Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение

высшего профессионального образования

«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Кафедра разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений

Курсовая работа

по дисциплине «Контроль и регулирование процессов извлечения нефти»

КОНТРОЛЬ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА СКВАЖИНАХ КОТОРОГО ПРИМЕНЯЛАСЬ ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Студент гр. ГР 09-02

(подпись,дата)

Руководитель,

профессор

(подпись, дата)

Уфа 2013

Содержание

Введение………………………………………………………………………….......3

1 Физические основы применения ГРП для увеличения производительности скважин и увеличения нефтеотдачи пластов……………..………..……………..5

2 Техника и технология примененияГРП…………………………..…………….9

3 Результаты проведения ГРП на скважинах в различных геолого-физических условиях залегания нефтяных пластов…………………………………...............16

4 Способы оценки эффективности ГРП…………………………...……………..22

5 Выводы и рекомендации………………………………………………...……....26

Список использованных источников……………………………………………...28

Введение

Успешная разработка нефтяных и газовых месторождений

определяется тем, насколько правильно будет выбрана система разработки.

В процессе разработки возникает необходимость контролировать и

уточнять состояние залежей с учетом новых сведений о геологическом

строении, получаемых при их разбуривании и эксплуатации. Высокая эффективность систем заводнения обусловлена тем, что при помощи закачки воды повышают пластовое давление, в результате чего нефть эффективнее выжимается из порового пространства кэксплуатационным скважинам. Главное преимущество таких систем

заключается в том, что при заводнении повышается интенсивность отбора

нефти из пласта. С другой стороны такие методы поддерживания

пластового давления представляют опасность заводненияпродуктивных

пластов. Может возникнуть такая ситуация, когда закачиваемая вода

«опередит» нефть, продвигаясь по наиболее проницаемым участкам. В этом

случае часть нефти в пласте изолируется в так называемых «целиках», что в

свою очередь затруднит ее извлечение.

Очень важно иметь возможность регулирования процессов

заводнения. Способы регулирования, основанные на изменении дебетов

закачки воды и отбора нефти, требуют информации о текущих изменениях в

пласте. Контроль за заводнением — одна из важнейших и самых сложных

проблем разработки нефтяных месторождений. В настоящее время более

70% нефти добывается из месторождений, которые эксплуатируются с

поддержанием пластового давления путем заводнения. Одним из главных

вопросов рациональной разработки нефтяных месторождений с

естественным упруговодонапорным режимом, а также с применением

законтурного и внутриконтурного заводнений является контроль и

регулирование продвижения контуров нефтеносности. 6

Целью геофизического контроля является получение информации о

состоянии и изменениях, происходящих в продуктивных пластах в процессе

их эксплуатации. При этом под геофизическими методами понимают все

методы, проводимые когда-либо на территории месторождения.

В настоящее время контроль за разработкой развился в отдельное

направление со своей методикой, методами и аппаратурой. Использование

этих методов позволяет решать следующие задачи:

1. Определять положение и наблюдать за продвижением ВНК и ГНК в процессе вытеснения нефти из пласта;

2. Контролировать перемещение фронта нагнетательных вод по пласту;

3. Оценивать коэффициенты текущей и конечной нефтенасыщенности и нефтеотдачи пластов;

4. Изучать отдачу и приемистость (способность пласта принимать закачиваемую воду) скважин;

5. Устанавливать состояние флюидов в стволе скважины;

6. Выявлять места поступления в скважину вод и перетоков нефти и воды в затрубном пространстве;

7. Оценивать техническое состояние эксплуатационных и нагнетательныхскважин;

8. Изучать режим работы технологического оборудования эксплуатационных скважин;

9. Уточнять геологическое строение и запасы нефти.

