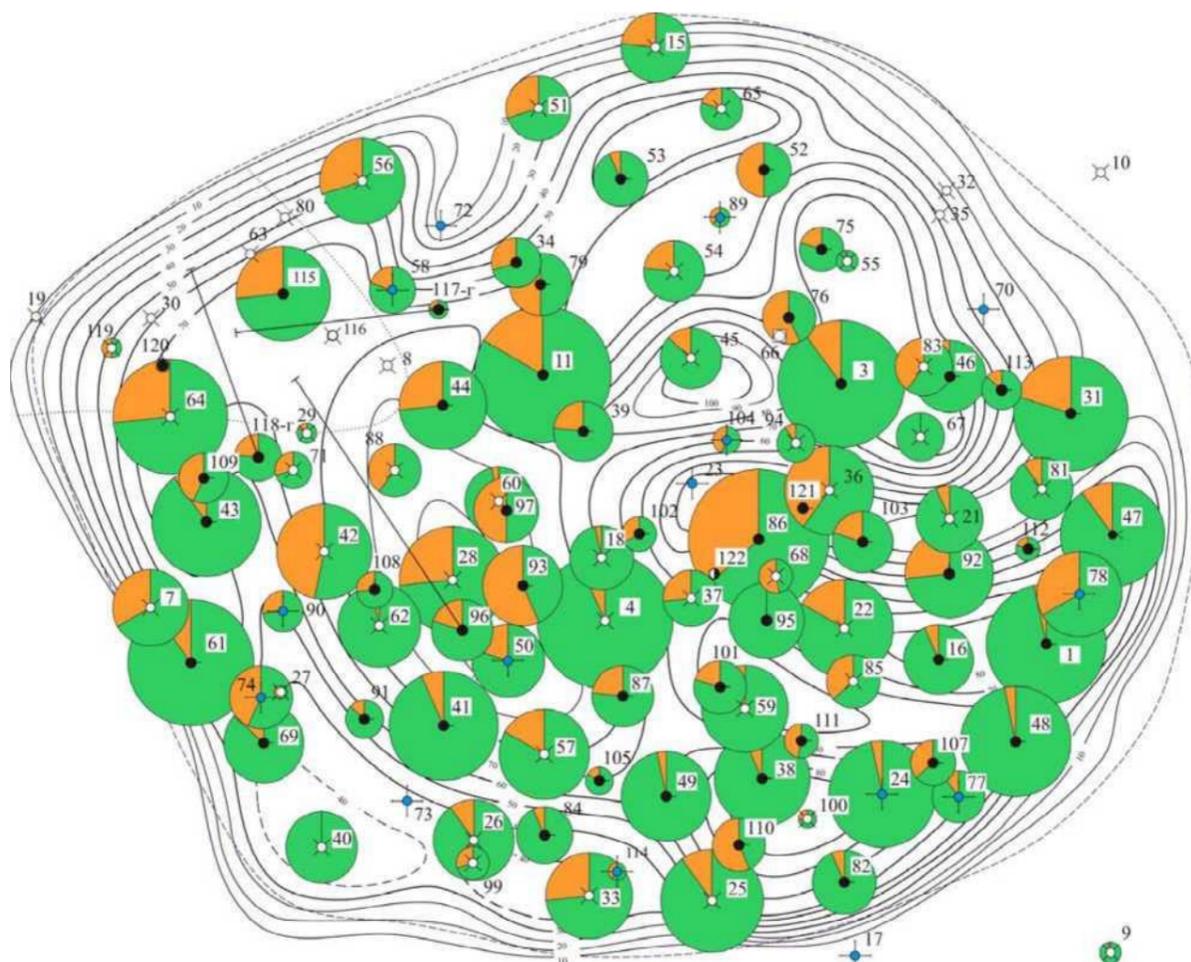


Рисунок 3.9 - Карта разработки по накопленной добыче жидкости (фонд скважин на 01.07.2012 г.)



- Условные обозначения:
- -глубино-насосные скважины;
 - - газлифтные скважины;
 - ⊕ - водонегативные скважины;
 - ⊙ - простаивающие скважины (в ремонте или в ожидании ремонта);
 - - контрольные (параметрические) скважины;
 - ⊠ - ликвидированные скважины;
 - - контур начального ВНК;
 - - ретропассная зона;
 - — — - линии равных начальных нефтенасыщенных толщин;
 - ⊙ - в бурении;
 - ⊙ - доля накопленной добычи нефти в жидкости;
 - ⊙ - доля накопленной добычи воды в жидкости;



Условные обозначения:

- глубинно-насосные скважины;
- газлифтные скважины.
- вододобывающие скважины;
- водонагнетательные скважины;
- просачивающиеся скважины (в ремонте или в ожидании ремонта);
- контрольные (параметрические) скважины;
- ликвидированные скважины;
- контур начального ВНК;
- рапаопасная зона;

