

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и инженерной экологии

(наименование института полностью)

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

(наименование кафедры)

18.04.01 Химическая технология

(код и наименование направления подготовки)

Экобиотехнология

(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему: **Интенсификация нефтедобычи путем газоциклической
закачки в скважины жидкого диоксида углерода**

Студент

Т.П. Гущина

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

С.В. Афанасьев

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель
программы

к.х.н., д.т.н., доцент, С.В. Афанасьев

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ___ » _____ 2018г.

Допустить к защите

Заведующий
кафедрой

к.п.н., доцент, М.В. Кравцова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« ___ » _____ 2018г.

Тольятти 2018

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

СКФ –сверхкритический флюид

МИДН– методов интенсификации добычи нефти

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПГ – парниковый газ

ХФУ – хлорфторуглеродные соединения

ПДВ – предельно допустимые выбросы

ПДК – предельно допустимая концентрация

Оглавление

Введение	2
Глава 1. Теоретический анализ методов интенсификации нефтедобычи	7
1.1 Обзор современных методов интенсификации добычи нефти	8
1.1.1 Законтурное и внутриконтурное заводнение	9
1.1.2 Нагнетание газа в верхние части скважины	10
1.1.3 Вторичные методы добычи нефти	10
1.1.4 Обзор современных методов интенсификации добычи нефти	11
1.2 Факторы, влияющие на нефтеотдачу	16
1.3 Недостатки традиционного заводнения	20
1.4 Метод интенсификации добычи нефтяных скважин	22
1.5 Увеличение извлечения нефти с помощью отработанных газов	26
1.6 Метод обработки скважины	28
1.7 Усовершенствованный процесс извлечения нефти с использованием двуокиси углерода	34
Выводы по 1 главе	39
Глава 2. Систематизация экспериментальных данных	40
2.1 Анализ проведения экспериментальной методики	40
2.1.1 Определение вязкости нефти и нефтепродуктов	40
2.2 Результаты внедрения методики	47
2.3 Насосная система для закачки диоксида углерода	51
Выводы по 2 главе	55
Глава 3. Эколого-экономическая часть	56
3.1 Расчет парниковых газов	56
3.2 Методика расчета эмиссии углекислого газа	57
3.2.1 Стационарное сжигание топлива	58

3.2.2 Выбросы углекислого газа при производстве аммиака	61
Выводы по 3 главе	62
Заключение	64
Список использованных источников	66
Приложение А Коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы, коэффициенты выбросов CO ₂ и содержание углерода до видам топлива	69

Введение

В настоящий момент актуальной проблемой является то, что развитие нефтяной промышленности России невозможно без поддержания ресурсной базы. Начавшееся в 2008 г. снижение добычи нефти связано не только с падением цен, но и с истощением легкодоступных нефтяных запасов. Поэтому необходимо искать пути более полного извлечения нефти из действующих месторождений и разработке трудноизвлекаемых запасов нефти, т.е. перейти от экстенсивного типа развития к интенсивному.

В пластах значительного числа истощенных девонских и угленосных месторождений в Татарии, Башкирии, Самарской, Оренбургской областях и т.д. осталось 50-60 % исходных геологических запасов. По указанной причине повышение коэффициента извлечения нефти на 10-20 пунктов даст большой экономический эффект.

После заводнения нефтяных месторождений по обычной технологии или с использованием их улучшенных вариантов (циклическое воздействие, изменение направления потоков жидкости, водогазовое циклическое воздействие), или с повышением вытесняющих свойств воды (ПАВ, полимеры, щелочи) в недрах остаются неизвлекаемыми до 30 – 70 % начальных запасов нефти, которые оказываются сложно рассредоточенными в заводненном объеме пластов в виде остаточной рассеянной нефти и не охваченных заводнением слоев, линз, пропластов.

Остаточную нефть способны вытеснять лишь те рабочие агенты, которые смешиваются с нефтью и водой или имеют сверхнизкое межфазное натяжение на границе раздела фаз. Такие условия возникают при вытеснении высоковязкой нефти диоксидом углерода.

Основными механизмами повышения нефтеотдачи при закачке CO_2 являются:

- 1) увеличение содержания растворенного газа;

- 2) снижение вязкости нефти;
- 3) набухание нефти;
- 4) поддержание пластового давления в истощенных коллекторах.

Эти методы относятся к числу наиболее высокопотенциальных и перспективных, способных снижать до 2 – 5 % остаточную нефтенасыщенность призабойной зоны, охваченной рабочим агентом. Главное в применении этих методов – обеспечить высокий охват нефтяной залежи эффективным вытесняющим агентом (диоксидом углерода) и мицеллярным раствором. Применительно к российским нефтедобывающим организациям они имеют принципиальное значение, так как основная часть остаточной нефти на известных разрабатываемых месторождениях остается в виде заводненных запасов, которые труднее извлекать, чем из заводненных пластов.

При растворении в воде диоксида углерода вязкость её несколько увеличивается, однако этот прирост незначителен. При массовом содержании в воде 3 – 5 % CO_2 вязкость её возрастает на 20 – 30 %. Образующаяся угольная кислота растворяет породы пласта и повышает проницаемость. В случае песчаников она увеличивается на 5–15%, а доломитов – на 6 – 75 %. В присутствии диоксида углерода снижается набухаемость глинистых частиц. Диоксид углерода в воде способствует разрыву и отмывки пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого, капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах.

Еще одним преимуществом использования CO_2 в качестве газового агента для повышения нефтеотдачи является то, что достаточно часто термодинамические условия в пластах на месторождениях, где предполагается применение CO_2 , способствуют переходу его в состояние флюида конвертного сверхкритического (ФКС). Данное состояние характеризуется исчезновением различий между жидкой и газовой фазой и свойствами газа и жидкости одновременно. ФКС- CO_2 является хорошим

растворителем органических веществ, в том числе нефти, благодаря чему он особенно эффективен для повышения нефтеотдачи. Диоксид углерода растворяется в нефти в 4 – 10 раз лучше, чем в воде, поэтому он может переходить из водного раствора в нефть.

Актуальность работы обусловлена тем, что:

1. Доля трудноизвлекаемых запасов существующих нефтяных месторождений неуклонно растет.
2. После первичного (15 – 20% нефтеотдачи) и вторичного (30 – 40% нефтеотдачи) этапов разработки скважины и возникает проблема обводненности.
3. Применение газового метода увеличения нефтеотдачи позволит увеличить добычу нефти в несколько раз.
4. Данная технология нефтеотдачи позволит решить экологическую проблему изоляции эмиссии огромного количества выделяемого промышленностью CO₂.
5. Экономическими эффектами при этом являются низкая себестоимость CO₂, возможность его рецикла, возможность применения на любой стадии разработки месторождения, высокое качество товарной нефти.

Цель исследования – повышение эффективности добычи нефти путем газоциклической закачки в нефтяные скважины жидкого диоксида углерода.

В рамках поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Провести анализ существующих известных методов увеличения нефтеотдачи пластов.
2. Систематизировать полученные экспериментальные данные.
3. Рассчитать эмиссию парникового газа при выбросах углекислого газа на предприятиях и при добыче нефти.

Объектом исследования в данной работе выступает закачка диоксида углерода в нефтяную скважину.

Предметом исследования является метод интенсификации нефтедобычи путем газоциклической закачки жидкого диоксида углерода.

Научная новизна исследования состоит в предложении усовершенствования процесса закачки углекислого газа для снижения уровня загрязнения от парниковых газов.

Теоретическая значимость исследования состоит в детализированном анализе существующих методов увеличения нефтеотдачи, технологии закачки диоксида углерода в нефтяную скважину.

Практическая значимость исследования:

Снижение количества загрязняемых веществ, выбрасываемых в окружающую среду, при использовании диоксида углерода добычи нефти. Предложена технологическая схема закачки углекислого газа в нефтяную скважину. Получены результаты исследований опытно-технологических работ на Радаевском и Сергеевском нефтяных месторождений.

Защищаемые положения:

Техническое предложение по усовершенствованию процесса закачки углекислого газа для снижения эмиссии парниковых газов на примере одного из месторождений Самарской области.

Структура магистерской диссертации: обусловлена логикой и последовательностью изложения результатов, полученных при решении поставленных задач исследования. Диссертация состоит из введения, трех глав, заключения, списка использованных источников, включающего 24 наименования, а также приложений. Объем работы составляет 75 страниц машинописного текста, содержит 12 рисунков и 2 таблиц.

Глава 1. Теоретический анализ методов интенсификации нефтедобычи

При анализе существующих методов интенсификации добычи нефти (МИДН) было выявлено, что их классифицируют следующим образом:

1. Термические МИДН:

- 1) обработка паром;
- 2) внутрислоевоe горение;
- 3) горячее затопление;
- 4) циклическая обработка паром.

2. Газовые МИДН:

- 1) нагнетание воздуха;
- 2) закачка легких углеводородов;
- 3) закачка двуокиси углерода;
- 4) закачка азота, дыма и других газов.

3. Химические МИДН:

- 1) заводнение ПАВ (в том числе пена);
- 2) полимерное замещение;
- 3) щелочное замещение;
- 4) кислотное замещение;
- 5) химические реактивы замещения (включая мицеллярно-полимерное заводнение и т.д.);

- 6) микробиологическая обработка.

4. Гидродинамические МИДН:

- 1) интегрированные технологии замещения;
- 2) разработка обойденных запасов нефти;
- 3) барьерное заводнение;
- 4) нестационарное (циклическое) заводнение;
- 5) ускоренное производство;

б) поэтапное термическое заводнение.

Необходимо отметить, что в середине прошлого года увеличился рост исследований различных МИДН. В различных частях страны были организованы базы по изучению и исследованию свойств нефти. Были созданы организации по контролю и качеству проведения работ, где использовались специализированные технические средства. Так же был создан фонд финансирования и стимулирования при Министерстве нефтяной промышленности. Результатами введенных изменений стало то, что рост добычи нефти при использовании МИДН увеличился до 12 миллионов тонн в год, что показано на рисунке 1.

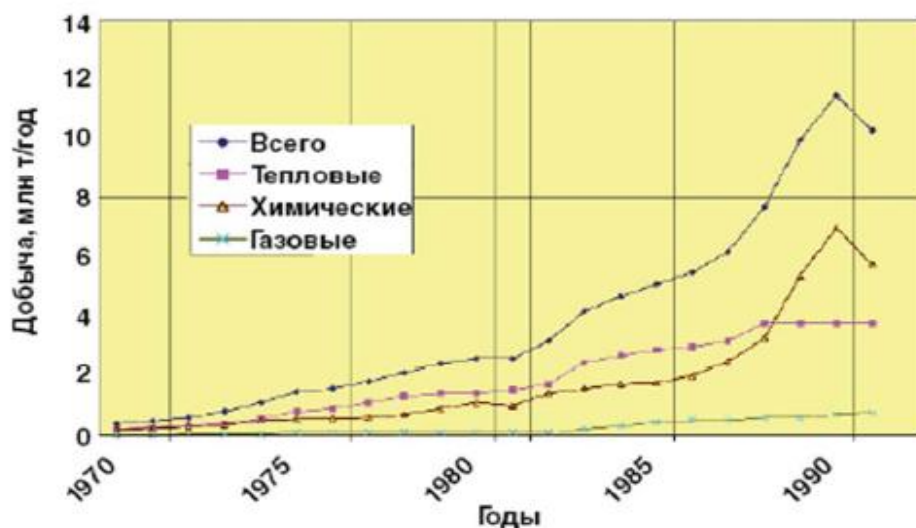


Рисунок 1 – Применение методов увеличения нефтеотдачи в СССР (по 1991 г.)

1.1 Искусственные методы воздействия на нефтяные пласты

Для того чтобы увеличить темп отбора нефти используют искусственные методы взаимодействия на нефтяные залежи. Обычно при повышении нефтяной отдачи в скважине происходит нагнетание воды или какого-либо газа.

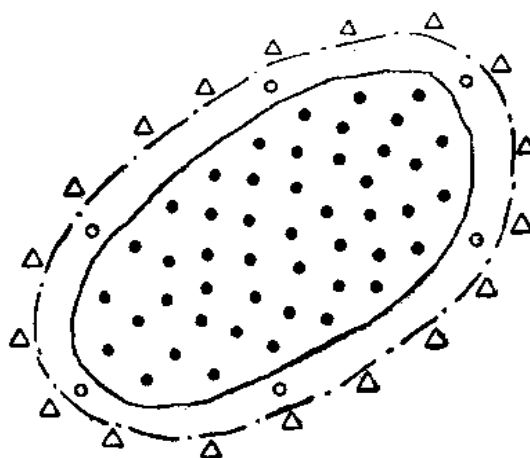
Известны следующие методы воздействия на нефтяные скважины:

- 1) законтурное и внутриконтурное заводнение;
- 2) нагнетание газа в верхние части скважины;

- 3) вторичные методы добычи нефтеотдачи;
- 4) современные методы вытеснения нефти из скважины.

1.1.1 Законтурное и внутриконтурное заводнение

При использовании законтурного заводнения воду под давление подают через специальные нагнетательные скважины, которые расположены за внешним контуром нефтеносной территории. Нагнетательные скважины располагаются на расстоянии от 1,0 до 1,5 от внешних эксплуатационных скважин. На рисунке 2 представлен пример законтурного заводнения.



Δ - нагнетательные скважины; \bullet - эксплуатационные скважины;
 - · - - - внешний контур; - - - - внутренний контур.

Рисунок 2 – Законтурное заводнение

При использовании внутриконтурного заводнения нагнетательные скважины располагают в внутри газонефтяного или водонефтяного контура. Пример внутриконтурного заводнения изображен на рисунке 3.

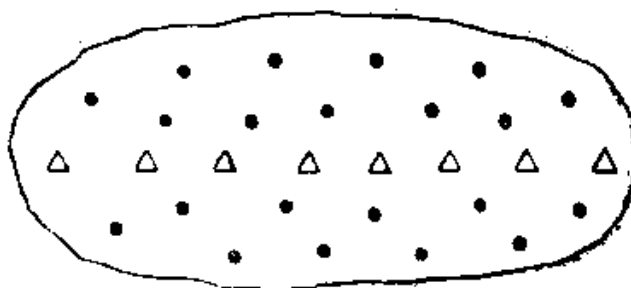


Рисунок 3 – Внутриконтурное заводнение

При приконтурном заводнении нагнетательные скважины располагают так, чтобы они находились между внешним и внутренним контуром нефтенесущей территории. На рисунке 4 представлено пример приконтурного заводнения.

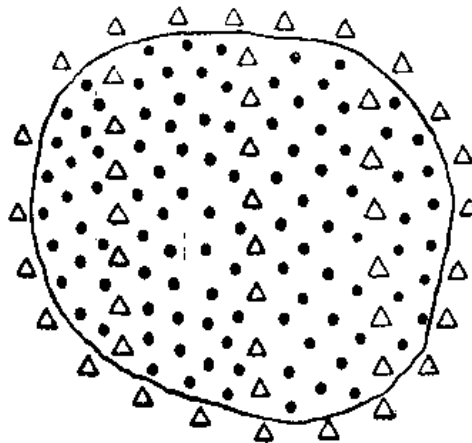


Рисунок 4 – Приконтурное заводнение

1.1.2 Нагнетание газа в верхние части скважины

При нагнетании газ в сжатом состоянии подают в верхнюю купольную часть скважины. Для данного процесса необходим мощный нагнетательный компрессор, который сможет создать высокое давление, отличающееся на 10-20 % от давления нефтяного пласта. Данная технология требует больших энергетических, экономических и материальных затрат. Поэтому закачку газа совершают на более поздних стадиях разработки месторождения.

