

Содержание

Введение.....	
1. Основные понятия о призабойной зоне пласта. Причины, приводящие к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин.....	
2. Основные направления и методы повышения нефтеотдачи и стимуляции добычи нефти. Методы повышения нефтеотдачи.....	
3. Технологическая эффективность методов интенсификации добычи нефти и методов повышения нефтеотдачи по данным гидродинамических исследований скважин и пластов.....	
4. Интенсификация добычи нефти. Классификация технологий интенсификации добычи нефти.....	
5. Причины применения методов интенсификации добычи нефти.....	
Заключение.....	
Список использованной литературы.....	

Введение

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтевытесняющего агента по промытым прослоям и зонам продуктивного пласта и поступления в добывающие скважины.

В настоящее время достаточно хорошо известно большое количество методов увеличения коэффициента охвата пласта воздействием, таких как закачка загущенной полимерами воды, пены, периодическая закачка в пласт реагентов, понижающих проницаемость отдельных высокопроницаемых промытых вытесняющим агентом пропластков, силикатно-щелочных растворов, полимердисперсных систем, а также разнообразных гелеобразующих в пластовых условиях композиций химреагентов.

Цель работы заключается в закреплении теоретических знаний и умений по дисциплине.

Для выполнения поставленной цели необходимо решить задачи:

- рассмотреть основные понятия о призабойной зоне пласта; причины, приводящие к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин;
- определить основные направления и методы повышения нефтеотдачи и стимуляции добычи нефти, методы повышения нефтеотдачи;
- охарактеризовать технологическую эффективность методов интенсификации добычи нефти и методов повышения нефтеотдачи по данным гидродинамических исследований скважин и пластов;
- рассмотреть интенсификацию добычи нефти, классификация технологий интенсификации добычи нефти;
- рассмотреть причины применения методов интенсификации добычи нефти.

Основные понятия о призабойной зоне пласта. Причины, приводящие к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин

Информация о состоянии ПЗП имеет важное значение не только для регулирования процесса разработки месторождения, но и для создания новых эффективных способов обработки ПЗП с целью повышения проницаемости пласта. Одним из главных условий, влияющих на добычные возможности скважин, является качество вскрытия продуктивного пласта. Завышение скорости спуска бурового инструмента в скважину при вскрытии продуктивного пласта часто приводит к гидроразрыву пласта, образованию или раскрытию трещин коллектора и фильтрации промывочной жидкости в эти трещины.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит и при эксплуатации скважин по различным причинам: глушение скважин перед подземным ремонтом некондиционными растворами или водой с повышенным содержанием механических примесей; несоблюдение технологии проведения различных ГТМ; несвоевременное и некачественное освоение скважин после проведения ГТМ; отложение смолотарафиновых соединений; химическую и биологическую кольматацию; закачку в пласт воды при заводнении с повышением допустимых норм по механическим примесям (30мг/л) и т.д.

Степень восстановления проницаемости ПЗП зависит от времени с момента остановки скважины до ее освоения. С увеличением этого времени полнота восстановления проницаемости снижается. Отсюда следует, что необходимо до минимума сокращать время с момента завершения работ по обработке ПЗП или других ГТМ, связанных с глушением скважины до освоения и ввода их в эксплуатацию [2].

Существенное снижение относительного коэффициента фильтрации происходит при снижении температуры, особенно это наблюдается при температуре, равной или ниже температуры насыщения нефти парафином. При этом в зависимости от проницаемости породы, происходит частичная или полная закупорка поровых каналов смолопарафиновыми отложениями.

Факторы снижающие гидропроводность ПЗП: гидромеханические, термохимические, биологические [6].

Гидромеханические – в большей степени проявляются в нагнетательных скважинах. Они основаны на гидромеханическом загрязнении фильтрующей поверхности ПЗП механическими примесями и углеводородными соединениями, содержащимися в закачиваемой в пласт воде.

