

**Государственное бюджетное общеобразовательное учреждение
Средняя общеобразовательная школа № 189 «Шанс»
Центрального района Санкт-Петербурга
(ГБОУ СОШ № 189 «Шанс» Санкт-Петербурга)**



**Исследовательская работа
«Методы интенсификации добычи нефти»**

Авторы:

Петров Павел, Исмаилов Сирадж, Яковлев Денис, 10 «А» класс,

Руководитель:

Козикова Лариса Валентиновна, учитель математики ГБОУ СОШ №189
«Шанс»

2015г

г. Санкт-Петербург

Пояснительная записка

Конкурс «Умножая таланты» – это конкурс мини проектов по актуальным для нефтегазового сектора тематикам, в котором участвуют команды из трех человек. Задания для проектных работ составлены таким образом, чтобы участники, опираясь на знания, полученные в рамках школьной программы, смогли предложить эффективное решение поставленной проблемы. Турнир для школьников «Умножая таланты» проводится в рамках программы социальных инвестиций «Родные города» компании «Газпром нефть».

Цель турнира - выявление и развитие талантливой молодежи, популяризация науки и помощь учащимся в определении будущей профессии.

Задачи турнира «Умножая таланты» - развитие у учащихся научно-исследовательских навыков, структурного мышления, навыков работы в команде, а также практики применения знаний, полученных в школе.

За основу заданий взяты конкретные проблемы нефтегазовой отрасли. Участникам предложен кейс, в котором поставлены проблемы, необходимо изучить проблему и предложить решение на основании проведенного мини-исследования, в том числе обзор существующих практик. Ученикам 10-11-х классов помимо качественной оценки предложенного решения, необходимо произвести расчеты и дать количественную оценку ключевых параметров исследования. Решение необходимо представить на 10-15 страницах.

ЗАДАНИЕ

Старшая секция. Вариант 4

Поддержание пластового давления, интенсификация добычи

10 кл.

Дата: 17 октября 2015 года.

Мероприятие: инспекция буровых на месторождении Щедрое. Принять меры по поддержанию высоких уровней добычи на месторождении. Подготовить доклад для комиссии по интенсификации.

Нагнетательная скважина используется при добыче для закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления, от которого зависит режим работы добывающих скважин. В процессе эксплуатации нефтяной залежи была пробурена и введена в работу нагнетательная скважина. Но ее работа никак не отразилась на притоке нефти в добывающих скважинах месторождения.

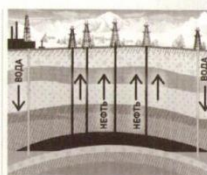


Рисунок А. Использование нагнетательных скважин для поддержания пластового давления

1. Исследовать сложившуюся ситуацию:

- Описать принцип применения нагнетательных скважин.
 - Рассмотреть все возможные геологические, технологические причины описанного явления (отсутствие влияния нагнетательной скважины на приток нефти).
 - Предложить возможные варианты решения проблемы.
- [Ответ на вопрос исследовательской части должен быть развернутым.]

2. Оценить время прихода воды от нагнетательной в добывающую скважину, если расстояние между ними составляет 500 м, на протяжении которых фильтрационно-емкостные параметры пласта и мощность остаются постоянными ($K_{\text{проницаемости}} = 0,2$, $K_{\text{емкостности}} = 100 \text{ мД} = 1 \cdot 10^{-13} \text{ м}^3$, $\text{Нэфф} = 10 \text{ м}$). При исследовании пластовое давление оценивается в 10 МПа, а забойное – в 35 МПа.

Для расчета необходимо использовать линейный закон Дарси:

$$Q = [K_{\text{пр}} \cdot S / \mu] \cdot (\Delta P / L),$$

где:

- Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м³/сек;
- ΔP – перепад давления, Па;
- L – расстояние между скважинами, м;
- μ – абсолютная вязкость жидкости, Па*сек
(для воды взять справочную информацию);
- $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, м²

$$S = H_{\text{эф}} \cdot F, \text{ м}^2$$

3. Современем запасы на любом месторождении начинают истощаться. Это приводит к новым задачам в добыче нефти. Недалеко от месторождения Щедрое находится месторождение Древнее, запущенное в эксплуатацию много лет назад и находящееся на стадии падения добычи. Геологические запасы на месторождении были оценены с использованием объемного метода подсчета и составили 140 млн тонн. На первом этапе разработки месторождения начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти оценивались в 42 млн тонн. Однако после применения методов увеличения нефтеотдачи НИЗ увеличились на 30 %.

