



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

КАРШИНСКИЙ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ



**Факультет «Нефть и газа»
Направление 5311900- «Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

**На тему: Установление технологического режима эксплуатации
глубинно-насосных скважин на месторождение Северный
Уртабулак**

Руководитель: _____

подпись

Д.Г.Азизова

Выпускник: _____

подпись

А.Ш.Агзамов

«Допускается к защите»

Зав. кафедрой:

_____ к.т.н. Н.Х.Эрматов

«__» _____ 2015 г.

«Направлен в ГАК»

Декан факультета:

_____ Ж.Т.Нурматов

«__» _____ 2015 г.

Карши - 2015 год

Введение

В Узбекистане с каждым годом возрастает объем добычи и поставки природного газа и нефти. Узбекистан, лидирующий в Центральной Азии в сфере топливно-энергетических ресурсов, по добыче природного газа занимает одно из ведущих мест не только в СНГ, но и в мире. Около 75 процентов запасов газового конденсата, 31 процент запасов нефти и 40 процентов запасов природного газа региона приходится на долю Республики Узбекистан. На промышленных предприятиях национальной холдинговой компании «Узбекнефтегаз» в 2007 году темпы роста производства товарной продукции составили 109,7 процента, реализация продукции на экспорт - 180 процентов.

При определении текущих и перспективных мероприятий по социально-экономическому развитию нашей республики всесторонне учитываются воздействие последствий мирового финансового кризиса на экономику страны и именно с этой точки зрения составляется и реализуется программы экономического развития.

Наряду с углеводородным потенциалом в стране имеется развитая инфраструктура, энергетические, водные, людские ресурсы, транспортные пути, разветвленная сеть магистральных газопроводов, действующие мощности переработки нефти, газа и, самое главное, возрастающий спрос на нефтепродукты, производящиеся в Узбекистане, в странах центральноазиатского рынка. В совокупности это дает возможность привлечения иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль Узбекистана.

По инициативе руководителя нашего государства И.А.Каримова уделяется особое внимание либерализации экономики, всех ее сфер, в частности, созданию благоприятной инвестиционной среды, что способствует дальнейшему развитию нефтегазовой отрасли. Ускоренными темпами ведется работа по возведению новых сооружений нефтегазовой промышленности, реконструкции и модернизации имеющихся на основе современных требований.

Нефтяные месторождения в республике разрабатываются на строго научных основах, с комплексным использованием при проектировании и регулировании разработки геологических и геофизических исследований (в том числе методов ядерной геофизики), методов подземной гидродинамики и отраслевой экономики, новых математических методов, современной вычислительной техники и

кибернетики.

Большинство введенных за последние 20 лет нефтяные месторождения разрабатываются с методом применения штанговых глубинных насосов.

Принудительный подъем нефти из скважин с помощью насосов является наиболее продолжительным в жизни месторождения.

Одним из разновидностей этого способа является добыча нефти установками штанговых глубинных насосов.

УШГН представляет собой поршневой насос одинарного действия, шток которого связан колонной штанг с наземным приводом – станком-качалкой.

1. Геологическая часть

1.1 Геологическое строение месторождения

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.

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

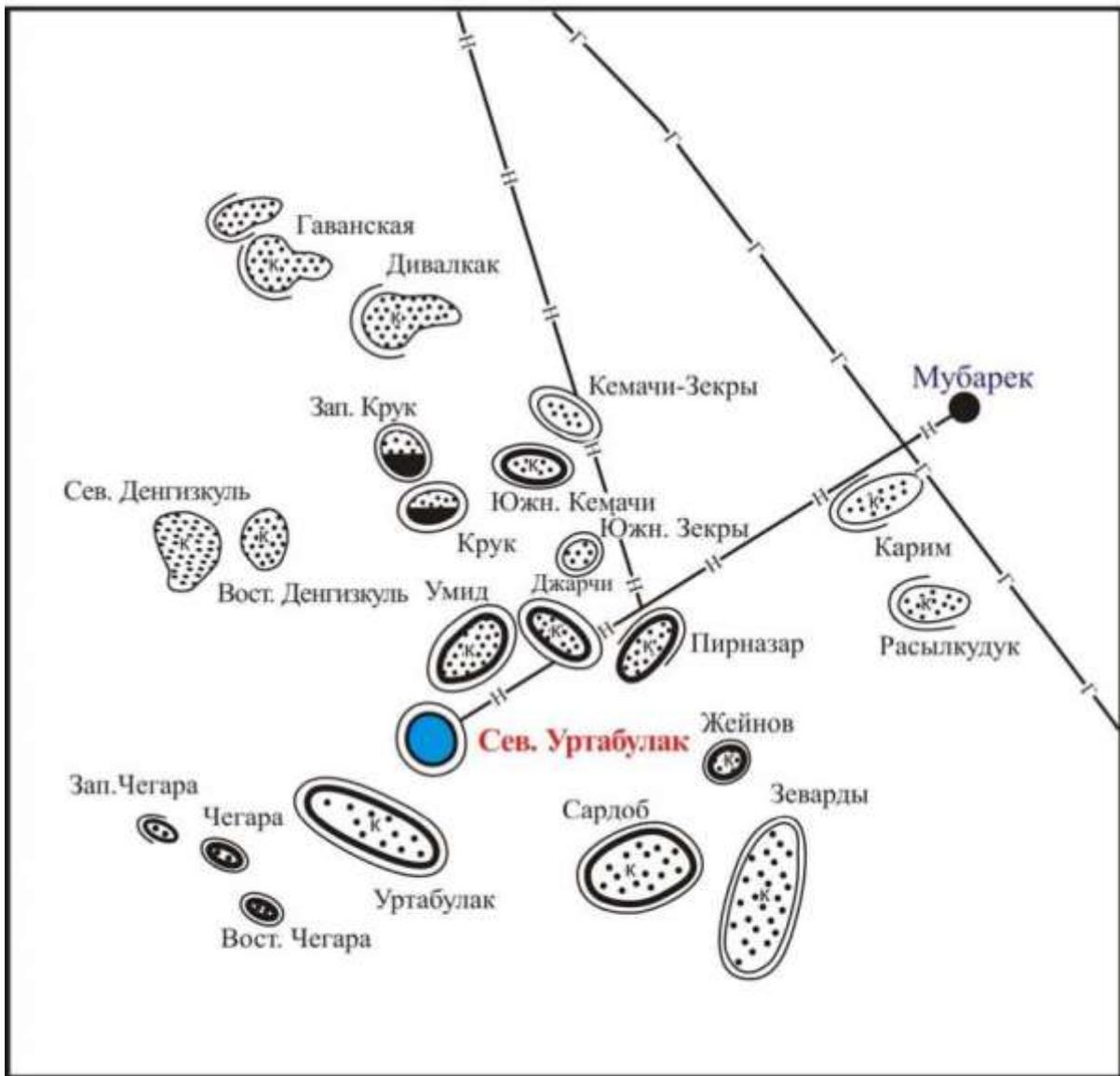
Месторождение введено в промышленную разработку с июня 1974 году. За годы разработки добыто 87,2 % извлекаемых запасов. По месторождению наблюдается естественное снижение уровня добычи нефти. Орографически площадь представлена слабосхолмленной равниной с широко развитыми барханами, грядовыми и бугристыми 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.