К термохимической относятся нерастворимые осадки, которые образуются при смешивании пресной и пластовой воды. При этом может наблюдаться образование неорганических солей, гипса, выпадение кристаллов парафина и на их основе – возникновение АСПО. К термической группе факторов снижения проницаемости ПЗП относится выпадение нерастворимых в кислотных растворах солей, гидрата окиси железа, сульфидных и силикатных соединений.

Биологические - загрязнение ПЗП продуктами жизнедеятельности организмов и бактерий. При заводнении нефтяных пластов водами, содержащими сульфатосоединения, возможно заражение скважин сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ). Появление их в пласте не только ухудшает проницаемость продуктивных пластов, но и отрицательно сказывается на технологических процессах добычи нефти, т.к. при этом в добываемой нефти появляется сероводород, вследствие чего усиливается коррозия промыслового оборудования, ухудшается качество нефти. Сюда же можно отнести загрязнения ПЗП биомассой, приносимой из закачиваемой воды, взятой из водоемов с активно развитыми биогенными процессами.

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и ее последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесие механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважины при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора

или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти [5].

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит и при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения в нее рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Приемистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, илом, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате протекания подобных процессов возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Основные направления и методы повышения нефтеотдачи и стимуляции добычи нефти, методы повышения нефтеотдачи

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну - две причины, влияющие на состояние остаточных запасов. Рассмотрим эти методы.

I. Тепловые методы: паротепловое воздействие на пласт; внутрипластовое горение; вытеснение нефти горячей водой; пароциклические обработки скважин.

II. Газовые методы: закачка воздуха в пласт; воздействие на пласт углеводородным газом; воздействие на пласт двуокисью углерода; воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.

III. Химические методы: вытеснение нефти водными растворами ПАВ; вытеснение нефти растворами полимеров; вытеснение нефти щелочными

растворами; вытеснение нефти кислотами; вытеснение нефти композициями химических реагентов; микробиологическое воздействие.

IV. Гидродинамические методы: интегрированные технологии; вовлечение в разработку недренируемых запасов; барьерное заводнение на газонефтяных залежах; нестационарное (циклическое) заводнение; форсированный отбор жидкости; ступенчато-термальное заводнение.

V. Группа комбинированных методов. С точки зрения воздействия на пластовую систему в большинстве случаев реализуется именно комбинированный принцип воздействия, при котором сочетаются гидродинамический и тепловой методы, гидродинамический и физико-химический методы, тепловой и физико-химический методы и так далее.

VI. Методы увеличения дебита скважин. Отдельно следует сказать о так называемых физических методах увеличения дебита скважин. Объединять их с методами увеличения нефтеотдачи не совсем правильно из-за того, что использование методов увеличения нефтеотдачи характеризуется увеличенным потенциалом вытесняющего агента, а в физических методах потенциал вытесняющего нефть агента реализуется за счет использования естественной энергии пласта.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах на сегодняшний день считается неудовлетворительной, притом, что потребление нефтепродуктов во всем мире растет из года в год.

Технологическая эффективность является одним из основных показателей, определяющих целесообразность его проведения и характеризуется дополнительной добычей нефти при проведении мероприятия. Технологическая эффективность определялась путем сравнения фактических показателей с расчетными (базовыми), характерными для условий эксплуатации скважины до проведения ГТМ [3].

Расчет базовых показателей разработки проводился по трем категориям моделей: по кривым падения; по характеристикам вытеснения; метод «вывод из бездействия».

Если средняя обводненность продукции на базовом интервале (интервал настройки) не превышала 50 %, то выбирался тип модели кривые падения, при обводненности более 50 % – характеристики вытеснения, наконец, при продолжительном простое скважины (более 3 лет) или в случае 3-месячного простоя в интервале настройки, тип модели определялся как вывод из бездействия.

Базовый дебит жидкости определялся в зависимости от вида мероприятия. При расчете эффективности от проведения работ по оптимизации насосного оборудования скважины, запуска скважин из простоя выбирался средний дебит за базовый интервал настройки модели.

