**План**

Введение

1. Геологическая часть

1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного (газового) месторождения

1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике

1.3 Характеристика нефти, газа и пластовых вод

2. Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки и динамика основных технологических показателей месторождения

2.2 Анализ состояния системы ППД

3. Проектная часть

3.1 Новая техника и технология очистка сточных вод

3.2 Пути совершенствования технологии закачки воды в пласт

4. Расчетная часть

4.1 Расчет времени разработки нефтяной залежи

4.2 Расчет процесса закачки тех. жидкостей в скважины

5. Безопасность и экологичность проекта

5.1 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия

5.2 Охрана недр и окружающей среды

Заключение

Список используемой литературы

**Введение**

Пластовые воды, отделяемые от нефти в процессе ее сбора и подготовки, сильно минерализованы, и по этой причине их нельзя сбрасывать в реки и водоемы, так как это приводит к гибели пресноводных. Поэтому пластовые воды закачивают в продуктивные или поглощающие пласты. Вместе с пластовыми закачивают и пресные воды, используемые в технологическом процессе при обесссоливании нефти, а также ливневые воды, попадающие в промышленную канализационную систему. В целом все эти воды называются сточными. В общем объеме сточных вод на долю пластовых приходится 85-88%, на долю пресных – 10-12% и на долю ливневых – 2-3%. Использование нефтепромысловых сточных вод в системе поддержания пластового давления при водонапорном режиме разработки месторождений - это важное техническое и природоохранное мероприятия в процессе добычи нефти, позволяющее осуществлять замкнутый цикл оборотного водоснабжения по схеме: нагнетательная скважина - пласт - добывающая скважина - система сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки - система ППД. В настоящее время для целей ППД используется несколько видов воды, которые определяются местными условиями. Это пресная вода, добываемая из специальных артезианских или подрусловых скважин, вода рек или других открытых водоисточников, вода водоносных горизонтов, встречающихся в геологическом разрезе месторождения, пластовая вода, отделенная от нефти в результате ее подготовки. Все эти воды отличны друг от друга физико-химическими свойствами и, следовательно, эффективностью воздействия на пласт не только для повышения давления, но и повышения нефтеотдачи. Залежи нефти большинства месторождений Урало-Поволжья многопластовые с высокой послойной неоднородностью пород по проницаемости и малыми эффективными нефтенасыщенными толщинами. Ряд месторождений характеризуется гидродинамической связью между пластами-коллекторами, обусловленной слиянием пластов или небольшой толщиной разделов между ними с наличием систем трещин. Проблемы эффективной выработки трудноизвлекаемых запасов решаются путем разукрупнения эксплуатационных объектов, оптимизации сеток скважин, совершенствования систем заводнения, оптимизации пластовых и забойных давлений, применения гидродинамических вторичных и третичных методов стимуляции скважин. Таким образом, одним из главных условий дальнейшего повышения эффективности заводнения залежей является ограничение движения воды по каналам с низким фильтрационным сопротивлением, что позволит более рационально использовать ее энергию для вытеснения нефти. В научно-технической литературе недостаточно освещены исследования, касающиеся роли качества закачиваемой воды. В условиях заводнения полнота выработки продуктивных пластов в первую очередь зависит от степени охвата объекта разработки как по площади, так и по разрезу, что во многом определяется характером продвижения закачиваемой воды и пластовой. Поэтому основное внимание при геолого-промысловом анализе должно уделяться вопросам охвата пластов воздействием закачиваемой воды и особенностям продвижения воды по продуктивным пластам. К числу геолого-физических факторов, влияющих на процесс заводнения, относятся фильтрационные свойства продуктивных пластов, характер и степень их неоднородности, вязкостные свойства насыщающих пласты и качества закачиваемых в них жидкостей и др

**1. Геологическая часть**

**1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного (газового) месторождения**

Арланское месторождение - уникальное по запасам нефти, расположено на северо-западе Башкирии в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Расположено на территории Краснокамского и Дюртюлинского районов республики и частично на территории Удмуртии. Месторождение открыто в 1955 г. и введено в разработку в 1958 г. Промышленно нефтеносными являются терригенные отложения визейского яруса нижнего карбона и карбонатные московского яруса среднего и турнейского яруса нижнего карбона. Основным объектом эксплуатации служат терригенные образования нижнего карбона. Для дальнейшей разработки Арланского месторождения большое значение приобретает освоение среднекаменноугольных отложений. Промышленная нефтеносность последних установлена почти одновременно с открытием месторождения, но из-за сложного строения залежей длительное время не привлекала особого внимания. Протяженность более 100 км, при ширине до 25 км, приурочено к обширной антиклинальной складке с пологими крыльями. Нефтеносны песчаники визейского яруса нижнекаменноугольного возраста, карбонатные коллекторы каширо-подольской продуктивной толщи среднего карбона. Основные запасы сконцентрированы в песчаниках терригенной толщи нижнего карбона (75% начальных запасов) на глубине 1400-1450 м. При разработке применяется заводнение пластов. Основной способ эксплуатации добывающих скважин - механизированный. Общий фонд скважин около 8 тыс. единиц. Нефть добывается с большим содержанием воды (93%).

**1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике**

Арланское нефтяное месторождение – одно из крупнейших в стране и самое крупное в Башкортостане. Его длина по контуру нефтеносности в терригенной толще нижнего карбона (ТТНК) составляет более 100 км, ширина - до 30 км. Нефтеносными являются пласты песчаников ТТНК (елховский, радаевский, бобриковский, тульский и алексинский горизонты визейского яруса), карбонаты турнейского яруса, верейского, каширского и подольского горизонтов московского яруса среднего карбона. Месторождение приурочено к обширной асимметрической антиклинали северо-западного направления. Ее юго-западное крыло - крутое (до 4°), северо-восточное - более пологое (до 1°). Амплитуда структуры по замкнутой изогипсе 1190 м составляет 90-100 м. В ядре складки находится гигантский барьерный риф верхнедевонского (фаменского) возраста. По кровле ТТНК структура осложнена большим числом локальных поднятий меньших размеров и амплитуды. Их размеры различаются, но не превышают 1-5 км. Вверх по разрезу структура менее контрастная и в пермских отложениях практически нивелируется. Глубина залегания ТТНК – 1250-1300 м, регионально погружается с юга на север. В разрезе ТТНК выделяются и четко коррелируются девять пластов песчаников: алексинский горизонт – пласт С0; тульский горизонт – пласты CI, CII, CIII, CIV0, CIV, CV и CVI0; бобриковско-радаевский горизонт - пласт CVI. Толщина пластов резко меняется от скважины к скважине. К числу основных и наиболее выдержанных по площади относятся пласты CII, CIII (на северной части месторождения) и CVI. Остальные пласты имеют меньшие толщины и более неоднородны. Песчаники характеризуются довольно высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Толщина ТТНК колеблется от 33 до 150 м. Резкое ее увеличение приурочено к зонам глубокого размыва карбонатной толщи турнейского яруса. В отдельных скважинах известняки турнейского возраста размыты полностью, а образовавшиеся карстовые провалы заполнены мощной толщей терригенных отложений. Карбонатные коллекторы среднего карбона (каширо-подольские и турнейские) имеют гораздо худшие ФЕС (низкие проницаемость и пористость, малая толщина). Нефти всех объектов обладают повышенной вязкостью (20-30 мПа⋅с), плотность их равна 0,88-0,90 т/м3. Давление насыщения в ТТНК составляет 8 МПа, газонасыщенность – от 5 до 20 м3/т. Нефтеносность разреза среднего карбона изучалась в основном попутно с поисками и разведкой нефтяных залежей в терригенной толще нижнего карбона. Стратиграфически среднекаменноугольные отложения включают верхнюю часть башкирского яруса и в полном объеме московский ярус. Они сложены карбонатными породами с подчиненными прослоями мергелей, аргиллитов и алевролитов, встречающихся главным образом в верейском горизонте. По комплексу геологических и промыслово-геофизических материалов рассматриваемые отложения расчленяются на 11 пачек (I- XI), из которых промышленно нефтеносны II-VII пачки каширского и подольского горизонтов, причем продуктивность последних установлена лишь на Вятской площади. Выделенные пачки достаточно четко прослеживаются не только в пределах рассматриваемого месторождения, но и на значительной территории Бирской седловины и примыкающих к ней площадях Пермско-Башкирского свода и Верхнекамской впадины. Каждая из пачек представляет собой ритмически построенный литологический комплекс, нижняя часть которого выполнена карбонатными породами с повышенным содержанием пористо-проницаемых разностей, а верхняя - преимущественно плотными непроницаемыми карбонатами, глинистыми и глинисто-карбонатными отложениями. По стандартному каротажу низы каждой пачки, как правило, характеризуются отрицательными показаниями СП, низкими ГМ, положительными приращениями МЗ, низкими и средними значениями НГМ и при расчленении и корреляции разреза среднего карбона выделяются условно как продуктивный пласт. Противоположную электро- и радиокаротажную характеристику имеет верхняя, наиболее плотная часть разреза рассматриваемых пачек, которая выделяется как "плотный раздел" и оценивается как нефтеупор. Отмеченные продуктивные пласты приурочены: Б1 (пачка XI)-к башкирскому ярусу, вышележащие В1-В3 (пачки VIII-X) - к верейскому, K1-K4 (пачки IV- VII)-к каширскому, П1-П3 (пачки I и III) - к подольскому горизонтам. При сопоставлении указанных продуктивных пластов выявляется сложный линзовидный характер распространения содержащихся в них прослоев коллекторов, обусловленный частым изменением минералогического состава, структурно-текстурного сложения, емкостных и фильтрационных свойств пород. Как показали исследования, литологически неоднородный продуктивный разрез среднего карбона повсеместно связан с перекристаллизацией, доломитизацией, сульфатизацией, окремнением и др. В пределах Арланского месторождения при переходе к Новохазинской площади отмечается существенное качественное изменение продуктивного разреза резко усиливается литологическая неоднородность (расчлененность) III-VI пачек, увеличивается степень их доломитизации и сульфатизации, повышается интенсивность и возрастает разнообразие форм проявления постседиментационных преобразований, существенно ухудшаются коллекторские свойства, нефтенасыщенность слагающих пород и снижается стратиграфический уровень нефтеносных коллекторов. Перечисленные признаки закономерно усиливаются в юго-восточном направлении, и на Юсуповском участке Арланского месторождения весь среднекаменноугольный разрез становится непродуктивным. На Арланской и Николо-Березовской площадях промышленно нефтеносны III и IV пачки, приуроченные соответственно к подошве подольского (П3) и кровле каширского (K1) горизонта, а на Новохазинской площади, притом лишь в северной ее половине (Шариповский участок), продуктивны нижележащие V и VI пачки (К2 и К3), выделяемые в середине разреза каширского горизонта. В северо западной части Арланского месторождения на Вятской площади диапазон промышленной нефтеносности увеличивается, охватывая II-III пачки подольского горизонта (П2 и П3) и IV, V и VII пачки каширского горизонта (K1, K2 и К4), общая мощность которых достигает 110 м (рис. 1).