Условные обозначения:

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

Рисунок 1.1 - Обзорная карта

1.2. Стратиграфия

Площадь Северный Уртабулак представляет собой пологую моноклираль северо-западного простирания.

В геологическом строении месторождения Северный Уртабулак принимают участие отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов [1].

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

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

Нижний отдел - К1. Нижнемеловые осадки представлены терригенными красноцветами субаквальными (неоком) и морскими (апт, альб).

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

1.3. 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 2.1, приведена структурная карта, построенная по кровле XV-HP горизонта, и геологический профиль (рисунки 2.2) по линии скважин № 64, 58, 11, 45, 3, 46, 10, 2.

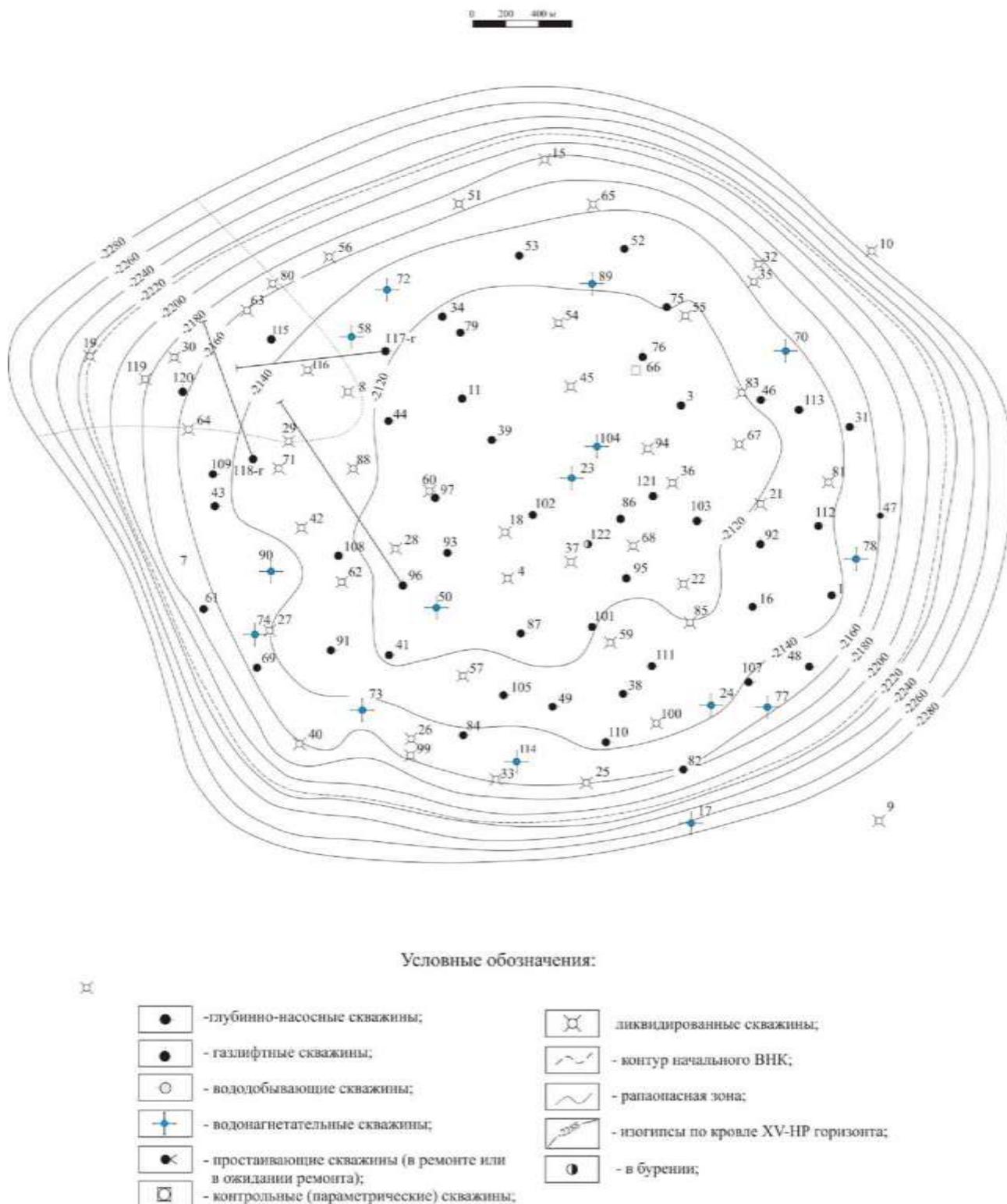


Рисунок 2.1 - Структурная карта по кровле XV-HP горизонта

2. Основная часть

2.1. Основные этапы проектирования разработки месторождения

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.

2.2. Анализ текущего состояния разработки

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.

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, увеличение закачки приводит к увеличению обводненности.

Достигнутые технологические показатели разработки на 01.07.2012 г.:

- 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 2012 г. из месторождения было извлечено 47,86 тыс. т. нефти при фонде действующих нефтедобывающих скважин 47 ед. При аппроксимации данной

тенденции на весь 2012 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 3.3). Количество нефтедобывающих скважин начало резко сокращаться с июля 2011 г. (52 ед.), составившее в октябре 2011 г. 45 ед.