1.1.3 Вторичные методы добычи нефти

Вторичные методы добычи нефти используются для извлечения остаточных запасов нефтяных залежей. Данные процедуры применяются на более поздних стадиях эксплуатации скважины, когда в пласте происходит резкое снижение давления. Вторичные мероприятия применяются при вытеснении нефти путем нагнетания воды или газа во всю площадь нефтеносности [14].

1.1.4 Обзор современных методов интенсификации добычи нефти

Эффективность добычи нефти из нефтенесущих пластов с использованием современных промышленных методов имеет неудовлетворительный результат во всех нефтедобывающих странах, в то время как во всем мире потребление нефтепродуктов растет с каждым годом.

Средняя конечная добыча нефти в разных странах и регионах находится в пределах от 25 до 40% и составляет, например, в Латинской Америке и Юго-Восточной Азии 24-27%, в Иране 16-17%, в США, Канаде и Саудовской Аравии 33- 37%, в России до 40%.

Это означает, что остаточные или не извлекаемые запасы нефти составляют от 55 до 75% от начальных геологических запасов.

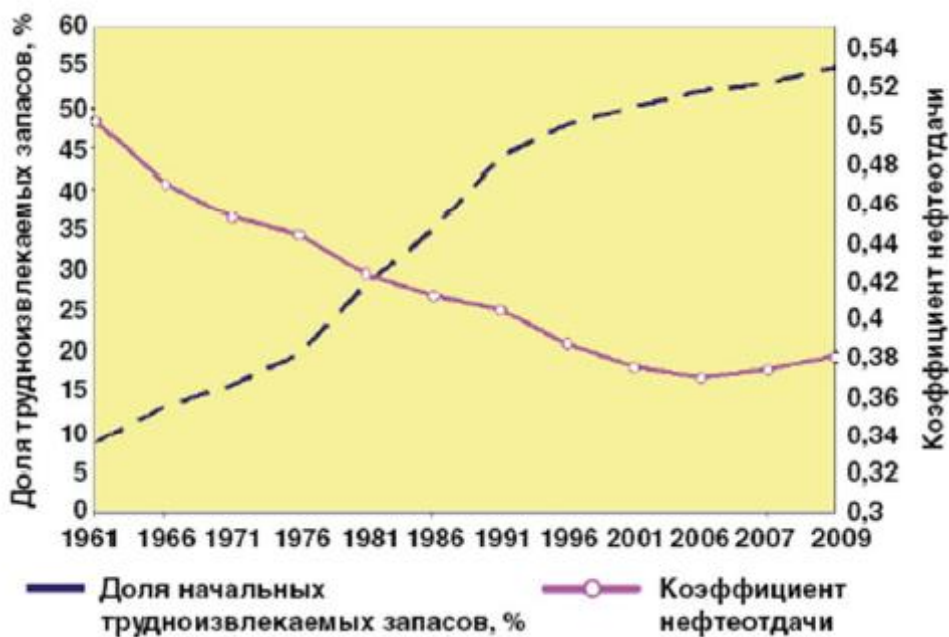


Рисунок 5– Динамика трудноизвлекаемых запасов и коэффициента нефтеотдачи в РФ

По рисунку 5 можно сделать вывод, что за последние 50 лет доля трудноизвлекаемых запасов нефти выросла с 10 % до 60 %. На сегодняшний день использование МИДН имеет неудовлетворительный результат, так как количество потребляемых нефтепродуктов растет год за годом.

Поэтому очевидно, что применение технологий интенсификации добычи нефти, которые могут значительно увеличить восстановление в уже освоенных нефтяных пластах, становится приоритетным.

Интерес к методам интенсификации добычи нефти во всем мире растет с каждым годом. Быстро развиваются и исследования, направленные на поиск научного подхода к выбору наиболее эффективного метода интенсификации добычи нефти.

В целях повышения экономической эффективности освоения нефтяных месторождений и сокращения прямых инвестиций капитала, весь период освоения месторождения, как правило, делится на три основных этапа.

На первой стадии добычи нефти (первичное производство) природная энергия нефтяного месторождения используется на максимально возможном уровне. Эта энергия в основном является упругой энергией, энергией растворенного газа, энергией газового купола и потенциальной энергией гравитационных сил [11].

На втором этапе реализуются методы для поддержания пластового давления путем закачки воды или газа. Эти методы были названы методами вторичного производства.

На третьем этапе для интенсификации добычи нефти используются методы для повышения эффективности производства. Этот этап, как правило, ассоциируется с так называемой третичной добычей.

Фактическое распределение остаточной нефти требует, чтобы методы интенсификации добычи нефти, в первую очередь, эффективно влияли на нефть в затопленных и газосодержащих районах, а также исключали зоны, не охватываемые существующей системой добычи нефти.

Совершенно очевидно, что ни один из универсальных методов интенсификации добычи нефти не будет эффективен при таком широком спектре остаточных условий насыщения нефти, а также при больших различиях в физических свойствах нефти, воды, газа и проницаемости нефтенасыщенных зон.

В большинстве случаев реализуются комбинированные методы интенсификации добычи нефти. Это разные комбинации гидродинамических и тепловых, гидродинамических и физико-химических, термических и физико-химических и других методов.

Также существуют некоторые локально применяемые методы, которые обычно приписываются к специальной группе, называемой методы интенсификации добычи нефти. В основном применяемые методы интенсификации добычи нефти заключаются в следующем:

- 1) гидроразрыв;
- 2) электромагнитная обработка;
- 3) волновая обработка скважины.

Термические МИДН, которые стимулируют скорость притока нефти и увеличивают производительность нефтяной скважины, основанные на искусственном повышении температуры в скважине и в нижней области зоны. Эти методы в основном используются для изготовления высокопарафинистой нефти. Нагревание приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина, а смолистые вещества накапливаются на поверхности трубы и в нижней зоне скважины.

После того, как пар нагреется, происходят следующие процессы: нефть перегоняется, вязкость пластовых флюидов сокращается и все образовавшиеся агенты расширяют свои объемы, а также меняются проницаемость, смачиваемость образования и подвижность воды и нефти.

Газовые МИДН при нагнетании газа предполагается использование природного газа, азота или диоксида углерода (CO_2), которые расширяются в резервуаре для того, чтобы подтолкнуть дополнительное количество нефти в эксплуатационную скважину. Другие используемые газы растворяются в масле, чтобы снизить его вязкость и повысить его скорость потока. На нагнетание газа приходится около 60 процентов производства МИДН в Соединенных Штатах.

Нагнетание газа, особенно CO_2 , является одним из популярных методов МИДН, и применим к легким нефтяным пластам, как к карбонатам, так и к песчаникам. Ожидается, что популярность этого метода будет возрастать по двум причинам: увеличение добычи нефти за счет смешиваемости и утилизации парникового газа

Химические МИДН являются пригодными для интенсификации добычи нефти из сильно истощенных, затопленных пластов с рассеянной, нерегулярной нефтенасыщенностью.

Эти методы применяются в месторождениях с низкой вязкостью нефти (не более 10 мПа·с) и низкой соленостью воды, где продуктивные пласты представлены в виде газированных коллекторов с низкой проницаемостью.

Гидродинамические МИДН могут активизировать текущую добычу нефти, повысить степень извлечения нефти, а также уменьшить объем воды, который будет введен в резервуар. В результате полученная жидкая вода уменьшится, и резервуар энергии будет использован для добычи нефти.

Все методы, упомянутые выше, характеризуются изменчивостью потенциала повышения нефтеотдачи пластов.

Например, в России индекс добычи нефти с использованием тепловых методов составляет около 15-30%, газовые методы составляют около 5-15%, химические методы составляют около 25-35%, физические методы составляют около 9-12%, а гидродинамические методы составляют 7-15 %.

Например, компания PetrosGroup имеет большой опыт внедрения наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов, используя около 20 наиболее эффективных технологий МИДН. С 1991 года компания успешно завершила более 80 проектов по увеличению добычи нефти на нефтяных месторождениях в России, США, Украине, Узбекистане и других странах. Клиентами МИДН компании PetrosGroup являются крупнейшие нефтяные и газовые компании в России и за рубежом: Роснефть, Лукойл, ТНК-ВР, Татнефть, Газпромнефть, Сургутнефтегаз, ВНИИнефть, ОАО Вьетсовпетро.

Согласно сводным данным, применение современных методов интенсификации нефтеотдачи пластов увеличивает индекс добычи нефти на 30-70%. На первоначальном же этапе разработки с использованием только основного резервуара потенциальной энергии, средний показатель добычи нефти составляет около только 25 %. При использовании вторичных методов производства, т.е. при затоплении и закачке газа для поддержания энергии пласта, индекс достигает 25-40 %.

МИДН позволяют увеличить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза, т.е. до 65 миллиардов тонн. Среднее значение этого показателя говорит о повышении окончательной скорости восстановления от 35% до 50% к 2020 году с перспективой дальнейшего роста. В 1986 году в мире добыча нефти с использованием МИДН составляла около 77 миллионов тонн. Теперь она возросла до 110 миллионов тонн. По данным журнала «Нефть и газ», к 2006 году в мире было реализовано 301 проект МИДН, не считая страны СНГ. Отметим также, что, по мнению экспертов, использование современных методов повышения нефтеотдачи пластов приводит к значительному увеличению индекса добычи нефти, например, увеличение добычи нефти лишь на 1% в России позволит производить дополнительно 30 миллионов тонн нефти в год.

Таким образом, международный опыт показывает, что спрос на современные МИДН с каждым годом увеличивается, и их потенциал стремительно растет. Этому способствует тот факт, что себестоимость добычи нефти с использованием современных МИДН постоянно снижается, и она вполне сопоставима со стоимостью добычи нефти с использованием традиционных методов.

Мировое потребление нефти постоянно растет. За последние 20 лет средний рост потребления нефти составил до 1,45% в год. В этот период были годы, когда добыча нефти снижалась, но общая тенденция добычи нефти увеличивалась [22].

1.2 Факторы, влияющие на нефтеотдачу

Для начала разберемся с понятием нефтеотдача. Нефтеотдачей называется количество извлеченной нефти из скважины по отношению к первоначальным нефтяным запасам в нефтяных образованиях. Текущая нефтеотдача это отношение количества извлеченной нефти на текущий момент времени к первоначальным запасам до момента начала разработки месторождения. Конечной нефтеотдаей называется количество нефти на окончательной стадии разработки месторождения по отношению к первоначальным запасам. Вместо термина «нефтеотдача» употребляют также термин «коэффициент нефтеотдачи». Текущая нефтеотдача переменна во времени и возрастает по мере увеличения количества извлечённой из пласта нефти. Поэтому термин «коэффициент нефтеотдачи» следует применять по отношению к конечной нефтеотдаче. Текущую нефтеотдачу обычно представляют зависящей от различных факторов – количества закачанной в пласт воды при заводнении, отношения этого количества к объёму пор пласта, отношения количества извлечённой из пласта жидкости к объёму пор пласта, обводнённости продукции и просто от времени.

На рисунке 6 показан типичный вид зависимости нефтеотдачи от времени.

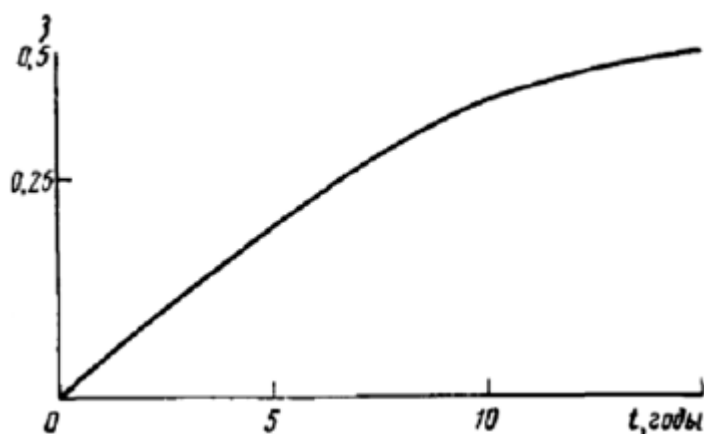


Рисунок 6 – Зависимость текущей нефтеотдачи η от времени t

Из рисунка видно, что темп роста текущей нефтеотдачи пласта постоянно снижается и асимптотически приближается к предельному

значению конечной нефтеотдачи. Следовательно, текущая добыча нефти также снижается.

Факторы, влияющие на нефтеотдачу, делятся на две группы: геолого-физические и технологические.

Зависимость нефтеотдачи от свойств пластовой системы и технологических условий разработки можно проследить, анализируя основные факторы, влияющие на нефтеотдачу.

Коэффициент вытеснения – отношение количества добытой из залежи нефти к её геологическим запасам, первоначально находившимся в заводнённом объёме пласта.

Коэффициент охвата залежи заводнением – отношение запасов нефти в заводнённом объёме пласта к начальным геологическим запасам нефти, находившихся в пластах, охваченным заводнением.

Коэффициент охвата пласта воздействием – отношение начальных геологических запасов нефти в пластах, охваченных заводнением, ко всем начальным геологическим запасам нефти в разрабатываемой залежи.

Коэффициент вытеснения редко превышает 0,6-0,7 и зависит от многих факторов: проницаемости коллектора, наличия в пласте глинистых материалов, микронеоднородности, вязкости нефти, поверхностного натяжения нефти на границе с водой, смачиваемости породы пластовыми флюидами, содержания в нефти асфальтосмолистых компонентов, реологических свойств нефти, а также от характеристики вытесняющего агента.

Низкая проницаемость коллектора, его микронеоднородность, наличие глини, высокая вязкость нефти, большое содержание парафина и асфальтосмо-

листых компонентов снижают коэффициент вытеснения.

Коэффициент вытеснения, как правило, определяется в лабораторных условиях на моделях пласта. При этом не всегда удаётся полностью соблюсти условие подобия модели реальным условиям пласта. Особенно

сложно выполнить подобие физико-химических параметров. Наиболее точно коэффициент вытеснения можно определить путём бурения оценочных скважин с отбором и анализом керна из зон пласта, охваченных процессом заводнения или другим видом воздействия. В то же время до начала разработки месторождения для составления проектного документа используются, как правило, лабораторные данные.

Коэффициент охвата пласта заводнением зависит, в основном, от макро неоднородности коллектора, наличия трещин и других зон высокой проницаемости, через которые возможен прорыв закачиваемого агента. Этот коэффициент также зависит от соотношения вязкостей вытесняемого и вытесняющего агента, темпов отбора нефти из пласта.

Коэффициент охвата пласта воздействием зависит от плотности сетки и взаимного расположения скважин, а также от прерывистости отдельных пропластков. Расстояние между скважинами необходимо выбирать на основе анализа геологических материалов, корреляции разрезов скважин и гидродинамических исследований, например гидропрослушивания.

До сих пор нет единого мнения относительно влияния на нефтеотдачу физико-химических свойств пластовой системы, таких как межфазное натяжение на границе нефть – вода, характер смачиваемости породы. Нет единого мнения относительно влияния скорости вытеснения на нефтеотдачу. Основная причина разных мнений объективна и обусловлена огромным разнообразием свойств нефтесодержащих пород и насыщающих их флюидов, сложностью и недостаточной изученностью происходящих в пласте процессов. В целом проблема повышения нефтеотдачи должна решаться для каждой конкретной залежи на основе детального изучения и анализа основных факторов, влияющих на нефтеотдачу изучаемого объекта.

