**Лекция №1 Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений**

***Понятие системы и объекта разработки.***

Под *системой разработки* нефтяных месторождений и залежей понимают форму организации движения нефти в пластах к добывающим скважинам. Система разработки включает комплекс технологических и технических мероприятий, обеспечивающих управление процессом разработки залежей нефти и направленных на достижение высокой выработки запасов нефти из продуктивных пластов при соблюдении условий охраны недр. Система разработки нефтяных месторождений определяет: порядок ввода эксплуатационных объектов многопластового месторождения в разработку; сетки размещения скважин на объектах и их число; темп и порядок ввода их в работу; способы регулирования баланса и использования пластовой энергии. Следует различать системы разработки многопластовых месторождений и отдельных залежей (однопластовых месторождений.)

В многопластовом месторождении выделяется несколько продуктивных пластов. Продуктивный пласт может разделяться на пропластки, прослои пород-коллекторов, которые развиты не повсеместно. Надежно изолированный сверху и снизу непроницаемыми породами отдельный пласт, а также несколько пластов, гидродинамически связанных между собой в пределах рассматриваемой площади месторождения или ее части, составляют элементарный объект разработки. *Эксплуатационный объект* (объект разработки) - это элементарный объект или совокупность элементарных объектов, разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин при обеспечении контроля и регулирования процесса их эксплуатации.

***Выделение эксплуатационных объектов.***

Эксплуатационные объекты выделяют на основе геологического, технологического и экономического анализов в период проектирования разработки. При решении вопросов выделения эксплуатационных объектов рекомендуется учитывать следующее: диапазон нефтегазоносности по разрезу (толщину продуктивного разреза); число продуктивных пластов в разрезе; глубину залегания продуктивных пластов; толщину промежуточных непродуктивных пластов и наличие зон слияния продуктивных пластов; положение водонефтяных контактов по пластам; литологическую характеристику продуктивных пластов; коллекторские свойства (особенно проницаемость и эффективную толщину), диапазон их изменения; различие типов залежей по пластам; режимы залежей и возможное их изменение; свойства нефти в пластовых и поверхностных условиях; запасы нефти по пластам.

Если эти условия не препятствуют совмещению пластов в единый объект, то проводят гидродинамические расчеты по определению технологических показателей с учетом способов регулирования баланса пластовой энергии, контроля и регулирования процесса разработки, а также технических средств добычи нефти. Затем определяют экономическую эффективность различных вариантов сочетания отдельных пластов в эксплуатационные объекты. Научно обоснованное выделение эксплуатационных объектов служит важным фактором экономии и повышения эффективности разработки.

Нецелесообразно в один объект объединять два продуктивных горизонта, когда одна из залежей чисто нефтяная, а вторая нефтегазовая или обе залежи нефтяные, но одна из них водоплавающая. Не рекомендуется объединять в один объект разработки пласты, проницаемость по которым различается в 2 и более раза. Также не рекомендуется совместная разработка пластов с разными пластовыми давлениями, особенно, когда давление в одном из них близко к давлению насыщения. Не рекомендуется объединять для совместной разработки пласты, нефть которых различается по вязкости более чем в 4 раза.

В зависимости от порядка ввода эксплуатационных объектов в разработку выделяют две группы систем разработки многопластового нефтяного месторождения: системы одновременной разработки объектов; системы последовательной разработки объектов.

***Основные принципы разработки многопластовых месторождений***

Известны 3 основные системы разработки многопластовых месторождений.

1. сверху-вниз
2. снизу-вверх
3. комбинированная

**Система «сверху-вниз»** - разбуривание и введение в разработку месторождения начинается с верхнего горизонта, открытого первым. После окончания разработки этого горизонта разрабатывается и вводится в разработку следующий горизонт, залегающий ниже. На каждый продуктивный горизонт бурится своя серия скважин. Эта система применялась на заре развития нефтегазодобывающей отрасли, когда бурение осуществлялось ударно-канатным способом, а стенки скважин не крепились (см. рис. 1) Сейчас эта система не применяется.

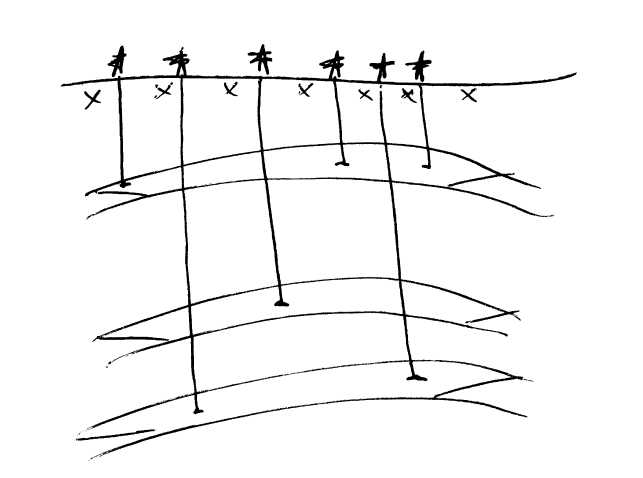


Рис. 1.Система «сверху-вниз»

***Система «снизу–вверх»***

Сущность системы заключается в том, что вышележащие продуктивные горизонты вводятся в эксплуатацию после полного разбуривания и извлечения углеводородов из нижележащих горизонтов. При этой системе необходимо предварительное проведение разведочных работ, освещающих всю нефтеносную свиту. Эта система может быть применена при следующих условиях:

1. нижний - базисный горизонт должен находиться на глубине технически доступной для массового бурения эксплуатационных скважин;

2. количество и качество нефти базисного горизонта должно соответствовать плановым заданиям по добыче нефти;

3. базисный горизонт должен быть достаточно разведан и оконтурен;

***Комбинированная система разработки***

При комбинированной системе разработки продуктивный разрез месторождения подразделяется на этажи разработки и эксплуатационные объекты.

Эксплуатационный объект – это один или несколько пластов, которые эксплуатируются скважиной одновременно (совместно).

Этаж разработки – это один или группа эксплуатационных объектов (ЭО) разрабатываемая отдельной серией скважин. Серия скважин - это количество скважин, пробуренных на данный этаж разработки.

При разбивке нефтеносной свиты на этажи разработки необходимо руководствоваться следующими положениями:

1. в пределах нефтеносной свиты выделяются не более 3-х этажей разработки;

2. этаж разработки должен быть выбран таким образом, что бы производительность самого нижнего – базисного пласта – была значительно больше таковой вышележащих – возвратных объектов в этом этаже.

При совмещении пластов в один эксплуатационный объект (ЭО) необходимо придерживаться следующих положений:

- качество нефти с технологической точки зрения должно быть одинаковым.

- литолого-физические свойства пластов (пористость, проницаемость, вещественный состав) должны быть сходными;

- энергетические свойства пластов, режим их работы, пластовые давления должны быть сходными;

- геолого-промысловые показатели совмещаемых пластов должны быть сходными;

Не рекомендуется совмещать безводный нефтяной пласт с пластом, содержащим нефть и воду. Нецелесообразно совмещать высокодебитный пласт с низкодебитным.

Важной задачей при разработке многопластовых объектов является широкое применение одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух пластов одной скважиной.

Высокодебитные пласты с крупными запасами газа должны разрабатываться обособленно.

Газовые залежи с нефтяными оторочками промышленного значения могут быть объединены с другими газовыми залежами после извлечения из них основных запасов нефти.

***Рациональная система разработки*.**

Для одного и того же месторождения можно назвать множество систем, отличающихся по числу добывающих скважин, по их расположению на структуре, по методу воздействия на продуктивные пласты и т. д., поэтому существует необходимость сформулировать понятие рациональной системы разработки. В качестве критериев рациональной системы разработки принимаются следующие основные положения.

1. Рациональная система разработки должна обеспечить наименьшую степень взаимодействия между скважинами. Минимальное взаимодействие между скважинами достигается увеличением расстояния между ними. С другой стороны, при увеличении расстояния между скважинами общее их число на месторождении уменьшается, что ведет к снижению суммарного дебита скважин. Кроме того, в условиях неоднородного пласта увеличение расстояния между скважинами может привести к тому, что часть нефтенасыщенных линз, полу линз или пропластков не будет охвачено скважинами и они не будут приобщены к разработке.

Таким образом, наименьшее взаимодействие между скважинами не может служить единственным всеохватывающим критерием рациональности системы разработки.

2. Рациональная система должна обеспечить наибольший коэффициент нефтеотдачи. Максимальную нефтеотдачу можно достигнуть при полном охвате нефтепродуктивного пласта процессом вытеснения. Это условие, особенно в неоднородных пластах, можно выполнить при более тесном размещении скважин. Кроме того, так как наиболее высокие коэффициенты достигаются при водонапорном режиме, а естественные притоки воды чаще не обеспечивают высоких темпов разработки, то существует необходимость создания искусственного водонапорного режима закачкой воды или газа в пласт.

Внимательное рассмотрение двух названных критериев указывает на то, что они содержат два противоположных требования. Первый критерий требует применения редких сеток, второй — более плотной сетки. Кроме того, сгущение скважин и поддержание пластового давления увеличивают себестоимость нефти. Следовательно, ни наименьшая степень взаимодействия между скважинами, ни максимальный коэффициент нефтеотдачи отдельно не могут быть приняты в качестве единственных критериев рациональности системы разработки.

3. Рациональная система разработки должна обеспечить минимальную себестоимость нефти. Из рассмотренных в процессе проектирования нескольких вариантов разработки выбирается вариант, обеспечивающий наивысшую нефтеотдачу. Названные выше критерии хотя и правильно определяют ориентиры для выбора системы разработки, тем не менее ни один из них не может быть принят за определяющий, так как они не учитывают потребность в добыче нефти.

Поэтому, понятие рациональной системы разработки в окончательном виде формулируется так: *рациональная система разработки должна обеспечить заданную добычу нефти при минимальных затратах и возможно больших коэффициентах нефтеотдачи.*

Проектирование разработки заключается в подборе такого варианта, который бы отвечал требованиям рациональной системы разработки.

Приступая к проектированию разработки последовательно прорабатываются такие вопросы:

* определяются исходные геолого-физические данные о нефтепродуктивном пласте и свойствах насыщающих его жидкостей и газов;
* выполняются гидродинамические расчеты по установлению технологических показателей разработки по нескольким вариантам, отличающимся по числу скважин, методу воздействия на продуктивные пласты, условиям эксплуатации скважин и т. д.;
* рассчитывается экономическая эффективность вариантов разработки;
* анализируются экономические и технологические показатели разработки и выбирается вариант рациональной системы разработки.

Внедрение рациональной системы разработки позволяет добиться высоких технико-экономических показателей при разработке месторождений.

***Показатели разработки месторождений.***

Под технологическими и технико-экономическими показателями процесса разработки залежи понимают текущую (среднегодовую) и суммарную добычу жидкости (нефти и воды), обводненность добываемой жидкости (отношение текущей добычи воды к текущей добыче жидкости), текущий и накопленный водонефтяной фактор (отношение добычи воды к добыче нефти), текущую и накопленную закачку воды, компенсацию отбора закачкой (отношение закачанного объема к отобранному при пластовых условиях), коэффициент нефтеотдачи, число скважин (добывающих и нагнетательных), пластовое и забойное давления, текущий газовый фактор, средние дебит добывающих и приемистость нагнетательных скважин, себестоимость продукции, производительность труда, капитальные вложения, эксплуатационные расходы, приведенные затраты, реализацию за вычетом транспортных расходов и налогов, потребность в кредите, плату за кредит, возврат кредита.

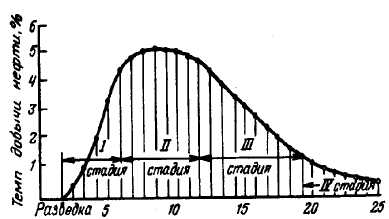
***Стадии разработки нефтяных месторождений.***

Отношение годовой добычи нефти к начальным балансовым запасам характеризует темп разработки месторождения.

На основании анализа темпа разработки месторождения выделяется четыре стадии (рис. 1.1): нарастающего уровня добычи (I), постоянного уровня добычи нефти (II), периода падающей добычи нефти (III) и завершающего периода добычи нефти (IV).

Характерная особенность первого периода - постепенный рост объемов добычи нефти, обусловленный непрерывным вводом в работу из бурения добывающих скважин. Способ добычи нефти в этот период фонтанный, обводненность отсутствует. Продолжительность этого этапа зависит от многих факторов, главные из которых: величина извлекаемых промышленных запасов; размеры месторождения и величина пластового давления; толщина и число продуктивных горизонтов; свойства продуктивных пород и самой нефти; наличие средств для разработки месторождения и другие. Продолжительность первого периода составляет около 4-6 лет. Себестоимость 1 т нефти в этот период сравнительно высокая в связи со строительством новых скважин, обустройством промысла.

Второй этап разработки характеризуется постоянством уровня добычи нефти и минимальной себестоимостью. В этот период фонтанные скважины переводятся на механизированный способ добычи за счет прогрессирующей обводненности скважин. Падение добычи нефти в этот период сдерживается вводом новых добывающих скважин резервного фонда. Продолжительность второго этапа зависит от темпов отбора нефти из месторождения, величины извлекаемых запасов нефти, обводненности продукции скважин и возможности подключения в разработку других горизонтов месторождения. Конец второго этапа характеризуется тем, что увеличение объемов закачиваемой воды для ППД не оказывает ощутимого влияния на объемы добычи нефти и ее уровень начинает снижаться. Обводненность нефти в конце данного периода может достигать 50%. Продолжительность периода составляет около 5-7 лет. Себестоимость добычи нефти в этот период является наиболее низкой.



*Рис. 1.1.Стадии разработки эксплуатационного объекта*

Третий период разработки характеризуется падением уровня добычи нефти и увеличением добычи пластовой воды. Этот этап заканчивается при достижении 80-90 % обводненности. В этот период все скважины работают на механизированных способах добычи, отдельные скважины выводятся из работы в связи с предельной обводненностью. Себестоимость 1 т нефти в этот период начинает возрастать в связи со строительством и вводом в эксплуатацию установок по обезвоживанию и обессоливанию нефти. В этот период проводятся основные мероприятия по увеличению дебитов скважин. Продолжительность данного периода составляет 4-6 лет.

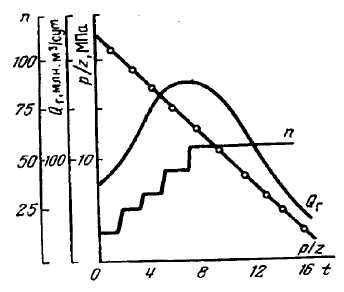
Четвертый этап разработки характеризуется большими объемами добычи пластовой воды и малыми объемами добычи нефти. Обводненность продукции достигает 90-95 % и более. Себестоимость добычи нефти в этот период возрастает до пределов рентабельности. Этот период является самым длительным и продолжается 15-20 лет.

В целом можно сделать вывод, что общая продолжительность разработки любого нефтяного месторождения составляет от начала до конечной рентабельности 40-50 лет. Практика разработки нефтяных месторождений в целом подтверждает этот вывод.

***Основные периоды разработки газовых месторождений*.**

В теории и практике разработки газовых месторождений в зависимости от уровня годовых отборов газа принято выделять три периода: нарастающей добычи, постоянной добычи и падающей добычи газа.

Для того, чтобы избежать консервации значительных материальных ресурсов, разработку месторождений начинают еще во время их разбуривания и обустройства. По мере ввода в эксплуатацию новых скважин, пунктов внутрипромыслового сбора, компрессорных станций, газопроводов добыча газа из месторождения возрастает. Поэтому период, совпадающий с разбуриванием и обустройством месторождения, называют периодом нарастающей добычи.



*Рис. 1.2. Динамика показателей разработки газовой залежи*

После ввода в эксплуатацию всех мощностей по добыче газа, которые определены технико-экономической целесообразностью, наступает период постоянной добычи. Из крупных месторождений за этот период отбирается 60% запасов газа.

По мере истощения запасов газа и пластовой энергии дебиты скважин снижаются, выводятся из эксплуатации обводненные скважины, добыча газа из месторождения уменьшается. Этот период разработки месторождения называют периодом падающей добычи. Он продолжается до снижения отборов газа ниже рентабельного уровня. На рис. 5.2 показано изменение пластового давления, числа скважин, их дебита и годовых отборов газа в различные периоды разработки газовых месторождений.

Периоды нарастающей, постоянной и падающей добычи газа характерны для крупных месторождений. В процессе разработки средних по запасам месторождений период постоянной добычи газа часто отсутствует. А при разработке незначительных по запасам газовых и газоконденсатных месторождений могут отсутствовать как период нарастающей, так и период постоянной добычи газа.

Вначале разработки месторождения пластовое давление бывает обычно достаточным для транспортирования газа от скважин к установкам подготовки газа, а от них — прямо в газопровод для дальнего транспорта. Этот период разработки называют бескомпрессорным. В настоящее время для дальнего транспорта используют трубы, рассчитанные на рабочее давление 5,5 и 7,5 МПа, проектируют газопроводы с рабочим давлением 10 — 12 МПа. Газ, поступающий с промысла на прием магистрального газопровода, должен иметь давление, равное рабочему давлению газопровода. По мере падения пластового давления наступает время, когда для подачи газа в магистральный газопровод возникает необходимость использования дожимной компрессорной станции. С этого времени начинается компрессорный период разработки месторождения. Время ввода дожимной компрессорной станции, ее мощность влияют на технико-экономические показатели разработки месторождения, так как связаны с системой разработки и обустройством промысла.

В зависимости от подготовленности месторождения к разработке и степени выработанности запасов различают период опытно-промышленной эксплуатации, промышленной эксплуатации и период доразработки.

При опытно-промышленной эксплуатации наряду с поставкой газа потребителю проводят доразведку месторождения с целью получения уточненных сведений, необходимых для составления проекта разработки. Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации месторождений природных газов как правило не превышает 3 -4 лет.

В период промышленной эксплуатации месторождений основная задача — выполнение плановых поставок газа потребителю.

В период доразработки месторождения добываемый газ используют обычно для местных нужд, дальний транспорт его становится экономически нецелесообразным.

В процессе разработки газоконденсатных месторождений выделяют также периоды разработки без поддержания пластового давления и с его поддержанием.

***Особенности разработки газовых месторождений*.**

Под разработкой газового месторождения понимается управление процессом движения газа в пласте к добывающим скважинам при помощи определенной системы размещения установленного числа скважин на площади, порядка и темпа ввода их в эксплуатацию, поддержания намеченного режима их работы, регулирования баланса пластовой энергии.

Основное требование к системе разработки — обеспечение минимума затрат на добычу заданных объемов газа при заданной степени надежности и соблюдении норм охраны недр. Достижение этих условий осуществляется на стадии проектирования системы разработки оптимальным выбором и учетом всех ее элементов, основными из которых являются:

режим разработки залежи;

схема размещения скважин;

технологический режим эксплуатации скважин и их конструкция;

схема сбора и подготовки газа.

Для составления проектов разработки требуется также следующая информация:

геологическая характеристика месторождения (стратиграфия, тектоника, литология);

характеристика продуктивных горизонтов (фильтрационно- емкостные параметры, толщина, протяженность, запасы газа);

положение ГВК, характеристика водонапорной системы;

физико-химическая характеристика природного газа и пластовых вод;

данные о степени сообщаемости продуктивных горизонтов и др.

Значительную часть этой информации с достаточной степенью достоверности невозможно получить на стадии разведки месторождения Этот фактор, а также экономические соображения, связанные с высокой стоимостью разведки газовых месторождений, приводят к тому, что разработку месторождения фактически начинают до получения всей информации и составления проекта разработки. Разработка месторождения осуществляется в два этапа.

На первом этапе, который рассматривается как завершающий период комплексной разведки объекта, проводят опытно-промышленную эксплуатацию месторождения (ОПЭ). В результате получают наиболее достоверные геологопромысловые сведения о месторождении.

Для решения вопроса о необходимости проведения разведочных работ с применением опытной или опытно-промышленной эксплуатации составляют специальные проекты, подобные проектам разработки газовых месторождений.

На втором этапе осуществляют промышленную разработку по проекту, составленному на основе достаточно полных и достоверных данных опытно-промышленной разработки.

С целью повышения эффективности разработки в процессе промышленной разработки месторождения по мере бурения новых скважин, уточнения и дополнения исходных данных проект периодически пересматривают и в него вносятся коррективы. Особенно существенные изменения возможны в связи с уточнением режима разработки залежи, который, как правило, трудно определить в процессе разведочных работ и даже при эксплуатации месторождения на ранней стадии.

Проекты разработки газовых месторождений составляют обычно научно-исследовательские организации на основании данных разведки, исследования скважин и запасов газа.

***Основы проектирования разработки месторождений*.**

На основании опыта разработки нефтяных месторождений установлен следующий порядок проектирования и содержания основных проектных документов:

1) схема опытной эксплуатации; 2) технологическая схема разработки; 3) проект разработки; 4) комплексный проект разработки.