- Оценить, как изменился коэффициент извлечения нефти (КИН).
- Рассказать о методах, которые необходимо применять при падении добычи нефти. Указать, на знаниях каких естественнонаучных дисциплин основываются различные методики увеличения нефтеотдачи на месторождении.

Задание 1

1.1 Принцип применения нагнетательных скважин.

Нагнетательная скважина – предназначена для закачки в продуктивные пласты воды, газа, теплоносителей, а также воздушной или парокислородно-воздушной смеси и др.

Используются нагнетательные скважины при разработке нефтяных (нефтегазовых) месторождений (см. Заводнение) и газоконденсатных (см. Сайклинг-процесс) с целью поддержания пластового давления и регулирования темпов отбора полезных ископаемых; посредством нагнетательных скважин осуществляется подача в нефтяные пласты рабочих агентов, способствующих более полному вытеснению нефти, обеспечивающих внутрислоевогорение и др.

Нагнетательные скважины применяются также при подземном хранении газа (см. Газовое хранилище), разработке угольных месторождений способом подземной газификации (см. Газификация углей), осушении обводнённых месторождений твёрдых полезных ископаемых с целью интенсификации дренажа водоносных пород (см. Дренаж, Осушение), определении фильтрационных свойств горных пород. Конструкция нагнетательных скважин выбирается в зависимости от назначения скважины, глубины и др. В устойчивых горных породах забой скважины оставляют необсаженным, в неустойчивых – спускают обсадную колонну (призабойную зону перфорируют). Устье скважины оборудуют задвижками и манометром, в скважину опускают насосно-компрессорные трубы (до кровли поглощающего пласта). Герметичность нагнетательных скважин обеспечивается цементацией заколонного пространства от забоя до устья, а в случае необходимости – применением пакеров. Основная рабочая характеристика нагнетательных скважин – приемистость скважины. Контроль работы, а также технического состояния нагнетательных скважин осуществляется методами термометрии, расходомерии, шумомерии и др.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях переноса нагнетания, создания дополнительных и развития существующих линий разрезания, организации очагового заводнения могут переводиться добывающие

скважины. Конструкция этих скважин в совокупности с применяемым оборудованием должны обеспечить безопасность процесса нагнетания, соблюдение требований по охране недр..."

1.2 Причины неисправности нагнетательных скважин.

Нормальная работа добывающих или нагнетательных скважин нарушается по различным причинам, что приводит либо к полному прекращению работы скважины, либо к существенному уменьшению ее дебита. Причины прекращения или снижения добычи могут быть самые разнообразные, связанные с выходом из строя подземного или наземного оборудования, с изменениями пластовых условий, с прекращением подачи электроэнергии или газа для газлифтных скважин, с прекращением откачки и транспортировки жидкости на поверхности и пр. Частота ремонта скважин и относительная длительность их работы оцениваются определенными показателями, характеризующими состояние организации и технологии добычи нефти на данном нефтедобывающем предприятии наряду с другими технико-экономическими показателями.

Относительная длительность работы скважин оценивается коэффициентом эксплуатации $K_{э}$, который представляет собой отношение суммарного времени работы данной скважины T_i в сутках к общему календарному времени T_{ki} анализируемого периода (год, квартал, месяц). Таким образом.

$$K_{э} = \frac{T_i}{T_{ki}}$$

Рисунок 1. Относительная длительность работы скважин.

Причины отсутствия притока и приемистости коллекторов при заводнении многопластовых месторождений, безусловно, сложны и разнообразны. Это может быть закупорка пор глинистыми частицами и другими примесями в процессе бурения и фильтрации нагнетаемой воды, сжатие пород под действием горного давления на стенках скважины, выпадение парафина и асфальтосмолистых веществ в цементированных коллекторах при фильтрации нефти, структурномеханические свойства нефти и др. Большая группа специалистов считает, что основной причиной, вызывающей неполный охват заводнением, является неньютоновская характеристика нефти.

Теоретические и экспериментальные исследования показывают, что предельный градиент давления сдвига для одной и той же нефти больше в малопроницаемых коллекторах по сравнению с высокопроницаемыми и поэтому для обеспечения фильтрации в менее проницаемых коллекторах нужно создавать более высокие градиенты давления.

Такое представление о процессе позволяет объяснить отсутствие притока нефти в разрезе эксплуатационных скважин, но оно недостаточно для объяснения неполного охвата заводнением мощности в нагнетательных скважинах, особенно размещенных в законтурной зоне.