Ранее отмечалось, что при выборе методов повышения нефтеотдачи необходимо учитывать формы существования остаточной нефти в пласте.

Остаточная нефть в пласте существует в виде следующих форм:

- капиллярно удержанная нефть;
- плёночная нефть, покрывающая поверхность породы. Эта нефть образует прочные слои, которые очень сложно разрушить;
- нефть, остающаяся в малопроницаемых зонах, не охваченных воздействием;
- нефть в линзах, не вскрытых скважинами.

Основное количество нефти остаётся в низкопроницаемых тупиковых зонах, не охваченных воздействием. Вовлечение таких зон в разработку – главный резерв повышения нефтеотдачи. Для диагностирования таких зон необходимо детальное изучение геологического строения залежи различными методами: построение геологических разрезов, корреляционных схем, карт распространённости отдельных пропластков. Кроме того, очень важно проводить гидродинамические исследования межскважинного пространства путём гидропрослушивания.

Особо следует остановиться на влиянии на нефтеотдачу вязкости нефти, соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента, содержания в нефти парафина. Здесь существует единое мнение о том, что высокая вязкость нефти, большое содержание в нефти парафина – одно из главных препятствий на пути достижения высокой нефтеотдачи пласта.

Следует также отметить, что конечная нефтеотдача во многом определяется экономическими критериями. По мере разработки залежи в поздней стадии резко снижается добыча нефти, одновременно растёт её обводнённость. При этом возрастают затраты на добычу нефти и на какой-то стадии, при каком-то значении нефтеотдачи добыча нефти становится нерентабельной.

1.3 Недостатки традиционного заводнения

В настоящее время около 80% всей нефти в РФ добывается с применением традиционной технологии холодного заводнения. Однако традиционная технология холодного заводнения нефтяных пластов

практически исчерпала свои возможности. В процессе накопления огромного опыта применения холодного заводнения выявились не только возможности этого метода, но и проблемы, связанные с его применением.

Первая и основная проблема была выявлена ещё на стадии лабораторных исследований. В случае неблагоприятного соотношения вязкостей нагнетаемой и вытесняемой жидкостей, как и вследствие геологической неоднородности пластов, повышается доля неизвлечённой нефти не только в зонах, не охваченных заводнением, но и в зонах, через которые прошёл фронт воды. Было установлено, что при увеличении вязкости нефти более 30-50 мПа·с коэффициент вытеснения снижается с 0,6-0,7 до 0,3-0,4, а при вязкости нефти более 100 мПа·с холодное заводнение из-за очень низкой нефтеотдачи пласта становится неэффективным.

При применении заводнения на залежах, содержащих высокопарафинистую нефть (содержание парафина – более 5%), при снижении температуры в пласте могут появляться кристаллы парафина. При этом нефть приобретает неньютоновские вязкопластичные свойства, приводящие к возникновению начального градиента давления, ниже которого фильтрация нефти не происходит. В результате снижается охват и нефтеотдача пласта. Все эти явления происходят при снижении температуры пласта ниже температуры кристаллизации парафина (40-50°C).

Сложные проблемы возникают при применении холодного заводнения в неоднородных трещиноватых пластах, где из-за опережающих прорывов воды по аномально проницаемым зонам резко снижается охват залежи процессом заводнения. Наиболее серьёзные проблемы по этой причине возникают при разработке карбонатных трещиноватых коллекторов с гидрофобной характеристикой заглинизированных полимиктивных песчаников, которые разбухают под воздействием воды.

Все эти месторождения содержат трудноизвлекаемые запасы нефти, которые должны разрабатываться с применением современных технологий: физико-химических, термических, термохимических и других.

Характерным примером является сопоставление нефтеотдач соседних пермокарбонатовых залежей Возейского и Усинского месторождений, представленных трещиноватым карбонатным коллектором. Ожидаемая конечная нефтеотдача пласта Возейского месторождения, содержащего лёгкую нефть, при применении холодного заводнения по прогнозу не превысит 18-20%, в то время как ожидаемая нефтеотдача пласта на опытных участках теплового воздействия

Усинского месторождения, содержащего аномально вязкую нефть (700 мПа·с), должна составить порядка 30%. Причём величина нефтеотдачи при применении теплового воздействия на более ранней стадии разработки Усинского месторождения могла бы быть значительно больше. Это объясняется тем, что при закачке в пласт теплоносителя, который, также как холодная вода, прорывается по трещинам и другим высокопроницаемым зонам, менее проницаемые коллектора прогреваются путём теплопроводности и вовлекаются в процесс нефтеизвлечения за счёт целого ряда эффективных механизмов, повышающих их нефтеотдачу. В то же время при закачке холодной воды, особенно в преимущественно гидрофобные коллектора, низкопроницаемые зоны оказываются практически полностью заблокированы водой, заполнившей высокопроницаемые зоны, и их не удаётся вовлечь в разработку.

Учитывая этот факт, в качестве перспективных объектов применения тепловых методов могут рассматриваться не только залежи ВВН, но и залежи лёгкой нефти, приуроченные к трещиновато-пористым коллекторам с гидрофобной характеристикой, где применение традиционного заводнения малоэффективно [15].

1.4 Метод интенсификации добычи нефтяных скважин

Добычу нефти, осуществляют во многих населенных пунктах, в которых находятся нефтеносные образования, однако, добыча нефти из

некоторых бывает чрезвычайно сложной, из-за плотных твердых природных структур, тяжелой вязкости нефти, или сочетание того и другого.

Различные методы были разработаны и использованы в некоторой степени в прошлом в попытке сделать нефтеносные образования более пористыми, для того чтобы осуществить более свободное прохождение потока нефтесодержащих жидкостей через него, а также нагревать нефтеносный пласт паром, чтобы уменьшить вязкость нефти или маслосодержащих жидкостей в ней.

Такие известные способы и методы имели небольшой успех, в первую очередь из-за высокой стоимости, участвующих в нагреве пластов по сравнению с увеличением доходов, полученных от увеличения добычи нефти. Кроме того, нагрев таких пластов в прошлом происходил за счет использования открытого пламени или электрических резистивных элементов, в результате чего были достигнуты чрезмерно высокие температуры в результате обугливания нефти в пластах, которые снижали, а не увеличивали скорости потока жидкости из пласта в скважину.

Одна из основных задач настоящего изобретения является создание простого и недорогого способа извлечения из подземных пластов, из которых добывают нефть, чтобы увеличить ее пористость и одновременно нагревать образования так, чтобы нефть в ней, или которая затем потечет через них будет меньшей вязкости, в результате чего увеличится скорость прохождения нефтесодержащей жидкости в скважину.

Другой задачей настоящего изобретения является обеспечение способа обработки нефтяной скважины, не требующей сложного или дорогостоящего оборудования для его исполнения, но в которой используются общие, доступные в промышленных масштабах материалы.

Еще одной задачей настоящего изобретения является обеспечение способа обработки нефтяной скважины, которая может быть выполнена без использования высококвалифицированного персонала, а также та, которая

может быть выполнена в течение времени, на которое скважина закрывается в течение относительно короткого периода времени.

Эти и другие цели и преимущества настоящего изобретения станут очевидными из следующего описания.

В этой области техники добычи нефти специалистам известна структура обычной нефтяной скважины. Такая нефтяная скважина включает в себя буровую скважину, которая проходит под землей на нефтеносном пласте. Поверхность обсадной колонны может быть предусмотрена в скважине, с дополнительными обсадными колоннами меньшего диаметра в зависимости от первой, которые скреплены вместе, чтобы предотвратить попадание поверхностных вод в скважину, а также для предотвращения загрязнения поверхностных вод нефтью или газом.

Колонны труб проходят вниз через обсадную колонну нефтяной скважины, а так подпираются насосом внизу скважины, который приводится в действие с помощью насосной штанги.

Как правило, обеспечиваются различные клапанные средства на верхнем конце трубы для регулирования потока текучей среды. Кроме того, клапанное средство, как правило, предусмотрено на фланцах, которые в открытом состоянии устанавливают связь между кольцевым и полым пространством, существующим между обсадной трубой и трубой окружающей среды. Таким образом, фланцы обеспечивают доступ к внутренней части корпуса и нефтедобывающего образования.

При выполнении способа настоящего изобретения, необходимо снять насос из скважины. Первый материал, предпочтительно представляет собой твердый или жидкий диоксид углерода, сливается в скважину, через открытый фланец или клапана, соединенный с верхним концом поверхности колонны обсадных труб. Диоксид углерода попадает на дно скважины из-за силы тяжести, а затем превращается в газообразный диоксид углерода при нагревании его твердой или жидкой формы, который является газом тяжелее воздуха.

Достаточное количество жидкой или твердой двуокиси углерода загружают в скважину, когда он переходит в газообразное состояние, и воздух в скважине поднимается вверх в окружающую атмосферу через фланец или клапанное средство, которые находятся в открытом состоянии. Таким образом, скважина с колонной заполняются газообразным диоксидом углерода.

После того, как первый материал был добавлен в скважину, по каплям добавляют количество второго материала, причем последний материал может быть в виде лома алюминия, магния или цинка, или соответствующей руды, такой как криолит, который является натрийалюминийфторид.

После добавления второго материала в скважину, в скважину выгружают водный раствор гидроксида натрия, когда он вступает в контакт со вторым материалом в нижней части скважины, это приводит к экзотермической реакции, в результате чего выделяется газообразный водород. Фланец или клапанное средство, как упоминалось ранее, закрываются после того, как раствор гидроксида натрия добавляют в скважину.

Из опыта было обнаружено, что при загрузке четвертого материала в скважину одновременно с раствором гидроксида натрия, его необходимо высвободить, для этого четвертый материал должен иметь свойство вызывать экзотермическую реакцию с равномерной скоростью. При практическом осуществлении данного способа, был использован в виде четвертого материала глумат натрия, который предпочтительно растворяется в водном растворе гидроксида натрия.

Как происходит экзотермическая реакция, твердый или "жидкий" углекислый газ превращается в газообразный диоксид углерода, вместе с водородом, выделившимся в результате реакции взаимодействия нефтедобывающего образования на земле с существенным давлением.

После того, как пласт нагревается и направленное наружу давление на пласт спадет, то нефтесодержащая жидкость в пласте двигается в обратном

направлении через всю скважину. Этот обратный ток жидкости в скважине происходит с большей скоростью, чем та, которая преобладала до извлечения скважины.

После того, как завершилась экзотермическая реакция, фланцы или клапанные средства открываются, чтобы обеспечить давление в верхней части скважины для уравнения с давлением окружающей атмосферы. Затем насос и насосные штанги устанавливают в скважину, а также увеличивают скорость подачи, которая преобладала до описанной выше обработки.

Количества первого, второго и третьего материалов, используемых в способе настоящего изобретения, будут изменяться в зависимости от скважины, ее глубины и степени, до которой желательно нагреть нефтедобывающее образование. Из опыта было установлено, что с неглубокой скважиной глубиной 2000 футов, могут быть получены удовлетворительные результаты с использованием 186 фунтов алюминиевого лома в качестве второго материала, с 275 фунтов гидроксида натрия, растворенного в 297 галлонов воды в качестве третьего, 20 фунтов глутамат натрия, растворяющегося в растворе гидроксида натрия в качестве четвертого материала.

Давление на нефтяной пласт возникает не только от испарения твердого или жидкого диоксида углерода и образующегося водорода, но и из-за воды, возникающий в результате реакции взаимодействия воды, добавленной к скважине, с гидроксидом натрия, превратившейся в пар. Чем больше количество твердой или жидкой двуокиси углерода, используемой в обработке скважины, тем больше должны подаваться величины второго и третьего материалов, необходимых для проведения экзотермической реакции для преобразования твердого или жидкого диоксида углерода в газ. Тепло используется для преобразования жидкого или твердого диоксида углерода в газ, не нагревающего нефть содержащего пласта.

Когда диоксид углерода находится в газообразной форме, он взаимодействует с выделившимся водородом и паром, обеспечивая

атмосферу в скважине, не доходящей до горения, в результате чего независимо от того, насколько высока температура скважины и нефтяного пласта, не будет происходить никакого нефти, чтобы уменьшить пористость образования [24].

1.5 Увеличение извлечения нефти с помощью отработанных газов

Настоящее изобретение относится к получению нефти из нефтеносного геологического образования с использованием процесса извлечения. Этот процесс включает в себя: выбор варианта обработки, такого как нагнетание двуокиси углерода, для повышения извлечения нефти из геологического образования в удаленном месте. В процессе выбора могут использоваться различные характерные свойства, такие как физические или химические свойства нефти или породы, где углекислый газ может быть задействован в процессе сгорания.

Добыча нефти из подземных нефтеносных пластов осуществляется с использованием одной или нескольких первичных процедур добычи, за которыми иногда следуют одна или несколько вторичных и третичных процедур извлечения. Эти вторичные и третичные процедуры можно отнести к усовершенствованным процедурам добычи нефти. Добыча первичной нефти обычно достигается путем проникновения в нефтеносные пласты с одной или несколькими скважинами и извлечения нефти из этих скважин с использованием естественного давления подземных слоев земли. Однако в некоторых случаях нефть слишком медленно течет к добывающей скважине, если вообще она экономически жизнеспособна. Когда вязкость нефти слишком высока, проницаемость коллектора слишком низка или когда скважина в значительной степени истощена, для извлечения дополнительной нефти могут быть использованы дополнительные физические и / или химические обработки.

Наличие средств для физической и / или химической обработки пласта для увеличения добычи нефти особенно ограничено в отдаленных,

пустынных районах, где инфраструктура для обеспечения необходимыми материалами, как правило, недостаточна и дорога. Большая часть того, что необходимо для улучшения извлечения нефти из пласта в отдаленном месте, должно перевозиться на большие расстояния к месту за значительные расходы и с некоторым воздействием на окружающую среду. Остается необходимость в улучшенном методе выбора наилучшего варианта обработки для увеличения добычи нефти в удаленном месте.

В соответствии с изобретением предлагается способ добычи нефти из нефтеносного геологического образования, содержащий количественное определение, по меньшей мере, одного характеристического свойства, относящегося к добыче нефти из нефтеносного геологического образования через наземные объекты, расположенные в удаленном месте; определение, по меньшей мере, одного варианта обработки, связанного хотя бы с одним характеристическим свойством для увеличения скорости извлечения нефти из геологического пласта; количественная оценка, по меньшей мере, одного извлекающего агента, необходимого для каждого варианта извлечения, и дальнейшая количественная оценка каждого агента обработки, который доступен в пределах или может быть произведен в удаленном месте; выбор варианта обработки для применения к геологическому пласту; и применение выбранного варианта обработки для повышения извлечения нефти из пласта.

В варианте осуществления изобретения способ добычи нефти из отдаленной нефтеносного геологического пласта в пустынной местности включает: оценку увеличения добычи нефти, которое следует ожидать с использованием затопления диоксидом углерода, в качестве варианта обработки для повышения извлечения нефти из нефтеносного геологического образования; определение по меньшей мере одного местного источника природного газа, который в настоящее время сжигается в факеле, в качестве источника двуокиси углерода; количественное определение воздействия на окружающую среду и затрат на использование местного источника природного газа и экологических последствий, а также затрат на

импорт очищенного диоксида углерода из отдаленного источника; и извлечение нагнетанием двуокиси углерода в качестве варианта обработки для повышения извлечения нефти из нефтеносного геологического пласта, в котором, по меньшей мере, часть диоксида углерода извлекается из процесса сжигания природного газа [21].