*Схема опытной эксплуатации* составляется с целью получения дополнительных данных о геолого-промысловых характеристиках пласта, пластовых жидкостях, условиях эксплуатации скважин с определением предельных депрессий и предельных дебитов, проведения исследовательских работ гидропрослушивания, изучения приемистости нагнетательных скважин.

Схема опытной эксплуатации обосновывает первоочередное бурение добывающих скважин, когда разведка месторождения еще не закончена, запасы нефти и газа еще не утверждены в ГКЗ (Государственная комиссия по запасам).

Схема опытной эксплуатации составляется с учетом данных опробования разведочных скважин и предварительной оценки запасов нефти. В содержании схемы опытной эксплуатации находят отражение следующие вопросы:

кратко освещается геологическое строение месторождения и геолого-физическая характеристика пластов и жидкостей;

выполняется ориентировочный подсчет запасов нефти и газа;

рассчитываются (ориентировочно) основные технологические показатели по добыче нефти, газа, воды, изменению пластового давления на несколько лет разработки, определяется расположение и число добывающих скважин;

намечаются работы по опытной закачке воды или испытанию других способов воздействия на залежь;

обосновывается необходимый комплекс геолого-промысловых и геофизических исследований;

определяется (ориентировочно) объем капитальных вложений и ожидаемая себестоимость нефти.

Схемы опытной эксплуатации для некрупных месторождений составляются технологическими отделами объединений, ЦНИЛами. После согласования с территориальными органами Госгортехнадзора схема утверждается в нефтедобывающем объединении.

Для крупных месторождений схемы опытной эксплуатации составляются научно-исследовательскими и проектными институтами, согласовываются с органами Госгортехнадзора, объединениями и утверждаются Министерством.

*Технологическая схема разработки* составляется для месторождений со значительной сложностью геологического строения, когда запасы нефти утверждены в ГКЗ по невысоким категориям (В и С1), а результаты разведки и опытной эксплуатации не позволяют окончательно определить систему разработки. Цель технологической схемы: 1) наметить систему расстановки скважин на залежи и установить их число; 2) установить необходимость и наметить систему поддержания пластового давления; 3) определить изменение технико-экономических показателей разработки на срок до 10 — 15 лет; 4) установить порядок разбуривания объектов при многопластовом месторождении и очередность бурения скважин на объекте; 5) обосновать необходимый комплекс исследований с целью контроля за разработкой и получения дополнительной информации о геолого-промысловых характеристиках объектов разработки.

Технологическая схема разработки по содержанию включает следующие разделы:

*Геологическая часть.* Здесь приводятся данные о геологическом строении месторождения, результаты изучения коллекторских свойств продуктивных пластов, свойств пластовых жидкостей, дается оценка нефтеносности и запасов нефти и газа, освещается состояние опытной эксплуатации залежей нефти.

*Технологическая часть.* В этой части обосновываются исходные данные к гидродинамическим расчетам, устанавливается схема (варианты) разработки и методика гидродинамических расчетов.

Выполняются гидродинамические расчеты по определению технологических показателей вариантов разработки на 10— 15 лет.

*Экономическая часть.* В ней обосновывается эффективность вариантов разработки с определением объема капитальных вложений, эксплуатационных затрат, себестоимости, сроков окупаемости капитальных вложений и т. д.

В заключительной части технологической схемы даются рекомендации по внедрению выбранного варианта разработки с обоснованием комплексов исследований скважин и наблюдений за состоянием разработки месторождения с целью получения обширной геолого-промысловой информации для последующего составления проекта разработки.

Технологическая схема, как правило, составляется научно-исследовательскими и проектными институтами, согласовывается в окружном Госгортехнадзоре и объединении и утверждается Министерством энергетики.

*Проект разработки* составляется для месторождения, введенного в разработку на основе схемы опытной эксплуатации, когда геологическое строение месторождения несложное, или технологической схемы.

Проект разработки определяет и обосновывает те же вопросы, что и технологическая схема с более глубокой их проработкой. Так, технологические и экономические показатели определяются по этапам и за весь срок разработки. В проекте обосновывается конечная нефтеотдача и методы ее повышения, намечаются мероприятия по регулированию процесса разработки. Обосновывается резервный фонд скважин. Гидродинамические расчеты в проекте разработки выполняются с учетом неоднородности продуктивных пластов с использованием апробированных методик.

При разработке крупных месторождений составляются *комплексные проекты* (схемы) разработки, в которых вместе с обоснованием системы разработки дается схема обустройства нефтяного месторождения с решением следующих задач: проектирование сбора, подготовки и транспорта нефти и газа; определение объема и очередности строительства объектов сбора; проектирование объектов поддержания пластового давления (водозаборы, насосные станции, кустовые насосные станции и т. д.); проектирование строительства дорог, линий электропередач, баз производственного обслуживания и т. д.

Составление комплексных проектов (схем) способствует ускорению ввода месторождений в разработку.

При разработке крупных многопластовых месторождений предпочтение отдается составлению *генеральных технологических схем разработки* (Генсхема). В Генсхеме решаются основные вопросы разработки многопластового месторождения в такой последовательности.

1. На основании результатов геолого-промыслового изучения многопластового месторождения намечаются различные варианты воздействия, в частности, законтурное и внутриконтурное заводнения, включая площадные системы, в различных вариантах выделения объектов разработки. Рассматриваются вопросы эксплуатации каждого горизонта самостоятельной сеткой скважин и различные сочетания объединения нескольких горизонтов в один объект с единой сеткой скважин.

2. Оцениваются добывные возможности намечаемых вариантов разработки при различном числе добывающих и нагнетательных скважин, включая варианты интенсификации процесса увеличения перепада давления между нагнетательными и добывающими скважинами. Определяются технико-экономические показатели разработки по отдельным объектам и месторождению в целом.

На основании комплексного геологического, технологического и экономического анализа выбирается вариант, отвечающий требованиям рациональной системы разработки. Критерием в выборе варианта служит минимум затрат на разработку месторождения в целом при условии выполнения планового задания на добычу нефти. Таким образом, многие вопросы разработки многопластового месторождения должны решаться не по отдельно выделенному горизонту (объекту), а для месторождения в целом. Практика проектирования и разработки месторождений показывает, что наилучшие технологические результаты достигаются при условии совпадения линий нагнетания в плане для всех объектов разработки многопластового месторождения и особенно при внедрении внутриконтурного заводнения.

Нарушение принципа единых совмещенных линий нагнетания («разрезания») может привести к перетокам жидкости между пластами через литологические окна и неплотности цементного кольца за колонной.

Кроме того, совпадение линий нагнетания по различным горизонтам позволяет осуществить систему одновременной раздельной закачки воды в два горизонта через одну скважину. Наилучшие технико-экономические показатели разработки достигаются при одновременном вводе в разработку всех объектов. Преимущество одновременного ввода всех объектов в разработку состоит в лучшей технологии выработки запасов нефти, лучшей организации работ по разбуриванию месторождения, обустройству и добыче нефти. Принятие условия совпадения линий нагнетания по нескольким горизонтам на крупном многопластовом месторождении позволяет вводить его в разработку отдельными участками, блоками.

В первую очередь вводятся в разработку блоки (участки) с наибольшей плотностью запасов и с лучшей геолого-промысловой характеристикой. Такой подход к реализации системы разработки многопластового месторождения позволяет быстро наращивать добычу, а последующим вводом в разработку менее продуктивных участков (блоков) поддерживать добычу на достигнутом высоком уровне.

**Лекция №2 Методы увеличения нефтеотдачи пластов**

***Общие понятия о методах воздействия на нефтяные и газовые пласты, их назначение*.**

С начала развития нефтяной промышленности до 40-х годов XX века залежи разрабатывали на режимах истощения, при которых извлекали не более 25% нефти от начальных запасов. Редко встречался естественный водонапорный режим. К этому же периоду относится применение для отбора остаточных запасов так называемых вторичных методов добычи нефти - закачки воздуха и горячей газовоздушной смеси.

С конца 40-х годов наметился качественно новый этап в развитии технологии нефтедобычи - интенсивное внедрение заводнения как на энергетически истощенных (вторичный метод добычи нефти), так и на вводимых в разработку (первичный метод) месторождениях. Вследствие доступности воды, относительной простоты закачки и высокой эффективности вытеснения нефти водой обычное заводнение будет широко применяться еще длительное время. На месторождениях, разрабатываемых с заводнением залежей, в настоящее время добывается около 90% от общего уровня добычи нефти, в пласты закачивается более 2,5 млрд м3 воды в год.

Закачка в нефтяной пласт воды – наиболее популярный метод разработки нефтяных месторождений. Этот метод позволяет поддерживать высокие текущие дебиты нефтяных скважин, и в итоге достичь высокого процента отбора извлекаемых запасов нефти.

Основной целью закачки воды в пласт является эффективное вытеснение нефти к добывающим скважинам и увеличение экономической эффективности разработки месторождения благодаря повышению коэффициента извлечения нефти из залежи.

Популярность этого метода разработки нефтяных залежей объясняется:

* Общедоступностью воды
* Относительной простотой осуществления процесса нагнетания вследствие наличия гидравлического напора столба жидкости в скважине
* Способностью воды распространяться по нефтенасыщенным пластам
* Высокой нефтеотдачей при вытеснении нефти

Заводнение обеспечивает высокий коэффициент извлечения нефти благодаря двум факторам:

* Поддержание пластового давления на эффективном для разработки месторождения уровне
* Физическое замещение нефти водой в порах пласта-коллектора

Разновидности метода заводнения включают закачку растворителей, суспензий, различных реагентов. В некоторых случаях воду загущают добавлением в нее полимеров, мицелярных растворов. Но все эти методы уже относятся к, так называемым, **методам увеличения нефтеотдачи (МУН)** или третичным методам разработки нефтяных месторождений.

**В каких случаях имеет смысл применять метод заводнения и организовывать на месторождении систему поддержания пластового давления (ППД)?**

Чтобы ответить на этот вопрос, давайте вспомним, какие естественные режимы работы залежей существуют. И рассмотрим целесообразность организации заводнения в тех или иных геологических условиях.

**Водонапорный режим**

***Как это работает:***

* Аквифер (водоносный горизонт) поддерживает пластовое давление
* Отборы жидкости равны объемам притока воды из аквифера
* Нефть вытесняется вертикально благодаря хорошему подпору воды. При этом происходит равномерный подъем водонефтяного контакта (ВНК)

***Возможные проблемы:***

* Неоднородность пласта может ограничить возможности аквифера по вытеснению нефти в некоторых зонах залежи

***Коэффициент нефтеотдачи:***

Высокий при умелом управлении разработкой залежи (60-70%)

***Имеет ли смысл организация заводнения?***

Высоконапорный, мощный аквифер может обеспечить достаточно энергии для вытеснения нефти

Слабый аквифер требует поддержки пластового давления закачкой воды. В этом случае:

* Возможна организация законтурного (приконтурного) заводнения
* В некоторых случаях возможно площадное заводнение

**Режим растворенного газа**

***Как это работает***

* Нефть с большим количеством растворенного газа находится под большим давлением
* Если пластовое давление выше давления насыщения, расширение горной породы и насыщающих ее флюидов дает энергию для вытеснения нефти
* Если пластовое давление ниже давления насыщения, тогда вытеснение нефти происходит за счет выделения и расширения газа

***Возможные проблемы***

* При пластовом давлении ниже давления насыщения проблемой становится очень высокая подвижность газа
* Газ выходит, минуя нефть
* Высокое содержание газа в продукции скважины
* Резкое понижение пластового давления

***Коэффициент нефтеотдачи***

Очень низкий (10-30%)

***Имеет ли смысл организация заводнения?***

Хороший кандидат для организации заводнения

Заводнение лучше проводить при пластовом давлении близком давлению насыщения, так чтобы выделение газа из нефти было ниже критического уровня

**Гравитационный режим**

***Как это работает***

* Процесс добычи происходит за счет гравитации и разности плотностей насыщающих породу флюидов
* Для реализации режима пласт должен быть мощным с высокой вертикальной проницаемостью, либо простирание пласта должно быть с большим наклоном

***Возможные проблемы***

* Медленный процесс миграции нефти определяет низкие темпы отбора
* Газ должен перемещаться в вернюю часть залежи для компенсации стекающей нефти
* Залежь может содержать тяжелую нефть

***Коэффициент нефтеотдачи***

Очень высокий (50-70%)

***Имеет ли смысл организация заводнения?***

Может оказаться хорошим кандидатом под заводнение принимая во внимание низкие темпы отборов на естественном режиме

**Режим газовой шапки**

***Как это работает***

* Присутствует большой объем сжатого газа, который под действием гравитации образует так называемую газовую шапку
* Расширяющийся газ вытесняет нефть

***Возможные проблемы***

* Нефть, проникающая в газовую шапку, образует невосполнимые потери для добычи
* Образование конусов газа и высокое соотношение газ/нефть ограничивают возможности добычи нефти

***Коэффициент нефтеотдачи***

20-40%

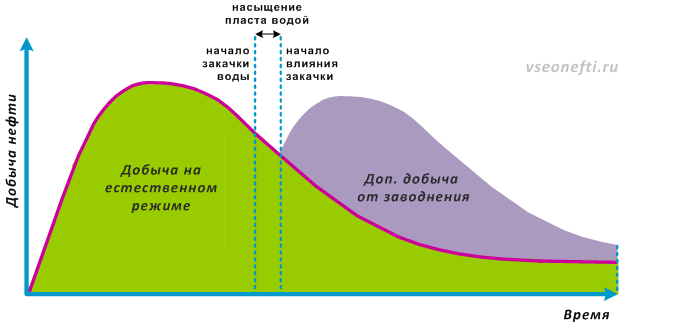
***Имеет ли смысл организация заводнения?***

Не подходящий кандидат под заводнение

**Оценка эффективности метода заводнения**

Экономическая эффективность метода заводнения зависит от прироста коэффициента нефтеотдачи.

Затраты на закачку воды, строительство нагнетательных скважин, и специальных сооружений по подготовке воды должны быть меньше, чем доход от реализации дополнительно добытой нефти.



***Методы поддержания пластового давления***

Искусственное поддержание пластового давлениядостигается методами законтурного, приконтурного и внутриконтурного заводнения, а также закачкой газа в газовую шапку пласта.

**Метод законтурного заводнения** (Рисунок 2.1) применяют при разработке сравнительно небольших по размерам залежей. Он заключается в закачке воды в пласт через нагнетательные скважины, размещаемые за внешним контуром нефтеносности на расстоянии 100 м и более. Эксплуатационные скважины располагаются внутри контура нефтеносности параллельно контуру.

В результате заводнения приток воды к пласту увеличивается и давление и нефтяной залежи поддерживается на высоком уровне.



Рисунок 2.1 — Система разработки нефтяной залежи с законтурным заводнением

Контуры нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; Скважины: 3 — нагнетательные, 4 - добывающие

Метод приконтурного заводнения применяют на месторождениях с низкой проницаемостью продуктивных пластов в части, заполненной водой. Поэтому нагнетательные скважины располагают либо вблизи контура нефтеносности, либо непосредственно на нем. (Рисунок 2.2)



Рисунок 2.2 — Система разработки нефтяной залежи с приконтурным заводнением

контуры нефтеносности: 1 — внешний, 2 — внутренний; скважины: 3 — нагнетательные, 4 - добывающие

Метод внутриконтурного заводнения применяется для интенсификации разработки нефтяной залежи, занимающей значительную площадь.

***Внутриконтурное заводнение***

Внутриконтурное заводнение представлено целым рядом разновидностей:

* разрезание рядами нагнетательных скважин;
* площадное;
* избирательное;
* очаговое;
* головное;
* барьерное.

Выделяют несколько подвидов разрезания рядами нагнетательных скважин — ***разрезание на площади, блоковое и сводовое (центральное).***

При заводнении***с разрезанием эксплуатационного объекта на площади***самостоятельной разработки разрезающие ряды располагают таким образом, чтобы выделить площади самостоятельной разработки, значительно различающиеся по геолого-промысловой характеристике (участки с разным количеством пластов в эксплуатационном объекте, с разной продуктивностью разреза, с различным характером нефтеводонасыщения и т. д.).

Большое преимущество системы разработки с разрезанием объекта на площади — возможность начинать проектирование и разработку с площадей наиболее продуктивных и с наибольшими запасами.

***Блоковое заводнение***

При *блоковом заводнении* нефтяную залежь разрезают рядами нагнетательных скважин на полосы (блоки), в пределах которых размещают ряды добывающих скважин такого же направления. При вытянутой форме залежи ряды скважин располагают обычно перпендикулярно к ее длинной оси (Рисунок 2.3) При «круговой» форме залежей, особенно с обширными площадями нефтеносности, направление рядов скважин выбирают с учетом зональной неоднородности продуктивных пластов — в крест выявленной по данным разведки превалирующей ориентации зон с повышенной мощностью (и, как правило, с повышенной пористостью и проницаемостью) коллекторов. В результате достигается пересечение всех зон, содержащих основную часть запасов нефти, линиями разрезания и, следовательно, обеспечение большего влияния в них закачки воды. При ином направлении блоков, принятом без учета данных о границах зон разной продуктивности, разрезающие ряды в значительной части могут оказаться на участках с пониженной проницаемостью пласта, что обусловит низкую приемистость значительной части нагнетательных скважин и отсутствие в части высокопродуктивных зон воздействия нагнетаемой воды.



Рисунок 2.3 — Система разработки нефтяной залежи с блоковыми заводнением

1 — контур нефтеносности; Скважины: 2 — нагнетательные; 3 — добывающие

При разрезании залежи рядами нагнетательных скважинзакачка воды в пласты производится через нагнетательные скважины, расположенные в пределах самой залежи рядами, называемыми разрезающими рядами или линиями разрезания.

Обычно все скважины разрезающего ряда после бурения непродолжительно эксплуатируются на нефть при возможно более высоких дебитах. Это дает возможность очистить призабойную зону пласта и снизить пластовое давление в ряду, т.е. создает условия для успешного освоения скважин под закачку воды. Затем скважины через одну осваивают под нагнетание, продолжая интенсивную добычу нефти из промежуточных скважин ряда. Это способствует перемещению нагнетаемой в пласт воды вдоль разрезающего ряда. После обводнения промежуточных скважин они также переводятся под закачку воды. При такой технологии освоения скважин разрезающего ряда вдоль него в пласте создается полоса воды.

Добывающие скважины при этой разновидности заводнения располагают в рядах, параллельных разрезающим рядам. Отбор нефти из добывающих скважин и продолжающееся нагнетание воды в скважины разрезающего ряда обусловливают расширение полосы воды, созданной вдоль ряда, и перемещение ее границ в направлении к добывающим рядам. Таким путем обеспечиваются вытеснение нефти водой и перемещение ее в пласте к добывающим скважинам.

Разрезание нефтяных залежей на блоки нашло самое широкое применение практически во всех нефтедобывающих районах страны. Большинство месторождений Западной Сибири также разрабатываются в основном с применением блокового заводнения, в том числе Самотлорское, Федоровское, Западно-Сургутское, Правдинское и др.

***Сводовое заводнение***

При *сводовом заводнении* нагнетание воды осуществляется в скважины одного практически прямолинейного (Рисунок 3.9 а) или кольцевого разрезающего ряда (Рисунок 2.4 б), расположенного в сводовой части залежи. Эти разновидности заводнения применяют для пластов, геолого-физическая характеристика которых благоприятна для применения разрезания вообще. Рациональны они для залежей с умеренной площадью нефтеносности. Показания для применения — низкая проницаемость пластов или наличие экранирующего слоя под залежью, необходимость дополнить законтурное заводнение для усиления воздействия на центральную часть залежи.

|  |  |
| --- | --- |
| **А** ОСЕВОЕ ЗАВОДНЕНИЕ | **Б** ЦЕНТРАЛЬНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ |
| Рисунок 2.4 — Разновидность системы со сводовым заводнением  Контуры нефтеносности: 1 — внешний; 2 — внутренний;  Скважины: 3 — нагнетательные, 4 — добывающие | |

***Площадное заводнение***

*Площадное заводнение* также разновидность внутриконтурного заводнения, при котором в условиях общей равномерной сетки скважин нагнетательные и добывающие скважины чередуются в строгой закономерности, установленной проектным документом на разработку.

Системы разработки с площадным заводнением (площадные системы) обладают большей активностью по сравнению с системами, охарактеризованными ранее. Это обусловлено тем, что в рамках систем с площадным заводнением каждая добывающая скважина с самого начала разработки непосредственно контактирует с нагнетательными, в то время как, например, при внутриконтурном разрезании в начале разработки под непосредственным влиянием нагнетательных скважин находятся лишь скважины внешних (первых) добывающих рядов. Кроме того, при площадном заводнении на одну нагнетательную скважину обычно приходится меньшее количество добывающих скважин, чем при ранее рассмотренных системах.

