



Университет:	Satbayev University
Название:	Оценка закачки CO2 как метод увеличения нефтеотдачи в нефтяных месторождениях Казахстана
Автор:	Серикханов Айтуар, Утемисова Бахыт
Координатор:	Айбол Нусипкожаев
Дата отчета:	2019-05-09 18:07:46
Коэффициент подобию № 1:	<b>1,2%</b>
Коэффициент подобию № 2:	<b>0,8%</b>
Длина фразы для коэффициента подобию № 2:	<b>25</b>
Количество слов:	16 618
Число знаков:	138 429
Адреса пропущенные при проверке:	
Количество заверенных проверок:	43



К вашему сведению, некоторые слова в этом документе содержат буквы из других алфавитов.

Возможно - это попытка скрыть позаимствованный текст. Документ был проверен путем замещения этих букв латинским эквивалентом. Пожалуйста, уделите особое внимание этим частям отчета. Они выделены соответственно.

**Количество выделенных слов 15**



Самые длинные фрагменты, определенные, как подобные

№	Название, имя автора или адрес гиперссылки (Название базы данных)	Автор	Количество одинаковых слов
1	URL_ <a href="https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html">https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html</a>		47
2	URL_ <a href="https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm">https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm</a>		32
3	URL_ <a href="https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm">https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm</a>		30
4	URL_ <a href="https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm">https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm</a>		30
5	URL_ <a href="https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html">https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html</a>		20
6	URL_ <a href="http://stud.wiki/geology/3c0b65635b3ac68a4c53a88521306c37_0.html">http://stud.wiki/geology/3c0b65635b3ac68a4c53a88521306c37_0.html</a>		9
7	URL_ <a href="http://stud.wiki/geology/3c0b65635b3ac68a4c53a88521306c37_0.html">http://stud.wiki/geology/3c0b65635b3ac68a4c53a88521306c37_0.html</a>		9

8	URL_ <a href="https://www.studsell.com/view/142040/50000">https://www.studsell.com/view/142040/50000</a>	8
9	URL_ <a href="https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html">https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html</a>	6
10	URL_ <a href="http://www.gosthelp.ru/text/OST3911280NefTipovoeissl.html">http://www.gosthelp.ru/text/OST3911280NefTipovoeissl.html</a>	5

&gt;&gt;

### Документы, в которых найдено подобные фрагменты: из RefBooks

i

Не обнаружено каких-либо

заимствований

&gt;&gt;

### Документы, содержащие подобные фрагменты: Из домашней базы данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

&gt;&gt;

### Документы, содержащие подобные фрагменты: Из внешних баз данных

Не обнаружено каких-либо заимствований

&gt;&gt;

### Документы, содержащие подобные фрагменты: Из интернета

Документы, выделенные жирным шрифтом, содержат фрагменты потенциального плагиата, то есть превышающие лимит в длине коэффициента подобия № 2

№	Источник гиперссылки	Количество одинаковых слов (количество фрагментов)
1	URL_ <a href="https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm">https://cinref.ru/razdel/01650geologia/02/178975.htm</a>	92 (3)
2	URL_ <a href="https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html">https://xreferat.com/20/366-2-razrabotka-arlanskogo-mestorozhdeniya.html</a>	73 (3)
3	URL_ <a href="http://stud.wiki/geology/3c0b65635b3ac68a4c53a88521306c37_0.html">http://stud.wiki/geology/3c0b65635b3ac68a4c53a88521306c37_0.html</a>	18 (2)
4	URL_ <a href="https://www.studsell.com/view/142040/50000">https://www.studsell.com/view/142040/50000</a>	8 (1)
5	URL_ <a href="http://www.gosthelp.ru/text/OST3911280NefTipovoeissl.html">http://www.gosthelp.ru/text/OST3911280NefTipovoeissl.html</a>	5 (1)

### Детали отчета подобия

Фрагменты, найденные в документах базы данных отмечены **красным цветом**.

Фрагменты, найденные в интернете отмечены в **зеленый**.

Фрагменты, найденные в базе данных Юридических актов отмечены синим фоном.

### Содержание

#### 1 Геологическая часть

1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного месторождения

1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике

1.3 Характеристика нефтей, газов и пластовых вод

#### 2 Технологическая часть

2.1 Текущее состояние динамики основных технологических показателей месторождения

2.2 Обводнение скважин и пластов

2.3 Исследование пластов и продуктивности скважин

2.4 Расчет нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы

#### 3 Проектная часть

3.1 Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт CO<sub>2</sub>

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени Турсыова К.

Кафедра Нефтяная инженерия

**ОТЗЫВ РУКОВОДИТЕЛЯ ДИПЛОМНОЙ РАБОТЫ**

Утемисова Б.С., Серикханов А.Е.

Специальность: 5В070800 – Нефтегазовое дело

Тема: "Оценка закачки CO<sub>2</sub> как метод увеличения нефтеотдачи в нефтяных месторождениях Казахстана"

Студенты Утемисова Б.С., Серикханов А.Е. выполнили дипломную работу на актуальную тему, связанную с оценкой закачки CO<sub>2</sub> как метод увеличения нефтеотдачи в нефтяных месторождениях, в соответствии с заданием. В дипломной работе рассмотрены расчеты нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы, приведена оценка данного проекта, осуществлен анализ чувствительности проекта и рисков проекта. Таким образом, дипломантом получены практические наработки и выводы, которые могут быть использованы при реализации данного проекта. Тема дипломной работы раскрыта достаточно хорошо. В процессе выполнения работы Утемисова Б.С., Серикханов А.Е. показали себя теоретически подготовленным к самостоятельной практической работе.

Дипломная работа выполнена в соответствии с требованиями Государственного образовательного стандарта, которые предъявляются к выпускным квалификационным (дипломным) работам. Работа может быть допущена к защите с рекомендованной оценкой, а ее авторы заслуживает присвоения ей квалификации «инженер» по специальности 5В070800 «Нефтегазовое дело».

**Руководитель:**

Кыргызбай Г.А.



---

«10» май 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

Серикханов А.Е.  
Утемисова Б.С.

Оценка закачки  $CO_2$  как метод увеличения нефтеотдачи в нефтяных  
месторождениях Казахстана

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

специальность 5В070800-Нефтегазовое дело

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**

Заведующий кафедрой

— Нефтяной инженерии

 Сыздыков М.К.

« 14 » мая 2019г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

к дипломному проекту

На тему: «Оценка закачки CO<sub>2</sub> как метод увеличения нефтеотдачи в  
нефтяных месторождениях Казахстана»

по специальности 5В070800-Нефтегазовое дело

Выполнили

Серикханов А.Е.

Утемисова Б.С.

Научный руководитель

Магистр, лектор т.н.

 Кыргызбай Г.А.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И.Сатпаева

Институт геологии и нефтегазового дела имени К.Турысова

Кафедра «Нефтяная инженерия»

5B070800-Нефтегазовое дело

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой

Нефтяной инженерии

Сыздыков М.К.

  
«15» 01

2019г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающимися Серикханова А.Е., Утемисова Б.С.

Тема: Оценка закачки CO<sub>2</sub> как метод увеличения нефтеотдачи в нефтяных месторождениях Казахстана

Утверждена приказом ректора университета №1167-б от 17.10.2018

Срок сдачи законченного проекта: «14» мая 2019 г.

Исходные данные к дипломному проекту

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

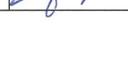
- а) Геологическая часть;
- б) Технологическая часть;
- в) Проектная часть;
- в) Организационная часть;

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): Рекомендуемая основная литература: 16

**ГРАФИК**  
подготовки дипломной работы (проекта)

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технико-технологическая часть	27.03.19 - 29.03.19	
Расчетная часть	29.03.19 - 05.04.19	
Экономическая часть	05.04.19 - 19.04.19	

**Подписи**  
консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу (проект) с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технико-технологическая часть	Кыргызбай Г.	10.05.	
Расчетная часть	Кыргызбай Г.	10.05	
Экономическая часть	Кыргызбай Г.	10.05	

Научный руководитель \_\_\_\_\_



Кыргызбай Г.А.

Задание принял к исполнению обучающиеся \_\_\_\_\_



Серикханов А.Е.  
Утемисова Б.С.

Дата " 10 " мая 2019 г.

## Аннотация

В данной дипломной работе рассмотрен один из методов увеличения нефтеотдачи на нефтяных месторождениях, находящихся на завершающейся стадии разработки. Перспективы применения данного метода весьма широкие. Чтобы извлечь труднодоступную малосернистую нефть, оставшуюся после применения первичных и вторичных методов добычи, необходимо изменить физические характеристики самой среды.  $\text{CO}_2$  – на редкость удачный выбор для этого, т. к.  $\text{CO}_2$  и нефть легко смешиваются, будучи способны образовывать гомогенную среду. Углекислый газ охотно растворяется в сырой нефти, в десять раз снижая вязкость тяжелых фракций. И напротив, нефть и вода – несмешиваемые среды, добиться их соединения весьма проблематично. Для того чтобы  $\text{CO}_2$  и нефть стали одним целым, углекислый газ необходимо довести до «сверхкритического» состояния путем повышения температуры и давления. После достижения им требуемых кондиций обе субстанции полностью совместимы. В итоге этого удивительного сочетания получается среда, способная с куда большей легкостью просачиваться сквозь пористую породу.