1.6 Метод обработки скважины

Метод интенсификации добычи из нефтяной скважины способствует основному получению продукции из нефтеносного пласта. Данный метод включает следующие стадии: введение жидкого диоксида в нижнюю часть нефтяной скважины при давлении, достаточном для газообразного диоксида углерода, образованного за счет испарения жидкости двуокиси углерода, для того чтобы проникать через слои и вступать в реакцию с реликтовой водой, в дальнейшем получать угольную кислоту. Затем скважину закрывают на определенный период времени, позволяя угольной кислоте взаимодействовать с породой в пластах с целью повышения проницаемости пластов, и тем самым простимулировать добычу нефти из нефтяной скважины.

Предпосылки и краткое описание изобретения. Кислоты, такие как соляная, серная и уголекислые, хорошо известны для стимулирования добычи из нефтяной скважины. Обычно эти кислоты представляют собой жидкости, которые вводят в нефтяную скважину, для того чтобы они взаимодействовали с горными породами в нефтеносном слое и, таким образом, увеличили проницаемость пластов.

Соответственно, основным объектом настоящего изобретения является введение жидкого диоксида углерода в нефтяную скважину и образование угольной кислоты с реликтовой водой в пластах. Угольная кислота реагирует с породами в пластах для увеличения проницаемости, но вероятность повреждения насосно-компрессорных труб и обсадной колонной скважины тормозит процесс.

Методика образования кислот в месте нефтеносных пластов вторичных и третичных эксплуатационных скважин, хорошо известна как наводнение. Как правило, газ образуется в пластах, и газ реагирует либо с нагнетаемой водой, вытесненной нефтью, или с реликтовой водой с образованием кислоты. Некоторые примеры этих методов изложены в Американских патентах: 2001350; 3072185; 3091292; 3259187; 3344858; 3353597; 3392782; 3398791 и 3532165. Тем не менее, на сегодняшний день еще никто не предложил вводить жидкий диоксид углерода в нефтяную скважину, способствующий первичной продукции с образованием угольной кислоты в пластах, реагирующей с горными породами в пластах, чтобы тем самым увеличивать проницаемость пластов.

Поэтому задачей настоящего изобретения является разработка способа интенсификации добычи из нефтяной скважины путем введения жидкого диоксида углерода в нефтяную скважину с образованием угольной кислоты и реликтовой воды в пласте, которая увеличивает проницаемость пластов. В соответствии с настоящим изобретением способ включает в себя следующие стадии: Нагнетание безводной жидкости, содержащей жидкий диоксид углерода в скважине; имеющей кожух под давлением, который позволяет газообразному диоксиду углерода, образованному при испарении жидкого диоксида углерода, проникать через пласты и вступать в реакцию с реликтовой водой, для образования угольной кислоты в пластах за пределами обсадной колонны. Затем скважину закрывают на некоторый период времени, достаточного для того, чтобы угольная кислота вступила в реакцию с горными породами в пластах, который, таким образом, увеличивает проницаемость пластов и стимулирует продукцию из нефтяной скважины.

Другие задачи и преимущества настоящего изобретения станут очевидными при рассмотрении следующего подробного описания со ссылками на прилагаемые чертежи, на которых используются одинаковые ссылочные символы для обозначения одинаковых частей:

На рисунке 7 представлен в виде вертикальной проекции, в перспективе типичной нефтяной скважины, проходящей вниз через геологическое образование;

Рисунок 8 представляет собой вид устройства, которое впрыскивает жидкий диоксид углерод в скважину, показанной на рисунке 7.

Пока что изобретение будет описано в предпочтительной методике. Оно предназначено для того, чтобы охватить все альтернативы, модификации и эквиваленты, которые могут быть включены в пределах сущности и объема настоящего изобретения, как это определено в прилагаемой формуле изобретения.

Обратимся сначала к рисунку 7, где показана нефтяная скважина 10, имеющая отверстие 12, которое проходит от земной поверхности 14 через несколько геологических образований, в том числе опор нефтяных пластов 16. Эта нефтяная скважина способна к первичному производству, а это означает, что энергии в резервуаре достаточно, чтобы газ, углеводороды или нефть вернулись обратно в отверстие добывающей скважин, в то время как вторичное производство подразумевает использование искусственного давления, полученное, например, путем затопления, чтобы захватить углеводороды от водонагнетательной скважины до добывающей скважины.

Скважина 10 включает в себя устье скважины 18, соединенное с насосно-компрессорной колонной 20 и обсадной колонной 22, которая имеет перфорацию 24, позволяющую сливать нефть из пластов 18 в нижнюю часть буровой скважины 12 для транспортировки вверх через насосно-компрессорную колонну 20 на устье скважины 18. Как показано на рисунке 8, устройство для введения жидкого диоксида углерода в скважину имеет первую трубу 26, проходящую параллельно земной поверхности 14 и имеет клапан 28, установленный рядом с ним для контроля связывающей жидкости в кольцевом зазоре буровой скважине 12, образованный между насосно-компрессорной колонной 20 и обсадной колонной 22.

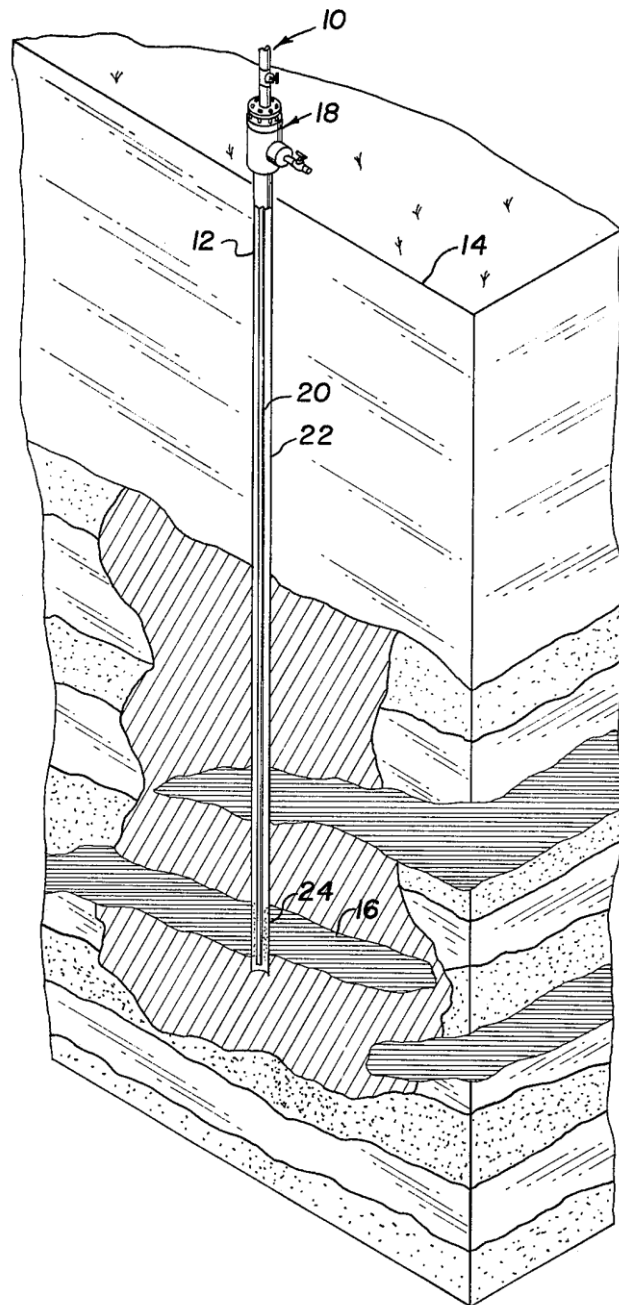


Рисунок 7 - Типичная нефтяная скважина, проходящая вниз через геологическое образование

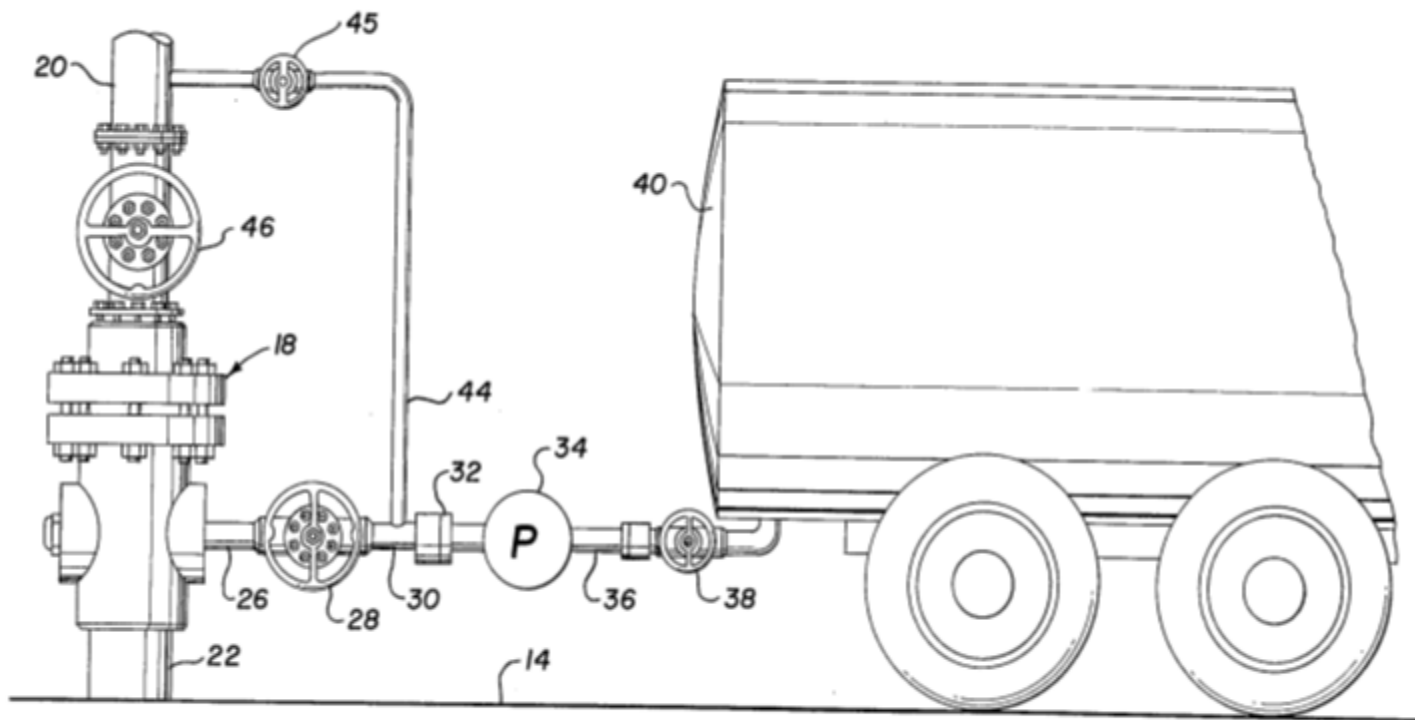


Рисунок 8 - Вид устройства, которое впрыскивает жидкий диоксид углерод в скважину

Второй трубопровод 30 смонтирован с клапаном 28 и выходным концом 32 насоса 34. Впускной конец 36 насоса 34 соединен с клапаном 38, установленным в жидкой коммуникации с подвижным баком 40, который поддерживает жидкий диоксид углерода. Перевернутый Г-образный трубопровод 44, имеющий клапан 45, смонтированный с ним, соединен со второй трубой 30 и насосно-компрессорной колонной 20 с клапаном 46, установленным в насосно-компрессорную колонну 20, чтобы контролировать прохождение жидкости через него.

При работе клапаны 45 и 46 закрыты, а вентиль 28 открыт. Затем насос 34 активируется для отвода жидкости, содержащей в основном жидкий диоксид углерода из бака 40 и проходящий вниз по кольцевому пространству в скважину 12, которая несет в себе жидкий диоксид углерода вниз обсадной колонны 22 к нижней части буровой скважины 12. Затем клапан 46 открывают, чтобы обеспечить прохождение углекислого газа до 20 насосно-компрессорной колонны и, таким же образом для удаления жидкости, окалин и других примесей из нижней части буровой скважины. Затем жидкий диоксид углерода может быть закачен вниз одного или другого кольцевого пространства буровой скважины 12 или насосно-компрессорной колонны 20 в нижней части буровой скважины. Достаточное количество жидкого диоксида углерода вводят в скважину, чтобы обеспечить давление, позволяющее газообразному диоксиду углерода, образованного за счет испарения жидкой двуокиси углерода, проникнуть через толщи 16 и вступить в реакцию с реликтовой водой и сделать угольную кислоту. Когда было добавлено достаточное количество диоксида углерода, клапаны 28 и 46 перекрывают, чтобы закрыть скважину на определенный период времени, позволяющий угольной кислоте провзаимодействовать с горной породой в пластах и тем самым увеличить проницаемость пластов, которые в свою очередь, увеличат производство нефти из нефтеносных слоев.

Из сказанного выше можно увидеть, что настоящее изобретение является одним из хорошо приспособленных для достижения всех целей и

объектов, изложенных выше, вместе с другими преимуществами, которые являются очевидными и которые присущи данному устройству.

Следует понимать, что некоторые признаки и комбинации элементов имеют полезные свойства и могут быть использованы и применены к другим функциям и комбинациям элементов. Это предусмотрено и находится в пределах объема формулы изобретения.

Поскольку многие возможные варианты осуществления изобретения могут быть выполнены согласно изобретению без отступления от его объема, следует понимать, что все содержание, сформулированное или показанное на прилагаемых чертежах, следует интерпретировать как иллюстрации, а не как ограничение [20].

1.7 Усовершенствованный процесс извлечения нефти с использованием двуокиси углерода

Способ извлечения углеводородов, например сырой нефти, из пласта, включающий в себя: (a) введение диоксида углерода в пласт; (b) закрытие скважин в пласте, чтобы позволить двуокиси углерода контактировать и диспергироваться с углеводородами в пласте; (c) извлечение углеводородов из пласта; (d) повторение этапов (a), (b) и (c), по меньшей мере, еще один раз; (e) введение карбонизированной водной жидкой смеси в пласт для подведения углеводороды к добывающей скважине или скважинам, (f) извлечение углеводородов из пласта.

Данное изобретение относится к извлечению углеводородов из пористого образования. Более конкретно, это изобретение относится к способу извлечения углеводородов, например сырой нефти, из пористого образования, которое включает в себя введение двуокиси углерода в пласт.

Известно, что двуокись углерода легко растворяется в сырой нефти. При добавлении двуокиси углерода в раствор вязкость сырой нефти существенно снижается. Использование двуокиси углерода в качестве смешивающегося агента было предложено в различных процессах

увеличенной нефтеотдачей. Например, было предложено вводить двуокись углерода в нефтеносный пласт для снижения вязкости нефти и увеличения скорости добычи нефти. Предложена циклическая закачка углекислого газа. В этой форме двуокись углерода вводится в нефтеносный пласт в течение определенного периода времени, а затем нефть восстанавливается в течение определенного периода времени. Этот цикл повторяется для обеспечения увеличения добычи нефти.

