

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение
2. Разработка нефтяных месторождений
 - 2.1 Общие сведения о промышленном объекте
 - 2.2 Географо-экономические условия
3. Геологическое строение месторождения
 - 3.1. Стратиграфия
 - 3.2 Тектоническое строение
 - 3.3 Нефтеносность
 - 3.4 Гидрогеологическая характеристика месторождения
4. Организация и производство буровых работ
5. Осложнение, встречающиеся при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин
6. Текущий и капитальный ремонт скважин
7. Методы увеличения производительности скважин
8. Техничко-экономические показатели вариантов разработки: капитальные вложения и эксплуатационные затраты
9. Охрана труда и окружающей среды на предприятиях
10. Литература.

1. ВВЕДЕНИЕ

Одной из наиболее важных проблем разработки нефтяных и газовых месторождений является повышение продуктивности эксплуатационных скважин. Продуктивность в значительной мере определяется проницаемостью призабойной зоны пласта, несущей основную фильтрационную нагрузку в процессе извлечения нефти. Исследования и опыт разработки нефтяных месторождений показывают, что призабойная зона пласта (ПЗП) почти всегда характеризуется пониженными фильтрационными свойствами и составляет, иногда 50% от проницаемости удаленной от скважины зоны. Ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны продуктивного пласта обусловлено образованием зоны кольматации в результате физико – химических процессов, происходящих в поровом пространстве продуктивных пластов при бурении и последующих операциях в скважине во время эксплуатации (глушение скважин с целью выполнения подземного и капитального ремонтов и.т.д). Кроме того, в процессе эксплуатации в призабойной зоне пласта происходит отложение асфальтено – смолистых и парафинистых веществ, что также приводит к ухудшению фильтрационной характеристики ПЗП. Поэтому проблема приведения фильтрационных свойств пласта к естественным, а тем более, к ухудшенным, требует нетрадиционных методов возбуждения призабойной зоны.

На нефтяных месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам, коэффициент нефтеотдачи не превышает 0,2 - 0,25. Поэтому нефтяные залежи в карбонатных отложениях относятся к категории сложнопостроенных объектов, а запасы нефти – к трудноизвлекаемым.

2. РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОМЫСЛОВОМ ОБЪЕКТЕ

В административном отношении Алексеевское месторождение расположено на землях Бавлинского района Татарстана и северной части Оренбургской области.

Крупный населенный пункт Бавлы, находится в 25км к северу от района месторождения .

Ближайшими железнодорожными станциями к площади месторождения являются Бугульма и Уруссу Самарской железной дороги.

Населенные пункты – села Алексеевка, Верхне-Фоминовка, Поповка расположены в центральной, юго-западных частях месторождения.

Пересекает месторождение, асфальтированная дорога, соединяющая г.Бугульму со ст.Тат.Кандыз. Сообщение с железной дорогой и населенными пунктами осуществляется асфальтированными и грунтовыми дорогами.

Месторождение расположено на площади, где на расстоянии 3-8 км друг от друга находится целый ряд разрабатываемых месторождений нефти, такие как Урустамакское, Бавлинское, Тат-Кандызское, что позволяет осваивать Алексеевское месторождение при сравнительно небольших затратах.

Энергоснабжение района месторождения осуществляется линиями электропередач от Куйбышевской ГЭС и Уруссинской ГРЭС. Недостатка в электроэнергии район не испытывает. Водоснабжение месторождения стабильное. Для промышленных целей используется вода рек Ик и Кандыз.

Основное направление местной промышленности – сельское хозяйство. Климат района континентальный, с температурными колебаниями воздуха зимой от минус 50 до минус 30, летом – от +20 до +35. Зима холодная, с сильными ветрами. Лето жаркое с неустойчивыми атмосферными осадками. Наибольшее количество атмосферных осадков выпадает с апреля по октябрь.

Ветры, в основном, юго-западного и северо-западного направления, скорость – 12-20 м/сек.

Средне-годовое атмосферное давление колеблется от 763 до 767 мм ртутного столба.

2.2 ГЕОГРАФО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Площадь работ Алексеевской сейсморазведочной партии 15/2000 в административном отношении расположена в Бавлинском районе республики Татарстан и Северном районе Оренбургской области (рис.1.1); орографически район приурочен к центральной части Бугульминско-Белебеевской возвышенности.

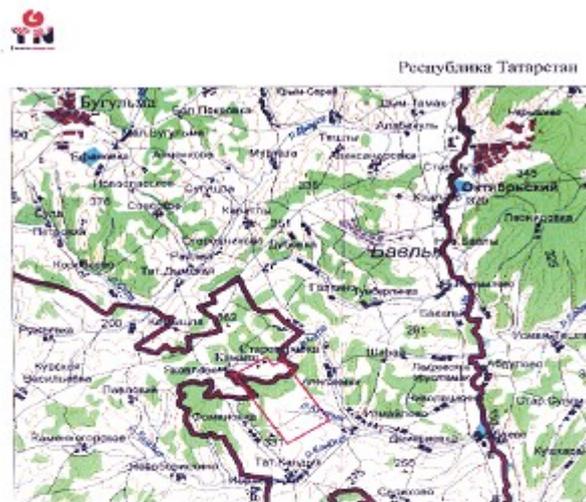


Рис. 1.1. Обзорная карта района работ

м 4000 0 4 8 12 18 км

 площадь работ с.п. 15/2000

Рельеф описываемой территории представляет собой всхолмленную равнину, расчлененную овражно-балочной сетью, рекой Сула, пересекающей северный угол участка, и рекой Кучема, протекающей по юго-восточной части площади.

Абсолютные отметки изменяются от +201м в поймах рек до +344.8 – на водораздельных участках.

Лесные массивы сосредоточены к северу от центральной части и занимают около 22% площади. Часть территории отведена под сельскохозяйственные угодья.

Населенные пункты, находящиеся на севере площади, - Камыш и Староверовка – располагаются в долине реки Сула. В непосредственной близости от площади находятся села: Яковлево, Алексеевка, Поповка, Тат. Кандыз и Фоминовка.

По условиям проведения полевых геологических и геофизических работ местность относится ко второй (38%) и третьей (62%) категориям трудности. ■ Климат района месторождения умеренно-континентальный с

теплым летом и холодной зимой. Самый холодный месяц – январь со среднемесячной температурой минус 140С. Снежный покров появляется в третьей декаде октября, а сходит во второй декаде апреля. Самый теплый месяц – июль со средней температурой воздуха плюс 190С. безморозный период составляет 125 дней. Среднегодовая температура плюс 2,10С. Годовое количество осадков колеблется от 460 до 540 мм. В теплый период (апрель – октябрь) выпадает 65-70% годовой суммы осадков.

Преобладающее направление ветров юго–западное. Среднегодовая скорость ветра 3-5 м/сек.

3.ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В геологическом строении месторождения (включая все участки – Алексеевский, Фоминовский, Подгорный), принимают участие породы докембрийского кристаллического фундамента, осадочные отложения палеозоя и четвертичного возраста.

3.1 СТРАТИГРАФИЯ

Породы кристаллического фундамента архей-нижнепротерозойского возраста относятся по возрасту к докембрийским образованиям и представлены гнейсами биотит-плагиоклазовыми, рогово-обманковыми, реже амфиболитами, чарнокитами. Верхняя часть фундамента зачастую разрушена и образует кору выветривания, достигающую 11м (скв.104). Вскрыты они скважинами на глубины от 8 до 15 м, скв.№20006 вскрыла породы кристаллического фундамента на 148 метров.

Протерозойские отложения

Представлены бавлинской свитой. Отложения бавлинской свиты в районе месторождения сложены аргиллитами и алевролитами, плотными, глинистыми, песчаниками, переслаиванием глинистых песчаников, аргиллитов и алевролитов. Толщина меняется от 0 на северо-западе до 730 метров на юго-востоке в скв.№20006 .

Девонская система

Представлена двумя отделами – средним и верхним.

В среднем отделе вскрыты отложения эйфельского и живетского ярусов. В разрезе верхнего девона выделяются образования франского и фаменского ярусов.

Эйфельский ярус представлен в нижней части карбонато-аргиллитовой пачкой. В верхней - песчаниками (Пласт ДV). Толщина 21-30м.

Живетский ярус включает в себя три горизонта – воробьевский,

старооскольский и муллинский.

Воробьевский горизонт сложен аргиллитами, алевролитами и песчаниками (пласт ДIV). Толщина 35-36м.

Старооскольский горизонт. Представлен песчано-алевролитовой пачкой (Пласт ДIII). Известково-аргиллитовая пачка снизу. Толщина 22-46м.

Муллинский горизонт сложен песчаниками (Пласт ДII) и известняками в средней части. Толщина 16-39м.

Верхний отдел представлен пашийским, кыновским, саргаевским, доманиковым, мендымским и евлановско-ливенским.

Пашийский горизонт сложен песчаниками (Пласт ДI) и алевролитами. Толщина 14-51м.

В кыновском горизонте в основании залегает карбонатная пачка. В верхней части горизонт сложен терригенными породами, преимущественно аргиллитами. Толщина 18-27м.

Саргаевский горизонт представлен только карбонатными породами – известняки, доломиты, мергели. Толщина 3-12м.

Доманиковый горизонт - переслаивание известняков, мергелей, аргиллитов и сланцев. Толщина 17-35м.

Мендымский горизонт сложен известняками. Толщина 18-53м.

Евлановско-ливенский горизонт представлен известняками с прослоями мергелей. Толщина 19-90м.

Фаменский ярус представлен двумя отделами нижним и верхним.

Нижний отдел сложен известняками. Толщина 31-95м.

Верхний отдел Данково-лебединский горизонт представлен известняками трещиноватыми (Пласт ДдI). Толщина 46-72м.