Применяют несколько вариантов формы сеток и взаимного размещения нагнетательных и добывающих скважин, при которых системы разработки характеризуются различной активностью, т.е. разной величиной отношения количеств добывающих и нагнетательных скважин.

Применяемые при площадном заводнении формы сетки скважин показаны на рисунке 2.5



Рисунок 2.5 — Системы разработки с площадным заводнением

Формы сеток скважин: а — пятиточечная, б — семиточечная обращенная, в — девятиточечная обращенная, г — ячеистая

Системам разработки с площадным заводнением свойственны и некоторые негативные моменты. Они практически не позволяют регулировать скорость продвижения воды к разным добывающим скважинам элемента системы разработки путем перераспределения объемов закачиваемой воды. В связи с этим возрастает вероятность преждевременного обводнения значительной части добывающих скважин. Этот процесс усугубляется неодновременным вводом новых добывающих скважин в элементе системы после начала закачки воды, продолжительными остановками отдельных скважин для подземного и капитального ремонта, отключением обводненных скважин, существенными различиями в дебитах скважин и др. Вследствие своеобразной конфигурации линий тока при площадном заводнении между скважинами могут формироваться целики (застойные зоны) нефти.

* ***Избирательное заводнение*** *—* разновидность внутриконтурного заводнения — предусматривает выбор местоположения нагнетательных скважин после разбуривания эксплуатационного объекта по равномерной сетке с учетом изменчивости его геологического строения. При составлении первого проектного документа на разработку местоположение нагнетательных скважин не определяют. После разбуривания объекта по равномерной сетке и некоторого периода эксплуатации всех скважин на нефть для освоения под закачку воды выбирают скважины, местоположение которых наиболее полно отвечает геологическому строению пластов и обеспечивает эффективное воздействие на весь объем залежи. В конечном счете, нагнетательные скважины оказываются размещенными по площади объекта неравномерно. Избирательное заводнение применяют при резкой зональной неоднородности пластов, выражающейся в неповсеместном залегании коллекторов, в наличии двух или трех разновидностей коллекторов разной продуктивности, распределенных неравномерно по площади и т. д., а также при нарушении объекта серией дизъюнктивных нарушений.
* ***Очаговое заводнение*** по сути является избирательным заводнением, но применяется как дополнение к другим разновидностям заводнения (законтурному, приконтурному, разрезанию на площади, блоки и др.), если они не обеспечивают влияние закачки воды по всей площади объекта. Очаги заводнения (нагнетание воды в отдельные скважины или небольшие группы скважин) обычно создают на участках, не испытывающих или недостаточно испытывающих влияние заводнения после освоения запроектированного его вида. Под нагнетательные выбирают скважины из числа добывающих, преимущественно из тех, которые основную свою задачу уже выполнили, т. е. расположенные на заводненных (выработанных) участках объекта разработки. При необходимости для создания очагов заводнения бурят специальные дополнительные скважины.

Очаговое заводнение применяют очень широко это одно из главнейших мероприятий по развитию и совершенствованию систем разработки с заводнением.

* ***Головное заводнение.*** По существу, эта разновидность близка к сводовому заводнению. Головным называют нагнетание воды в наиболее повышенные зоны залежей, тектонически или литологически экранированных в сводовых частях. Этот вид заводнения применяется при разработке месторождений нефти геосинклинального типа — в Азербайджане, Казахстане, Западной Украине и др.
* ***Барьерное заводнение****.* Эта разновидность внутриконтурного заводнения применяется при разработке нефтегазовых или нефтегазоконденсатных залежей пластового типа с целью изоляции газовой (газоконденсатной) части залежи от нефтяной. Кольцевой ряд нагнетательных скважин располагают в пределах газонефтяной зоны, вблизи внутреннего контура газоносности.

В результате нагнетания воды в пласте образуется водяной барьер, отделяющий газовую часть залежи от нефтяной. Применение барьерного заводнения обеспечивает возможность одновременного отбора нефти и газа из недр без консервации газовой шапки на длительное время, обязательной при разработке с использованием природных видов энергии или при охарактеризованных выше разновидностях заводнения.

Барьерное заводнение может сочетаться с законтурным или приконтурным, а также с использованием энергии напора пластовых вод. Наиболее эффективно его применение при относительно однородном строении и небольших углах падения пластов.

***Выбор и расположение нагнетательных скважин.***

Линию расположения нагнетательных скважин определяют в основном по технологическим и геологическим характеристикам. Задача заключается в подборе такой схемы расположения нагнетательных скважин, при которой обеспечивается наиболее эффективная связь между зонами нагнетания и отбора и равномерное вытеснение нефти водой.

Один из основных методов обеспечения эффективной связи между зонами нагнетания и отбора - максимальное приближение линии нагнетания или отдельных нагнетательных скважин к эксплуатационным скважинам. Однако такое приближение может привести к нарушению равномерности продвижения контура нефтеносности.

При законтурном заводнении линию нагнетания намечают на некотором расстоянии за внешним контуром нефтеносности. Это расстояние зависит от таких факторов, как:

* степень разведанности залежи - степень достоверности установления местоположения внешнего контура нефтеносности, что в свою очередь зависит не только от числа пробуренных скважин, но также от угла падения продуктивного пласта и его постоянства;
* предполагаемое расстояние между нагнетательными скважинами;
* расстояние между внешними и внутренними контурами нефтеносности и первым рядом добывающих скважин.

Чем лучше степень разведанности, тем достовернее определено местоположение внешнего контура нефтеносности, чем круче и выдержаннее пласт, тем ближе к контуру можно наметить линию нагнетания. Смысл этого требования заключается в гарантии от заложения нагнетательных скважин в нефтеносной части пласта. Чем больше будет расстояние между нагнетательными скважинами, тем больше должно быть и расстояние от контура нефтеносности до линии нагнетания. Выполнение этого требования обеспечивает сохранение формы контуров нефтеносности без резких языков вторжения воды в нефтяную часть пласта. Чем больше расстояние между внутренним и внешним контурами нефтеносности, тем большие расстояния можно установить между нагнетательными скважинами, так как при удалении зоны эксплуатации от зоны нагнетания в меньшей степени будет проявляться взаимодействие отдельных нагнетательных и добывающих скважин, оно будет сказываться в виде взаимодействия линий нагнетания и отбора. Смысл этого требования также заключается в равномерности перемещения водонефтяного контакта.

При внутриконтурном заводнении при определении мест, где нужно будет пробурить нагнетательные скважины, необходимо в первую очередь учитывать особенности геологического строения продуктивного пласта, изменение его толщины и проницаемости, значения этих параметров, степень расчлененности пласта на отдельные прослои, характер изменения насыщенности пласта нефтью и водой, зоны выклинивания изменчивости пласта.

Намечаемое расположение нагнетательных скважин должно преследовать следующие цели:

1. Обеспечение во всех точках залежи эффективного поддержания пластового давления. Поэтому нагнетательные скважины должны вскрывать все продуктивные прослои и пропластки и охватывать все изолированные друг от друга участки.

2. Получение максимальной нефтеотдачи. Для этого процессом вытеснения должны сразу или последовательно охватываться все точки пласта. При этом по возможности не должны оставаться различные тупиковые и застойные области, в которых могли бы остаться непромытые водой участки пласта.

Ряды нагнетательных скважин должны проектироваться:

1. вдоль контуров нефтеносности по отдельным пластам и пропласткам, разрабатываемым единой сеткой добывающих скважин;

2. в местах с достаточно хорошими коллекторскими свойствами продуктивных пород, что облегчает освоение нагнетательных скважин;

1. в местах наиболее пониженных (по линии естественного разрезания залежи водяными зонами, вклинивающимися в чисто нефтяную залежь);
2. перпендикулярно к линиям замещения проницаемых продуктивных пород непроницаемыми породами (перпендикулярно к линиям выклинивания) - вблизи от этих линий;

таким образом, чтобы выделяемые площади и участки имели бы форму и размеры, обеспечивающие их разработку в сроки, не превышающие максимально допустимые

***Назначение и классификация методов увеличения нефтеотдачи пластов*.**

С середины 40-х годов разработка залежей в нашей стране осуществляется в основном с применением заводнения, которое позволяет увеличить нефтеотдачу пластов почти в 2 раза по сравнению с разработкой на естественных режимах. И тем не менее баланс остаточных запасов на месторождениях, находящихся в завершающей стадии разработки остается весьма высоким, составляя в отдельных случаях 50-70%.

Такое состояние с остаточными запасами, которые не могут быть извлечены традиционными методами заводнения, требует ускорения и внедрения новых методов повышения нефтеотдачи пластов.

Все методы повышения нефтеотдачи можно разделить на четыре группы:

* гидродинамические методы - циклическое заводнение, изменение направлений фильтрационных потоков, форсированный отбор жидкости;
* физико-химические методы - заводнение с применением активных примесей (поверхностно-активных веществ, полимеров, щелочи, серной кислоты, диоксида углерода, мицеллярных растворов);

\* газовые методы - водогазовое циклическое воздействие, вытеснение нефти газом высокого давления, вытеснение сжиженными газами;

\* тепловые методы - вытеснение нефти теплоносителями (горячей водой, паром), пароциклическая обработка, внутрипластовое горение.

Данные методы характеризуются различной потенциальной возможностью увеличения нефтеотдачи пластов (от 2 до 35% от балансовых запасов) и разными факторами их применения. Для месторождений с маловязкой нефтью, разрабатываемых с использованием заводнения к наиболее перспективным можно отнести следующие методы: гидродинамические; применение диоксида углерода, водогазовых смесей, мицеллярных растворов, а для месторождений с высоковязкой нефтью - использование пара, внутрипластовое горение.

В целом по стране на физико-химические методы приходится 50, на тепловые - 40 и на газовые - 10% от общего объема применения по охвату запасов нефти. Практика показала, что использование методов повышения нефтеотдачи пластов в 7-10 раз дороже применения заводнения. Поэтому рентабельность их определяется ценой на нефть.

***Гидродинамические методы повышения нефтеотдачи пластов.***

***Циклическое заводнение.***

Метод основан на периодическом изменении режима работы залежи путем прекращения и возобновления закачки воды и отбора, за счет чего более полно используются капиллярные и гидродинамические силы. В результате такого нестационарного воздействия на пласты в них проходят волны повышения и понижения давления. Физическая сущность процесса состоит в том, что при повышении давления в залежи в первой половине цикла (в период нагнетания воды) нефть в малопроницаемых прослоях (зонах) сжимается и в них входит вода. При снижении давления в залежи во второй половине цикла (уменьшение расхода или прекращение закачки воды) вода удерживается капиллярными силами в малопроницаемых прослоях, а нефть выходит из них. Продолжительность циклов должна составлять 4— 10 сут и увеличиваться по мере удаления фронта вытеснения до 75 — 80 сут.

Основные критерии эффективного применения метода по сравнению с обычным заводнением следующие: а) наличие слоисто-неоднородных или трещинновато-пористых гидрофильных Коллекторов; б) высокая остаточная нефтенасыщенность (более раннее применение метода: на начальной стадии повышение нефтеотдачи составляет 5 —6 % и более, тогда как на поздней — лишь 1 — 1,5%); в) технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления (расходов), которая реально может достигать 0,5 — 0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (среднего расхода); г) возможность компенсации отбора закачкой (в полупериод повышения давления нагнетания объем закачки должен увеличиваться в 2 раза, а в полупериод снижения давления — сокращаться до нуля в результате отключения нагнетательных скважин).

Циклическое заводнение означает, что в общем случае каждая из нагнетательных и добывающих скважин работает в режиме периодического изменения забойного давления (расхода, отбора). Осуществление метода требует увеличения нагрузки на нагнетательное и добывающее оборудование. Для обеспечения более равномерной нагрузки на оборудование залежь необходимо разделить на отдельные блоки со смещением полупериодов закачки и отбора. Оснащение промыслов современными насосами позволяет осуществлять процесс без дополнительных затрат на переустройство системы заводнения. Полная остановка нагнетательных скважин может потребовать использования высоконапорных насосов, рассчитанных на давления 25 — 40 МПа, или привести к замерзанию скважин и водоводов в зимнее время. Метод способствует увеличению текущего уровня добычи нефти и конечной нефтеотдачи.

***Метод перемены направления фильтрационных потоков.***

Технология метода заключается в том, что закачка воды прекращается в одни скважины и переносится на другие, в результате чего обеспечивается изменение направления фильтрационных потоков до 90°.

Физическая сущность процесса состоит в следующем. Во-первых, при обычном заводнении вследствие вязкостной неустойчивости процесса вытеснения образуются целики нефти обойденные водой. Во-вторых, при вытеснении нефти водой водонасыщенность вдоль направления вытеснения уменьшается. Стабильная гидродинамическая обстановка в пласте обусловливает малую подвижность нефти в застойных зонах. При переносе фронта нагнетания в пласте создаются изменяющиеся по величине и направлению градиенты гидродинамического давления, нагнетаемая вода внедряется в застойные малопроницаемые зоны, большая ось которых теперь пересекается с линиями тока, и вытесняет из них нефть в зоны интенсивного движения воды. Объем закачки вдоль фронта целесообразно распределить пропорционально оставшейся нефтенасыщенности (соответственно уменьшающейся водонасыщенности).

Изменение направления фильтрационных потоков достигается за счет дополнительного разрезания залежи на блоки, очагового заводнения, перераспределения отборов и закачки между скважинами, циклического заводнения. Метод не требует обязательной остановки добывающих и нагнетательных скважин. При реализации метода наряду с изменением отбора и закачки практикуется периодическая остановка отдельных скважин или групп добывающих и нагнетательных скважин. Метод технологичен, требует лишь небольшого резерва и мощности насосных станций и наличия активной системы заводнения (поперечные разрезающие ряды, комбинация приконтурного и внутриконтурного заводнений и др.) Он позволяет поддерживать достигнутый уровень добычи нефти, снижать текущую обводненность и увеличивать охват пластов заводнением. Метод более эффективен в случае повышенной неоднородности пластов, высоковязкой нефти и применения в первой трети основного периода разработки.

***Форсированный отбор жидкости.***

Технология заключается в поэтапном увеличении дебитов добывающих скважин (уменьшении забойного давления Р3). Физико-гидродинамическая сущность метода состоит в создании высоких градиентов давления путем уменьшения Рз. При этом в неоднородных сильно обводненных пластах вовлекаются в разработку остаточные целики нефти, линзы, тупиковые и застойные зоны, малопроницаемые пропластки и др. Условиями эффективного применения метода считают: а) обводненность продукции не менее 80 — 85 % (начало завершающей стадии разработки); б) высокие коэффициенты продуктивности скважин и забойные давления; в) возможность увеличения дебитов (коллектор устойчив, нет опасений прорыва чуждых вод, обсадная колонна технически исправна, имеются условия для применения высокопроизводительного оборудования, пропускная способность системы сбора и подготовки продукции достаточна).

Для решения вопроса о применении метода необходимо предварительное изучение зависимости дебита нефти от дебита жидкости. Дебиты жидкости необходимо назначать по максимуму дебита нефти. Приступать к форсированному отбору следует постепенно, увеличивая дебит отдельных скважин на 30-50%, а затем в 2-4 раза. Техника форсирования отборов может быть самой различной: штанговые насосы при полной загрузке оборудования, электронасосы, рассчитанные на большие подачи, и др.

**Тепловые методы повышения нефтеотдачи пластов.**

***Вытеснение нефти паром.***

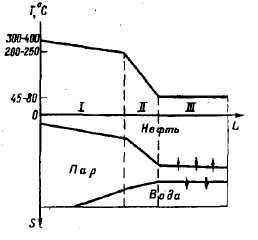
На основании лабораторных и промысловых опытов установлено, что наиболее эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи, является насыщенный водяной пар высоких давлений (8-15 МПа) со следующими отличительными свойствами.

1. Высокая энтальпия благодаря скрытой теплоте парообразования. При степени сухости пара 0,8 (80% пара и 20% воды) в пласт можно ввести значительно больше тепла (в расчете на единицу массы закачиваемого объекта), чем во время нагнетания горячей воды (в 3-3,5 раза).

1. Объем пара может быть в 25-40 раз больше, чем объем воды.
2. Пар в состоянии вытеснить почти до 90% нефти из пористой среды.

В процессе вытеснения нефти паром пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкости нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. В пласте образуются три следующие зоны, различающиеся по температуре, насыщению и характеру вытеснения.

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры начала конденсации (400-200 °С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их по пласту, т. е. совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.
2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяет-ся от температуры начала конденсации(200 °С) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции нефти.



*Рис. 2.6 Распределение температуры Т и насыщенности S по длине однородного образца L при вытеснении нефти паром.*

*Зона: I - дистилляция нефти; II - конденсация легких фракций нефти и пара; III - конвективного прогрева пласта и объемного расширения нефти*

3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

Зоны пара и горячего конденсата по мере продолжения процесса расширяются, а третья зона с начальной пластовой температурой сокращается. В конечном счете, зона горячего конденсата, а затем и зона пара могут достигнуть добывающих скважин. Тогда горячая вода и пар прорываются в скважины и извлекаются с нефтью на поверхность. После этого продолжение процесса нагнетания пара практически нецелесообразно.

Увеличение нефтеотдачи пласта в процессе нагнетания в него пара достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием температуры, что способствует улучшению охвата пласта процессом, а также за счет расширения нефти, перегонки ее с паром и экстрагирования растворителем, что повышает коэффициент вытеснения. Основную долю эффекта вытеснения нефти (40-50%) обеспечивает снижение вязкости нефти, затем дистилляция нефти и изменение подвижностей (18-20%) и в меньшей степени -расширение и смачиваемость пласта.

Продвижение по пласту зон пара и горячего конденсата сопровождается потерями, уходом теплоты из нефтяного пласта в окружающие породы, которые пропорциональны температуре этих зон на границе с окружающими породами, температуре на поверхности контакта с ними, продолжительности контакта и др.

При малой толщине нефтяного пласта на границе с окружающими породами всегда будет высокая температура, относительная поверхность теплообмена (по отношению к объему пласта) также будет очень большой, вследствие чего при больших расстояниях между скважинами применение пара, как правило, неэффективно. Поэтому для оптимальной технологии и систем вытеснения нефти паром характерно то, что способствует сокращению потерь теплоты и достижению более полного и равномерного прогрева всего объема залежей.

С этой целью для этого метода выбирают нефтяные пласты с Достаточно большой толщиной (15 м и более), вскрывают их в нагнетательных скважинах в средней части, системы размещения скважин принимают площадные с плотностью сетки от 1 — 2 до 4 — 8 га/скв, обеспечивает максимально высокий темп нагнетания пара с чередующейся закачкой пара и воды, после достаточного прогрева пластов переходят на их заводнение и др.

К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует прежде всего отнести необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80% и теплоемкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твердых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворенный газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жесткость).

Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют больших расходов, иногда достигающих 30-35% от общих расходов на производство пара.

Вытеснение нефти паром из песчаных пластов после прогрева и подхода фронта пара к добывающим скважинам сопровождается выносом песка, а из глинистых пластов — снижением их проницаемости, что создает дополнительные трудности.

Отношение подвижностей пара и нефти хуже, чем отношение подвижностей воды и нефти, поэтому охват пласта вытеснением паром ниже, чем при заводнении, особенно в случае вязкостей нефти более 800—1000 мПа-с. Повышение охвата пластов процессом вытеснения нефти паром — одна из основных проблем, требующих решения. Другая, наиболее сложная проблема при применении пара — сокращение потерь теплоты через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3 — 4 % на каждые 100 м глубины скважины.

При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери теплоты в нагнетательных скважинах могут достигать 35 — 45 % и более от поданной на устье скважины, что сильно снижает экономическую эффективность процесса. Термоизоляция паронагнетательных труб особенно в глубоких скважинах снижает эти потери, но при этом встречаются технические трудности. Цементация колонны должна осуществляться до самого устья скважины. Цемент должен быть расширяющимся со специальными добавками (до 30 — 60 % кремнезема), термостойким.

Основное ограничение на применение метода — глубина не более 800—1000 м. С повышением темпа нагнетания пара потери теплоты резко снижаются.

Взаимодействие пара с карбонатными породами вызывает их диссоциацию (разложение), сопровождающуюся образованием углекислого газа, кальция, магния и др. Хотя наличие углекислого газа в пласте может улучшать процесс вытеснения нефти паром, не исключена возможность засорения пористой среды образовавшимися твердыми веществами, т. е. снижения продуктивности пластов.

***Закачка горячей воды.***

В определенных физико-геологических условиях, в особенности с ростом глубин залегания пластов и повышением давления нагнетания теплоносителей, технологически и экономически целесообразно нагнетать в пласт высокотемпературную воду (до 200 °С), не доводя еe до кипения, так как при высоких давлениях (25 МПа) энтальпия пара, горячей воды или пароводяной смеси практически не различается. Закачка горячей воды в пласт обязательна при внутриконтурном заводнении месторождений, нефти которых высокопарафинистые и пластовая температура близка к температуре начала кристаллизации парафина. После предварительного разогрева призабойной зоны пласта и вытеснения нефти на расстояние нескольких десятков метров от скважины можно переходить на закачку холодной воды.