До конца 40-х годов XX века ВНК изучался преимущественно по

данным электрокаротажа. Это, естественно, накладывало свои ограничения:

исследования проводились только в необсаженных скважинах,

следовательно, геологи получали информацию о первоначальном положении ВНК, начальном контуре нефтеносности, нефтенасыщенности,

интервалах перфорации. Перемещение внутреннего контура нефтеносности

можно было проследить только по появлению воды в эксплуатационных

скважинах. В 50-х годах XX века с внедрением радиоактивного каротажа появилась реальная возможность создавать способы разделения нефтеносных и водоносных коллекторов в обсаженных скважинах. Однако результаты этих методов достоверны только в том случае, если установлено, что вода не поступает в скважину из других пластов вследствие нарушения колонны или тампонажа скважин. При контроле за разработкой основным является различие по нейтронным свойствам минерализованной пластовой воды. Наиболее благоприятные условия существуют на местах с минерализацией пластовой воды более 100 г/л (пласты девона и карбона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ~300 г/л). Хуже обстоит дело при минерализации 20-30 г/л (Зап. Сибирь). В этом случае прибегают к помощи импульсных нейтронных методов (ИННК), которые существенно

повышают чувствительность к нейтронным свойствам пласта.

Наряду со стационарными и импульсными методами при контроле за

разработкой широкое распространение получили методы радио-,

термометрии, акустического каротажа, дебитометрии, а также специальные

методики интерпретации.

**1Основные показатели разработки нефтяных залежей и способы их определения**

До развития методов воздействия на нефтяные пласты с  
целью извлечения из них нефти разработка месторождений осуществлялась за счет расходования природной энергии. Тогда и появилось важное понятие о режимах нефтяных пластов, которые классифицировались по характеру сил, движущих в них нефть.

Наиболее распространенными в практике разработки нефтяных месторождений режимами пластов были: упругий, растворенного газа и газонапорный или газовой шапки.

При упругом режиме нефть вытесняется из пористой среды за счет упругого расширения жидкостей (нефти и воды), а также уменьшения порового объема со снижением пластового давления вследствие деформации горных пород.

Если законтурная область нефтяного пласта имеет выход на дневную поверхность в горах, где пласт постоянно пополняется; водой, или водоносная область нефтяной залежи весьма обширна, а пласт в ней высоко проницаем, то режим такого пласта будет естественным упруговодонапорным.

Извлечение нефти при режиме растворенного газа происходит при падении пластового давления ниже давления насыщения, выделении из нефти растворенного в ней газа в виде пузырьков и их расширении. Режим растворенного газа в чистом виде наблюдается в часто переслаивающихся пластах, где затруднена вертикальная сегрегация газа за счет гравитации. В большинстве же случаев выделяющийся из нефти газ всплывает под действием гравитационных сил, образуя газовую шапку (вторичную). В результате этого в пласте создается газонапорный режим или режим газовой шапки.

Когда же оказываются истощенными и упругая энергия, и энергия выделяющегося из нефти газа, нефть из пласта подействием гравитации стекает на забой, после чего ее извлекают. Такой режим пласта называют гравитационным.

Однако в современной нефтяной промышленности СССР  
преобладающее значение имеет разработка нефтяных месторождений с воздействием на пласт. В этих условиях понятие «режим пласта» не полностью характеризует процесс извлечения нефти из недр. Например, разработка некоторого месторождения осуществляется с применением закачки в пласт в течение определенного времени жидкой двуокиси углерода, а затем воды, продвигающей по пласту закачанную порцию (оторочку) двуокиси углерода. Можно, конечно, говорить, что режим пласта в этом случае искусственно водонапорный. Однако этого слишком мало для описания процесса извлечения нефти. Необходимо учитывать не только режим, но и механизм извлечения  
нефти из пласта, связанный с технологией его разработки.

Чтобы осуществлять разработку месторождений, необходимо обосновать и выбрать не только систему, но и технологию разработки.

Технологией разработки нефтяных месторождений называется совокупность способов, применяемых для извлечения нефти из недр. В данном выше понятии системы разработки в качестве одного из определяющих ее факторов указано наличие или отсутствие воздействия на пласт. От этого фактора зависит необходимость бурения нагнетательных скважин. Технология же разработки пласта не входит в определение системы разработки. При одних и тех же системах можно использовать различные технологии разработки месторождений. Конечно, при проектировании разработки месторождения необходимо

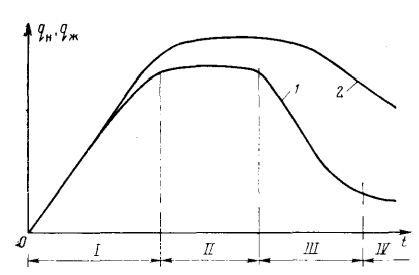


Рисунок 1 - Зависимость qн, qж от t: 1 и 2 - добыча соответственно

нефти qн и жидкости qж

учитывать, какая система лучше соответствует избранной технологии и при какой системе разработки могут быть наиболее легко получены заданные показатели.Разработка каждого нефтяного месторождения характеризуется определенными показателями. Рассмотрим общие показатели, присущие всем технологиям разработки. К ним можно отнести следующие.