Были предложены различные способы транспортировки диоксида углерода по всему нефтеносному пласту. Например, была предложена карбонизированная вода, как источник углекислого газа, так и средство транспортировки диоксида углерода по всему нефтеносному пласту.

Поэтому одной из целей настоящего изобретения является создание способа извлечения углеводородов из углеводородсодержащего пласта.

Другой целью изобретения является создание способа извлечения сырой нефти из нефтенасыщенного нефтеносного образования.

Еще одна цель изобретения заключается в том, чтобы улучшить процесс извлечения углеводородов с использованием двуокиси углерода. Другие цели и преимущества настоящего изобретения станут очевидными в дальнейшем.

Был обнаружен способ извлечения углеводородов из углеводородсодержащего пласта через, по меньшей мере, одну эксплуатационную скважину. В одном широком смысле способ включает:

- (a) Введение диоксида углерода в пласт.
- (b) Закрытие пласта в течение периода времени, достаточного для взаимодействия, по меньшей мере, части впрыскиваемого диоксида углерода, и диспергирования углеводородов в пласте.
- (c) Извлечение углеводородов из пласта.
- (d) Повторение этапов (a), (b) и (c), по меньшей мере, еще один раз;
- (e) Введение, по меньшей мере, частично карбонизированной водной жидкой смеси в пласт через одну нагнетательную скважину, связанную

текучей средой с пластом в таком количестве, которое эффективно для подведения углеводородов в пласте к добывающей скважине.

(f) Извлечение углеводородов из пласта через эксплуатационную скважину. В одном альтернативном варианте осуществления этап (a) повторяют после стадии (d) и перед этапом (e). В любом случае предпочтительно поддерживать обратное давление на средства производства до тех пор, пока пустое пространство, созданное в пласте во время стадий (d) и (a), не будет заполнено водной жидкой смесью, введенной на этапе (e). Обратное давление поддерживается на достаточном уровне, так что среднее давление в пласте существенно не снижается, но возможно снижение не более чем на 50 фунт на квадратный дюйм относительного среднего давления пласта перед проведением стадии (a) в первый раз. В некоторых случаях углеводород не извлекается из средств производства в этот момент времени. Настоящий способ особенно полезен для извлечения сырой нефти и подобных углеводородных материалов. Отличные результаты получены при извлечении тяжелых или вязких нефтей. Среди этих тяжелых или вязких нефтей есть материалы, которые существенно более эффективно восстанавливаются путем уменьшения вязкости материалов в данном пласте.

Повторные или циклические закачки диоксида углерода в пласт предпочтительно действуют для улучшения эффективного взаимодействия диоксида углерода с углеводородами в части пласта. Циклические введения углекислого газа в пласт являются необходимым условием для углеводородов, например для сырой нефти, в которой диоксид углерода диспергируется путем снижения вязкости углеводородов до введения в пласт, по меньшей мере, частично карбонизированной водной жидкой смеси. Настоящий процесс практически не зависит от гравитации или образования (пласта), что приводит к низкой эффективности во многих процессах МИДН с использованием газов. Этот процесс может обеспечить значительную поэтапную добычу нефти по сравнению с обычным заводнением.

Как отмечено выше, повторное или циклическое введение диоксида углерода предпочтительно действуют для улучшения эффективного взаимодействия между двуокисью углерода и углеводородами в пласте. Для того чтобы улучшить это взаимодействие, более предпочтительно, чтобы все скважины, связанные текучей средой с пластом, использовались для закачки диоксида углерода в пласт во время стадии (а). Число циклов, то есть количество повторений шагов (а), (b) и (с) повторяются и могут широко варьироваться в зависимости, например, от условий, присутствующих в пласте, свойств углеводородов, подлежащих извлечению, количества и качества материалов, которые должны быть введены в пласт и тому подобное. Количество повторений шагов (а), (b) и (с) повторяются предпочтительно в диапазоне от 1 до примерно 6 раз, более предпочтительно примерно от 2 до 4 раз. По существу, углеводороды не извлекаются из пласта во время стадий (а) и (b).

Количество углекислого газа, вводимого в пласт в течение времени каждой стадии (а), может варьироваться в широких пределах и зависит от конкретного используемого применения. Предпочтительно, количество диоксида углерода, вводимого в течение времени каждой стадии (а), находится в диапазоне от приблизительно 0,1% до приблизительно 5% от объема обрабатываемого пласта, взятого в расчете условий температуры и давления, существующих в пласте. Это количество двуокиси углерода должно быть достаточным для полного насыщения примерно 1-30% углеводородов в пласте растворенным диоксидом углерода. Содержащий диоксид углерода материал, инъецированный на стадии (а), может содержать другие компоненты, но предпочтительно содержит, по меньшей мере, около 85 мольных % двуокиси углерода.

Преимущественно, водная смесь содержит воду, по меньшей мере, 0,15 объема пор породы, которая насыщается углекислым газом как минимум до 50% насыщения. В некоторых случаях может понадобиться добавить агент, повышающий вязкость к части движущей текучей среды, чтобы, таким

образом, регулировать вязкость так, чтобы она была такой же или большей, чем вязкость восстанавливаемых углеводородов. Также могут быть использованы обычные поверхностно-активные вещества и эмульгаторы. Во все время, когда водяная текучая среда вводится в пласт, образование в эксплуатационной скважине или скважинах поддерживается предпочтительно давлением того же порядка, что и в нагнетательной скважине или скважинах, но достаточно ниже давления впрыска, так чтобы позволить углеводородам течь через образование.

При использовании способа данного изобретения при эксплуатации нефтеносного образования используется обычное производственное оборудование. Поскольку система требует впрыскивания флюидов в подземную геологическое нефтеносное образование, необходимо использовать комбинацию нагнетательных и эксплуатационных скважин. Введенные жидкости, включая углекислый газ и карбонизированную водную смесь, вводят в нагнетательную скважину или скважины традиционным способом.

Для обработки выбирают неочищенное нефтяное образование. Жидкая вязкость сырой нефти в этом пласте составляет около 180 ср. Средняя температура и давление пласта составляют около 150 градусов по Фаренгейту и 500 фунтов на квадратный дюйм соответственно.

Пять скважин в обычной пористой структуре бурят в пласте так, чтобы каждая из пяти скважин находилась в жидкостной связи с пластом. Условия таковы, что традиционные методы первичной добычи были неэффективны для извлечения сырой нефти из пласта.

Каждая из пяти скважин используется для ввода 1% по объему (в зависимости от условий образования) суммарного порового пространства образования газообразного диоксида углерода в пласт. После этого введения все пять скважин закрываются на одну неделю. После этого времени каждая из пяти скважин используется для извлечения сырой нефти из пласта в течение одного месяца. Обратное давление прикладывается к скважинам

таким образом, чтобы среднее пластовое давление поддерживалось выше 500 фунтов на квадратный дюйм.

Этот цикл впрыска / включения / восстановления повторяется три раза.

После последней стадии восстановления в пласт с каждой из четырех удаленных скважин закачивается карбонизированная вода (80% насыщенная диоксидом углерода в условиях пласта). Сырая нефть извлекается из пласта через расположенную в центре скважину. Существенное количество сырой нефти эффективно извлекается и экономически дееспособно с использованием описанной выше операции [23].

Выводы по 1 главе

Проведен подробный анализ известных методов увеличения нефтеотдачи скважины. Выявлено, что на сегодняшний день происходит снижение добычи нефти, связанное с истощением легкодоступных нефтяных запасов и рост заброшенных нефтяных скважин с отдачей нефти менее 35 %. В соответствии с данной проблемой был рассмотрен зарубежный опыт в интенсификации процесса нефтедобычи и было выявлено, что наиболее выгодным способом увеличения нефтяной отдачи из скважины является использование газовых методов. В частности было рассмотрено использование диоксида углерода в связи с его физическими и химическими свойствами.

ГЛАВА 2 Систематизация экспериментальных данных

2.1 Анализ проведения экспериментальной методики

2.1.1 Определение вязкости нефти и нефтепродуктов

Вязкостью принято считать свойством газов и жидкостей, оказывающим сопротивление необратимому перемещению одной их части относительно другой при деформирующем воздействии.

Существует несколько видов вязкостей:

- динамическая;
- кинематическая;
- условная;
- эффективная;
- пластическая.

Динамической (абсолютной) вязкостью μ называют силу, действующую на единицу площади плоской поверхности, которая в свою очередь при перемещении с единичной скоростью относительно других плоских поверхностей, находится от первой поверхности на единичном расстоянии.

В единой системе исчислений динамическую вязкость выражают в Па·с, вне системы единицей П (пуаз).

Соотношение величин динамической вязкости в различных единицах измерения:

$$\begin{aligned} 1 \text{ П} &= 1 \text{ дин}\cdot\text{с}/\text{см}^2 = 0,010193 \text{ кгс}\cdot\text{с}/\text{см}^2 = 0,1 \text{ Па}\cdot\text{с} \\ 1 \text{ сП (сантипруз)} &= 1,010193 \cdot 10^{-4} \text{ кгс}\cdot\text{с}/\text{см}^2 = 0,01 \text{ П} = 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с} \\ 1 \text{ кгс}\cdot\text{с}/\text{м}^2 &= 98,0665 \text{ П} = 9806,65 \text{ сП} = 9,80665 \text{ Па}\cdot\text{с}. \end{aligned} \quad (1)$$

Кинематической вязкостью ν называют отношение между динамической вязкостью данной жидкости и её плотности при той же температуре:

$$\nu = \frac{\eta}{\rho} \quad (2)$$

Кинематическая вязкость выражается в $\text{м}^2/\text{с}$, внесистемная единица Ст (стокс).

Соотношение величин кинематической вязкости в различных единицах измерения:

$$\begin{aligned} 1 \text{ Ст} &= 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с} = 1 \text{ см}^2/\text{с} \\ 1 \text{ м}^2/\text{с} &= 10^4 \text{ Ст} = 10^6 \text{ сСт}. \end{aligned} \quad (3)$$

Условной вязкостью выражена величина, характеризующая гидравлическое сопротивление относительно течения, измеряемая временем истечения данного объёма жидкого раствора с помощью вертикальной трубки, имеющей определённый диаметр. Ее обычно измеряют в градусах Энглера, обозначают - °ВУ. Она определяется отношением времени истечения 200 см^3 данной жидкости при заданной температуре из специального вискозиметра ко времени истечения 200 см^3 дистиллированной воды из того же прибора при $20 \text{ }^\circ\text{С}$.

Пластическая вязкость измеряется в сантипуазах и подразумевает коэффициент пропорциональности между переменной составляющей касательных напряжений и градиентом скорости сдвига (не зависит от скорости сдвига).

Эффективная вязкость в сантипуазах – коэффициент пропорциональности между суммой переменной и постоянной составляющих касательных напряжений и градиентом скорости сдвига (зависит от скорости сдвига).

Цель работы: экспериментально определить вязкость нефти капиллярным вискозиметром.

Оборудование:

- а) вискозиметры типа ВПЖ-2 и ВПЖ-4;
- б) термостат, поддерживающий длительное время необходимой температуры;
- в) термометр ртутный стеклянный – ТУ 25-2021.003-88;
- г) секундомеры;
- д) штатив.

Ход лабораторной работы.

Для нахождения кинематической вязкости нефти необходимо правильно подобрать вискозиметр с таким расчётом, чтобы время истечения было не менее 200 секунд.

Капиллярный вискозиметр типа ВПЖ-2 (рисунок 9) представляет собой прибор в виде U-образной трубки. Принципом действия капиллярного вискозиметра является измерение времени истечения заданного объёма исследуемого образца нефти через стеклянную трубку, данную трубку еще называют капиллярной.

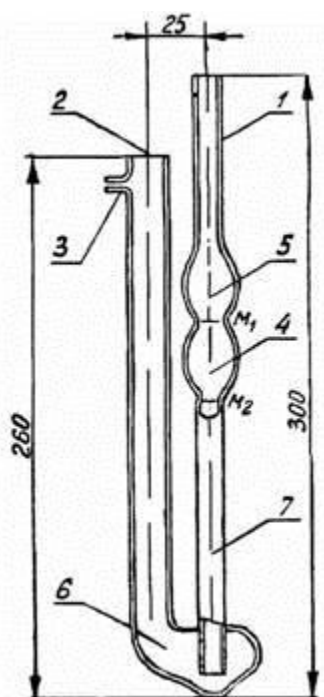


Рисунок 9 - Вискозиметр типа ВПЖ-2

Для того чтобы определить время течения на отводящую трубку (3) необходимо надеть резиновый переходник в виде трубки. Потом, зажав

колени (2) вискозиметра прибор необходимо перевернуть и погрузить коленом (1) в стеклянный резервуар с жидкостью. Жидкость набирают с помощью груши или насоса до пометки M_2 , при данном действии не должно образоваться пузырьков воздуха в жидкой среде.

В определенный момент времени жидкость достигает пометки M_2 прибор необходимо вынуть из резервуара и моментально перевернуть в первоначальное положение вискозиметра. Далее необходимо сначала избавиться от накопившейся лишней жидкости на колене (1) и надеть на него резиновый переходник в виде трубки.

Следующим этапом прибор помещают в термостат так, чтобы гофрообразное расширение (5) находилось ниже уровня жидкости находящейся в термостате. Далее вискозиметр необходимо выдержать в термостате около 15 минут при заданном определенном температурном режиме, потом с помощью груши или насоса жидкость помещают в правое колено примерно на одну треть расширенного места колена (5). Устанавливают в колене (1) давление в одну атмосферу и фиксируют секундомером время прохождения жидкости от пометки M_1 до пометки M_2 .

Количество измерений зависит от временного отрезка эксперимента должно быть в пределах:

а) если на опыт было затрачено от 200 до 300 секунд, то необходимо проделать пять измерений;

б) если на опыт было затрачено от 300 до 600 секунд, то необходимо проделать четыре измерения время;

в) если на эксперимент будет затрачено свыше 600 секунд, то проделывают всего три измерения.

Для вычисления среднего арифметического времени истечения нефтепродуктов в приборе - вискозиметре секундомер должен быть поверен с точностью до 0,1 секунды. Данный секундомер необходимо подвергать проверке 1 раз в полгода. Так же во время должны меняться батарейки.

Данный секундомер предназначается только для экспериментов с вискозиметрами.

Кинематическая вязкость вычисляется по формуле:

$$\nu = C \cdot T \cdot \frac{g}{9,8} \cdot K \quad (4)$$

где C – константа вискозиметра (обычно она прописывается в свидетельстве о поверке);

T – среднее арифметическое время истечения нефтепродуктов в вискозиметрах, выражается в с;

g – ускоренное значение силы тяжести в месте измерения вязкости нефтепродукта, измеряется в м/с^2 ;

9,807 – принятое нормальное ускорение силы тяжести, измеряется в м/с^2 ;

K – коэффициент, который учитывает изменение гидростатического напора нефтепродуктов в результате их расширительного действия при процессе нагревания; для некоторых вискозиметров типа ВПЖ-2 и ВПЖ-4 коэффициент равняется:

$$K=1+0,000087 \cdot \Delta t \quad (5)$$

где Δt – разность температур при заполнении вискозиметра нефтепродуктами и нефтью при фиксированном определении вязкости.

Допущения:

1. Известно, что отношение местного ускорения силы тяжести к нормальному ускорению тяжести по территории Российской Федерации может иметь погрешность в 0,2 процента; если данное допущение в 0,2% не отличается, то за величину $g/9,8$ принимается единица.

2. Если разность температур Δt не превышает более 10 °С, то константу K принимают равной единице.