Интенсификация добычи нефти. Классификация технологий интенсификации добычи нефти

Интенсификация – увеличение темпа добычи нефти. МИДН – инструменты (технологические), которые могут привести к интенсификации добычи нефти. Показатели интенсификации – накопленная добыча, КИН. Определить, были ли применяемые методы интенсифицирующими или МУНами, можно только по факту [1].

Интенсификация добычи нефти происходит в результате воздействия на околоскважинную зону пласта; и вследствие воздействия на удаленные зоны пласта или невовлеченные ранее в разработку области.

Уравнение Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c} + c}$$

Классификация технологий воздействия на залежь.

Воздействие на определенные параметры пласта и флюида: на проницаемость k – СКО, на забойное давление – отбор, на вязкость – тепловые методы, закачка растворителей, на радиус контура питания R_k – дополнительное разбуривание, зарезка боковых стволов, на радиус скважины (приведенный) – перфорация, радиальное бурение

Группы технологий воздействия на залежь:

1) *механические методы воздействия*: ГРП, зарезка/бурение боковых стволов, глубокопроникающая перфорация (гидропескоструйная, щелевая, радиальное бурение и т.д.).

Влияние на околоскважинную зону: проницаемость – слабо, вязкость – непосредственно нет (но перераспределяется давление, выделяется газ, вязкость повышается), забойное давление – чаще всего нет, радиус контура питания – меняется, радиус скважины – да, скин-фактор – да.

2) *физико-химические методы*: кислотные обработки (терригенный коллектор – глиняная кислота, карбонатный - ско, муравьиная, уксусная, сульфаминовая), воздействие растворителями, как нефте- так и водорастворимыми, обработка раствором ПАВ, закачка ингибиторов

отложения веществ, воздействие на пласт растворами полимеров, закачка эмульсий, суспензий и т.д.

Влияние на околоскважинную зону: проницаемость – да (на фазовую – химические вещества, на общую – кислоты), вязкость – да, забойное давление – технологии, которые перераспределяют фильтрационные потоки (полимерная корка убралась – новые зоны разработки), радиус скважины приведенный – да.

3) *термические методы*: электропрогрев пласта, паротепловые обработки, нагнетание пара, закачка горячей воды, внутрискважинное горение, импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ).

Влияние на: вязкость, скважинное давление – если непрерывная закачка воды, проницаемость – в некоторой степени.

4) *Газовые методы*: закачка УВ газов, не УВ газов – CO₂, N₂, СО, дымовые газы, закачка пен, водогазовое воздействие.

Влияние на: вязкость – да, проницаемость – в некоторой степени.

5) *Волновые методы*: создание переменных по амплитуде депрессий, вибрационное и сейсмическое воздействие, имплозионное воздействие (взрыв «вовнутрь»), гравитационно-волновое, взрывное.

Влияние на: проницаемость – да, вязкость – при сейсмическом и вибрационном воздействии может снизиться.

6) *Уточнение системы разработки*: уплотнение сетки скважин, работа с объектами разработки (разукрупнение объектов), Влияет на контур питания, перераспределение давления (в основном, на контуре),

7) *Биологические методы*: продукты жизнедеятельности – биополимеры, газы (метан, СО, азот), кислоты. Влияет на – проницаемость, вязкость, давление (перераспределение на микроуровне).

8) *Комплексные*: термокислотная обработка, термогазохимическое воздействие, электрогидравлическое воздействие, внутрискважинное окисление легких УВ, реперфорация скважин в кислотных растворах, растворах ПАВ, направленное кислотное воздействие в сочетании с гидropескоструйной перфорацией, газодинамический и кислотный разрывы пласта.

Причины применения методов интенсификации добычи нефти

Причины применения методов интенсификации – увеличение дебита скважин, переход в экономически оправданную добычу, уменьшение срока разработки месторождения без существенных потерь в нефтеотдачи и т.п.