Размеры зон прогрева и последующего охлаждения определяются термогидродинамическими расчетами в зависимости от темпа нагнетания горячей и холодной воды, температур пласта и теплоносителя, а также теплофизических характеристик пласта и теплоносителя. Доказана высокая эффективность от нагнетания высокотемпературной горячей воды при различных геолого-физических условиях. В процессе нагнетания в пласт с маловязкой нефтью воды при давлении 20 МПа и температуре 300-310 °С нефть растворяется в воде и практически полностью вытесняется из пористой среды.

***Внутрипластовое горение.***

Сущность процесса сводится к образованию и перемещению по пласту высокотемпературной зоны сравнительно небольших размеров, в которой тепло генерируется в результате экзотермических окислительных реакций между частью содержащейся в пласте нефти и кислородом нагнетаемого в пласт воздуха.

В качестве топлива для горения расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и других сложных физико-химических процессов. Выгорает 5-25% запасов нефти (коксоподобные остатки наиболее тяжелых ее фракций). Теоретическими и промысловыми исследованиями установлено, что с увеличением плотности и вязкости нефти расход сгорающего топлива увеличивается, а с Увеличением проницаемости уменьшается.

Процесс внутрипластового горения имеет следующие разновидности по направлению движения окислителя:

прямоточный процесс, когда движение зоны горения и окислителя совпадают;

\* противоточный процесс, когда зона горения движется навстречу потоку окислителя.

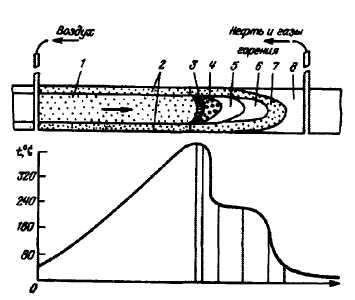
Технология процесса заключается в следующем. Сначала компрессорами закачивают воздух. Если в течение первых месяцев не обнаруживается признаков экзотермических реакций (по данным анализов газа и температуры в добывающих скважинах), то приступают к инициированию горения. Его можно осуществить одним из методов:

* электрическим забойным электронагревателем, который  
  опускается в скважину на кабеле и обдувается воздухом;
* забойной газовой горелкой, опускаемой в скважину на двух  
  концентричных рядах труб (для раздельной подачи топлива и  
  воздуха);
* использование теплоты химических окислительных реакций  
  определенных веществ (пирофоров);
* подачей катализаторов окисления нефти.

Затраты энергии, связанные с созданием фронта горения, могут быть довольно значительными. Поэтому важно как можно раньше определить момент воспламенения нефти в пласте. Время, в течение которого воспламеняется пласт и создается фронт горения, зависит от характеристики пласта, физико-химических свойств пластовой нефти, способа зажигания, конструкции и мощности глубинного нагревателя, устройства забоя зажигательной скважины и др.

После создания фронта горения в призабойной зоне нагнетательной скважины дальше его поддерживают и перемещают по пласту закачкой воздуха предусматривается постоянно возрастающий расход воздуха в соответствие с расширением фронта и удалением его от нагнетательной скважины. Устьевое давление закачки воздуха обычно в 1,5-2 раза выше пластового давления.

После того, как процесс горения стабилизировался, в пласте по направлению от нагнетательной скважины к добывающим можно выделить несколько характерных зон (рис. 7.8):



*Рис. 2.7. Принципиальная схема внутрипластового горения*

Между забоем нагнетательной скважины и фронтом горения размещается выжженная зона 1. При нормальном течение процесса в ней остается сухая, свободная от каких-либо примесей порода пласта. У кровли и подошвы пласта в данной зоне после прохождения фронта горения может оставаться нефтенасыщенность 2, так как в связи с потерями тепла в кровлю и подошву температура, в этих частях может оказаться недостаточной для воспламенения топлива. Лабораторными и промысловыми исследованиями установлено, что зона фронта горения 3 имеет сравнительно малые поперечные размеры и не доходит до кровли и подошвы пласта. Непосредственно перед фронтом горения в поровом пространстве породы движется зона 4 коксообразования и испарения сравнительно легких фракций нефти и связанной воды. Нагрев этой области пласта осуществляется за счет теплопроводности и конвективного переноса тепла парами воды, нефти и газообразными продуктами горения. Температура в этой зоне падает от температуры горения до температуры кипения воды (в смеси с нефтью) при пластовом давлении.

Перед зоной испарения движется зона 5 конденсации паров воды и нефти. Температура зоны равна температуре кипения смеси воды и нефти. Впереди этой зоны движется зона 6 жидкого горячего конденсата нефти и воды. Температура в зоне 6 снижается от температуры конденсации до пластовой. Впереди зоны конденсата нефти и воды может образоваться "нефтяной вал" зона 7 (зона повышенной нефтенасыщенности) при температуре равной пластовой.

Последняя зона 8 - зона нефти с начальной нефтенасыщенностью и пластовой температурой, через которую фильтруются оставшиеся газообразные продукты горения.

Эффективная реализация процесса внутрипластового горения зависит от правильного подбора нефтяной залежи и всестороннего обоснования признаков, влияющих на успешное и экономичное применение такого способа.

При этом необходимо учитывать глубину залегания и толщину пластов, запасы нефти, обводненность пластов, плотность нефти и ее фракционный состав, пластовое давление, геологическое строение и коллекторские свойства пластов, первоначальную нефтеотдачу.

Метод рекомендуется применять для залежей глубиной до 1500 м.

Чем больше глубина залегания, тем ниже основные затраты, связанные с подачей в пласт окислителя.

Для внутрипластового горения наиболее благоприятны продуктивные пласты толщиной 3-25 м. Остаточная нефтенасыщенность должна составлять 50-60%, а первоначальная обводненность не более 40%. Вязкость и плотность нефти могут варьироваться в широких пределах: вязкость не менее 5 мПа-с, плотность не ниже 820 кг/м3. пористость пласта 20-43% и более. Пористость пласта существенно влияет на скорость продвижения фронта горения и потребное давление для окислителя. Проницаемость более 0,1 мкм2.

Метод внутрипластового горения сопряжен с большими недостатками. Из-за высокой температуры выходящих газов и содержания в них большого количества азота, оксида углерода, сернистого и углекислого газов, а иногда и сероводорода, возникает необходимость решения сложных технических проблем по охране окружающей среды, утилизации продуктов горения, обеспечения безопасного ведения работ, предотвращению выноса песка из скважин, образованию песчаных пробок, водонефтяных стойких эмульсий, коррозии оборудования, возможности проявления гравитационных эффектов, снижающих охват пласта тепловым воздействием.

Метод внутрипластового горения - один из наиболее сложных по своему механизму, условиям реализации, моделированию и прогнозу возможной эффективности. Неравномерное выгорание пласта сильно изменяет его свойства, что усложняет применение в дальнейшем каких-либо других методов извлечения остаточной нефти.

***Влажное внутрипластовое горение.***

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, что использование основной массы теплоты в области позади фронта горения, т. е. приближение генерированной в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

Перемещение теплоты из задней области в переднюю относительно фронта горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью - воды.

Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенном количестве вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом горения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие того развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Внутрипластовое парогенерирование - одна из важнейших особенностей влажного горения, в значительной мере определяющая механизм процесса вытеснения нефти из пластов. Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха лежит в пределах от 1 до 5 м3 воды на 1000 м3 воздуха, т. е. водовоздушное отношение должно составлять порядка (1-5)-103 м3/м3. Конкретные значения водовоздушного отношения определяются многими геолого-физическими и технологическими условиями осуществления процесса.

Повышение водовоздушного отношения до некоторого предела приводит к прекращению окислительных процессов нефти в пласте, но при меньших значениях снижает температуру, расход топлива и расширяет фронт горения. Занижение водовоздушного отношения приводит к сужению фронта, повышению температуры горения и снижению эффективности теплового воздействия на пласт и извлечения нефти. Процесс влажного горения целесообразно проводить с максимально возможными значениями водовоздушного отношения.

Эффективность и управляемость метода внутрипластового горения можно существенно повысить, добавляя к нагнетаемой водовоздушной смеси определенные агенты, катализаторы, добавочное топливо (жидкое или газообразное), изменяя режим и ситемы нагнетания рабочих агентов (воды и воздуха) в пласт (циклическое воздействие) с целью сокращения удельного расхода воздуха и повышения теплового воздействия на пласт.

При повышенных водовоздушных отношениях метод влажного горения переходит в другие модификации внутрипластового горения с заводнением. Фронт горения может прекратить существование, а закачиваемый кислород воздуха будет поступать в зону насыщенного пара, вступать в экзотермические реакции с нефтью и поддерживать так называемое сверхвлажное горение.

При сверхвлажном горении достигаются существенная интенсификация теплового воздействия на пласт, а также значительное сокращение затрат воздуха на добычу нефти. Для поддержания сверхвлажного горения требуются небольшие затраты обводненность не более 40%. Вязкость и плотность нефти могут варьироваться в широких пределах: вязкость не менее 5 мПа-с, плотность не ниже 820 кг/м3. пористость пласта 20-43% и более. Пористость пласта существенно влияет на скорость продвижения фронта горения и потребное давление для окислителя. Проницаемость более 0,1 мкм2.

Метод внутрипластового горения сопряжен с большими недостатками. Из-за высокой температуры выходящих газов и содержания в них большого количества азота, оксида углерода, сернистого и углекислого газов, а иногда и сероводорода, возникает необходимость решения сложных технических проблем по охране окружающей среды, утилизации продуктов горения, обеспечения безопасного ведения работ, предотвращению выноса песка из скважин, образованию песчаных пробок, водонефтяных стойких эмульсий, коррозии оборудования, возможности проявления гравитационных эффектов, снижающих охват пласта тепловым воздействием.

Метод внутрипластового горения - один из наиболее сложных по своему механизму, условиям реализации, моделированию и прогнозу возможной эффективности. Неравномерное выгорание пласта сильно изменяет его свойства, что усложняет применение в дальнейшем каких-либо других методов извлечения остаточной нефти.

***Влажное внутрипластовое горение.***

В случае обычного (сухого) внутрипластового горения, осуществленного нагнетанием в пласт только воздуха, вследствие его низкой теплоемкости по сравнению с породой пласта происходит отставание фронта нагревания породы от перемещающегося фронта горения. В результате этого основная доля генерируемой в пласте теплоты (до 80% и более) остается позади фронта горения, практически не используется и в значительной мере рассеивается в окружающие породы. Эта теплота оказывает некоторое положительное влияние на процесс последующего вытеснения нефти водой из неохваченных горением смежных частей пласта. Очевидно, что использование основной массы теплоты в области позади фронта горения, т. е. приближение генерированной в пласте теплоты к фронту вытеснения нефти, существенно повышает эффективность процесса.

Перемещение теплоты из задней области в переднюю относительно фронта горения возможно за счет улучшения теплопереноса в пласте добавлением к нагнетаемому воздуху агента с более высокой теплоемкостью - воды.

Процесс влажного внутрипластового горения заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенном количестве вода, которая, соприкасаясь с нагретой движущимся фронтом трения породой, испаряется. Увлекаемый потоком газа пар переносит теплоту в область впереди фронта горения, где вследствие этого развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды.

Внутрипластовое парогенерирование - одна из важнейших особенностей влажного горения, в значительной мере определяющая механизм процесса вытеснения нефти из пластов. Диапазон соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха лежит в пределах от 1 до 5 м3 воды на 1000 м3 воздуха, т. е. водовоздушное отношение должно составлять порядка (15)-103 м3/м3. Конкретные значения водовоздушного отношения определяются многими геолого-физическими и технологическими условиями осуществления процесса.

Повышение водовоздушного отношения до некоторого предела приводит к прекращению окислительных процессов нефти в пласте, но при меньших значениях снижает температуру, расход топлива и расширяет фронт горения. Занижение водовоздушного отношения приводит к сужению фронта, повышению температуры горения и снижению эффективности теплового воздействия на пласт и извлечения нефти. Процесс влажного горения целесообразно проводить с максимально возможными значениями водовоздушного отношения.

Эффективность и управляемость метода внутрипластового горения можно существенно повысить, добавляя к нагнетаемой водовоздушной смеси определенные агенты, катализаторы, добавочное топливо (жидкое или газообразное), изменяя режим и ситемы нагнетания рабочих агентов (воды и воздуха) в пласт (циклическое воздействие) с целью сокращения удельного расхода воздуха и повышения теплового воздействия на пласт.

При повышенных водовоздушных отношениях метод влажного горения переходит в другие модификации внутрипластового горения с заводнением. Фронт горения может прекратить существование, а закачиваемый кислород воздуха будет поступать в зону насыщенного пара,, вступать в экзотермические реакции с нефтью и поддерживать так называемое сверхвлажное горение.

При сверхвлажном горении достигаются существенная интенсификация теплового воздействия на пласт, а также значительное сокращение затрат воздуха на добычу нефти. Для поддержания сверхвлажного горения требуются небольшие затраты топлива (5-10 кг на 1 м3 пласта), что имеет важное значение для пластов, содержащих маловязкую нефть.

Недостатком при реализации влажного внутрипластового горения в малопроницаемых пластах является необходимость бурения нагнетательных скважин-дублеров для раздельного нагнетания воздуха и воды, так как при совместной их закачке резко снижается приемистость (в 4-10 раз).

**Газовые методы повышения нефтеотдачи пластов.**

***Водогазовое воздействие****.*

Значительно раньше, чем заводнение с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти из истощенных пластов на многих месторождениях использовали технологию нагнетания природного или нефтяного газа. При этом вначале газ нагнетали в пласты при давлениях, не обеспечивающих смесимость его с нефтью. До применения искусственного заводнения нефтяных залежей технологию вытеснения нефти газом считали экономически вполне оправданной, так как она позволяла поддерживать дебиты скважин и повышать нефтеотдачу пологозалегающих пластов на 5-10% по сравнению с режимом растворенного газа, а крутозалегающих на 15-20%.

Однако после широкого применения заводнения залежей с пологозалегающими пластами было однозначно установлено, что газ при не смешивающемся с нефтью вытеснении хуже как вытесняющий агент, чем вода, основная причина малой эффективности газа как вытесняющего агента — его малая вязкость (в 10—15 раз ниже вязкости воды), обусловливающая его быстрые прорывы по крупнопористым и высокопроницаемым слоям (зонам) в добывающие скважины, резкое снижение их дебитов по нефти и охвата пластов вытеснением.

*Механизм процесса.*

В отличие от воды, которая в заводненной зоне гидрофильного пласта под действием капиллярных сил занимает мелкие поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачивающая фаза в загазованной зоне, наоборот, занимает крупные поры, а под действием гравитационных сил — верхние части пласта. Эти особенности воды и газа привели к выводу о целесообразности совмещения достоинств воды и газа, с целью уменьшения их недостатков, применением их периодического, циклического нагнетания. Оптимальное соотношение объемов нагнетания воды и газа при таком воздействии должно быть пропорционально отношению объемов мелких пор (ниже среднего размера) и крупных пор (выше среднего размера) в коллекторе. Тогда можно рассчитывать на достижение максимального эффекта от совместного нагнетания воды и газа, т. е. от применения водогазовых смесей. При этом условии эффект от совместного чередующегося нагнетания воды и газа в пласты, т. е. вытеснения водогазовой смесью, будет обусловливаться тем, что фазовая проницаемость для смачивающей фазы зависит только от водонасыщенности, а наличие в пласте свободного газа увеличивает вытеснение нефти на величину предельной газонасыщенности (10 — 15 %), при которой газ неподвижен.

*Эффективность и технология процесса.*

Поочередное нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью. Вытеснение нефти из неоднородных пластов водой и газом совместно при любой технологии также более эффективно для конечной нефтеотдачи, чем раздельно только водой или только газом. При оптимальном применении нефтеотдачу пластов можно увеличить на 7-15 % по сравнению с обычным заводнением. Главное условие оптимальности процесса водогазового воздействия на пласт — обеспечить равномерное распределение нагнетаемого газа по заводняемому объему залежи, т. е. одновременный прорыв газа и воды в добывающие скважины. Это не всегда достижимо, поэтому эффективность может быть значительно ниже указанной, и тем ниже, чем однороднее пласт.

Нагнетание газа и воды в пласты поочередно оторочками (продолжительность циклов по закачке одного агента составляет 10-30 суток) или одновременно в смеси через одну и ту же нагнетательную скважину также обладает большими недостатками.

Приемистость (продуктивность) нагнетательной скважины для каждого рабочего агента после первого цикла резко снижается — Для газа в 8-10 раз, а для воды в 4 —5 раз вследствие снижения фазовой проницаемости призабойной зоны пласта.

Гравитационное разделение газа и воды в пласте может снижать эФфективность вытеснения нефти и охвата пласта процессом на 10 — 20 % в зависимости от неоднородности пласта и соотношения вязкостей нефти и воды.

Оборудование каждой нагнетательной скважины для по очередного нагнетания воды и газа значительно усложняется.

Вследствие этих недостатков циклический метод водогазового воздействия на пласты требует значительного увеличения числа нагнеетательных скважин для обеспечения необходимых объемов нагнетания рабочих агентов и отбора нефти, повышенных давлений нагнетания и сложного устьевого оборудования для нагнетательных скважин. Однако соответствующими технологическими и техническими решениями можно уменьшить и даже исключить отрицательное влияние этих факторов. Для этого требуются оптимальные условия вскрытия пластов в скважинах перфорацией, размещение их и эксплуатация, обеспечивающие изменение направления потоков и целенаправленное использование гравитационных эффектов.

***Вытеснение нефти закачкой углеводородных и сжиженных газов.***

Вытеснение нефти газом может быть как несмешивающимся, так и смешивающимся (без существования границы раздела фаз). Смесимость газа с нефтью в пластовых условиях достигается только в случае легкой нефти (плотность дегазированной нефти менее 800 кг/м3) при давлении нагнетания сухого углеводородного газа около или более 25 МПа, обогащенного газа - 15-20 МПа. С улучшением смесимости повышается нефтеотдача.

Применение углеводородного газа определилось трудностями или отрицательными последствиями закачки воды (наличием в пласте набухающих в воде глин; малой проницаемостью пород и, как следствие, недостаточной приемистостью нагнетательных скважин).

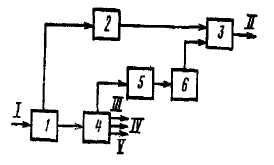
Основными критериями эффективности процесса закачки газа можно назвать:

> углы падения пластов: при углах более 15° закачка газа в сводовую часть, при меньших - площадная закачка (в пологих структурах затруднено гравитационное разделение газа и нефти);

> глубину залегания пласта: при малой глубине и высоких давлениях нагнетания возможны прорывы газа в вышележащие пласты (нарушение герметичности залежи), а при большой глубине требуются очень высокие давления нагнетания, что не всегда технически осуществимо и экономически оправдано;

*>* однородность пласта по проницаемости и невысокую вязкость нефти: проявляется проницаемостная и вязкостная неустойчивость вытеснения и преждевременные прорывы газа в добывающие скважины;

*>* гидродинамическую замкнутость залежи, что исключает утечки. Для нагнетания можно использовать нефтяной газ, природный газ соседних газовых месторождений или газ из магистральных газопроводов. Технологическая схема нагнетания сухого нефтяного газа приведена на рис. 7.9.



*Рис. 2.8 Технологическая схема закачки , нефтяного газа.*

*I - продукция нефтяных скважин; II - газ в нагнетательные скважины; III - газ на местное потребление; IV - нефть потребителю; V - вода;*

*1 - сепаратор высокого давления; 2 - газоочиститель; 3 - компрессор высокого давления (компрессорная станция); 4 - установка комплексной подготовки нефти; 5 - отбензинивающая установка (газопереработывающая завод); 6 - компрессор низкого давления*

При использовании природного газа очистка и подготовка его проводятся на газовом промысле, как и для магистрального транспорта.

Приемистость скважин устанавливают опытным путем или рассчитывают по формуле дебита газовой скважины, умножая расчетное значение на опытный коэффициент. Для поддержания давления на существующем уровне общий расход нагнетаемого газа должен равняться сумме дебитов нефти, газа и воды, приведенных к пластовым условиям разделив общий расход на приемистость одной скважины, можно определить число газонагнетательных скважин. Забойное давление вычисляется с учетом потерь давления на трение и давление столба газа. Обычно давление нагнетания на 15-20% выше пластового.

Преждевременные прорывы газа резко снижают Эффективность процесса вытеснения и увеличивают энергетические затраты. Их выявляют путем контроля за газовым фактором и химическим составом газа. Для предупреждения прорывов газа уменьшают отборы жидкости из скважин вплоть до остановки тех, в которых отмечается прорыв, снижают объем нагнетаемого газа, вместе с газом закачивают жидкость, проводят циклическую закачку газа.