Таким образом, падение текущей добычи нефти связано с уменьшением количества дней работы добывающих скважин, что хорошо прослеживается на корреляционной зависимости месячного отбора нефти и общего количества дней работы всех нефтяных скважин (рисунок 3.4), а также на зависимости отбора нефти и количества бездействующих скважин (рисунок 3.5). Данные зависимости построены по фактическим месячным данным за период с января 2010 г. по июнь 2012 г., что хорошо отражает текущую ситуацию.

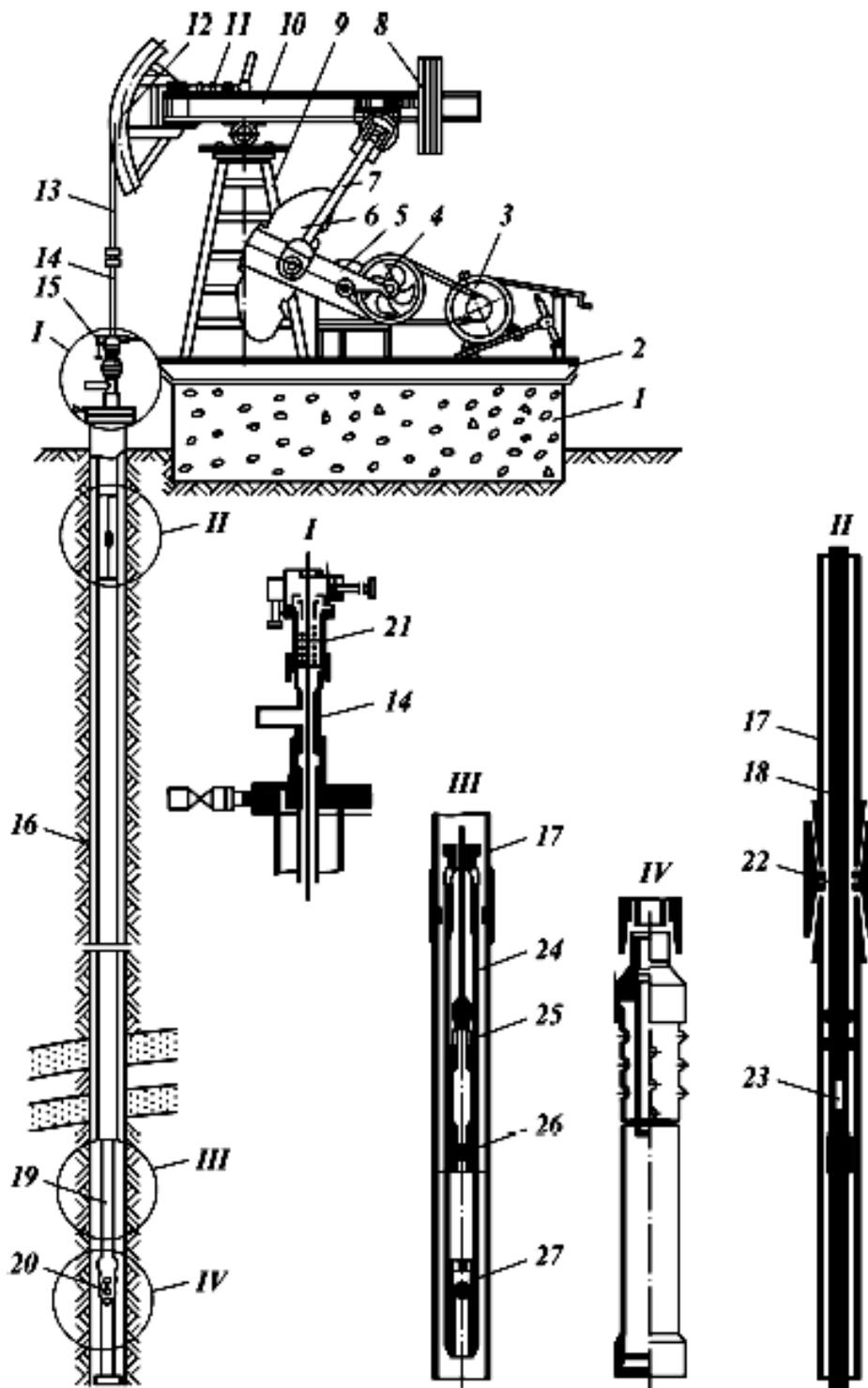
Главной причиной увеличения количества бездействующих скважин является увеличение обводненности, что можно наблюдать на графике (рисунок 3.6). Вследствие этого снижается эффективность способов эксплуатации. Например, с октября 2011 г. резко уменьшается количество газлифтных скважин (рисунок 3.7). На данном рисунке также можно наблюдать уменьшение количества скважин, эксплуатируемых с помощью ШГНУ.

2.3.1. Добыча нефти установками штанговых насосов

Принудительный подъем нефти из скважин с помощью насосов является наиболее продолжительным в жизни месторождения.

Одним из разновидностей этого способа является добыча нефти установками штанговых глубинных насосов (УШГН).

Штанговая глубинно-насосная установка



I-утовое оборудование; II-подставка труб и штанг; III-глубинный насос; IV-газовый или песчаный якорь; 1-фундамент; 2-рама; 3-электродвигатель; 4-редуктор; 5-кривошип; 6-груз; 7-шатун; 8-груз балансира; 9-стойка; 10-балансира; 11-механизм фиксации головки балансира; 12-головка балансира; 13- канатная подвеска; 14-сальниковый шток; 15-оборудование устья скважин; 16-обсадная колонна; 17-насосно-компрессорные трубы; 18-колонна штанг; 19-глубинный насос; 20-газовый якорь; 21-салник устевой; 22-муфта турбинная; 23- муфта штанговая; 24- цилиндр насоса; 25-плунжер насоса; 26-нагнетательный клапан; 27-высасывающий клапан.

УШГН представляет собой поршневой насос одинарного действия, шток которого связан колонной штанг с наземным приводом – станком-качалкой.