1. Добыча нефти из месторождения в процессе его разработки. Как уже отмечалось, процесс разработки нефтяного месторождения можно условно разделить на четыре стадии. На первой стадии (рис. 21), когда происходят разбуривание, обустройство месторождения, ввод скважин и промысловых сооружений (ввод элементов системы разработки) в эксплуатацию, добыча нефти растет, что обусловлено в значительной степени скоростью разбуривания и обустройства месторождения, которая зависит от работы буровых и промыслово-строительных подразделений.Вторая стадия (II, см. рис. 21) характеризуется максимальной добычей нефти. В задании на проектирование разработки месторождения часто указывают именно максимальную добычу  
нефти, год, в котором эта добыча должна быть достигнута, а также продолжительность второй стадии.Третья стадия (III, см. рис. 21) характеризуется резким падением добычи нефти и значительным ростомобводненностипродукции скважин (при заводнении нефтяных пластов). На четвертой стадии (IV, см. рис. 21) наблюдаются сравнительно  
медленное, постепенное падение добычи нефти, высокаяобводненность продукции скважин и неуклонное ее нарастание. Четвертую стадию называют поздней или завершающей стадией разработки. Отметим еще раз, что описанная картина изменениядобычи нефти из месторождения в процессе его разработки будет происходить естественно в том случае, когда технологияразработки месторождения и, может быть, система разработки

останутся неизменными во времени. В связи с развитием методов повышения нефтеотдачи пластов на какой-то стадии разработки месторождения, скорее всего на третьей или четвертой,может быть применена новая технология извлечения нефти изнедр, вследствие чего снова будет расти добыча нефти из месторождения.

2. Темп разработки месторождений z(t), изменяющийся во

времени t, равный отношению текущей добычи нефти qн(t) к

извлекаемым запасам месторождения:

Если извлекаемые запасы нефти месторождения остаются неизменными в процессе его разработки, то изменение во времени темпа разработки месторождения происходит аналогично изменению добычи нефти и проходит те же стадии, что и добыча нефти. Разработка месторождения, начавшись в момент времени t = 0, заканчивается в момент tк, к которому из пласта будут добыты все извлекаемые запасы нефти N. Тогда

При расчетах добычи нефти z(t) можно представлять аналитическими функциями. Поэтому для удобства интегрирования можно полагать, что

поскольку z(t) = 0 при tk≤ t ˂ ∞

Можно получить связь между темпом разработки месторож-

дения в целом, параметром Nэ кр, темпом разработки элемента

системы zэ (τ)и скоростью ввода элементов системы в эксплуатацию w(t). Используя (1.11) и (1.21), получим

Темп разработки нефтяного месторождения можно представить также в виде отношения текущей добычи нефти qн(t) кгеологическим запасам нефти G месторождения. Имеется следующая связь между извлекаемыми и геологическими запасами нефти:

Где – конечная нефтеотдача.

Используя (1.25), можно найти темп разработки месторождения, определяемый как

.



Рисунок 2 – Зависимостьтемпов разработки месторождений z(t) и φ(t) от времени: 1 и 2 – темпы разработки соответственно от остаточных запасов нефти и φ(t) и от начальных ее запасов z(t)

Используя (1.21), (1.25) и (1.26), получим

Наконец, есть понятие о темпе разработки, определяемомкак отношение текущей добычи нефти qн(t) к остаточным (извлекаемым) запасам нефти Nост(t) месторождения, т. е.

Для Nост(t)имеем следующее выражение:

Продифференцируем выражение (1.28) с учетом (1.29). Имеем

Если зависимость z=z(t) выразить аналитически, то, подставивее в (1.31), получим φ=φ(t).

3. Добыча жидкости из месторождения. При разработке нефтяных месторождений вместе с нефтью и газом из пласта добывается вода. При этом можно рассматривать нефть вместес растворенным в ней газом или дегазированную нефть. Добыча жидкости — это суммарная добыча нефти и воды. Нарис. 21 показано изменение в процессе разработки месторождения с применением заводнения добычи нефти qн и жидкостиqж = qн+qв. Как видно из этого рисунка,добыча жидкости всегда превышает добычу нефти. На третьей и четвертой стадиях из месторождения обычно добывается количество жидкости, в несколько раз превышающее количество добываемой нефти.

