Содержание

1 Геологическая часть

1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного месторождения

1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике

1.3 Характеристика нефтей, газов и пластовых вод

2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние разработки и динамика основных технологических показателей месторождения

2.2 Обводнение скважин и пластов

2.3 Исследование пластов и продуктивности скважин

2.4 Расчет нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы

3 Проектная часть

3.1 Анализ системы и технология разработки

3.2 Сравнительный анализ результатов и особенности разработки нефтяных залежей

3.3 Проектирование методов повышения нефтеотдачи пластов

Вывод и предложения

4 Организационная часть

4.1 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия при разработки нефтяных и газовых месторождений

4.2 Охрана окружающей среды в процессе разработки продуктивных пластов

Заключение

Список используемой литературы

# Введение

Открытие кладовых «черного золота» положило началу динамичному развитию северо заподной окраины Башкортастана. В 1957 году буровики КрасноКраснохолмской конторы треста «Башвостокнефтеразведка» пробурили здесь около 80 разведочных и оценочных скважин для примерного расчета запасов нефти. Для ее добычи необходимо было в самые короткие сроки создать мощное эксплутационное предприятие, способное обеспечить большие объемы добычи жизненно важного сырья. Им стало нефтепромысловое управление «Арланнефть» с центром в п. Николо-Березовка, организованное 24 июня 1957 году. Уже к лету 1958 года был построен и сдан в эксплуатацию магистральный нефтепровод Кутерем - Уфа, а в июле того же года Арланская нефть, начала поступать на Уфимский нефтеперерабатывающий завод.

Применяя все новое и передовое, нефтяники Арлана быстро наращивали добычу углеводородного сырья. Один за другим организовались новые промыслы. Управление росло и развивалось, превратившись вскоре в одно из крупнейших нефтегазодобывающих предприятий республики и отрасли. В 1970 году НГДУ «Арланнефть» вышло на первое место в АНК «Башнефть» по добыче нефти и удерживает эту позицию до сих пор. В 1981 году управление награждено орденом Трудового Красного знамени. В 1982 году достигнут максимальный объем годовой добычи нефти – 8795 тыс. тонн. За 40 лет деятельности нефтидобытчики Арлана извлекли из недр 250 млн. 534 тыс. тонн «черного золота», ввели в эксплуатацию 6350 тыс. кв. м жилья. НГДУ «Арланнефть» добывает ежегодно около 4,5 млн. тонн, разрабатывает 5 месторождений.

# 1 Геологическая часть

## 1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного месторождения

Арланское месторождение - одно из крупных месторождений Башкирии. Это месторождение имеет ряд особенностей, обуславливающих систему разработки:

- месторождение занимает огромную площадь и разрабатывать ее возможно с применением всех видов заводнения (контурное, законтурное);

- месторождение многопластовое, продуктивные пласты очень неоднородные, что обуславливает применение раздельной закачки воды с диференцированным давлением;

- залежи содержат нефть повышенной вязкости. Извлечение нефти обычными методами заводнения приводит к резкому увеличению попутно добываемой воды и снижению нефтеотдачи;

- в нефти содержится небольшое количество растворенного газа (фонтанный способ исключается).

Арланская нефтеносная площадь Арланского нефтяного месторождения расположена на северо-западе Башкирии в междуречье рек Камы и Белой (Арланско-дюртюлинский вал) Бирской седловины. Площадь нефтеносности составляет 460 км2. На северо-востоке к Арланской площади примыкает Николо-Березовская площадь, на юго-востоке - Ново-Хавинская, на северо-западе - Вятская. Арланская площадь расположена на территории Краснокамского района.

Арланское нефтяное месторождение приурочено очень к крупному поднятию платформенного типа с углами падения крыльев 20°-40°.

Общая вскрытая мощность осадочного покрова на Арланском нефтяном месторождении превышает 3000 м., при этом на долю Бавлинских месторождений приходится свыше 3120 м. Девонские месторождения представлены внизу терригенными и теригенно - карбонатными породами, верхние - гасми-карбонатными отложениями.

Основным промышленным отложением являются песчанные пласты, теригенным толщи нижнего карбоната, кроме того-нефть.

Так же нефть обнаружена в известняке турнейского яруса. Изучено несколько залежей нефти, приуроченных к наиболее приподнятым участкам залегания турнейских известняков, представленных чередованием артоногенно-обломочных сгустков и органно-шламовых разностей. Дебит скважины из турнейских известняков колеблется 0.1 - 5.2 м/с, с содержанием воды от 12% до 30%.

В разрезе многих скважин в добриковском горизонте встречаются углеродисто-глинистые сланцы с прослоями и линзами каменного угля мощностью от 30 - 40 см до 19-30 м. Песчаники и алевролиты являются коллекторами нефти, имеют кварцевый состав. Всего насчитывается 6-8 пластов, нефтенасыщенными являются верхние 6-7 пластов.

До 1956 года было пробурено 4 глубоких разведочных скважин № 1,2,3,4, с глубиною около 2000м, вскрывшие бавлинские отложения. Эти скважины в общих чертах выявили соответствие тектоники нижнекамских и каменно угольных отложений и несоответствие их по девонским отложениям.

Первые разведочные скважины, согласно проекта, закладывались по треугольнику с расстоянием между скважинами 7-8км. Глубина составляла 1400м, с проектным горизонтом-турнейский ярус нижнего карбона. В задачу скважин ставилось выяснение и детализация тектоники и контура нефтеносности залежи нефти в угленосном горизонте. Была изменена методика. В основу была положена профильная сетка с расстоянием между скважинами и профилями 2 км.

В среднекаменноугольных отложениях по данным керна выделяются нефтеносные пласты, приуроченные к отложению следующих горизонтов: каширскому и верейскому. Нефтеносность пластов не равномерная. Геологическое строение вятской площади в результате произведенного бурения глубоких разведочных и структурно-поисковых скважин изучено достаточно детально.

Общая мощность осадочных парод от верхнепермских до отложении бавлинской свиты составляет около 2075м. В геологическом строении площади принимают участие осадочные породы следующих геохронологических систем: додевонские /бавлинские/, девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные.

## 1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике

Терригенная толща нижнего отдела каменноугольной системы представлена отложениями елховского, радаевского, бобриковского и тульского горизонтов вязейского яруса.

Бобриковский горизонт.

Сложен песчано-глинистыми и углисто-глинистыми породами. Вверх по разрезу на аллергитах залегает наиболее мощный пласт этого горизонта, который обозначен индексом Сv1. Пласт широко развит на всей площади Арланского месторождения. Представлен он песчаниками серыми и буровато-серыми, кварцевыми, в основном мелкозернистыми, в различной степени глинистыми. Мощность пласта изменяется в пределах от 0 до 30 м.