Последний включает в себя кривошипно-шатунный механизм, преобразующий вращательное движение первичного двигателя в возвратно-поступательное движение и сообщает его колонне штанг и плунжеру насоса. Осуществление способа производится с помощью установки, схема которой приведена. Подземное оборудование составляют: насосно-компрессорные трубы, насос, штанги, устройства для борьбы с осложнениями. К наземному оборудованию относится привод (станок-качалка), устьевая арматура, рабочий манифольд. Установка работает следующим образом. При ходе плунжера вверх в цилиндре насоса снижается давление и нижний (всасывающий) клапан поднимается, открывая доступ жидкости (процесс всасывания). Одновременно столб жидкости, находящийся над плунжером, прижимает к седлу верхний (нагнетательный) клапан, поднимается вверх и выбрасывается из НКТ в рабочий манифольд (процесс нагнетания). При ходе плунжера вниз верхний клапан открывается нижний клапан давлением жидкости закрывается, а жидкость находящаяся в цилиндре, перетекает через полый плунжер в НКТ.

2.3.2. Устройство и работа отдельных узлов УШГН.

Приводы классифицируются:

- а) по роду используемой энергии – на механические, гидравлические, пневматические;
- б) по числу обслуживаемых скважин – на индивидуальные и групповые;
- в) по типу первичного двигателя – на электрические и тепловые.

Станок-качалка является индивидуальным приводом штангового глубинного насоса, спускаемого в скважину и связанного с приводом гибкой механической связью – колонной штанг.

В конструктивном отношении станок-качалка представляет собой четырехзвенный механизм, преобразующий вращательное движение первичного двигателя в возвратно-поступательное движение колонны штанг.

Устройство серийного станка-качалки по ГОСТу 5866-76 описывается следующим образом.

Крутящий момент от электродвигателя через клиноременную передачу передается на ведущий вал редуктора, а затем и на ведомый вал. На последнем укрепляется кривошип с противовесами. Кривошип с помощью шатунов и траверсы

связан с балансиром, качающимся на опоре, укрепленной на стойке. Балансир со стороны переднего плеча снабжен откидной головкой, на которой монтируется канатная подвеска. Станок-качалка (СК) состоит из ряда самостоятельных узлов.

Рама предназначена для установки на ней всего оборудования СК и выполняется из профильного проката в виде двух полозьев, соединенных поперечниками, и имеет специальную подставку под редуктор. В раме имеются отверстия для крепления к фундаменту. Стойка является опорой для балансира и выполняется из профильного проката в виде четырехгранной пирамиды. Ноги стойки связаны между собой поперечинами. Снизу стойка крепится к раме сваркой или болтами, сверху несет плиту для крепления оси балансира с помощью двух скоб. Балансир предназначен для передачи возвратно поступательного движения колонне штанг. Выполняется из профильного проката двутаврового сечения и имеет однобалочную или двухбалочную конструкцию. Со стороны скважины балансир заканчивается поворотной головкой. Опора балансира - ось, оба конца которой установлены в сферических роликоподшипниках, расположенных в чугунных корпусах. К средней части оси, имеющей квадратное сечение, приварена планка, через которую опора балансира с помощью болтов соединяется с балансиром. Траверса выполняет роль связующего звена между кривошипно-шатунным механизмом и балансиром и конструктивно выполняется в виде прямолинейной балки из профильного проката. Крепление к балансиру шарнирное при помощи сферического роликоподшипника. Шатун - трубная заготовка со специальными головками по концам; с помощью верхней головки шатун соединяется пальцем с траверсой, нижней – кривошипом через палец и сферический подшипник. Кривошип – основной элемент кривошипно-шатунного механизма, предназначенный для преобразования вращательного движения вала редуктора в возвратно-поступательные колонны штанг. Выполнен в виде прямоугольных пластин с отверстиями для крепления к шатунам и ведомому валу редуктора. Снабжен пазами для установки и перемещения противовесов. Канатная подвеска является гибким звеном между колонной штанг и балансиром. Состоит из двух траверс – верхней и нижней, разделенных втулками зажимов канатов. На верхней траверсе лежит узел крепления полированного штока. Траверсы могут быть

раздвинуты винтами для установки динамографа. Клиноременная передача СК предусматривает применение клиновых ремней типов О,А,Б,В,Г. Правильный выбор типа ремня обеспечивает долговечность работы передачи. Шкивы выполняют быстросменными за счет конусной расточки тела и применения конусной втулки, закрепляемой гайкой. Поворотные салазки являются рамой для двигателя, крепящейся в наклонном положении, что обеспечивает изменение межцентрового расстояния

между осями валов и, следовательно, натяжение ремней. Тормоз двух колодочной конструкции укрепляется на тормозном барабане и приводится в действие ходовым винтом. Рукоятка тормоза в целях безопасности вынесена в конец рамы станка-качалки. Приводом станка качалки является трехфазный, асинхронный электродвигатель во влагостойком исполнении с короткозамкнутым ротором с кратностями пускового и максимального момента соответственно 1,8...2,0 и 2,2...2,5.

Основная синхронная частота вращения – 1500 об/мин. Для получения необходимого числа ходов точки подвеса штанг могут быть применены электродвигатели с частотой вращения 750 или 1000 об/мин серии АОП. Кроме описанного привода, основой которого является качающийся балансир, в РФ и за рубежом созданы и применяются несколько конструкций без балансирных приводов. Преимущества этих приводов заключаются в уменьшении общего габарита привода, улучшении условий обслуживания и снижении металлоемкости, повышении транспортабельности и монтажной способности. Принципиальной отличительной особенностью всех без балансирных СК является отсутствие качающегося балансира. Примером без балансирного механического привода является следующая конструкция. Она состоит из опорной стрелы, на верхнем конце которой расположено сдвоенное цепное колесо и роликовые цепи. Концы цепей крепятся к траверсе. К последней присоединены шатуны. Редуктор имеет привод от электродвигателя. На ведомом валу редуктора укреплены V-образной формы с отверстиями для крепления шатунов. На окружности диска устанавливаются противовесы.

2.3.3. Конструкция штангового насоса

Скважинный насос состоит из цилиндра, поршня и клапанов всасывающего и

нагнетательного. При ходе поршня вверх в цилиндре насоса создается разрежение, в результате которого давление жидкости вне насоса оказывается выше, чем внутри. Это вынуждает всасывающий клапан открываться и впустить в цилиндр насосов порцию жидкости. Одновременно, находящаяся над поршнем жидкость оказывает давление на нагнетательный клапан, прижимая его к седлу, и вместе с поршнем

перемещается вверх. Через определенное количество ходов вверх (циклов) произойдет заполнение колонны насосно-компрессорных труб и жидкость начнет поступать в устьевой трубопровод.