По данным ряда исследователей техническая вода, используемая для заводнения, не может длительно фильтроваться через стенки нагнетательных скважин, так как образовавшаяся пленка из механических примесей быстро разобщает ствол скважины и пласт.

Исходя из такой концепции, подключение и отключение мощностей, принимающих воду в нагнетательных скважинах, не может быть объяснено только преодолением градиента сдвига для нефти, поскольку в процессе эксплуатации нагнетательных скважин со временем связь ствола скважины с пластом может нарушаться.

1.3 Варианты решения проблемы.

Наблюдающаяся на практике достаточно большая и длительная приемистость нагнетательных скважин при закачке воды, содержащей механические примеси, возможна лишь при наличии большой поверхности фильтрации, которой обладают только трещины. Поэтому изменение мощности, принимающей воду в нагнетательных скважинах, при изменении давления в первую очередь связывается нами с раскрытием и закрытием трещин при повышении и понижении давления нагнетания.

Из практики добычи нефти известно, что для начала раскрытия трещин в пласте, сложенном сцементированными породами, "необходимо, чтобы давление жидкости в призабойной зоне превысило некоторое максимальное значение. А так как коллекторы нефти, как и другие горные породы, обладают различными минералогическим составом и механическими свойствами, то и прочностные характеристики пород так же изменчивы, как и их коллекторские свойства.

Следовательно, давление, при котором начинают раскрываться или образовываться трещины в процессе заводнения, будет в каждом отдельном пропластке различным.

Сначала раскрываются трещины в пропластках, сложенных породами с низкими прочностными характеристиками, затем, при дальнейшем повышении давления открываются трещины в бо-лее плотных коллекторах. При этом обеспечивается доступ воды в пласты, не участвующие в разработке при более низких давлениях, и мощность, принимающая воду, увеличивается.

Процесс этот, как правило, обратимый—при снижении давления до величины меньше критического пласты и прослой снова отключаются, и интервал мощности, принимающий воду, умень-шается. Открытие естественной системы трещин или образова-ние новой при повышении давления нагнетания способствует устранению или уменьшению влияния факторов, препятствую-щих проникновению воды в пласты, таких как загрязнение призабойной зоны, перенапряжение коллекторов при вскрытии пласта, наличие градиента сдвига в случае фильтрации неньютоновской жидкости.

Следовательно, только после того, как будут созданы новые или раскрыты естественные трещины, обеспечивающие условия проникновения воды в пласт, можно говорить о влиянии на процесс фильтрации других факторов, зависящих от давления. К ним в первую очередь относятся:

- а) изменение проницаемости пород с изменением давления;
- б) преодоление предельного градиента давления сдвига для неньютоновских нефтей;
- в) возникновение инерционных сопротивлений при поступлении воды из ствола скважины в пласт при большом увеличении приемистости.

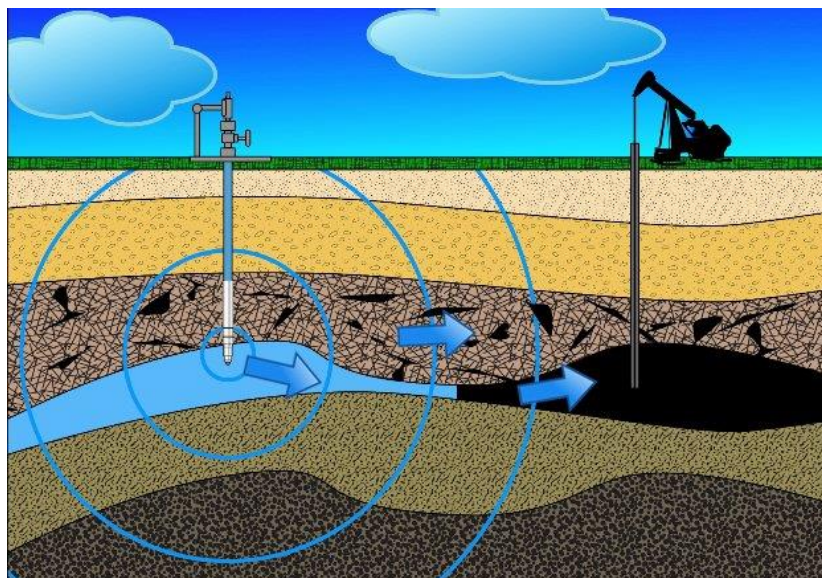


Рисунок 2. Приток нефти из пласта в скважины.