На примере Арланского месторождения описана технология вытеснения нефти раствором двуокиси углерода для увеличения нефтеотдачи.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Геологическая часть	10
1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного месторождения	10
1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике	12
1.3 Характеристика нефтей, газов и пластовых вод	15
2 Технологическая часть	21
2.1 Текущее состояние динамики основных технологических показателей месторождения	21
2.2 Обводнение скважин и пластов	24
2.3 Исследование пластов и продуктивности скважин	25
2.4 Расчет нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы	25
3 Проектная часть	28
3.1 Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт CO <sub>2</sub>	28
3.2 Сущность метода	33
3.3 Трубопроводы и арматура	34
3.4 Способы использования углекислого газа при закачке его в пласт с целью увеличения нефтеотдачи	38
4 Организационная часть	41
4.1 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия при разработки нефтяных и газовых месторождений	41
4.2 Охрана окружающей среды в процессе разработки продуктивных пластов	42
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	44
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	45

## ВВЕДЕНИЕ

Открытие кладовых «черного золота» положило начало динамичному развитию северо западной окраины Башкортастана. В 1957 году буровики КрасноКраснохолмской конторы треста «Башвостокнефтеразведка» пробурили здесь около 80 разведочных и оценочных скважин для примерного расчета запасов нефти. Для ее добычи необходимо было в самые короткие сроки создать мощное эксплуатационное предприятие, способное обеспечить большие объемы добычи жизненно важного сырья. Им стало нефтепромысловое управление «Арланнефть» с центром в п. Николо-Березовка, организованное 24 июня 1957 году. Уже к лету 1958 года был построен и сдан в эксплуатацию магистральный нефтепровод Кутерем - Уфа, а в июле того же года Арланская нефть, начала поступать на Уфимский нефтеперерабатывающий завод.

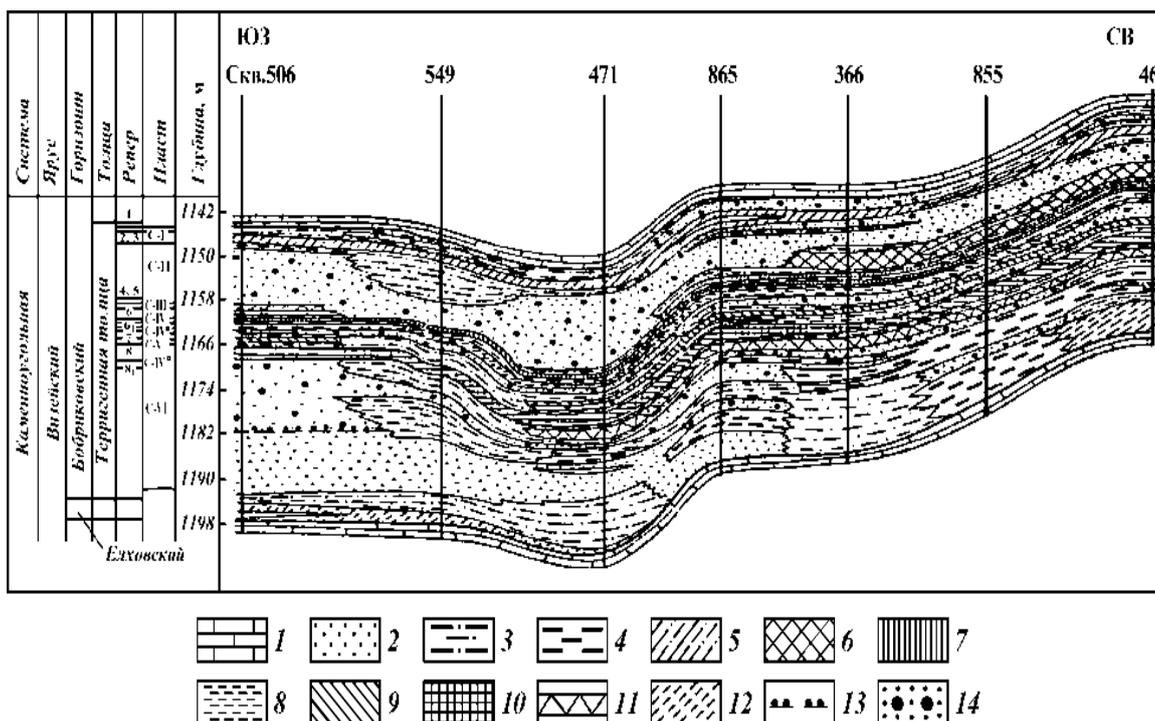
Применяя все новое и передовое, нефтяники Арлана быстро наращивали добычу углеводородного сырья. Один за другим организовались новые промыслы. Управление росло и развивалось, превратившись вскоре в одно из крупнейших нефтегазодобывающих предприятий республики и отрасли. В 1970 году НГДУ «Арланнефть» вышло на первое место в АНК «Башнефть» по добыче нефти и удерживает эту позицию до сих пор. В 1981 году управление награждено орденом Трудового Красного знамени. В 1982 году достигнут максимальный объем годовой добычи нефти – 8795 тыс. тонн. За 40 лет деятельности нефтяники Арлана извлекли из недр 250 млн. 534 тыс. тонн «черного золота», ввели в эксплуатацию 6350 тыс. кв. м жилья. НГДУ «Арланнефть» добывает ежегодно около 4,5 млн. тонн, разрабатывает 5 месторождений.

## 1 Геологическая часть

### 1.1 Краткая геолого-промысловая характеристика нефтяного месторождения

Арланское месторождение - одно из крупных месторождений Башкирии. Это месторождение имеет ряд особенностей, обуславливающих систему разработки:

- месторождение занимает огромную площадь и разрабатывать ее возможно с применением всех видов заводнения (контурное, законтурное);
- месторождение многопластовое, продуктивные пласты очень неоднородные, что обуславливает применение раздельной закачки воды с дифференцированным давлением;
- залежи содержат нефть повышенной вязкости. Извлечение нефти обычными методами заводнения приводит к резкому увеличению попутно добываемой воды и снижению нефтеотдачи;
- в нефти содержится небольшое количество растворенного газа (фонтанный способ исключается).



**Рисунок 1 Арланское нефтяное месторождение. Геологический профиль по линии скважин 506-46 Арланской площади**

1 - известняки; 2 - песчаники-коллекторы; 3 - алевролитовые породы; 4 - углисто-глинистые породы; глинистые породы; 5 - репер 2, 3; 6 - репер 4, 5; 7 - репер 6; 8 - репер 6ii 9 - репер 7; 10 - репер 8; 11 - репер 8t; 12 - репер «елховский»; 13 - ВНК; 14 - нефтенасыщенные песчаники

Арланская нефтеносная площадь Арланского нефтяного месторождения расположена на северо-западе Башкирии в междуречье рек Камы и Белой (Арланско-дюртюлинский вал) Бирской седловины. Площадь нефтеносности составляет 460 км<sup>2</sup>. На северо-востоке к Арланской площади примыкает Николо-Березовская площадь, на юго-востоке - Ново-Хавинская, на северо-западе - Вятская. Арланская площадь расположена на территории Краснокамского района.

Арланское нефтяное месторождение приурочено очень к крупному поднятию платформенного типа с углами падения крыльев 20°-40°.

Общая вскрытая мощность осадочного покрова на Арланском нефтяном месторождении превышает 3000 м., при этом на долю Бавлинских месторождений приходится свыше 3120 м. Девонские месторождения представлены внизу терригенными и терригенно - карбонатными породами, верхние - гасми-карбонатными отложениями.

Основным промышленным отложением являются песчаные пласты, терригенным толщи нижнего карбоната, кроме того - нефть.

Так же нефть обнаружена в известняке турнейского яруса. Изучено несколько залежей нефти, приуроченных к наиболее приподнятым участкам залегания турнейских известняков, представленных чередованием артоногенно-обломочных сгустков и органно-шламовых разностей. Дебит скважины из турнейских известняков колеблется 0.1 - 5.2 м/с, с содержанием воды от 12% до 30%.

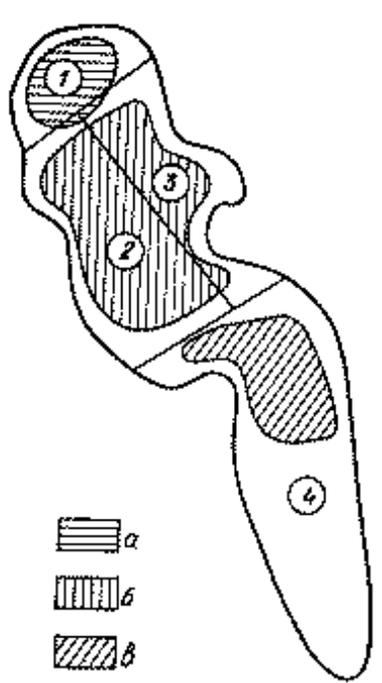
В разрезе многих скважин в добриковском горизонте встречаются углеродисто-глинистые сланцы с прослоями и линзами каменного угля мощностью от 30 - 40 см до 19-30 м. Песчаники и алевролиты являются коллекторами нефти, имеют кварцевый состав. Всего насчитывается 6-8 пластов, нефтенасыщенными являются верхние 6-7 пластов.