При ходе вниз плунжер в насосах данного типа не совершает работы по подъему жидкости: происходит сжатие заполнившей цилиндр жидкости, закрытие всасывающего и открытие нагнетательного клапанов и переток жидкости из подпоршневой и надпоршневую область насоса.

Несмотря на большое количество созданных в настоящее время конструкций скважинных поршневых насосов, их можно разделить на два класса - не вставные и вставные. Вставные насосы по принципу действия не отличаются от не вставных. Отличием является их монтаж в скважине: насос фиксируется на заданной глубине в замковой опоре, устанавливаемой заранее в насосно-компрессорных трубах перед их спуском в скважину. Замковая опора состоит из опорного кольца и пружинного якоря, устанавливаемых в специальной опорной муфте и зажимаемых сверху переводником. Насос имеет конус, сверху крепящийся к направлению штока, а снизу - к упорному ниппелю. Конус садится на опорное кольцо в НКТ, ниппель, разжимая пружины якоря, обхватывается ими, надежно фиксируя насос. Выпускаются вставные насосы под шифром НСВ диаметром 28, 32, 38, 43, 55, 68 мм с длиной до 10 м; массой до 252 кг. Длина хода плунжера от 0,6 до 6 м. Они предназначены для эксплуатации скважин глубиной до 2500 м. Не вставные насосы, выпускаемые промышленностью под шифром НСН, имеют цельно натянутый цилиндр и полый плунжер с гладкой поверхностью, с винтовыми и кольцевыми канавками или углублениями на поверхности. Кроме металлических используют манжетные и гуммированные плунжеры. Винтовые и прямоугольные канавки обеспечивают вынос песка и соскребание его со стенок цилиндра, углубления на поверхности обеспечивают лучшую смазку пары. Зазор между цилиндром и плунжером устанавливается до 0,12

мм в зависимости от характеристики откачиваемой ими нефти: для маловязких нефтей зазор должен быть минимальным для высоковязких – наоборот. Клапанный узел включает в себя корпус, конус, седло, шар. Всасывающий клапанный узел устанавливается в основание цилиндра и может быть поднят из скважины одновременно с плунжером. Для этой цели он снабжается захватным приспособлением, выполненным в виде крестовины, которая входит в прорезь основания и путем поворота последнего фиксируется в ней. Узел нагнетательного клапана устанавливается в верхней или нижней части плунжера и отличается от всасывающего отсутствием захвата.

Техническая характеристика насосов типа НСН: внутренний диаметр цилиндра – 28, 32, 38, 43, 55, 68, 82, 93 мм; ход плунжера от 600 мм до 6000 мм; производительность при числе ходов 10 в минуту – 5,5...585 куб.м./сут; предельная глубина спуска – 650...1500 м; габаритные размеры – диаметр наружный 56...133 мм, длина 2785...8495 мм, масса 23,5...406 кг.

Среди штанговых насосов можно выделить отдельную группу специальных насосов, созданных для работы в осложненных условиях. Такими условиями принято считать наличие в нефти газа, солей, парафина, песка, воды и других агентов, приводящих к изменению свойств жидкости и условий ее добычи. Вот некоторые из применяемых типов. Манжетные насосы отличаются конструкцией поршня и предназначены для эксплуатации скважин, содержащих очень вязкую нефть. Манжеты изготовлены из нефтестойкой резины и собираются на трубе-стержне. Насосы с гуммированным плунжером выпускаются вставного и не вставного типа. Используются для эксплуатации скважин с большим содержанием песка. На кольцевые проточки плунжера запрессовываются 3...4 резиновых кольца. Уплотнение кольца достигается давлением жидкости внутри поршня через отверстие в корпусе, выходящее под кольцо. Телескопические насосы предназначены для эксплуатации скважин с очень высоким содержанием песка и большой вязкостью жидкости ($50 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и более).

Конструктивно насос выполнен из трех труб: нижняя – неподвижная, является цилиндром насоса и подвижных, скользящих по ней и выполняющих функцию плунжера. Эти трубы вверху соединены. Такая конструкция обеспечивает получение между цилиндром и плунжером большого зазора (до 0,5 мм). Наличие

циркулирующей жидкости по зазору обеспечивает вынос песка и гидравлическое уплотнение.

Многоступенчатые насосы предназначены для эксплуатации скважин с большим газовым фактором. Состоят из 2-3 плунжеров различного сечения, работающих по принципу «тандем»: нижний плунжер увеличенного диаметра подает газированную жидкость в верхний, где она сжимается под большим давлением вследствие меньшего диаметра верхнего плунжера и цилиндра.

Насосы двойного действия предназначены для эксплуатации высокодебитных скважин малого диаметра. Основан на принципе использования хода штока вверх и вниз для подачи жидкости.

Рассмотрим технологические особенности работы УШГН в осложненных условиях. По мере движения ГЖС от забоя скважины к приему насосы из-за снижения давления и температуры происходит выделение газа. Как наиболее подвижный агент, газ первым входит в цилиндр насоса и, заполняя его, препятствует поступлению жидкости. Улучшить это положение можно двумя путями: создать на приеме насоса давление, больше чем давление раз газирования (давление насыщения), или изменить направление движения жидкости на входе в насос таким образом, чтобы газ отделялся от жидкости и уходил в затрубное пространство. Первый метод требует спуска насоса под динамический уровень на очень большую величину, что не всегда достижимо и не экономично. Второй метод требует применения специальных устройств – якорей. И хотя газовых якорей

создано в настоящее время много, большинство из них работают на одном принципе – гравитационном разделении газа и жидкости за счет изменения направления движения смеси на 90 или 180 градусов.

Выпадение парафина из нефти ведет к перекрытию отверстий фильтра, клапанов, труб. Борьба с парафином ведется несколькими методами: механическими – посредством постоянного соскабливания выделяющегося на внутренней поверхности НКТ парафина укрепленными на штангах скребками; химическими – посредством дозирования на прием насоса химических реагентов, разрушающих парафин; тепловыми – расплавлением нагреваниями. Примером механического способа борьбы с отложениями парафина являются пластинчатые скребки, получившие распространение на промыслах восточных районов. Скребки

уплотняются на штангах через определенные интервалы и периодически поворачиваются с помощью специальных устройств—штанговращателей.

Крепление пластины к штанге производится хомутами, которые охватывают штанги и привариваются к пластине. Считается, что за счет деформации сварочного соединения, возникающего после его остывания, пластина надежно будет удерживаться на штанге.