Рис.1. Схема распространения залежей нефти в среднем карбоне Арланского месторождения

Распространение нефтеносности продуктивных пластов: а - П2, П3, K1, К2, К4; б - П3, К1; в - К2, К3; эксплуатационные площади: 1 - Вятская 2 - Арланская, 3 - Николо-Березовская, 4 – Новохазинская. В процессе поисково-разведочных работ на территории Арланского месторождения отмечались нефтепроявления, а в скв. 92 и 210 на Николо Березовской площади были получены притоки нефти при вскрытии и опробовании пластов В2 и В3 (пачки IX и X), залегающих в нижней части верейского горизонта. Однако их нефтеносность до сих пор остается не вполне ясной. Из проведенного структурно-фациального анализа следует, что предпосылки крайне неоднородного (дифференцированного) пространственного распределения нефтеносности среднекаменноугольных (точнее, каширско-подольских) отложений Арланского месторождения были заложены в период накопления и первичного (седиментационно-диагенетического) преобразования осадков в условиях мелководного шельфового морского бассейна с резко расчлененным рельефом дна, нестабильными гидродинамическим, температурным и гидрохимическим режимами и в целом жарким климатом. Это обусловило преимущественное накопление карбонатных осадков, характеризующихся структурно минералогической неоднородностью и разнообразием форм проявления в последующие фазы их преобразования (поздний диагенез, эпигенез) вторичных процессов, в числе которых особая роль принадлежала доломитизации и генетически тесно связанной с ней сульфатизации.

**1.3 Характеристика нефти, газа и пластовых вод**

На территории северной половины месторождения (Арланская, Николо-Березовская и Вятская площади), расположенной гипсометрически ниже Новохазинской площади, накопление и преобразование каширско-подольских отложений проходило при комбинированном участии достаточно интенсивной гидродинамической активности морских вод и катионнообменных (метасоматических) процессов, в целом положительно влияющих на формирование пород коллекторов. Вследствие этого основная часть пористо-проницаемых прослоев продуктивных пластов K1 и П3 выполнена органогенно-реликтовыми (метасоматическими) доломитами и биоморфными (главным образом фораминиферовыми) доломитизированными известняками, возникновение порового пространства в которых обусловлено первичной укладкой форменных элементов {главным образом раковин организмов) осадка при активном участии доломитового метасоматоза. Преобразование осадков в последующие фазы проходило в основном под действием выщелачивания не замещенных доломитом известковистых реликтовых участков. Существенно иная обстановка карбонатонакоплепия в каширско-подольское время была на территории Новохазинской площади, которая представляла собой обширную отмель, несколько изолированную от основных вод морского бассейна. Здесь под влиянием высокой щелочности, минерализации и температуры морской поды происходило сближение растворимостей СаСО3 и MgCO3, которое способствовало превращению этих компонентов в доломит и интенсивному его накоплению. Причем оптимальные условия седиментации доломитов достигаются к моменту перенасыщения природных морских под сульфатами кальция. По данным промыслово-геофизических исследований скважин, на Арланской и Николо-Березовской площадях в продуктивном пласте K1 выделяется до шести прослоев пористо-проницаемых пород, в пласте П3 - до двух. Каждый из прослоев имеет мощность от 0,5 до 3-4 м. Наиболее высокая степень литологической неоднородности и резко выраженная линзовидность коллекторов, обусловливающие их слабую гидродинамическую связь и крайне низкую продуктивность, наблюдаются, в продуктивных пластах К2 и К3 Новохазинской площади. В разрезе продуктивных пластов среди хорошо насыщенных нефтью пористо-проницаемых прослоев па повышенных гипсометрических отметках (выше ВНК) часто встречаются прослои с высокопористыми породами (более 15%), которые из-за слабой проницаемости (менее 0,005 мкм2) и линзовидного их залегания оказались слабонефтенасыщенными (непромышленными) или полностью водоносными. Такие прослои преобладают над хорошо нефтенасыщенными в разрезах большинства скважин. Во многих из них пласты содержат лишь погребенную воду. Наличие водонасыщенных прослоев среди хорошо нефтенасыщенных подтверждается добычей воды вместе с нефтью в скважинах, расположенных на высоких гипсометрических отметках (рис. 2).

Рис. 2. Схематический профиль нефтеносной пачки каширско-подольских отложений Арланской площади. а - плотный раздел между пластами; прослои: б - промышленно нефтеносные, в - слабонефтенасыщенные, г - водонасыщенные; д - ВНК; е - плотные породы в продуктивном пласте; 1-8-скважины

Для оценки эффективной нефтенасыщенной мощности продуктивных пластов в этих случаях недостаточно использовать традиционный метод установления нижнего предела пористости, при котором породы становятся непроницаемыми и утрачивают коллекторские свойства. Эта граница для каширско-подольских отложений составляет 9-11%. Определяющим здесь служит минимальное значение нефтенасыщенности. При выяснении характера насыщенности пластов использовались материалы исследований НГК, БК (лучше на высокоминерализованной воде) и грунтов по общепринятой методике. На основании полученных распределений удельных сопротивлений (rп) пластов, залегающих в заведомо нефтяной и водоносной частях залежи, и распределений комплексного параметра Кп2 rп для этих же пластов были выявлены их критические значения для нефтеносных пластов (rп = 7 Ом-м и Кп2 rп rп =0,41). Используя конкретные зависимости rп=f(kп) и рп = f(Кн), полученные по данным исследования образцов керна, нижний предел коэффициента нефтенасыщенности (Кн) устанавливается от 0,62 до 0,67. Эти величины хорошо согласуются с результатами испытаний скважин, т.е. ни в одном из опробованных интервалов, из которых были получены промышленные притоки нефти, не выделяются пласты с нефтенасыщенностью менее 67%. Таким образом, по изложенной методике для каждого продуктивного прослоя были определены следующие параметры: hэф, rп, Kп и Кн. В отдельных случаях для оценки характера насыщенности коллекторов привлекались материалы ИННК, подтверждающие установленную величину нефтенасыщенности по rп. Сложная картина гипсометрического распространения нефтеносности в разрезе при наличии водонасыщенных прослоев часто создает видимость резкого колебания ВНК. Границей залежи нефти или контуром нефтеносности в этих условиях служит линия замещения промышленно нефтеносных коллекторов непроницаемыми породами. По характеру распространения нефтенасыщенных пластов в пределах всей площади месторождения выделяются обширные, средние и малые по величине и изолированные друг от друга участки нефтеносности. Выявленные особенности распространения нефтеносности и строения залежей нефти в карбонатных отложениях среднего карбона Арланского месторождения позволили выделить объекты подсчета, площади с различными категориями запасов, определить подсчетные параметры, установить для различных участков залежи ожидаемые коэффициенты нефтеотдачи, подсчитать балансовые и извлекаемые запасы нефти и растворенного в ней газа по промышленным категориям А, В и С1. Месторождение обустроено, залежи нефти в среднем карбоне имеют небольшую глубину, что позволяет быстро и с малыми затратами ввести их в промышленную разработку.

**2. Технологическая часть**

**2.1 Текущее состояние разработки и динамика основных технологических показателей месторождения**

Проведем анализ технико-экономических показателей Арланского УДНГ, представленных в таблице 1.

Таблица 1 - Основные технико-экономические показатели Арланского УДНГ за 2006-2008 гг.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | 2006 | 2007 | 2008 |
| Добыча нефти тыс.руб | 2168,5 | 2156 | 2181 |
| Товарная нефть т.тн | 2153,043 | 2140,664 | 2170,173 |
| Валовая продукция тыс. руб. | 1627180 | 1504413 | 1618174 |
| Среднесуточн.дебит скважин по нефти на скважину отработанную действующего фонда тн/сут | 2,3 | 2,2 | 2,2 |
| Добыча жидкости т.тн | 12119 | 13325 | 13913 |
| Обводненность нефти (весовая ) % | 82,1 | 83,8 | 84,3 |
| Ввод новых нефтяных скважин в эксплуатацию СКВ | 27 | 30 | 28 |
| в тч из разведки | 2 | 2 | 3 |
| Коэффициент эксплуатации действующего фонда нефтяных скважин | 0,954 | 0,956 | 0,950 |
| Выполнение объема капитальных вложений тыс.руб. | 331856 | 700545 | 556037 |
| в т.ч. эксплуатационное бурение тыс.руб | 82429 | 119800 | 173315 |
| разведочное бурение | 58183 | 124000 | 77706 |
| Строительство скважин | 76762 | 173418 | 124632 |
| Среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов по основной деятельности | 2842535 | 3180431 | 3925996 |
| Фондоотдача (выпуск валовой продукции на 1 руб. среднегодовой стоимости промышленно-производст.фонд.) руб | 0,57 | 0,47 | 0,41 |

Начнем с анализа производственной программы. В 2008 году план по добыче нефти был перевыполнен на 3,1%. Годовой уровень добычи нефти в 2008 году, по сравнению с 2007 годом, увеличился на 25 тыс. тонн.

В то же время, объем товарной нефти увеличился и составил 101,4% от уровня 2007 года.