В РФ и за рубежом проводятся научно-исследовательские работы по разработке технологических процессов освоения скважин с применением самогенерирующихся пенных систем. Вспенивание растворов производится газами, выделяющимися при химических и термохимических процессах, происходящих при закачке этих веществ отдельно непосредственно в скважине. Большое внимание при этом уделяется предупреждению загрязнения окружающей среды. Сжигание поступающего из скважины флюида обеспечивает чистоту вокруг буровой, что особенно важно при строительстве морских скважин. Применение пенных систем для вызова притока жидкости и газа из пласта является наиболее прогрессивным способом, отвечающим современным требованиям технологии освоения скважин как разведочных, так и добывающих. скважины можно снизить противодействие на пласт в необходимых пределах.

1.4 Выводы.

Технология значительно повышает взрывобезопасность проведения работ по освоению скважин и технико-экономические показатели кислотного воздействия на призабойную зону пласта, особенно в условиях слабопроницаемых пород и сравнительно низких пластовых давлений.

Задание 2

2.1 Условие задачи

Оценить время прихода воды от нагнетательной в добывающую скважину, если расстояние между ними составляет 500 м, на протяжении которых фильтрационно-емкостные параметры пласта и мощность остаются постоянными ($K_{\text{пористости}}=0,2$; $K_{\text{проницаемости}}=100$ мД= $1 \cdot 10^{-13}$ м²; $h_{\text{эфф}}=10$ м). При исследовании пластовое давление оценивается в 10 МПа, а забойное – в 35 МПа.

2.2 Для решения задачи необходимо использовать линейный закон Дарси.

Этот закон устанавливает линейную зависимость между объемным расходом жидкости или газа и гидравлическим градиентом (уклоном, перепадом давления) в пористых средах, например, в мелкозернистых, песчаных и глинистых грунтах. Дарси закон является эмпирическим, он адекватно описывает характер движения поровой жидкости при относительно малых градиентах давления. Дарси закон обычно используют при расчетах режимов разработки нефти и газа.

$$Q = K_{np} \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L}$$

где Q - объемный расход,

S - площадь поперечного сечения образца или эффективная площадь рассматриваемого объема пористой среды,

K_{np} - коэффициент проницаемости среды,

μ - динамическая вязкость жидкости или газа,

ΔP - перепад давления на длине среды L .

Если левую и правую часть данной формулы разделить на площадь поперечного сечения, то мы получим выражение для скорости фильтрации для жидкости в среде:

$$v = \frac{Q}{S} = K_{np} \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L},$$

где v - скорость фильтрации жидкости или газа,

Параметр K_{np} , имеющий размерность площади, является физической характеристикой фильтрационных свойств пористой среды. Он определяет пропускную способность среды при фильтрации вязкой гомогенной жидкости без учета ее плотности при скорости фильтрации, обеспечивающей сохранение линейной зависимости между перепадом давления и расходом жидкости, и при условии отсутствия взаимодействия флюида (жидкости, газа) с породой.

2.3 Пошаговое решение задачи

- 1) Динамическая вязкость – табличное значение. При 20°C для воды она составляет 1,002 мПа·с.
- 2) Величина ΔP (перепад давления на длине среды L) есть разность пластового давления и забойного давления. Используя заданные давления, получим:

$$\Delta P = 35 - 10 = 25 \text{ (МПа)}.$$

- 3) Подставим в формулу заданные значения:

$$v = K_{np} \cdot \frac{1}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{L} = 10^{-13} \cdot \frac{1}{1,002 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{500} \approx 5 \cdot 10^{-6} \text{ (м/с)}.$$

- 4) Время прихода воды от нагнетательной в добывающую скважину определится отношением заданного расстояния к найденному значению скорости:

$$t = \frac{L}{v} = \frac{500}{5 \cdot 10^{-6}} = 10^8 \text{ (с)}.$$

Задание 3

3.1 Проблемы, возникающие при добыче нефти.

Со временем запасы на любом месторождении нефти начинают истощаться. Для увеличения НИЗ используют методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

3.2 Как изменился коэффициент извлечения нефти?

КИН (коэффициент извлечения нефти) - отношение величины извлекаемых запасов к величине геологических запасов. Начальные извлечения нефти составили всего 30%, но после применения методов увеличения нефтеотдачи НИЗ увеличились на 30%.