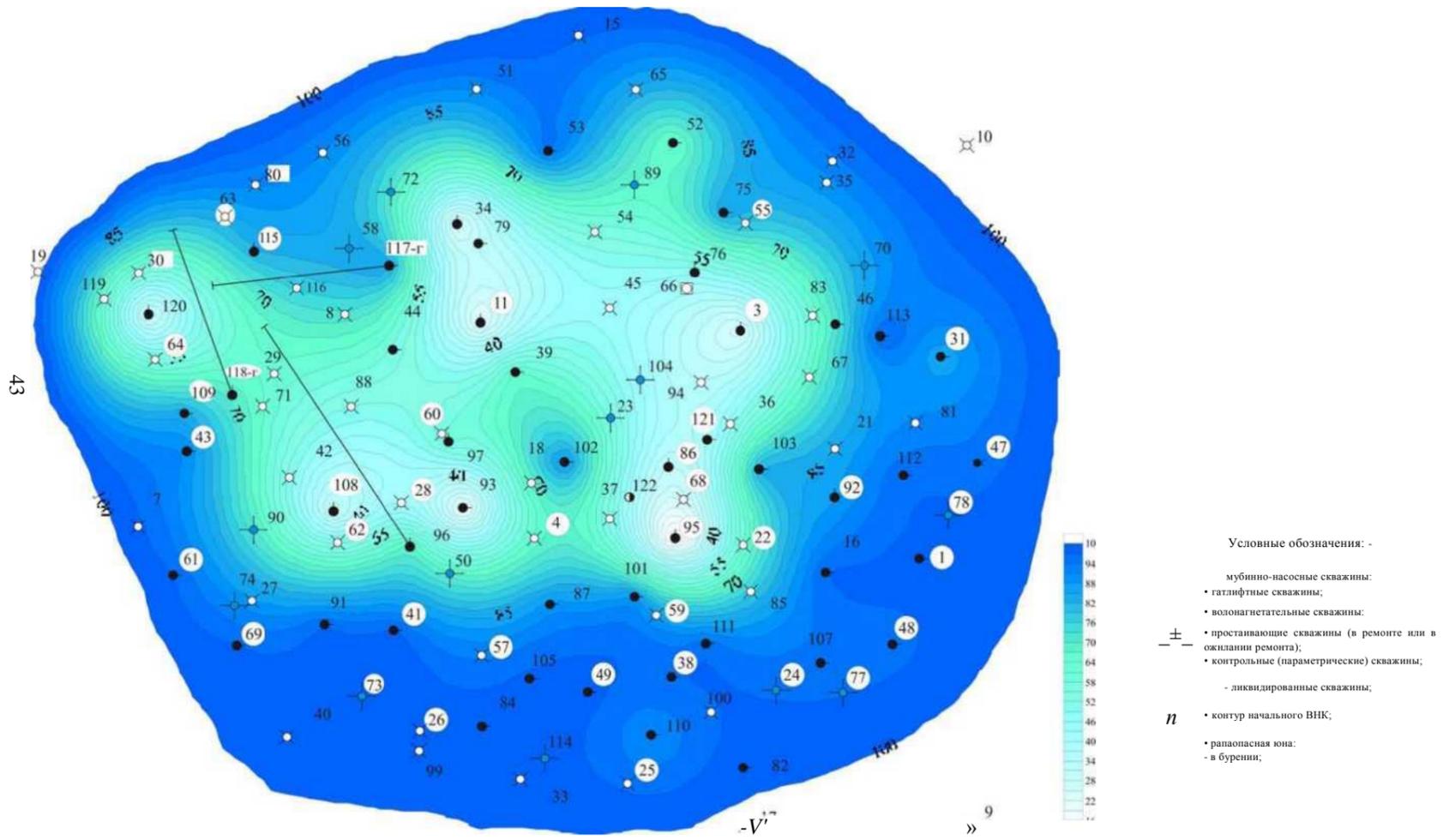


Рисунок 3.13 - Карта обводненности по действующим скважинам (фонд скважин на 01.07.2012 г.)

Назначение методов и их общая характеристика

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляются через скважины. Призабойная зона скважины (ПЗС) - область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь как в единый узел сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся - при закачке. Здесь скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. От состояния призабойной зоны пласта существенно зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Очень важно сохранить ПЗС в таком состоянии, чтобы энергия, расходуемая на преодоление фильтрационных сопротивлений ПЗС, была бы достаточно мала как при отборе жидкости из пласта, так и при нагнетании в пласт. Само бурение скважины уже вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Перфорация обсадной колонны сопровождается кратковременным воздействием на ПЗС ударных волн различных частот, которые воздействуют на кристаллы, слагающие породу, и вызывают пьезоэлектрический эффект на гранях этих кристаллов. Возникающее электрическое поле, в зависимости от его полярности, интенсивности и продолжительности существования, может либо тормозить, либо способствовать фильтрации (явление осмоса), влиять на формирование аномальных жидкостных слоев на границе с поверхностью пор пласта.

В процессе добычи нефти вся извлекаемая пластовая жидкость - нефть, вода и газ - проходит через призабойные зоны добывающих скважин и вся нагнетаемая в пласты вода - через ПЗС нагнетательных скважин.

Эти процессы происходят при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости (или газы) были первоначально на поверхности или в пласте. В результате в ПЗС, как в фильтре, могут откладываться как различные углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), так и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия.

Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

Все методы воздействия на ПЗС можно разделить на три основные группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы воздействия целесообразно применять только в тех случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, как например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы воздействия эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП. Тепловые методы целесообразны только в тех случаях, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Таким образом, выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промышленного опыта на данном месторождении.

Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.

В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции.

При воздействии на известняк



При воздействии на доломит



Хлористый кальций (CaCL_2) и хлористый магний (MgCL_2) - это соли, хорошо растворимые в воде - носителе кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

В количественных соотношениях реакция соляной кислоты с известняком запишется следующим образом:



$$2 \cdot (1 + 35,5) + 40 + 12 + 3 \cdot 16 = 40 + 2 \cdot 35,5 + 2 \cdot 1 + 12 + 2 \cdot 16$$

Таким образом, при взаимодействии с известняком 73 г чистой HCL при полной ее нейтрализации растворяется 100 г известняка. При этом получается 111 г растворимой соли хлористого кальция, 18 г воды и 44 г углекислого газа. Таким образом, на 1 кг известняка надо израсходовать следующее количество чистой HCL - 730 г.

Известно, что 1 л 15%-ного раствора кислоты содержит 161,2 г чистой HCL. Следовательно, для растворения 1 кг известняка потребуется 4,53 л раствора.

Аналогично для второй реакции воздействия HCL на доломит при взаимодействии 146 г чистой HCL с 184,3 г доломита [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] при полной нейтрализации получается 111 г растворимой соли хлористого кальция; 95,3 г MgCL_2 ; 36 г воды (H_2O) и 88 г углекислоты. Для растворения 1 кг доломита потребуется кислоты - 4,914 л 15%-ного раствора HCL.