Заволжский горизонт сложен известняками (пласт Сзв.). Толщина горизонта – 66-81м.

Каменноугольная система представлена тремя отделами – нижним, средним и верхним.

В нижний отдел входят три яруса: турнейский, визейский и

серпуховский.

Турнейский ярус

Представлен малево-упинским, черепетским и кизеловским горизонтами, породы составляющие их гидро-динамически связаны между собой и представляют единый резервуар. Сложены горизонты чередованием плотных и пористых разностей известняков. Толщина яруса 60-110м.

Визейский ярус

Представлен елховским, радаевским, бобриковским, тульским, окским горизонтами.

Елховский, радаевский горизонты сложены аргиллитами. Толщина обеих горизонтов 2-9м.

Бобриковский горизонт представляет чередование аргиллитов, алевролитов, песчаников. В некоторых скважинах песчаники пористые (Пласт Б). Толщина – 3-13м.

Тульский горизонт – представлен так же переслаиванием алевролитов аргиллитов и песчаников (пласты Стл1, Стл-2). Толщина 16-26м.

Алексинский горизонт сложен известняками и доломитами. Толщина – 135-159м.

Серпуховский ярус

Представлен доломитами, часто окремнелыми. Толщина 72-187м.

Средний отдел представлен двумя ярусами – башкирским и московским.

Башкирский ярус

Сложен известняками с глинистыми прослойками. Толщина 11-36м.

Московский ярус

Представлен верейским, каширским, подольским и мячковским горизонтами.

Верейский горизонт сложен в верхней части аргиллитами, в нижней – переслаиванием известняков и аргиллитов. Толща 26-52м.

Каширский горизонт. Известняки плотные, прослоями пористые.

Толщина 43-79м.

Подольский горизонт. Известняки, доломиты, с включениями гипса.

Толщина 59-104м.

Мячковский горизонт сложен известняками, доломитами, доломиты окремнелые. Толщина 95-149.

Верхний отдел представлен известняками и доломитами. Известняки с многочисленными органическими включениями. Толщина 57-96м.

Пермская система представлена двумя отделами – нижним и верхним.

Нижний отдел имеет в своем составе ассельский, сакмарский, артинский и кунгурский ярусы.

Ассельский ярус сложен известняками пористыми, доломитами окремнелыми. Толщина 67-75м.

Сакмарский ярус – нижняя часть сложена доломитами, верхняя – известняками. Толщина 140-175м.

Артинский ярус сложен ангидритами, наблюдаются прослойки доломита. Толщина 50-131м.

Кунгурский ярус – в нижней части сложен доломитами, в средней – ангидритами, в верхней – переслаиванием мергелей, доломитов, алевролитов, песчаников. Толщина 76-150м.

Верхний отдел представлен уфимским, казанским, татарским ярусами.

Уфимский ярус сложен чередованием глин, алевролитов с песчаниками. Толщина 5-136м.

Казанский ярус представлен переслаиванием глин, песчаников с прослойками доломита. Толщина 38-240м.

Татарский ярус – толщи переслаивающихся между собой песчаников разноцветных и глин. Толщина 10-98м.

Четвертичные. Суглинки и супеси. Толщина 0-20м.

Залежи нефти установлены как в терригенных, так и в карбонатных пластах-коллекторах.

В терригенных коллекторах залежи приурочены к тульскому,

бобриковскому горизонтам нижнего карбона, пашийскому, муллинскому, старооскольскому горизонтам верхнего и среднего девона. С карбонатными пластами-коллекторами залежи связаны в турнейских, заволжских и данково-лебедянских отложениях.

3.2 ТЕКТОНИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ

В тектоническом плане по кровле кристаллического фундамента Алексеевская площадь приурочена к зоне сочленения (переходной зоне) юго-восточного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) и северного борта Серноводско-Абдулинского авлакогена.

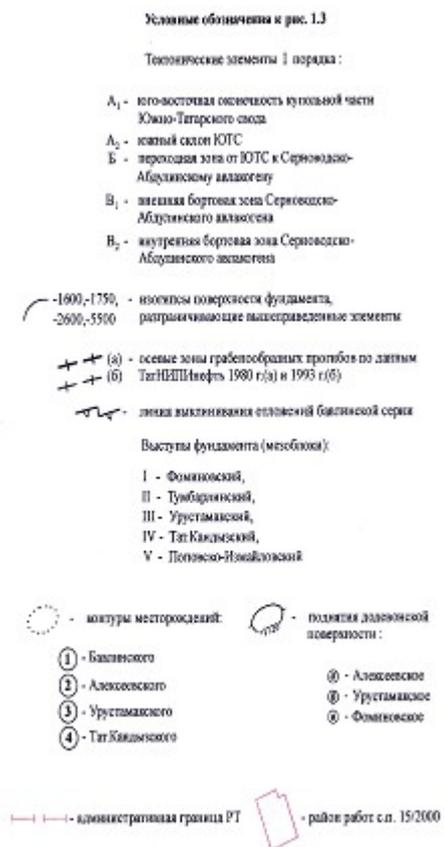
Согласно схеме, составленной в 1982 году ТатНИПИнефть (рис. 1.3), площадь располагается на Фоминовском и Тумбарлинском мезоблоках, разделенных субмеридиональным Северо-Кряжлинско-Ивановским прогибом. В пределах блоков по поверхности кристаллического фундамента закартированы структуры третьего порядка: Фоминовская и Алексеевская. Северо-западная граница площади контролируется Сок-ско-Бавлинским прогибом, а на юго-западе прослеживается Пашкинский прогиб.

Структурный план кровли верхнепротерозойских (рифей-вендских) осадочных отложений представляет собой полого погружающуюся в юго-восточном направлении моноклинал с величиной перепада абсолютных отметок порядка 200 метров.

Поверхность терригенных отложений девона в сглаженной форме несет общие унаследованные черты сходства с додевонским рельефом. По подошве репера «аяксы» закартированы Алексеевское, Галицкое и Купавное поднятия.

Структурный план поверхности терригенных отложений нижнего карбона в общих чертах повторяет структурный план девонской и отождествляется с кровлей бобриковского горизонта. Наблюдаются небольшие изменения конфигураций поднятий и смещение их сводов.

Структурные соотношения нижнепермских отложений с



3.3 НЕФТЕНОСНОСТЬ

Согласно технологической схеме 1997 года (ТатНИПИнефть) в пределах Алексеевской площади выделяются 10 залежей нефти, локализованных в карбонатных отложениях данково-лебедянского (2 залежи), заволжского (2 залежи), кизеловского (3 залежи) горизонтов верхнего девона и нижнего карбона и терригенных отложениях бобриковского (2 залежи) и тульского (1 залежь) горизонтов нижнего карбона.

Ниже приводится краткое описание залежей Алексеевской площади.

В карбонатных породах данково-лебедянского горизонта верхнефаменского подъяруса выделяется пласт – коллектор Ддл, расчленяющийся прослоями уплотненных пород на несколько пропластков. Толща горизонта сложена переслаивающимися известняками светло-серыми микрозернистыми, реликтово-органогенными, часто сильно перекристаллизованными с доломитами разнозернистыми, известковистыми,

слоистыми, сульфатизированными, часто кавернозными, трещиноватыми. По характеру пористости коллекторы горизонта относятся к трещинно-каверновому типу. Залежи приурочены к небольшим локальным поднятиям, осложняющим приподнятые зоны.

Следующим по разрезу продуктивным объектом является заволжский горизонт верхнефаменского подъяруса. Залежи, приуроченные к этому горизонту, связаны с карбонатными коллекторами пласта Дзв. Карбонаты представлены, в основном, известняками, участками доломитизированными. Выделяются четыре структурные разности известняков: комковатые, сгустково-комковатые, мелко-детритовые и кристаллические. Последние являются преобладающими и определяют фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. В целом, продуктивные пласты заволжского горизонта относятся к низкоемким и низкопроницаемым, а водоносная часть пластов среднеемкая, среднепроницаемая, порового, участками трещинно-порового типа.

Наиболее продуктивным объектом разработки на Алексеевской площади является кизеловский горизонт турнейского яруса (пласт Скз). Сложен он известняками, участками доломитизированными, среди которых установлены те же четыре вышеприведенные структурные разности. Преобладающими являются комковатые, сгустково-комковатые известняки, которые определяют емкостно-фильтрационные свойства пород. В целом, пласты-коллекторы характеризуются как породы среднеемкие, среднепроницаемые, трещинно-порового типа. Залежи нефти приурочены к структурам, осложняющим более крупные приподнятые зоны, разделенные между собой прогибами.

В разрезе продуктивной части горизонта выделяются до 6 пористо-проницаемых прослоев, разделенных между собой плотными пропластками карбонатов, которые, как правило, плохо коррелируются между собой, в связи с чем залежи нефти являются единым гидродинамическим резервуаром массивного типа.

Залежи нефти в бобриковском горизонте, как и в кизеловском, приурочены к приподнятым структурным зонам, осложненным мелкими поднятиями. Связаны они с терригенным пластом-коллектором, индексируемым как Сбб. Пласт неоднороден по литологическому составу и коллекторским свойствам. Представлен он кварцевыми алевролитами, песчанистыми прослоями до перехода в песчаники алевритистые. Структура порового пространства межзерновая, цемент базальный (песчаники), по составу глинистый. В целом, породы пласта Сбб характеризуются как среднеемкие коллекторы порового типа.

Залежи нефти тульского горизонта приурочены к мелким поднятиям, осложняющим крупные приподнятые зоны, и связаны с пластом-коллектором Стл-2. Пласты неоднородны по литологическому составу и коллекторским свойствам. Представлены они алевролитами песчанистыми с прослоями песчаников. Алевролиты глинистые, слабо песчанистые, кварцевые. Цемент неполно поровый, в глинистых разностях нередко базальный, пелитовый. Структура порового пространства межзерновая. Песчаники алевритистые, слабо глинистые, кварцевые. Цемент поровый, реже базальный, по составу глинистый. Структура порового пространства межзерновая.