Химические методы борьбы с парафином заключаются в подаче химических реагентов в скважину.

Опыт показывает, что наиболее целесообразным является дозирование реагента непосредственно на прием насоса с помощью глубинных дозаторов. Приведем описание одного из них. Установка скважинного штангового насоса с дозатором химреагентов состоит из насоса, колонны труб, штанг,

корпуса дозатора. Последний связан с контейнером и разделительным поршнем. В корпусе дозатора расположены всасывающий и нагнетательный клапаны, ограничительная решетка, в которой установлена регулирующая втулка клапана. В корпусе дозатора имеются отверстия для поступления пластовой жидкости в насос. Установка работает следующим образом. При всасывании жидкости штанговым насосом происходит подъем клапана, который в свою очередь захватывает через клапан химический реагент. При нагнетании жидкости штанговым насосом клапан захлопывается под действием столба жидкости и пружины.

Шток клапана вытесняет реагент в полость всасывания через нагнетательный клапан. По мере расхода реагента давление в контейнере снижается; за счет разницы пластового давления и давления в контейнере происходит перемещение реагента поршнем вверх. При демонтаже производится выдавливание пластовой жидкости из контейнера отворачиванием пробки, через которую производится наполнение контейнера реагентом. Применение данной установки позволяет повысить эффективность внутрискважинной обработки за счет применения химреагента против коррозии, отложений парафина внутри насоса и других осложнений, а также очистки фильтра.

Тепловые методы снижения вязкости предполагают спуск в скважину совместно с УШГН электрических нагревателей, к которым по кабелю подается напряжение с поверхности. Известно поднасосное и наднасосное расположение

нагревателей, спускаемых в скважину одновременно с насосом. Этот метод основан на жидкостей снижать свою вязкость при нагреве. Насос для откачки жидкости с механическими примесями. Механические примеси, содержащиеся в откачиваемой глубинным насосом жидкости, не только приводят к абразивному износу самого насоса и оборудования, но могут привести к сложным авариям. При остановках насоса механические примеси осаждаются из жидкости и накапливаются над насосом, попадают в зазор между плунжером и цилиндром и заклинивают плунжер. Конструкция штангового насоса следующая. Плунжер в верхней своей части жестко закрепляется с одной или несколькими полыми штангами, которые наглухо закрыты и соединены с колонной обычных штанг. На полых штангах смонтированы кольцевые наклонные полки-пескоприемники. Над полками выполнены отверстия, через которые добываемая насосом жидкость из плунжера поступает в подъемные трубы. Полки-пескоприемники выполнены, во-первых, наклонными и, во-вторых, каждая нижерасположенная полка имеет несколько больший диаметр кольца, чем вышерасположенная. Такое конструктивное расположение полок обеспечивает равномерное заполнение механическими примесями межполочных объемов при остановках насоса и снижает гидромеханическое сопротивление потоку жидкости при выходе из плунжера и поступлении в подъемные трубы. Кроме того, при последующем запуске насоса в работу осевший в межполочных объемах песок полностью выносится из них под действием струи жидкости из отверстий. Наклон полок-пескоприемников позволяет обеспечить лучшие условия смыва механических примесей при любой производительности насоса, сократить общее число полок.

2.3.4. Эксплуатация скважин, оборудованных установками штанговых глубинных насосов (УШГН)

Длительная работа УШГН в скважине будет обеспечена грамотно подобранным режимом – системой следующих параметров: типоразмер насоса, глубина спуска, величина погружения под динамической уровень, длина хода и число ходов полированного штока, а также нагрузкой на колонну штанг. Проектирование оптимального режима производится по данным исследованиям, на основании которых рассчитывают добывные возможности скважины Q_c . Им должны соответствовать возможности оборудования. При оценке работы УШГН следует

определять значения ряда показателей.

Коэффициент подачи насоса зависит от величины утечек жидкости, возникающих при его работе: это утечки в резьбовых соединениях труб, в зазоре между плунжером и цилиндром, в клапанах. Кроме того, происходит неполное заполнение жидкостью цилиндра насоса вследствие наличия в нем «мертвого» пространства. «Мертвое» пространство – это объем в цилиндре насоса, образуемый дном цилиндра и предельным положением плунжера при ходе вниз. При работе насоса «мертвое пространство» заполняется газом, выделяемым из нефти, и исключается из объема цилиндра. Поэтому для характеристики насоса вводится еще одно понятие – коэффициент наполнения K_n . Он представляет собой отношение объема жидкости, заполнившей цилиндр, к полному расчетному объему цилиндра. Глубина погружения насоса под уровень жидкости зависит от содержания газа и воды в нефти и различна для разных скважин и нефтяных месторождений. Как мы ранее рассмотрели, плунжера насоса совершает возвратно-поступательное движение, сообщаемое ему колонной штанг.

При ходе вниз полезной работы по подъему жидкости не совершается, более того колонна штанг своим весом «тянет» балансир станка-качалки вниз:

$$A_n = -P_{ш} * L$$

Таким образом, возникают неравномерные нагрузки на станок-качалку за цикл: при ходе вверх они максимальны, при ходе вниз они отрицательны. Выравнивание нагрузки за цикл осуществляется уравниванием – установкой специальных противовесов на балансир (балансирное уравнивание) или кривошип (кривошипное уравнивание) станка-качалки. Их цель – накопление энергии при ходе вниз и возвращение ее при ходе вверх. Уравнивание позволяет снизить требуемую мощность электродвигателя станка-качалки в 5...9 раз

2.4. Рекомендации по восстановлению скважин

По состоянию на 01.07.2012 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 3.3 приведена сводная таблица подсчета остаточных дренируемых запасов нефти по

бездействующим скважинам. Суммарные остаточные дренируемые запасы составляют 610,2 тыс. т.

2.5. Технологические показатели вариантов разработки

Во всех вариантах предлагается закачивать воду для поддержания пластового давления.

В 3 и 4 вариантах предусматривается бурение 6 вертикальных скважин. Скважины размещаются преимущественно в центральной части залежи в зоне с хорошими коллекторскими свойствами (рисунок 4.1). 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 4.1).