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтрализованной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС. К числу таких примесей относятся следующие.

1. Хлорное железо (FeCL_3), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа [$\text{Fe}(\text{OH})_3$], выпадающего в виде объемистого осадка.

2. Серная кислота H_2SO_4 в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием CaCL_2 образует гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

3. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок (например, ингибитор ПБ-5).

4. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция [$\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$].

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCL в пределах 10 - 15%, так как при большом ее содержании нейтрализованный

раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15 %-ного раствора HCL равна минус 32,8 °С.

Рецептуру приготовления раствора отработывают либо в промышленных лабораториях, либо в исследовательских институтах. К раствору HCL добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы - вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCL транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов используют:

формалин (0,6%), снижающий коррозионную активность в 7 - 8 раз;

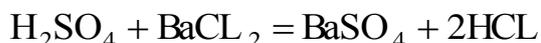
уникол - липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25 - 0,5%), снижающую коррозионную активность в 30 - 42 раза. Однако поскольку уникол не растворяется в воде, то из нейтрализованной (отреагированной) кислоты он выпадает в осадок, поэтому его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность только до 15 раз.

Для высоких температур и давлений разработан ингибитор - реагент И-1-А (0,4%) в смеси с уротропином (0,8%), снижающий коррозионную активность (при $t = 87$ °С и $P = 38$ МПа) до 20 раз. Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55 - 65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025% (0,25 кг на 1 м³ раствора) - в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких температурах. Поэтому при $t = 80 - 100$ °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Имеются и другие реагенты, используемые для снижения коррозионной активности раствора HCL.

2. Интенсификаторы - поверхностно-активные вещества (**ПАВ**), снижающие в 3 - 5 раз поверхностное натяжение на границе нефти - нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44 - 11, 44 - 22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCL, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2 - 3 раза.

3. Стабилизаторы - вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCL с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария



В этом случае раствор HCL перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария (**BaCl₂**). Образующийся сернокислый барий (**BaSO₄**) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции.

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником - гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы - уксусную (**CH₃COOH**) и плавиковую (**HF**) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление плавиковой кислоты (HF) в количестве 1 - 2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. Уксусная кислота (CH₃COOH) удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCL с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCL в более глубокие участки пласта.

Рабочий раствор кислоты готовят на центральных промышленных кислотных базах или редко у скважины. Существует строгая последовательность операции приготовления кислоты. Точный рецептурный состав компонентов и их количества определяют по соответствующим руководствам или расчетным таблицам в лабораториях или НИИ.

Для приготовления рабочего раствора в расчетное количество воды вводят сначала ингибитор и стабилизатор, затем техническую соляную кислоту. После перемешивания добавляют хлористый барий, снова перемешивают до исчезновения хлопьев хлористого бария, что контролируется анализом проб. Затем добавляют интенсификатор, перемешивают снова и далее дают возможность раствору отстояться до полного осветления и осаждения сернокислого бария.

Растворы HCL готовят с обязательным соблюдением правил по технике безопасности, которые предусматривают наличие специальной одежды, резиновых перчаток и очков. Особые меры предосторожности необходимы при обращении с фтористоводородной кислотой (HF), пары которой ядовиты.

Соляную кислоту перевозят в гуммированных железнодорожных цистернах или автоцистернах. Иногда для защиты железа цистерн от коррозии их внутри окрашивают в несколько слоев химически стойкой эмалью (ХСЭ-93). Фтористоводородную кислоту транспортируют в эбонитовых 20-литровых сосудах.

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы: кислотные ванны, простые кислотные обработки и обработки под давлением ПЗС, термокислотные обработки, кислотные обработки через гидромониторные насадки, серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора должен быть равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают (раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCL повышенной концентрации (15 - 20%), так как его перемешивания на забое не происходит.

Время выдержки для нейтрализации кислоты для данного месторождения устанавливается опытным путем по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе.

Обычно время выдержки составляет 16 - 24 ч.

Таблица 5.1.

Рекомендуемые объемы раствора HCL на 1 м толщины пласта

Порода	Объем раствора HCL, м ³ /м	
	при первичных обработках	при вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4 - 0,6	0,6 - 1,0
Высокопроницаемые	0,5 - 1,0	1,0 - 1,5
Трещиноватые	0,6 - 0,8	1,0 - 1,5

Простые кислотные обработки - наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС (табл. 5.1).

При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счет увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора - 12 %, максимальная - 20 %.

Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на

забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными продуктами предприятий нефтехимии. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCL уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15 - 30 °С - до 2 ч, при температуре 30 - 60 °С - 1 - 1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем это нужно для полной нейтрализации кислоты.

Многочисленные опыты и исследования показали, что кислота в карбонатных породах не образует радиальных равномерно расходящихся каналов. Обычно это промоины - рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются преимущественно в каком-либо одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом (растворение протекает более равномерно вокруг ствола скважины или перфорационных отверстий). Но все равно образующиеся каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора кислоты в породу достигается увеличением концентрации HCL в исходном растворе и скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.

Увеличение исходной концентрации - недостаточно эффективный способ, так как он вызывает коррозию металла и оборудования, способствует образованию нерастворимых осадков в продуктах реакции. Увеличение скорости закачки считается эффективным средством, но оно лимитируется поглотительной способностью скважины и мощностью применяемого насосного оборудования. Применение добавок - более эффективное средство. Количество уксусной кислоты в растворе, применяемом для замедления, увеличивают в несколько раз по сравнению с необходимым для стабилизации. Так, при ее содержании 4 - 5 % от общего объема раствора скорость нейтрализации замедляется в 4 - 5 раза. Это означает, что раствор сохранит свою активность на расстояниях (при одномерном движении) в 4 - 4,5 раз больших при прочих равных условиях.