На рисунках 3 и 4 представлена динамика добычи нефти и жидкости за последние 5 лет работы НГДУ «Краснохолмскнефть».

Рис. 3 Динамика добычи жидкости

Рис. 4 Динамика добычи нефти

В течение последних лет, на фоне увеличения объемов добычи жидкости, добыча нефти постепенно снижается, что свидетельствует об увеличении степени обводненности скважин. В 2008 году было закачено больше воды, что повлекло за собой увеличение объемов добычи жидкости на 462,7 тыс. т.

Проведем подробнее анализ изменения объема добычи нефти и факторов повлиявших на это изменение.

Для наглядности составим таблицу 2 изменений данных за 2008 год по отношению к 2006 и 2007 году.

Таблица 2 - Изменение основных ТЭП

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Показатели | абсолютное изменение | изменение в % |
| 2008- 2006 | 2008-2007 | 2008/2006 | 2008/ 2007 |
| Добыча нефти тыс.руб | 12,5 | 25,0 | 100,6 | 101,2 |
| Валовая продукция тыс. руб. | -9006,0 | 113761 | 99,5 | 107,6 |
| Среднесуточный дебит скважин по нефти на скважину отработанную действующего фонда тн/сут | -0,1 | 0 | 95,7 | 100,0 |
| Обводненность нефти (весовая) % | 2,2 | 0,5 | 102,7 | 100,6 |
| Коэффициент эксплуатации действующего фонда нефтяных скважин | -0,004 | -0,006 | 99,58071 | 99,37238 |

Среднесуточный дебит скважин по нефти падает, но в 2008 году благодаря проводимым мероприятиям он остался на уровне предыдущего года.

Видно, что обводненность добываемой нефти растет (рис. 5), что оказывает отрицательное влияние на добычу нефти. По сравнению с 2000 годом обводненность нефти (весовая) увеличилась на 2,2%.

Рис. 5 Динамика обводненности нефти (весовая) %

Коэффициент эксплуатации действующего фонда скважин уменьшается, что влечет за собой уменьшение добычи нефти.

Количество нефтяных скважин увеличивается равномерно (рис. 6) с каждым годом примерно на 29. Благодаря этому поддерживается уровень добычи нефти.

Рис. 6 Динамика количества скважин (скв.)

**2.2 Анализ состояния системы ППД**

Естественные режимы залегания залежей нефти недолговечны. Процесс снижения пластового давления ускоряется по мере наращивания отборов жидкостей из пласта. И тогда, даже при хорошей связи залежей нефти с контуром питания, его активным воздействием на залежь, неминуемо начинается истощение пластовой энергии. Это сопровождается повсеместным снижением динамических уровней жидкости в скважинах и следовательно, уменьшением отборов. При организации поддержания пластового давления (ППД) наиболее сложным из теоретических вопросов и до сих пор решенных не полностью, являются достижение максимального вытеснения нефти из пласта при эффективном контроле и регулировании процесса. При этом следует иметь ввиду, что вода и нефть отличаются своими физико-химическими характеристиками: плотностью, вязкостью, коэффициентом поверхностного натяжения, смачиваемостью. Чем больше различие между показателями, тем сложнее идет процесс вытеснения. Механизм вытеснения нефти из пористой среды нельзя представлять простым поршневым вытеснением. Здесь имеет место и смешение агентов, и разрыв струи нефти, и образование отдельных, чередующихся потоков нефти и воды, и фильтрация по капиллярам и трещинам, и образование застойных и тупиковых зон. Коэффициент нефтеотдачи месторождения, к максимальной величине которого должен стремиться технолог, зависит от всех вышеназванных факторов. Накопленные к сегодняшнему дню материалы позволяют оценить влияние каждого из них. Значительное место в эффективности процесса ППД занимает размещение скважин на месторождении. Они определяют картину заводнения, которое подразделяется на несколько видов. Поддержание пластового давления, появившееся у нас в стране вначале под названием законтурного заводнения, получило повсеместное распространение. Сегодня оно является вторичным способом добычи нефти (каким оно именовалось вначале), а непременным условием рациональной разработки залежей с первых дней закладывается в проекты разработки и осуществляется на многих месторождениях страны. На Арланском месторождении в разные годы проводились крупные эксперименты по опытно-промышленному испытанию методов увеличения нефтеотдачи. Наиболее крупным из них была длительная закачка раствора ПАВ на Николо-Березовской площади. К сожалению, результат оказался отрицательным и эксперимент прекратили. К числу наиболее крупных относится также эксперимент по исследованию зависимости КИН от плотности сетки добывающих скважин на Новохазинской площади. Масштаб этих работ был уникальным. Полученные результаты однозначно доказали, что выработка запасов существенно определяется плотностью сетки. Кроме перечисленных экспериментов на месторождении в опытном и промышленном масштабах проводились работы по внутрипластовому горению (удалось организовать горение, но из-за наличия кислых продуктов результаты оказались отрицательными), интенсификации выработки недренируемых запасов маломощных пластов путем сокращения расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами, полимерному заводнению, изменению направления фильтрации, закачке гелеобразующих композиций и др. Можно отметить, что разработка залежей среднего карбона и турнейского яруса до настоящего времени ведется бессистемно, так как собственной сетки скважин на эти объекты, так же как и системы поддержания пластового давления нет (кроме Вятской площади, на которой залежи каширо-подольского горизонта разбурены по собственной сетке скважин с применением заводнения). Разработка этих объектов в основном планируется за счет возвратного фонда. Всего пробурено около 9 тыс. скважин различного назначения. Обводненность продукции составляет 95 %. Добыча нефти снизилась до 4,2 млн. т/год. Из эксплуатации выведено более 1000 скважин. Отбор жидкости также снизился с 160 до 80 млн. т. За весь срок разработки добыто 457 млн. т нефти, в том числе 404,2 млн. т из ТТНК. Однако, несмотря на отдельные недостатки, разработка месторождения может быть оценена как удовлетворительная. Достигнутый КИН составляет 0,396, и состояние разработки позволяет надеяться, что утвержденный КИН будет достигнут. Технологическая схема ППД на Арланском УДНГ определяется проектом разработки нефтяного месторождения и в первую очередь количеством и расположением нагнетательных скважин. Можно выделить следующие принципиальные системы ППД Арланского УДНГ:

а) автономную систему, когда объект закачки (насосная станция) обслуживает одну нагнетательную скважину и располагается в непосредственной близости от нее;

б) централизованную систему, когда насосная станция обеспечивает закачку агента в группу скважин, расположенных на значительном удалении от насосной станции.

В свою очередь, централизованная система ППД подразделяется на групповую и лучевую. При групповой системе несколько скважин снабжаются одним нагнетательным трубопроводом: разновидностью групповой системы является применение распределительных пунктов (РП), в этом случае группа скважин подключается непосредственно к РП. При лучевой системе от насосной станции к каждой нагнетательной скважине подводится отдельный нагнетательный водовод. Автономная система включает в себя водозаборное сооружение, станцию подъема, нагнетательную насосную станцию, нагнетательную скважину. Водозаборное сооружение является источником водоснабжения: здесь осуществляется добыча воды для целей закачки в пласт. Водозаборы подразделяются на: а) подрусловые; б) открытые. В подрусловых водозаборах вдоль русла рек бурятся подрусловые скважины глубиной 12…15 м и диаметром 300 мм до водоносного горизонта. Подъем воды производится спускаемым в скважину артезианским или электрическим насосом. В сифонных водозаборах откачка воды из скважин производится под действием вакуума, создаваемого специальными вакуум-насосами в вакуум- котле, и откачка поступающей в них воды насосами на насосную станцию П подъема и объекта закачки. В открытых водозаборах насосный агрегат устанавливается вблизи водоисточника и откачивает из него воду на объект закачки. Могут применяться заглубленные насосные станции с расположением насосов ниже уровня реки. В последние годы все большую долю закачиваемой в пласт воды занимают сточные воды, которые проходят очистку на специальных сооружениях и ими же откачиваются на объекты закачки. Централизованная система закачки включает в себя водозабор, станцию второго подъема, кустовую нагнетательную насосную станцию и нагнетательные скважины. Кустовая насосная станция (КНС) представляет собой специальное сооружение, выполненное из бетона или кирпича, в котором размещается насосное и энергетическое оборудование, технологическая обвязка, пусковая и регулирующая аппаратура. В последние годы на Арланском УДНГ получили распространение блочные НКС, которые изготовляются на заводах в виде отдельных блоков и доставляются к месту монтажа в собранном виде.

**3. Проектная часть**

**3.1 Новая техника и технология очистка сточных вод**

Нефтепромысловые сточные воды представляют собой разбавленные дисперсные системы плотностью 1040—1180 кг/м3, дисперсионные среды которых - высокоминерализованные рассолы хлор-кальциевого типа (хлорид натрия, хлорид кальция). Дисперсные фазы сточных вод — капельки нефти и твердые взвеси. При извлечении из недр продукции скважин пластовая вода, находящаяся в эмульгированном состоянии, практически не содержит каких-либо загрязнений: примеси не превышают 10—20 мг/л, но после расслоения эмульсии на нефть и воду содержание диспергированных частиц в отделяемой воде сильно растет: нефти — до 4—5 г/л, механических примесей — до 0,2 г/л. Объясняется это тем, что в результате снижения межфазного натяжения на границе нефть—вода вследствие введения в систему реагента-деэмульгатора и турбулизации расслоенного потока интенсифицируется диспергирование нефти в воде, а также отмыв и пептизация различных шламовых отложений (продуктов коррозии, глинистых частиц) с внутренней поверхности трубопроводов. Кроме того, в аппаратах-водоотделителях накапливается промежуточный слой, состоящий из капель воды с неразрушенными бронирующими оболочками, агломератов твердых частиц, механических примесей, асфальтосмолистых веществ и высокоплавких парафинов, микрокристаллов солей и других загрязнителей. По мере накопления часть промежуточного слоя сбрасывается с водой, и значительное количество загрязняющих примесей переходит в водную среду. В результате смешения вод различного химического состава происходит нарушение сульфатного равновесия, что тоже приводит к увеличению твердого осадка. Сточные воды содержат растворенные газы: кислород, сероводород, углекислый газ, которые интенсифицируют их коррозионую активность, что приводит к быстрому износу нефтепромыслового оборудования и трубопроводов и, следовательно, ко вторичному загрязнению сточных вод продуктами коррозии. В сточных водах содержится закисное железо — до 0,2 г/л, окисление которого приводит к образованию осадка и углекислого газа. Нефтепромысловые сточные воды могут быть заражены сульфатовосстанавливающими бактериями, поступающими с ливневыми водами, способствующими выпадению осадков карбоната кальция и сульфида железа. Наличие в сточной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению приемистости продуктивных и поглощающих пластов. Поэтому перед закачкой сточных вод в продуктивные или поглощающие пласты требуется их очистка. Основными качественными показателями вод, делающими возможным их применение, являются:

1) содержание взвешенных частиц: оценивается характеристикой заводняемого пласта и регламентируется величиной 40…50 мг/л и размером 5…10 мкм;

2) содержание кислорода – до 1,0 мг/л;

3) содержание железа – до 0,5 мг/л;

4) концентрация водородных ионов (рН) – 8,5…9,5;

5) содержание нефти – до 30 мг/л.