Коэффициент нефтеотдачи представляет собой долю извлекаемых запасов от геологических. Характеризуется следующим соотношением [4]:

$$\eta = \eta_{\text{выт}} \eta_{\text{охв}}$$

$$\eta_{\text{охв}} = \eta_{\text{сет}} \eta_{\text{разр}}$$

где $\eta_{\text{выт}}$ - коэффициент вытеснения. Зависит от физико-химических свойств породы, нефти и вытесняющего агента;

$\eta_{\text{охв}}$ - коэффициент охвата заводнением по объему пласта;

$\eta_{\text{сет}}$ – коэффициент охвата пласта сеткой скважин по площади. Зависит от плотности сетки скважин, от соотношения и расположения нагнетательных и добывающих скважин;

$\eta_{\text{разр}}$ - коэффициент охвата заводнением по разрезу пласта. Зависит от степени неоднородности пласта по разрезу.

Различные методы увеличения нефтеотдачи и методы интенсификации добычи тем или иным образом воздействуют на данные коэффициенты, что, в конечном счете, может изменить нефтеотдачу пласта.

На первых стадиях разведки интенсифицируются высокопродуктивные скв (их продуктивность может увеличиться в 1.5-3 раза). Малопродуктивные интенсифицируются после ухудшений условий эксплуатации высокопродуктивных (обводнение).

Заключение

В процессе выполнения работы была достигнута ее основная цель, которая заключалась в закреплении теоретических знаний и умений по дисциплине. Для выполнения поставленной цели были решены задачи:

- рассмотрены основные понятия о призабойной зоне пласта; причины, приводящие к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта добывающих и нагнетательных скважин;
- определены основные направления и методы повышения нефтеотдачи и стимуляции добычи нефти, методы повышения нефтеотдачи;

- охарактеризована технологическая эффективность методов интенсификации добычи нефти и методов повышения нефтеотдачи по данным гидродинамических исследований скважин и пластов;
- рассмотрена интенсификация добычи нефти, классификация технологий интенсификации добычи нефти;
- рассмотрены причины применения методов интенсификации добычи нефти.

Одним из главных условий, влияющих на добывные возможности скважин, является качество вскрытия продуктивного пласта. Факторы снижающие гидропроводность ПЗП: гидромеханические, термохимические, биологические. Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на 1-2 причины, влияющие на состояние остаточных запасов.

Технологическая эффективность является одним из основных показателей, определяющих целесообразность его проведения и характеризуется дополнительной добычей нефти при проведении мероприятия. Интенсификация – увеличение темпа добычи нефти. МИДН – инструменты, которые могут привести к интенсификации добычи нефти.

Причины применения методов интенсификации – увеличение дебита скважин, переход в экономически оправданную добычу, уменьшение срока разработки месторождения без существенных потерь в нефтеотдаче и т.п.

Список использованной литературы

1. Давыдов, Б. Сервисное обслуживание нефтегазового комплекса в условиях глобальной конкуренции / Б. Давыдов, А. Кошелева. // Экономист. - 2014. - 247 с.
2. Елкин, С. В. Инженерно-техническое творчество в нефтегазовой отрасли / С.В. Елкин, Д.А. Гаврилов. - М.: Центр стратегической конъюнктуры, 2014. - 368 с.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. - 3-е изд., испр.и доп. - Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис». 2014 - 528 с.
4. Кудимов В.И. / Основы нефтегазового дела. - Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований; НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Удмуртский госуниверситет, 2015. - 720 с.
5. Моисеев, В.А. Композит-каталог. Оборудование, материалы и услуги для нефтегазовой промышленности / ред. О.М. Дукарский, В.А. Моисеев, Л.К. Сафронов. - М.: Компомаш-ТЭК, 2014. - 1417 с.

6. Тетельмин, В.В. Нефтегазовое дело. Полный курс / В.В. Тетельмин. - М.: Интеллект, 2014. – 315 с.