Бобриковский горизонт

Нефть бобриковского горизонта в пластовых условиях имеет следующие средние параметры: давление насыщения 3,1 МПа, вязкость пластовой нефти – 23,4 мПа*с, плотность пластовой нефти 0,870 г/см³, сепарированной – 0,885 г/см³. Газовый фактор – 16,9 м³/т.

Кизеловский горизонт

Нефть турнейского яруса составляет 50% от начальных извлекаемых запасов по всему месторождению. Основные физические параметры следующие: давление насыщения составляет в среднем 4,0 МПа, газовый фактор – 18,3 м³/т, вязкость – 15,5 мПа/сек, плотность сепарированной нефти – 0,870 г/см³.

По данным анализа поверхностных проб нефть турнейского яруса

тяжелая, плотность составляет в среднем 0,9 г/см³, сернистая – серы в среднем 1,8%, парафинистая – парафина в среднем 3,9%, содержание смол – 22%.

Заволжский горизонт.

Нефть заволжского горизонта в пластовых условиях имеет следующие средние параметры: давление насыщения 2,9 МПа, газовый фактор – 16,1 м³/т, плотность пластовой нефти – 0,850 г/см³, сепарированной – 0,870 г/см³, вязкость пластовой нефти – 12 мПа*с.

По данным анализов поверхностных проб нефть заволжского горизонта имеет плотность 0,89 г/см³, нефть сернистая, содержание серы 1,8%, парафинистая – 4,2%, смолистая, смол – 23,9%.

Данково-Лебедянский горизонт

Нефть данково-лебедянского горизонта в пластовых условиях имеет средние параметры: давление насыщения – 3,5 МПа, газовый фактор – 15,6 м³/т, вязкость пластовой нефти – 10,94 мПа*с; плотность пластовой нефти – 0,856 г/см³, сепарированной – 0,876 г/см³.

Пашийский горизонт.

Нефть пашийского горизонта исследовалась по пластовым пробам, отобраным сразу после бурения из последних пробуренных скважин на девон. По данным анализов пластовых проб давление насыщения составляет от 1,7 до 7,8 МПа, газовый фактор – от 7,28 до 47,16 м³/т, плотность пластовой нефти – от 0,832 до 0,864 г/см³, сепарированной – 0,885 г/см³, вязкость пластовой нефти – от 7,08 до 154,17 мПа*с. Скважины в настоящее время работают с высокими забойными давлениями, равными 148 – 198 ат.

По данным анализов поверхностных проб в отдельных скважинах кинематическая вязкость при 200С составляет от 280,5 до 467,24 мкм²/с.

3.4 ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В гидрогеологическом отношении стратиграфический разрез на месторождении изучен неравномерно. При структурном бурении водоносные горизонты перми отмечены по уходам промывочной жидкости. При глубоком поисково-разведочном бурении водоносные горизонты карбона и девона отмечались по поглощениям промывочной жидкости, изучались при опробовании пластов и по данным геофизики. Во время опробования замерялись дебиты скважин, динамические уровни, отбирались пробы на химический анализ. Результаты химических анализов вод приведены в таблице. Описание вскрытых водоносных горизонтов приведено сверху вниз. При характеристике подземных вод использована классификация В.А.Сулина.

Четвертичные отложения

Четвертичные отложения в описываемом районе не имеют широкого распространения и не постоянны по своему литологическому составу. Грунтовые воды приурочены к элювиальным, делювиальным и аллювиальным образованиям. Положение уровня вод изменяется в течение года и зависит от выпадения атмосферных осадков.

Пермские отложения

В верхнепермских отложениях водоносные горизонты проявляют себя частичными и полными поглощениями промывочной жидкости. Поглощения происходят в терригенных и карбонатных породах татарского, казанского и уфимского ярусов.

Воды татарского яруса

Водоносными породами являются песчаники, реже пористые и трещиноватые известняки. Водупорными породами служат плотные глины или мергели. Дебит воды из водозаборной скважины в д.Ивановке равен 112.3м³/сут. Воды татарского яруса бесцветные, пресные. Относятся к

сульфатнонатриевому и гидрокарбонатнонатриевому типу, сульфатной и гидрокарбонатной группе, кальциевой подгруппе, классу S2, A2. Плотность вод равна 1.0006 г/см³.

Водоносные горизонты верхнеказанских отложений

Часто и интенсивно проявляют себя поглощениями промывочной жидкости при бурении скважин. Водоносными породами являются песчаники и известняки, водоупорными – плотные глины и мергели. Притоки вод из верхнеказанских отложений и поверхностных источниках и в скважинах равны 0.7-2л/сек. Воды прозрачные, бесцветные, без запаха и вкуса, пресные, мягкие, гидрокарбонатнонатриевого или сульфатнонатрие-вого состава, пригодны для питья. Плотность вод достигает 1.0005г/см³.

Водоносные горизонты нижнеказанских отложений

Установлены в песчаниках и доломитах. Водоупорные породы-плотные глины и мергели. В структурной скважине №219 дебит воды равен 1л/сек, а в скважине №217 водоносный горизонт, вскрытый в кровельной части нижнеказанского подъяруса, дал фонтанный приток – 8 л/сек. Физико-химические свойства вод аналогичны верхнеказанскому подъярису. По данным режимных наблюдений уровень вод казанских отложений изменяется в течение года.

Воды уфимских отложений

Водоносные горизонты связаны с прослоями и линзами песчаников и алевролитов, залегающих среди водопроницаемых глин. Дебиты скважин, расположенных в долинах рек, колеблются от 2 до 15 л/сек., дебиты водозаборных скважин обычно не превышают 5-6л/сек. По данным химических анализов воды пресные и солоноватые. Плотность изменяется от 1.0056 до 1.0159г/см³, минерализация достигает 47.9 мг-экв/л. Воды относятся к сульфатнонатриевому типу, сульфатной группе, натриевой подгруппе, классу S1.

В нижнепермских отложениях водоносные горизонты приурочены к трещиноватым и пористым участкам карбонатных пород кунгурского,

артинского, сакмарского и ассельского ярусов.

Воды кунгурско-артинских отложений

Водоносные горизонты связаны с трещиноватыми и пористыми доломитами и известняками. Водоупорными служат глинистые карбонатные породы. По данным анализов плотность вод изменяется от 1.0018 до 1.0033г/см³, минерализация – от 7 до 129 мг-экв/л. Воды относятся к сульфатнонатриевому и хлоркальциевому типу, сульфатной и хлоридной группе, кальциевой и натриевой подгруппе, классу S2.

Воды сакмарско-ассельских отложений

В толще этих отложений, сложенных в основном карбонатными породами, водоносные горизонты приурочены к трещиноватым и пористо-кавернозным литологическим разностям. Водоупорными служат сульфатные и глинистые карбонатные породы. Плотность вод изменяется от 1.0007 до 1.012г/см³, минерализация – от 3.72 до 96.4мг-экв/л. Воды относятся к сульфатнонатриевому и хлормагниевому типу, сульфатной группе, кальциевой подгруппе, классу S1 , S2

Каменноугольные отложения

Водоносные горизонты в карбонатных отложениях верхнего и среднего отделов отмечались по поглощениям промывочной жидкости при бурении скважин.

Отложения верхнего карбона

Водоносные горизонты проявляли себя поглощениями промывочной жидкости на Фоминовском участке при бурении скважин. Водоносные породы – трещиноватые и пористые и пористые доломиты и известняки. Воды верхнего и среднего карбона не изучались в связи с отсутствием результатов испытания этих отложений. Учитывая отсутствие промышленных скоплений нефти в отложениях верхнего и среднего карбона, данные анализов вод из этих отложений по соседним месторождениям не приводятся.

Воды бобриковского горизонта

Притоки воды получены при опробовании песчаников и алевролитов бобриковского горизонта в скважинах Алексеевского участка. Притоки колеблются от 1 до 93 м³/сут с уровня 700-800м. Вода имеет плотность от 1.158 до 1.165г/см³, минерализацию от 6950.8 до 7914.76 мг-экв/л и относится к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, классу S1.

Воды турнейских отложений

Воды турнейского яруса получены при опробовании скважин Алексеевского и Фоминовского, Подгорного участка. Притоки воды колеблются от 1 до 30 м³/сут. По данным анализов плотность вод изменяется от 1.407 до 1.1565 г/см³, минерализация – от 6303 до 7880мг-экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, классу S1.

Девонские отложения

Притоки воды получены при опробовании карбонатных пород фаменского яруса, верхнефранского подъяруса, терригенных коллекторов франского яруса верхнего отдела и живетского, эйфельского ярусов среднего отдела девона.

Воды фаменского яруса

Приурочены к трещиноватым и кавернозно-пористым известнякам. Водоупорами служат плотные карбонатные породы. Вода получена при опробовании скважин Алексеевского и Фоминовского участков. Притоки воды колеблются от 0.6 до 6.5м³/сут с уровней 700-1100м. По данным анализов вод плотность их изменяется от 1.1572 до 1.1754 г/см³, минерализация – от 6817 до 8845.88 мг-экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, классу S1. Содержат йод до 13.4 мг/л, бром – от 283.6 до 524.8мг/л.

Воды карбонатных отложений девона

франского яруса

Вода получена при опробовании трещиновато-пористых известняков в

скважине Сулинской площади. Дебит равнялся 126.6м³/сут с уровня 800м. Плотность воды – 1.1736г/см³, минерализация в пределах 7989.6-8879.48 мг-экв/л. По ионному составу вода аналогична водам фаменского яруса. Содержание йода равна 9.14мг/л, брома - 432.5мг/л.