Породы шестого пласта перекрываются аргилитами, которые хорошо прослеживаются по площади и за ее пределами. Данная часть разреза, мощностью до 3 метров, представлена светло-серым каолитовым плотным аргиллитом. Выше залегает пласт алевролита небольшой мощности 0,4 - 1 м., который в юго-восточной части месторождения переходит в глинистый песчаник и чаще всего объединяется с пластом Сv1.

Выше аргиллитов залегает песчано-алевролтовый пласт СV0. Песчаники темно-серые и серые с буроватым оттенком, кварцевые, тонкозернистые, глинистые, слабоцементированные, иногда известняковые.

На месторождении пласт представлен преимущественно плотными породами и участками, не является коллектором. Мощность его обычно не превышает 3 метра.

Выше разрез представлен пачкой песчано - алевроллитовых пород, которая разделяется маломощным аргеллитом на два самостоятельных продуктивных пласта Су (нижний) и Су1 (верхний), который представлен неравномерно-глинистыми и буровато-серыми песчаниками.

Песчаники пятого пласта темно- серые, глинистые, слабоцементированные, перелистые с включениями светло-серых разностей, в отдельных случаях известняковые, иногда наблюдается переход их в алевролиты. Мощность пласта в среднем около 3 метров.

Выше по разрезу следует аргеллитовый прослой. Аргилиты темно-серые, дисперсные, вьдержанные по площади, имеют четко выраженную геофизическую характеристику.

Указанный прослой перекрывается маломощным алевролитовым пластом (С1у0). Он замещается известковистыми алевролитами и известняками. Песчаники этого пласта темно- буровато-серые, тонко- дисперсные, неравномерно-глинистые, иногда сильно известковистые. Мощность их не превышает 2 м.

На известковистых аргиллитах залегает пласт С111,представленный песчано-алевролитовыми породами. Песчаники темно- буровато-серые, кварцевые, сильно глинистые, олевролиты известковистые. Мощность пласта изменяется в пределах 0,8 - 6,5 м. Пласт С11 имеет самое широкое развитие на всем Арланском месторождении. Песчаные породы пласта буровато-серые, темно-серые, кварцевые, мелкозернистые, неравномерно- глинистые, слабоцементированные.

Мощность пласта изменяется в широких предках и достигает 12 м. Пласт С1 по существу имеет слабое развитие на месторождении. Песчаники темно-серые, кварцевые, глинистые, в менее глинистых участках нефтенасыщенные. Мощность пласта не превышает 3 м.

На определенных участках месторождения пласт С1 перекрывается аргиллитовым слоем небольшой мощности. На эти пласты залегают карбонатные породы тульского горизонта.

Аргиллиты темно-серые, прослоями алевритистые, участками интенсивно пиритизированные, в нижней части окремнелые. Иногда среди аргиллитов встречаются тонкие прослои (до 2х см.) сидеритовой породы, сложенные крупными сферолитами диаметром до 3-х мм.

Алевролиты кварцевые мелкозернистые с глинистым и глинисто-угловистым цементом порового и базального типов, участками цемент кальцитовый.

Мощность горизонта обычно 2- 3 м., но иногда уменьшается до 0,5 метров. Увеличения мощности отложении горизонта до 4-5 метров.

Радаевский горизонт.

К радоевскому горизонту относится пачка аргиллито-песчаных пород, залегающая непосредственно на аргиллитах елховского горизонта.

Аргиллиты сложены темно-серым, плотными, крепкими, угластыми разностями, иногда породы сильно сидеритизированы, отмечаются также отпечатки и остатки обугленных растений. Степень углефикации остатков сильная. Песчаники светло-серого цвета, кварцевые, мелкозернистые, плохо отсортированные, известковистые. В алевролитах и песчаниках отмечаются включения желваков пирита. В песчаниках отмечается также неравномерное нефтенасыщение. Мощность горизонта в типовых разрезах колеблется от 0 до 10 метров. В разрезах эрозионных впадин мощность его увеличивается до 100 метров и более.

Докембрия

К докембрию условию относят породы кристаллического фундамента, подстилающие вышележащие осадочный комплекс пород. Породы кристаллического фундамента вскрыты непосредственно под действием терригенных пород на Амурской, Варзи-Ятгинской, Казаковской площадях.

В верхней части они обычно представлены сильно хлоритизированными и карбонатизированные амфиболитами зеленых оттенков, последние разнозернистые, розовато серого цвета.

В некоторых скважинах были подняты мелкозернистые рогообманковые платоклазовые граниты ярко красной окраски.

Вятская месторождение занимает огромную площадь и разрабатывать ее возможно с применением всех видов заводнения (контурное, законтурное),

Продуктивные пласты очень неоднородные, что обуславливает применение раздельной закачки воды с диференцированным давлением. Залежи содержат нефть повышенной вязкости. Извлечение нефти обычными методами заводнения приводит к резкому увеличению попутно добываемой воды и снижению нефтеотдачи, в нефти содержится небольшое количество растворенного газа (фонтанный способ исключается).

Тектоника

Расположенная на северо-западе Барская седловина примыкает к обширной Верхнекамской впадине, а на юго-востоке постепенно переходит в Восточный склон Русской платформы.

Арланское нефтяное месторождение приурочено к юго-западному борту Калтасинского прогиба, где проходит полоса разломов, идущих вдоль северо-восточного склона Татарского свода и ориентированных в северо-западном направлении. Разлом, проходящий в районе с. Калтасов, вытянут в северо-восточном направлении.

На юго-западном борту Бирской седловины в междуречье Сюнь и База падение кровли горизонта составляет 3-4 м., и на 1 км., около 10-140. Далее к востоку от оси Бирской седловины падение слоев в среднем составляет 2 м. на 1 км. Особый интерес представляют замкнутые опускания, большинство которых сосредоточены в северной части зоны. Размеры мелких опусканий по кровле терригенной толщи изменяются от З, 5 х2, 5 км до 0,7 х 0,4 км., глубины от 5 до 20 метров. Наиболее крупные купола - Юсуповский, Ново-Хазинский, Ашитский и Нагаево-Актынышбашевский.

Арланское нефтяное месторождение связано со сложными тектоно-седиментационными структурами, формирование которых происходило в течении длительного времени под влиянием тектонических, седиментационных, гравитационных и других факторов.

Вятское месторождение находится в юго-восточной части Удмуртской республики на территории Камбарского и частично на территории Каракулинского районов. Оно расположено на правом берегу р.Камы, которая как бы огибает поднятие с востока и юга на отрезке между пристанями Камбарки, Николо-березовки и Каракулино.

Наиболее крупными населенными пунктами, ближе всех расположенными к вятскому месторождению, являются города Сарапул, и Камбарка одновременно являются крупными ж.д. станциями Казанской железной дорогой и речными портами.