До 1956 года было пробурено 4 глубоких разведочных скважин № 1,2,3,4, с глубиной около 2000м, вскрывшие бавлинские отложения. Эти скважины в общих чертах выявили соответствие тектоники нижнекамских и каменно угольных отложений и несоответствие их по девонским отложениям.

Первые разведочные скважины, согласно проекта, закладывались по треугольнику с расстоянием между скважинами 7-8км. Глубина составляла 1400м, с проектным горизонтом-турнейский ярус нижнего карбона. В задачу скважин ставилось выяснение и детализация тектоники и контура нефтеносности залежи нефти в угленосном горизонте. Была изменена методика. В основу была положена профильная сетка с расстоянием между скважинами и профилями 2 км.

В среднекаменноугольных отложениях по данным керна выделяются нефтеносные пласты, приуроченные к отложению следующих горизонтов: каширскому и верейскому. Нефтеносность пластов не равномерная. Геологическое строение вятской площади в результате произведенного бурения глубоких разведочных и структурно-поисковых скважин изучено достаточно детально.

Общая мощность осадочных пород от верхнепермских до отложений бавлинской свиты составляет около 2075 м. В геологическом строении площади принимают участие осадочные породы следующих геохронологических систем: додевонские /бавлинские/, девонские, каменноугольные, пермские и четвертичные.



**Рисунок 2- Схема распространения залежей нефти в среднем карбоне Арланского месторождения**

## 1.2 Основные сведения о стратиграфии, литологии и тектонике

Терригенная толща нижнего отдела каменноугольной системы представлена отложениями елховского, радаевского, бобриковского и тульского горизонтов вязейского яруса.

Бобриковский горизонт.

Сложен песчано-глинистыми и углисто-глинистыми породами. Вверх по разрезу на аллургитах залегает наиболее мощный пласт этого горизонта, который обозначен индексом  $Cv1$ . Пласт широко развит на всей площади Арланского месторождения. Представлен он песчаниками серыми и буровато-серыми, кварцевыми, в основном мелкозернистыми, в различной степени глинистыми. Мощность пласта изменяется в пределах от 0 до 30 м.

Породы шестого пласта перекрываются аргилитами, которые хорошо прослеживаются по площади и за ее пределами. Данная часть разреза, мощностью до 3 метров, представлена светло-серым каолитовым плотным аргиллитом. Выше залегает пласт алевролита небольшой мощности 0,4 - 1 м., который в юго-восточной части месторождения переходит в глинистый песчаник и чаще всего объединяется с пластом  $Cv1$ .

Выше аргиллитов залегает песчано-алевролитовый пласт CV0. Песчаники темно-серые и серые с буроватым оттенком, кварцевые, тонкозернистые, глинистые, слабоцементированные, иногда известняковые.

На месторождении пласт представлен преимущественно плотными породами и участками, не является коллектором. Мощность его обычно не превышает 3 метра.

Выше разрез представлен пачкой песчано - алевролитовых пород, которая разделяется маломощным аргеллитом на два самостоятельных продуктивных пласта  $C_y$  (нижний) и  $C_{y1}$  (верхний), который представлен неравномерно-глинистыми и буровато-серыми песчаниками.

Песчаники пятого пласта темно-серые, глинистые, слабоцементированные, перелистые с включениями светло-серых разностей, в отдельных случаях известняковые, иногда наблюдается переход их в алевролиты. Мощность пласта в среднем около 3 метров.

Выше по разрезу следует аргеллитовый прослой. Аргиллиты темно-серые, дисперсные, вдержанные по площади, имеют четко выраженную геофизическую характеристику.

Указанный прослой перекрывается маломощным алевролитовым пластом ( $C_{1y0}$ ). Он замещается известковистыми алевролитами и известняками. Песчаники этого пласта темно-буровато-серые, тонко-дисперсные, неравномерно-глинистые, иногда сильно известковистые. Мощность их не превышает 2 м.

На известковистых аргиллитах залегает пласт  $C_{111}$ , представленный песчано-алевролитовыми породами. Песчаники темно-буровато-серые, кварцевые, сильно глинистые, алевролиты известковистые. Мощность пласта изменяется в пределах 0,8 - 6,5 м. Пласт  $C_{11}$  имеет самое широкое развитие на всем Арланском месторождении. Песчаные породы пласта буровато-серые, темно-серые, кварцевые, мелкозернистые, неравномерно-глинистые, слабоцементированные.

Мощность пласта изменяется в широких пределах и достигает 12 м. Пласт  $C_1$  по существу имеет слабое развитие на месторождении. Песчаники темно-серые, кварцевые, глинистые, в менее глинистых участках нефтенасыщенные. Мощность пласта не превышает 3 м.

На определенных участках месторождения пласт  $C_1$  перекрывается аргиллитовым слоем небольшой мощности. На эти пласты залегают карбонатные породы тульского горизонта.

Аргиллиты темно-серые, прослоями алевролитистые, участками интенсивно пиритизированные, в нижней части окремнелые. Иногда среди аргиллитов встречаются тонкие прослои (до 2х см.) сидеритовой породы, сложенные крупными сферолитами диаметром до 3-х мм.

Алевролиты кварцевые мелкозернистые с глинистым и глинисто-угловистым цементом порового и базального типов, участками цемент кальцитовый.

Мощность горизонта обычно 2- 3 м., но иногда уменьшается до 0,5

метров. Увеличения мощности отложения горизонта до 4-5 метров.

Радаевский горизонт.

К радаевскому горизонту относится пачка аргиллито-песчаных пород, залегающая непосредственно на аргиллитах елховского горизонта.

Аргиллиты сложены темно-серым, плотными, крепкими, углистыми разностями, иногда породы сильно сидеритизированы, отмечаются также отпечатки и остатки обугленных растений. Степень углефикации остатков сильная. Песчаники светло-серого цвета, кварцевые, мелкозернистые, плохо отсортированные, известковистые. В алевролитах и песчаниках отмечаются включения желваков пирита. В песчаниках отмечается также неравномерное нефтенасыщение. Мощность горизонта в типовых разрезах колеблется от 0 до 10 метров. В разрезах эрозионных впадин мощность его увеличивается до 100 метров и более.

Докембрия

К докембрию условию относят породы кристаллического фундамента, подстилающие вышележащие осадочный комплекс пород. Породы кристаллического фундамента вскрыты непосредственно под действием терригенных пород на Амурской, Варзи-Ятгинской, Казаковской площадях.

В верхней части они обычно представлены сильно хлоритизированными и карбонатизированными амфиболитами зеленых оттенков, последние разномзернистые, розовато серого цвета.

В некоторых скважинах были подняты мелкозернистые рогообманковые платоклазовые граниты ярко красной окраски.

Вятская месторождение занимает огромную площадь и разрабатывать ее возможно с применением всех видов заводнения (контурное, законтурное),

Продуктивные пласты очень неоднородные, что обуславливает применение отдельной закачки воды с дифференцированным давлением. Залежи содержат нефть повышенной вязкости. Извлечение нефти обычными методами заводнения приводит к резкому увеличению попутно добываемой воды и снижению нефтеотдачи, в нефти содержится небольшое количество растворенного газа (фонтанный способ исключается).

Тектоника

Расположенная на северо-западе Барская седловина примыкает к обширной Верхнекамской впадине, а на юго-востоке постепенно переходит в Восточный склон Русской платформы.

Арланское нефтяное месторождение приурочено к юго-западному борту Калтасинского прогиба, где проходит полоса разломов, идущих вдоль северо-восточного склона Татарского свода и ориентированных в северо-западном направлении. Разлом, проходящий в районе с. Калтасов, вытянут в северо-восточном направлении.

На юго-западном борту Бирской седловины в междуречье Сюнь и База падение кровли горизонта составляет 3-4 м., и на 1 км., около 10-140. Далее к востоку от оси Бирской седловины падение слоев в среднем составляет 2 м. на 1 км. Особый интерес представляют замкнутые опускания, большинство которых

сосредоточены в северной части зоны. Размеры мелких опусканий по кровле терригенной толщи изменяются от 3, 5 x 2, 5 км до 0,7 x 0,4 км., глубины от 5 до 20 метров. Наиболее крупные купола - Юсуповский, Ново-Хазинский, Ашитский и Нагаево-Актынышбашевский.

Арланское нефтяное месторождение связано со сложными тектоно-седиментационными структурами, формирование которых происходило в течении длительного времени под влиянием тектонических, седиментационных, гравитационных и других факторов.

Вятское месторождение находится в юго-восточной части Удмуртской республики на территории Камбарского и частично на территории Каракулинского районов. Оно расположено на правом берегу р.Камы, которая как бы огибает поднятие с востока и юга на отрезке между пристанями Камбарки, Николо-березовки и Каракулино.