Полнота процесса извлечения нефти определяется параметрами, характеризующими воздействие на пласт и пластовые флюиды в микро- и макромасштабе. В микромасштабе этот процесс принято количественно оценивать коэффициентом вытеснения $K_{\text{выт.}}$ (определяемым обычно в лабораторных условиях), а в макромасштабе – коэффициентом охвата вытеснением $K_{\text{охв.}}$. В общем случае микромасштабные результаты, т. е. $K_{\text{выт.}}$, переносятся на масштабы объекта разработки для определения **коэффициента извлечения нефти (КИН) в соответствии с формулой Крылова:**

$$КИН = K_{\text{выт.}} \cdot K_{\text{охв.}} = \frac{Q_{\text{доб.}}}{Q_{\text{геол.зап.}}} \quad (1)$$

или

$$\frac{КИН}{K_{\text{выт.}}} = \frac{Q_{\text{доб.}}}{K_{\text{выт.}} \cdot Q_{\text{геол.зап.}}} = K_{\text{охв.}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{доб.}}$ – объем добытой нефти; $K_{\text{выт.}} \cdot Q_{\text{геол.зап.}}$ – объемы извлекаемой (подвижной) нефти, зависящие от свойств вытесняющей жидкости; $КИН/K_{\text{выт.}}$ – коэффициент извлечения нефти как доля начальных извлекаемых запасов (НИЗ), который численно равен коэффициенту охвата.

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. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40%.

Например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии средняя нефтеотдача пластов составляет 24–27%, в Иране – 16–17%, в России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55–75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

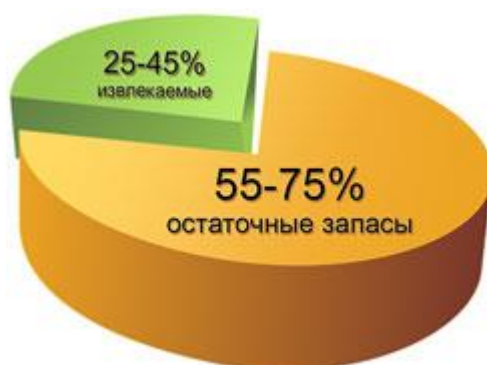


Рисунок 3. Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти

Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

В целях повышения экономической эффективности разработки месторождений, снижения прямых капитальных вложений и максимально возможного использования реинвестиций весь срок разработки месторождения принято делить на три основных этапа.

На первом этапе для добычи нефти максимально возможно используется естественная энергия пласта (упругая энергия, энергия растворенного газа, энергия законтурных вод, газовой шапки, потенциальная энергия гравитационных сил).

На втором этапе реализуются методы поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы принято называть вторичными.

На третьем этапе для повышения эффективности разработки месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи.

3.3 Методы увеличения нефтеотдачи.

По типу рабочих агентов классификация известных методов увеличения нефтеотдачи пластов выглядит следующим образом:

1. Тепловые методы:

- *паротепловое воздействие на пласт.*

Метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа.