Кислотная обработка под давлением. При простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО.

Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливается пакер с якорем. Для

изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10 - 12%-ного раствора HCL и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую. К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами, например окисленный мазут, кислый газойль. ГрозНИИ рекомендует добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Эмульсия обычно составляется из 70 % по объему раствора HCL и 30 % нефти. В зависимости от способа и времени перемешивания можно получить эмульсии различной вязкости, вплоть до 10 Па·с. При продолжительном перемешивании достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости. Объемы нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки в проницаемые прослои определяются объемом пор пласта в пределах предполагаемого радиуса закачки **R**, толщиной проницаемых прослоев **h** и их пористостью **m** по формуле

$$V_э = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m$$

Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5 - 2,5 м³ эмульсии. Рабочий раствор закачивается в тех же объемах, что и при простых СКО. Эмульсия в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере.

Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCL объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления. После рабочего раствора HCL без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.) в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При этом происходит следующая реакция.



Хлористый магний (**MgCl₂**) остается в растворе.

При взаимодействии 73 г чистой HCL с 24,3 г Mg происходит полная нейтрализация раствора, при которой выделяется 461,38 кДж тепловой энергии. Легко подсчитать, что при взаимодействии 1000 г магния выделится 18987 кДж теплоты.

Для растворения 1 кг Mg потребуется 18,61 л 15%-ного раствора HCL.

Необходимое количество 15%-ной соляной кислоты для получения различных температур раствора (на 1 кг Mg) приведено ниже.

Таблица 5.2

количество HCL, л	50	60	70	80	100
температура раствора, °C	120	100	85	75	60
критическая концентрация HCL, %	9,6	10,5	11	11,4	12,2

Из уравнения баланса теплоты

$$Q = V \cdot C_v \cdot \Delta t$$

следует что при реализации всей выделившейся теплоты Q кДж на нагрев V л раствора, имеющего теплоемкость C_v (кДж/л·°C), нагрев раствора произойдет на Δt °C или

$$\Delta t = Q / (V \cdot C_v)$$

Принимая приближенно теплоемкость раствора 15%-ной HCL, равной теплоемкости воды, т. е. $C_v = 4,1868$ кДж/л·°C, получим

$$\Delta t = \frac{18987}{18,61 \cdot 4,1868} = 243,2^\circ\text{C}$$

На столько градусов увеличится температура раствора при полном использовании теплоты на нагрев только продуктов реакции. (По некоторым данным температура раствора может достигать 300 °C).

При таком расчете получается только тепловой эффект и полностью нейтрализованная кислота. Чтобы сохранить активность раствора кислоты для взаимодействия с породой, его количество на 1 кг Mg надо брать не 18,61 л, а больше, однако при этом и температура раствора получится ниже, так как общий объем продуктов реакции увеличится.

В табл. 5.2 приведены количества 15 %-ной кислоты на 1 кг магния и получаемые при этом температура и остаточные концентрации HCL.

Обычно в наконечники загружают от 40 до 100 кг магния в зависимости от обрабатываемого интервала пласта и желаемой температуры. При этом прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ного раствора HCL.

Существуют два вида обработки.

Термохимическая обработка ПЗС - обработка горячей кислотой, при которой для растворения магния подается избыточное количество кислоты для растворения карбонатов породы пласта так, чтобы сохранялась концентрация HCL 10 - 12 %.

Термокислотная обработка ПЗС - сочетание термохимической и непрерывно следующей за ней кислотной обработки ПЗС. Причем кислотная обработка может быть как обычной, так и под давлением.

Скорость прокачки раствора HCL должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная остаточная кислотность раствора. Это условие трудно выполнимо, так как при прокачке кислоты через магний непрерывно изменяются его масса, поверхность соприкосновения с кислотой, температура реакционной среды, концентрация кислоты и др. Это затрудняет расчет режима прокачки кислоты.

С помощью опытных прокачек в поверхностных условиях определили, что при давлениях на глубине установки реакционного наконечника, превышающих 3 МПа, рекомендуется применять магний в виде стружки, причем чем больше давление, тем магниевая стружка должна быть мельче и тоньше. При давлениях ниже 3 МПа - в виде брусков квадратного и круглого сечения. Причем чем ниже давление, тем площадь поперечного сечения этих брусков может быть больше. Так, при давлении до 1 МПа используются бруски с площадью 10 - 15 см². При давлении от 1 до 3 МПа размеры брусков уменьшают так, чтобы площадь сечения каждого была 1 - 5 см².

Термохимические солянокислотные обработки ПЗС эффективны в скважинах с низкими пластовыми температурами, в призабойной зоне которых наблюдается отложение твердых углеводородов (смолы, парафины, асфальты). Этот вид обработки может быть применен как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных при достаточно высокой их карбонатности.

Поинтервальная или ступенчатая СКО

При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или общим открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала всегда положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. Другие

прослой с ухудшенной гидропроводностью фактически остаются необработанными. В таких случаях применяют поинтервальную солянокислотную обработку, т. е. обработку каждого интервала пласта или пропластка. Для этого намечаемый для обработки интервал изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются непосредственно у границ интервала или пропластка. При обсаженном и перфорированном забое используют обычные шлипсовые пакеры типа ПШ5 или ПШ6. Эффективность обработки существенно зависит от герметичности затрубного цементного камня, предотвращающего перетоки нагнетаемого раствора НСL по затрубному пространству в другие пропластки. При открытых забоях намеченный для СКО интервал также выделяют с помощью пакерных устройств, используемых в испытателях пластов. После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

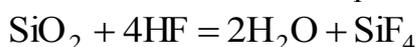
Кислотные обработки терригенных коллекторов

Особенность СКО терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и тем более трещиноватых коллекторах.