Воды терригенных отложений франского яруса

Притоки воды получены из алевролита-песчаных коллекторов пашийского горизонта при опробовании скважин как на Алексеевском, так и на Фоминовском участке. Дебиты вод колеблются от 1.2м³/сут до 6.8м³/сут. с уровней 700-1078м. В скважинах №№358,50,101 притоки вод составили, соответственно, 55м³/сут, 60 м³/сут и 108 м³/сут с уровней 700-800м. Водоупорные породы франского яруса – аргиллиты. Плотность вод по анализам изменяется от 1.1751 до 1.1895г/см³, минерализация – от 7552.6 до 9777.8мг-экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, классу S1. Содержат йод от 5.9 до 10.6мг/л, бром от 918.4 до 1116 мг/л.

Воды живецких отложений

Приурочены к алевролито-песчаниковым пачкам муллинского, старооскольского, воробьевского горизонтов, отделенных друг от друга слоями карбонатно-аргиллитовых пород.

Песчаники муллинского горизонта опробовались в скважине №68 Сулинской площади. Получена вода плотностью 1.1881г/см³, минерализацией 8005.2мг-экв/л. Притоки воды получены также из скважины №365-25м³/сут с уровня 570м и №433 – 16м³/сут .

Песчаники и алевролиты старооскольского горизонта при опробовании скважин №№82,83,84,93,111 на площади Алексеевского участка дали притоки воды от 0.8 до 5м³/сут с уровней 500-1000м.

Из песчаников в скважине №101 Алексеевского участка получен приток воды 96м³/сут с уровня 750м.

Физико-химические свойства исследованных проб вод муллинского старооскольского и воробьевского горизонтов сходны между собой.

Плотность вод изменяется от 1.1832 до 1.1931 г/см³, минерализация от 7972.8 до 9844 мг-экв/л. Воды относятся к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, натриевой подгруппе, классу S1. Содержат йод до 7.6мг/л, бром – до 1035.7мг/л.

Воды эйфельских отложений

Водоносными являются песчаники, алевролиты, водоупорными - аргиллиты. Вода, полученная при опробовании скважины в восточной части Алексеевского месторождения, имеет плотность 1.1888 г/см³. Минерализация достигает 10131.2мг-экв/л. По В.А.Сулину вода хлоркальциевого типа, хлоридной группы, натриевой подгруппы, класса S1.

4. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОИЗВОДСТВО БУРОВЫХ РАБОТ

Требования к конструкциям скважин и их креплению.

Конструкция скважины выбирается в зависимости от геологического строения залежей, местоположения скважины на местности, требований охраны недр и окружающей среды.

Конструкция скважин должна обеспечить:

- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и эксплуатации скважины;
- предотвращение осложнений в процессе бурения и полное использование потенциальных возможностей техники и технологических процессов при эксплуатации;
- минимум затрат на строительство скважин, а также необходимых дополнительных объектов и сооружений в целом.

На Алексеевском месторождении проектируется бурение скважин на девонские отложения и турнейский ярус. Рекомендуются применять следующую конструкцию скважин: направление, кондуктор и эксплуатационная колонна.

Глубина спуска колонн определяется фактической альтитудой устья скважины: для направления – с учетом устойчивости пород верхней части разреза; промежуточного кондуктора – с учетом глубины залегания карстовых отложений; кондуктора – с учетом кровли артинских отложений; промежуточной колонны – для решения специальных задач, в т.ч. изоляция осложнений; эксплуатационной колонны – способами заканчивания и эксплуатации скважины.

Высота подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами при цементировании в один или несколько приемов должна и должна выбираться с учетом выполнения следующих требований:

- направления, кондукторы, потайные колонны, нижние и промежуточные ступени при ступенчатом цементировании

эксплуатационных колонн цементируются на всю длину;

— не допускается разрыв сплошности цементного кольца по высоте за обсадными колоннами, кроме как при перекрытии направлением, кондуктором или промежуточной колонной зон поглощения, пройденных без выхода циркуляции. Допускается подъем тампонажных растворов до подошвы поглощающего пласта с последующим (после ОПЗ) проведением встречного цементирования через межтрубное пространство от устья до кровли поглощающего пласта и разрывом сплошности цементного камня на величину интервала поглощающего пласта ± 10 метров.

Крепление скважины проводить согласно РД 39-0147585-201-00 «Сборник инструкций регламентов и РД по технологии крепления скважин на месторождениях ОАО «Татнефть»

Рекомендуется, бурение скважины до продуктивного (проектного) карбонатного пласта вести на технической воде или глинистом растворе, в зонах осложнений. Продуктивный пласт вскрывать растворами на полимерной основе для сохранения коллекторских свойств – ФЭС роторным способом. После вскрытия провести перфорацию на этом же растворе. Спустить колонну. Провести цементирование колонны в две ступени и глубокую перфорацию на растворами на полимерной основе. Освоить скважину с кислотной ОПЗ.

В ТатНИПИнефть разработан регламент на заканчивание скважин строительством месторождений Татарстана.

Крепление скважин пробуренных на девонские отложения производить следующим образом:

— технология крепления включает двухступенчатое цементирование эксплуатационной колонны, заколонный пакер ПДМ (муфта МСЦ) устанавливается выше продуктивного пласта так, чтобы статическое

давление столба цементного и бурового раствора было не более чем на 5-10%

выше пластового. Цементирование первой ступени до ПДМ (МСЦ)

производить пластифицированным тампонажным раствором (ПТР) плотностью 1820 кг/м³. Вторую ступень (выше ПДМ или МСЦ) цементировать тремя порциями: первая порция — тампонажный раствор с пониженной водоотдачей, вторая — облегченный тампонажный раствор (ОТР), третья — тампонажный раствор с пониженной водоотдачей;

— бурение скважины, спуск и цементирование эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта с последующим вскрытием продуктивной части в щадящем режиме и крепление его цементируемым "хвостовиком" с использованием пластифицированного тампонажного раствора (ПТР).

В процессе первичного вскрытия турнейского яруса и подготовки ствола скважины к креплению произвести гидравлическую волновую кольматацию проницаемых пластов с использованием забойных кольмататоров.

Крепление скважины на турнейский ярус рекомендуется производить в зависимости от выбора типа конструкции забоя после бурения следующим образом:

1) спустить эксплуатационную колонну с оборудованием для селективной изоляции в интервал продуктивного пласта с последующим ее цементированием;

2) бурение скважины, спуск и цементирование эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта с последующим вскрытием продуктивной части в щадящем режиме и оставлением открытого забоя;

3) бурение скважины, спуск и цементирование эксплуатационной колонны до кровли продуктивного пласта с последующим вскрытием продуктивной части в щадящем режиме и крепление ее нецементируемым "хвостовиком" соответствующего диаметра.

Конструкции скважин

Вариант конструкции скв.	Наименование колонны	Диаметр долота, мм	Диаметр колонны, мм	Глубина спуска колонны, м	Толщина стенки колонны, мм; марка стали	Уровень подъема цемента за колонной
1.	Направление	393,9	329,9	50	10Д	до устья
	Кондуктор	295,3	244,5	350	7,9Д	- " -
	Э/колонна для:					
	добывающих	215,9	168,3 (146,1)	на 100 м выше забоя	7,3Д(7,0Д)	- " -
				нижние 100 м	8,9Д(7,7Д)	- " -
	нагнетательных	215,9	168,3	до забоя	8,9Д	- " -
2.	Направление	490,0	426,0	40	10Д	до устья
	Промежуточный кондуктор	393,9	323,9	200	8,5Д	- " -
	Кондуктор	295,3	244,5	360	7,9Д	- " -
	Э/колонна для:					
	добывающих	215,9	168,3 (146,1)	на 100 м выше забоя	7,3Д(7,0Д)	- " -
				нижние 100 м	8,9Д(7,7Д)	- " -
	нагнетательных	215,9	168,3	до забоя	8,9Д	- " -
3.	Направление	393,9	323,9	50	10Д	до устья
	Кондуктор	299,5	244,5	350	7,9Д	- " -
	Э/колонна	215,9	168,3	до хвостовика	7,3Д	- " -
	Хвостовик	139,7	114,3	до забоя	8,6Д	не цементировать
4.	Направление	490,0	426,0	40	10Д	до устья
	Промежуточный кондуктор	393,9	323,9	210	8,5Д	- " -
	Кондуктор	295,3	244,5	360	7,9Д	- " -
	Э/колонна	215,9	168,3	до хвостовика	7,3Д	- " -
	Хвостовик	139,7	114,3	до забоя	8,6Д	не цемент.

5. ОСЛОЖНЕНИЕ, ВСТРЕЧАЮЩИЕСЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Добываемая продукция скважин обладает специфическими

особенностями, осложняющими добычу. Наклонно-направленный характер профиля в сочетании с некоторыми факторами, осложняет эксплуатацию скважин, резко снижает коэффициент их использования и в конечном итоге заметно повышает себестоимость извлекаемой нефти.

Одной из причин, снижающих продуктивность нефтяных скважин является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне пласта и в стволе скважины.

При выборе способа удаления АСПО необходимо иметь в виду следующее — так как универсального способа пригодного для всех условий

до настоящего времени не найдено, инженерно-технологическая служба НГДУ должна планировать и осуществлять мероприятия направленные на предотвращение и ликвидацию АСПО с учетом конкретных геолого-физических условий, свойств продукции скважины, состава АСПО, особенности стадии разработки, наличия тех или иных технических средств, химических реагентов и т.д.

Изм. *Изм. Докум.* *Номер* *Дата* Несмотря на отмеченную необходимость индивидуального подхода к конкретным скважинам, могут быть даны обобщенные рекомендации.