Наиболее крупными населенными пунктами, ближе всех расположенными к вятскому месторождению, являются города Сарапул, и Камбарка одновременно являются крупными ж.д. станциями Казанской железной дорогой и речными портами.

Юго-Восточная часть Удмуртии, расположенная в междуречье реки Камы и её правого притока р.Иж. Выделяются в Сарапульскую возвышенность с максимальными высотами 220-240м. над уровнем моря. На Вятской площади эта возвышенность образует водораздельную гряду между правобережными притоками р. Камы и левобережными притоками р.Иж, она имеет отметки высот до 240м и делит площади на две части. На описываемую площадь месторождения падает восточная, более расчлененная часть гряды с сильно пересеченным рельефом. Реки, стекающие с водораздельной возвышенности в Каму, маловедны, очень коротки, имеют глубокие и узкие долины. Здесь встречаются многочисленные глубокие овраги. Долина р.Камы ассиметричная, с крутым обрывистым правым берегом и пологим левым. Впадающим в неё правобережные притоки, как Ветлянка, Сухаревка, Жидковка и другие более мелкие реки и ручейки, являются мелководными и используются для удовлетворения нужд населения в хозяйственных целях и как источники технической воды для бурения скважин.

Западная часть площади расположена в бассейне р. Кырыкмас, левого притока р.Иж. В климатическом отношении район месторождения относится к зоне континентально умеренно-холодного климата. Лето обычно короткое и сравнительно теплое, а зима продолжительная и холодная.

### **1.3 Характеристика нефтей, газов и пластовых вод**

Глубина эксплуатации горизонтов терригенной толщи 1260-1350 м. Положение водонефтяного контакта изменяется от -1173 до -1188 м.

Арланское месторождение является многопластовым и относится к разряду крупных нефтяных месторождений России. Нефть - высокосернистая,

смолистая, обладает большой вязкостью. Эта особенность осложняет условия ее разработки и переработки.

Состав нефти чрезвычайно сложен и разнообразен. Он может заметно изменяться даже в пределах одной залежи. В месте с тем все физико-химические свойства нефти и в первую очередь ее товарные качества определяются составом. Состав нефти каждого месторождения уникален различны и свойства нефти. Кроме того свойства нефти изменяются при добычи, при движении по пласту, в скважине, системами сбора и транспорта при контакте с другими жидкостями и газами. Поэтому подробное изучение свойств нефти, ее состав важен для подсчета запасов нефти в залежи, выбора метода повышения нефтеотдачи пласта.

Состав нефти классифицируют на элементарный, фракционный и групповой, основными элементами входящими в состав нефти являются углеводород и водород. В большинстве нефтей содержание углерода от 83 до 87%, количество же водорода резко превышает 12-14%.

Содержание этих элементов в нефти необходимо знать как для нефтепереработки, так и при проектировании методов повышения нефтеотдачи пластов. Значительно меньше в нефти других элементов: серы, кислорода, азота. Их содержание редко превышает 3-4%. Однако компоненты нефти, включающие эти элементы, во многом влияют на ее физико-химические свойства. Так сернистые соединения нефти вызывают сильную коррозию металлов, снижают товарные качества нефти.

Нефти терригенной толщи нижнего карбона тяжелые (плотность при давлении насыщения 0,875), сернистые (до 3%), с низким выходом светлых фракций, парафинистые (до 3%), высокосмолистые.

В процессе разработки продолжали исследования глубинных проб пластовой нефти. Исследовано глубинных нефтей - 251 проба из 91 скважины. Пласты I, IV и V отдельных анализов не имеют.

Нефть представляет собой смесь углеводородов, содержащую кислородные, сернистые и азотистые соединения. В нефти Талинской площади преобладают углеводороды метанового ряда  $C_nH_{2n+2}$ .

Плотность нефти составляет 850 кг/м<sup>3</sup>.

Вязкость при температуре 20 С - 3,2 мПа\*С

Температура застывания -11,3 С

Молярная масса - 117,4 кг/моль

Температура -27,9.

Массовое содержание серы - 0,2 %.

Смол силикагелевых - 3,3%, асфальтенов - 0,5%, парафина - 3,1%.

Пластовая температура - 47 С.

Коэффициент сжимаемости - 24,3 (1/МПа\*10)

Объемный коэффициент 1,695.

Химический состав газов в Талинском месторождении представляет собой смесь предельных углеводородов  $C_nH_{2n+2}$ , метана  $CH_4$ , этана  $C_2H_6$ , пропана  $C_3H_8$ .

Молярное содержание % углекислого газа - 0,8, азота - 0,5, метана - 44,3%, этана - 11,5%, пропана - 11,8%, изобутана - 2,8%, изопентана - 2,2%. Молярная масса в пределах 67,2 - 89,0.

Плотность газа - 0,85 кг/м<sup>3</sup>.

Плотность воды, насыщающая пласты в данном месторождении - 1003 кг/м<sup>3</sup>, минерализованная. Основными ионами являются Cl<sup>+</sup>, HCO<sub>3</sub>, CO<sub>3</sub><sup>2</sup>, Na<sup>b</sup>, Ca<sup>2+</sup>, Mg<sup>2+</sup>, K<sup>+</sup>. Обводненность продукции за 1996 г. составила 92%. Коэффициент сжимаемости - 0.004-0.005%. Вязкость воды в пластовых условиях - 0.8СП.

На Арланском месторождении продуктивным является 4 толщи - известняки турнейского яруса, пласты песчаники ТТНК, корбанатные коллекторы московского яруса и пласт известняка верейского горизонта.

Продуктивность этих толщ, равно как и запасы, сильно различаются. Если ТТНК исследована достаточно полно, то остальные объекты - в гораздо меньшей степени. Если исключить небольшую залежь в верейском горизонте Новогазинской площади, то залежи турнейского яруса меньше всего подготовлены к разработке. Степень изученности объектов определялась их промышленной ценностью.

На стадии поисково-разведочных работ производили оперативную разведку запасов в пределах разведанной площади. Как правило, при этих оценках использовали суммарную толщину всех пластов, а подсчетные параметры определялись как средние, без деления по пластам. Такой прием в те годы был обычным и больших сомнений не вызывал.

В связи с тем, что обширную территорию месторождения разведывали по отдельным участкам, находящимся на значительном расстоянии друг от друга, а также поэтапной разведку отдельных площадей со значительным различием во времени, первоначально считалось, что открывали самостоятельные месторождения: Арланское, Вятское, Николо - березовское, Уртаульское, Новогазинское. Потому первые подсчеты запасов производили по месторождениям, не связанных друг с другом. В связи с недостатком первичной информации некоторые параметры принимали по аналогии или ориентировочно.

На дату пересчета существенно увеличилась информация о коллекторах и флюидах. Так, пластовые нефти исследованы по 213 пробам, поверхностные - по 2357 из 1878 скважин, пористость и проницаемость определена почти по 6000 образцов керна.

Увеличение объема исследования керна и флюидов существенно изменили представление о геологическом строении продуктивной толщи нижнего карбона, был накоплен богатый материал по разработке месторождения. Естественно, что результаты пересчета запасов стали значительно точнее.

Подсчет осуществляли отдельно по пластам. В санитарных зонах населенных пунктов, водозабора, а также в лесоохранной зоне выделены за балансовые запасы.

Нижний предел пористости песчаников ТТНК определялся различными методами:

- по зависимости пористость - при минимальной толщине песчаников 0,8 метров пористость составляет 15%;
- по результатам отдельного опробования - при толщине 0,4-0,8 метров пористость составляет 14,4%;
- по результатам обработки материалов геофизических исследований скважин - нижний предел пористости 14-16%;
- по приемистости нагнетательных скважин - при минимальной толщине работающих пластов 1-1,2 метров, нижний предел составляет 14-16%;
- по скважинам, пробуренным на не фильтрующемся растворе, при минимальной нефтенасыщенности 30-33% нижний предел -15%;
- по связи пористость - проницаемость.

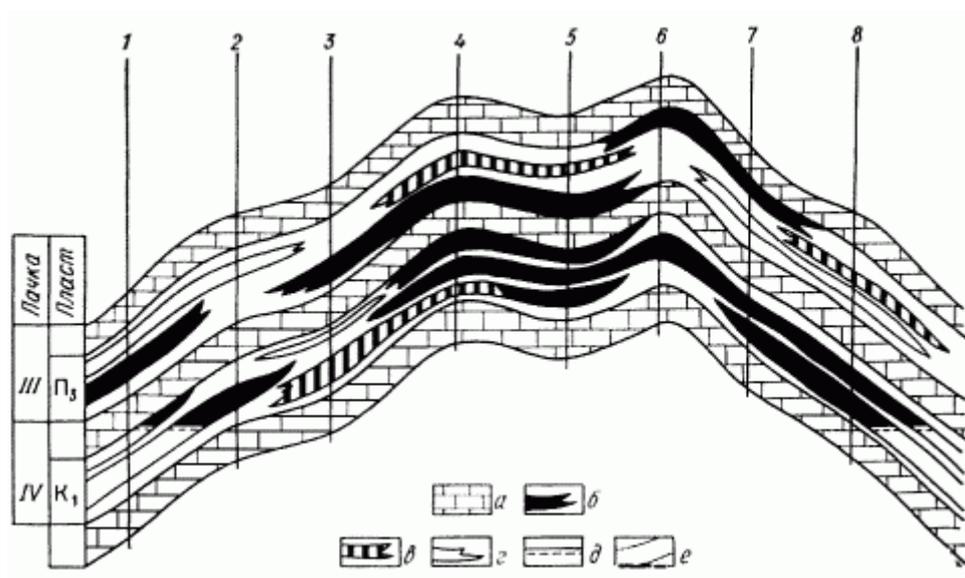
Нефтенасыщенность определялась в основном по зависимости начальная водонасыщенность - пористость и по геофизическим данным. Кроме того, использованы керновые данные из 9 скважин, пробуренных со вскрытием продуктивных пластов раствором на нефтяной основе.