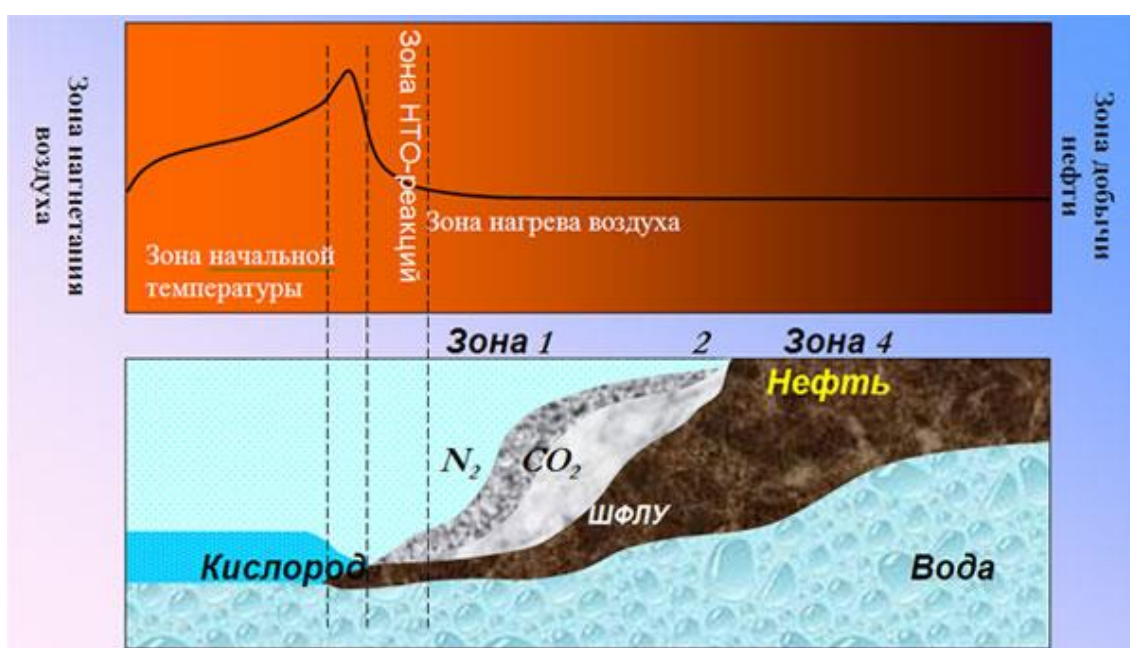


Рисунок 4. Механизм вытеснения нефти при тепловых МУН

- *внутрипластовое горение.*

Метод извлечения нефти с помощью внутрипластового горения, который основан на способности углеводородов (нефти) в пласте вступать с кислородом воздуха в окислительную реакцию, сопровождающуюся выделением большого количества теплоты.

- *вытеснение нефти горячей водой.*

Процесс заключается в том, что в пласт вместе с воздухом закачивается в определенных количествах вода, которая, соприкасаясь с нагретой породой, испаряется.

- *пароциклические обработки скважин.*

Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

Метод основан на интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

2. Газовые методы:

- *закачка воздуха в пласт.*

Метод основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

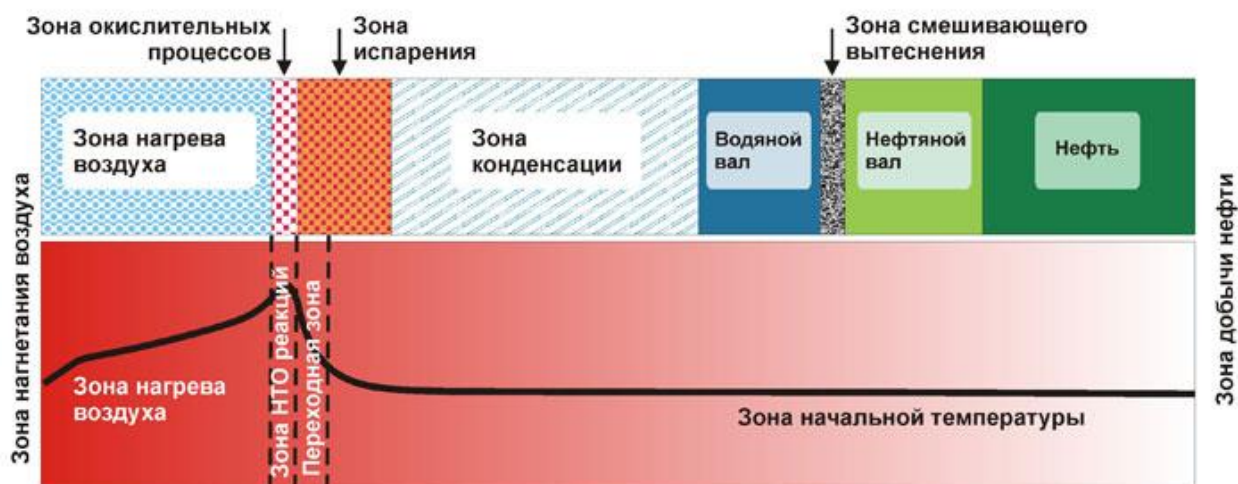


Рисунок 5. Механизм вытеснения нефти при закачке воздуха в пласт

- *воздействие на пласт двуокисью углерода.*

Двуокись углерода растворяется в воде гораздо лучше углеводородных газов. Растворимость двуокиси углерода в воде увеличивается с повышением давления и уменьшается с повышением температуры. В присутствии двуокиси углерода снижается набухаемость глиняных частиц. Двуокись углерода растворяется в нефти в четыре-десять раз лучше, чем в воде, поэтому она может переходить из водного раствора в нефть. Во время перехода межфазное натяжение между ними становится очень низким, и вытеснение приближается к смешивающемуся. Двуокись углерода в воде способствует отмыву пленочной нефти, покрывающей зерна и породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и фазовая проницаемость нефти увеличивается.

- *воздействие на пласт азотом, дымовыми газами и др.*

Метод основан на горении твердых порохов в жидкости без каких-либо герметичных камер или защитных оболочек. Он сочетает тепловое воздействие с механическим и химическим.