Для скважин, в которых зона отложений АСПО начинается выше

насоса, *Разраб. Курья С.В.* *Чекмаева Р.* **Осложнение добычи скважин с ШГН** *Изм. 48* *Листов 11*

традиционно применяемые штанги со скребками в сочетании с канатной подвеской станка-каналки штанговращателя (на вертикальных скважинах — металлические скребки, а в наклонно-направленных — скребки-центраторы).

Анализ практического опыта использования пластмассовых скребков-центраторов на скважинах с ШГН в ОАО «Татнефть» показал, что применение их позволяет получить следующие преимущества:

- увеличение межремонтного периода (МРП) в два раза;
- увеличение межочистительного периода (МОП) в пять раз;
- предотвращение истирания стенок насосно-компрессорных труб (НКТ);
- снижение динамических нагрузок на головку балансира станка-

АГНИ ОЗФ

качалки на вертикальных скважинах за счет уменьшения сил трения "металл-пластмасса" до 20%;

— хорошая центровка колонны штанг в наклонно-направленных скважинах;

— более полное удаление парафина со стенок НКТ за счет комплексного воздействия (скребки-центраторы + пластинчатые скребки).

— подвижные скребки удаляют АСПО с тела штанги, а неподвижные – с внутренней поверхности НКТ.

Количество скребков-центраторов, устанавливаемых на одну насосную штангу – от 4 до 13 штук.

В скважинах, где механические методы не достаточно эффективны, в частности, зона отложений смещена на прием насоса или начинается непосредственно над насосом, возникает необходимость в применении более дорогих методов борьбы с АСПО, в частности, химических.

Исходя из этого, методами борьбы с отложениями смол и парафинов являются: прокачка НКТ горячей нефтью, пропарка НКТ с помощью ППУ, а также применение устьевых и глубинных дозаторов для непрерывного введения в поток нефти ингибиторов СНПХ-7909, СНПХ-7912М, СНПХ-7941, СНПХ-7920М с дозировкой 50-200 грамм на 1 тонну добываемой нефти, периодическая промывка растворителями типа СНПХ-7870, использование планово-предупредительных работ.

Перспективным направлением является применение футерованных труб с защитным покрытием. Важной особенностью применения защитных покрытий является то, что они используются в самых разнообразных условиях эксплуатации. Правильно подобранное покрытие снижает, а в ряде случаев и полностью предотвращает запарафинивание оборудования. В качестве покрытий используют полимерные, эпоксидные и другие материалы.

Одним из поставщиков таких труб является Бугульминский механический завод, в продукции которого для покрытия НКТ используются

жидкие полимерные материалы. Покрытие наносится на всю поверхность трубы, торцовые части и первые 2-3 витка резьбы. У муфт покрывается только резьба на расстоянии 8-12 витков в центральной ее части (4-6 витков с каждой стороны от центра). Таким образом, при свинчивании у НКТ защищается как внутренняя часть трубы, так и резьбовая часть муфтового соединения. Недостатком полимерных покрытий является невысокая термостойкость, поэтому применение тепловых методов в скважинах с НКТ с защитными полимерными покрытиями недопустимо.

Коррозионное разрушение является одной из распространенных причин отказов оборудования скважин. В основном преобладает электрохимическая коррозия, представляющая собой самопроизвольный процесс разрушения металла при контакте с электролитической средой, каковой является пластовая вода.

С увеличением содержания воды в продукции скважины происходит расслоение водонефтяной эмульсии и появление воды в качестве отдельной фазы. На металле образуется водная прослойка той или иной толщины, что обуславливает активизацию коррозионного процесса, интенсивность которого в значительной степени зависит от наличия в смеси таких агрессивных компонентов, как сероводород, углекислый газ, минеральные соли и другие.

Электрохимическая коррозия оборудования обычно протекает не изолированно, а в сочетании с различными видами механического воздействия на него, что обуславливает возникновение и развитие процессов коррозионной усталости, вызывающих изломы оборудования.

Хрупкому излому в сероводородсодержащих обводненных нефтяных скважинах подвержены НКТ, детали клапанов штанговых насосов.

Совместное воздействие на оборудование повторно-переменных нагрузок и эксплуатационной среды вызывает его коррозионную циклическую усталость. Этому виду разрушения подвержены, прежде всего, колонны насосных штанг.

Наблюдение за характером обрывов насосных штанг на различных нефтяных месторождениях показало, что большинство обрывов происходит в результате коррозионно-усталостного разрушения.

В большинстве случаев излом происходит по телу и значительно реже по резьбе. Наибольшее число обрывов происходит в месте перехода от головки к телу штанги на расстоянии 20-150 мм от головки.

Значительному коррозионно-механическому износу подвержены уплотнительные поверхности запорных органов, используемых в обвязке устья скважин.

К основным мерам по предотвращению и защите скважинного оборудования от коррозии относятся:

- выбор исполнений оборудования в соответствии со свойствами скважинной среды;

- подача в скважину ингибиторов коррозии типа АКЖ и др. глубинными или устьевыми дозаторами, либо периодическими заливками в затрубное пространство скважины;

- катодная защита эксплуатационных колонн скважин, которая выполняется в соответствии с руководящими документами (РД 153-39.0-238-02);

- в ОАО ВНИИТнефть (г.Самара) разработан ингибитор "Волга" предназначенный для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования; ингибитор имеет следующие достоинства:

- хорошо диспергируется в воде, в том числе минерализованной;

- увеличивает срок службы оборудования в 2-3 раза;

- возможность дозировать в агрессивную среду в любом месте системы без изменения технологического процесса добычи, подготовки и транспорта нефти;

- не влияет на качество нефти и нефтепродуктов;

- защищен патентом № 2630002 от 10.01.1993 года.

Проверка совместного действия ингибиторов класса "Волга" с

ингибиторами парафиноотложений и деэмульгаторами показала, что они хорошо совместимы с данными реагентами и усиливают действие деэмульгаторов.

По результатам комплексных исследований выдан гигиенический сертификат, паспорт на химический продукт, заключение о возможности применения продуктов в нефтедобывающей отрасли.

Рекомендуемая дозировка ингибитора при постоянной подаче составляет 25-50 мг/л, при периодической увеличивается до 50-100 мг/л.

При подземном ремонте, перед сменой оборудования скважин, обычно столб нефти в скважине заменяется на столб воды. Призабойная зона при этом насыщается водой, и последующий вывод скважины на режим затруднен.

Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин приведены в таблице 4.2.1.

Таблица

Мероприятия по предотвращению осложнений при эксплуатации скважин

Необходимые мероприятия	Объем внедрения от фонда, %	Периодичность	Примечание
1. Применение скребков-центраторов	100	непрерывно	
2. Непрерывная или периодическая подача химреагента на приеме насоса или на устье скважины дозаторами для предотвращения парафиноотложения в колонне НКТ	30	непрерывно	
3. Промывка стволов скважины и колонны НКТ горячей нефтью и растворителями	30	1,5-3 месяца	
4. Задавка скважин по технологии ТатНИПинепфть	50	при ПРС	

6. ТЕКУЩИЙ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ СКВАЖИН

Бавлинском управление подземного и капитального ремонта скважин осуществляет своевременный и качественный капитальный ремонт

нефтяных, нагнетательных, сбросовых, вспомогательных и других скважин, а также бурение мелких колодцев. В соответствии с планом работ на скважинах проводятся мероприятия по интенсификации добычи нефти и питьевой воды, повышению приемистости нагнетательных и поглощающих скважин, а также ликвидация этих скважин, испытанию новой техники и технологии; ремонтирует эксплуатационные и водозаборные скважины, проводит геолого-технические мероприятия с целью интенсификации добычи нефти и оптимизации режима работы скважины

Капитальный ремонт скважин

Основными причинами, вызывающими необходимость проведения КРС, остаются снижение дебитов нефти, обводнение скважин, пескопроявление, перенос интервалов перфорации, ликвидация негерметичности колонн и межколонных проявлений. Эти причины характерны для старых скважин и разработки пластов на поздней стадии.

Капитальный подземный ремонт скважины объединяет все виды работ, требующие длительного времени, больших физических усилий, привлечения многочисленной разнофункциональной техники.

Подземный (текущий) ремонт скважин

Под текущим ремонтом скважины понимают комплекс технологических и технических мероприятий, направленных на восстановление ее производительности, и ограниченный воздействием на призабойную зону пласта и находящееся в скважине оборудование. Текущий ремонт включает следующие работы: замена отказавшего оборудования, очистка забоя и ствола скважины, восстановление продуктивности пласта за счет отдельных методов интенсификации (прогрев, промывка, закачка химреагентов).

Капитальным ремонтом скважин (КРС) называется комплекс работ, связанный с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны пласта, ликвидацией аварий, а также спуском и подъемом оборудования при отдельной эксплуатации и спуске

пакера, клапанов отсекаателей, газлифтного оборудования.

До проведения работ по капитальному ремонту скважину осматривает мастер. Документ о состоянии скважины, передаваемой в капитальный ремонт, оформляется двухсторонним актом.

Подготовительная бригада ремонтирует подъездные дороги к скважине, готовит площадку и якоря оттяжек для подъемного агрегата, подвозит необходимый комплект бурового инструмента и нкт, устанавливает на подготовленную площадку передвижной агрегат, подготавливает рабочее место в соответствии с существующими требованиями и схемами.

Перед капитальным ремонтом обследуется устье скважины, и в случае необходимости бригада ремонтирует его.

В обследование скважин входят:

- определение глубины забоя скважин;
- проверка состояния эксплуатационной колонны и ствола скважины;
- определение местоположения и состояния труб, оборудования, а также посторонних предметов в стволе скважины;
- проверка состояния обсадных труб, фильтра скважины;
- интенсивность водопритока и др.

Электротермометр для определения места притока посторонней воды. Для определения местоположения в скважине постороннего предмета, формы верхнего конца, а также характера слома или смятия эксплуатационной колонны служат печати. Определение места притока воды в скважину проводят при помощи резистивиметра.