Эти данные приведены из опыта применения ППД на Туймазинском месторождении и должны быть пересмотрены при организации ППД в других районах. На Туймазинском месторождении была апробирована химическая обработка пресной воды с целью удаления из нее солей и взвешенных частиц. Впоследствии отказались от многих процессов подготовки воды, считая их неоправданными. Однако, если для этого месторождения, имеющего высокую пористость и проницаемость пластов, отказ от подготовки воды по указанной выше технологии не вызывал значительных осложнений в работе системы, для других районов он мог оказаться неприемлемым. Затем началась закачка пластовых вод, которая потребовала своего подхода. Пластовые воды отличаются большим содержанием солей, механических примесей, диспергированной нефти, высокой кислотностью. Так, вода пласта Д1 Туймазинского нефтяного месторождения относится к высокоминерализованным рассолам хлоркальциевого типа плотностью 1040…1190 кг/куб.м. с содержанием солей до 300 кг/куб.м. (300 г/л). Поверхностное натяжение воды на границе с нефтью составляет 5,5…19,4 дин/см, содержание взвешенных частиц – до 100 мг/л, гранулометрический состав взвешенных веществ характеризуется преимущественным содержанием частиц до 2 мкм (более 50% весовых). Пластовые воды с процессе отделения от нефти смешиваются с пресными, с деэмульгаторами, а также с технологической водой установок по подготовке нефти. Именно эта вода, получившая название сточной, закачивается в пласт. Характерной особенностью сточной воды является содержание нефтепродуктов (до 100 г/л), углеводородных газов до 110 л/куб.м., взвешенных частиц – до 100 мг/л. Закачка в пласт такой воды не может проводиться без очистки до требуемых нормативов, которые устанавливаются по результатам опытной закачки. В настоящее время с целью сокращения потребления пресных вод и утилизации добываемых пластовых вод широко применяется использование для целей ППД сточных вод. Вода должна пройти предварительную очистку от мехпримесей (до 3- мг/л) и нефтепродуктов (до 25 мг/л). Наиболее широко распространенный способ очистки – гравитационное разделение компонентов в резервуарах. При этом применяется закрытая схема. Отточная вода с содержанием нефтепродуктов до 500 тыс.мг/л и мехпримесей до 1000 мг/л поступает в резервуары-отстойники сверху. Слой нефти, находящийся вверху, служит своеобразным фильтром и улучшает качество очистки воды от нефти. Мехпримеси осаждаются вниз и по мере накопления удаляются из резервуара. Из резервуара вода поступает в напорный фильтр. Затем в трубопровод подают ингибитор коррозии, и насосами вода откачивается на КНС. Для накопления и отстоя воды применяют вертикальные стальные резервуары. На внутреннюю поверхность резервуаров наносятся антикоррозийные покрытия с целью защиты от воздействия пластовых вод. Выбор технологической схемы очистки стоков зависит от многих факторов: типа производства, исходного сырья, требований к качеству и объемов очищаемых сточных вод. Выбор очистных сооружений предусматривает комплексную оценку производственных условий: наличие имеющегося очистного оборудования, наличие производственных площадей для модернизации имеющегося и размещения нового оборудования, входящие и требуемые на выходе концентрации загрязняющих веществ и многое другое. Установки по подготовке сточных вод для заводнения нефтяных пластов подразделяются на открытые и закрытые. Сточные воды I в установке по подготовке сточных вод открытого типа , поступающие с установки подготовки нефти, направляются в песколовку 1*,* где осаждаются крупные механические примеси. Из песколовки сточная вода самотеком поступает в нефтеловушку *3,* которая служит для отделения от воды основной массы нефти и механических примесей II. Принцип действия ее основан на гравитационном разделении при малой скорости движения сточной воды (менее 0,03 м/с). При такой скорости движения сточной воды капли нефти диаметром более 0,5 мм успевают всплыть на поверхность. Скопившуюся в ловушке нефть III отводят по нефтесборной трубе и насосом *2* подают на установку подготовки нефти на повторную обработку. После нефтеловушки сточные воды для доочистки от нефти и механических примесей поступает в пруды-отстойники *4,* где продолжительность отстаивания может быть от нескольких часов до двух суток. Иногда для ускорения процесса осаждения твердых взвешенных частиц или нейтрализации сточных вод перед прудами-отстойниками к воде добавляют химические вещества: известь, сернокислый алюминий, аммиак и др. После прудов-отстойников содержание нефти в сточной воде составляет 30—40 мг/л, а механических примесей — 20— 30 мг/л. Такая глубина подготовки сточной воды *IV* обычно достаточна для закачки ее в поглощающие пласты и в этом случае вода через камеры *5* и *6* поступает на прием насосов 7, осуществляющих закачку ее в поглощающие скважины. Закачка воды в нагнетательные скважины требует более глубокой ее очистки. В этом случае сточная вода из камеры *6* насосом *8* направляется в попеременно работающие фильтры *9* и *10.* В качестве фильтрующего материала используют кварцевый песок (фракция 0,5—1,5 мм), антрацитовую крошку, керамзитовый песок, графит и др. Сточная вода, поступающая в фильтр, должна содержать нефти не более 40 мг/л и механических примесей не более 50 мг/л. Остаточное содержание нефти и механических примесей после фильтра составляет 2—10 мг/л. Из фильтра очищенная вода *V* поступает в емкость 11, откуда насосом высокого давления *14* закачивается в нагнетательную скважину. После 12—16 ч работы фильтр загрязняется и поток переключается в другой фильтр, а загрязненный фильтр переключают на промывку. Промывку фильтра проводят очищенной водой, забираемой насосом *13* из емкости 11 и прокачиваемой через фильтр в обратном направлении. Длительность промывки составляет 15 - 18 мин. Вода с промываемой грязью сбрасывается в илонакопитель *12.* Установки по подготовке сточных вод закрытого типа предусматривают исключение контакта воды с кислородом воздуха для предотвращения окислительных реакций. По принципу действия установки закрытого типа подразделяются на отстойные, фильтра-ционные, флотационные и электрофлотационные.

Водонефтяная эмульсия I в установке по подготовке сточных вод закрытого типа , поступающая с промысла, смешивается с горячей пластовой водой VII, выводимой из отстойников или подогревателей-деэмульсаторов установки подготовки нефти и содержащей реагент-деэмульгатор, проходит каплеобразователь 1 и поступает в резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром 2*,* в котором осуществляется предварительный сброс воды. Резервуар-отстойник с жидкостным гидрофильным фильтром выполнен на основе типового вертикального резервуара и имеет сифонное устройство, обеспечивающее поддержание заданного слоя воды под слоем нефти. Водонефтяная эмульсия, изменившая свой тип с обратного на прямой в результате смешения с горячей водой с реагентом-деэмульгатором и турбулентного перемешивания в каплеобразователе, поступает в резервуар-отстойник *2* под слой воды через распределитель. Поднимаясь через жидкостный гидрофильный фильтр (слой воды) капли нефти освобождаются от эмульсионной воды. Таким образом происходит предварительное обезвоживание нефти и предварительно обезвоженная нефть II выводится с верхней части резервуара-отстойника *2.* Отделившаяся на этой стадии сточная вода III перетекает в резервуар-отстойник с гидрофобным жидкостным фильтром *3.* Этот резервуар-отстойник также выполнен на основе типового вертикального резервуара и имеет сифонное устройство, обеспечивающее поддержание заданного слоя нефти над слоем воды. Сточная вода вводится через лучевой перфорированный распределитель в слой нефти (жидкостный гидрофобный фильтр) и, опускаясь вниз, освобождается от капелек нефти. Уловленная нефть V (ловушечная нефть) собирается в камере, выводится сверху резервуара-отстойника и направляется на установку подготовки нефти. На границе раздела нефть—вода может образовываться слой неразрушаемой эмульсии IV*,* которая периодически выводится и направляется также на установку подготовки нефти. Вода, прошедшая через слой нефти и освободившаяся от основной части капельной нефти, подвергается еще и отстою в слое воды. Все эти операции обеспечивают достаточно глубокую очистку пластовой воды от капельной нефти, и очищенная вода VI, пройдя емкость 4*,* насосом 5 закачивается в поглощающие или нагнетательные скважины. Основным аппаратом установок по подготовке сточных вод закрытого типа на принципе фильтрации является коалесцирующий фильтр-отстойник типа ФЖ-2973 , разработанный институтом БашНИПИнефть. Сточная вода предварительно подвергается отстою в горизонтальном отстойнике, а затем через патрубок ввода *6* поступает в приемный отсек *В* фильтра-отстойника, расположенный в средней части корпуса *3.* Из приемного отсека сточная вода через перфорированные перегородки *10* поступает в фильтрационные отсеки *Б.* Фильтрационные отсеки заполнены коалесцирующим фильтром *5,* в качестве которого применяют гранулированный полиэтилен с размером гранул 4—5 мм. Полиэтилен обладает гидрофобным свойством: нефть смачивает его, а вода нет. Поэтому капли нефти, задерживаясь на поверхности гранул, сливаются (коалесцируют) и выходят из фильтрационных отсеков *Б* в отстойные отсеки *А* в укрупненном виде. По этой причине в отстойных отсеках происходит быстрое расслоение воды и капелек нефти и нефть выводится сверху через патрубки вывода нефти 1, а очищенная вода — через патрубки 7. Осаждающиеся в отстойных отсеках механические примеси выводятся через патрубки *8.* Отстойные отсеки снабжены люками-лазами *2.* Загрузка и выгрузка гранулированного полиэтилена в фильтрационные отсеки проводится через люки *4* и *9.* При засорении гранулированного полиэтилена осуществляют его промывку подачей в очищенную воду 10—15% дисперсии керосина в течение 30 мин.