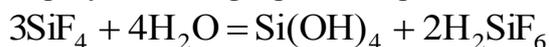
В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур ее проникновения близок к круговому. Однако радиус такого контура проникновения по толщине пласта будет различный в зависимости от проницаемости и пористости прослоев, которых в данном интервале может быть несколько. Если известны проницаемости, пористости, толщины и карбонатность отдельных прослоев в слоистонеоднородном пласте, то приближенно можно рассчитать глубину проникновения кислоты в пласт по прослоям при закачке данного объема раствора или наоборот, задаваясь глубинами проникновения кислоты по прослоям, можно определить необходимый объем растворов НС1.

Другой особенностью СКО является то, что в карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы. Поэтому фронт нагнетаемого раствора растворяет эти карбонаты и нейтрализуется, а последующие порции раствора, двигаясь по порам, в которых карбонаты уже удалены, сохраняет свою первоначальную активность. Это приводит к тому, что при последующем дренировании из скважины сначала поступает концентрированный раствор НСL, а за ним нейтрализованная кислота. Соляная кислота практически взаимодействует только с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF), называемой также плавиковой.

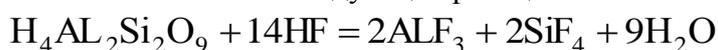
Взаимодействие HF с кварцем происходит по следующей реакции:



Образующийся фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой

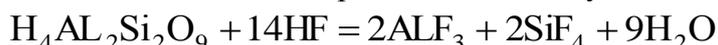


Кремнефтористоводородная кислота H_2SiF_6 остается в растворе, а кремниевая кислота $\text{Si}(\text{OH})_4$ по мере снижения кислотности раствора может образовать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта. Для предотвращения этого фтористая кислота употребляется только в смеси с соляной кислотой для удержания кремниевой кислоты в растворе. Рабочий раствор кислоты для воздействия на терригенные коллекторы обычно содержит 8 - 10 % соляной кислоты и 3 - 5 % фтористоводородной. Фтористоводородная кислота растворяет алюмосиликаты согласно следующей реакции:



Образующийся фтористый алюминий ALF_3 остается в растворе, а фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой, образуя кремниевую кислоту.

Количественная оценка реакции дает следующие соотношения:



$$(4 + 2 \cdot 27 + 2 \cdot 28 + 9 \cdot 16) + 14 \cdot (1 + 19) =$$

$$= 2 \cdot (27 + 3 \cdot 19) + 2 \cdot (28 + 4 \cdot 19) + 9 \cdot (2 + 16)$$

Таким образом, для растворения 1 кг алюмосиликата (каолина) необходимо 1085,3 г HF.

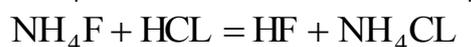
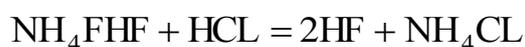
Из справочных таблиц известно, что 4 %-ный раствор HF в 1 л раствора содержит 40 г чистой HF. Тогда количество 4 %-ного раствора фтористоводородной кислоты, необходимое для растворения 1 кг алюмосиликата, будет равно 27,13 л/кг.

Взаимодействие HF с зернистым кварцем протекает чрезвычайно медленно, а с алюмосиликатом $\text{H}_4\text{AL}_2\text{Si}_2\text{O}_9$ происходит быстро, но медленнее, чем взаимодействие HCL с карбонатами.

Поэтому обработка терригенных коллекторов смесью соляной и фтористоводородной кислот целесообразна как для удаления карбонатных цементирующих веществ, так и для растворения глинистого материала. По этим причинам смесь HCL и HF называют глинокислотой.

Для приготовления раствора применяют техническую HF кислоту с содержанием HF не менее 40 % и примесей: кремнефтористоводородной кислоты H_2SiF_6 не более 0,4 % и серной кислоты не более 0,05%. Наличие этих примесей приводит к образованию в продуктах реакций нерастворимых осадков и закупорке пор пласта.

Пары фтористоводородной кислоты ядовиты, и обращение с ней требует мер предосторожности. Кроме того, она имеет высокую стоимость. Последнее время широкое применение находит порошкообразное вещество бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$, который менее опасен в обращении, сравнительно дешев, хотя также требует мер защиты. Порошок бифторид-фторид аммония при растворении его в растворе соляной кислоты частично ее нейтрализует. Поэтому для приготовления глинокислоты в этом случае используется раствор HCL повышенной концентрации. Реакция происходит по следующей схеме:



Для получения глинокислоты, содержащей 4 % HF и 8 % HCL, необходимо иметь исходную концентрацию HCL 13 % и в 1 м³ такой кислоты растворить 71 кг товарного бифторид-фторид-аммония с содержанием 56 % фтора.

Для глинокислоты с содержанием HF 5 % и HCL 10 % исходная концентрация HCL 16%, и на 1 м³ раствора необходимо 80 кг порошка.

Глинокислота (4% HF + 8% HCL) как таковая употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5%. Поскольку она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, ее количество для обработки подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. В связи с этим для первичных обработок ограничиваются объемами глинокислоты в 0,3 - 0,4 м³ на 1 м толщины пласта.

Для первичных обработок трещиноватых пород рекомендуемые объемы более значительны - 0,75 - 1,0 м³ на 1 м толщины пласта. Закачанная глинокислота выдерживается в пласте в течение 8 - 12 ч. Объем продавочной жидкости обычно равен объемам НКТ и забойной части скважины (до верхней границы перфорации).