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

Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

Вариант 2 - разрабатывать месторождение предусматривается при сложившейся системе разработки, существующим фондом скважин и с основными мероприятиями (зарезка вторых стволов, водоизоляция и др.) (таблица 4.2). С 2015 года предусматривается полный переход всех газлифтных скважин на ШГН. Общая накопленная добыча нефти составит $8932 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $449,7 \cdot 10^6$ м³.

Разработка залежи будет длиться 57 лет, при этом утвержденные извлекаемые 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 (таблица 4.3).

Общая накопленная добыча нефти составит $9047 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $449,7 \cdot 10^6$ 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 (таблица 4.4).

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

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

Максимальный фонд добывающих скважин составит 54 единиц в 2018 году.

2.6.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 и давление на его приеме R_p 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 м³/сут, от 20 до 40 м³/сут, свыше 40 м³/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.

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

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

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

прорывы газа и др.).

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

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

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.

4. Охрана труда и техника безопасности

4.1. Общие требования по охране труда

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

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

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

При введении новых видов оборудования и механизмов, новых технологических процессов, а также при введении новых правил и инструкций проводится дополнительное обучение и инструктаж.

Работник должен иметь все полагающиеся ему по нормам и правилам защитные средства, обеспечивающие безопасность работы и во время работы обязан пользоваться ими.

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

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

3. Охрана окружающей среды

3.1. Общие положения об охране окружающей среды

В настоящее время вопросы охраны окружающей среды являются наиболее важными при производстве работы и организации производства.

Рациональному использованию природных ресурсов и охране окружающей среды придано государственное значение, Политикой государства ведется планомерная работа по защите природных ресурсов, улучшению состояния охраны окружающей

среды, мониторингу всех производственных объектов.

Защищая окружающую среду и правильно используя природные ресурсы, можно добиться оздоровления общества, создания предпосылок для грядущего поколения.

Экологическими исследованиями занимаются многочисленные коллективы географов, геологов, биологов, технических и социально-экономических работников.

Во всех сферах деятельности, связанной с возможными авариями при разработке недр земли ведутся экономические исследования.

В основу эффективности защиты окружающей среды заложено рациональное использование природных ресурсов.

Практически все технологические процессы нефтегазовой промышленности (разведка, бурение, добыча, сбор и подготовка, переработка) являются наиболее вероятными причинами загрязнения окружающей среды.

В настоящее время наряду с рациональным использованием природных ресурсов, перед топливно-энергетическим комплексом стоит актуальная задача охраны окружающей среды.

3.2. Охрана недр и окружающей среды при разработке нефтяных месторождений

1. Промышленная разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений допускается только при условии, когда добываемый вместе с нефтью газ используется в народном хозяйстве или, в целях временного хранения, закачивается в специальные подземные хранилища, в разрабатываемые или подлежащие разработке нефтяные пласты. При этом также должен быть обеспечен сбор конденсата и сопутствующих ценных компонентов и воды.

2. На разрабатываемых месторождениях должен проводиться обязательный комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований и измерений, в том числе исследования по своевременному выявлению скважин - источников подземных утечек и межпластовых перетоков.

3. Освоение и эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин должны производиться при соответствующем оборудовании устья скважин, которое должно предотвращать возможность выброса и открытого фонтанирования нефти и газа, потерь нагнетаемой воды.

4. Эксплуатация дефектных добывающих и нагнетательных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной, пропусками фланцевых соединений и т.д.) не допускается.

5. При проведении мероприятий по повышению производительности нефтяных скважин путем воздействия на призабойную зону пласта должна быть обеспечена сохранность колонны, обсадных труб и цементного кольца выше и ниже продуктивного горизонта.

В скважинах, где раздел между нефтеносными и газоносными, нефтеносными и водоносными пластами невелик, мероприятия по интенсификации добычи нефти должны производиться при условии создания допустимого перепада давления на перемычке,

6. Если до обработки призабойной зоны вынос породы и разрушение пласта не наблюдались, а после обработки началось интенсивное поступление породы пласта в скважину, необходимо прекратить или ограничить отбор нефти из скважины и осуществить технические мероприятия по ограничению доступа породы пласта в ствол скважины.

7. Мероприятия по охране окружающей среды при разработке нефтяных месторождений должны быть направлены на предотвращение загрязнения земли, поверхностных и подземных вод, воздушного бассейна нефтепродуктами (жидкими и газообразными), промышленными сточными водами, химреагентами, а также на рациональное использование земель и пресных вод. Они включают в себя:

- полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласты;

- при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатовосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде;

использование герметизированной системы сбора, промышленного транспорта и подготовки продукции скважин;

- полную утилизацию попутного газа, использование замкнутых систем газоснабжения при газлифтной эксплуатации скважин; быструю ликвидацию разливов нефти, строительство нефтеловушек на реках, в местах ливневых стоков;

создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод;

- исключение при нормальном ведении технологического процесса попадания на землю, в поверхностные и подземные воды питьевой водоснабжения ПАВ, кислот, щелочей, полимерных растворов и других химреагентов, используемых как для повышения нефтеотдачи, так и для других целей:

применение антикоррозионных покрытий, ингибиторов для борьбы с солеотложениями и коррозией нефтепромыслового оборудования:

- организацию регулярного контроля за состоянием скважин и нефтепромыслового оборудования.

3.3. 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 промысловых сточных и пластовых вод при порывах водоводов и попадании солей, остатков нефти, нефтепродуктов, химических реагентов в водосодержащие горизонты, попаданием стоков нефтепромысла в подземные воды в период дождей, перетоком высокоминерализованных вод глубоко залегающих горизонтов в другие пласты из-за негерметичности эксплуатационных колонн, попаданием сточных вод в водоносные горизонты.

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

- сбор слоя и пленочной нефти с поверхности амбара-накопителя;
- очистка сточных вод до показателей, позволяющих осуществлять их сброс на

рельеф местности;

- складирование глинистой суспензии (отработанного бурового раствора) и выбуренного шлама;

- захоронение глинистой суспензии (отработанный буровой раствор) и выбуренного шлама на месте.

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

Обустройство и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений сопровождаются неизбежным техногенным воздействием.

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».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

«В работе были просчитаны прогнозные варианты механизированных способов эксплуатации, таких как газлифт и ШГН. Первый вариант основывался на текущей системе разработки без бурения новых скважин и мероприятий. Вариант 2 основывался на первом варианте с мероприятиями (зарезка бокового ствола, СКО, водоизоляция и др.) Варианты 3 и 4 включают в себя второй вариант с дополнительным бурением новых скважин. Во 2 и 4 вариантах предполагается переход полностью на ШГН с 2015 года.