Средние значения нефтенасыщенности составили: на Николо - Березовской площади -82, на Вятской - 83, на Новоказинской - 85 и на Арланской - 87%. Следует отметить, что априорное увеличение объемов нефтенасыщенных пород в целом по пластам и площадям в последствии создало большие трудности при анализе и проектировании разработки площадей, особенно, отдельных блоков и участков, а также при переводе запасов в более высокие категории, потому что в каждом случае приходилось производить пересчеты с внесением поправок.

При определении нефтенасыщенности, как правило, используются материалы ГИС. В свою очередь их интерпретация основана на петрофизических параметрах керна.

Нефтенасыщенность коллекторов ТТНК исследовали в лабораторных условиях В.М. Бирезин, К.Я. Коробов и др. по остаточной водонасыщенности образцов керна. Результаты исследования остаточной водонасыщенности показали, что существует закономерная зависимость этого параметра от пористости коллекторов. В последние годы К.Я. Коробов установил, что эта зависимость определяется не только пористостью коллекторов, но и их литолого-коллекторскими свойствами.

Наличие водонасыщенных прослоев среди хорошо нефтенасыщенных подтверждается добычей воды вместе с нефтью в скважинах, расположенных на высоких гипсометрических отметках (рис. 2).



**Рисунок 3- Схематический профиль нефтеносной пачки каширско-подольских отложений Арланской площади**

а - плотный раздел между пластами; прослой: б - промышленно нефтеносные, в - слабонефтенасыщенные, г - водонасыщенные; д - ВНК; е - плотные породы в продуктивном пласте; 1-8-скважины

Для оценки эффективной нефтенасыщенной мощности продуктивных пластов в этих случаях недостаточно использовать традиционный метод установления нижнего предела пористости, при котором породы становятся непроницаемыми и утрачивают коллекторские свойства. Эта граница для каширско-подольских отложений составляет 9-11%. Определяющим здесь служит минимальное значение нефтенасыщенности. При выяснении характера насыщенности пластов использовались материалы исследований НГК, БК (лучше на высокоминерализованной воде) и грунтов по общепринятой методике. На основании полученных распределений удельных сопротивлений ( $r_{>p}$ ) пластов, залегающих в заведомо нефтяной и водоносной частях залежи, и распределений комплексного параметра  $K_{п2} r_{>p}$  для этих же пластов были выявлены их критические значения для нефтеносных пластов ( $r_{>p} = 7$  Ом-м и  $K_{п2} r_{>p} r_{>p} = 0,41$ ). Используя конкретные зависимости  $r_{>p} = f(k_{>p})$  и  $r_{п} = f(K_{п})$ , полученные по данным исследования образцов керна, нижний предел коэффициента нефтенасыщенности ( $K_{п}$ ) устанавливается от 0,62 до 0,67. Эти величины хорошо согласуются с результатами испытаний скважин, т.е. ни в одном из опробованных интервалов, из которых были получены промышленные притоки нефти, не выделяются пласты с нефтенасыщенностью менее 67%. Таким образом, по изложенной методике для каждого продуктивного прослоя были определены следующие параметры:  $h_{эф}$ ,  $r_{>p}$ ,  $K_{п}$  и  $K_{н}$ . В отдельных случаях для оценки характера насыщенности коллекторов привлекались материалы ИННК, подтверждающие установленную величину нефтенасыщенности по  $r_{>p}$ . Сложная картина гипсометрического

распространения нефтеносности в разрезе при наличии водонасыщенных прослоев часто создает видимость резкого колебания ВНК. Границей залежи нефти или контуром нефтеносности в этих условиях служит линия замещения промышленно нефтеносных коллекторов непроницаемыми породами. По характеру распространения нефтенасыщенных пластов в пределах всей площади месторождения выделяются обширные, средние и малые по величине и изолированные друг от друга участки нефтеносности. Выявленные особенности распространения нефтеносности и строения залежей нефти в карбонатных отложениях среднего карбона Арланского месторождения позволили выделить объекты подсчета, площади с различными категориями запасов, определить подсчетные параметры, установить для различных участков залежи ожидаемые коэффициенты нефтеотдачи, подсчитать балансовые и извлекаемые запасы нефти и растворенного в ней газа по промышленным категориям А, В и С<sup>>1</sup>. Месторождение обустроено, залежи нефти в среднем карбоне имеют небольшую глубину, что позволяет быстро и с малыми затратами ввести их в промышленную разработку.

## 2 Технологическая часть

### 2.1 Текущее состояние динамики основных технологических показателей месторождения

Проведем анализ технико-экономических показателей Арланского УДНГ, представленных в таблице 1.

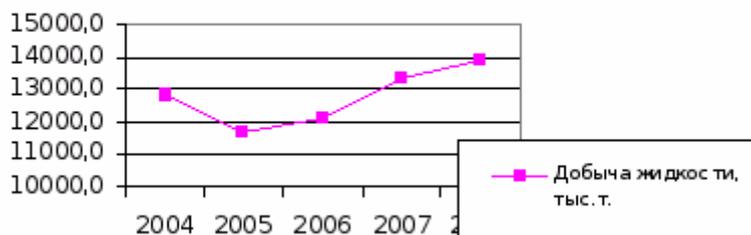
Таблица 1 - Основные технико-экономические показатели Арланского УДНГ за 2006-2008 гг.

Показатели	2006	2007	2008
Добыча нефти тыс.руб	2168,5	2156	181
Товарная нефть т.тн	2153,043	2140,664	2170,173
Валовая продукция тыс. руб.	1627180	1504413	618174
Среднесуточн.дебит скважин по нефти на скважину отработанную действующего фонда тн/сут	2,3	2,2	2,2
Добыча жидкости т.тн	12119	13325	13913
Обводненность нефти (весовая ) %	82,1	83,8	84,3
Ввод новых нефтяных скважин в эксплуатацию СКВ	27	30	28
в тч из разведки	2	2	3
Коэффициент эксплуатации действующего фонда нефтяных скважин	0,954	0,956	0,950
Выполнение объема капитальных вложений тыс.руб.	331856	700545	556037
в т.ч. эксплуатационное бурение тыс.руб	82429	11980	173563
разведочное бурение	52845	125000	77655
Строительство скважин	285666	320014	3956215
Среднегодовая стоимость основных промышленно-производственных фондов по основной деятельности	0,58	0,46	0,42
Фондоотдача (выпуск валовой продукции на 1 руб. среднегодовой стоимости промышленно-производст.фонд.) руб			

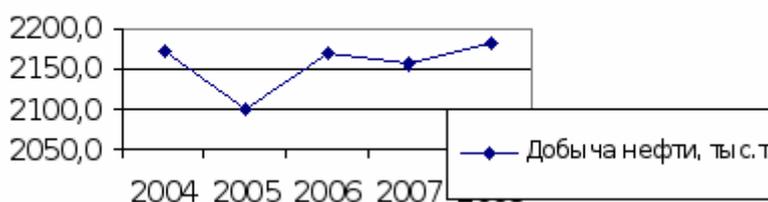
Начнем с анализа производственной программы. В 2008 году план по добыче нефти был перевыполнен на 3,1%. Годовой уровень добычи нефти в 2008 году, по сравнению с 2007 годом, увеличился на 25 тыс. тонн.

В то же время, объем товарной нефти увеличился и составил 101,4% от уровня 2007 года.

На рисунках 3 и 4 представлена динамика добычи нефти и жидкости за последние 5 лет работы НГДУ «Краснохолмскнефть».



**Рисунок 4-** Динамика добычи жидкости



**Рисунок 5-** Динамика добычи нефти

В течение последних лет, на фоне увеличения объемов добычи жидкости, добыча нефти постепенно снижается, что свидетельствует об увеличении степени обводненности скважин. В 2008 году было закачено больше воды, что повлекло за собой увеличение объемов добычи жидкости на 462,7 тыс. т.

Проведем подробнее анализ изменения объема добычи нефти и факторов повлиявших на это изменение.

Для наглядности составим таблицу 2 изменений данных за 2008 год по отношению к 2006 и 2007 году.