Как правило, терригенные породы содержат мало карбонатов (девонский пласт в Туймазинском месторождении около 2 %, месторождения Усть-Балык от 1 до 5%). Поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным раствором HCL (обычно 12 - 15 % состава), а затем закачивают глинокислоту. Соляная кислота растворяет карбонаты в ПЗС, что предотвращает при последующей закачке раствора HF образование в порах пласта осадков фтористого кальция и других фторидов, осложняющих процесс, и сохраняет довольно большое количество HF для растворения глин, аргиллитов,

слюд и других породообразующих силикатных компонентов. Кроме того, удаление карбонатов из ПЗС позволяет сохранить на нужном уровне кислотность отреагированного раствора HF для предупреждения образования студнеобразного геля кремниевой кислоты, закупоривающего пласт.

Количество карбонатов в пласте, подлежащее растворению за первый этап обработки, определяется следующим образом:

$$P_{\text{CaCO}_3} = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot \rho \cdot \delta \cdot h, \text{ кг}$$

где R - намечаемый радиус обрабатываемой зоны; r_c - радиус скважины; ρ - плотность горной породы, кг/м³; δ - содержание карбонатов (в пересчете на CaCO₃) в породе пласта в долях единицы; h - обрабатываемая толщина пласта. Необходимое для обработки количество 15%-ного раствора будет равно

$$V_{\text{HCL}} = 4,91 \cdot P_{\text{CaCO}_3}, \text{ л}$$

Количество глиноукислоты определяется объемом пор в пределах намеченного радиуса обработки R , а именно

$$V_{\text{гл}} = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot m \cdot h,$$

где m - пористость.

Для предотвращения смешивания нейтрализованной HCL со следующей за ней глиноукислотой и образования осадка количество соляной кислоты берется на 0,2 - 0,8 м³ больше расчетного для сохранения кислотности раствора.

В пласты кислоты закачивают медленно для лучшего выщелачивания карбонатов и наибольшего растворения силикатных компонентов. Продавочной жидкостью обычно служит пресная вода с добавками ПАВ.

Техника и технология кислотных обработок скважин

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью 9,15 м³ или УР-20 емкостью 17 м³. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих емкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м³, которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30м.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси - "Азинмаш-30А", рис. 5.1 с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹). Наряду с этим основным

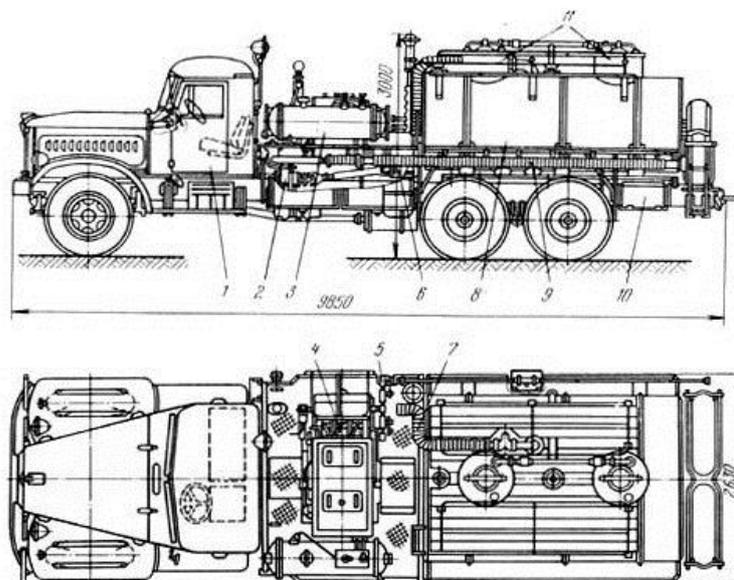


Рис. 5.1. Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш - 30А:

- 1 - кабина машиниста (пульт управления); 2 - коробка отбора мощности; 3 - емкость для реагента;
 4 - насос 4НК-500; 5 - выкидной трубопровод; 6 - редуктор; 7 - шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 - цистерна для раствора кислоты; 9 - комплект присоединительных шлангов; 10 - ящик для инструментов; 11 - горловина цистерны.

агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементирувочные агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700.

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3 - 0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Схема обвязки скважины при простых кислотных обработках пли в ваннах показана на рис. 5.2. Силовой насос агрегата «Азинмаш-30А» может забирать жидкость не только из емкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать ее из емкостей на автоприцепе и из передвижных емкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементирувочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата «Азинмаш 30А». Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних емкостей в другие.

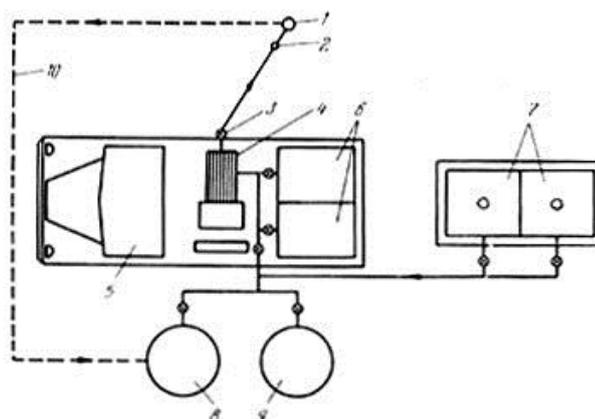


Рис. 5.2. Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок:
1 - устье скважины; 2 - обратный клапан; 3 - задвижка высокого давления; 4 - насос 4НК-500;
5 - агрегат Азинмаш 30А; 6 - емкость для кислоты на агрегате; 7 - емкость для кислоты на прицепе;
8 - емкость для продавочной жидкости; 9 - емкость для кислоты; 10 - линия для обратной циркуляции.

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается не достаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъемными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники, изготавливаемые из обычных нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или в виде брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

Техника и технологии добычи нефти

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 01.07.2012 г. фонд эксплуатационных скважин насчитывает 47 действующих скважин, 33 из которых эксплуатируются ШСНУ, оставшиеся 14 - газлифтным способом.

Определение оптимального режима работы скважин оборудованных штанговыми скважинными насосами.