Технологическая схема установки по подготовке сточных вод закрытого типа на принципе отстоя

Подготовка сточных вод, основанная на принципе флотации, осуществляется в резервуаре-флотаторе . Флотация — это процесс извлечения из жидкости мельчайших дисперсных частиц с помощью всплывающих в жидкости газовых пузырьков. В резервуаре-флотаторе пузырьки газа образуются во флотационной зоне *5* за счет выделения растворенного газа из газонасыщенной сточной воды в результате снижения давления при поступлении ее в эту зону. Давление насыщения воды газом — 0,3—0,6 МПа; количество выделенного газа из воды — 25 л/м3. Газонасыщенная вода через патрубок ввода 1 вводится в нижнюю часть флотационной зоны с помощью перфорированного распределителя. Сточная вода поднимается во флотационной зоне со скоростью, обеспечивающей длительность пребывания воды во флотационной зоне около 20 мин. Выделяющиеся пузырьки газа, поднимаясь зверх, встречают на своем пути дисперсные частицы, распределенные в воде. Дисперсные частицы, которые плохо смачиваются водой (капельки нефти), захватываются пузырьками и флотируются на по-зерхность, образуя там слой пены. Уловленная нефть собирается в юльцевой желоб *4* для сбора нефти и выводится через патрубок *2.* Вода из флотационной зоны *5* перетекает в отстойную зону *6,* расположенную в кольцевом пространстве между корпусом *3* резервуара и флотационной зоной, где медленно опускается вниз. Дисперсные частицы, которые хорошо смачиваются водой, не захватываются пузырьками газа во флотационной зоне, а под действием силы тяжести осаждаются вниз во флотационной и отстойной зонах, откуда осадок выводится через соответствующие перфорированные трубы и патрубки *9* и *10.* Очищенная вода выводится через кольцевой перфорированный коллектор и патрубок *8.* Резервуар-флотатор герметизирован, поэтому выделяющийся из воды газ выводится сверху резервуара через патрубок 7. Содержание примесей (мг/л) в сточной воде, поступающей в резервуар-флотатор на очистку, должно быть: нефти — 300, механических примесей — до 300. Остаточное содержание в очищенной воде, выходящей из резервуара-флотатора, составляет (мг/л): нефти — 4—30, механических примесей — 10—30.

Электрофлотация — это флотация газом, образовавшимся в результате электролиза. При электролизе воды образуются пузырьки кислорода и водорода. Преимущество электрофлотации по сравнению с газовой флотацией — возможность получения при электролизе тонкодиспергированных пузырьков газа до 16 \*107 шт/(м2\*мин), что приводит к быстрому осветлению нефтесодержащей воды. Сущность электрофлотационного способа очистки сточных вод включается в следующем. В технологической емкости устанавливают электроды и пропускают постоянный электрический ток. В результате электролиза на электродах выделяются газовые пузырьки, которые поднимаются вверх, пронизывая слой обрабатываемой нефтесодержащей воды. При движении в сточной воде пузырьки сталкиваются с дисперсными частицами, взвешенными в воде, прилипают к ним и флотируют их. Таким образом, дисперсные частицы собираются в верхней части сосуда в виде пены, которую удаляют с помощью скребкового транспортера. Очищенная вода выводится через патрубок, расположенный внизу аппарата. На процесс очистки сточных вод методом электрофлотации существенное влияние оказывает расположение электродов. Рекомендуется располагать один электрод в нижней части аппарата так, чтобы он по возможности закрывал все дно. Это необходимо для того, чтобы пузырьки, выделяющиеся при электролизе на этом электроде, пронизывали весь объем обрабатываемой воды и обеспечивали флотацию дисперсных частиц. Второй электрод закрепляют в вертикальном положении, так чтобы он не препятствовал флотации дисперсных частиц. Электроды выполняют в виде пластин, решеток, можно использовать подвижные электроды с целью регулирования расстояния. между ними. Для повышения эффективности процессов флотации и электрофлотации в обрабатываемую сточную воду вводят химические реагенты, которые по механизму действия на дисперсные частицы подразделяются на две группы: коагулянты и флокулянты. Коагулянты — это электролиты, добавление которых в сточную воду приводит к объединению мельчайших дисперсных частиц в достаточно крупные соединения с последующим их осаждением. Механизм действия такого коагулянта, как сернокислый алюминий, заключается в следующем. При растворении сернокислого алюминия происходит его гидролиз:

Аl2(SO4)3 « 2AI3+ + 3SO42-,

Аl3+ + ЗН2О « Аl (ОН)з + ЗН+.

Образующаяся при этом гидроокись алюминия представляет собой хлопьевидный студенистый осадок, который, оседая, увлекает за собой дисперсные частицы (нефть и механические примеси). Так как этот процесс проходит активно в щелочной среде, то одновременно с коагулянтом добавляют аммиачную воду или известковое молоко (получаемое гашением извести). Кроме сернокислого алюминия, коагулянтами также являются хлорное железо, железный купорос. Флокулянты - это высокомолекулярные водорастворимые полиэлектролиты. Механизм их действия заключается в том, что длинные цепи молекул полиэлектролита адсорбируются своими активными центрами (гидрофильными группами) на поверхности дисперсных частиц, что приводит к хлопьеобразованию (флокуляции). В отличие от коагуляции при флокуляции дисперсные частицы не контактируют друг с другом, а разделены мостиком из молекулярной цепи флокулянта. В качестве флокулянта используется водорастворимый полимер полиакриламид (ПАА). Эффективность коагулянтов и флокулянтов существенно возрастает при их совместном применении в процессе очистки сточных вод. При этом дозировка флокулянтов в десятки или даже в сотни раз меньше, чем коагулянтов.

**3.2 Пути совершенствования технологии закачки воды в пласт**

На многих многопластовых месторождениях Арланского УДНГ и на одну нагнетательную скважину приходится более двух уже вскрытых (перфорированных) эксплуатационных объектов. Это делалось для поддержания пластового давления (объемов закачки воды) при ограничении капитальных вложений на строительство новых нагнетательных скважин. Известно, что совместная закачка воды в несколько пластов, неоднородных по проницаемости, приводит к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и образованию водяных блокад отдельных невыработанных зон. При этом ускоренное продвижение фронта вытеснения нефти водой по высокопроницаемым пластам приводит к прорывам воды к забоям добывающих скважин и как следствие возрастают объем попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание. Это в лучшем случае приводит к повышению себестоимости добычи нефти, а в худшем случае - выводу обводненной скважины из эксплуатации вместе с потерей неосвоенных запасов нефти, оставшихся в низкопроницаемых пластах. Практика совместной закачки воды в несколько пластов приводит также к потере информации о фактических закачках воды в каждый из пластов. Противоречие «экономических соображений» и охраны недр при выборе эксплуатационных объектов уже сейчас можно урегулировать, если использовать технологию одновременно - раздельной закачки воды в несколько эксплуатационных объектов через одну скважину. Данная технология является частью технологии одновременно раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов, предложенной НИИ «УралГеоТех» и НИИ «Башнефть». Главной отличительной особенностью данной технологии являются: поочередный спуск секций пластов, проверка герметичности пакера (снизу и сверху) для каждой последующей секции, соответствующей интервалу, на который нужно и можно создавать дифференцированную репрессию. Это позволит предупредить перетоки как между выбранными интервалами – пластами через пакер в момент закачки (при различных репрессиях для разных интервалов), так и через колонну труб в момент остановки, несмотря даже на существенное различие в пластовых давлениях, а также гарантировать надежное извлечение многопакерной установки из скважины для ревизии или ремонта. Данная технология позволяет исследовать отдельно каждый из выделенных интервалов и устанавливать для них оптимальное значение репрессии с учетом существующих ограничений. Для реализации технологии используется скважинная установка, состоящая из колонны труб с несколькими пакерами, количество которых совпадает с количеством секций, причем каждая секция включает, по меньшей мере, одну скважинную камеру с клапаном, регулирующим поток. При этом один или несколько пакеров сверху оснащены разъединителем колонны труб без или с термокомпенсатором, или отдельным телескопическим соединением для раздельного спуска и извлечения каждой секции из скважины, а также снятия напряжения колонны труб. На рис.1 приведена схема компоновки для закачки воды по трем эксплуатационным объектам (изолированным пластам). В правилах разработки нефтяных и газонефтяных месторождений под эксплуатационным объектом понимают «продуктивный пласт, часть пласта или группу пластов, выделенных для разработки самостоятельной сеткой скважин» не исключающей ее совмещения с другими объектами, но имеющих индивидуальную систему воздействия, обеспечивающую дифференцированное управление фильтрационными потоками (полем пластовых давлений)». Если через одну нагнетательную скважину воздействуют на два неоднородных и гидравлически изолированных пласта двумя различными репрессиями, а со стороны добывающих скважин на те же пласты также создают совершенно независимые значения депрессий, то эти пласты следует рассматривать как отдельные эксплуатационные объекты разработки.