Добавка сжиженных газов в сухой газ, состоящий преимущественно из метана, позволяет достичь полного смешивания полученного обогащенного газа с разной нефтью при сравнительно побольших пластовых давлениях (10-20 МПа). Однако, применение сжиженных газов ограничено их высокой стоимостью.

***Закачка газа высокого давления.***

Метод заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смешивающегося вытеснения нефти. При этом между вытесняющей и вытесняемой жидкостями не возникают капиллярные эффекты, происходит экстракция нефти вытесняющим агентом.

При закачке газа в пологозалегающие пласты отмечается неравномерность вытеснения, обусловленная гравитационным разделением нефти и газа. Поэтому для закачки газа высокого давления более предпочтительны пласты с большими углами залегания, рифовые и куполообразные залежи. Закачка газа высокого давления находит применение в пластах с низкой проницаемостью, в которых заводнение по технико-экономическим условиям не эффективно. Отрицательное влияние на эффективность процесса оказывает неоднородность пласта и особенно послойная неоднородность. Закачиваемый газ прорывает образовавшуюся оторочку смешивающегося вытеснения и, в силу более высокой фазовой проницаемости, по пропласткам высокой проницаемости доходит до добывающих скважин, снижая общую эффективность вытеснения.

Коэффициент вытеснения нефти растворителями в зоне смешивающегося вытеснения может достигать 90 — 95%. Однако за счет низкой вязкости растворителей (по сравнению с вязкостью нефти) коэффициент охвата пласта вытеснением растворителями обычно ниже, чем при вытеснении водой.

**Физико-химические методы повышения нефтеотдачи пластов.**

***Полимерное заводнение.***

Сущность метода заключается в выравнивании подвижности нефти () и вытесняющего агента () для увеличения охвата пласта воздействием. Для этого в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент - полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность. При концентрации полиакриламида (ПАА) в растворе 0,01-0,1% вязкость его увеличивается до 3-4 мПа-с. это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта. В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10-20 раз выше вязкости, замеренной вискозиметром. Поэтому полимерные растворы наиболее применимы в неоднородных пластах, а также при повышенной вязкости нефти с целью повышения охвата их заводнением.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды. Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, т. е. породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. А так как полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, то за счет этих двух эффектов -повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды -происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пласта заводнением.

Полимерные растворы обычно применяются в виде оторочек размером 40-50% от объема пор. Размер оторочки, концентрация раствора и тип полимера должны выбираться исходя из неоднородности пласта, неоднородности пористой среды и солевого состава пластовой воды. При перемешивании полимерных растворов с пластовой соленой водой происходит разрушение структуры раствора (молекул) и снижение его вязкости. В случае высокой минерализации воды концентрация раствора должна быть в 2-3 раза выше. Оторочка загущенной воды затем продвигается обычной водой. Полимерное заводнение является одним из перспективных методов повышения нефтеотдачи пластов. Область возможного применения его весьма велика.

Однако у метода существуют и большие недостатки, ограничивающие его широкое применение. Основной недостаток метода заключается в том, что резко снижается продуктивность нагнетательных скважин вследствие резкого роста вязкости, которую не всегда можно компенсировать повышением давления нагнетания из-за деструкции молекул полимера. Полимерные молекулы в водном растворе под действием различных факторов могут необратимо разрушаться вследствие их деструкции. Деструкция уменьшает молекулярную массу полимера и, как следствие, загущающую способность - основу эффективности его применения в качестве вытесняющего агента.

Деструкция может быть химической, термической, механической и микробиологической. Химическая деструкция происходит вследствие взаимодействия кислорода воздуха с полимерными молекулами. Поэтому в воде, используемой для приготовления полимерного раствора не должно быть кислорода. При температуре свыше 130 °С наступает термическая деструкция. Механическая деструкция обусловлена разрывом макромолекул полимера при высоких скоростях движения, т. е. при движении растворов полимеров по трубам, насосам и в призабойной зоне. Микробиологическая деструкция полимерных молекул может происходить под действием аэробных бактерий, которые развиваются в пласте при закачке их с водой вследствие окисления нефти. Поэтому использование полимеров для глубокозалегающих пластов, сложенных малопроницаемыми коллекторами и имеющих высокую температуру, не представляется возможным. Нельзя ожидать эффект от закачки полимеров в сравнительно однородных пластах, содержащих маловязкую нефть. Этот метод малоэффективен также для месторождений находящихся на поздней стадии разработки, и для пластов с большим содержанием солей.

***Щелочное заводнение.***

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. Практически вся природная нефть содержит в своем составе активные компоненты - органические кислоты, но количество и состав их различны. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно-активные вещества, снижающие межфазное натяжение на границе раздела фаз нефть-раствор щелочу и увеличивающие смачиваемость породы водой.

При контакте щелочных растворов с нефтью, особо активно взаимодействующей с щелочью из-за низкого межфазного натяжения, образуются мелкодисперсные эмульсии типа "нефть в воде"', обладающие высокими нефтевытесняющими свойствами. Вторым важным элементом в механизме метода щелочного заводнения служит изменение смачиваемости породы щелочным раствором за счет адсорбции органических кислот на поверхность породы из нефти. Применение растворов щелочей - один из самых эффективных способов уменьшения контактного угла смачивания породы водой, т. е. гидрофилизации пористой среды, что повышает коэффициент вытеснения нефти водой. Установлено, что наличие щелочи в пластовой воде смещает в благоприятную сторону кривые фазовых проницаемостей при совместной фильтрации нефти и воды. Относительная проницаемость пласта для активной нефти существенно улучшается, особенно при насыщенности водой более 70%, когда обычная нефть становится неподвижной. При щелочном растворе относительная проницаемость для нефти еще больше, чем для воды, и сохраняет подвижность до насыщенности пласта водой до 90-95%.

Для приготовления щелочных растворов можно использовать:

* едкий натр (каустическую соду) NaOH; ;
* углекислый натрий (кальцинированную соду) Na2CO3.
* гидрат окиси аммония (аммиак) NH4OH;
* силикат натрия (растворимое стекло) N2SiO3.

Наиболее активны из них едкий натр и силикат натрия. Щелочные растворы закачиваются в виде оторочек размером 10-25% от объема пор пласта, в зависимости от его неоднородности, которые продвигаются обычной водой. Рабочая концентрация едкого натра в растворе определяется лабораторными исследованиями для конкретной нефти, пласта, воды и должна обеспечивать наименьшее межфазное натяжение между раствором и нефтью. Обычно эта концентрация составляет 0,2-0,4% с учетом адсорбции щелочи.

Повышение концентрации щелочи не дает эффекта в вытеснении нефти. Но в гидрофобизованных коллекторах более высокие концентрации щелочи в растворе (до 2-4%) необходимы для изменения смачиваемости поверхности пористой среды.

Размер оторочки и концентрация в ней агента должны определяться расчетным путем с учетом неизбежных потерь щелочи в пласте. Возможно применение и высококонцентрированных щелочных растворов (до 4-5%), особенно в пластах, требующих повышения гидрофильности, при большом содержании солей.

Приготовление раствора щелочи и его подача в пласт не отличаются большой сложностью. Продвижение щелочной оторочки по пласту должно регулироваться режимом работы нагнетательных и добывающих скважин (циклическое воздействие и изменение направления потоков жидкости). Система размещения нагнетательных и добывающих скважин при маловязкой нефти может не отличаться от метода обычного внутриконтурного заводнения или заводнения с ПАВ и полимерами.

Основными недостатками метода являются очень жесткие критерии применимости его по активности нефти. Минерализация пластовой и закачиваемой воды и большое содержание глин в породе также могут исключать применение метода.

Недостаточная активность нефти, содержание солей в воде и глин в породе приводят к увеличению расхода щелочи и снижению эффективности вытеснения нефти, по сравнению с обычной водой, вплоть до нуля.

Лабораторные исследования не дают возможности моделировать эффективность таких процессов, как образование эмульсий, адсорбция щелочей и осадкообразование в реальном пласте. В пластах, содержащих гипс, возможно растворение его щелочью и последующее отложение в призабойных зонах, скважинах и оборудовании.

***Заводнение с растворами ПАВ.***

Механизм процесса вытеснения нефти из пластов водным малоконцентрированным раствором ПАВ основан на том, что при этом снижается поверхностное натяжение между нефтью и водой и увеличивается краевой угол смачивания. Следовательно, натяжение смачивания уменьшается в 8-10 раз.

Процесс разработки нефтяных месторождений при заводнении их водными растворами ПАВ осуществляется с минимальными изменениями в технологии и системе размещения скважин.

Добавление к закачиваемой воде 0,05-0,1 % ПАВ не влечет за собой необходимости существенного изменения давления, темпов или объемов нагнетания воды. Объемы закачиваемых в пласты водных растворов ПАВ должны быть большими (не менее 2-3 объемов пор нефтяной залежи). Так как эффективное действие ПАВ по вытеснению нефти сопровождается их адсорбцией, то весь подвергнутый воздействию объем пласта будет предельно насыщен адсорбированными ПАВ. При пренебрежении десорбцией ПАВ для насыщения охваченного заводнением объема пласта потребуется (при концентрации ПАВ в растворе 0,1%) закачать 5-10 объемов пор воды. При меньшем объеме закачки раствора фронт ПАВ не достигнет добывающих скважин и объем пласта, подвергнутого воздействию ПАВ, будет меньше охваченного заводнением. Адсорбция ПАВ в пористой среде приводит к тому, что на фронте вытеснения нефти вода не содержит ПАВ или содержит их в очень малых, неэффективных концентрациях. Фронт ПАВ движется по пласту в 10-20 раз медленнее, чем фронт вытеснения. Система размещения скважин для применения водных растворов ПАВ может быть такой же, как при обычном заводнении. Никаких ограничений на сетку скважин не налагается. Однако нагнетательные скважины размещаются только внутри контура нефтеносности, а раствор нагнетается в чисто нефтяную часть пласта.

Самый большой недостаток метода заводнения малоконцентрированными растворами ПАВ заключается в большом межфазном натяжении между нефтью и раствором и высокой адсорбции химического реагента на породе. Он ставит под сомнение их применение с целью повышения вытесняющей способности воды.

Другие недостатки применения водорастворимых ПАВ также усложняют или ограничивают их применение. К ним относятся:

* слабая биоразлагаемость неионогенных ПАВ (всего 35-40%) и повышенная способность загрязнения окружающей среды;
* высокая чувствительность к качеству воды – содержанию кислорода, микроорганизмов и механических примесей, которые в состоянии свести эффект к нулю, вследствие разрушения раствора.

**Микробиологическое воздействие на пласт.**

Методы увеличения нефтеотдачи с применением микроорганизмов широко исследуются. Их привлекательность связана, в первую очередь, с простотой реализации, минимальной капиталоемкостью и безопасностью для окружающей среды.

В области увеличения нефтеотдачи биотехнологические процессы можно использовать в двух главных направлениях. Во-первых, это производство на поверхности реагентов для закачки в пласты по известным технологиям. К этому классу веществ относятся биополимеры, диоксид углерода, некоторые ПАВ, растворители, эмульгаторы и т.д. И, во-вторых, использование для улучшения условий нефтевытеснения продуктов микробиологической жизнедеятельности, получаемых непосредственно в нефтеносной толще. Рассмотрим подробнее второе направление.

Известно, что встречающиеся в пластовых условиях и способные к поддержанию там активной жизнедеятельности микроорганизмы делятся на аэробные, для существования которых необходимо присутствие растворенного кислорода, и анаэробные, для которых кислород не обязателен. И те, и другие, используя остаточную нефть в качестве органического субстрата, продуцируют ряд веществ, полезных с точки зрения увеличения отдачи пласта (углекислоту, метан, жирные кислоты, спирты и другие растворители, биополимеры).

Кроме того, некоторые аэробы способны окислять нефть и таким образом превращать сложные углеводороды, входящие в состав нефти, в более простые. А некоторые органические вещества, образующиеся в результате окисления, представляют собой пенообразователи, дающие снижение межфазного натяжения на границе нефть- вода. Наряду со снижением вязкости это способствует более полному нефтевытеснению. Среди анаэробов следует особо отметить метанообразующие бактерии, поскольку дополнительное количество метана в пласте, в зависимости от условий, увеличивает запасы свободного или растворенного в нефти газа (при этом снижаются ее вязкость и плотность).

Понятно, что технология микробиологического воздействия должна быть ориентирована на целенаправленную активизацию тех микроорганизмов и в тех зонах пласта, которые могут дать наибольший эффект. Известны два принципиальных варианта такого воздействия. Это либо введение специально подобранной микрофлоры и веществ для поддержания ее жизнедеятельности извне, либо активация микроорганизмов, уже существующих в недрах. В обоих вариантах воздействие должно включать закачку в скважины пресной воды Дело в том, что общая численность бактерий и интенсивность процессов, связанных с их жизнедеятельностью, в опресненных водах заметно выше, чем в минерализованных пластовых.

Наиболее интенсивно аэробные микробиологические процессы протекают вблизи нагнетательных скважин. По мере удаления от призабойных зон содержание кислорода в закачанной жидкости быстро снижается, и реакции нефтеокисления сменяются анаэробными процессами. Отмечено, что продукты аэробной деструкции нефти, а также добавки аммония и фосфатов в условиях пониженной минерализации многократно активируют деятельность метанобразующих бактерий.

**Вибросейсмическое воздействие на пласт.**

Методы вибросейсмического воздействия на призабойные зоны скважин известны уже более 30 лет, широко распространены и положительно себя зарекомендовали. В свою очередь, идея такого воздействия на нефтеносные горизонты в целом возникла вследствие отмеченной специалистами взаимосвязи между землетрясениями и последующим увеличением дебитов скважин на месторождениях, расположенных вблизи их эпицентров. В последние годы благодаря созданию мощных источников вибрации и теоретической разработке основ процессов локализации и накопления энергии в предусмотренных точках стало возможным приступить к созданию технологий увеличения нефтеотдачи пластов, особенно истощенных в процессе разработки традиционными методами.

Известны следующие предпосылки улучшения процесса разработки залежей нефти при воздействии на них сейсмических или упругих волн.

Один из основных эффектов, сопровождающих импульсное воздействие, - образование трещин в породе-коллекторе. Отмечено, что эффект тем выше, чем менее проницаема порода, а значение проницаемости может возрастать на несколько порядков. Для этого необходимо реализовать в пласте амплитуды давления импульса 15-20 МПа.

Прохождение сейсмических волн через насыщающую пласт жидкость может, при достаточной их амплитуде, приводить к многократному (даже в десятки раз) возрастанию скорости фильтрации. Это связано с проявлением нескольких эффектов. Под воздействием упругих колебаний разрушается структура вязкопластичных и вязко-упругих жидкостей, и они приобретают ньютоновские свойства (вязкопластичность течения в низкопроницаемых коллекторах характерна для большинства нефтей). Кроме того, экспериментально установлено, что при достижении амплитуды давления выше напряжения сдвига наблюдается разрушение структуры поверхностного слоя жидкости вблизи стенок поровых каналов. Таким образом, происходит одновременно переход к ньютоновскому характеру течения, снижение эффективной вязкости нефти и увеличение эффективного сечения пор. Имеются также данные о снижении при прохождении упругой волны межфазного натяжения на границе нефть-вода. После прекращения воздействия сейсмического поля свойства жидкости обратимо возвращаются в исходное состояние, причем это может происходить сразу или в течение некоторого времени.

В заводненном нефтяном пласте вибросейсмическое воздействие может, при условии существования свободной газовой фазы, значительно (на два-три порядка) ускорить процесс гравитационного разделения нефти и воды. Пузырьки газа всегда прочно фиксируются на стенках капель нефти, рассеянных в воде. В акустическом поле на газовые пузырьки действуют радиационные акустические силы, способствующие их более скорому всплыванию. Вследствие этого и капли нефти испытывают действие дополнительной подъемной силы. В результате, как показывают расчеты, гравитационное разделение может происходить на два-три порядка быстрее, что делает реально возможным искусственное переформирование залежей в обводненных пластах с целью последующей добычи нефти из повышенной, прикровельной части разреза. Исследователи отмечают высокую эффективность подобного процесса с точки зрения энергетических затрат на его осуществление.

Имеющиеся технические средства позволяют осуществлять воздействие целенаправленно на определенные участки пласта, охватывая весь его объем от призабойных зон скважин до наиболее Удаленных от них зон. Это возможно при одновременном использовании нескольких поверхностных и скважинных источников вибрации. Существуют источники, основанные на различных принципах создания вибрации и передачи ее земной толще.

Наиболее мощное вибровоздействие осуществляется при помощи наземных виброплатформ, а также закачкой через скважины и подрывом в пласте жидких взрывчатых веществ. Виброплатформы бывают двух основных типов: электрогидравлические и центробежные дисбалансные виброисточники. Разработаны скважинные приспособления для сжигания газообразных, жидких и твердых взрывчатых веществ и горючеокислительных составов, позволяющие получать как одиночные импульсы, так и серии импульсов давления. Известны и скважинные виброизлучатели длительного действия, главным образом механические, пневматические или гидравлические.

Известно, что поверхностные излучатели способны развивать большую мощность, но их КПД. относительно невысок из-за потерь энергии в толще, отделяющей продуктивные пласты от дневной поверхности. Скважинные же устройства имеют ограниченную мощность. Группирование наземных и скважинных генераторов вибрации позволяет фокусировать колебания и за счет интерференции осуществлять мощное воздействие в той или иной точке пласта. При этом недостатки тех и других генераторов как бы устраняются, а преимущества используются более полно, о чем свидетельствует имеющийся мировой опыт.

**ЛЕКЦИЯ № 3Геологопромысловый контроль за разработкой залежей нефти и газа**

**Динамика показателей разработки** **объекта или его части**

Состояние разработки эксплуатационного объекта или его части (пласта, блока, участка) харак­теризуется такими основными показателями, как текущая годовая (квартальная, месячная) и накопленная добыча нефти, газа, попутной воды. Изменение в процессе эксплуатации объекта основных (и других) текущих показателей разра­ботки во времени или в зависимости от нефтеизвлечения (газоизвлечения), а также от степени использования извле­каемых запасов принято называть динамикой соответствую­щих показателей разработки. При анализе разработки экс­плуатационных объектов и при обобщении опыта разра­ботки групп эксплуатационных объектов обычно используют годовые показатели.

Основные показатели разработки выражают в абсолют­ных единицах измерения (добыча нефти, воды, жидкости в тыс. т, добыча газа в млн. м3). Для сравнительного анализа результатов разработки разных эксплуатационных объектов используют выражение этих показателей в относительных единицах: годовую добычу нефти, газа характеризуют темпом разработки, выражая ее в процентах начальных извлекаемых запасов. Годовой отбор жидкости из нефтяных объектов также выражают в процентах начальных извлекаемых запа сов нефти. Годовую добычу нефти, газа характеризуют, кро­ме того, темпом отбора остаточных (текущих) извлекаемых запасов, выражая его в процентах остаточных (текущих) за­пасов.

Относительные отборы добываемой вместе с нефтью воды характеризуются показателем обводненности продукции, оце­нивающим содержание воды в процентах в отобранном за определенный период количестве жидкости (нефть + вода). Полученную с начала разработки на определенную дату добы­чу нефти, газа выражают в процентах начальных балансовых запасов (текущеенефтегазоизвлечение) и в процентах начальных извлекаемых запасов (степень использования извлекае­мых запасов).

Динамику указанных показателей разработки целесооб­разно анализировать по стадиям, выделяемым в общем пе­риоде эксплуатации объекта.

Весь период разработки нефтяного эксплуатационного объекта подразделяют на четыре стадии (рис. 1):

I стадия — стадия освоения эксплуатационного объекта — характеризуется ростом годовой добычи нефти; на этой ста­дии разбуривают и вводят в эксплуатацию основной фонд скважин (или его большую часть), осваивают предусмот­ренную систему воздействия на пласты;

II стадия — стадия сохранения достигнутого наибольшего го­дового уровня добычи нефти, который принято называть мак­симальным уровнем добычи (максимальным темпом разра­ботки); на этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию остав­шиеся скважины основного фонда и значительную часть ре­зервных скважин, развивают систему воздействия на пласты, выполняют комплекс геолого-технологических мероприятий по регулированию процесса разработки

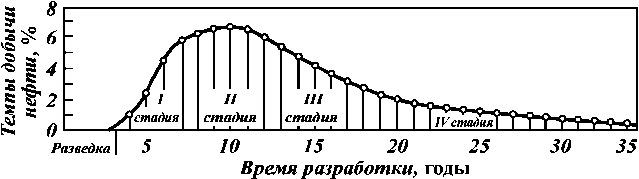


Рис. 2.1. Стадии разработки эксплуатационного объекта

III стадия - стадия падения добычи нефти вследствие из­влечения из недр большой части запасов; на этой стадии сцелью замедления падения добычи осуществляют дальнейшее развитие системы воздействия, продолжают бурение резерв­ных скважин, изоляционные работы в скважинах, расши­ряют комплекс мероприятий по управлению процессом раз­работки;

IV стадия завершает период разработки; характеризуется дальнейшим снижением добычи нефти при низких темпах разработки; на этой стадии продолжают работы по регули­рованию разработки и проведению комплекса технологичес­ких мероприятий по достижению запроектированного коэф­фициента нефтеизвлечения.