Юго-Восточная часть Удмуртии, расположенная в междуречье реки Камы и её правого притока р.Иж. Выделяются в Сарапульскую возвышенность с максимальными высотами 220-240м. над уровнем моря. На Вятской площади эта возвышенность образует водораздельную гряду между правобережными притоками р. Камы и левобережными притоками р.Иж, она имеет отметки высот до 240м и делит площади на две части. На описываемую площадь месторождения падает восточная, более расчлененная часть гряды с сильно пересеченным рельефом. Реки, стекающие с водораздельной возвышенности в Каму, маловедны, очень коротки, имеют глубокие и узкие долины. Здесь встречаются многочисленные глубокие овраги. Долина р.Камы ассиметричная, с крутым обрывистым правым берегом и пологим левым. Впадающим в неё правобережные притоки, как Ветлянка, Сухаревка, Жидковка и другие более мелкие реки и ручейки, являються мелководными и используются для удовлетворения нужд населения в хозяйственных целях и как источники технической воды для бурения скважин.

Западная часть площади расположена в бассейне р. Кырыкмас, левого притока р.Иж. В климатическом отношении район месторождения относится к зоне континентально умеренно-холодного климата. Лето обычно короткое и сравнительно теплое, а зима продолжительная и холодная.

## 1.3 Характеристика нефтей, газов и пластовых вод

Глубина эксплуатации горизонтов терригенной толщи 1260-1350 м. Положение водонефтяного контакта изменяется от -1173 до -1188 м.

Арланское месторождение является многопластовым и относится к разряду крупных нефтяных месторождений России. Нефть - высокосернистая, смолистая, обладает большой вязкостью. Эта особенность осложняет условия ее разработки и переработки.

Состав нефти чрезвычайно сложен и разнообразен. Он может заметно изменятся даже в пределах одной залежи. В месте с тем все физико-химические свойства нефти и в первую очередь ее товарные качества определяются составом. Состав нефти каждого месторождения уникален различны и свойства нефти. Кроме того свойства нефти изменяются при добычи, при движении по пласту, в скважине, системами сбора и транспорта при контакте с другими жидкостями и газами. Поэтому подробное изучение свойств нефти, ее состав важен для подсчета запасов нефти в залежи, выбора метода повышения нефтеотдачи пласта.

Состав нефти классифицируют на элементарный, фракционный и групповой, основными элементами входящими в состав нефти являются углеводород и водород. В большинстве нефтей содержание углерода от 83 до 87%, количество же водорода резко превышает 12-14%.

Содержание этих элементов в нефти необходимо знать как для нефтепереработки, так и при проектировании методов повышения нефтеотдачи пластов. Значительно меньше в нефти других элементов: серы, кислорода, азота. Их содержание редко превышает 3-4%. Однако компоненты нефти, включающие эти элементы, во многом влияют на ее физико-химические свойства. Так сернистые соединения нефти вызывают сильную коррозию металлов, снижают товарные качества нефти.

Нефти терригенной толщи нижнего карбона тяжелые (плотность при давлении насыщения 0,875), сернистые (до 3%), с низким выходом светлых фракций, парафинистые (до 3%), высокосмолистые.

В процессе разработки продолжали исследования глубинных проб пластовой нефти. Исследовано глубинных нефтей - 251 проба из 91 скважины. Пласты I, IV и V раздельных анализов не имеют.

Нефть представляет собой смесь углеводородов, содержащую кислородные, сернистые и азотистые соединения. В нефти Талинской площади преобладают углеводороды метанового ряда СnH2n+2.

Плотность нефти составляет 850 кг/м2.

Вязкость при температуре 20 С - 3,2 мПа\*С

Температура застывания -11,3 С

Молярная масса - 117,4 кг/моль

Температура -27,9.

Массовое содержание серы - 0,2 %.

Смол силикагелевых - 3,3%, асфальтенов - 0,5%, парафина - 3,1%.

Пластовая температура - 47 С.

Коэффициент сжимаемости - 24,3 (1/МПа\*10)

Объемный коэффициент 1,695.

Химический состав газов в Талинском месторождении представляет собой смесь предельных углеводородов СnH2n+2, метана СН4, этана С2Н6, пропана С3Н8.

Мольное содержание % углекислого газа - 0,8, азота - 0,5, метана - 44,3%, этана - 11,5%, пропана - 11,8%, изобутана - 2,8%, изопентана - 2,2%. Молярная масса в пределах 67,2 - 89,0.

Плотность газа - 0,85 кг/м3.

Плотность воды, насыщающая пласты в данном месторождении - 1003 кг/м3, минерализированная. Основными ионами являются Cl+, HCO3, CO32, Nab, Ca2+, Mg2+, K+. Обводненность продукции за 1996 г. составила 92%. Коэффициент сжимаемости - 0.004-0.005%. Вязкость воды в пластовых условиях - 0.8СП.

На Арланском месторождении продуктивным является 4 толщи - известняки турнейского яруса, пласты песчаники ТТНК, корбанатные коллекторы московского яруса и пласт известняка верейского горизонта.

Продуктивность этих толщ, равно как и запасы, сильно различаются. Если ТТНК исследована достаточно полно, то остальные объекты - в гораздо меньшей степени. Если исключить небольшую залежь в верейском горизонте Новохазинской площади, то залежи турнейского яруса меньше всего подготовлены к разработке. Степень изученности объектов определялась их промышленной ценностью.

На стадии поисково-разведочных работ производили оперативную разведку запасов в пределах разведанной площади. Как правило, при этих оценках использовали суммарную толщину всех пластов, а подсчетные параметры определялись как средние, без деления по пластам. Такой прием в те годы был обычным и больших сомнений не вызывал.

В связи с тем, что обширную территорию месторождения разведывали по отдельным участкам, находящимся на значительном расстоянии друг от друга, а также поэтапной разведку отдельных площадей со значительным различием во времени, первоначально считалось, что открывали самостоятельные месторождения: Арланское, Вятское, Николо - березовское, Уртаульское, Новохазинское. Потому первые подсчеты запасов производили по месторождениям, не связанных друг с другом. В связи с недостатком первичной информации некоторые параметры принимали по аналогии или ориентировочно.

На дату пересчета существенно увеличилась информация о коллекторах и флюидах. Так, пластовые нефти исследованы по 213 пробам, поверхностные - по 2357 из 1878 скважин, пористость и проницаемость определена почти по 6000 образцов керна.

Увеличение объема исследования керна и флюидов существенно изменили представление о геологическом строение продуктивной толщи нижнего карбона, был накоплен богатый материал по разработке месторождения. Естественно, что результаты пересчета запасов стали значительно точнее.

Подсчет осуществляли раздельно по пластам. В санитарных зонах населенных пунктов, водозабора, а также в лесоохранной зоне выделены за балансовые запасы.