Текущий ремонт скважины включают в себя замену подземного оборудования, очистку труб от АСПО, солей, песка, а также ряд мероприятий, которые способствуют увеличению производительности скважин: соляно кислотная обработка, закачка в пласт ПАВ, глубоко проникающий ГРП. Цель текущего ремонта устранение неполадок, нарушающие режим работы скважины. Текущий ремонт подразделяют на планово пред. и восстановительный.

Перед текущим ремонтом скважины тщательно изучается ее история, вид ремонта, какое оборудование на ней установлено, срок его эксплуатации. Составляется план проведения ремонта, в который входят необходимые мероприятия, и указывается последовательность их проведения. Данный план принимает юридическую силу после утверждения его главным инженером предприятия.

После этого составляется заказ на текущий ремонт.

После оформления соответствующей документации производят подготовительные работы: планировка территории вокруг скважины, заглубление якорей, где они отсутствуют, для установки подъемника, снабженного оттяжками.

После выполненных работ производят глушение скважины. Жидкость глушения должна обеспечить надежное глушение скважины с сохранением коллекторских свойств пласта, должна иметь большую плотность, чем пластовая жидкость для предотвращения открытого фонтанирования и быстрое освоение после ремонта.

Текущий ремонт скважин на промыслах осуществляют бригады подземного ремонта скважин. В зависимости от действующего фонда на нефтепромысле может быть несколько бригад ПРС и одна бригада подготовителей.

Ежемесячно по каждому промыслу составляют план-график подземного ремонта скважин с указанием обязательных геолого-технических мероприятий.

На основании плана-графика технологи цеха ПКРС выписывают задания с подробным описанием работ на скважине. Сведения о приеме-сдаче скважины в ремонт и из ремонта подписывают мастер по добыче нефти и старший инженер промысла.

Причины ПРС

Сочетание на Алексеевского месторождений особенностей физико-химических свойств нефтей, пластовых вод, высокого содержания газа и

воды в продукции со сложившимися термобарическими условиями вызывает появление таких осложнений при эксплуатации оборудования, как образование отложений парафинов, гидратов и солей.

Парафиноотложение и гидратообразование наблюдается в основном в простаивающих скважинах, когда изменяются температурные режимы в стволе. Основная масса парафиновых отложений содержит твердые и жидкие углеводороды. Гидратообразование характерно для скважин с высоким газовым фактором и в значительной степени стимулируется увеличением обводненности продукции. В состав гидратных пробок, наряду с гидратами входят нефть и механические примеси.

Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе её движения по стволу скважины, является величиной переменной и зависит от термодинамических условий и характеристики газожидкостной смеси, следовательно, меняется плотность смеси.

Коэффициент сепарации (отношение объёма газа, ушедшего в затрубное пространство, к общему объёму газа на приёме насоса) зависит от дебита жидкости, зазора между спущенным оборудованием и обсадной колонной.

Влияние газа в рабочих органах насоса проявляется в ухудшении энергообмена между рабочими узлами и жидкостью, изменяется рабочая характеристика насоса.

Безводный период занимает незначительную долю, в общем, времени разработки нефтяных месторождений. На его продолжительность оказывает влияние, как геологическая характеристика залежи, так и способы её разработки - применение искусственного воздействия на продуктивные пласты путём закачки воды. Нефть по своему химическому составу склонна к образованию эмульсии, так как содержит асфальтены, смолы, механические примеси, минеральные соли (образуются вязкие и устойчивые водонефтяные смеси). При обводненности, близкой к точке инверсии, образуются стойкие эмульсии, которые в сочетании с парафиноотложением создают высокое

гидравлическое сопротивление течению скважинной жидкости. Влияние эмульсий наиболее ощутимо в скважинах, оснащенных ШГН, где возвратно-поступательное движение штанг способствует созданию эмульсии и принудительному размазыванию парафина по стенкам НКТ. На образование высоковязких эмульсий также преобладающее влияние оказывает температурный фактор. Рабочие параметры насоса - подача, напор и коэффициент полезного действия при работе на водонефтяных смесях снижаются по сравнению с работой на воде или нефти.

Кустовое бурение скважин поставило перед эксплуатационниками ряд проблем, связанных с безаварийным спуском и эксплуатацией УШГН. Установлено, что в интервалах набора кривизны, составляющих 2 градуса и более на 10 метров ствола скважины, возрастает число отказов оборудования. Причина заключается в возникновении изгибающих и сминающих сил, воздействующих на корпус и узлы насоса. Причинами отказов при этом являются износ пары цилиндр-плунжер и не срабатывания клапанов, что приводит к не герметичности насоса.

Поэтому важно соблюдение скорости спуска оборудования и глубины спуска установок, УШГН не должен попасть в интервал интенсивного набора кривизны.

В случае прекращения или уменьшения подачи жидкости необходимо проверить состояние насоса или отдельных деталей. Для проверки состояния невставного насоса сначала извлекают на поверхность штанги с плунжером, а затем трубы с цилиндром насоса. (В двухклапанном насосе при подъеме плунжера) Для извлечения вставного насоса поднимают только колонну штанг вместе с глубинным насосом.

О срыве клапана можно судить по уходу жидкости из насосных труб в скважине. После подъема штанг на поверхность проверяют состояние плунжера и клапанов насоса.

Причиной прекращения подачи жидкости насосом часто является сработанность плунжера или всасывающего и нагнетательного клапанов.

Если сработаны клапаны, нужно сменить их сработанные детали и снова спустить плунжер с клапанами, не поднимая цилиндр.

Плунжер считается пригодным для дальнейшего использования при сохранности видимого слоя хрома на его поверхности и отсутствие значительных следов коррозии и глубоких царапин. Допускаются неглубокие продольные риски (если риски не по всей длине плунжера) и небольшая сработанность к концу плунжера. На плунжерах с канавками риски, пересекающие канавки, не должны быть расположены в смежных секциях. Если один конец плунжера сработан незначительно, допускается перевертывание плунжера, его верхний конец становится нижним, а нижний верхним. Основными причинами прекращения подачи является износ клапанов и плунжерной пары, а также много отказов из-за обрыва штанг.

Произведено 172 ремонта из-за негерметичности НКТ. Произведен 61 ремонт с обрывами штанг. Произошло 12 аварий с подземным оборудованием, в том числе по соединениям УЭЦН - 5 аварий, 5 аварий - по резьбе НКТ, 3 аварий ликвидированы при ПРС, остальные оставлены КРС.

7. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН

В соответствии с принятой в настоящее время квалификацией современные методы увеличения нефтеотдачи пластов подразделяется на 5 групп: тепловые, газовые, химические, физические и гидродинамические. Иногда вторая, третья и четвертая группы методов объединяются общим названием физико-химические методы.

К группе тепловых методов относятся:

- паротепловое воздействие на пласт;
- внутрислоевого горячее;
- вытеснение нефти горячей водой;
- пароциклические обработки скважин.

К группе газовых методов относятся:

- воздействие на пласт углеводородным газом (в том числе ШФЛУ);
- воздействие на пласт двуокисью углерода;
- воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

К группе химических методов относятся:

- вытеснение нефти, водными растворами ПАВ (включая пенные системы);

- вытеснение нефти растворами полимеров и другими загущающими агентами (метицеллюлоза, полимерно-дисперсные системы; сернокислый алюминий и др.);

- вытеснение нефти щелочными растворами (в том числе раствором тринатрийфосфата, дистиллярной жидкостью и др.)

- вытеснение нефти кислотами;

- вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.)

- системное воздействие на призабойные зоны скважин;

- микробиологические воздействие;

К группе физических методов относятся:

- электромагнитное воздействие;
- волновое воздействие на пласт;
- гидроразрыв пласта;
- горизонтальные скважины;

К группе гидродинамических методов относятся:

- вовлечение в разработку недренируемых запасов;
- барьерное заводнение на газонефтяных залежах;
- нестационарное (циклическое) заводнение;
- форсированный отбор жидкости;
- ступенчато-термальное заводнение;

Технологическая эффективность применения МУН характеризуется:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта, т.е. добычей с дополнительно приращенных извлекаемых запасов нефти.

Если применение МУН требует дополнительного уплотнения (разреживания) сетки скважин, то эффективность применения метода оценивается по сравнению с базовым вариантом, предусматривающим менее (более) плотную, рациональную систему размещения скважин.

В процессе разработки месторождений, как при базовом методе, так и с применением МУН, может осуществляться комплекс дополнительных мероприятий по повышению эффективности работы скважин и пластов

(единичные обработки призабойных зон, изменение давления нагнетания и отбора, бурения дополнительных скважин и т.д.) которые являются составной частью процесса разработки объекта. Поэтому разделять эффективность от их применения и применения МУН не следует.

В случае если разработка месторождения (объекта) базовым методом завершена и после этого было начато применение МУН, то вся последующая добыча относится за счет МУН.

На месторождении для повышения нефтеотдачи пластов используется в основном два метода: КИВ – кислотно-имплозионное воздействие и УДВ –

ударно-депресссионное воздействие. С начала применения метода было обработано 88 скважин : 62 скважины – КИВ с дополнительной добычей – 29,9 тыс.тонн и УДВ- 26 скважин с дополнительной добычей 9,8 тыс.тонн. Методы увеличения нефтеотдачи применяемые в ЗАО «Алойл» представлены в таблице 7.1

Таблица 7.1

Методы увеличения нефтеотдачи применяемые в ЗАО «Алойл»

Метод	Код	К-во скв/обrab	горизонт	Доп.доб,тонн	Примечание
СНПХ-9633	428	2	кизеловск	2625	исп-ся в 1999 году
Волновое воздействие	467	2	бобрик	132	исп-ся в 2001 году
		7	кизел	3839	
		2	фаменск	113	
		11		4084	
Гипан+ж.стекло	739	1	кизел	407	
Кислотно имплозионное воздействие	887				
		37	кизел	115970	основной
		5	заволжск	9306	метод
		7	фаменск	7925	
		11	кизел	49761	
		60		182962	
Ударно-депресссионное воздействие	911				
		6	бобрик	29543	основной
		6	кизел	736	метод
		3	заволжск	3184	
		6	фаменск	4634	
		4	пашийск	7413	
		1	старооск	54	

8. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ: КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ

Эффективность рассматриваемых вариантов разработки месторождения оценивалась в соответствии с РД-153-39-007-96 и на основании методического руководства [3], отражающего деятельность предприятия в условиях рыночной экономики.