Механизм этого метода основан на закачке воздуха в пласт и его трансформации в эффективные вытесняющие агенты за счет низкотемпературных внутрипластовых окислительных процессов. В результате низкотемпературного окисления непосредственно в пласте вырабатывается высокоэффективный газовый агент, содержащий азот углекислый газ и ШФЛУ (широкие фракции легких углеводородов).

3. Химические методы:

- *вытеснение нефти водными растворами ПАВ (органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал и одну или несколько полярных групп).*

Метод, направленный на снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – вода», увеличение подвижности нефти и улучшение вытеснения ее водой. За счет улучшения смачиваемости породы водой она впитывается в поры, занятые нефтью, равномернее движется по пласту и лучше вытесняет нефть.

- *вытеснение нефти растворами полимеров.*

Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер, обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением. Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды.

- *вытеснение нефти щелочными растворами.*

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. 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 щелочи» и увеличивающие смачиваемость породы водой.

- *вытеснение нефти кислотами.*

В ходе этого метода проводят кислотную обработку, для чего в пласт закачивают растворы кислот, образующих водорастворимые соли при контакте с карбонатным скелетом породы, (например, соляная кислота). В результате этого возникают новые пути для вытесняющего нефть флюида, и соответственно охват пласта воздействием увеличивается.

- *вытеснение нефти композициями химических реагентов (в том числе мицеллярные растворы и др.).*

Механизм вытеснения нефти мицеллярными растворами (растворы ПАВа) определяется их физико-химическими свойствами. В силу того что межфазное натяжение между раствором и пластовыми жидкостями (нефтью и водой) очень низкое, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет нефть и воду. При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, накапливается вал нефти – зона повышенной нефтенасыщенности, а за ней – зона повышенной водонасыщенности. Мицеллярный раствор, следующий за водяным валом, увлекает оставшуюся от нефтяного вала нефть и вытесняет воду с полнотой, зависящей от межфазного натяжения на контакте с водой. Такой механизм процессов фильтрации жидкости наблюдается во время вытеснения остаточной (неподвижной) нефти из заводненной однородной пористой среды.

- *микробиологическое воздействие.*

В ходе этого метода используются микробные объекты. В течение процесса закачанные в пласт микроорганизмы метаболизируют углеводороды нефти и выделяют полезные продукты жизнедеятельности.

Химические МУН применяется для дополнительного извлечения нефти из сильно истощенных, заводненных нефтеносных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью. Объектами применения являются залежи с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа*с), низкой соленостью воды, продуктивные пласты представлены карбонатными коллекторами с низкой проницаемостью.

4. Гидродинамические методы:

- *интегрированные технологии.*

Интегрированные технологии выделяются в отдельную группу и не относятся к обычному заводнению водой с целью поддержания пластового давления. Эти методы направлены на выборочную интенсификацию добычи нефти. Прирост добычи нефти достигается путем организации вертикальных перетоков в слоисто-неоднородном пласте через малопроницаемые перемычки из низкопроницаемых слоев в высокопроницаемые на основе специального режима нестационарного воздействия.

- *барьерное заводнение на газонефтяных залежах.*

Эксплуатация газонефтяных месторождений осложняется возможными прорывами газа к забоям добывающих скважин, что вследствие высокого газового фактора значительно усложняет их эксплуатацию. Суть барьерного заводнения состоит в том, что нагнетательные скважины располагают в зоне газонефтяного контакта. Закачку воды и отборы газа и нефти регулируют таким образом, чтобы исключить взаимные перетоки нефти в газовую часть залежи, а газа – в нефтяную часть.

- *нестационарное (циклическое) заводнение.*

Суть метода циклического воздействия и изменения направления потоков жидкости заключается в том, что в пластах, обладающих неоднородностью по размерам пор, проницаемости слоев, пропластков, зон, участков и неравномерной их нефтенасыщенностью (заводненностью), создается нестационарное давление. Оно достигается изменением объемов нагнетания воды в скважины или отбора жидкости из скважин в определенном порядке путем их периодического повышения или снижения.

- *форсированный отбор жидкости.*

Этот метод применяется на поздней стадии разработки, когда обводненность достигает более 75%. При этом нефтеотдача возрастает вследствие увеличения градиента давления и скорости фильтрации. При этом методе вовлекаются в разработку участки пласта, не охваченные заводнением, а также отрыв пленочной нефти с поверхности породы.