Рис. 7 Схема подземной компоновки ОРЗ нагнетательной скважины

И наоборот, если при совместной эксплуатации нескольких пластов некоторые из этих пластов вообще не охвачены воздействием, например из-за низкой проницаемости или из-за невозможности создать на них предельный градиент давления, то вряд ли их можно относить к эксплуатационным объектам, так как в этом случае они ничем не отличаются от неперфорированных пластов. Самостоятельная сетка скважин на уровне каждого объекта нужна исключительно для обеспечения оптимального поля пластовых давлений, адаптированного к конкретным геолого-технологическим условиям выделенного объекта. При технологии одновременно раздельной разработки нескольких объектов это возможно обеспечить с помощью совмещенной для них сеткой скважин. В настоящее время проведена работа для нагнетательных скважин с четырьмя изолированными интервалами пластов, но существует принципиальная и техническая возможность значительно увеличить количество таких интервалов (объектов). Успешное внедрение данной технологии возможно на нагнетательных скважинах, имеющих открытый ствол до продуктивных пластов, что позволяет изменять режимы закачки воды в каждый из интервалов (пласт) путем смены регулирующих клапанов или штуцеров с помощью канатной техники и специальных инструментов. При использовании данной технологии можно контролировать закачку воды в каждый объект и оптимально регулировать процессы разработки – дифференцированно воздействовать на отдельные пласты за счет оперативного (сменой устьевого регуляторов или забойных регуляторов в соответствующих секциях) изменения режимов каждого из пластов скважины в широком диапазоне, что в конечном итоге позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи. Данная технология позволяет оптимизировать репрессии, изменять направления фильтрации, производить нестационарное заводнение даже в зимний период. Таким образом, на многопластовых месторождениях необходимо проводить широкомасштабное внедрение технологии ОРРНЭО с целью обеспечения дифференцированного воздействия на различные эксплуатационные объекты (интервалы и/или участки пласта). В настоящее время проведена работа для нагнетательных скважин с четырьмя изолированными интервалами пластов, но существует принципиальная и техническая возможность значительно увеличить количество таких интервалов (объектов). Диаметр колонны труб и типоразмеры регулирующего клапана для каждой секции выбирают с помощью программного комплекса Уральского филиала НИИ «Башкиргаз» SANDOR в зависимости от геолого-промысловых характеристик соответствующих им эксплуатационных объектов. Каждую последующую секцию спускают на колонне технологических труб, а верхнюю секцию - на колонне фондовых труб. Специализированное оборудование для реализации технологии ОРРНЭО разрабатывает ООО НТП «Нефтегазтехника» г. Уфа. Остановимся подробнее на отдельных разработках. Разъединитель колонны типа РКГ, РКМ, РКШ. Разъединитель колонны предназначен для отсоединения (гидравлическим воздействием – РКГ или механически РКМ, РКШ) и последующего соединения (автоматически - гидравлическим или механическим воздействием) колонны НКТ с установленным в скважине пакером, а также для компенсации изменения длины колонны НКТ при термобарических условиях (рис.8) Пакер типа ПДШ. Главное преимущество данного пакера - повышение его герметичности, а также надежности извлечения из скважины. При этом сокращается количество спуско-подъемных операций и аварий при эксплуатации многопакерной установки. Пакер включает сверху якорь, срабатывающий как от трубного, так и от забойного давления, что повышает надежность пакера как при посадке, так и при его эксплуатации. Также пакер имеет снизу заякоривающее устройство «конус – плашек», освобождающееся как от натяга (8 – 12 тн) колонны труб, так и без натяга, путем перемещения (механическим или гидравлическим путем) скользящей втулки в стволе, не срезая при этом срезных винтов плашкодержателя.

Рис.8 Разъединитель колонны РКШ

Забойный регулятор типа 5 РД. Данный регулятор позволяет в зависимости от параметров пласта поддерживать заданное забойное давление или заданный расход воды в процессе закачки даже при изменении пластового давления и коэффициента приемистости. Устьевой регулятор типа 5 РР. Данный регулятор в отличие от традиционно используемых устьевых штуцеров позволяет оперативно изменять и поддерживать заданные значения устьевого давления, в частности при исследовании пластов. Эффективность технологии одновременно раздельной закачки воды в несколько пластов на нагнетательных скважинах была проверена на следующих многопластовых месторождениях: Ванъеганском, Ай-Еганском, Приобском, Тарасовском, Барсуковском, Южно-Тарасовском, Фестивальном, Восточно-Ягтинском, Южно-Харампурском и других. Экономический эффект указанной технологии в основном выражается в дополнительной добыче нефти или сокращении капитальных вложений на бурение дополнительных скважин. Технология позволяет по сравнению с раздельной эксплуатацией нескольких пластов:

-сократить капитальные вложения на бурение скважин (в 2-3 раза);

- снизить эксплуатационные расходы (переменные затраты) (на 20-40%);

- уменьшить срок освоения многопластового месторождения (на 30%);

- увеличить рентабельный срок разработки обводненных и загазованных пластов продлением их эксплуатации с подключением дополнительных объектов;

- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет увеличения срока их рентабельной разработки;

- уменьшить вероятность замерзания фонтанной арматуры и выкидных коллекторов нагнетательных скважин из-за низкой проницаемости пласта;

- повысить эффективность использования скважин и скважинного оборудования;

- уменьшить вероятность образования негерметичности эксплуатационной колонны.

По сравнению с совместной эксплуатацией нескольких пластов технология позволяет:

- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет разукрупнения объектов разной проницаемости и разной насыщенности и повышения степени охвата их заводнением;

- увеличить добычу нефти на 30-40 % за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;

- обеспечить учет закачиваемой воды (агент) в каждый из пластов;

- предупредить межпластовые перетоки по стволу скважины в момент ее остановки и при малых репрессиях;

- повысить эффективность методов повышения нефтеотдачи за счет использования одной скважины одновременно для ППД и селективной закачки агента для выравнивания профиля приемистости;

- нестационарно воздействовать на пласты, изменяя их режимы;

- обеспечить повышенные репрессии на низкопроницаемые нефтенасыщенные пласты с одновременнымограничением закачки воды в высокопроницаемые пласты;

- регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, оперативно управляя полем пластовых давлений;

- уменьшить вероятность образования негерметичности эксплуатационной колонны;

- исследовать и контролировать разработку отдельных пластов. В настоящее время технология успешно внедрена на 37 нагнетательных скважинах, в том числе на 12 с 3-мя пластами и на 25 с 2-мя пластами. Технология наиболее эффективно реализуется на газлифтных и нагнетательных скважинах.

**4. Расчетная часть**

**4.1 Расчет времени разработки нефтяной залежи**

В связи с этим, одной из задач анализа разработки является подтверждение заданного проектным документом режима работы месторождения, для чего рассматривается динамика среднего пластового давления в зоне отбора и состояние текущего пластового и забойного давлений и газового фактора по площади пласта на дату анализа. Если обнаруживается, что значение среднего пластового давления в зоне отбора ниже давления насыщения, а забойное давление в добывающих скважинах снизилось по отношению к давлению насыщения более чем на 25% при значительном повышении газового фактора, то водонапорный режим на месторождении отсутствует и разработка его ведется на режиме растворенного газа. Следует отметить, что на современном уровне развития нефтепромыслового дела такое положение наблюдается исключительно редко. При задержке внедрения метода поддержания давления, а также для подтверждения существования упруговодонапорного режима определяется запас упругой энергии или объем нефти, добываемой из залежи за счет упругой энергии жидкости и пласта

где:

* - запас упругой энергии залежи;

* - коэффициент упругоемкости пласта;

* - объем пласта;

* - снижение давления,

где:

* - пористость;

* - коэффициент сжимаемости жидкости (нефти);

* - коэффициент сжимаемости среды (породы);

где:

* - начальное среднее пластовое давление;

* - текущее среднее пластовое давление.

Сопоставляя текущую накопленную добычу нефти и воды с , можно убедиться в наличии еще в залежи упругой энергии или в необходимости внедрения методов поддержания давления. Для выявления режимов нефтяной залежи помимо данных о параметрах пласта, соотношении давления насыщения и пластового давления, необходимо установить гидродинамическую связь данной залежи с законтурной областью. Связь эта может проявляться различным образом. В практике разработки нефтяных месторождений возможны случаи взаимодействия соседних месторождений, входящих в единую водонапорную систему. Влияние соседних месторождений необходимо учитывать при анализе пластовых давлений и в гидродинамических расчетах при проектировании при условии, что эти месторождения крупные по размерам добычи и закачки, если они эксплуатируются длительное время и если на них закачка воды начата с отставанием по отношению к отбору или систематически ведется в меньших объемах, чем отбор жидкости. При необходимости этот вид исследования лучше проводить при составлении проектного документа. Если это не сделано, то оценку влияния работы соседних месторождений на рассматриваемые следует сделать при анализе разработки. Влияние разработки соседних месторождений устанавливается по изменению пластового давления и смещению водонефтяного контакта, а иногда отмечается и перемещение залежи нефти. Легче установить это до начала разработки рассматриваемого месторождения по аномально низкому по сравнению с соседними залежами начальному пластовому давлению. В процессе работы влияние соседних залежей устанавливается расчетным путем методом компьютерного моделирования. Гидродинамическая связь данной залежи с законтурной областью проявляется также при работе законтурных и приконтурных нагнетательных скважин в виде утечек закачиваемой воды в законтурную область. Если при внутриконтурном заводнении вся закачиваемая вода идет внутрь залежи, то в законтурных скважинах часть закачки уходит за контур нефтеносности, особенно в первые годы разработки месторождения. Оценить объем утечек за контур нефтеносности нужно также при установлении давления на линии нагнетания выше начального пластового давления и значительном превышении накопленной закачки над накопленным с начала разработки отбором жидкости. Определение объемов утечек производится путем компьютерного моделирования или по формулам упругого режима (метод последовательной смены стационарных состояний) при условии представления залежи в виде укрупненной скважины:

где:

* - утечки закачиваемой воды в законтурную область;

* - средняя проницаемость пласта;

* - толщина пласта;

* - вязкость воды;

* - поправочный коэффициент, определяется в период пробной эксплуатации;

* - давление на линии нагнетания;

* - начальное пластовое давление;

* - безразмерная закачка на момент времени t, определяется по таблице 1.