Нижний предел пористости песчаников ТТНК определялся различными методами:

- по зависимости пористость - при минимальной толщине песчаников 0,8 метров пористость составляет 15%;

- по результатам раздельного опробования - при толщине 0,4-0,8 метров пористость составляет 14,4%;

- по результатам обработке материалов геофизических исследований скважин - нижний предел пористости 14-16%;

- по приемистости нагнетательных скважин - при минимальной толщине работающих пластов 1-1,2 метров, нижний предел составляет 14-16%;

- по скважинам, пробуренным на не фильтрующимся растворе, при минимальной нефтенасыщенности 30-33% нижний предел -15%;

- по связи пористость - проницаемость.

Нефтенасыщенность определялась в основном по зависимости начальная водонасыщенность - пористость и по геофизическим данным. Кроме того, использованы керновые данные из 9 скважин, пробуренных со вскрытием продуктивных пластов раствором на нефтяной основе.

Средние значения нефтенасыщенности составили: на Николо - Березовской площади -82, на Вятской - 83, на Новохазинской - 85 и на Арланской - 87%. Следует отметить, что априорное увеличение объемов нефтенасыщенных пород в целом по пластам и площадям в последствии создало большие трудности при анализе и проектировании разработки площадей, особенно, отдельных блоков и участков, а также при переводе запасов в более высокие категории, потому что в каждом случае приходилось производить пересчеты с внесением поправок.

При определении нефтенасыщенности, как правило, используются материалы ГИС. В свою очередь их интерпретация основана на петрофизических параметрах керна.

Нефтенасыщенность коллекторов ТТНК исследовали в лабораторных условиях В.М. Бирезин, К.Я. Коробов и др. по остаточной водонасыщенности образцов керна. Результаты исследования остаточной водонасыщенности показали, что существует закономерная зависимость этого параметра от пористости коллекторов. В последние годы К.Я. Коробов установил, что эта зависимость определяется не только пористостью коллекторов, но и их литолого-коллекторскими свойствами.

# 2 Технологическая часть

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

Арланская площадь введена в разработку в 1958 г. С 1959-го объемы эксплуатационного бурения постепенно наращивались. В 1964 г. число скважин, выходящих из бурения, достигло 157. До 1965 г. разбуривание осуществлялось по принципиальной схеме (1959) и проекту разработки (1961). После 1965 г. — по утвержденной Генеральной схеме, в основу которой с небольшими изменениями были приняты технологические решения проекта разработки 1961 г. Несколько изменены были границы площади, часть территории отнесена к Николо-Березовской. Все пласты ТТНК были объединены для совместной эксплуатации; обоснована меньшая величина нефтеизвлечения; смещены некоторые линии разрезания.

Разработка залежей ТТНК Арланской площади характеризуется несколькими особенностями.

1. Через 12 лет после начала эксплуатации площади добыча нефти достигла своего максимального уровня и составила в 1970 г. 5332,9 тыс.т. Начиная с 1971-го добыча постоянно снижается и в 1993-м составила 39% от максимальной. В отличие от девонских залежей маловязких нефтей (Туймазинское, Шкаповское и др.), на которых падение уровня добычи достигало 27% за год, темп падения добычи на Арланской существенно меньший и составил в первый год снижения (1971)всего 1,2%. Подобная картина наблюдалась и по остальным площадям месторождения.

2. Фонд действующих скважин растет длительное время вплоть до заключительной стадии, достигнув максимума в 1989 г. (1484 ед.). К этому времени было отобрано 86,5% НИЗ, а обводненность составила 94,7% (весовых).

Фонд нагнетательных скважин наращивался в соответствии с фондом добывающих до 1987 г. и составил 310 ед. Поэтому отношение числа добывающих скважин к числу нагнетательных во времени изменялось незначительно. Так, в 1968—1989, т. е. в течение более чем 20 лет, это соотношение колебалось в пределах 4,5—5,0 и лишь в последние годы увеличилось до 7,2. Постоянство этого параметра во времени, объясняется двумя причинами. Во-первых, одновременно с увеличением числа добывающих скважин пропорционально увеличивалось и число нагнетательных. Во-вторых, такое соотношение в значительной степени поддерживалось целенаправленно, т. к. было принято наиболее эффективным соотношение 3 — 4. Рост общего числа пробуренных скважин на Арланской площади происходил и после достижения максимума фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин, т. к. бурение, хотя и в меньших объемах, продолжается и сейчас. Уменьшение числа действующих добывающих и нагнетательных на фоне увеличения числа пробуренных скважин происходит за счет их выбытия в категорию прочих (ликвидированных, пьезометрических, контрольных и др.). Скважины этих категорий составляли в 1992 г. 406 ед., за 5 последних лет их число возросло более чем вдвое. Такая динамика связана с массовым выводом скважин из эксплуатации из-за полного их обводнения или же по техническим причинам. Темпы вывода скважин из эксплуатации, по всей видимости, будут нарастать, т. к. осталось отобрать всего 6,5% НИЗ, а обводненность продукции в целом по площади составила 95%.

3. Отбор жидкости по площади постоянно наращивался и достиг своего максимума в 1990 г. (51,4 млн.м3 в пластовых условиях). В последние 3 года наметилась тенденция устойчивого снижения отбора жидкости на фоне незначительного роста обводненности (на 1,2%). За эти годы отбор жидкости снижен с 51,4 до 47,6 млн.м3, т. е. на 7,4%. Сравнение динамики фонда добывающих скважин и отбора жидкости показывает, что снижение отбора жидкости происходит по двум причинам: уменьшение действующих добывающих скважин (на 3%) и снижение дебитов жидкости в них (4,2%). Для Арланской площади характерно длительное наращивание фонда скважин, дебита жидкости и, следовательно, отбора жидкости до поздней стадии разработки. Максимальная добыча жидкости достигнута при отборе 88,5% НИЗ и обводненности 95,2%.

4. Темпы отбора от начальных извлекаемых запасов на площади достигали в максимуме 3,9%. После максимального уровня они снижались пропорционально годовой добыче нефти и составили в 1992 г. 1,5% от НИЗ. Для залежей высоковязкой нефти в целом характерны меньшие темпы отбора запасов, чем из девонских залежей с маловязкими нефтями. Так, по Туймазинскому месторождению отбор в максимуме достигал 4,6% НИЗ, по другим месторождениям он был еще выше, хотя плотность сетки скважин Арланской площади и Туймазинского месторождения сопоставимы.