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

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

Максимальный фонд добывающих скважин составит 47 единиц.

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

Разработка залежи будет длиться 57 лет, при этом утвержденные извлекаемые 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 $9047 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $449,7 \cdot 10^6$ 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 $9047 \cdot 10^3$ т, газа (попутный) $458,3 \cdot 10^6$ м³.

Максимальный фонд добывающих скважин составит 54 единиц в 2018 году.

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

Для достижения положительного денежного потока наличности расчетная цена нефти принята равной 460 долл./тонну.

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

Разработка месторождения по второму варианту обеспечит за весь расчетный период реализации нефти - 1041,1 тыс.тонн. При этом чистая выручка от реализации продукции составит 216,9 млн. долл.США. Главный критерий экономической эффективности капитальных вложений - денежный поток наличности составит 10,1 млн. долл.США. Доход государства в виде налогов и отчислений составит 110,5 млн.долл.США.

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

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

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

Учитывая потребность Республики в углеводородах, наиболее высокий объем добычи предусматривает 3-вариант. При этом в 3-м варианте по показателям

экономической эффективности проекта денежный поток и ТЭП ниже, чем во 2 варианте.

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

ЛИТЕРАТУРА

1. И.А.Каримов. 2015 йилда иқтисодий-иқтисодий туб таркибий ўзгаришларни амалга ошириш, модернизация ва диверсификация жараёнларини изчил давом эттириш ҳисобидан хусусий мулк ва хусусий тадбиркорликка кенг йўл очиб бериш – устивор вазифамиздир. 16 январда Ўзбекистон Республикаси Вазирлар Маҳкамасининг 2014 йилда мамлакатни ижтимоий-иқтисодий ривожлантириш яқунларига ва 2015 йилги иқтисодий дастурнинг энг муҳим устивор вазифаларига бағишланган мажлисида сўзлаган нутқи. Халқ сўзи газетаси. 2015 йил 17 январ №11(6194) сони
2. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Новиков А.С., Белько Ю.А. Повышение надежности конструкции забоя скважины в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство, 1991, №1, с. 44-46.
3. Байдюк Б.В., Близнюков В.Ю. Прогнозирование градиента давления устойчивости пород при разработке конструкции скважин // Нефтяное хозяйство, 1987, №1, с. 6-8.
4. Минигулов Р.М. Методы обеспечения устойчивости работы водопескопроявляющихся скважин // НТС «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на шельфе», 1997, №2, с. 43-47.
5. Петухов И.М., Запрягаев А.П. Устойчивость скважин разного диаметра в зависимости от напряженного состояния пород // Нефтяное хозяйство, 1984, №5, с. 22-25.
6. Саркисов Н.М., Смирнова Н.В. Изменение устойчивости призабойной зоны скважины при разработке месторождения // Нефтяное хозяйство, 1984, №1, с.33-34.
7. Афанасьева А.В., Горбунов А.Т, Шустеф И.Н. Заводнение нефтяных месторождений при высоких давлениях нагнетания. - М.: Недра, 1975, 215 с.
8. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. - М.: Недра, 1988, 150 с.
9. Шустеф И.Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. - М.: Недра, 1988, 199с.

10. Закиров А.А., Мирзарахимов М.С., Эрматов Н.Х., Сидикходжаева М.Р. Об эффективности уплотнения сетки добывающих скважин на месторождениях поздней стадии разработки // Узбекский журнал нефти и газа. – 2002. - №4. – С. 31-34.
11. Закирова Ч.С., Владимиров И.В. Исследование эффективности ввода в разработку остаточных запасов нефти пластов чирминской площади Ромашкинского месторождения // Ж. нефтепромышленное дело. – 2001. - №1. – С.41-48.
12. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х. Опыт и проблемы совершенствования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений Средней Азии и методы повешения их нефтеотдачи. - Тошкент : ФАН, 1991.-С.71.
13. Ирматов Э.К., Агзамов А.Х., Ибрагимов М.Х. Нефтеотдача месторождений межгорных впадин Средней Азии с осложненными геолого-физическими условиями и пути ее увеличения. - Ташкент: АН РУз, НПО Кибернетика, 1992. –С. 44.
14. Казаков А.А. Оценка технико-экономической эффективности форсированного отбора жидкости // Ж. изв. вузов. Сер. “Нефть и газ”. – 1984. - №6. – С. 83-89.
15. К вопросу о более полном извлечении запасов нефти месторождения Северный Уртабулак // Ирматов
16. Э.К., Агзамов А.Х., Соколов В.И., Хайдаров П.М. // Узбекский журнал нефти и газа. – 2001. - №1. – С. 15-16.
17. Каневская Р.Д., Андриасов А.Р. Оценка технологической эффективности применения полимеров // Ж. нефтьпромышленное дело. – 2001. - №2. – С. 15-18.
18. Клёпач А.В. Оценка эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов // Ж. газовая промышленность. – 2000. - №11. – С. 44-46.
20. Мавлонов А.В. Нефть ва газ кони геологияси. –Т.: Нур, 1992 й.
21. Акрамов Б.Ш., Сидикхўжаев Р.К., Жумаев Х.Н. Нефть ва газ иши асослари. Маърузалар матни, Тошкент, 1999 йил.
22. Гутман Э.М. Защита нефтепромышленного оборудования от коррозии, 1983, 150 с.
23. Х.Рахимов, А.Агзамов, Т.Турсунов “Мехнатни мухофаза қилиш” Тошкент Ўзбекистон 2003 йил.
24. З.С.Иброхимов “Нефть ва газ сохаларининг русча – ўзбекча атамалар луғати” Тошкент Нур 1992 йил.
25. Нефть ва газ геологияси русча – ўзбекча изоҳли луғати. Ўзбекистон миллий энциклопедияси. Давлат илмий нашриёти 2000 йил.

26. WWW .OIL and Gas.ru
27. WWW.Novosti –nefti I gasa.ru
28. WWW.Referat -5 ballov.ru
29. WWW. lukoil. ru
30. WWW. sibneft. ru
31. WWW. transneft.ru
32. WWW. nefte. Ru