3. Кинематическая вязкость нефтепродуктов вычисляется с точностью до третьего знака, например: 1,255; 16,47; 193,1; 1735 [7].

«По данным проведенных исследований, его растворимость в нефти существенно выше метана и его газообразных гомологов, причем она увеличивается с ростом давления и молекулярной массы нефти. Контактная с последней, диоксид углерода частично растворяется в углеводородах и одновременно экстрагирует низкомолекулярные фракции, обогащаясь ими. В результате давление, необходимое для смешивающегося вытеснения нефти диоксидом углерода в три раза меньше, чем одним углеводородным газом.

Промышленные испытания углекислого газа с целью интенсификации нефтедобычи впервые проведены на ряде месторождений, причём некоторые из них (Радаевское, Сергеевское и др.) находятся на заключительной стадии разработки.

Закачка диоксида углерода при сверхкритических условиях при достижении вышеуказанной критической точки диоксида углерода (температура 31,10 °С и давление 7,38 МПа) обеспечивает регулирование фильтрационного поля сверхкритического диоксида углерода, то есть такого состояния вещества, при котором исчезает различие между жидкой и газовой фазой, при этом сжиженный диоксид углерода переходит в сверхкритический флюид диоксида углерода (СКФ-СО₂). Многие физические свойства сверхкритического флюида: плотность, вязкость, скорость диффузии, являются промежуточными между свойствами жидкости и газа. Сверхкритический диоксид углерода является эффективным чистым растворителем и в таком состоянии лучше других газовых агентов снижает вязкость нефти в пластовых условиях.

Преимуществами СКФ-СО₂ как растворителя являются: сочетание свойств газов при высоком давлении, таких как низкая вязкость и высокий коэффициент диффузии, и жидкостей - высокая растворяющая способность. Так, коэффициент диффузии СКФ-СО₂ равен 10⁻⁸ м/с, что на порядок больше, чем у жидкого СО₂. Сочетание малого межфазного натяжения с низкой вязкостью и высоким коэффициентом диффузии позволяет СКФ-СО₂ проникать в пористые среды более легко по сравнению с жидкостями и

осуществлять более быстрый массоперенос, а высокая чувствительность растворяющей способности СКФ- CO₂ к изменению давления и температуры обеспечивает простоту разделения СКФ- CO₂ и растворенных в нем веществ при сбросе давления.

В сравнении с жидкой фазой, СКФ- CO₂ более сжимаемый, имеет больший мольный объем, что способствует образованию кластеров и нестойких комплексов, что положительно влияет на повышение растворимости. СКФ-СО₂ способен эффективно растворять неполярные жидкости, например нефть, включая ее тяжелые фракции. Это достоинство объясняется высокой диффузионной способностью СКФ- CO₂. в результате чего наблюдается снижение вязкости нефти в пластовых условиях.

Исследования, проведенные на добывающих скважинах на объектах ТПТ «РИТЭК-Самара-Нафта», показали, что чем выше исходная вязкость нефти, например, 330,9 мПа·с со скважины 301 и 785,1 мПа·с со скважины 402 (см. табл. 1), тем в большей степени наблюдается эффект снижения вязкости, например, при вязкости нефти в пластовых условиях 217,2 мПа·с и 151,9 мПа·с при 5% содержания диоксида углерода, вязкость нефти после воздействия диоксида углерода снизилась до 35,2 мПа·с и 12,4 мПа·с при 40 % содержания диоксида углерода в нефти (табл. 1).

Таблица 1 - Снижение динамической вязкости нефти в пластовых условиях при газоциклической закачке сжиженного диоксида углерода

Нефть	Давление, МПа	Температура, °С	Содержание CO ₂ , % масс.	Вязкость мПа·с
Скважина 301 (до обработки CO ₂)	0,1	20	-	401,6
	0,1	25,5	-	330,9
	0,1	46	-	103,5
Скважина 301 (после обработки CO ₂)	12,9	25,7	5	217,2
	12,9	25,7	20	76,9

Продолжение таблицы 1

	12,9	25,7	40	35,2
Скважина 402 (до обработки CO ₂)	0,1	20	-	1197
	0,1	25,5	-	785,1
	0,1	46	-	218
Скважина 402 (после обработки CO ₂)	15,9	46	5	151,9
	15,9	46	20	55,6
	15,9	46	40	12,4

Основными механизмами повышения нефтеотдачи по заявленному способу газодобывающей закачки при переходе сжиженного диоксида углерода в СКФ-CO₂ являются способность растворять органические вещества, содержащиеся в высоковязкой добываемой нефти, снижать вязкость нефти в пластовых условиях, вызывать ее набухание, увеличивать смешиваемость СКФ-CO₂ с нефтью, резко понижать межфазное натяжение на границе нефть-СКФ- CO₂, снижающее влияние капиллярных сил» [2].

2.2 Результаты внедрения методики

Результаты апробации этого метода приведены в таблице 2.

В результате опытно-технологических работ по закачке CO₂ на Радаевском и Сергеевском нефтяных месторождениях установлено, что рассматриваемый метод обладает достаточно высокой технологической эффективностью. Было закачено 787,2 тыс. тн CO₂ и дополнительно добыто 218 тыс. тн нефти, что составляет 0,28 тн на 1 тн использованного реагента. Несмотря на отмеченный экономический эффект, закачка диоксида углерода на Радаевском месторождении в конце 1988 г. была прекращена. Основной причиной прекращения экспериментов послужили низкое качество строительства углекислотопровода и неравномерная поставка реагента, как по объему, так и по времени. В результате многочисленных порывов

магистральный углекислотопровод пришел в аварийное состояние, дальнейшая эксплуатация его была признана нецелесообразной [3].

Таблица 2 - Результаты апробации метода нефтедобычи с использованием закачки диоксида углерода

Параметры	Месторождения				
	Радаевское	Козловское	Сергеевское	Елабужское	Ольховское
Прогнозный прирост нефтеотдачи, %	12,80	10,40	10,40	8,00	12,40
Дополнительная добыча, млн. т	0,90	3,21	0,89	0,40	3,10
Годовая закачка CO ₂ , тыс. т	430,0	400,0	165,0	140,0	400,0
Фактическая закачка на 01.07.89, тыс. т	787,2	110,1	73,8	58,3	-

По указанной причине несомненный интерес представляет газоциклическая подача жидкого диоксида углерода в нефтеносные пласты с помощью насосов, обеспечивающих давление около 20 МПа.

В технической и патентной литературе описаны различные устройства для закачки оторочки (столба жидкости) в скважину, включающее лифтовые трубы, перепускной клапан и пакер [8].

К их существенным недостаткам следует отнести ненадежность работы, особенно при закачке оторочки диоксида углерода с давлением 10 – 20 МПа[9].

Более совершенной является установка подготовки кислого газа для закачки в пласт через нагнетательную скважину. Она включает узел смешения кислого газа (смеси диоксида углерода и сероводорода) с сжиженным газом – смесью углеводородов C₃ – C₅ или газовым бензином, компрессор для повышения давления полученной смеси до 0,4 – 0,6 МПа,

холодильник воздушного охлаждения для снижения температуры компримированного газа до 40 – 60 °С, сепаратор для отделения конденсата, абсорбер для осушки газа, второй компрессор повышения давления до 4 МПа в комбинации с водяным холодильником и насос для закачки газовой смеси в скважину.

Предлагаемая установка закачки в скважину оторочки жидкого диоксида углерода включает устройство ввода жидкостей, блок емкостей и насосного оборудования, узел приготовления раствора жидкости для вытеснения оторочки, причем периодическая подача оторочки диоксида углерода и раствора подогреваемой жидкости в скважину регулируется с помощью автоматизированного блока управления, функционально связанного с датчиками температуры и плотности закачиваемых компонентов, давления и производительности применяемых насосов, обеспечивающего соотношение объемных потоков оторочка : вытесняющий раствор равного (0,1 – 100) : (0,1 – 10).

Её принципиальная схема представлена на рисунке 10.

При её сопоставлении с известными техническими решениями легко видеть принципиальные отличия, заключающиеся в наличии в заявляемой схеме автоматизированного блока управления, регулирующего поступление в скважину двух жидких потоков с требуемым объемным соотношением, а также присутствие подогревателя жидкости, используемой для вытеснения оторочки в скважине.

Работа установки иллюстрируется следующим примером.

Из емкости 1 через задвижку 4 жидкий диоксид углерода с помощью насоса 6 непрерывно поступает в устройство ввода в скважину (на рис. не показано). Производительность насоса и объем закачки оторочки CO₂ задаются и поддерживаются автоматически с пульта управления 3. По истечении заданного времени задвижка 4 перекрывается с одновременным открытием задвижки 5 и с узла приготовления раствора 8 насосом 6

осуществляется подача раствора для перемещения оторочки диоксида углерода по скважине.

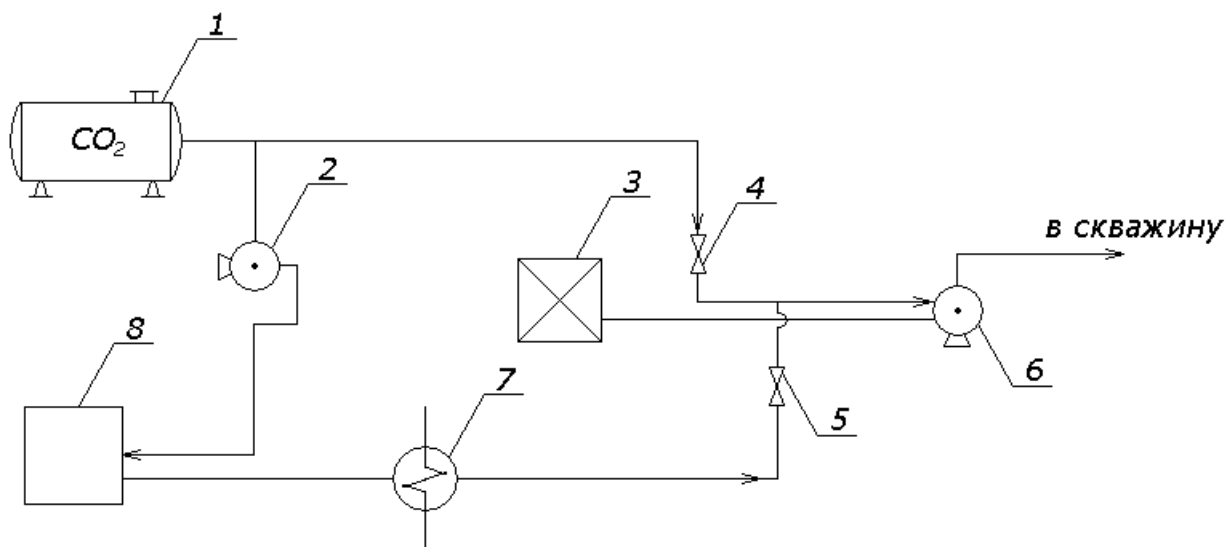


Рисунок 10 - Принципиальная технологическая схема закачки диоксида углерода в скважину

С целью повышения эффективности воздействия оторочки на разжижение нефтяной эмульсии в пласте в предлагаемой схеме предусмотрена подача необходимого количества CO_2 с помощью насоса 2 на узел 8.

По достижению заданного объёмного соотношения оторочка : раствор, насос 6 автоматически отключается и скважина переводится в режим ожидания.

В качестве растворов вытеснения оторочек CO_2 могут быть использованы водные и углеводородные композиции, содержащие ПАВ, ингибиторы коррозии и подавители гидратообразования, диоксид углерода и другие сжиженные газы, кислые и щелочные агенты, вспениватели.

При необходимости подогрев растворов перед подачей в скважину осуществляется с помощью подогревателя 7, который может работать на природном или попутном газе (на рис. не показан).

По сравнению с известными техническими решениями предлагаемая установка позволяет существенно сократить энергопотребление ввиду

отсутствия стадии компримирования газов, внедрить комбинированные способы интенсификации нефтедобычи на месторождениях с высоковязкими нефтями.

В августе 2016 г. прошла успешные испытания на добывающей скважине мобильная установка по закачке CO₂ на 800 метров ниже приема центробежного насоса. В ходе эксперимента отбирались пробы добываемой нефти и замерялась её вязкость с помощью ротационного вискозиметра «Брукфильд» LVDV-II+Pro. До применения CO₂ вязкость нефти, замеренная при скоростях сдвига 0,6, 1,5, 3 об/мин при температуре 33°C на устье скважины, составила соответственно 14797, 10418 и 7568 мПа·с. После применения CO₂ в сочетании с растворителем АСПО «Дельта», разработанным и изготовленным ООО «Дельта-пром инновации», вязкость нефти на шпинделе LV1 при скорости сдвига 1,5 об/мин составила 1068 мПа·с. Увеличение расхода CO₂ позволило снизить вязкость нефти до 600–660 мПа·с при скорости сдвига 0,6–1,5 об/мин.

Полученный результат подтверждает перспективы использования газоциклической и капиллярной технологии при интенсификации нефтедобычи» [4].

2.3 Насосная система для закачки диоксида углерода

В патенте США WO2000063529A1 говорится о насосе и насосной системе для перекачивания газов с плотной фазой, в частности для введения диоксида углерода в нефтяной или газовый резервуар, который включает в себя насос, двигатель и кожух, в котором находится насос и двигатель. Также раскрыта насосная и насосная система для введения парниковых газов с плотной фазой в резервуар или под воду. Насос может включать погружной электронасос.

Данное изобретение, в общем, относится к насосу и насосной системе, в частности для двуокиси углерода, и более конкретно к насосу и насосной системе для введения двуокиси углерода с плотной фазой в нефтяной или

газовый резервуар. Это изобретение также может быть использовано для перекачивания парниковых газов, таких как диоксид углерода, метан, закись азота или хлорфторуглероды, которые могут существовать в плотной фазе и данные газы невозможно утилизировать под землей или под водой. Кроме того, данное изобретение может быть использовано для перекачивания любого газа, который может существовать в плотной фазе.

Вопреки распространенному мнению, у Соединенных Штатов по-прежнему огромные запасы нефти. Сейчас прошло более 135 лет после рождения нефтяной промышленности США, и страна имеет в два раза больше нефти, оставшейся в ее водоемах, чем когда-либо США производили. Нефтяная промышленность соединенных штатов выпустила почти 160 миллиардов баррелей, но около 350 миллиардов баррелей остаются целью улучшения нефтяных технологий. Однако большая часть этой оставшейся нефти трудноизвлекаемая.

Существует ряд усовершенствованных систем добычи нефти, доступных для увеличения добычи нефти и газа. К ним относятся нагнетание пара, углекислого газа и / или нагнетание газообразного азота, заводнение химическими веществами, такими как полимеры, поверхностно-активные вещества и щелочи, а также использование микробов для производства газов или химических веществ под землей, которые увеличивают мобильность остающейся нефти. Одной из наиболее популярных систем регенерации в большей области пермского бассейна Западного Техаса и Юго-Востока Новой Мексики является наводнение углекислого газа («CO₂»). Затопление двуокисью углерода оказалось одним из наиболее перспективных методов повышения нефтеотдачи в Соединенных Штатах, поскольку в нем используется много естественного двуокиси углерода. Когда CO₂ впрыскивается в резервуар выше его минимального давления смешивания (смешиваемое наводнение), газ действует как растворитель. CO₂ захватывает более легкие углеводородные компоненты, общий объем нефти набухает и уменьшается вязкость масла, так что он течет легче. Когда поле уже было

затоплено, третичное наводнение CO_2 обычно обеспечивает постепенное восстановление примерно от 8 % до примерно 16 % первоначальной нефти на месте. При использовании CO_2 вместо заводнения для вторичного восстановления месторождения может производиться до 40% исходной нефти на месте.