* - безразмерное время, ;

где:

* - радиус укрупненной скважины;

* - коэффициент пьезопроводности.

**4.2 Расчет процесса закачки тех. жидкостей в скважины**

Суммарная закачка по рядам нагнетательных скважин, по месторождению и его объектам определяется как сумма количеств закачиваемой воды по отдельным скважинам. Распределение закачки при внутриконтурном заводнении между соседними площадями или блоками разработки производится в соответствии с темпами отбора жидкости или в соответствии со средней гидропроводностью смежных площадей или блоков разработки. Распределение объемов закачиваемой воды в скважинах разрезающих рядов между соседними площадями рекомендуется проводить с учетом отборов жидкости и изменения пластового давления за анализируемый период на этих площадях по формуле:

где:

* - объем закачки за анализируемый период (можно по годам или еще дробнее);

* - отбор жидкости за анализируемый период с половины площади, примыкающей к ряду нагнетательных скважин;

* - коэффициент упругоемкости пласта на прилегающей площади;

* - изменение пластового давления на прилегающей площади за анализируемый период;

* - объем пласта в пределах прилегающей площади;

* - потери закачки (утечки в другие пласты из-за негерметичности колонны, потери на поверхности и др.).

Так же как и при распределении добычи нефти и жидкости, наибольшую сложность и условность представляет собой распределение закачки между пластами многопластового месторождения с использованием данных расходометрии. Более простой способ заключается в распределении закачки пропорционально накопленной добыче жидкости пластов. Количественное определение эффективности ГМПН пластов, т.е. добыча нефти за счет применения гидродинамического воздействия, производится путем сравнения с показателями базового варианта. Базовый вариант - это вариант разработки, который был бы реализован на данном объекте гидродинамического воздействия, если бы на нем не применялся рассматриваемый ГМПН пластов. Эффект от гидродинамического воздействия за данный интервал времени определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту. Прогноз показателей разработки базового варианта (добыча нефти, жидкости, обводненность, количество скважин, перепадов давлений и др.) должен производиться на срок от одного до шести лет, в зависимости от применяемой технологии воздействия. Добычу нефти (технологическая эффективность) за счет ГМПН пластов желательно определять ежеквартально. В случаях, когда прирост добычи нефти за квартал окажется незначительным по сравнению с общей добычей нефти из объекта воздействия, квартальная эффективность оценивается как четвертая часть годового эффекта. Эффективность ГМПН пластов должна определяться в целом по объекту воздействия. В случаях, когда эффект определяется по отдельным скважинам («скважинным» характеристикам), должен быть учтен эффект взаимовлияния скважин. Выделение расчетных объектов гидродинамического воздействия для определения эффективности ГМПН должно основываться на результатах детального геолого-промыслового анализа разработки продуктивных пластов. Если такие участки ранее не были выделены, их границы устанавливаются на основании геолого-промысловых материалов, подсчитываются балансовые запасы на этих участках, определяется степень и характер выработки запасов нефти из них. На объектах гидродинамического воздействия обычно применяется несколько ГМПН одновременно или со смещением во времени. В эти случаях определяется общая технологическая эффективность всех методов воздействия. Выделение эффекта от каждого вида гидродинамического воздействия может производиться условно с учетом степени воздействия и реализации. Величина прироста конечной нефтеотдачи за счет методов гидродинамического воздействия определяется объемом дополнительно вовлекаемых в разработку балансовых запасов нефти. Применение гидродинамических методов воздействия, относящихся к первой группе, приводит, в основном, к увеличению текущей нефтеотдачи пластов, но может в отдельных случаях повышать и конечный коэффициент извлечения нефти (если эти методы позволяют вовлечь в активную разработку слабодренируемые запасы нефти). К увеличению конечной нефтеотдачи ведет, в частности, форсированный отбор жидкости вследствие повышения предела рентабельности эксплуатации скважин по обводненности продукции. Методы второй группы направлены, в основном, на вовлечение в активную разработку недренируемых или слабодренируемых балансовых запасов нефти и ведут к увеличению степени извлечения нефти из недр. При выборе и обосновании гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов должны учитываться технические возможности наземного и подземного оборудования (конструкция скважин, устьевое оборудование, поверхностное обустройство, способы эксплуатации скважин, производительность насосных установок и др.). Виды, объемы внедрения и ожидаемая эффективность обосновываются в технологических схемах, проектах разработки и доразработки нефтяных месторождений, а также в работах по текущему геолого-промысловому анализу и по резу Характеристики вытеснения могут применяться для оценки эффективности практически всех методов гидродинамического воздействия на продуктивные пласты, за исключением, возможно, подгазовых зон газонефтяных объектов разработки. Следует иметь в виду, что изменение формы характеристики вытеснения может быть связано как с вовлечением в активную разработку недренируемых или слабодренируемых запасов нефти (в тупиковых зонах, отдельных прослоях, линзах и т.д.), так и с перераспределением отборов жидкости и закачки воды по скважинам, т.е. гидродинамическое воздействие может оказывать влияние как на конечную, так и на текущую нефтеотдачу. Поэтому при оценке технологической эффективности мероприятий следует использовать результаты текущего геолого-промыслового анализа с целью определения дополнительно вводимых в разработку запасов нефти в результате изменения систем воздействия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослои, линзы, тупиковые и слабодренируемые зоны. Поскольку величины запасов нефти в этих зонах обычно невелики по сравнению с общими запасами нефти объекта разработки, влияние ввода их в активную разработку может оказаться слабо заметным на форме характеристики вытеснения. В этих случаях объемы добычи нефти, полученные из дополнительно введенных в разработку балансовых запасов нефти, должны определяться отдельно и целиком относиться к методу гидродинамического воздействия. Использование характеристик вытеснения по отдельным скважинам для оценки эффективности гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи является весьма условным из-за существенных изменений режима работы каждой из них в течение периода эксплуатации и взаимовлияния работы окружающих скважин. В связи с этим использование скважинных характеристик вытеснения для оценки технологической эффективности гидродинамического воздействия не рекомендуется. Для методов гидродинамического воздействия, предусматривающих вовлечение в активную разработку недренируемых запасов нефти, в начальный период разработки объекта рекомендуется применение дифференциальных характеристик вытеснения ввиду низкой обводненности продукции. Для определения количественной эффективности гидродинамических методов увеличения текущей и конечной нефтеотдачи могут использоваться характеристики вытеснения различного вида, основными из которых являются следующие:

1. (предложена Назаровым С.Н. и Сипачевым Н.В.)

1. (предложена Камбаровым Г.С. и др.)

1. (предложена Пирвердяном A.M. и др.)

1. (предложена Казаковым А.А.)

1. (предложена Черепахиным Н.А. и Мовмыгой Г.Т.)

1. (предложена Сазоновым Б.Ф.)

1. (предложена Максимовым М.И.)

1. (предложена Гарбом Ф.А. и Циммерманом Э.Х.)

1. (предложена Французским институтом)

1. ,

где:

* - накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно;

* - добыча нефти, воды, жидкости по годам разработки соответственно;

* - коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных;

* - среднегодовая доля нефти в добываемой жидкости;

* - годовая добыча нефти за первый год рассматриваемого периода;

* - время, годы;

* - балансовые запасы нефти в пластовых условиях;

* - коэффициент извлечения нефти.

Интегральные характеристики вытеснения видов (2), (3), (6), (13) и дифференциальные характеристики вытеснения видов (10), (11), (12) и (14) являются наиболее простыми и удобными при «ручной» обработке данных для определения эффективности гидродинамического воздействия. Остальные виды характеристик вытеснения при «ручной» обработке фактических данных для количественной оценки эффекта от ГМПН требуют гораздо больших объемов вычислений или использования методов подбора различных величин и коэффициентов.

В этих случаях рекомендуется «машинная» обработка исходных данных с использованием ЭВМ, для чего необходимо составить для компьютера программу для выбора наилучшего вида характеристики вытеснения. Дифференциальные характеристики вытеснения вида (11) и (12) для построения базового варианта и определения эффективности гидродинамического воздействия рекомендуется применять в период безводной добычи нефти. Коэффициенты и для этих характеристик вытеснения целесообразно определять с учетом сложившегося коэффициента падения дебитов нефти по рассматриваемому объекту до начала гидродинамического воздействия. В некоторых случаях коэффициент для характеристики вытеснения вида (11) определяется как отношение средней начальной годовой добычи нефти одной скважины к извлекаемым запасам нефти на одну скважину. Физически содержательная математическая модель (геолого-технологическая модель) процесса разработки пласта представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые с наибольшей полнотой на сегодня описывают изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющие воздействия на скважинах. Особо следует отметить, что система уравнений с дополнительными условиями описывает фильтрационный процесс в области, которая, в свою очередь, является моделью реального геологического объекта, отличающегося, как правило, сложным строением. Эту модель называют геолого-математической моделью объекта разработки.