Арланская площадь введена в разработку в 1958 г. С 1959-го объемы эксплуатационного бурения постепенно наращивались. В 1964 г. число скважин, выходящих из бурения, достигло 157. До 1965 г. разбуривание осуществлялось по принципиальной схеме (1959) и проекту разработки (1961). После 1965 г. — по утвержденной Генеральной схеме, в основу которой с небольшими изменениями были приняты технологические решения проекта разработки 1961 г. Несколько изменены были границы площади, часть территории отнесена к Николо-Березовской. Все пласты ТТНК были объединены для совместной эксплуатации; обоснована меньшая величина нефтеизвлечения; смещены некоторые линии разрезания.

Разработка залежей ТТНК Арланской площади характеризуется несколькими особенностями.

1. Через 12 лет после начала эксплуатации площади добыча нефти

достигла своего максимального уровня и составила в 1970 г. 5332,9 тыс.т. Начиная с 1971-го добыча постоянно снижается и в 1993-м составила 39% от максимальной. В отличие от девонских залежей маловязких нефтей (Туймазинское, Шкаповское и др.), на которых падение уровня добычи достигало 27% за год, темп падения добычи на Арланской существенно меньший и составил в первый год снижения (1971) всего 1,2%. Подобная картина наблюдалась и по остальным площадям месторождения.

2. Фонд действующих скважин растет длительное время вплоть до заключительной стадии, достигнув максимума в 1989 г. (1484 ед.). К этому времени было отобрано 86,5% НИЗ, а обводненность составила 94,7% (весовых).

Фонд нагнетательных скважин наращивался в соответствии с фондом добывающих до 1987 г. и составил 310 ед. Поэтому отношение числа добывающих скважин к числу нагнетательных во времени изменялось незначительно. Так, в 1968—1989, т. е. в течение более чем 20 лет, это соотношение колебалось в пределах 4,5—5,0 и лишь в последние годы увеличилось до 7,2. Постоянство этого параметра во времени, объясняется двумя причинами. Во-первых, одновременно с увеличением числа добывающих скважин пропорционально увеличивалось и число нагнетательных. Во-вторых, такое соотношение в значительной степени поддерживалось целенаправленно, т. к. было принято наиболее эффективным соотношение 3 — 4. Рост общего числа пробуренных скважин на Арланской площади происходил и после достижения максимума фонда действующих добывающих и нагнетательных скважин, т. к. бурение, хотя и в меньших объемах, продолжается и сейчас. Уменьшение числа действующих добывающих и нагнетательных на фоне увеличения числа пробуренных скважин происходит за счет их выбытия в категорию прочих (ликвидированных, пьезометрических, контрольных и др.). Скважины этих категорий составляли в 1992 г. 406 ед., за 5 последних лет их число возросло более чем вдвое. Такая динамика связана с массовым выводом скважин из эксплуатации из-за полного их обводнения или же по техническим причинам. Темпы вывода скважин из эксплуатации, по всей видимости, будут нарастать, т. к. осталось отобрать всего 6,5% НИЗ, а обводненность продукции в целом по площади составила 95%.

3. Отбор жидкости по площади постоянно наращивался и достиг своего максимума в 1990 г. (51,4 млн.м<sup>3</sup> в пластовых условиях). В последние 3 года наметилась тенденция устойчивого снижения отбора жидкости на фоне незначительного роста обводненности (на 1,2%). За эти годы отбор жидкости снижен с 51,4 до 47,6 млн.м<sup>3</sup>, т. е. на 7,4%. Сравнение динамики фонда добывающих скважин и отбора жидкости показывает, что снижение отбора жидкости происходит по двум причинам: уменьшение действующих добывающих скважин (на 3%) и снижение дебитов жидкости в них (4,2%). Для Арланской площади характерно длительное наращивание фонда скважин, дебита жидкости и, следовательно, отбора жидкости до поздней стадии разработки. Максимальная добыча жидкости достигнута при отборе 88,5% НИЗ

и обводненности 95,2%.

4. Темпы отбора от начальных извлекаемых запасов на площади достигали в максимуме 3,9%. После максимального уровня они снижались пропорционально годовой добыче нефти и составили в 1992 г. 1,5% от НИЗ. Для залежей высоковязкой нефти в целом характерны меньшие темпы отбора запасов, чем из девонских залежей с маловязкими нефтями. Так, по Туймазинскому месторождению отбор в максимуме достигал 4,6% НИЗ, по другим месторождениям он был еще выше, хотя плотность сетки скважин Арланской площади и Туймазинского месторождения сопоставимы.

5. Хотя разработка залежей ТТНК Арланской площади осуществлялась с заводнением пластов, для этого объекта специфично не полное восполнение отбираемых объемов закачкой воды. Так, суммарная компенсация отборов закачкой воды составляет всего 88,6%. В отдельные годы компенсировалось менее 75% отбора. Не смотря на это пластовые давления поддерживались на достаточно высоком уровне. Такая специфика объясняется активным напором краевых вод в VI пласте. В то же время активность напора, видимо, была недостаточной для поддержания нарастающих объемов отбора жидкости. Этим фактором, на наш взгляд, можно объяснить увеличение приемистости нагнетательных скважин при практически постоянном соотношении числа добывающих и нагнетательных скважин. Так, приемистость от 498 (1976) выросла до 479 м<sup>3</sup>/сутки(1989). За этот период времени дебит жидкости в среднем вырос от 46,7 до 96,7 м<sup>3</sup>/сутки, т. е. в 2,07 раза при росте приемистости в 2,4. Предположение, что разница отражает увеличение отбора жидкости из VI пласта, подтверждается опережающей выработкой его запасов.

## 2.2 Обводнение скважин и пластов

Процесс обводнения продукции скважин Арланского месторождения характеризуется коротким периодом безводной эксплуатации с быстрым ростом содержания воды. После достижения 90%, обводненность увеличивается медленно (рис. 146). В целом по ТТНК месторождения при обводненности более 90% предстоит отобрать треть запасов.

Вследствие такого характера обводнения отбирается большой объем попутной воды. Так, если по месторождению до обводнения на 90% ВНФ составил 2,5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (в пластовых условиях), то для того, чтобы отобрать оставшуюся треть запасов, необходимо будет отбирать более 5 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> попутной воды. Возможно, фактический отбор будет несколько меньше за счет более раннего отключения скважин по экономическим причинам, но этот предел в настоящее время прогнозировать сложно.

В настоящее время длительная эксплуатация скважин при столь высокой обводненности во многих случаях неоправданна. Особенно это относится к скважинам, эксплуатирующим несколько разнородных пластов. Очевидно, что во многих из таких скважин наиболее высокопродуктивные пласты полностью

обводнились, а небольшое количество нефти поступает из маломощных. В таких скважинах было бы целесообразно отключить выработанные пласты. Однако эта работа производится на месторождении в недостаточных объемах. Кроме того, отключение высокопродуктивных обводнившихся пластов, расположенных в кровельной части разреза (пласты II и III), малоэффективно и технически довольно сложно. Не решены и вопросы исследований на предмет определения обводнившихся пластов. Для Арланского месторождения характерен быстрый рост обводненности в скважинах с подошвенной водой. Особенно часто это отмечается в мощных II и VI пластах. Основной причиной такого обводнения является косая слоистость песчаников и низкая анизотропность, вследствие чего происходит конусообразование. В ряде скважин бурением была вскрыта только верхняя часть пласта VI (2—3 м). Однако конусообразование в таких скважинах происходило с той же интенсивностью, что и в скважинах с обычной конструкцией. Перфорация колонн на значительном расстоянии от ВНК также оказалась неэффективной. Довольно часто наблюдалось и послойное обводнение пропластков, хотя, в основном, в монолитных пластах обводнение происходило по нижней части пластов. Действенным методом контроля за обводнением пластов в условиях высоковязких нефтей Арланского месторождения оказался импульсный нейтрон-нейтронный метод, который позволял получать однозначные результаты даже в перфорированных интервалах.

### **2.3 Исследование пластов и продуктивности скважин**

Исследования пластов и продуктивных скважин на Арланской площади показали, что значительные запасы находятся в маломощных (1-3 м) низкопроницаемых пластов. Первоначально они были разбурены по сетке 500x500м, после чего было решено использовать сетку 400x400 м. Все попытки интенсифицировать выработку запасов из таких пластов при такой сетке оказались безрезультатными, т.к. закачка воды в эти пласты ни очаговой, ни площадной модификации оказались невозможны.

### **2.4 Расчет нефтеотдачи в зависимости от упругих свойств жидкости и породы**

Цель работы: Научиться определять нефтеотдачу в зависимости от упругих свойств жидкости и породы.