Расчеты выполнялись с учетом платежей и налогов согласно основным положениям Налогового Кодекса РФ.

Показатели экономической оценки вариантов разработки.

Эффективность капитальных вложений оценивалась через индекс доходности (PI) и период окупаемости капитальных вложений.

Эффективность разработки оценивалась системой расчетных показателей, приведенных в РД-153-39-007-96:

- чистый и дисконтированный поток денежной наличности;
- эксплуатационные затраты на добычу нефти;
- рентабельный срок разработки;
- доход государства;

Под рентабельным понимается такой период разработки, когда текущий поток наличности положителен, и накопленный дисконтированный поток наличности предприятия возрастает до своего максимума в последний год рентабельной добычи.

Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат.

Алексеевское месторождение находится в разработке с 1978г. По имеющимся фактическим данным экономической службой ОАО “АЛОЙЛ” на 01.09.2006 определены стоимости пунктов капитальных вложений, приведенные в таблице

Расчет эксплуатационных затрат производился в соответствии с “Регламентом составления проектных технологических документов на

разработку нефтяных и газовых месторождений”, утвержденным Минтопэнерго в 1996г (РД 153-39-007-96).

Нормативы, предусмотренные РД и использованные при расчетах, а также необходимые фактические значения пунктов эксплуатационных затрат также представлены в таблице

В капитальных вложениях предусмотрены природоохранные мероприятия, которые обеспечиваются отчислениями в размере 15 % от стоимости НПС. Эти отчисления обеспечивают за проектный срок полное покрытие расходов на рекультивацию земель, организацию мониторинга окружающей среды и другие мероприятия, предусмотренные главой 6.

При расчете эксплуатационных затрат предусмотрены расходы на очистку призабойной зоны скважин и применение методов увеличения нефтеотдачи. Так как стоимость операций колеблется в ценовом диапазоне от 180 до 600 тыс.руб/скв.операцию, в расчетах использована средняя в размере 380 тыс.руб/скв.операцию.

Заложены затраты на ремонт скважин, на перевод скважин и отчисления на ликвидацию выбывающих скважин.

Амортизационные отчисления определены по приведенным нормам амортизации .

Налоговая система.

Экономическая оценка выполнена с учетом платежей и налогов по действующей системе налогообложения. Нормативы отчисления платежей и налогов приведены в таблице 8.2. согласно Налоговому Кодексу.

Расчет налогов произведен с учетом того, что средняя цена на нефть марки Urals на мировых рынках по итогам мониторинга в сентябре-октябре 2006 года сложилась в размере 56,93 долл./барр.

Налог на добычу полезных ископаемых. Налоговая база при добыче нефти определена как добытое подготовленное количество нефти.

Налоговая ставка равна 419 руб/т, и применяется с коэффициентом динамики К_д и коэффициентом выработанности К_в.

Коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть ($K_{ц}$), определяется путем умножения среднего за налоговый период уровня цен нефти сорта Urals, выраженного в долларах США, за баррель ($Ц$), уменьшенного на 9, на среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю Российской Федерации, и деления на 261:

$$K_{ц} = (Ц - 9) * P / 261$$

При $Ц=56,93$ долл./барр, $P=26.50$ руб/долл, $K_{ц}=(56.93-9)*26.50/261=4.8665$

Степень выработанности запасов определяется с использованием прямого метода учета количества добытой нефти как отношение накопленной добычи нефти к извлекаемым запасам. Так как извлекаемые запасы подсчитаны в настоящем отчете по КИН согласно варианта 3, результат степень выработанности определяется как $1474.6/8834.4=0.1669$, и коэффициент K_v принимается равным 1.

Налоговая ставка составит 2039руб/т.

Условия реализации нефти месторождения предусматривают реализацию за рубежом, поэтому предусмотрена таможенная пошлина, размер которой с 1 декабря 2006г. устанавливается в размере 180,7 долл./т

Источники финансирования.

Источником финансирования является чистая прибыль предприятия, реинвестированная в производство.

Технико-экономический анализ расчетных вариантов.

Результаты экономических расчетов по имеющимся в проекте вариантам разработки представлены в таблицах

Расчеты проведены при цене нефти на внутреннем рынке 4883 руб/т.

В таблице 8.1 приведено сопоставление основных показателей вариантов разработки.

Таблица 8.1

Сопоставление основных показателей по вариантам разработки

Показатели	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т./год	199.1	307.0	320.0
Проектное календарное время разработки, годы	2007 - 2081	2007 - 2084	2007 - 2080
Проектный срок разработки, годы	2007 - 2026	2007 - 2026	2007 - 2026
Накопленная добыча нефти за проектный срок разработки, тыс.т	3337	4591	5239
Накопленная добыча нефти за весь срок разработки, тыс.т:	6340	7706	9242
Накопленная добыча жидкости за весь срок разработки, тыс.т:	31504	43131	44245
Среднегодов. обводненность к концу разработки, %	98.5	98.5	98.5
Коэффициент извлечения нефти за 20 лет, д.ед.	0.144	0.181	0.200
Коэффициент нефтеизвлечения за весь срок разработки	0.189	0.230	0.276
Фонд экспл. скважин за весь срок разработки всего, шт.	182	277	298
в том числе: добывающих	171	253	277
нагнетательных	11	24	21
Фонд экспл. скважин для бурения всего, шт.	59	154	175
в том числе: добывающих	45	121	140
нагнетательных	9	22	19
Выручка от реализации (с НДС) за пр.срок разработки, млн.руб	23391	32190	36731
Капвложения за проектный срок разработки, всего, млн.руб	965	2304	2331
Эксплуатац.затраты (всего) за проектный срок разработки, млн.руб	15614	20854	22310
Чистая прибыль (дисконт) за проектный срок разработки, всего, млн.руб	158	484	1144
Интегр. поток наличности за проектный срок разработки, всего, млн.руб	387	501	1922
Интегр. поток наличности(диск.) за пр. срок разработки, всего, млн.руб	443	313	773
Индекс доходности за проектный срок разработки, ед	1.65	1.19	1.48
Окупаемость кап.вложений, годы	первый год	2	2
Доход государства млн.руб	15217	21160	24135
Себестоимость 1т нефти за весь срок разработки, руб.	4680	4542	2803
Себестоимость 1т нефти за рентаб.срок разработки, руб.	3937	3719	3665
Рентабельный срок разработки, лет	5	9	12

Таблица 8.2

Исходные данные для расчета экономических показателей разработки.

Показатели	Значения
Цена реализации:	
нефти на внутреннем рынке (с НДС), руб/т	4883
нефти на внешнем рынке, US\$/т	385
Платежи и налоги	
НДС на внутреннем рынке и СНГ, %	18
налог на добычу полезных ископаемых	
с 2007г, %	2039
налог на имущество, %	2.2
налог на прибыль, %	24
страхование, %	0.3
единый социальный налог %	26.3
плата за землю, тыс.руб./доб.скв.	0.27
Капитальные вложения	
Стоимость 1 м проходки верт.скважин, руб/м	6259
Стоимость 1 м проходки гор.скважин, руб/м	8125
Оборуд., не вход.в сметы для нефтедобычи, тыс.руб/скв.	1107
Сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб/доб.скв.	842
Заводнение нефтяных пластов, тыс.руб/нагн.скв.	2100
Электроснабжение и связь, тыс.руб/скв.	212.0
Комплексная автоматизация, тыс.руб/скв.	283
Уд.кап.влож. в промводоснабжение,т.руб/доб.скв.	381
Технологическая подготовка нефти , тыс.руб/тонну прироста добычи	95
Прочие объекты и затраты (доля от расходов на пром.об-во)	0.1
Природоохранные мероприятия, % от НПС	10
Эксплуатационные затраты	
Обслуживание доб. скв, тыс.руб/скв.	849.4
Обслуживание нагнет скв тыс.руб/скв.	821.3
Технологическая подготовка нефти, руб/т.жидк.	29.5
Сбор и транспорт нефти, руб/т.нефти	29.88
Стоимость 1 кВт-часа э/э, руб	1.4
Стоимость воды, руб/м3	3.147
Стоимость ремонта доб.скв., тыс.р/скв	45.2
Затраты на ликвид., тыс.руб/скв.	500
Затраты кап.ремонт по скв., тыс.руб/скв.	219.5
Затраты на ввод из консервацию скв., тыс.руб/скв.	230
Дополнительные данные	

Затраты на проведение МУН:	380
Уд.расхож э/эн. при добыче нефти, кВт-ч/т.жидк	20.7
Уд.расход э/эн. на закачку воды, кВт-ч/м3	76.04
удельн. числен.ППП на 1 доб нефт.скв.дейст.фонда, чел.	0.47
среднемесячная зарплата на 1 чел ППП. тыс.руб	14.00
Транспортировка при эксплуатации, руб/тонну жидкости	69.88
Стоимость основных фондов на 1.06.2005г, тыс.руб	924083
в т.ч. скважин	686034
прочих фондов	238049
Норма амортиз.отчисл., скв., %	8.2
Норма амортиз.отчисл. прочих фондов, %	6.7
Транспортные расходы при экспорте нефти, долл./т	9.53
Экспортная пошлина, \$/т	180.7
Страховка риска экол. ущерба, руб/т	33.8
доля нефти на экспорт, дальнее зарубежье, %	40
Норматив приведения разновременных затрат	1.1
курс доллара, (P)руб/\$.	26.5

Результаты расчетов показывают, что в одинаковых технико-экономических условиях, отраженных в таблице, варианты 2 и 3 имеют преимущество, и могут быть рекомендованы к реализации.