Границы между стадиями разработки устанавливаются сле­дующим образом. К II стадии относят годы разработки с максимальным уровнем добычи нефти и примыкающие к ним годы, в которые добыча отличалась от максимальной не более чем на 10 %. Предшествующие годы относят к I стадии разработки. Следующие за II стадией годы относят к III ста­дии. Границу между III и IV стадиями определяет точка на участке кривой динамики добычи нефти, отражающем ее па­дение, в которой темп разработки равен 2%. Первые три стадии составляют основной период разработки, четвертую называют завершающим периодом. В литературе нередко I и II стадии объединяют в ранний, а III и IV - в поздний перио­ды разработки.

Характер динамики основных показателей разработки эксплуатационных объектов многообразен и в первую оче­редь зависит от промыслово-геологических особенностей за­лежей. Внедрение соответствующих систем разработки и про­ведение работ по ее регулированию позволяют несколько ни­велировать разницу в динамике основных показателей по объектам с неодинаковой геологической характеристикой.

Характерные различия в динамике основных показателей разработки залежей нефти выявляются путем обобщения опыта разработки. При обобщении опыта проводится ук­рупненный сравнительный анализ истории разработки по залежам с разными геологическими характеристиками. Срав­нение проводят по одноименным стадиям разработки.

**Контроль за дебитами и приемистостью скважин, обводненностью продукции, газовым фактором.**

При разработке месторождений нефти и газа обязателен высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, их продуктивностью, обводненностью скважин, газовым фактором (по нефтяным скважинам), приемистостью нагнетательных скважин.

**Дебит скважины** **по жидкости** (безводной — по нефти, обводненной — по нефти и воде) **измеряется в т/сут** с помощью автоматизированных групповых установок типа "Спутник". Пользование такими установками позволяет устанавливать отдельно количество нефти и попутной воды в общем дебите скважины по жидкости. В результате определяют обводненность продукции скважины, т.е. содержание воды в процентах во всей жидкости.

При недостаточно надежной работе системы "Спутник" **обводненность продукции скважин определяют по пробам жидкости, отобранным из выкидных линий скважины, с помощью аппарата Дина и Старка, центрифугированием или другими методами**.

**Дебит попутного газа** измеряют на групповых установках **турбинным газовым счетчиком** типа "Агат-1", а при использовании индивидуальной замерной установки — турбинным счетчиком или **дифференциальным манометром с дроссельным устройством**, устанавливаемым на выходе из трапа. В последнее время появляются новые более совершенные замерные устройства, отечественных и иностранных производителей.

**Промысловый газовый фактор** (в **м3/т**) вычисляют **как отношение дебита попутного газа к дебиту сепарированной нефти.**

**Приемистость** **водонагнетательной скважины** (в **м3/сут**) измеряют **счетчиком** или **расходомером диафрагменного типа**, установленным на кустовой насосной станции. Поскольку один разводящий водовод часто обеспечивает водой две-три скважины**, замер приемистости скважины следует производить при остановке других скважин**, питающихся из того же водовода. При использовании индивидуальных насосов для нагнетательных скважин их приемистость определяют индивидуально.

**Дебиты скважин при добыче природного газа** **измеряют** на групповых или централизованных газосборных пунктах **с помощью расходомеров разных конструкций, часто называемых дифманометрами, — поплавковыми, мембранными, сильфонными**. Для разведочных скважин, не подключенных к газопроводу, а также для скважин с устьевым давлением, меньшим, чем давление в промысловом газопроводе после узла измерения дебита, часто используют метод критического истечения с использованием соответствующего диафрагменного измерителя (ДИКТ).

При разработке многопластовых эксплуатационных объектов или объектов большой толщины **большое значение** имеет **определение рассмотренных показателей** раздельно по пластам и интервалам пласта. В добывающих и нагнетательных скважинах эту задачу решают, главным образом **применяя аппарат для глубинной потокометрии и термометрии**.

Вопросы техники, технологии контроля за рассмотренными показателями работы скважин и пластов в них, а также приемы интерпретации получаемых замеров излагаются в инструкциях по исследованию скважин и пластов.

Для каждого объекта с учетом характера изменчивости показателей работы скважин должна быть установлена периодичность их замеров таким образом, чтобы количество определений было достаточным для получения в результате их статистической обработки надежных средних значений за отчетные периоды времени (месяц, квартал).

**Нормы отбора нефти и газа из объектов разработки**

Под нормой отбора нефти и газа из объектов разработки следует понимать предусмотренную утвержденным технологическим проектным документом на разработку добычи нефти и газа, достигаемую при выполнении технологических решений с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды, с учетом их реализации на данный период.

К условиям, определяющим рациональную разработку залежей (объектов) и эксплуатацию скважин с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды, относятся:

а) равномерное разбуривание залежей, исключающее выборочную отработку запасов;

б) минимальный уровень забойных давлений добывающих скважин, исключающий возможные смятия колонн и нарушения целостности цементного камня за эксплуатационной колонной;

в) заданные давления на линии нагнетания или на устье нагнетательных скважин;

г) предусмотренные проектным документом способы эксплуатации скважин;

д) запроектированные мероприятия по регулированию разработки (отключение высокообводненных скважин, перенос фронта нагнетания, нестационарное воздействие и т.п.);

е) допустимая скорость фильтрации в призабойной зоне (в условиях разрушения пород-коллекторов);

ж) допустимые дебиты скважин или депрессии (в условиях образования водяных или газовых конусов, песчаных пробок);

з) допустимый максимальный газовый фактор по скважинам (в условиях газовой или газоводяной репрессии на пласт).

Нормы отбора нефти и газа по объекту разработки (блоку, элементу, участку) составляются на основе утвержденных проектных документов на разработку с учетом их реализации в данный период.

При составлении норм отбора принимаются во внимание рекомендации дополнений к технологическим нормативным документам, анализов и авторских надзоров разработки, учитывающих состояние разработки в данный период, реализацию технологических решений по вводу скважин, способам эксплуатации, объемам закачки агента, мощностям подготовки нефти, газа и воды, утверждаемые руководством организаций,

Нормы отбора нефти по каждому разрабатываемому объекту устанавливаются ежегодно на один раз в квартал квартал или календарный месяц. Они составляются геологической службой нефтегазодобывающего управления, согласуются с организацией - автором проектного документа на разработку объекта и утверждаются недропользователем.

Нормы отбора нефти и газа с объекта разработки (зоны, блока, участка) должны быть заложены в устанавливаемые нефтегазодобывающему предприятию плановые задания по добыче нефти и газа. Плановые задания на добычу нефти и газа распределяются по промыслам, бригадам через технологические режимы работы скважин, размещенных на закрепленных за ними объектах (зонах, участках, блоках).

Одновременно с технологическими режимами составляется и утверждается план геолого-технических мероприятий по обеспечению норм отбора нефти из эксплуатационного объекта. В целях гарантированного выполнения планов и компенсации возможных не предусмотренных планом сбоев в геолого-технических мероприятиях, обеспечивающих выполнение установленных плановых заданий, предусматриваются резервы в объеме 1 - 3% месячного задания.

Основными источниками энергии в пластах являются: напор краевой воды,

Нефть и газ, заполняя пустоты продуктивного пласта, залегающего на больших глубинах в земной коре, находятся под действием пластовых давлений и температур.

**Лекция №4 Контроль за пластовым давлением и температурой.**

**Распределение пластовых давлений в пределах залежи. Карты изобар**

Энергетические ресурсы залежи*на каждом этапе ее разработки характеризуются значением пластового давления Рплтек*.

С началом эксплуатации залежи в результате отбора из нее нефти (газа) в зоне отбора происходит снижение пластового давления. В последующем в зависимости от режима работы залежи, годовых объемов добычи и т.д. в изменении пластового давления могут наблюдаться различные тенденции.

*Пластовое давление в продуктивном горизонте на какую-либо дату, устанавливающееся при работе практически всего фонда скважин, называют* текущим или динамическим пластовым давлением.

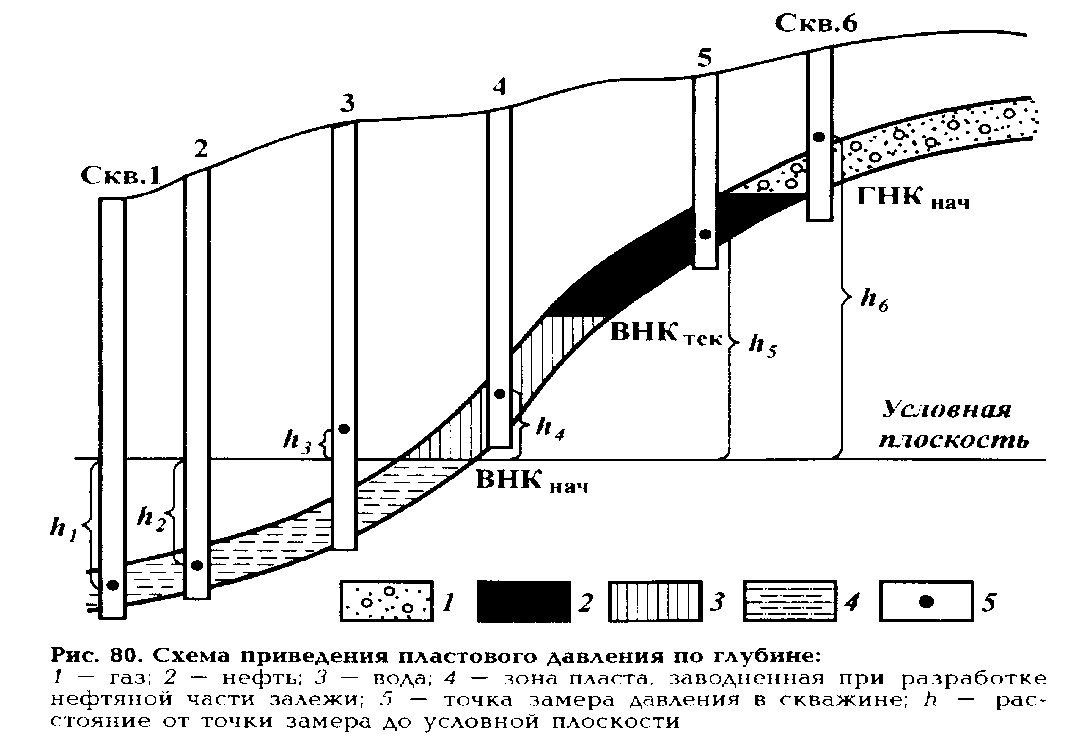
Получение и анализ данных о текущем пластовом давлении в различных точках залежи и по залежи в среднем — важнейшая часть контроля за разработкой залежи. Использовать для контроля за изменением пластового давления абсолютные его значения неудобно, особенно при большой высоте залежи, поскольку значение начального пластового давления тесно связано с глубиной залегания пласта — оно увеличивается с возрастанием глубины. В процессе разработки на одних участках залежи давление может снижаться, на других — стабилизироваться, на третьих — возрастать. Рост давления после некоторого периода его снижения может быть обусловлен уменьшением отбора жидкости из пластов или искусственным воздействием на пласты. Выявление этих, иногда противоположных тенденций на фоне различных, обусловленных глубинами залегания горизонта значений начального давления в разных частях залежи, встречает значительные трудности. Поэтому *при контроле за энергетическим состоянием залежи обычно пользуются значениями*приведенного пластового давления*.*

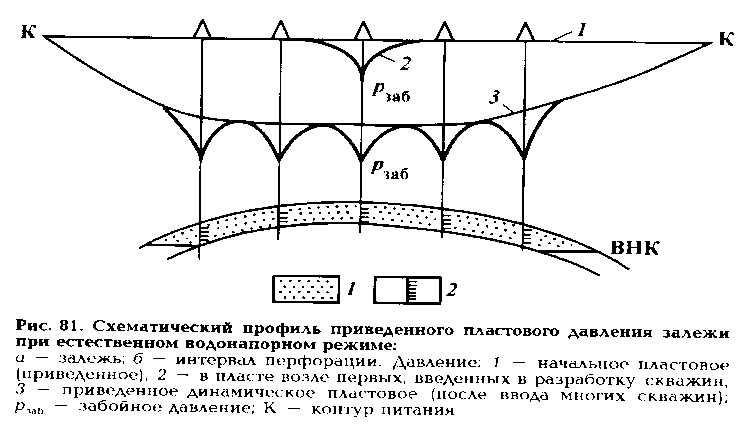
Приведенное пластовое давление — *это давление, замеренное в скважине и пересчитанное на условно принятую горизонтальную плоскость*. Обычно это плоскость, соответствующая значению средней абсолютной отметки начального ВНК или ГВК. В некоторых случаях могут быть использованы и другие горизонтальные плоскости, например, при большой высоте залежи — плоскость, делящая объем залежи пополам. Положение поверхности приведения сохраняется постоянным до завершения разработки. Приведенное давление Рпл.пр. вычисляют по формуле:

Рпл.пр=Рпл.з±ρgh

где Рпл.з — замеренное в скважине пластовое давление; h— расстояние между точкой замера и условной плоскостью; ρ — плотность воды, нефти или газа (в зависимости от того, в какой скважине — нагнетательной, добывающей нефтяной или газовой — сделан замер), g – ускорение свободного падения

Поправку ρgh вычитают при положении точки замера давления ниже условной плоскости и прибавляют при ее положении выше этой плоскости. На рис. 80 в законтурных водяных скв. 1 и 2 замеры давления произведены ниже условной плоскости, поэтому поправка должна вычитаться из замеренной величины. В водяной законтурной скв. 3 замер по техническим причинам выполнен выше условной плоскости, поэтому поправка прибавляется к значению замеренного давления. В этих трех скважинах поправку определяют с учетом плотности пластовой воды. По всем остальным скважинам замеры выполнены выше условной плоскости, поэтому поправку прибавляют к замеренным значениям, при этом учитывают плотность: по скв. 4, где пласт обводнен в процессе разработки, — воды, по скв. 5 — нефти.

Характер распределения приведенного текущего пластового давления в пределах залежи можно показать в виде схематического профиля. На рис. 81 горизонтальная линия *1* соответствует приведенному начальному пластовому давлению, имеющему одинаковые значения по площади залежи. При вводе в эксплуатацию первой скважины в пласте происходит радиальное движение жидкости или газа к ней, и вокруг



скважины образуется локальная (местная) воронка депрессии давления. В пределах воронки давление изменяется по логарифмической кривой *2.* При этом начальное пластовое давление остается практически постоянным. Линия *2* в сочетании с линией *1* отражает распределение давления в пласте после ввода первой скважины.

*Давление в пласте у забоя скважины при ее работе называют*забойным давлениемPзаб. По мере разбуривания залежи, дальнейшего ввода скважин в эксплуатацию и увеличения таким путем общего отбора жидкости из залежи воронки депрессии давления на забоях скважин сближаются, одновременно происходит постепенное снижение пластового давления в залежи в целом. Образуется общая для залежи воронка депрессии давления, осложненная локальными воронками скважин.

*Повышенное положение точек на кривой давления между действующими скважинами соответствует*значению текущего (динамического) пластового давления. Кривая 3 на рис. 81, проходящая через эти точки, характеризует текущее пластовое давление в залежи. Видно, что приведенное текущее пластовое давление снижается от контура питания к центральной части залежи.

*Характер распределения в пласте давления при внутриконтурном нагнетании в пласт воды*или другого рабочего агента (в приведенном случае — при разрезании залежи на блоки) показан на рис. 82. Локальные воронки действующих нагнетательных скважин обращены вершинами вверх.

Динамическое пластовое давление вблизи нагнетательных скважин обычно превышает начальное пластовое давление на 15—20%, а иногда и более. Положение каждого разрешающего ряда соответствует искусственному контуру питания.

Динамическое пластовое давление в различных частях залежи можно определить путем замера его в имеющихся отдельных простаивающих скважинах и в специально останавливаемых единичных скважинах (при сохранении фонда ближайших к ним скважин в работе). Замеренное в остановленной скважине давление будет соответствовать динамическому при условии, что замер выполнен после прекращения движения жидкости в прискважинной зоне и стволе скважины.

*Значения*забойного давления*в скважине определяют в период установившегося режима ее работы, пластового — после продолжительной остановки скважин* (от нескольких часов до суток и более). Для получения данных о забойном и пластовом давлении глубинный манометр спускают в скважину к середине пласта и в течение некоторого времени фиксируют забойное давление. Затем скважину останавливают, после чего перо манометра регистрирует выполаживающуюся кривую восстановления давления (КВД)

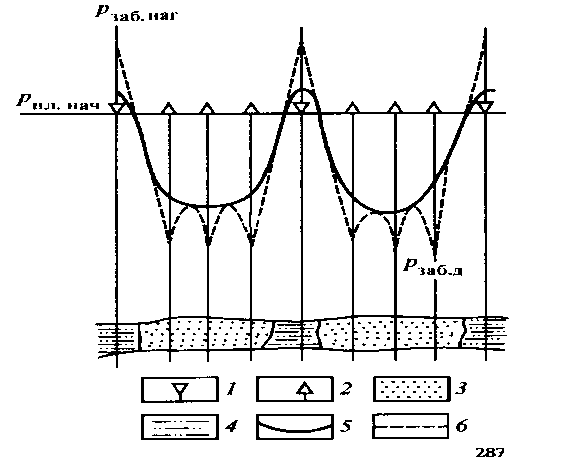


Рис. 82. Схематический профиль приведенного пластового давления залежи при внутриконтурном нагнетании воды.

Скважины: *1 —* нагнетательные, 2 — добывающие; части пласта: *3 -* нефтенасыщенные, *4 —* промытые водой, 5 — динамическое пластовое давление (общие воронки депрессии давления); 6 — локальные воронки депрессии (репрессии); Рпл.нач - начальное пластовое (приведенное) давление; забойное давление: Рзаб.д - в нагнетательной скважине, Рзаб.наг. — в добывающей скважине

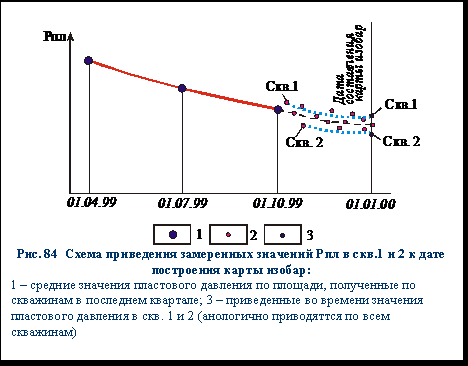
Контроль за изменением пластового давления в продуктивном пласте в целом в процессе разработки залежи проводят с помощью карт изобар.

**Картой изобар** называют нанесенную на план расположения забоев скважин систему линий (изобар) с равными значениями динамического пластового давления на определенную дату. Эта карта отображает особенности общего распределения динамического пластового давления в залежи, без учета локальных воронок депрессии каждой скважины.

Карты изобар составляют обычно на конец каждого квартала. В периоды продолжительной стабилизации давления их можно составлять раз в полугодие.

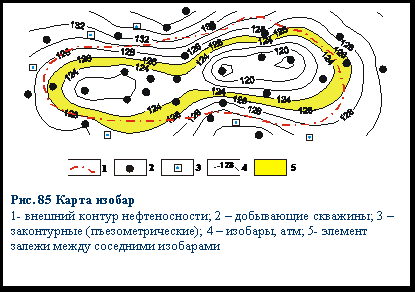
Полугодовой интервал может быть установлен также в исключительно сложных для исследования скважин условиях — при резкой пересеченности рельефа, заболоченности местности, в условиях шельфа и др.

При построении карты используют данные о приведенном пластовом давлении. Для решения некоторых специальных задач могут быть построены карты абсолютного (замеренного у пласта) динамического пластового давления



При построении карты **на установленную дату** следует **использовать замеры давления в скважинах, максимально приближенные во времени к этой дате**. Однако на практике в связи с необходимостью поочередной остановки скважин для замера выполнение нужного количества измерений требует значительного времени — до одного-двух месяцев, а иногда и более.

**При использовании данных о давлении, полученных значительно раньше даты составления карты, необходимо в замеренные значения давления вносить поправку на время.** Это можно приближенно выполнить с учетом общей тенденции снижения давления, выявленной по данным прошлых карт изобар (рис. 84, сплошная линия) и проявляющейся в периоде накопления последних данных (штрихпунктирная линия). Интервал между изобарами на карте выбирают исходя из общего диапазона значений давления в пределах залежи.