Обычно при нагнетании CO_2 используют CO_2 при существующих давлениях в трубопроводе, а затем вводят CO_2 в поле. Когда существующие давления в трубопроводе недостаточно высоко для введения CO_2 в резервуар, давление CO_2 повышают с помощью насоса CO_2 . В существующей технологии бустерной накачки с плотной фазой CO_2 используются многоступенчатые центробежные или поршневые насосы с дорогостоящими двойными торцевыми уплотнениями в сочетании с системами уплотнения с высоким давлением и системами охлаждения нефти. Этот тип насосной системы предшествующего уровня техники обычно изготавливается по индивидуальному заказу и размещается внутри крупных опорных зданий. Следовательно, этот тип насосной системы является дорогостоящим, используются большие объемы пространства, является чрезмерно сложным, требует значительного технического обслуживания и требует много времени для ремонта или замены. По вышеуказанным причинам существует потребность в улучшенном насосе CO_2 и насосной системе.

Настоящее изобретение относится к насосу и насосной системе для введения двуокиси углерода с плотной фазой в нефтяной или газовый резервуар и для инжектирования парниковых газов с плотной фазой, таких как диоксид углерода, метан, закись азота или хлорфторуглероды, в резервуар или под воду.

С одной стороны изобретение включает скважинный электрический насос, двигатель и кожух, в котором насос и двигатель заключены в кожух или находятся в реакторе, для повышения содержания двуокиси углерода или любого другого газа с плотной фазой. Устройство имеет источник питания и, по меньшей мере, один силовой кабель, который соединяет двигатель с

источником питания. С другой стороны изобретение включает способ перекачивания плотного фазового газа, который включает в себя введение обсадной трубы в существующую трубопроводную систему путем соединения выпускного фланца и входного фланца трубопроводной системы с противоположными фланцами корпуса. Газ, который накачивается насосом и двигателем внутри обсадной колонны, может быть газообразным диоксидом углерода с плотной фазой или парниковым газом с плотной фазой. Среди других преимуществ настоящее изобретение не требует использования дорогостоящих механических уплотнений или связанных с ними систем уплотнений, а также не требует больших опорных зданий и может быть легко отремонтировано или легко и недорого заменено.

Специалистам в данной области должно быть понятно, что раскрытая концепция и раскрытый конкретный вариант осуществления могут быть легко использованы в качестве основы для модификации или проектирования других структур для выполнения тех же целей настоящего изобретения. Специалистам в данной области техники должно быть также понятно, что такие эквивалентные конструкции не отходят от сущности и объема изобретения, изложенного в прилагаемой формуле изобретения.

Насос двуокиси углерода по настоящему изобретению был использован в компании Alturaenergy ltd. S (совместное предприятие между корпорацией Атосо и компанией, производящей каучуковые масла), подразделение по очистке сточных вод южного острова Иссон в графстве Грейс, штат Техас.

Насос CO_2 был испытан с рециркулированием CO_2 под давлением 1910 фунт на квадратный дюйм при давлении всасывания и нагнетания, изменяющемся от 2060 до 2200 фунтов на квадратный дюйм. Насос поставлял около 1300 баррелей CO_2 в сутки в течение 344 дней. Общая измеренная производительность насоса за 344 дневную работу составила 1,09 миллиарда кубических футов плотной фазы CO_2 . Хотя настоящее изобретение и его преимущества описаны достаточно подробно, следует

понимать, что здесь могут быть сделаны различные изменения, замены и изменения без отклонения от сущности и объема изобретения, как определено прилагаемой формулой изобретения.

Другими характеристиками источника CO_2 , существующими параметрами всасывания насоса и другими физическими свойствами, соответствующими этому примеру, являются:

А) Давление на входе насоса = 1835 фунтов на квадратный дюйм

В) Диапазон температуры CO_2 (градусы F) = от +40 (зима) до около +80 (летом)

С) Плотность $\text{CO}_2=85$ (фунт / куб.фут)

Д) Удельный вес при 60 град. F = 0,7522

Е) Молекулярная масса = 41,190

Ф) Скорость потока = 3,5 миллиона стандартных кубических фунтов в день. Смесь CO_2 , описанная выше (превращается примерно в 1225 баррелей в день) [19].

Выводы по 2 главе

Под руководством творческой группы «РИТЭК-Самара-Нафта», были проведены исследования. Результаты показали, что чем выше исходная вязкость нефти, например, 330,9 мПа·с со скважины 301 и 785,1 мПа·с со скважины 402, тем в большей степени наблюдается эффект снижения вязкости, например, при вязкости нефти в пластовых условиях 217,2 мПа·с и 151,9 мПа·с при 5% содержания диоксида углерода, вязкость нефти после воздействия диоксида углерода снизилась до 35,2 мПа·с и 12,4 мПа·с при 40 % содержания диоксида углерода в нефти

Кроме того, было выявлено, что СКФ- CO_2 обладает рядом преимуществ: не токсичен, не горюч, не взрывоопасен, дешев и доступен. Сверхкритический диоксид углерода можно считать экологически чистым растворителем.

Глава 3. Эколого-экономическая часть

3.1 Расчет парниковых газов

«Основными традиционными источниками энергии в настоящее время являются нефть, газ и уголь, так как более 80 % энергии в мире вырабатывается на тепловых электростанциях. Традиционные методы получения тепло- и электроэнергии в котельных и на ТЭС основываются на сжигании добываемого топлива, а также использование органического топлива в технологических установках сопряжены с разносторонним локальным и глобальным воздействием на окружающую среду.

- выбросы вредных веществ в атмосферу;
- сброс минерализованных и нагретых вод;
- потребление в значительных количествах кислорода и воды;
- изъятие больших площадей земли для захоронения отходов (шлака, золы) и др.

Это воздействие способствует возникновению парникового эффекта, вызывающего повышение температуры планеты, является причиной окисления почвы и воды, вызывает многие необратимые процессы. Кроме этого, органическое топливо – не возобновляемые источники энергии, потому что скорость их применения в настоящее время в большей мере превышает скорость образования (возобновления).

Парниковый эффект – это свойство атмосферы пропускать солнечную радиацию (ультрафиолетовое излучение) и частично задерживать земное (инфракрасное) излучение, тем самым, способствуя аккумуляции тепла Землей, средняя температура поверхности которой в настоящее время составляет около 15 °С. При данной температуре поверхность планеты и атмосфера находятся в тепловом равновесии. До вмешательства человека в глобальные процессы Земли изменения, происходящие на её поверхности и в атмосфере, были связаны с содержанием в природе газов, которые и были

названы «парниковыми». К ПГ принято относить такие компоненты атмосферы естественного и антропогенного происхождения, которые поглощают и излучают радиацию в том же инфракрасном диапазоне, что и поверхность Земли, атмосфера и облака. К ним относятся: водяной пар (H_2O), диоксид углерода (CO_2), метан (CH_4), закись азота (N_2O), тропосферный озон (O_3) и некоторые другие, например, антропогенные ХФУ, гидрофторуглероды (ГФУ), перфторуглероды (ПФУ), шестифтористая сера (SF_6), которые под воздействием солнечного излучения распадаются, поставляя активные радикалы хлора, разрушающие озоновый слой. Без такого газового «покрывала», окутывающего Землю, температура на её поверхности была бы ниже на 30-40 °С, что обусловило бы трудности существования живых организмов в таких условиях» [10].

3.2 Методика расчета эмиссии углекислого газа

Определение различных объемов парниковых газов рассчитывается за один календарный год. В нормативных документах календарных год обозначается обычно как отчетный период.

В диапазон количественного определения выбросов включены непосредственно прямые выбросы парниковых газов из источника производственных объектов, осуществляемых производственные процессы.

Количественное определение выбросов парниковых газов осуществляется на основании подготовки исходных данных и выполнения расчетов выбросов парниковых газов в соответствии с методическими указаниями и руководством по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации.

Для количественного определения выбросов парникового газа необходимы исходные данные, которые являются фактическими данными производственного объекта, характеризующие вид деятельности предприятия за отчетный период. К исходным данным можно отнести количество

выпускаемой продукции, расход топлива и расход углеродсодержащих материалов. Так же для расчета необходимы и другие параметры определения объемов выбросов парниковых газов, например, компонентных состав газообразного топлива, коэффициенты выбросов парниковых газов.

3.2.1 Стационарное сжигание топлива

В данную категорию источников выбросов парниковых газов включены выбросы углекислого газа в атмосферу, возникающие при сжигании различных видов твёрдого, жидкого и газообразного топлива в теплотехнических и котельных агрегатах, турбинах, печах с целью выработки эклектической или тепловой энергии, используемой для собственных производственных нужд или для поставки потребителям.

Данная категория источников выбросов загрязняющих веществ не включает выбросы парниковых газов, полученных при аварийных и чрезвычайных ситуациях в процессе стационарного сжигания топлив в факельных установках, сжигания биогаза и биомассы/

При стационарном сжигании топлива количественное определение выбросов углекислого газа находят расчетным методом по отдельным источникам, группам источников или производства в целом по формуле (3.1):

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \cdot EF_{CO_2,j,y} \cdot OF_{j,y}) \quad (3.1)$$

где

$E_{CO_2,y}$ – выбросы CO_2 от стационарного сжигания топлива за период y , т CO_2 ;

$FC_{j,y}$ – расход топлива j за период y , тыс.м³, т, т у.т. или ТДж;

$EF_{CO_2,j,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от сжигания топлива j за период y , т CO_2 /ед.;

$OF_{j,y}$ – коэффициент окисления топлива j , доля;

j – вид топлива, используемого для сжигания;

n – количество видов топлива, используемых за период u .

Предприятие должно учитывать объемы расходуемых твердых, жидких и газообразных топлив, сжигаемых в стационарных источниках производства. Расход топлива ($FC_{j,y}$) определяет само предприятие. Объемы рассчитываются отдельно по видам топлива в зависимости от источника загрязнения.

Единицей расход топлива ($FC_{j,y}$) является т, тыс.м³, т у.т. или ТДж и определяется в зависимости от соответствующего применяемого коэффициента выбросов ($EF_{CO_2,j,y}$), который выражается в тСО₂/т, тСО₂/тыс.м³, тСО₂/т у.т. или тСО₂/ТДж.

Если при расчетах объемов выбросов используется коэффициент выбросов, приведенный в таблице ? приложения ?, то расход топлива рассчитывается относительно энергетического эквивалента по формуле(3.2):

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \cdot NCV_{j,y} \cdot 10^{-3} \quad (3.2)$$

где

$FC_{j,y}$ –расход топлива j в энергетическом эквиваленте за период u , ТДж;

$FC'_{j,y}$ –расход топлива j в натуральном выражении за период u , т или тыс.м³;

$NCV_{j,y}$ – низшая теплота сгорания топлива j за период u , МДж/кг, МДж/м³.

Значения низшей теплоты сгорания топлива принимается по фактическим данным предприятия или по данным известным поставщику топлива, используемые за отчетный период. Если такие данные отсутствуют, то используют значения, приведенные в таблице А.1 приложения А.

Значения коэффициентов углекислого газа от сжигания топлива ($EF_{CO_2,j,y}$)рассчитывают на основе фактических данных о компонентном составе и содержания углерода в твердом, жидком и газообразном топливе

по формуле (3.3):

$$EF_{CO_2,j,y} = W_{C,j,y} \cdot 3,644 \quad (3.3)$$

где

$EF_{CO_2,j,y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -топлива за период y , т CO_2 /т;

$W_{C,j,y}$ - содержание углерода в j -топливе за период y , т С/т;

3,664 - коэффициент перевода, т CO_2 /т С.

Допускается использование коэффициентов выбросов и содержание углерода, представленных в таблице А.1 приложения А если отсутствуют фактические данные предприятия.

Предприятие должно использовать значения коэффициентов в соответствии с месторождением углей. Если такие данные отсутствуют, то для расчетов используем обобщенные понятия видов углей, например, бурый и каменный уголь, взятые из таблицы А.1 приложения 1.

Коэффициент окисления топлива ($OF_{j,y}$) принимают для всех существующих видов газообразного, жидкого и твердого топлива по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению топлива) в независимости от используемых технологических процессов стационарного сжигания топлива. Данный коэффициент окисления не подходит для процессов сжигания углеводородных газов в факелах [10].

Исходные данные:

В качестве топлива на ТЭЦ г. Тольятти используют каменный уголь.

Для расчета эмиссии углекислого газа исходными данными является:

Содержание углерода в каменном угле $W_{C,j,y}=25,8$ т С/ТДж;

Коэффициент окисления каменного угля $OF_{j,y} = 1,0$ (100%);

Расход каменного угля в натуральном выражении за 1 год $FC'_{j,y} = 294117$ т;

Низшая теплота сгорания угля за 1 год $NCV_{j,y}=22,5$ ТДж/тыс.т;

Коэффициент перевода равный 3,664т CO₂/т С.

По формуле 3.3 находим коэффициент выбросов CO₂ от сжигания угля за 1 год, выражается в т CO₂/т:

$$EF_{CO_2,j,y} = 25,8 \cdot 3,644 = 94,6$$

Подставив значение коэффициента выбросов углекислого газа в формулу 3.2, найдем расход угля в энергетическом эквиваленте:

$$FC_{j,y} = 6603773 \cdot 22,5 \cdot 10^{-3} = 148584,9$$

Последним действием находим выбросы CO₂ от стационарного сжигания топлива по формуле 3.1, выражается в тоннах:

$$E_{CO_2,y} = 148585,9 \cdot 94,6 \cdot 1 = 14056131$$

3.2.2 Выбросы углекислого газа при производстве аммиака

Данная категория источников выбросов парниковых газов включает выбросы CO₂ при производстве аммиака (NH₃) методом парового реформинга газообразного углеродсодержащего сырья или частичного окисления жидкого или твердого углеродсодержащего сырья.

При использовании диоксида углерода (CO₂), образованного в процессе производства аммиака, в качестве сырья для получения карбамида (мочевины), товарного CO₂ или других химических веществ, выбросы CO₂ от производства аммиака должны быть определены за вычетом количества CO₂ уловленного и использованного для производства других веществ.

Выбросы CO₂, связанные с использованием топлива для осуществления технологических процессов производства аммиака должны учитываться в данной категории. Выбросы от стационарного сжигания топлива для других технологических и энергетических целей определяются в соответствии с разделом «Стационарное сжигание топлива» приложения N 2 к методическим указаниями.

Данные для расчета взяты из технологического регламента цеха по производству аммиака «ТольяттиАзот».

За основу взяты следующая химическая реакция получения аммиака:



Для получения водорода используют природный газ, что описывается реакцией:



В результате взаимодействия оксида углерода с водой образуется парниковый газ – диоксид углерода, что описано следующей реакцией:



Все три реакции сводятся к простейшей реакции:



Получается, что при взаимодействии 1 моля или 1 м³ природного газа образуется 1 моль или 1 м³ диоксида углерода.

По технологическому регламенту в год используется природный газ объемом 4 500 000 000 м³, соответственно, диоксида углерода образуется 4 500 000 000 м³.