Гидродинамические методы при заводнении позволяют интенсифицировать текущую добычу нефти, увеличивать степень извлечения нефти, а также уменьшать объемы прокачиваемой через пласты воды и снижать текущую обводненность добываемой жидкости.

5. 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.

6. 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. Кроме того, физические методы чаще всего не повышают конечную нефтеотдачу пласта, а лишь приводят к временному увеличению добычи, то есть повышению текущей нефтеотдачи пласта.

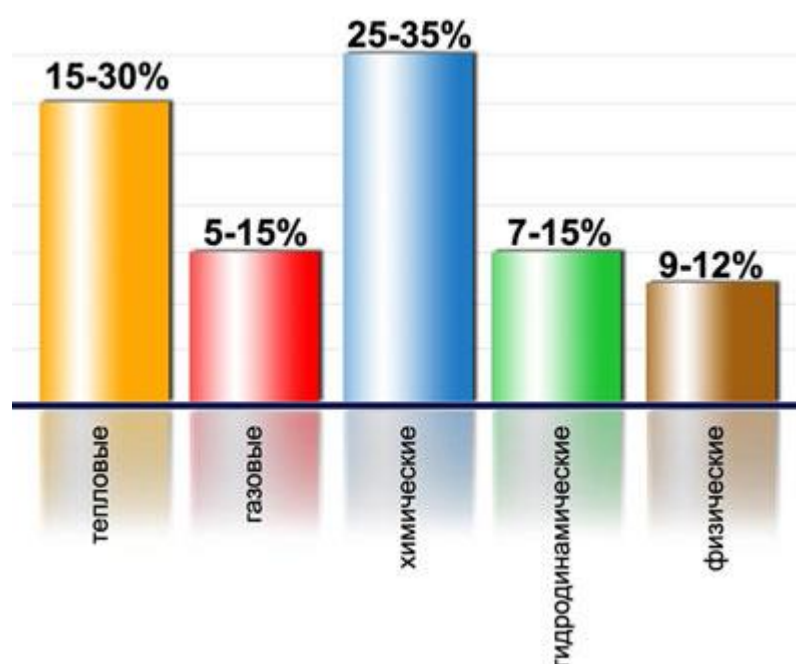


Рисунок 6. Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами. Согласно обобщенным данным, МУН позволяют нарастить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, то есть до 65 млрд. тонн. Среднее значение указанного коэффициента к 2020 году благодаря им увеличится с 35% до 50% с перспективой дальнейшего роста. Если в 1986 году добыча нефти за счет МУН составляла в мире около 77 млн. тонн, то в настоящее время она увеличилась до 110 млн. тонн. Всего, по данным Oil and Gas Journal, к 2006 году в мире, за исключением стран СНГ, реализовывался 301 проект по внедрению МУН. Отметим также, что, по оценкам специалистов, использование современных методов увеличения нефтеотдачи приводит к существенному увеличению КИН. А повышение КИН, например, лишь на 1% в целом по России позволит добывать дополнительно до 30 млн. тонн в год.

3.4 На знаниях каких естественнонаучных дисциплин основываются методики увеличения нефтеотдачи?

Методики нефтеотдачи нефти основываются на знаниях таких естественнонаучных дисциплин, как технические, микробиологические, химические, геологические науки.

3.5 Выводы.

Таким образом, мировой опыт свидетельствует, что востребованность современных МУН растет, их потенциал в увеличении извлекаемых запасов внушительен. Этому способствует и то обстоятельство, что себестоимость добычи нефти с применением современных МУН по мере их освоения и совершенствования непрерывно снижается и становится вполне сопоставимой с себестоимостью добычи нефти традиционными промышленно освоенными методами.

Список использованной литературы:

- 1) Сургучев М.Л. «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи».
- 2) Амелин И.Д., Сургучев М.Л., Давыдов А.В. «Прогноз разработки нефтяных залежей на поздней стадии».
- 3) Шелепов В.В. «Состояние сырьевой базы нефтяной промышленности России Повышение нефтеотдачи пластов».
- 4) Степанова Г.С. «Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты».
- 5) Сургучев М.Л., Желтов Ю.В., Симкин Э.М. «Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах».
- 6) Климов А.А. «Методы повышения нефтеотдачи пластов».
- 7) Журнал «Oil&Gas Journal», июнь 2010.
- 8) Журнал «Нефтяное хозяйство», январь 2008.
- 9) Гудок Н.С. Изучение физических свойств пористых сред.- М.: Недра, 1970.
- 10) Кухлиг Х. Справочник по физике, - М.: Мир, 1982.