Карта изобар (рис. 85) служит основой для определения среднего динамического пластового давления на определенную дату по залежи (или отдельным ее частям).

Среднее динамическое пластовое давление в залежи можно представить как давление, которое установилось бы в ней после прекращения эксплуатации залежи и полного его перераспределения и выравнивания (в условиях изоляции залежи от окружающей среды).

Среднее динамическое пластовое давление залежи определяют с помощью карты изобар как среднее взвешенное по ее площади или объему.



где *pi —* среднее арифметическое значение давления в пределах i-го элемента залежи между соседними изобарами; *fi* — площадь *i*-го элемента залежи, замеряемая по карте; *F -*площадь залежи; n — количество элементов площади залежи с разными средними значениями давления.

По нефтяным залежам среднее пластовое давление определяют как среднее взвешенное по площади при относительно небольшой толщине продуктивных пластов (единицы и первые десятки метров)

По газовым залежам как среднее взвешенное по объему — при большой средней толщине (многие десятки и сотни метров). Поскольку залежам газа свойственна обычно значительная толщина продуктивных пластов, для них определяют среднее пластовое давление как среднее взвешенное по объему.

Средние значения давления определяют не только для залежи в целом, но при необходимости и для различных ее зон и участков, представляющих самостоятельный интерес.

**Контроль за температурой.**

***1.1 Метод термометрии***

Термометрия является одним из основных методов в полном комплексе исследований скважин при исследовании эксплуатационных характеристик пласта.

Термометрия применяется для:

* выделения работающих (отдающих и принимающих) пластов;
* выявления заколонных перетоков снизу и сверху;
* выявления внутриколонных перетоков между пластами;
* определения мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины;
* определения нефте-газо-водопритоков;
* выявления обводненных пластов;
* определения динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве;
* контроля работы и местоположения глубинного насоса;
* определения местоположения мандрелей и низа НКТ;
* оценки расхода жидкости в скважине, оценки Рпл и Рнас ;
* определение Тпл и Тзаб;
* контроля за перфорацией колонны;
* контроля за гидроразрывом пласта.

В перфорированных пластах термометрия применяется для вы­деления интервалов притока (приемистости), определения отдаю­щих (поглощающих) пластов и установления интервалов обвод­нения. В неперфорированных пластах термометрия служит для прослеживания местоположения температурного фронта закачи­ваемых вод.

К достоинствам термометрии скважин относятся:

* возможность исследования объектов, перекрытых лифто­выми трубами;
* возможность получения информации о работе пласта, недоступного для исследования в действующей скважине (например, в скважинах, эксплуатирующихся с помощью электропогружных центробежных насосов, при высоких устьевых давлениях и т.п.), по измерениям, выполненным в остановленной скважине, после ее глушения и извлечения технологического оборудования;
* выявление слабо работающих перфорированных пластов, когда другие промысловые методы не эффективны;
* выявление интервалов обводнения независимо от минера­лизации воды, обводняющей пласт;
* возможность более точной отбивки подошвы нижнего от­дающего (поглощающего) интервала в действующей скважине по сравнению с методами, исследующими состав и дебит смеси.

Круг потенциально решаемых задач и объемы исследований для термометрии наибольшие. Это позволяет считать термометрию одним из основных методов в комплексе геофизических методов, что обусловлено его высокой информативностью. Высокая информативность, в свою очередь, связана с высокой чувствительностью термометров к различного рода изменениям состояния скважины и пласта. В этом достоинство и недостаток метода. Поэтому для обеспечения эффективной интерпретации результатов исследования необходимо глубокое знание физических и методических основ.

**Лекция №5 Регулирование процесса разработки**

**Основные цели регулирования разработки**

Под регулированием процесса разработки нефтяных залежей понимают целенаправленное поддержание и изменение её условий в рамках принимаемых технологических решений для достижения возможно высоких технологических и экономических показателей.

Методы регулирования − это виды технологического воздействия на место­рождение и его объекты, не связанные с изменением системы разработки и направленные на улучшение процесса разработки месторождения и его технико-экономических показателей. Воздействие на залежь выражается в усилении или ослаблении фильтрационных потоков, изменении их направления, вследствие чего и происходит увеличение добычи нефти, уменьшение отборов попутной воды и увеличение коэффициента нефтеотдачи.

**К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки относятся:**

- изменение режимов работы добывающих скважин (увеличение или ограничение отборов жидкости, отключение высокообводненных скважин, а также скважин с аварийными прорывами свободного газа, форсированный отбор жидкости, периодическое изменение отборов и т. д.);

- изменение режимов работы нагнетательных скважин (увеличение или ограничение закачки агента, перераспределение закачки по скважинам, циклическая закачка, применение повышенного давления нагнетания и т. д.);

- увеличение гидродинамического совершенства скважин (дополнительная перфорация или перенос её интервалов, различные методы воздействия на призабойную зону скважин, гидроразрыв пласта и др.);

- изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах (различные способы цементных заливок, создание различных экранов, применение химреагентов и т. д.);

- выравнивание профиля притока жидкости или расхода воды (селективная закупорка с помощью химреагентов и механических добавок, закачка инертных газов, загущенной воды и др.);

- одновременно-раздельная эксплуатация скважин и одновременно-раздельная закачка воды на многопластовых месторождениях;

- совершенствование применяемой системы заводнения (преобразование одной системы заводнения в другую, очаговое заводнение, перенос фронта нагнетания и др.);

- бурение резервных добывающих и нагнетательных скважин, возврат скважин с других горизонтов;

- увеличение производительности скважин за счет снижения забойного давления (перевод на механизированный способ эксплуатации, установление форсированного или оптимального режима работы скважин);

- воздействие на призабойную зону скважин с целью интенсификации притока ( гидропескоструйная перфорация, кислотные обработки и т. д.);

- применение новых методов увеличения нефтеотдачи пластов (закачка серной кислоты, ПАВ и др.).

**Принципы регулирования разработки**

Разным геолого-физи­ческим условиям отвечают свои принципы регулирования.

На нефтяных месторождениях в однопластовых объектах, характеризующихся однородным строением по площади и малой вязкостью нефти, разработка которых ведется на природном водонапорном режиме с законтурным или приконтурным заводнением или с разрезанием на широкие по­лосы (до 4 км), может быть принят принцип равномерного перемещения контуров нефтеносности или фронта закачива­емой воды к центральному стягивающему ряду (рис. 1). Ре­ализация этого принципа в указанных геологических услови­ях возможна, поскольку нагнетательные скважины характе­ризуются примерно одинаковой приемистостью, а добываю­щие скважины - близкими дебитами. Равномерное переме­щение контуров нефтеносности обеспечивает минимальные потери нефти в пласте на линиях стягивания контуров. Эти потери в других геологических условиях, когда невозможно обеспечить равномерное перемещение контуров, могут быть значительными.

В однопластовом объекте маловязкой нефти с закономер­ной зональной микронеоднородностью пласта, разрабатыва­емом с теми же методами воздействия, принцип равномерно­го стягивания контуров нефтеносности и фронта закачивае­мой воды не может быть реализован. Это обусловлено рез­ким различием приемистости нагнетательных скважин и дебитов добывающих скважин, расположенных в зонах высо­кой и низкой проницаемости пласта.

Выравнивание дебитов и приемистости во всех скважинах - задача нереальная, так как повысить дебиты и приемистость скважин, расположен­ных в малопродуктивных зонах, до их уровня в высокопро­дуктивных зонах технически невозможно, а ограничение их в скважинах высокопродуктивных зон приведет к общему снижению добычи по залежи и удлинит сроки разработки. Поэтому в указанных геологических условиях может быть целесообразным принцип ускоренной выработки более про­дуктивных зон залежи. Ускоренное продвижение контуров нефтеносности (при законтурном или приконтурном завод­нении) или фронта закачиваемой воды (при внутриконтурном заводнении) обеспечивает опережающую выработку и запол­нение более продуктивных зон пласта, т.е. "естественное" разрезание залежи контурной или закачиваемой водой на отдельные блоки с низкой проницаемостью (рис. 2). При реализации этого принципа "естественное" разрезание фор­сируется путем увеличения приемистости нагнетательных скважин и отбора жидкости из добывающих скважин, рас­положенных в высокопродуктивных зонах. В последующем в заводненных зонах часть выполнивших свое назначение до­бывающих скважин переводится под нагнетание воды для повышения темпов выработки запасов из малопродуктивных зон залежи путем усиления воздействия на них.

Многопластовые объекты обычно разрабатываются с внутриконтурным заводнением. Наилучшим принципом регули­рования разработки таких объектов является принцип равно-скоростной выработки всех пластов по разрезу при равно­мерном продвижении по ним контуров нефтеносности и фронта закачиваемой воды. Реализация этого принципа воз­можна лишь в том случае, если пласты объекта разработки имеют одинаковую продуктивность и относительно однород­ны по площади. Но такие условия в природе встречаются крайне редко. В большинстве случаев многопластовые объек­ты характеризуются существенной изменчивостью физичес­ких свойств в пределах всех или части пластов и различием в средних значениях свойств пластов.

**Основные методы регулирования**:

обеспечение, возможно более высокой, в пределах экономической целесообразности, нефтеотдачи;

получение наиболее высоких темпов выработки запасов нефти;

наиболее экономичное осуществление процесса.

Практически регулирование начинают после разбуривания залежей или их участков (площадей) добывающими или нагнетательными скважинами, обустройства промысла оборудованием для сбора нефти и закачки воды и начала добычи нефти в соответствии с проектом (схемой) разработки залежи и продолжают в течение всего периода эксплуатации. Мероприятия по регулированию обосновываются при анализе разработки месторождения в зависимости от конкретных его условий, системы разработки, характера-процесса эксплуатации и технических средств, с помощью которых они осуществ­ляются. При выборе методов регулирования необходимо учитывать технологические, технические и технико-экономические факторы, ограничивающие процесс разработки залежи.

**К технологическим относятся**:

1) сетка скважин;

2) система заводнения;

3) предельные давление и дебит скважин.

К техническим относятся:

1) максимальные объемы закачиваемого агента и давления;

2) максимальная производительность лифта и подача насосов;

3) максимальная производительность системы сбора и транспорта

4)нефти и газа, подготовки нефти, очистки, утилизации и стока попутных вод.

**К технико-экономическим относятся:**

1) годовой (месячный) план добычи нефти;

2) себестоимость добычи 1 т нефти и капитальные вложения.

Увеличение производительности скважин за счет снижения забойного давления возможно как в фонтанных, так и в механизированных скважинах, при переводе скважин с фонтанного на механизированный способ эксплуатации и при снижении забойного давления ниже давления насыщения. Метод наиболее эффективен на начальных стадиях разработки. В этом случае основное внимание следует обращать на суммарную добычу по участку, на котором возможна интерференция скважин.

Под форсированным отбором понимают интенсивный отбор жидкости на стадии значительного обводнения продукции.

Форсирование позволяет увеличить или стабилизировать текущую добычу нефти и, возможно, увеличить коэффициент нефтеотдачи в неоднородном пласте при создании депрессии между участками пласта с различной проницаемостью. Форсированный отбор может производиться не только на отдельных скважинах, но и на всей залежи с охватом почти всех обводненных скважин. Исследованиями В. Н. Щелкачева и других авторов определены основные условия, при которых форсирование целесообразно и эффективно: залежи с активными водонапорными системами; скважины с хорошей продуктивностью и высо­кими забойными давлениями, расположенные не на периферии; поздняя стадия эксплуатации с обводнением продуктивного пласта практически по всему простиранию и по большей части толщины; скважины без нарушения колонны и цементного кольца и не склонные к пробкообразованию.

Отключение высокообводненных скважин − прекращение отбора скважинами в связи с предельной обводненностью продукции, когда дальнейшая эксплуатация их технологически и технико-экономически нерентабельна.

Рациональная степень обводнения скважин и время их отключения должны быть предусмотрены в проектных документах. В зависимости от текущих задач, стоящих перед разработкой каждой залежи, отключение обводненных скважин определяется исходя из различных критериев оптимальности. Многочисленными исследованиями установлено, что рациональная (оптимальная) обводненность продукции при отключении скважин находится в пределах 80 − 95 % и тем выше, чем больше соотношение вязкостей нефти иводы.

Применение повышенных давлений нагнетания увеличивает охват заводнением по толщине продуктивного пласта за счет подклю­чения к активной разработке прослоев, не принимавших воды при обычных давлениях нагнетания. Обобщение результатов промысловых исследований и опыта разработки отечественных и зарубежных месторождений позволило сделать выводы о том, что регулировать процесс заводнения при повышенных давлениях нагнетания эффективно при условиях:

- вода нагнетается в пласт под оптимальным давлением, при котором достигается максимальный его охват вытеснением;

- в зоне отбора поддерживается пластовое давление ниже минимального давления раскрытия трещин.

Ограничение количества закачиваемого агента проводится в случаях значительного превышения его накопленного объема над отбираемым, нерационально высокого пластового давления; необходимости снижения количества отбираемой воды.

Систематическое перераспределение закачиваемого объема воды оказывает такое же действие на залежь, как и циклическая закачка, сопровождается переменой направления фильтрационных потоков. Метод эффективен на завершающей стадии разработки, когда он увеличивает нефтеотдачу.

**Бурение дополнительных скважин**. При регулировании процесса разработки дополнительные скважины обычно бурят с целью увеличения нефтеотдачи или поддержания текущего уровня добычи нефти путем вовлечения в разработку линз, полулинз, тупиковых зон пре­рывистого пласта, застойных зон и на стягивающих линиях в непрерывных монолитных пластах. Важна экономическая сторона вопроса. Эффективность их бурения выражается вдополнительной добыче нефти, а целесообразность бурения определяется запасами нефти, содержащимися в линзах, полу линзах, тупиковых и застойных зонах.

Возврат скважин с других продуктивных горизонтов рекомендуется как метод регулирования на многопластовых месторождениях, что позволяет подключить к эксплуатации ранее не вырабатываемые пласты без бурения на них самостоятельных скважин. Возврат скважин на верхние объекты используют как при их совме­стной эксплуатации, так и при наличии на каждый объект самостоятельной сетки скважин. Скважины, возвращенные на верхний объект, выполняют функции дополнительных.

Перенос фронта нагнетания − метод регулирования, позво­ляющий приблизить объекты системы воздействия к зоне отбора. Этот метод используется главным образом в прерывистых пластах с высокой изменчивостью проницаемости на участках, где отсутствует активное дренирование при условии обводнения всех пластов в разрезе скважины до 90 − 99% .

В зонально-неоднородных пластах перенос фронта нагнетания нецелесообразен в связи с неравномерностью заводнения различных участков залежи и возможностью потерь нефти за фронтом закачки.

Очаговое заводнение применяется на слабо выработанных участках залежи, когда обнаруживается, что реализованная запроектированная система воздействия не обеспечивает на них высоких темпов отбора нефти, то есть с целью повышения темпов разработки и для повышения нефтеотдачи. Это заводнение связано с определенным изменением существующей системы воздействия и может рассматриваться как промежуточный этап при переходе к более интенсивным системам нагнетания. Внедрение очагового заводнения требует капитальных затрат на бурение и обустройство скважин, на прокладку водоводов, расширение насосных станций и поэтому необходи­мость его организации должна обосновываться в проектных документов или при анализе разработки.

Эффективность очагового заводнения может выражаться как в дополнитель­ной добыче нефти и повышении технико-экономических показателей, так и в улучшении условий эксплуатации добывающих скважин − увеличении текущего пластового давления, в результате чего улучшаются условия фонтанирования скважин; возможности эксплуатации механизированных скважин при более высоких забойных давлениях и меньших газовых факторах; повышении статических уровней в добывающих скважинах и т. д. Общая эффективность от применения очагового заводнения становится заметной, когда количество нагнетаемой воды превышает 10 − 20 % и более от общего закачиваемого объема.

Ограничение притока попутной воды − один из широко применяемых методов регулирования. В добывающих скважинах наиболее распространены различные методы изоляции обводненных частей пласта, в нагнетательных − метод выравнивания профилей приемистости. В обоих случаях основная цель регулирования заключается в уменьшении или поддержании добычи водына уровне, предусмотренном проектом, или наиболее полном использовании воды как агента**,**вытесняющего нефть.

Ремонтные работы по изоляции вод подразделяются на технические и технологические. К последним относят изоляцию подошвенных и закачиваемых вод. Эти виды работ регулируют. Поскольку регулирование посредством изоляционных работ есть воздействие на процесс разработки путем отключения в скважине вскрытой толщи пласта, возможности этого метода ограничены в однородных изотропных пластах или в пластах со слабовыраженной анизотропией и несколько возрастают в пластах слоисто-неоднородных, резко анизотропных.

Проведение изоляционных работ для отключения обводненного пласта (пропластка) − мероприятие, которое может быть приравнено к регулированию с отключением пласта в многопластовом объекте. Это мероприятие, проведенное на поздней стадии разработки на залежах с пластами, резко различающимися по проницаемости и запасам нефти, ведет к повышению текущей добычи нефти, текущей нефтеотдачи, сокращению срока разработки при сокращении объемов отбираемой воды.

Регулирование с помощью выравнивания профилей приеми­стости в нагнетательных скважинах преследует цель − перераспределение объемов закачки воды по интервалам толщины пласта и направлено на увеличение приемистости низкопроницаемых пропластков за счет сокращения ее по высокопроницаемым, что позволяет существенно повысить безводную нефтеотдачу, улучшить технико-экономическую эффективность процесса извлечения нефти из объектов с проницаемостной неоднородностью.

Для выравнивания профиля приемистости используют добавки к нагнетаемой воде различных агентов, изменяющих ее качества и вытесняющие свойства. Это могут быть добавки различных полимерных соединений, закачка суспензий (например, с гашеной известью) на нефтяной или водяной основе, различных поверхностно-активных веществ (ПАВ). Добавка полиакриламида (0,01 − 0,1 %) приводит к повышению вязкости закачиваемой воды в 1,5 − 10 раз, закачка суспензий гашеной извести дает эффект в повышении коэффициента охвата и снижении обводненности ближайших добывающих скважин продолжительностью 3 − 5 мес, использование пен и ПАВ в опытно-промышленных работах также подтверждает их эффективность.

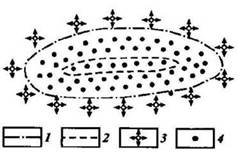
Оценка технологической и экономической эффек­тивности методов регулирования процесса разработки − обязательное условие их применения. Она проводится спустя некоторое время после внедрения метода регулирования по результатам анализа фактических данных о ходе разработки залежи и сопоставлении технико-экономических показателей с показателями и данными исследова­ний до внедрения метода. Во многих случаях эффективность мероприятий по ре­гулированию процесса выражается в дополнительной добыче нефти по отдельным скважинам, которая подсчитывается как разница в добыче нефти за определенные промежутки времени после проведения мероприятий по регулированию и до их проведения

В чистом виде количественное выражение технико-экономической эффективности можно получить, как правило, при теоретических исследова­ниях. Затруднения в решении этого вопроса вызваны тем, что нет фактических данных о том, как проходил бы процесс разработки без применения метода, и тем, что чаще всего получаемый эффект является результатом одновременного осуществления многих методов регулирования и организационно-технических мероприятий.

Так как применение на залежи метода регулирования проектируется, то в гидродинамических расчетах, проводимых при анализе разработки, или в спе­циальном обосновании применения метода регулирования предусматривается вариант разработки без использования регулирования, который необходим для сопоставления с расчетным вариантом при регулировании процесса, а затем с фактическими данными по залежи.

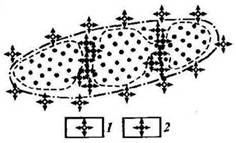
Экономическое обоснование методов регулирования − неотъемлемая часть работ по установлению необходимости регулирования и выбору её методов. Оно заключается в определении материальных и трудовых затрат для проведения регулирования с целью сопоставления их с показателями затрат на разработку без регулирования и определения экономической эффективности метода, а также для выбора наиболее экономичного метода. Особенно внимательно следует оценивать методы, требующие значи­тельных материальных затрат и связанные с дополнительным бурением, проведением работ по восстановлению или увеличению производительности скважин.

С изменением планового задания ( требованием увеличением добычи нефти), данных о строении эксплуатационного объекта и запасах нефти, при несовершенстве проектных решений осуществляемая система разработки не сможет удовлетворять новым требованиям и применение методов регулирования не даст должного эффекта. В этом случае создают новую систему разработки (сетки скважин и системы воздействия).



**Рис. 1. Равномерное стяги­вание контура нефтеносности в однопластовом однородном объекте.**

Контуры нефтеносности: 1*—*начальный, 2*—*текущий; скважины: 3*—*нагнетатель­ные, 4*—*добывающие



**Рис. 2. Нагнетание воды в пласт по линиям "естест­венного" разрезания залежи.**

Скважины: 1— первой оче­реди, 2 - второй очереди;

остальные условные обозна­чения см. на рис. 1

При определении принципиального подхода к регулирова­нию разработки многопластовых объектов решающую роль играют особенности их строения и различия фильтрацион­ных свойств.