Дано:

$$F = 1200 \text{ га};$$

$$h = 12 \text{ м};$$

$$m = 0,22;$$

$$S = 20\%;$$

$P_{пл} = 180 \text{ атм};$   
 $P_{нас} = 80 \text{ атм};$   
 $t_{пл} = 54,5^\circ\text{C};$   
 $\Delta P = 5 \cdot 10^6 \text{ М}^3;$   
 $b_n = 1,02; b'_n = 1,026.$

Решение:

Коэффициент сжимаемости нефти:

$$\beta_n = \frac{b'_n - b_n}{b_n * \Delta P} = \frac{1,026 - 1,02}{1,02(180 - 80)} = 6 * 10^{-5} \text{ на } 1 \text{ атм.}; \quad (2.1)$$

коэффициент сжимаемости породы:

$$\beta_n = 2 * 10^{-5} \text{ на } 1 \text{ атм.}; \quad (2.2)$$

коэффициент упругости залежи:

$$\beta = m\beta_n + \beta_n = 0,22 * 6 * 10^{-5} + 2 * 10^{-5} = 3,32 * 10^{-5} \text{ на } 1 \text{ атм.} \quad (2.3)$$

Искомый запас нефти:

$$\Delta V_n = \beta V * \Delta P = \beta Fh * \Delta P = 3,32 * 10^{-5} * 1200 * 10^4 * 12 * (180 - 80) = 478 * 10^3 \text{ М}^3.$$

Общий нормальный объем нефти в залежи:

$$V_n = \frac{Fhm(1 - S)}{b_n} = \frac{1200 * 10^4 * 12 * 0,22(1 - 0,22)}{1,02} = 248 * 10^5 \text{ М}^3.$$

Процент нефтеотдачи вследствие упругих свойств среды:

$$K_{om} = 478 * 10^3 / (248 * 10^5) * 100 = 1,92\% \text{ общего запаса нефти.}$$

В результате внедрения воды из законченной области получено:

$$\beta_g = 5 * 10^6 - 478 * 10^3 = 4522 * 10^3 \text{ М}^3.$$

Коэффициент упругости для указанной законченной обводненной части:

$$\beta_B = m\beta_g + \beta_n = 0,22 * 4,5 * 10^{-5} + 2 * 10^{-5} = 2,99 * 10^{-5}.$$

Средневзвешенное давление внутри рассматриваемой кольцевой

площади:

$$\Delta P_1 = 50 \text{ атм.}, \text{ т.е. на } 50\% \text{ от } \Delta P;$$

Количество воды, которое поступит в поры пласта:

$$\Delta V_6 = \beta F h * \Delta P_1 = 2.99 * 10^{-5} * 1200 * 10^4 * 12 * 50 = 2105 * 10^3 \text{ м}^3.$$

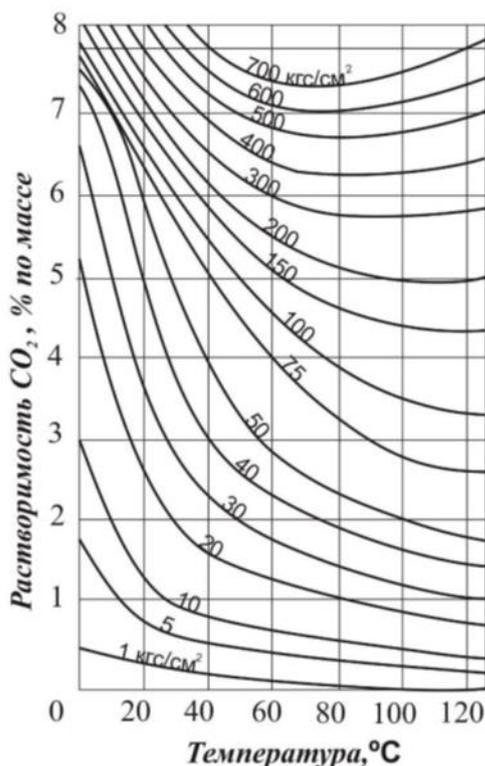
В пласт поступит следующий объем жидкости:

$$4522 * 10^3 - 2105 * 10^3 = 2417 * 10^3 \text{ м}^3.$$

### 3 Проектная часть

#### 3.1 Увеличение нефтеотдачи посредством закачки в пласт CO<sub>2</sub>

Одним из наиболее перспективных методов увеличения нефтеотдачи является использованием CO<sub>2</sub> для водогазового заводнения. Углекислый газ (CO<sub>2</sub>, диоксид углерода, двуокись углерода) – бесцветный газ, тяжелее воздуха. При нормальных условиях имеет плотность 1,98 кг/м<sup>3</sup>. Углекислый газ не токсичен, запаха не имеет. Диоксид углерода обладает уникальным и крайне полезным для увеличения нефтеотдачи свойством, а именно способностью увеличивать вязкость воды при растворении в ней (при  $t = 20^{\circ}\text{C}$  и  $p = 11,7$  МПа вязкость карбонизированной воды составляет 1,21 мПа·с). Вязкость воды возрастает с увеличением в ней концентрации CO<sub>2</sub>. При увеличении давления углекислый газ начинает активнее растворяться в воде (рис. 1). Однако растворимость CO<sub>2</sub> уменьшается при повышении температуры до 80°C и минерализации воды.



**Рисунок 6-** Зависимость растворимости углекислого газа в воде от давления и температуры (шифр кривых – давление насыщения воды двуокисью углерода) углеводородов (смол, парафинов и т. д.)

В случае же с растворением CO<sub>2</sub> в нефти вязкость последней наоборот существенно уменьшается (рис. 2). Следовательно, уменьшается поверхностное натяжение нефти на границе с водой. Вышеописанные свойства углекислого газа крайне важны при разработке месторождений с высоковязкой нефтью.

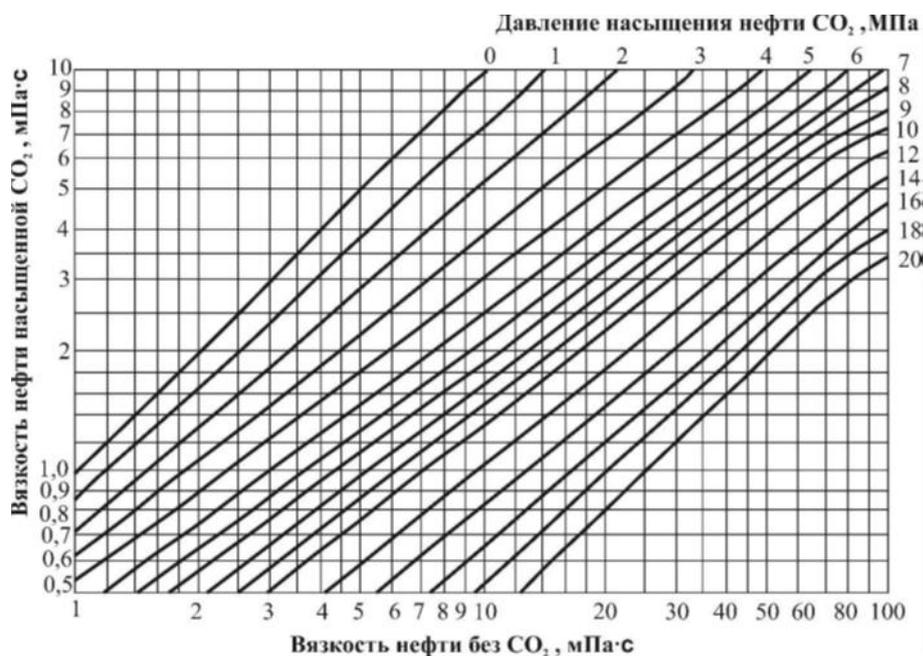


Рисунок 7- Зависимость вязкости нефтей от давления насыщения их двуокисью углерода

Нефть находится в порах горных пород, заполняя пустоты между твердыми зёрнами материалов, их слагающих. Чем пористее порода и чем больше сообщающихся пор, тем легче будет нефти вытекать из нее. Такая способность горной породы называется проницаемостью, различные виды горных пород обладают разной проницаемостью. Например, песчаник – высокопористая порода (коллектор), углеводороды в ней легко удерживаются, в то время как гранит обладает практически нулевой проницаемостью.

Разная проницаемость различных пластов горных пород означает, что нефть и газ могут удерживаться под землей в резервуарах коллекторов, окруженных формациями непроницаемых пород. Всего через несколько недель или месяцев после того, как из пробуренной скважины забил фонтан нефти, давление в пласте падает настолько, что нефть приходится уже начинать вытягивать на поверхность с помощью обычных насосов. Такие насосы упорно и слаженно качают нефть в течение довольно длительного срока; но, увы, в определенный момент и их напор перестает быть эффективным в плане добычи нефти из коллектора.

В таких случаях зачастую применяются вторичные методы добычи нефти: они поднимают давление во всем пласте, дабы извлечь запасы нефти, залегающие в осадочных породах вокруг уже истощенной выработки.

Такая технология предполагает применение воды или солевых растворов, которые закачиваются в пласт для поднятия давления в резервуаре и вытеснения большего объема защемленной нефти. Вторичные методы повышения нефтеотдачи позволяли поддерживать добычу на некоторых старейших месторождениях вплоть до конца 20 века.

Первичные и вторичные методы добычи позволяют поднять на поверхность до 25–40% от общего объема запасов нефтяной залежи. Но при этом 60–75% нефти все еще остается в земле. Для залежей песков, пропитанных вязкой нефтью (нефтеносные пески), таких как разведанные в Канаде, для освобождения части оставшейся нефти весьма эффективным является нагнетание в пласт пара. Однако технология закачки пара не годится.