4. Нефтеотдача — отношение количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Различают текущую и конечную нефтеотдачу. Подтекущейнефтеотдачей понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к первоначальным ее запасам. Конечнаянефтеотдача — отношение количества добытой нефти к первоначальным ее запасам в конце разработки пласта. Вместо термина «нефтеотдача» употребляютттакже термин «коэффициент нефтеотдачи». Уже из данного выше определения текущей нефтеотдачи следует, что она переменна во времени и возрастает по мере увеличения количества извлеченной из пласта нефти. Поэтому термин «коэффициент нефтеотдачи» можно применять по отношению к конечнойнефтеотдаче.

Текущуюнефтеотдачу обычно представляют зависящей отразличных факторов — количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объему пор пласта, отношения количества извлеченной из пласта жидкости к объему пор пласта, обводненности продукции и просто от времени. На рис. 23 показан типичный вид зависимости нефтеотдачи от времени t. Если tk — момент окончания разработки пласта,то ηk — конечнаянефтеотдача. Можно говорить о нефтеотдаче не только какого-то одного



Рисунок 3 - Зависимость текущейнефтеотдачи η от вре-

мени t

пласта, объекта, месторождения, но и о средней нефтеотдаче по группе месторождений, некоторому геологическому комплексу, нефтедобывающему региону и по стране в целом, понимая под текущей нефтеотдачей отношение количества извлеченной из пласта нефти в данный момент времени к первоначальным ее геологическим запасам вгруппе месторождений, комплексе, регионе или в стране и под конечной нефтеотдачей — отношение извлеченной изпласта нефти в конце разработки к геологическим запасам.

Нефтеотдача вообще зависит от многих факторов. Обычновыделяют факторы, связанные с самим механизмом извлечениянефти из пластов, и факторы, характеризующие полноту вовлечения пласта в целом в разработку. Поэтому нефтеотдачу ипредставляют в виде следующего произведения:

Где η1 - коэффициент вытеснения нефти из пласта; η2 - коэффициент охвата пласта разработкой. Учитывая сказанное, следует помнить, что для текущейнефтеотдачи коэффициент вытеснения — величина, переменная во времени. Произведенисправедливо для всех процессов разработки нефтяных месторождений. Впервые это представление было введено А. П. Крыловым при рассмотрении нефтеотдачи пластов при их разработке с применением заводнения.Величина η1 равна отношению количества извлеченной из пласта нефти к запасам нефти, первоначально находившимся в части пласта, вовлеченной в разработку. Величина η2равна отношению запасов нефти, вовлеченных в разработку, к общимгеологическим запасам нефти в пласте.

Конечнаянефтеотдача определяется не только возможностями технологии разработки нефтяных месторождений, но и экономическими условиями. Если даже некоторая технология позволяет достичь значительно более высокой конечной нефтеотдачи, чем существующая, это может быть невыгодно по эко-

номическим причинам.

5. Добыча газа из нефтяного месторождения в процессе егоразработки. Эта величина при разработке месторождений наестественных режимах или при воздействии на пласт зависитот содержания газа в пластовой нефти, подвижности газа относительно подвижности нефти в пласте, отношения пластовогодавления к давлению насыщения, системы разработки нефтяного месторождения. В процессе поддержания пластового давления выше давления насыщения путем заводнения пластакривая изменения добычи газа во времени будет подобна кривой добычи нефти. В случае же разработки нефтяного месторождения без воздействия на пласт, т. е. с падением пластовогодавления, после того как средневзвешенное пластовое давление р станет меньше давления насыщения рнас, насыщенностьпласта газовой фазой существенно увеличивается и добыча газа резко возрастает.Для характеристики добычи нефти и газа из скважин употребляют понятие о газовом факторе, т. е. отношение объема добываемого из скважины газа, приведенного к стан-

дартным условиям, к добыче в единицу времени дегазированной нефти. В принципе понятие о среднем газовом фактореможно использовать в качестве технологической характеристики разработки нефтяного месторождения в целом. Тогда средний газовый фактор равен отношению текущей добычи

газа к текущей добыче нефти из месторождения.