1. Хотя разработка залежей ТТНК Арланской площади осуществлялась с заводнением пластов, для этого объекта специфично не полное восполнение отбираемых объемов закачкой воды. Так, суммарная компенсация отборов закачкой воды составляет всего 88,6%. В отдельные годы компенсировалось менее 75% отбора. Не смотря на это пластовые давления поддерживались на достаточно высоком уровне. Такая специфика объясняется активным напором краевых вод в VI пласте. В то же время активность напора, видимо, была недостаточной для поддержания нарастающих объемов отбора жидкости. Этим фактором, на наш взгляд, можно объяснить увеличение приемистости нагнетательных скважин при практически постоянном соотношении числа добывающих и нагнетательных скважин. Так, приемистость от 498 (1976) выросла до 479 м3/сутки(1989). За этот период времени дебит жидкости в среднем вырос от 46,7 до 96,7 м3/сутки, т. е. в 2,07 раза при росте приемистости в 2,4. Предположение, что разница отражает увеличение отбора жидкости из VI пласта, подтверждается опережающей выработкой его запасов.

##

## 2.2 Обводнение скважин и пластов

Процесс обводнения продукции скважин Арланского месторождения характеризуется коротким периодом безводной эксплуатации с быстрым ростом содержания воды. После достижения 90%, обводненность увеличивается медленно (рис. 146). В целом по ТТНК месторождения при обводненности более 90% предстоит отобрать треть запасов.

Вследствие такого характера обводнения отбирается большой объем попутной воды. Так, если по месторождению до обводнения на 90% ВНФ составил 2,5 м3/м3 (в пластовых условиях), то для того, чтобы отобрать оставшуюся треть запасов, необходимо будет отбирать более 5 м3/м3 попутной воды. Возможно, фактический отбор будет несколько меньше за счет более раннего отключения скважин по экономическим причинам, но этот предел в настоящее время прогнозировать сложно.

В настоящее время длительная эксплуатация скважин при столь высокой обводненности во многих случаях неоправданна. Особенно это относится к скважинам, эксплуатирующим несколько разнородных пластов. Очевидно, что во многих из таких скважин наиболее высокопродуктивные пласты полностью обводнились, а небольшое количество нефти поступает из маломощных. В таких скважинах было бы целесообразно отключить выработанные пласты. Однако эта работа производится на месторождении в недостаточных объемах. Кроме того, отключение высокопродуктивных обводнившихся пластов, расположенных в кровельной части разреза (пласты II и III), малоэффективно и технически довольно сложно. Не решены и вопросы исследований на предмет определения обводнившихся пластов. Для Арланского месторождения характерен быстрый рост обводненности в скважинах с подошвенной водой. Особенно часто это отмечается в мощных II и VI пластах. Основной причиной такого обводнения является косая слоистость песчаников и низкая анизотропность, вследствие чего происходит конусообразование. В ряде скважин бурением была вскрыта только верхняя часть пласта VI (2— 3 м). Однако конусообразование в таких скважинах происходило с той же интенсивностью, что и в скважинах с обычной конструкцией. Перфорация колонн на значительном расстоянии от ВНК также оказалась неэффективной. Довольно часто наблюдалось и послойное обводнение пропласт-ков, хотя, в основном, в монолитных пластах обводнение происходило по нижней части пластов. Действенным методом контроля за обводнением пластов в условиях высоковязких нефтей Арланского месторождения оказался импульсный нейтрон-нейтронный метод, который позволял получать однозначные результаты даже в перфорированных интервалах.

## 2.3 Исследование пластов и продуктивности скважин

Исследования пластов и продуктивных скважин на Арланской площади показали, что значительные запасы находятся в маломощных (1-3 м) низкопроницаемых пластов. Первоночально они были разбурены по сетке 500x500м, после чего было решено использовать сетку 400x400 м. Все попытки интенсифицировать выработку запасов из таких пластов при такой сетке оказались безрезультатными, т.к. закачка воды в эти пласты ни очаговой, ни площадной модификации оказались невозможны.

## 2.4 Расчет нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы

Цель работы: Научиться определять некфтеотдачу в зависимости от упругих свойств жидкости и породы.

Дано:

F = 1200 га;

h = 12 м;

m = 0,22;

S = 20%;

Pпл = 180 атм;

Рнас = 80 атм;

tпл = 54,5°С;

ΔP = 5\*106 м3;

bн = 1,02; b’н = 1,026.

Решение:

Коэффициент сжимаемости нефти:

на 1 атм.;

коэффициент сжимаемости породы:

 на 1 атм.;

коэффициент упругоемкости залежи:

 на 1 атм.

Искомый запас нефти:

м3.

Общий нормальный объем нефти в залежи:

м3.

Процент нефтеотдачи вследствие упругих свойств среды:

общего запаса нефти.

В результате внедрения воды из законченной области получено:

 м3.

Коэффициент упругоемкости для указанной законченной обводненной части:

.

Средневзвешенное давление внутри рассматриваемой кольцевой площади:

атм., т.е. на 50% от ;

Количество воды, которое поступит в поры пласта:

м3.

В пласт поступит следующий объем жидкости:

4522\*103 – 2105\*103 = 2417\*103 м3.

# 3 Проектная часть

## 3.1 Анализ системы и технология разработки

Анализ разработки уникального по своей характеристике Арланского месторождения позволяет оценить положенные в основу проектирования принципы разработки и эффективность реализуемой системы разработки.

До открытия Арланского месторождения опыт разработки залежей высоковязкой нефти имелся только по небольшому числу месторождений Самарской области и Александровской площади Туймазинского месторождения. Проектирование разработки Арланского месторождения, имеющего огромные размеры, сложное геологическое строение продуктивных пластов, высокую вязкость нефти, представляло мало изученную проблему. Не все проектные решения оказались правильными.

Выработка запасов из пластов многопластового объекта, как правило, происходит разновременно. При отключении одного из них меняется состав объекта разработки.

Практика разработки многопластовых объектов на Арланском месторождении показывает, что выработка запасов из пластов промежуточной пачки происходит значительно хуже и меньшими темпами. Кроме того, объемы отбираемой попутно с нефтью воды при совместной разработке разнородных пластов резко возрастают. Самым же главным недостатком такого объекта разработки является нерегулируемость процесса разработки пластов небольшой толщины.

Сложности выработки запасов возрастают с ростом числа объединяемых в одном объекте разработки пластов и их неоднородности.

На Арланском месторождении условия разработки осложнены, т. к. число пластов достигает восьми, и, кроме того, в разрезе в основном присутствуют два наиболее продуктивных пласта — II пласт в верхней и VI пласт в нижней части ТТНК.

С целью количественной оценки обоснованности совместной разработки пластов по Арланскому месторождению был выполнен анализ в следующей постановке. Все разрезы были сгруппированы по признаку однородности пластов. Так как фильтрационные свойства пластов количественно трудно оценить с учетом наличия статистической связи между толщиной и проницаемостью, было принято, что равные толщины означают и равную гидропроводность. Основными считались пласты большей толщины. Как правило, это отражало реальную картину; там, где пласты были равными по толщине (а других пластов не было), считалось, что в разрезе неоднородность отсутствует.