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) [2]. По итогам анализа были выделены 3 группы скважин с различными значениями продуктивности, на основе которых была выполнена подборка насосов и определены допустимые отборы жидкости. Результаты расчетов приведены в таблицы 6.5-6.16.

Одной из основных задач проектирования 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.

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 безбалансирного 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 B_n и давление на его приеме 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 приеме 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 приеме насоса обусловлено гидравлическими потерями во всасывающем клапане.

Согласно практическим рекомендациям А.Н. Адонина, при дебите скважины менее $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и вязкости жидкости не более $10\text{-}4 \text{ м}^2/\text{с}$ 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 приеме насоса. На основании опыта эксплуатации ШСНУ в различных условиях оптимальное давление на приеме насоса составляет 2,0 - 2,5 МПа. В среднем оно должно составлять примерно 30 % от давления насыщения нефти газом.

Методика расчетов по определению требуемых параметров компоновки ШСНУ подробно представлена в «Расчетах при добыче нефти и газа» [2].

Результаты расчетов, а также основные исходные данные, используемые для расчетов, приведены в таблицах 6.3-6.8

Необходимо отметить, что подбор типоразмера станка - качалки, а также соответствующего диаметра скважинного насоса осуществлялся по диаграммам А.Н. Адонина, представленным на рисунках 6.1, 6.2 и 6.3 на которых цифры в кружках обозначают диаметры скважинных насосов.

Подбор ШСНУ для условий месторождения Северный Уртабулак осуществлялся на примере скважин №№ 48, 53, 31 характеризующих группы скважин с максимальным ожидаемым дебитом жидкости соответственно: до $20 \text{ м}^3/\text{сут}$, от 20 до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$, свыше $40 \text{ м}^3/\text{сут}$ (таблицы 6.1-6.4). 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 6.5 -6.16.

Таблица 6.1 - 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 6.2 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкос _____ 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 6.3 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкос _____ 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 6.4 - Распределение скважин по ожидаемому максимальному дебиту жидкос _____ рассматриваемом периоде по 4-му варианту _____

Ожидаемый максимальный дебит жидкости, т/сут	До 20	20-40	свыше 40
Количество скважин, ед	24	12	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, мацеобразные асфальтены и смолы. Их отложения возможны в призабойной зоне и подъемных трубах.

Наиболее интенсивно парафин откладывается в подъемных трубах. Толщина его слоя увеличивается с нуля на глубине 900 м - 300 м до максимума на глубине 200 м - 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, стеклоэмали.

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.

Охрана недр и окружающей природной 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 УДП «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.

Нарушения экологического равновесия недр на месторождении могут быть связаны с разливом промышленных 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.

Водоохранные мероприятия

Заводнение продуктивных коллекторов добываемой попутно с нефтью водой для поддержания пластового давления является одним из рациональных методов её использования. Применение системы ППД позволяет повысить нефтеотдачу пластов и темпы отбора нефти и, как следствие, сократить срок разработки месторождения. Кроме того, решается вопрос оборотного водоснабжения нефтедобывающих предприятий и сокращаются расходы на бурение поглощающих скважин. Благодаря утилизации этих вод, в оборотном водоснабжении частично компенсируется расход пресных вод для технологических целей при добыче нефти.

Для предотвращения и устранения последствий негативного воздействия техногенных факторов на почвенно-растительный покров применяются мероприятия, которые подразделяются применительно к поисково-разведочным работам и добыче нефти на промыслах.

Мероприятия по технике безопасности и промышленной санитарии необходимо проводить в соответствии с документом «Правила безопасности в нефтегазовой промышленности» [4].

Мероприятия по предотвращению пожаров должны проводиться в соответствии с «Правилами пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности Республики Узбекистан», разработанными в 2004 году «Давлат саноат кон техназорат кумитаси».

Охрана труда при обработке скважин кислотами и их смесями

Обработка скважины кислотами и их смесями должна производиться подготовленной бригадой под руководством мастера, по плану, утвержденному главным геологом и главным инженером НГДУ (КРС). В плане работ должны быть отражены мероприятия по ОТ и ПБ при СКО. Перед началом работ по СКО необходимо провести внеплановый инструктаж с записью в журнале регистрации инструктажей или в вахтовом журнале.

В связи с опасностью и сложностью проведения закачки кислоты в пласт, производство этих работ при силе ветра 11 м/сек и более, при тумане, в темное время суток без соответствующего освещения запрещается.

При проведении кислотной обработки скважины запрещается присутствовать на территории скважины посторонним лицам.

Кислоты и их смеси должны храниться и транспортироваться в специальных стальных контейнерах (цистернах), изготовленных по нормативно-технической документации. Степень заполнения цистерн определяют с учетом максимального использования вместимости и объемного расширения продукта при возможном перепаде температур в пути следования.

Цистерны должны быть герметизированы прокладками из стойкого к кислотам материала и иметь следующие надписи:

- наименование продукта и обозначение технических условий;
- номер партии и дату изготовления.

Требования безопасности при выполнении подготовительных работ.

Перед обработкой скважин кислотами или их смесями, скважины должны быть заглушены задавочной жидкостью.

До закачки смеси кислот в скважину, нагнетательная линия должна быть испытана на полуторакратное рабочее давление. На линии должен быть установлен обратный клапан. При этом, запрещается устанавливать агрегаты для закачки смеси под силовыми и осветительными линиями, находящимися под напряжением.

Требования безопасности при обработке скважин кислотами и их смесями.

При закачке смеси кислоты в скважину агрегаты устанавливаются на расстоянии 10 м от устья скважины и с наветренной стороны. Соединение агрегата со скважиной должно осуществляться только металлическими линиями высокого давления.

Сальники насосов должны быть закрыты специальными кожухами, которые должны сниматься только во время ремонта. Ремонт оборудования и коммуникаций, во время закачки кислоты в скважину, запрещается. При необходимости ремонта следует прекратить закачку продукта, снизить давление до атмосферного, оборудование и линию промыть водой.