6. Расход нагнетаемых в пласт веществ и их извлечениевместе с нефтью и газом. При осуществлении различных технологических процессов извлечения нефти и газа из недр в пластзакачиваются обычная вода, вода с добавками химических ре агентов, горячая вода или пар, углеводородные газы, воздух,

двуокись углерода и другие вещества. Расход этих веществ может изменяться в процессе разработки месторождения. Эти вещества могут добываться из пласта вместе с нефтью, и их темпизвлечения также относится к числу технологических показателей.

7. Распределение давления в пласте. В процессе разработки

нефтяного месторождения давление в пласте изменяется по сравнению с первоначальным. При этом на отдельных участках пласта оно, естественно, будет различным. Так, вблизи нагнетательных скважин давление повышенное, а вблизи добывающих скважин — пониженное (воронки депрессии). Поэтому, говоря о пластовом давлении, обычно подразумевают средневзвешенное по площади или объему пластовое давление.

8. Давление ру на устье добывающих скважин. Это давлениезадается исходя из требований обеспечения сбора и транспорта по трубам добываемых из пласта нефти, газа и воды от устья скважин к нефтепромысловым установкам по сепарации газа, обезвоживанию и обессоливанию нефти.

9. Распределение скважин по способам подъема жидкости сзабоя на дневную поверхность. Проницаемость нефтяных пластов вследствие их неоднородности различна на отдельных участках месторождений. Это различие усугубляется условиями вскрытия нефтяных пластов при бурении скважин, их крепленияи освоения. В результате продуктивность отдельных скважин, пробуренных на месторождении, оказывается резко различной. Тогда при одном и том же перепаде давлений Δрс=pн—pс и одинаковом устьевом давлении рув добывающих скважинах дебиты их будут различными или же равные дебиты скважин могут быть получены при различных забойных давлениях. Указанные обстоятельства приводят к применению в скважинах различных способов подъема добываемых из пласта веществ на дневную поверхность. Так, при высокой продуктивности (высоком забойном давлении) и небольшой обводненности продукции скважины могут фонтанировать, при меньшей продуктивности могут понадобиться механизированные способы подъема жид-

кости с забоя. Зная распределение коэффициентов продуктивности добывающих скважин и области эффективного применения различных способов эксплуатации, можно найти вероятностное статистическое распределение скважин месторождения по способам подъема жидкости из недр.

10. Пластовая температура. В процессе разработки нефтяныхместорождений пластовая температура изменяется в связи с дроссельными эффектами, наблюдающимися при движении жидкостей и газов в призабойныхзонах скважин; закачкой в пласты воды с температурой, отличающейся от пластовой; вводом в пласт теплоносителей или осуществлением внутрипластового горения. Таким образом, начальная температура пласта, являясь природным фактором, может быть изменена в процессе разработки и стать, как и пластовое давление, показателем разработки. При проектировании процессов разработки нефтяных месторождений, проведение которых связано со значительным изменением пластовой температуры, необходимо рассчитывать распределение температуры в пласте в целом или в элементе си-

стемы разработки. Важно также прогнозировать изменение температуры вблизи забоев нагнетательных и добывающих скважин, а также в других пластах, соседних с разрабатываемым. Помимо описанных основных показателей разработки при осуществлении различных технологий извлечения нефти из недр определяют также особые показатели, свойственные данной тех-

нологии. Например, при вытеснении нефти из пластов водными растворами поверхностно-активных веществ, полимеров или двуокисью углерода необходимо количественно прогнозировать сорбцию и связанную с ней скорость движения в пласте реагентов. При использовании влажного внутрипластового горения —определять водовоздушное отношение, скорость продвижения по пласту фронта горения и т. д. Необходимо подчеркнуть, что все показатели, присущие данной технологии извлечения нефти из недр при данной системе разработки нефтяного месторождения, взаимосвязаны. Нельзя,

например, произвольно задавать перепады давления, пластовое давление, добычу жидкости и расход закачиваемых в пласт веществ. Изменение одних показателей может повлечь за собой изменение других. Взаимосвязь показателей разработки следует учитывать в расчетной модели разработки нефтяного месторождения, и если одни из показателей заданы, то другие должны быть рассчитаны.