## 3.2 Сравнительный анализ результатов и особенности разработки нефтяных залежей

1. В зависимости от числа пластов в объекте (разрезе) доля работающих пластов при одной и той же толщине пласта неодинакова. С увеличением числа пластов доля работающих при одной и той же толщине уменьшается.

2. Особенно заметно уменьшается вероятность освоения пластов небольшой толщины. Например, при толщине пласта 2 м наличие приемистости отмечается: при двух пластах — в 65, при трех — в 55, при четырех — в 45, при пяти — в 35 и шести пластах — в 30% пластов, т. е. вероятность освоения пластов определяется не только их толщиной, но и их числом, т. е. расчлененностью разрезов. Чем больше пластов объединяется в одном объекте, тем ниже вероятность освоения всех, и в особенности малых по толщине пластов.

Был также выполнен анализ с целью выяснения возможного влияния расчлененности разрезов в нагнетательных скважинах на величину приемистости пластов.

Как следует из результатов анализа, приемистость одинаковых по толщине пластов в нагнетательных скважинах зависит от числа пластов в разрезе. При этом наибольшие потери характерны для пластов небольшой толщины. Их приемистость в многопластовых разрезах снижается в 4 раза.

В целом, без учета толщины пластов, а лишь с учетом их числа в разрезе объем закачки воды (относительно раздельно эксплуатируемого пласта) составляет: для двух пластов — 0,71, для трех пластов — 0,57 и для четырех пластов — 0,42.

Недобор объемов закачки из-за отсутствия приемистости составил 22% (в целом по месторождению).

Таким образом, эффективность системы заводнения Арланского месторождения могла быть в 1,5 раза выше, если бы закачка велась раздельно по каждому пласту.

Необходимо отметить, что в первых технологических схемах и проектах предусматривалась раздельная закачка воды в пласты верхней и нижней пачек.

Это решение было реализовано путем освоения нагнетательных скважин в разрежающих рядах на каждую пачку раздельно через одну. Предварительно эти скважины отрабатывались на нефть до обводнения продукции на 50%. Как показала практика, это решение также себя не оправдало. В результате преждевременного перевода скважин при малой обводненности было потеряно много нефти между скважинами разрезающих рядов.

Промежуточные же пласты в рядах воду в большинстве скважин не принимают. Объемы закачки в основных пластах практически не регулируются.

Таким образом, опыт разработки многопластового объекта в ТТНК Арланского месторождения убедительно показывает низкую эффективность совместной разработки всех пластов этой толщи.

В связи с высокой вязкостью нефти при проектировании разработки на начальной стадии основным вопросом был вопрос о методе воздействия на продуктивные пласты, так как опыта заводнения при такой вязкости не было. Практика разработки показала, что принятое решение было обоснованным. Заводнение пластов оказалось высокоэффективным способом разработки и позволило достичь почти 45%-го извлечения нефти, тогда как на естественном режиме извлекалось бы вcero 18% запасов.

## 3.3 Проектирование методов повышения нефтеотдачи пластов

Этот эксперимент — один из первых крупных проектов МУН на Арланском месторождении, проведению которого придавалось исключительно большое значение из-за его технологичности. При этом априорно ожидался высокий прирост нефтеотдачи. Перед экспериментом ставились следующие задачи:

* оценить влияние небольших добавок ОП-10 в закачиваемую
воду на приемистость и охват пластов нагнетательных скважин;
* оценить адсорбцию ПАВ в реальных условиях;

— получить промысловые данные о влиянии закачки раствора ПАВ на темпы разработки, обводнения и нефтеотдачу.

Эффективность закачки растворов ПАВ предполагалось выявить сравнением показателей разработки опытного и контрольного участков.

Закачка растворов ПАВ была начата в 1967 г. и продолжалась до начала 1984-го. Причиной прекращения эксперимента является в основном отсутствие положительных результатов. В течение почти 17 лет было закачано 16,8 млн. м3 0,05% раствора ОП-10 (или 13489 т чистого ОП-10) при средней концентрации ПАВ 0,066%.

В процессе эксперимента уточняли границы участков. Только в 1976 г. были выравнены плотность сетки и соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин.

В ряде нагнетательных скважин, где проводилась закачка раствора ПАВ, при изливе наблюдалось резкое снижение его концентрации. Уже при отборе воды всего в 0,5-2,0 тыс. м3 концентрация ПАВ падала до 40—50% от исходной. Эти факты, видимо, являются следствием высокой адсорбции ПАВ уже в призабойной зоне пласта. Оценка влияния ПАВ на текущую нефтеотдачу по характеристикам вытеснения не выявила технологического эффекта.

Оценка эффективности методом многофакторного корреляционного анализа показала, что возможна разница из-за различия геолого-физических свойств участков и условий их разработки. Установлено, в частности, что расчетная нефтеотдача опытного участка при заводнении меньше контрольного.

По расчетам А. В. Ленчевского, зависимости удельной добычи нефти от обводненности для опытного и контрольного участков не отличаются друг от друга, т. е. преимущества вытеснения нефти раствором ОП-10 не выявляется.

Таким образом, оценка эффективности закачки водных слабоконцентрированных растворов НПАВ (типа ОП-10) различными методами показала, что какого-либо реально значимого влияния этой технологии на нефтеотдачу и другие показатели разработки в процессе эксперимента не выявлено. По нашему мнению, подобные эксперименты, эффективность которых предполагается оценить по промысловым данным, возможны лишь при соблюдении ряда условий:

* размеры участков должны быть небольшими;
* число их должно быть достаточным для представительности результатов при оценке статистическими методами;
* участки должны быть полностью изолированными (тектонически или литологически);
* учет добываемой нефти и жидкости и объемов нагнетаемой воды или растворов должен быть раздельным;
* объем исследовательских работ должен соответствовать потребностям и неукоснительно выполняться.

Как видно, ни одно из этих условий в данном эксперименте не соблюдалось. Понятно, что в этих условиях нельзя было и ожидать однозначного результата.

## Вывод и предложения

Арланское месторождение отличается исключительно сложными геолого-физическими свойствами коллекторов и физико-химическими свойствами флюидов, которые предопределили и сложности его разработки. Пласты основного объекта разработки, терригенной толщи нижнего карбона, нефтенасыщены на огромной площади.

Коллекторы продуктивной толщи чрезвычайно неоднородны: в разрезе выделяется до 9 пластов-песчаников, развитых на площади месторождения неповсеместно; их толщины, пористость, проницаемость, глинистость варьируют в широких пределах.

Нефть высоковязкая, с малой газонасыщенностью. Начальный гидродинамический режим большинства залежей замкнутый, упругий. Лишь в северной части месторождения в одном из основных пластов VI проявляется активность контурных вод. В промежуточных пластах очень сильно влияние литологического фактора.

Проектирование разработки Арланского месторождения, имеющего огромные размеры, сложное геологическое строение продуктивных пластов, высокую вязкость нефти, представляло мало изученную проблему. Проектирование велось по отдельным площадям, частям единого месторождения.