При попадании паров, смеси кислот, в дыхательные пути необходимо делать содовые ингаляции и пить теплое молоко. При попадании на кожу — обильное промывание водой не менее 10 минут, нейтрализация 3—5% раствором пищевой соды и снова водой. После оказания первой медицинской помощи пострадавшего необходимо доставить к врачу.

При проливе смеси кислот, после окончания работы необходимо ее убрать при помощи опилок или песка, после чего место пролива смыть раствором соды и водой. Загрязненные опилки и песок нейтрализовать содой.

Персонал, работающий с кислотами и их смесями при обработке скважин, должен применять дополнительно следующие индивидуальные средства защиты: фильтрующие противогазы марки БКФ, резиновые сапоги, резиновые перчатки, прорезиненные фартуки, защитные очки.

Для производственных нужд выпускаются кислоты:

Серная кислота:

- — контактная кислота содержит до 92,5% H_2SO_4 ;
- — технически улучшенная — до 94% H_2SO_4 ;
- — башенная — до 75% H_2SO_4 ;

Плавиковая кислота —техническая, содержит 40—70% HF ;

Соляная кислота:

- техническая соляная кислота содержит до 27,5% HCl ;
- синтетическая — до 37% HCl ;

При работе с кислотами необходимо:

- бутылки с кислотами хранить, перевозить и переносить в корзинах или деревянных ящиках с ручками;
- выливать кислоты из бутылей в мерник вдвоем с удобной площадки;
- пользоваться защитными очками, резиновой обувью и перчатками, резиновыми или клеенчатыми фартуками.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время в нефтяной промышленности выполняется комплексная программа работ по увеличению продуктивности пластов, рассчитанная на длительную перспективу, что в конечном итоге повышает экономическую эффективность всего производства. Необходимость осуществления этой программы диктуется тем, что несмотря на увеличение конечной нефтеотдачи пластов, достигнутой благодаря широкому внедрению различных методов, в недрах разрабатываемых месторождений остается бо́льшая половина запасов нефти. Усиление внимания к вопросам контроля за экономической эффективностью, применяемых в нефтяных компаниях технологий повышения продуктивности скважин, и регулирования взаимодействия, технологических и экономических служб является актуальным. Эти вопросы невозможно осуществить без совершенствования и оптимизации методов оценки экономической эффективности нефтегазового производства.

В данной работе включены вопросы на определение технологических показателей вариантов разработки, анализ расчетных коэффициентов извлечения углеводородов из недр, анализ показателей разработки, характеристика фонда скважин, характеристика отборов нефти, газа и воды, анализ мероприятия по увеличению добычи нефти, назначение методов и их общая характеристика, обработка скважин соляной кислотой, термокислотные обработки, поинтервальная или ступенчатая СКО, кислотные обработки терригенных коллекторов, техника и технология кислотных обработок скважин.

Одним из основных вопросов в нефтегазовом деле является изучение методов увеличения добычи нефти.

Для увеличения нефтеотдачи пластов именно выше указанные методы играют решающую роль. Поэтому решая эту задачу примем новые методы и технологии по увеличению продуктивности пластов.

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляются через скважины. Призабойная зона скважины (ПЗС) - область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь как в единый узел сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся - при закачке. Здесь скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. От состояния призабойной зоны пласта существенно зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Таким образом, выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Наша главная цель – несмотря на трудности, решительно идти вперед, последовательно продолжая осуществляемые реформы, структурные преобразования в экономике, создавая еще более широкие возможности для развития частной собственности, предпринимательства и малого бизнеса». Доклад Президента Республики Узбекистан Ислама Каримова на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященное итогам социально-экономического развития страны в 2015 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2016 год. Газета «Народное слово», №11 (6416), 16 января 2016 года.
2. Пак С.А., Жуковский Б.Л. и др. Подсчет запасов нефти и газа месторождения Северный Уртабулак. Ташкент, Фонды АК «Узгеонефтегаздобыча», 1974.
3. Дивеев И.И. и др. «Уточнение геологического строения месторождения Северный Уртабулак», Ташкент, «УзЛИТИнефтегаз», 2002.
4. Коррективы к проекту разработки месторождения Северный Уртабулак. Этап 2. Повариантный расчет прогнозных технико-экономических показателей разработки месторождения с выбором рационального варианта. Договор ПМ 17.08/02.03. Ташкент 2003.
5. Посевич А.Г., Садуллаев Р. И др. «Адаптация методов расчета технологических показателей разработки к условиям нефтяных и нефтегазовых месторождений НК «Узбекнефтегаз», Ташкент, фонды УзЛИТИнефтегаз», 1990.
6. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. Учебник для вузов. - М., Недра, 1983.
7. А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев. Техника и технология добычи нефти: Учебник для вузов/ Под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. - М.: Недра, 1986.
8. Мероприятия по увеличению добычи нефти на месторождении Северный Уртабулак. Промысел Северный Уртабулак. 2006 г.
9. Справка о текущем состоянии разработки месторождения Северный Уртабулак и рекомендации по снижению темпов падения добычи нефти. Промысел Северный Уртабулак. 2008 г.
10. Л.С.Тарова, Е.А. Сергеева, В.М. Дмитриев, А.В. Бояршинов, В.Б.Михайлов, А.Б. Мозжухин. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды. Часть I. Тамбовский государственный технический университет (ТГТУ), 2004
11. Ветошкин А.Г., Разживина Г.П. Безопасность жизнедеятельности: оценка производственной безопасности. – Пенза: Изд-во Пенз. госуд. архит.-строит. академии, 2002.
12. Средства индивидуальной защиты. Справочник. Химия. Ленинград, 1989 г.
13. WWW.OIL and Gas.ru
14. WWW.Novosti-nefti i gasa.ru
15. WWW.Lukoil.ru

16. WWW.Sipneft.ru