Нередко по разрезу многопластового объекта толщина и проницаемость пластов возрастают сверху вниз. В этих усло­виях применим принцип ускоренной выработки каждого ни­жележащего пласта по сравнению с вышележащим. При этом регулирование направлено на опережающую выработку ниж­него пласта при обеспечении возможно более полного вклю­чения в разработку верхних пластов, хотя и более низкими темпами. По мере заводнения нижний пласт выключают из разработки путем его отключения в добывающих, а затем и в нагнетательных скважинах. Подобным образом осуществля­ется опережающая выработка следующего вышележащего пласта. В конечном счете обеспечиваются темпы выработки пластов, уменьшающиеся снизу вверх.

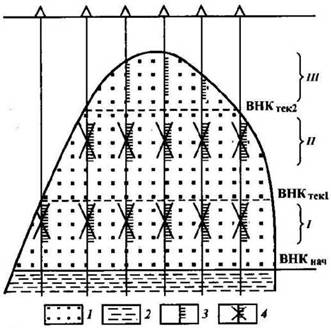
Многие многопластовые объекты характеризуются тем, что слагающие их пласты высокой продуктивности располо­жены в верхней части объекта. В таких случаях может реа­лизовываться принцип опережающей выработки наиболее продуктивного и содержащего основные запасы пласта неза­висимо от того, в какой части разреза объекта разработки он находится. Одновременно целью регулирования является максимально возможная интенсификация выработки других пластов. Это необходимо для того, чтобы к моменту обвод­нения основного пласта в нижних пластах осталось как мож­но меньше запасов, так как довыработка их будет происхо­дить в усложненных условиях из-за недостаточной надежнос­ти применяемых методов изоляции верхних обводнявшихся пластов объекта.

При резкой геологической неоднородности и примерной равноценности всех пластов объекта принципиальная направ­ленность регулирования заключается в возможно более пол­ном вовлечении в работу всех пластов при максимальном уменьшении различий в темпах их выработки.

При массивном строении залежей с большим этажом неф­теносности, когда при разработке происходит подъем ВНК, целесообразен принцип регулирования разработки, предусма­тривающий обеспечение относительно равномерного подъема ВНК по всей площади залежи. Осуществляют это путем изо­ляции (отключения) интервалов перфорации и последователь­ного переноса перфорации вверх по разрезу по мере подъе­ма ВНК (рис. 3), с установлением оптимальных режимов работы добывающих скважин.

При определении принципов регулирования разработки газонефтяных залежей исходят из того, что нефть вытесня­ется водой более полно, нежели газом за счет расширения газовой шапки. Поэтому в условиях природного активного напора контурных вод или приконтурного заводнения реали­зуют принцип регулирования разработки, предусматриваю­щий обеспечение неподвижности ГНК и возможно более равномерного подъема ВНК и продвижения контуров нефте­носности.

Неподвижность ГНК обеспечивают, регулируя от­бор газа из газовой шапки таким образом, чтобы давление в газовой шапке все время оставалось равным пластовому дав­лению в нефтяной части залежи (излишний отбор газа приве­дет к подъему ГНК, т.е. к внедрению нефти в газовую шапку, причем значительную часть этой нефти впоследствии не уда­ется извлечь).



**Рис. 3. Последовательный перенос интервалов перфорации при разработ­ке массивной залежи.**

Коллекторы: 1 - нефтенасыщенные, 2*—*водонасыщенные; 3*-*интервалы перфорации; 4 — изолированные интервалы перфорации; I, II, III — после­довательные этапы перфорации

В условиях применения барьерного заводнения на га­зонефтяных залежах принципиальной направленностью ре­гулирования разработки является создание сплошного водя­ного барьера между нефте- и газонасыщенной частями пласта.

При разработке нефтегазовой залежи на газонапорном режиме (при вытеснении нефти газом за счет опускания ГНК), когда превалирующим видом энергии служит энергия расширяющегося газа газовой шапки, основная цель регулирования заключается в рациональном использовании энергии газа. Осуществляют этот принцип путем регулирования отбо­ров жидкости, попутного газа и оптимального выбора интер­валов перфорации.

При определении принципиального подхода к регулирова­нию разработки газовой залежи исходят из природного ре­жима, при котором происходит ее эксплуатация. В условиях газонапорного режима основная задача регулирования заклю­чается в максимальном снижении непроизводительных по­терь давления в пласте. Для осуществления этого принципа выравнивают давление по объему залежи путем перераспре­деления отбора газа из залежи по отдельным добывающим скважинам.

При упругогазоводонапорном режиме работы газовой за­лежи регулирование разработки направлено на обеспечение равномерного подъема ГВК и продвижения контуров газо­носности, на уменьшение опережающего продвижения воды по более проницаемым прослоям. Реализация этого принципа заключается в воздействии на динамику обводнения скважин путем установления оптимальных уровней отбора по скважи­нам с учетом характера неоднородности пласта. При вытеснении нефти водой на завершающей стадии разработки нефтяных залежей принципиальное значение приобретает регулирование для извлечения нефти, оставшей­ся в малопроницаемых прослоях пластов, в основном обводнившихся.

**Лекция №6Охрана окружающей среды и недр при разработке нефтяных и газовых месторождений.**

***Экологическая характеристика нефтегазодобывающего производства.***

Первой характерной особенностью нефтегазодобывающего производства является повышенная опасность его продукции, т. е. добываемого флюида - нефти и газа. Эта продукция опасна с точки зрения пожароопасноти, для всех живых организмов опасна по химическому составу, гидрофобности, по возможности газа диффундировать через кожу внутрь организма, по абразивности высоконапорных струй. Газ при смешивании с воздухом в определенных пропорциях образует взрывоопасные смеси.

Второй опасностью нефтегазодобывающего производства является то, что оно способно вызывать глубокие преобразования природных объектов земной коры на больших глубинах. В процессе нефтегазодобычи осуществляются широкомасштабные и весьма существенные воздействия на пласты. При снижении пластового давления происходит перераспределение нагрузки - повышаются напряжения в поровом скелете пласта. Эти процессы могут приводить к землетрясениям. Иными словами, нарушается равновесие литосферы, т. е. нарушается геологическая среда. Закачка воды для поддержания пластового давления, особенно с различными химическими реагентами, может приводить к загрязнению водоносных горизонтов, используемых для питьевого водоснабжения. Загрязнение гидросферы происходит при бурении скважин, при аварийных перетоках между пластами и открытом фонтанировании.

Третьей особенностью нефтегазодобывающего производства является то, что практически все его объекты, применяемые материалы, оборудование, техника являются источниками повышенной опасности. Опасны трубопроводы с жидкостями и газами под высоким давлением, все электролинии, токсичны многие химреагенты и материалы.

Четвертой особенностью нефтегазодобывающего производства является то, что для его объектов необходимо изымать из сельскохозяйственного, лесохозяйственного или иного пользования соответствующие участки земли. Нефтегазодобывающее производство требует отвода больших участков земель на строительство объектов добычи нефти, дорог, коммуникаций, трубопроводов, ЛЭП.

Пятой особенностью нефтегазодобывающего производства является огромное количество транспортных средств, особенно автотракторной техники. Вся эта техника, так или иначе загрязняет окружающую среду.

По уровню отрицательного воздействия на окружающую природную среду нефтегазодобывающее производство занимает одно из первых мест среди различных отраслей промышленности. Оно загрязняет практически все сферы окружающей среды - атмосферу, гидросферу, причем не только поверхностные, но и подземные воды, геологическую среду, т. е. всю мощность вскрываемых скважиной пластов в совокупности с насыщающими их флюидами.

Характер воздействия на окружающую среду обусловлен тем, что все технологические процессы нефтегазодобычи - разведка, бурение, добыча, переработка, транспорт - оказывают отрицательное влияние на окружающую среду.

***Охрана водных ресурсов****.*

Природные воды являются одним из объектов нефтяного загрязнения и испытывают техногенное воздействие при разведке и добыче углеводородов. При этом, в первую очередь, происходит снижение качества вод в результате загрязнения нефтью, промысловыми стоками, химреагентами, буровыми растворами. Присутствие нефти и нефтепродуктов в природных водах, превышающее ПДК, сокращает или полностью исключает практическое использование вод.

Случаи нефтяного загрязнения широко распространены во многих промышленно развитых странах, обычно на этот вид приходится 30-40% общего загрязнения подземных вод.

Существенное влияние на загрязнение поверхностных и подземных вод оказывают попутные воды, которые извлекаются из продуктивного пласта вместе с нефтью или газом. Наряду с высоким содержанием солей в этих водах присутствуют токсичные элементы и органические вещества.

Серьезную экологическую проблему составляет утилизация отработанных буровых растворов, объемы которых при проходке скважин могут достигать несколько тысяч кубических метров.

Наибольшую опасность для поверхностных и подземных вод представляют растворы, содержащие соединения хрома, нефть и нефтепродукты, электролиты, а также ПАВ.

***Охрана земель и растительных ресурсов****.*

Глубина просачивания нефти зависит от механического состава почв. В супесчаных и песчаных почвах она превышает 1 м, а в суглинках и глинистых грунтах не достигает 50-70 см.

Реакция почвенно-растительного комплекса на углеводородное загрязнение носит избирательный характер. Ареалы распространения тяжелых фракций нефти приурочены к пониженным элементам рельефа и не образуют сплошных покровов. В почве наблюдается накопление железа, марганца и уменьшается содержание фосфора, калия и магния. Возрастает соотношение между количеством углерода и азота, увеличивается доля нерастворимого осадка в гумусе, что ослабляет стойкость почвенных экосистем к неблагоприятным внешним воздействиям, вызывает существенное изменение их характеристик и снижение плодородия. Кроме того, нефть производит выщелачивание и уменьшает гидролитическую кислотность почв. Особую опасность представляет поступление битуминозных веществ, которые обладают мутагенными и канцерогенными свойствами. Под их влиянием повышается фитотоксичность почвы, приводящая к нарушению физиологических процессов и ухудшению растительной продукции.

Скорость восстановления биопродуктивности нарушенного почвенного комплекса определяется количеством поступившей нефти и объемом рекультивационных работ. Экспериментально доказано, что период восстановления почвенно-растительных ресурсов после загрязнения их нефтью в количестве 12 л/м3 составляет от 10 до 15 лет в зависимости от климатических и ландшафтно-геохимических особенностей территории.

Возобновление древесных пород на месте погибшего фитоценоза практически не наблюдается, а формирующиеся растительные сообщества отличаются объединением видового состава.

С экологических позиций неприемлема ликвидация розливов нефти на поверхности земли путем их сжигания и захоронения. Сжигание нефти, разлитой на почве, сопровождается образованием канцерогенных веществ. При этом не только увеличивается токсичность почв, но и резко снижается их биологическая продуктивность.

***Охрана воздушной среды.***

Рассмотрим основные загрязняющие вещества, оказывающие негативное воздействие на качественный состав атмосферы в процессе добычи и переработки нефти и газа.

Сероводород. Данный газ является наиболее опасным с точки зрения воздействия на живые организмы. Даже при небольшой концентрации сероводород оказывает отравляющее воздействие. Может поступать в атмосферу при разработке газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих в своем составе сероводород.

Сернистый ангидрит SO2 Поступает в атмосферу при сжигании высокосернистых нефтепродуктов. Предприятия нефтяной и нефтеперерабатывающей промышленности на 40 % определяют уровень загрязнения атмосферы этим соединением. Данный компонент оказывает общее токсичное воздействие, нарушает углеводный и белковый обмен. Токсичность сернистого ангидрита возрастает при одновременном воздействие с сероводородом, оксидом углерода, аммиаком и оксидами азота.

Углекислый газ. Может образовываться при бактериальном разложении органического вещества, нефти, бикарбонатов. Диоксид углерода присутствует в нефтяных попутных газах и в газах газовых месторождений.

Диоксид азота NO2. Является одним из главных загрязнителей атмосферы среди азотсодержащих газов. Образование связанного азота происходит в процессе сжигания топлива, причем оксид этого элемента неустойчив в природных условиях и переходит в диоксид при реакции с кислородом воздуха. Диоксид азота оказывает общее токсическое воздействие и поражает при высоких концентрациях центральную нервную систему.

Углеводороды. Поступают в атмосферу под влиянием антропогенной деятельности при испарении и неполном сгорании нефти и нефтепродуктов. Наиболее токсичными из углеводородных газов являются бутан и пентан. При сжигании жидких и твердых топлив выделяются ароматические углеводороды, которые обладают ярко выраженными канцерогенными и мутагенными свойствами. Пары жидких углеводородов тяжелее воздуха и при соединении с ним образуются взрывоопасные смеси, нижний предел воспламенения которых составляет около 1 %.

Синтезированные вторичные продукты горения выпадают на поверхность земли в виде кислотных дождей и представляют реальную опасность для биосферы. Существенный вклад в загрязнение воздушного бассейна вносит нефтяной газ, который сжигается в факелах. Следует учитывать высокую миграционную активность газообразных веществ, которые фиксируются не только у источника загрязнения, но и на значительном удалении от него. Максимальный ареал рассеивания (до 15 км) характерен для углеводородов, аммиака и оксидов углерода; сероводород мигрирует на расстояние 5-10 км, а оксиды азота и серный ангидрит отмечаются в пределах 1-3 км от очага загрязнения. Помимо химического воздействия при сжигании газа происходит и тепловое загрязнение угнетения растительности, а в радиусе 50-100 м - нарушение фонового растительного покрова.

***Охрана недр при разработке 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 нефти), и особенно в водах нефтяных месторождений. Общее количество минерализованных вод и рассолов, добываемых попутно с нефтью, составляет по Российской Федерации около 60 млн м3/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.

Основным видом работ при поисках и разведке месторождений нефти и газа является бурение глубоких скважин, которое оказывает мощное технологическое воздействие как на недра, так и на окружающую природу и приводит к возникновению целого комплекса геоэкологических проблем.

Не допускается строительство скважин вблизи населенных пунктов, школ, детских учреждений, необходимо применять все меры по охране водоемов, лесных насаждений, сельскохозяйственных угодий, культурных ценностей. В зависимости от типа бурящейся скважины на период ее бурения производится отвод земельного участка, согласно техническим нормам, размером от 0,016 до 0,035 км2.

Загрязнителями окружающей среды при бурении скважин являются многочисленные химические реагенты, применяемые для приготовления буровых растворов. Разработаны и внедряются буровые растворы с менее токсичными компонентами, нефть и нефтепродукты, используемые в качестве реагентов для обработки растворов, заменяются кремнийорганическими соединениями.

При бурении поисковых и разведочных скважин происходит нарушение целостности массива горных пород, которое влечет за собой нарушение естественной разобщенности нефтегазоносных и водоносных горизонтов и пластов, а также возможность связи их с атмосферой. В результате такого взаимодействия в водоносные пласты могут попасть углеводороды, а нефтегазоносные пласты могут подвергнуться нежелательному и неконтролируемому обводнению. Межпластовые перетоки могут привести к загрязнению и нанести вред залежам других полезных ископаемых, присутствующих в разрезе месторождения нефти и газа (например калийных солей, пресных или целебных минеральных вод и др.).

К загрязнению поверхности и большим потерям приводит открытое фонтанирование скважин. Особую опасность оно представляет в случае наличия в нефти или газах сероводорода. Весьма опасными являются грифоны, образующиеся в результате прорыва газа по трещинам. Ликвидация последствий открытого фонтанирования — весьма сложная техническая задача. Необходимо не только прекратить фонтанирование воды и газа через усгье, но и исключить возможные перетоки флюидов в открытом стволе или за колонной. Переливающие водой скважины приводят не только к потерям пластовых вод, которые как правило содержат целый комплекс полезных компонентов и часто являются целебными, но и к порче почв и угодий.

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.

Поисково-разведочное бурение должно производиться в строгом соответствии с геолого-техническим нарядом (ГТН), который составляется для каждой скважины до начала ее бурения и является основным документом, которым руководствуются во время работы. В ГТН приводятся интервалы глубин, в которых возможны осложнения в процессе бурения (обвалы ствола скважины, нефтегазопроявления, открытое фонтанирование, грифонообразование и др.) и меры по их предотвращению.

Геолого-техническим нарядом определяется конструкция скважины, которая позволила бы надежно изолировать друг от друга нефте-, газо- и водонасыщенные горизонты, обеспечила бы' герметичность колонны и высокое качество их цементирования.

Поисковые и разведочные скважины, если необходимо приостановить работы по их строительству или исследованию, могут временно консервироваться. К консервации скважин прибегают в том случае, когда из-за невозможности подъехать к буровой или из-за нарушения устья скважины невозможно продолжать бурение, или при получении промышленного притока для ожидания обустройства и ввода в опытную эксплуатацию. Во избежание аварий и осложнений после расконсервации такие скважины необходимо надлежащим образом обработать и оборудовать. Ствол скважины, которую собираются вводить в эксплуатацию после расконсервации, заливают глинистым раствором, который может быть обработан поверхностно-активными веществами, а верхняя часть ствола (до 30 м) заполняется нефтью.

По завершении работ скважины ликвидируются. Ликвидации подлежат следующие категории скважин. Первая — опорные, поисковые, параметрические, разведочные, выполнившие свое назначение и оказавшиеся после бурения непродуктивными. Вторая группа — эксплуатационные, нагнетательные и наблюдательные, пробуренные в неблагоприятных геологических условиях. В третью группу входят скважины, которые не могут использоваться по техническим причинам из-за низкого качества проводки или аварий в процессе бурения. К четвертой группе относятся эксплуатационные скважины, дальнейшее использование которых невозможно или нецелесообразно вследствие полного обводнения или падения дебита ниже предельно рентабельного.

Ликвидация скважин проводится с соблюдением всех норм и требований по охране недр. При ликвидации скважин в интервалах со слабопродуктивными или непродуктивными пластами устанавливают цементные мосты. Высота цементного моста должна быть равна мощности пласта плюс 20 м выше кровли и ниже подошвы пласта. Над кровлей верхнего пласта цементный мост устанавливается на высоту не менее 50 м.

Ствол скважины заливается качественным глинистым раствором, плотность которого позволяет создать на забое давление, превышающее пластовое. При отсутствии в разрезе газовых и газоконденсатных залежей и горизонтов с высоконапорными минерализованными водами разрешается извлечение обсадных колонн.

Для предотвращения загрязнения земель в районе бурящейся скважины нефтью, мазутом, буровым раствором и шламом сооружаются отстойники и амбары и проводится обваловка территории буровой скважины. После завершения строительства скважины все земли, занятые под буровую, и подъездные пути к ней должны быть восстановлены. Накопленные при опробовании нефть и воду закачивают обратно в скважину, грязевые приемники и земляные амбары засыпают, территорию буровой очищают от металлических, бетонных и деревянных предметов и выравнивают, а затем по акту передают соответствующим местным организациям.

Объемы и методика работ по охране окружающей среды при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ контролируются природно-климатическими условиями. На территории Российской Федерации выделены три типа ландшафтно-климатических зон — аридная, гумидная и криогенная.

Криолитозона — зона развития мерзлых пород занимает обширные зоны на севере Тимано-Печорской, Западно-Сибирской и Восточно-Сибирской нефтегазоносных провинций.

Аридная зона развита лишь на крайнем юго-востоке Европейской части Российской Федерации, в основном в пределах Прикаспийской нефтегазоносной провинции.

Гумидная зона развита на значительной площади территорий Северокавказско-Мангышлакской, Западно-Сибирской, Тимано-Печорской, Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Особое внимание следует уделять охране природы при ведении поисково-разведочных работ в криолитозоне. Окружающая среда в зоне развития мерзлых пород наиболее уязвима к проведению таких видов работ, как бурение и испытание скважин, сейсморазведка, строительство и эксплуатация дорог и нефте- и газопроводов. Естественная геоэкологическая обстановка трудно восстанавливается, возможна активизация криогенных геологических процессов (термокарст, пучение, заболачивание), физическая деградация верхних горизонтов много лет немерзлых пород. Для сохранения много лет немерзлых грунтов в зонах работы буровых установок необходимы специальные фундаменты, предусматривающие искусственное охлаждение и сохранение естественного холода в их нижней части, что позволяет предотвратить растаивание мерзлого грунта в основании буровой установки в течение всего периода бурения.

При работах в тундровой зоне основными причинами нарушения почвенного покрова являются вынужденное частичное использование гусеничной техники в бесснежный период и отсутствие специальной транспортной техники с низким давлением на грунт. Ввиду того, что используемая техника приводит к разрушению почвенного покрова тундры, здесь необходим транспорт высокой проходимости на большеобъемных шинах с минимальным давлением на грунт, который практически не вызывает нарушений почвенно-растительного слоя и предохраняет мерзлоту от развития нежелательных криогенных процессов.