Опыт разработки показал, что такой принцип проектирования вполне приемлем и себя оправдал. Разработка отдельных площадей как самостоятельных объектов разработки не привела к заметным осложнениям.

В связи с высокой вязкостью нефти при проектировании разработки на начальной стадии основным был вопрос о методе воздействия на продуктивные пласты, так как опыта заводнения при такой вязкости не было. Практика разработки показала, что принятое решение было обоснованным. Заводнение пластов оказалось высоко эффективным способом разработки и позволило достичь почти 45 %-го извлечения нефти, тогда как на естественном режиме извлекалось бы всего 18 % запасов.

В то же время были допущены и просчеты. Так, не оправдало себя законтурное заводнение, а также разрезание рядами нагнетательных скважин залежей всех пластов. Явно недооценена роль избирательного заводнения, вследствие чего приходилось "встраивать" очаги в существующий жесткий "каркас" уже имеющегося линейного разрезания. Совершенно не было учтено наличие естественного активного водонапорного режима в VI пласте Арланской площади.

Излишнее увлечение линейным разрезанием и запоздалый переход к массовой очаговой закачке воды привели к тому, что вплоть до заключительной стадии разработки не сформировалась законченная самостоятельная система заводнения на промежуточные пласты.

Большой ошибкой, приведшей к существенным затруднениям в выработке запасов промежуточных пластов, было решение об объединении сильно разнородных по своим коллекторско-фильтрационным свойствам пластов в едином объекте разработки. Принятые в последние годы меры по разукрупнению объекта сильно запоздали.

Несовершенство методики прогнозирования темпов обводнения привело к существенным просчетам в определении объемов и темпов извлечения попутной воды и закачки ее в продуктивные пласты. Принятое в первых проектных документах отключение скважин при обводнении продукции на 50 % практикой разработки было отвергнуто, хотя уже при составлении Генсхемы было ясно, что разработка месторождения будет связана с извлечением попутной воды в объемах, превышающих отборы из девонских месторождений, содержащих маловязкие нефти. Величина суммарной добычи попутной воды оказалась заниженной более чем вдвое.

Соответственно оказались заниженными и объемы закачки воды. Из-за этой ошибки в процессе разработки возникли осложнения в переобустройстве систем энергетики, сбора, транспорта и подготовки нефти и воды и системы поддержания пластового давления.

Плотность сетки скважин, предусмотренная Генсхемой, не обеспечивала достижение утвержденной нефтеотдачи, не соответствовала реальному геологическому строению пластов, и поэтому уже в процессе разработки была изменена за счет уплотнения против проекта в 1,8 раза.

Рекомендованное разное давление нагнетания на верхнюю и нижнюю пачки реализовано не было и вряд ли было бы осуществлено, так как в этом случае было бы необходимым строительство двух систем нагнетательных станций и коммуникаций.

Максимальный уровень добычи нефти составил около 16 млн т, т. е. на четверть ниже проектного.

Суммарный отбор воды за весь период разработки более чем вдвое больше проектного.

Бурение уплотняющих скважин в основном на высокопродуктивных зонах пластов было недостаточно обоснованным, так как не решило проблему выработки запасов небольших по толщине промежуточных пластов.

Перечисленные недостатки объясняются в основном отсутствием в период проектирования опыта разработки месторождений, подобных Арланскому (сложное строение, высокая вязкость нефти).

В качестве положительных результатов разработки Арланского месторождения можно отметить следующие:

* доказана эффективность заводнения продуктивных пластов с высокой вязкостью нефти;
* на практике была доказана необходимость более плотных сеток скважин на подобных месторождениях; достигнутая реально плотность 10-12 га/скв, видимо, не является пределом и при более плотном разбуривании нефтеизвлечение было бы выше;
* на многопластовых сложных объектах разработка каждого из пластов должна с самого начала осуществляться самостоятельной системой добывающих и нагнетательных скважин;

—возможно, более рациональной была бы консервация промежуточных пластов в начальной стадии разработки и только после полного ввода основных пластов разбуривание их самостоятельной сеткой скважин;

—форсирование отборов жидкости на месторождении позволило несколько повысить уровень добычи нефти, хотя убедительных свидетельств в пользу увеличения нефтеотдачи нет, поэтому этот метод следует использовать только после тщательного изучения его эффективности.

Подводя итоги разработки Арланского месторождения, можно констатировать, что, несмотря на ошибки и сложности, в целом результаты оцениваются как хорошие. Достижение нефтеотдачи на уровне 43-44 % в таких сложнейших геологических условиях, несомненно, может считаться большой заслугой ученых и производственников Башкортостана.

# 4 Организационная часть

## 4.1 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия при разработки нефтяных и газовых месторождений

Выполнение требований охраны и рационального использования недр при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ достигается применением совершенных методик проектирования и проведения всех видов работ на всех стадиях поисково-разведочного процесса. На этапе региональных работ выбор направления (и рационального комплекса исследований) должен проводиться на основе научно обоснованной геологической модели изучаемого региона. На стадии выявления и подготовки к поисковому бурению основное внимание необходимо обращать на комплексирование различных методов (структурное бурение, сейсморазведка и др.), проводить поиски ловушек различного типа (как структурных, так и неантиклинальных).

На стадии поискового бурения полнота и рациональное изучение недр достигается вскрытием разреза осадочных пород на полную мощность или технически доступную глубину и изучением всех перспективных нефтегазоносных комплексов. С тем, чтобы избежать пропуска залежей в изучаемом разрезе, главным принципом проведения поисковых работ должен быть "принцип негативной оценки перспектив нефтегазоносности" — т. е. всякий объект должен считаться перспективным, если отсутствуют доказательства его непродуктивности.

В процессе разведочных работ некомплексное проведение исследований и низкое качество интерпретации приводит к пропуску нефтегазоносных горизонтов, неправильному определению фильтрационно-емкостных параметров продуктивных пластов и положения ВНК, ГВК, ГНК. Это является причиной неправильной оценки народнохозяйственного значения залежи и больших потерь углеводородов в недрах. Поэтому разведка должна обеспечивать полноту изучения параметров, необходимых для подсчета запасов и составления технологической схемы или проекта опытно-промышленной эксплуатации.

Одной из проблем охраны недр является освоение не только сырья (нефти и природного горючего газа), но и попутных и рассеянных компонентов (этан, пропан, бутан, гелий, сера — в газах, тяжелые металлы в нефтях), и особенно в водах нефтяных месторождений. Общее количество минерализованных вод и рассолов, добываемых попутно с нефтью, составляет по Российской Федерации около 60 млн. м /год. Эти воды содержат литий, цезий, рубидий, стронций, магний, калийные соли, щелочи и др. По величине запасов промышленно-ценных компонентов попутные воды могут конкурировать с традиционными рудными источниками их добычи (например для лития). Утилизация полезной продукции из попутных вод месторождений наряду с очисткой менее минерализованных вод до уровня ПДК (предельно допустимых концентраций) будут способствовать сохранению окружающей среды.