**5. Безопасность и экологичность проекта**

**5.1 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия**

На предприятиях нефтепродуктообеспечения проводятся операции по хранению, отпуску и приему нефтепродуктов, многие из которых токсичны, хорошо испаряются, способны электризоваться, пожаро- и взрывоопасны. При работе на предприятиях отрасли возможны следующие основные опасности: возникновение пожара и взрыва при разгерметизации технологического оборудования или трубопроводов, а также при нарушении правил их безопасной эксплуатации и ремонта; отравление работников вследствие токсичности многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов; травмирование работников вращающимися и движущимися частями насосов, компрессоров и других механизмов в случае отсутствия или неисправности ограждения; поражение электрическим током в случае нарушения изоляции токоведущих частей электрооборудования, неисправности заземления, неприменения средств индивидуальной защиты; повышенная или пониженная температура поверхности оборудования или воздуха рабочей зоны; повышенный уровень вибрации; недостаточная освещенность рабочей зоны; возможность падения при обслуживании оборудования, расположенного на высоте. При обслуживании оборудования и проведении его ремонта запрещается: применение открытого огня для подогрева нефтепродуктов, отогревания арматуры и т. п.; эксплуатация неисправного оборудования; эксплуатация и ремонт оборудования, трубопроводов и арматуры с нарушением правил техники безопасности, при наличии утечек нефтепродуктов через неплотности в соединениях и уплотнениях или в результате износа металла; применение для открытия и закрытия запорной арматуры каких-либо рычагов (ломов, труб и т. п.); ремонт электрооборудования, не отключенного от электросети; чистка оборудования и деталей машин горючими легковоспламеняющимися жидкостями; работа без соответствующих индивидуальных средств защиты и спецодежды. При разливе нефтепродуктов место разлива следует засыпать песком с последующим удалением его в безопасное место. При необходимости убрать загрязненный нефтепродуктами грунт. В помещениях, где произошел разлив производится дегазация дихлорамином (3%-ный раствор в воде) или хлорной известью в виде кашицы (одна часть сухой хлорной извести на две-пять частей воды). Во избежание воспламенения запрещается дегазация сухой хлорной известью. Курение на территории и в производственных помещениях предприятия запрещается за исключением специально отведенных для этого мест (по согласованию с пожарной охраной), где вывешиваются надписи "Место для курения". Подъезды к пожарным гидрантам и другим источникам водоснабжения должны быть всегда свободными для беспрепятственного проезда пожарных машин. В зимнее время необходимо: очищать от снега и льда, посыпать песком, чтобы исключить скольжение: настилы, лестницы, переходы, тротуары, пешеходные дорожки и дороги; своевременно удалять сосульки и корки льда, образующиеся на оборудовании, крышах зданий, металлоконструкциях.

**5.2 Охра недр и окружающей среды**

Вначале человек не задумывался о том, что таит в себе интенсивная добыча нефти и газа. Главным было выкачать их как можно больше. Так и поступали. Совсем недавние отголоски интенсивных нефтяных разработок произошли в Татарии, где в апреле 1989 г. было зарегистрировано землетрясение силой до 6 баллов (г. Менделеевск). По мнению местных специалистов, существует прямая зависимость между усилением откачки нефти из недр и активизацией мелких землетрясений. Зафиксированы случаи обрыва стволов скважин, смятие колонн. Подземные толчки в этом районе особенно настораживают, ведь здесь сооружается Татарская АЭС. Во всех этих случаях одной из действенных мер также является нагнетание в продуктивный пласт воды, компенсирующей отбор нефти. Начав эксплуатацию месторождений нефти и газа, человек, сам того не подозревая, выпустил джина из бутылки. Поначалу казалось, что нефть приносит людям только выгоду, но постепенно выяснилось, что использование ее имеет и оборотную сторону. Нефтяное загрязнение создает новую экологическую обстановку, что приводит к глубокому изменению всех звеньев естественных биоценозов или их полной трансформации. Общая особенность всех нефтезагрязненных почв - изменение численности и ограничение видового разнообразия педобионтов (почвенной мезо- и микрофауны и микрофлоры). Происходит массовая гибель почвенной мезофауны: через три дня после аварии большинство видов почвенных животных полностью исчезает или составляет не более 1% контроля. Наиболее токсичными для них оказываются легкие фракции нефти. Комплекс почвенных микроорганизмов после кратковременного ингибирования отвечает на нефтяное загрязнение повышением валовой численности и усилением активности. Прежде всего это относится к углеводородоокисляющим бактериям, количество которых резко возрастает относительно незагрязненных почв. Развиваются “специализированные “ группы, участвующие на разных этапах в утилизации УВ. Максимум численности микроорганизмов соответствует горизонтам ферментации и снижается в них по профилю почв по мере уменьшения концентраций УВ. Основной “ взрыв “ микробиологической активности падает на второй этап естественной деградации нефти. В процессе разложения нефти в почвах общее количество микроорганизмов приближается к фоновым значениям, но численность нефтеокисляющих бактерий еще долгое время превышает те же группы в незагрязненных почвах (южная тайга 10 - 20 лет). Изменение экологической обстановки приводит к подавлению фотосинтезирующей активности растительных организмов. Прежде всего это сказывается на развитии почвенных водорослей: от их частичного угнетения и замены одних групп другими до выпадения отдельных групп или полной гибели всей альгофлоры. Особенно значительно ингибирует развитие водорослей сырая нефть и минеральные воды. Изменяются фотосинтезирующие функции высших растений, в частности злаков. Эксперименты показали, что в условиях южной тайги при высоких дозах загрязнения - более 20 л/м2 растения и через год не могут нормально развиваться на загрязненных почвах. Исследования показали, что в загрязненный почвах снижается активность большинства почвенных ферментов (Н. М. Исмаилов, Ю. И. Пиковский 2008 г.). При любом уровне загрязнения ингибируются гидролазы, протеазы, нитратредуктазы, дегидрогеназы почв, несколько повышается уреазная и каталазная активности почв. Дыхание почв также чутко реагирует на нефтяное загрязнение. Одним из наиболее перспективных путей ограждения среды от загрязнения является создание комплексной автоматизации процессов добычи, транспорта и хранения нефти. В нашей стране такая система впервые была создана в 70-х гг. и применена в районах Западной Сибири. Потребовалось создать новую унифицированную технологию добычи нефти. Раньше, например, на промыслах не умели транспортировать нефть и попутный газ совместно по одной системе трубопроводов. С этой целью сооружались специальные нефтяные и газовые коммуникации с большим количеством объектов, рассредоточенных на обширных территориях. Промыслы состояли из сотен объектов, причем в каждом нефтяном районе их строили по-своему, это не позволяло связать их единой системой телеуправления. Естественно, что при такой технологии добычи и транспорта много продукта терялось за счет испарения и утечки. Специалистам удалось, используя энергию недр и глубинных насосов, обеспечить подачу нефти от скважины к центральным нефтесборным пунктам без промежуточных технологических операций. Число промысловых объектов сократилось в 12-15 раз. По пути герметизации систем сбора, транспорта и подготовки нефти идут и другие крупные нефтедобывающие страны земного шара.

**Заключение**

В курсовом проекте рассмотрены актуальные проблемы разработки нефтяных месторождений с применением законтурного и внутриконтурного заводнений Закачиваемая в пласт вода не может рассматриваться в виде виртуальной жидкости, неспособной существенно изменить, например, проницаемость пласта и используемой только в качестве средства поддержания пластового давления (ППД). Вода является важнейшим вытесняющим, замещающим нефть агентом. В связи с этим с новых позиций рассмотрены вопросы качества закачиваемой воды и ее соответствие коллекторским свойствам пласта. Последнее особенно важно при разработке месторождений и пластов с ухудшенными коллекторскими параметрами, в которых содержатся значительные запасы нефти, которые пока не могут быть вытеснены обычно применяемой водой. Рассмотрены причины самокольматации пористой среды, современные требования к системе ППД, методы и новые технологии очистки закачиваемых вод. Показана целесообразность очистки воды по каскадной технологии, обеспечивающей максимальный эффект при минимальных затратах.

**Список используемой литературы**

1. А.А.Газизов, А.Ш.Газизов (ОАО «НИИнефтепромхим»), А.И.Никифоров (Институт механики и машиностроения КНЦ РАН) Об одном критерии эффективности разработки нефтяной залежи заводнением
2. А.Х. Шахвердиев (ОАО “ВНИИнефть”) Унифицированная методика расчета эффективности геолого-технических мероприятий
3. В.Г.Пантелеев, В.П. Родионов (БашНИПИнефть) Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от скорости движения жидкостей в поровом пространстве карбонатов башкирского яруса
4. В.И.Грайфер, В.Д.Лысенко (АО “РИТЭК”) О повышении эффективности разработки месторождений при применения химических реагентов
5. Е.В. Лозин, Э.М. Тимашев, Р.Н. Еникеев, В.М. Сидорович (БашНИПИнефть) Регламентирование геолого-промысловых, гидродинамических и геофизических исследований для контроля разработки месторождений
6. Е.Н. Сафонов, И.А. Исхаков, К.Х. Гайнуллин(АНК “Башнефть”), Е.В. Лозин, Р.Х. Алмаев (БашНИПИнефть) Эффективные методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Башкортостана
7. Е.С. Макарова, Г.Г.Саркисов (Roxar Software Solutions, Москва) Основные этапы трехмерного гидродинамического моделирования процессов разработки месторождений природных углеводородов
8. З.М. Хусаинов (НГДУ “Нижнесортымскнефть”), Р.Х. Хазипов (ООО “НПП”Биоцид”), А.И. Шешуков (СургутНИПИнефть) Эффективная технология повышения нефтеотдачи пластов
9. Л.Н. Васильева, Ю.Н. Крашенинников, Е.В. Лозин (БашНИПИнефть) Оценка влияния уплотнения сетки скважин на опытных участках Новохазинской площади
10. Л.С.Каплан (Октябрьский филиал УГНТУ) Совершенствование технологии закачки воды в пласт
11. Н.И. Хисамутдинов (НПО “Нефтегазтехнология”) Совершенствование методов решения инженерных задач в добыче нефти для поздней стадии разработки
12. Н.И. Хисамутдинов, И.В. Владимиров (НПО “Нефтегазтехнология”), Р.С. Нурмухаметов, Р.К. Ишкаев (ОАО “Татнефть”) Моделирование фильтрации жидкости в пласте с высокопроницаемыми включениями
13. Р.Г. Сарваретдинов Р.Х. Гильманова, Р.С. Хисамов, Н.З. Ахметов, С.А. Яковлев (НПО “Нефтегазтехнология”, ОАО “Татнефть”) Формирование базы данных для разработки геолого-технических мероприятий оптимизации добычи нефти
14. Ю.П.Коноплев, Б.А.Тюнькин (ПечорНИПИнефть) Новый способ термошахтной разработки нефтяных месторождений
15. Ю.Х. Ширяев, Г.Г. Даниленко, Н.С. Галицина (ООО “КАМА-НЕФТЬ”), А.В. Распопов, Т.П. Михеева (ООО “ПермНИПИнефть”) Повышение эффективности разработки месторождений на завершающей стадии бурением дополнительных стволов