Благодаря потенциалу действующих на сегодня добывающих скважин капвложения окупаются за два года и добыча нефти на месторождении остается рентабельной, несмотря на высокую обводненность продукции, по всем вариантам в течение 15 лет.

Для оценки эффективности собственно капитальных вложений проведен расчет условного варианта 3– с учетом продукции только новых скважин. В этом случае окупаемость капвложений достигается только на 9 год.

9. ОХРАНА ТРУДА И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

Разведка, разбуривание и разработка нефтяных месторождений должны осуществляться в соответствии с Основами законодательства республики о недрах, Основами водного законодательства и Водного кодекса РФ, действующим положением о Госгортехнадзоре по усилению охраны природы и улучшению использования природных ресурсов при строгом соблюдении мер по охране недр и окружающей среды.

На распространение очагов загрязнения влияет ряд факторов:

- физико-географические условия;
- геолого-гидрогеологические особенности;
- размещение нефтепромысловых сооружений и их состояние;
- особенности разработки нефтеносных объектов и др.

На всех этапах геологоразведочных работ на месторождении выполнялись следующие мероприятия по охране природы.

Отвод земель под буровые и подъездные пути к скважинам осуществлялся на основании разрешений, выдаваемых ежегодно ОАО "Татнефть" и Советом министров РТ. Работы проводились только с согласия землепользователей.

Скважины, в основном, бурились на воде, продуктивные пласты вскрывались на качественном глинистом растворе, параметры которого соответствовали ГТН.

Перфорация эксплуатационной колонны производилась по истечении срока ожидания затвердевания цемента, определенного по данным анализа.

Контроль за воздействием на окружающую среду

На нефтепромысловых объектах необходимо осуществлять мероприятия контроля состояния окружающей среды.

Атмосферный воздух. Организация наблюдений уровня загрязнения атмосферы в городах и населенных пунктах проводится в соответствии с ГОСТ 17.2.3.01-86 "Охраны природы".

Рекомендуется создать посты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на территории месторождения, в окружающих населенных пунктах и на всех вновь строящихся крупных нефтепромысловых объектах.

Периодичность контроля в деревнях - 1 - 2 раза в месяц.

Поверхностные и подземные воды. Наблюдение состояния поверхностных водоемов на территории месторождения проводится в соответствии с приказом АО «Татнефть» № 26 от 17.01.1986г.

На территории месторождения рекомендуется создать пост для ежеквартального контроля. Одновременно рекомендуется проводить наблюдение за подземными водами питьевого назначения.

Почва. Основными компонентами загрязнения почвы в нефтедобывающей промышленности являются нефтепродукты, хлориды натрия и кальция. Контроль состояния почв на территории месторождения проводится совместно с представителями хозяйств района в весеннее время. Выявленные загрязненные участки восстанавливаются силами компании. Контрольные пункты наблюдения располагаются на местах аварийных разливов нефтепродуктов и промысловых сточных вод. Периодичность наблюдения в пунктах загрязнения - 2 раза в год «весной и осенью».

Охрана окружающей среды и рациональное использование недр

Источниками загрязнения при строительстве и эксплуатации нефтепромысловых объектов являются газогенераторные установки, нагревательные котлы, факельные свечи, дизельные установки, оборудование для сбора нефти, газа и конденсата, технологические и товарные резервуары. Основные загрязняющие вещества – выброс двуокиси азота, окиси углерода, сажи от сгорания нефти и природного газа. Источниками загрязнения окружающей среды также являются утечки в уплотнениях и соединениях технологических аппаратов, агрегатах ЦПС, ДНС (сепараторы, газосепараторы, насосные блоки), в линейных трубопроводах, арматуре обвязки скважин, замерных устройствах на кустах скважин, дренажных емкостей.

Перечень мероприятий, направленных на рациональное использование недр с соблюдением охраны недр и окружающей среды.

Охрана атмосферного воздуха. Рекомендуется осуществлять следующие мероприятия:

1. Соблюдение регламента и правил технической эксплуатации всей системы сбора, подготовки и транспорта нефти, газа и воды.
2. На установках сбора, подготовки нефти, газа и воды осуществлять полное использование нефтяного газа.
3. На скважинах, оборудованных станками - качалками, необходимо установить устьевые сальники высокого давления.
4. Внедрение системы улавливания легких фракций.
5. Ликвидацию временных земельных амбаров, парафиновых ям, открытых очистных сооружений на промыслах.
6. Нейтрализацию сероводорода в выбросах из водяных резервуаров, при бурении и ремонте скважин.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в атмосферном воздухе составляют:

Загрязнитель	ПДК в рабочей зоне мг/м ³	ПДК в населенном пункте мг/м ³
Сероводород	3	0,008
Сернистый ангидрид	10	0,05
Углеводороды	300	5,0

Охрана водных ресурсов. При бурении скважин рекомендуется:

1. Провести гидроизоляцию на каждом кусте, под буровой площадкой и при вышечных сооружениях, дна и стенок амбара.
2. Все скважины бурить за пределами санитарно - защитных зон, населенных пунктов, ручьев, рек.
3. Применять на буровой замкнутую систему водоснабжения.

4. При бурении одиночных скважин использовать герметичные циркуляционные системы и металлические емкости с последующей утилизацией жидких и твердых отходов.

5. Буровые растворы использовать с экологически чистыми добавками типа ДСБ-4Т.

6. Буровой глинистый раствор после бурения первой скважины на кусте использовать в строительстве следующих скважин.

7. Если невозможно восстановить технологические параметры глинистого раствора для производства буровых работ, тогда этот раствор совместно с выбуренной породой закачивают в поглощающие горизонты в качестве тампонажного материала и инертного наполнителя в строительстве следующих скважин куста.

8. В особых условиях с помощью гидроразрыва создается зона поглощения для утилизации материалов бурения.

9. Производить крепление скважин дополнительной колонной в интервале пресных подземных вод, особенно в зонах питания родников и артезианских вод.

При эксплуатации поверхностных нефтепромысловых сооружений рекомендуется:

1. Вынести все нефтепромысловые объекты за границу населенных пунктов и за пределы санитарных зон.

2. Использовать герметичные емкости и поддоны при проведении ремонтных работ на скважинах.

3. Использовать насосы и запорно-регулирующую арматуру в антикоррозионном исполнении.

4. Проводить своевременный ремонт и замену нефтепроводов и водопроводов с использованием антикоррозионных труб и эффективных ингибиторов коррозии.

При эксплуатации подземных нефтяных сооружений рекомендуется

проводить следующие мероприятия:

1. В строящихся скважинах, независимо от их назначения, обеспечить обязательный подъем цемента за кондуктором и эксплуатационной колонной до устья.

2. Проводить утилизацию добываемых пластовых вод через системы поддержания пластового давления.

3. Систематически проводить геофизические исследования по выявлению технического состояния эксплуатационных колонн и наличия заколонных перетоков (не реже 1 раза в год).

4. В пьезометрических скважинах проводить периодические замеры пластовых давлений и отбор проб воды.

5. Переводить нагнетательные скважины для закачки сточных вод, расположенных в зоне питания основных родников, под закачку пресной воды.

6. Вести наблюдение за состоянием поверхностных вод (рек, ручьев, водоемов) и проводить анализ проб воды на содержание нефтепродуктов и солей (не реже 1 раза в месяц).

7. Проводить наблюдение за качеством пресных подземных вод и родников, колодцев, артезианских и специальных режимных скважин (с периодичностью до 1 раза в месяц).

Предельно допустимые концентрации для вод хозяйственно-бытового и рыбохозяйственного назначения (ГОСТ 2874-82 “Вода питьевая”) следующие:

Наименование	Показатель
РН	6,0-9,0
Хлориды (основной показатель загрязнения) мг/л	350
Минерализация (сухой остаток) мг/л	1000

Для охраны земель рекомендуется:

1. Предотвращать попадание в почву различных химических реагентов

(ПАВ, щелочей, кислот и др.) в технологических процессах.

2. Предотвращение коррозионного износа нефтяных коммуникаций, использование новых покрытий, осложняющих накопление асфальто-смолопарафиновых отложений (АСПО), новые методы удаления АСПО и использование новых материалов для повышения качества наружной изоляции.

3. Сокращать размеры земельных участков под строительство объектов за счет применения прогрессивных методов строительства комплексных блочных установок для кустового бурения.

4. Содержать в исправности обваловки для куста скважин, резервуаров и очистных сооружений.

5. Производить отбор грунта для анализа на загрязненных участках нефтью и солеными водами.

6. Производить рекультивацию земель, загрязненных нефтью, согласно РД 39-0147103-305-86 “Инструкция по рекультивации земель загрязненных нефтью”.

10.ЛИТЕРАТУРА

- 1.Отчет по договору «Анализ разработки Алексеевского месторождения». Геологический отчет ЗАО «АЛОЙЛ».
- 2.Желтов Ю.П Разработка нефтяных месторождений. М.Недра 1986.
- 3.Гафаров Ш.А., Гафарова З.Р. Методические указания к оформлению курсовых и дипломных проектов и работ для студентов специальности 0906-«Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений». –Уфа: УГНТУ, 1998.-47с.
- 4.Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Гиматутдинов Ш.К., Борисов Ю.П. и др. М., Недра., 1983