При разведке залежей с аномально низкими пластовыми давлениями (как естественными, так и искусственно созданными в результате интенсивной эксплуатации) необходимо применение облегченных растворов с тем, чтобы избежать поглощений бурового раствора. Залежи с аномально высокими пластовыми давлениями должны вскрываться с применением утяжеленных растворов, а устье должно быть оборудовано противовыбросовым устройством, а репрессия на пласт должна быть минимально возможной. Геофизические исследования в перспективных интервалах необходимо проводить в минимальные сроки (не позже, чем через 5 суток после вскрытия), интервал исследования при этом не должен превышать 200 м. Не допускается разрыв во времени между вскрытием продуктивного пласта в колонне и его испытанием, так как это приводит к кольматации (загрязнению) интервала опробования и искажению представлений об истинной продуктивности пласта.

Значительный ущерб может нанести интенсивная эксплуатация поисковых и разведочных скважин на газонефтяных и газоконденсатных месторождениях. На газонефтяных месторождениях снижение давления газовой шапки приводит к потерям при разработке нефтяной оторочки. На газоконденсатных залежах снижение давления ниже давления насыщения (давление конденсации) приводит к выпадению в жидкую фазу и потере тяжелых углеводородов.

## 4.2 Охрана окружающей среды в процессе разработки продуктивных пластов

Проведение геологоразведочных работ на нефть и газ сопровождается ростом нагрузки на окружающую среду, ее загрязнением и даже уничтожением. В результате во многих нефтегазоносных районах вплотную подошли к настоящим экологическим катастрофам. Отмечены значительные потравы лесов и сельскохозяйственных угодий, эрозии почвы, загазированность воздушной среды, загрязнение среды нефтепродукта и химическими материалами. В районе многих месторождений в результате заколонных перетоков засолонены тысячи источников питьевой воды. В связи с этим современный этиразвития геологоразведочных работ на нефть и газ характеризуется тем, что охрана недр и окружающей среды стал одной из актуальнейших проблем.

Охрана недр и окружающей среды — это комплекс требований и научно-технических мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи полезных ископаемых направленных на рациональное изучение и комплексное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и исключения отрицательного воздействия на. окружающую среду (поверхностные и подземные воды, почвы, леса и воздушный бассейн).

В соответствии с законом Российской Федерации "О недрах" основными требованиями по охране недр при проведении геологоразведочных работ являются:

1. соблюдение установленного законодательством порядка представления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами;
2. обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;

3)проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойств участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

1. проведение государственной экспертизы и государственного учета запасов полезных ископаемых, а также участков недр, используемых в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;
2. обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
3. достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;
4. охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
5. предотвращение загрязнения недр при проведении развязанных с пользованием недрами, особенно при подзеном хранении нефти, газа или иных веществ и материала захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;

9)соблюдение установленного порядка, консервации и ликвидании предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

1. предупреждение самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях;
2. предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения.

Все работы по геологическому изучению недр, участки недр, предоставляемые для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, подлежат государственному учету и государственной регистрации по единой системе, установленной органом управления государственным фондом недр.

# Заключение

Разработка Арланского месторождения осуществляется с применением методов законтурного и внутриконтурного заводнения по генеральной схеме разработки, составленной УфНИИ в 1963-1964 гг.

Сравнение фактических данных с проектными технологическими показателями показывает, что предоставление о процессах, протекающих в пласте, положенные в основу генеральной схемы разработки, в основном правильны. Имеются некоторые расхождения в дебитах скважин, темпах обводнения добываемой продукции, что связано с отстаиванием строительства объектов законтурного и внутриконтурного заводнения. Поэтому первоочередная задача разработки Арланского месторождения – освоение запроектированной системы заводнения. Необходимо достигнуть не только проектного уровня закачки воды, но и рационально распределить ее по эксплуатационным объектам и отдельным участкам месторождения.

Как показывают технологические расчеты и фактические данные, добычи нефти сопровождаются излечением из пластов огромного количества попутной воды, что приводит к удлинению сроков разработки и к более низкой нефтеотдачи по сравнению с месторождениями, содержащими менее вязкую нефть.

В качестве положительных результатов разработки Арланского месторождения можно отметить следующие:

* доказана эффективность заводнения продуктивных пластов с высокой вязкостью нефти;

 на практике была доказана необходимость более плотных сеток скважин на подобных месторождениях; достигнутая реально плотность 10-12 га/скв, видимо, не является пределом и при более плотном разбуривании нефтеизвлечение было бы выше;

* на многопластовых сложных объектах разработка каждого из пластов должна с самого начала осуществляться самостоятельной системой добывающих и нагнетательных скважин;

— возможно, более рациональной была бы консервация промежуточных пластов в начальной стадии разработки и только после полного ввода основных пластов разбуривание их самостоятельной сеткой скважин;

* форсирование отборов жидкости на месторождении позволило несколько повысить уровень добычи нефти, хотя убедительных свидетельств в пользу увеличения нефтеотдачи нет, поэтому этот метод следует использовать только после тщательного изучения его эффективности.

# Список используемой литературы

1. Актуальные проблемы разработки и эксплуатации Арланского нефтяного месторождения. Сборник научных трудов АНК "Башнефть" № 103, Уфа -2005 .
2. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш.,Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. - Уфа, РИЦ АНК "Башнефть ", 2004.
3. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: «Недра», 1988.
4. Гукасов Н.А., Брюховецкий О.С., Чихоткин В.Ф. Гидродинамика в разведочном бурении. – М.: «Недра», 2000.
5. Жуков А.И., Чернов Б.С., Базлов М.И., Жукова М.А.. Эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: «Гостоптехиздат», 1954.
6. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Теория и практика -Москва: «Недра», 1996.
7. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. -М.: Недра, 2004.
8. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях.- М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2005.
9. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной тех-нологии / Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, A.M. Петраков // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 12.
10. РД 08 - 200 – 98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Москва, 2006.
11. РД 39-0147035-254-88Р «Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза». Москва – Тюмень – Нижневартовск, 1988.
12. Сатаров М.М., Андреев Е.А., Ключарев В.С., Панова Р.К., Тимашев Э.М. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений.-М.: «Недра», 1969.
13. Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2004.
14. Силаш А.П.. Добыча и транспортировка нефти. Том 1. – М.: «Недра», 1980.
15. Форест Грей. Добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2001.
16. Халимов Э.М., Леви Б.И., Дзюба В.И., Пономарев С.А. Тенологические способы повышения нефтеотдачи пластов. -Москва: «Недра» 1984.