Далее чтобы рассчитать массу образовавшегося диоксида углерода составим пропорцию:

1 моль CO₂ - 44 г

44 г – 22,4 л

44 кг – 22,4 м³

1 кубический метр углекислого газа весит около 2 кг.

Соответственно, в год при производстве аммиака на «ТольяттиАзот» образуется 9 млрд. тонн углекислого газа.

Выводы по 3 главе

Была посчитана эмиссия диоксида углерода в окружающую среду. При сгорании угля на Тольяттинской ТЭЦ в воздушный бассейн выбрасывается около 14 млн. тонн углекислого газа в год. При использовании 4 500 000 000 м³ природного газа для производства аммиака на «ТольяттиАзот» выбросы углекислого газа составляют 9 млрд. тонн. При закачке диоксида углерода в нефтяную скважину на поверхность выходит только 1/3 от всего объема углекислого газа, закаченного в скважину. Полученные расчеты показывают, что при использовании углекислого газа для увеличения нефтеотдачи наносится наименьший вред окружающей среде, соответственно использование газа при нефтедобычи наиболее выгодно с точки зрения экологии страны. Так же увеличится экономический эффект при использовании углекислого газа при нефтедобычи, в отличие от выбросов парниковых газов в воздушный бассейн страны, влекущий за собой штрафы за превышение ПДВ.

Заключение

В магистерской диссертации были поставлены задачи и по результатам работы получены следующие результаты:

1. Проведен подробный анализ известных методов увеличения нефтеотдачи скважины. Выявлено, что на сегодняшний день происходит снижение добычи нефти, связанное с истощением легкодоступных нефтяных запасов и рост заброшенных нефтяных скважин с отдачей нефти менее 35 %. В соответствии с данной проблемой был рассмотрен зарубежный опыт в интенсификации процесса нефтедобычи и было выявлено, что наиболее выгодным способом увеличения нефтяной отдачи из скважины является использование газовых методов. В частности было рассмотрено использование диоксида углерода в связи с его физическими и химическими свойствами.

2. Под руководством творческой группы «РИТЭК-Самара-Нафта», были проведены исследования. Результаты показали, что чем выше исходная вязкость нефти, например, 330,9 мПа·с со скважины 301 и 785,1 мПа·с со скважины 402, тем в большей степени наблюдается эффект снижения вязкости, например, при вязкости нефти в пластовых условиях 217,2 мПа·с и 151,9 мПа·с при 5% содержания диоксида углерода, вязкость нефти после воздействия диоксида углерода снизилась до 35,2 мПа·с и 12,4 мПа·с при 40 % содержания диоксида углерода в нефти

Кроме того, было выявлено, что СКФ-СО₂ обладает рядом преимуществ: не токсичен, не горюч, не взрывоопасен, дешев и доступен. Сверхкритический диоксид углерода можно считать экологически чистым растворителем.

3. Была посчитана эмиссия диоксида углерода в окружающую среду. При сгорании угля на Тольяттинской ТЭЦ в воздушный бассейн выбрасывается около 14 млн. тонн углекислого газа в год. При использовании 4 500 000 000 м³ природного газа для производства аммиака

на «ТольяттиАзот» выбросы углекислого газа составляют 9 млрд. тонн. При закачке диоксида углерода в нефтяную скважину на поверхность выходит только $1/3$ от всего объема углекислого газа, закаченного в скважину. Полученные расчеты показывают, что при использовании углекислого газа для увеличения нефтеотдачи наносится наименьший вред окружающей среде, соответственно использование газа при нефтедобычи наиболее выгодно с точки зрения экологии страны. Так же увеличится экономический эффект при использовании углекислого газа при нефтедобычи, в отличие от выбросов парниковых газов в воздушный бассейн страны, влекущий за собой штрафы за превышение ПДВ.

Список использованной литературы

1. Авторское свидетельство SU №771328, кл. В43/14. Устройство для закачки жидкости в скважину /Р.С. Гурбанов, Э.М. Аббасов, А.Д. Набиев.
2. Авторское свидетельствоRU №2652049, кл. E21В 43/16. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / В.А. Волков, В.Г. Беликова, П.Э. Прохоров, С.В. Афанасьев, А.Н. Турапин, В.М. Керосиров.
3. Афанасьев С.В., Волков В.А., Долгополов М.В., Юртаев Э.Ю., Кузнецов Н.А. Опыт, испытание и перспективы геоаккумуляции CO₂ с повышением нефтеотдачи в Самарской области./ Сб. докл. межд. научно-практ. конф. «Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы». 17-22.10.16. г. Сочи. 2016. – С.93-98.
4. Афанасьев С.В., Волков В.А., Шевченко Ю.Н., Кузнецова Т.П., Интенсификация добычи высоковязких нефтей с использованием жидкого диоксида углерода. // Ресурсосбережение и экологическое развитие территорий: сборник материалов I Всероссийской научно-практической конференции / под ред. М.В. Кравцовой, С.В. Афанасьева. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2017. – 184 с.
5. Афанасьев С.В., Трифионов К.И. Физико-химические процессы в техносфере. Учебник. – Самара, Сам.научн. центр РАН. – 2014. – 195 с.
6. Волков В.А., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Разработка комплексного поглотителя сероводорода и диоксида углерода из нефтегазопромысловых сред.// Нефть. Газ. Инновации. Научно-технический журнал. 2014, №4. С.99 – 102.
7. Воронина Н. В. Определение вязкости нефти, нефтепродуктов, газов и газового конденсата: метод.указания / Н. В. Воронина. – 2-е изд., исправ. – Ухта : УГТУ, 2012. – 7 с.

8. Гурбанов Н.С., Аббасов Э.М., Набиев А.Д. Устройство для закачки жидкости в скважину. /Авторское свидетельство SU №771328, кл. В43/14.
9. Крюков А.В., Исмагилов Ф.Р., Крюков В.А. Способ подготовки кислого газа для закачки в пласт через нагнетательную скважину./ Патент на изобретение RU №2520121, кл. E 21 В43/40.
10. Кузнецова Т.П. Интенсификация процесса автоконденсации циклогексана под воздействием микроволнового излучения. Бакалаврская работа / Т.П. Кузнецова. Тольятти, 2016.
11. Лавренченко, Г.К. Актуальные проблемы производства и использования диоксида углерода//Технические газы. Научно-технический и производственный журнал. 2009. №4. С.2-16\
12. Методические указания и руководство по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 30 июня 2015 года № 300.
13. Патент на изобретение RU №2520121, кл. E 21 В43/40. Способ подготовки кислого газа для закачки в пласт через нагнетательную скважину/ А.В. Крюков, Ф.Р. Исмагилов, В.А. Крюков.
14. Полубоярцев Е.Л. Особенности аномальных нефтей. Лабораторные работы: метод.указания / Е.Л. Полубоярцев, С.В. Петров, Е.В. Исупова. – Ухта: УГТУ, 2014. – 48 с.
15. Рузин Л.М. Методы повышения нефтеотдачи пластов. Теория и практика: учебное пособие / Л.М. Рузин., О.А. Мордюк. – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
16. Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи. Дисс. на соиск. уч. ст. канд. экон. наук. С.-Петербург, 2016.

17. Фёдоров Б.Г. Российский углеродный баланс. – М.: «Научный консультант». – 2017. – 82 с.
18. Элияшевский И.В. Технология добычи нефти и газа: учебник. – М.: Недра, 1976. – 256с.
19. Carbon dioxide pump and pumping system , 2000, Frederick A. Forthuber, <http://www.google.by/patents/WO2000063529A1?cl=en>.
20. Enhanced oil recovery process employing carbon dioxide , 1987, Graham C. Fleming, <http://www.google.by/patents/US4683948>
21. Increasing enhanced oil recovery value from waste gas , 2015, DaviKalinowski, Steven Higgens, <http://www.google.by/patents/US8991491>.
22. Modern EOR Review, 2010, "PETROS" Oil Innovation Company <http://www.petros.ru/eng/worldmarketoil/?action=show&id=287>.
23. Production stimulation method for oil wells, 1968, Messina Frank J, 8845 знаков <http://www.google.by/patents/US3386511>.
24. Well treating method, 1981, Ben W. Wiseman, Jr., <http://www.google.by/patents/US4250965>.

Приложение А

Коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы, коэффициенты выбросов CO₂ и содержание углерода до видам топлива

Таблица А.1 - Коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы, коэффициенты выбросов CO₂ и содержание углерода до видам топлива

Виды топлива	Коэффициенты перевода в тонны условного топлива и энергетические единицы ($NCV_{j,y}$)			Коэффициенты выбросов ($EF_{CO_2,j,y}$)		Содержание углерода ($W_{C,j,y}$)	
	Единица измерения	т у.т./т (тыс.м ³)	ГДж/тыс.т (млн м ³)	т CO ₂ /т у.т.	т CO ₂ /ГДж	т С/т у.т.	т С/ГДж
Жидкие топлива (нефть и продукты переработки нефти)							
Нефть, включая промысловыйгазоконденсат	тонна	1,430	41,9	2,15	73,3	0,59	20,0
Природный газовый конденсат	тонна	1,508	44,2	1,88	64,2	0,51	17,5
Газ попутный нефтяной (нефтяные месторождения)	тыс.м ³	1,154	33,8	1,77	60,4	0,48	16,5
Газ попутный нефтяной (газоконденсатные месторождения)	тыс.м ³	1,154	33,8	1,64	55,9	0,45	15,3
Газ попутный нефтяной (газовые месторождения)	тыс.м ³	1,154	33,8	1,62	55,2	0,44	15,1
Бензин автомобильный	тонна	1,490	43,7	2,03	69,3	0,55	18,9
Бензин авиационный	тонна	1,490	43,7	2,05	70,0	0,56	19,1
Авиационный керосин	тонна	1,470	43,1	2,10	71,5	0,57	19,5
Керосин	тонна	1,470	43,1	2,11	71,9	0,58	19,6

Продолжение таблицы А.1

Топливо дизельное	тонна	1,450	42,5	2,17	74,1	0,59	20,2
Мазут топочный	тонна	1,370	40,2	2,27	77,4	0,62	21,1
Мазут флотский	тонна	1,430	41,9	2,27	77,4	0,62	21,1
Топливо печное бытовое	тонна	1,450	42,5	2,27	77,4	0,62	21,1
Газ сжиженный нефтяной	тонна	1,570	46,0	1,85	63,1	0,50	17,2
Другие моторные топлива	тонна	1,470	43,1	2,11	71,9	0,58	19,6
Нефтебитум	тонна	1,350	39,6	2,37	80,7	0,65	22,0
Этан	тонна	1,583	46,4	1,81	61,6	0,49	16,8
Пропан	тонна	1,570	46,0	1,87	63,8	0,51	17,4
Бутан	тонна	1,570	46,0	1,82	62,0	0,50	16,9
Пропан и бутан сжиженные, газы углеводородные и их смеси сжиженные	тонна	1,570	46,0	1,85	63,2	0,51	17,3
Лигроин	тонна	1,536	45,0	2,15	73,3	0,59	20,0
Смазочные материалы	тонна	1,372	40,2	2,15	73,3	0,59	20,0
Газ нефтеперерабатывающих предприятий сухой	тонна	1,500	44,0	1,30	44,4	0,35	12,1
Кокс нефтяной и сланцевый	тонна	1,080	31,7	2,86	97,5	0,78	26,6
Другие нефтепродукты	тонна	1,430	41,9	2,15	73,3	0,59	20,0
Твердые топлива (уголь и продукты переработки угля)							
Рядовой уголь месторождений:							
уголь донецкий	тонна	0,876	25,7	2,65	90,2	0,72	24,6
уголь кузнецкий	тонна	0,867	25,4	2,69	91,9	0,73	25,1

Продолжение таблицы А.1

уголь карагандинский	тонна	0,726	21,3	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь подмосковный	тонна	0,335	9,82	2,79	95,0	0,76	25,9
уголь воркутинский	тонна	0,822	24,1	2,71	92,6	0,74	25,3
уголь интинский	тонна	0,649	19,0	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь челябинский	тонна	0,552	16,2	2,78	94,9	0,76	25,9
уголь свердловский	тонна	0,330	9,67	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь башкирский	тонна	0,264	7,74	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь нерюнгринский	тонна	0,987	28,9	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь якутский	тонна	0,751	22,0	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь черемховский	тонна	0,752	22,0	2,75	94,0	0,75	25,7
уголь азейский	тонна	0,483	14,2	2,75	93,9	0,75	25,6
уголь читинский	тонна	0,483	14,2	2,90	98,9	0,79	27,0
уголь гусиноозерский	тонна	0,506	14,8	2,78	94,9	0,76	25,9
уголь хакасский	тонна	0,727	21,3	2,77	94,4	0,76	25,8
уголь канско-ачинский	тонна	0,516	15,1	2,87	98,1	0,78	26,8
уголь тувинский	тонна	0,906	26,6	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь тунгусский	тонна	0,754	22,1	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь магаданский	тонна	0,701	20,5	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь арктический (шпицбергенский)	тонна	0,669	19,6	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь норильский	тонна	0,761	22,3	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь огоджинский	тонна	0,447	13,1	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь камчатский	тонна	0,323	9,47	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь Приморья	тонна	0,506	14,8	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь экибастузский	тонна	0,628	18,4	2,77	94,6	0,76	25,8
уголь алтайский	тонна	0,782	22,9	2,76	94,2	0,75	25,7

Продолжение таблицы А.1

уголь тугнуйский	тонна	0,692	20,3	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь прочих месторождений	тонна	0,768	22,5	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь импортный	тонна	0,768	22,5	2,76	94,2	0,75	25,7
Антрацит	тонна	0,911	26,7	2,88	98,3	0,79	26,8
Коксующийся уголь	тонна	0,962	28,2	2,77	94,6	0,76	25,8
Каменный уголь	тонна	0,768	22,5	2,77	94,6	0,76	25,8
Бурый уголь	тонна	0,467	13,7	2,96	101,0	0,81	27,6
Сланцы горючие	тонна	0,300	8,79	3,14	107,0	0,86	29,2
Брикеты угольные	тонна	0,605	17,7	2,86	97,5	0,78	26,6
Газ горючий искусственный коксовый	тыс.м ³	0,570	16,7	1,30	44,4	0,35	12,1
Газ горючий искусственный доменный	тыс.м ³	0,430	12,6	7,62	260,0	2,08	71,0
Кокс металлургический	тонна	0,990	29,0	3,14	107,0	0,86	29,2
Смола каменноугольная коксохимических заводов	тонна	1,300	38,1	2,37	80,7	0,65	22,0
Природный газ							
Газ горючий природный (естественный)	тыс.м ³	1,154	33,8	1,59	54,4	0,43	14,8
Газ компримированный	тыс.м ³	1,154	33,8	1,59	54,4	0,43	14,8
Газ сжиженный	тыс.м ³	1,570	46,0	1,65	56,4	0,45	15,4
Торф							
Торф топливный	тонна	0,340	10,0	3,11	106,0	0,85	28,9

Продолжение таблицы А.1

Брикеты и полубрикеты торфяные	тонна	0,600	17,6	3,11	106,0	0,85	28,9
Отходы							
Отходы бытовые (небиологическая фракция)	тонна	0,341	10,0	2,69	91,7	0,73	25,0
Прочие горючие отходы технологических производств	тонна у.т.	1,000	29,3	4,19	143,0	1,14	39,0
Нефтяные отходы	тонна	1,372	40,2	2,12	72,2	0,58	19,7