Предположим, что  $\text{CO}_2$  закачивается в резервуар при 1500 psia и 150F. Оценить процентные потери  $\text{CO}_2$  от растворимости в воде в резервуаре, предполагая, что  $1.0 \times 10^6$  scf  $\text{CO}_2$  контактирует остаточный участок воды который на сатурации 25%. Пористость породы составляет 0,20, а нефтенасыщенность незначительна. Рассчитать потери при условии, что вода является пресной и что вода, контактирующая с  $\text{CO}_2$ , насыщается  $\text{CO}_2$ .

Нужно рассчитать объем резервуара, заполненного  $\text{CO}_2$ . Из рис. 1

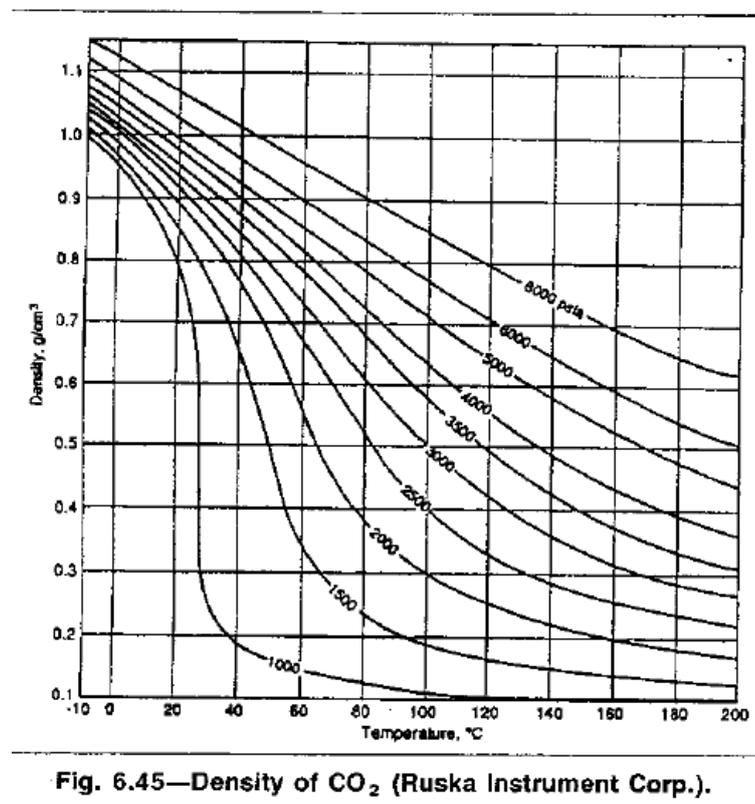


Рисунок 8- Объем резервуара, заполненного  $\text{CO}_2$

$$\rho_{\text{CO}_2} = 0.31 \text{ g/cm}^3 \left[ \frac{(62.4 \text{ lbm/ft}^3)}{(\text{g/cm}^3)} \right] = 19.3 \text{ lbm/ft}^3$$

$$m_{\text{CO}_2} = 1 \times 10^6 \text{ scf} \left[ \frac{(1/379 \text{ scf})}{(\text{lbm mol})} \right] = 1.16 \times 10^5 \text{ lbm}$$

$$V_{\text{CO}_2} (\text{at reservoir conditions}) = 1.16 \times 10^5 \text{ lbm} / (19.3 \text{ lbm/ft}^3) = 6,010 \text{ ft}^3$$

$$V_R = 6,010 \text{ ft}^3 / \Phi S_{\text{CO}_2} = 6,010 \text{ ft}^3 / [0.20(1-0.25)] = 4.01 \times 10^4 \text{ ft}^3$$

$$m_w = 4.01 \times 10^4 \text{ ft}^3 \phi S_w \rho_{\text{H}_2\text{O}} = 4.01 \times 10^4 \text{ ft}^3 \times 0.20 \times 0.25 \times 62.4 \text{ lbm/ft}^3 = 1.25 \times 10^4 \text{ lbm H}_2\text{O}$$

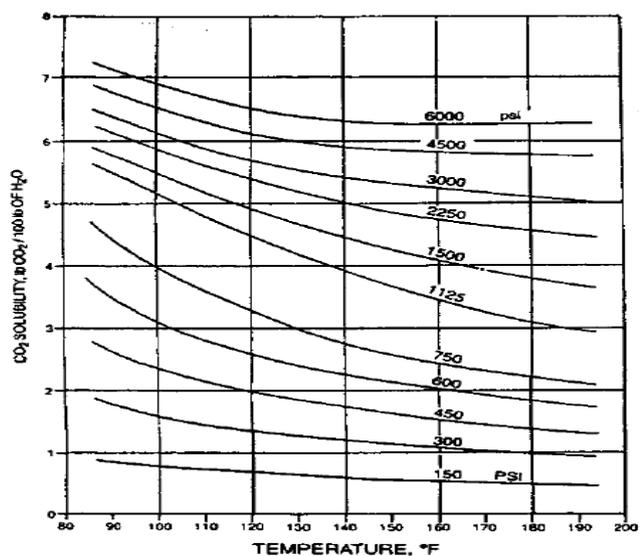


Fig. 6.51—CO<sub>2</sub> solubility in fresh water (from Dodds et al.<sup>48</sup> and Stalkup<sup>1</sup>).

### Рисунок 9- Объем заполнения CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub> solubility  $\approx 4.2$  lbm CO<sub>2</sub>/100 lbm H<sub>2</sub>O и CO<sub>2</sub> loss =  
 $= 4.2$  lbm CO<sub>2</sub>/100 lbm H<sub>2</sub>O  $\times 1.25 \times 10^5$  lbm H<sub>2</sub>O =  
 $= 5,250$  lbm = 4,5% of CO<sub>2</sub> injected (впрыснутый)

Ссылка на рисунок 2 указывает, что если бы соленость воды составляла от 3% до 10% от общего количества растворенных твердых веществ, то потери CO<sub>2</sub> были бы примерно на 25-30% меньше. Следует отметить, что при более низких давлениях и температуре (например, 1000 psia и 100 ) относительные потери CO<sub>2</sub> были бы значительно больше.

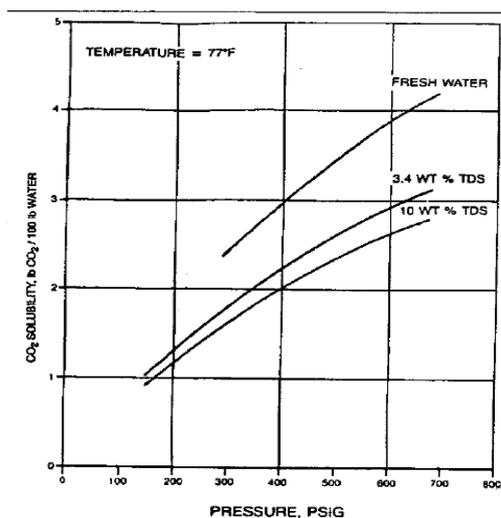


Fig. 6.52—Effect of salinity on CO<sub>2</sub> solubility in water at a temperature of 77°F (from Stewart and Munjal<sup>49</sup> and Stalkup<sup>1</sup>).

### Рисунок 10- Относительная потеря CO<sub>2</sub>

Плотность CO<sub>2</sub>. Данные о коэффициентах сжимаемости и плотности для CO<sub>2</sub>, приведенные Sage и Lacey<sup>39</sup>, воспроизводятся Stalkup. Рисунке 3 показывает коэффициенты сжимаемости при четырех температурах. Рисунок 4 дает плотность в зависимости от температуры и давления.

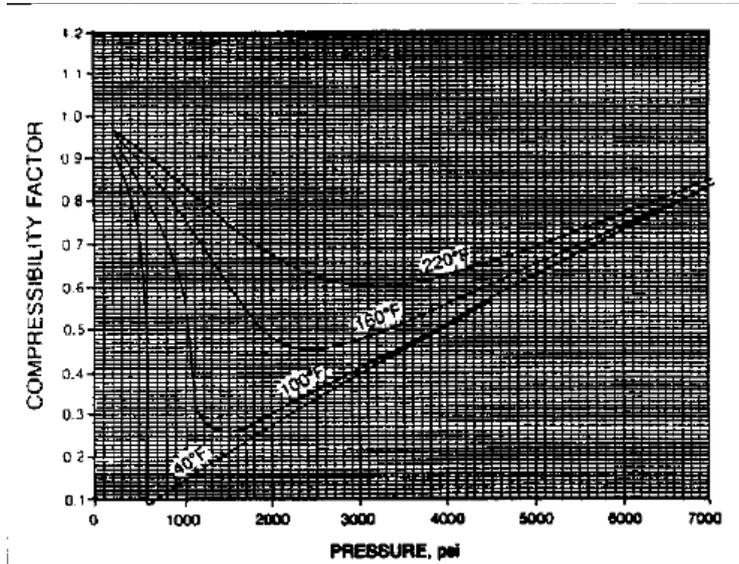


Fig. 6.44—Compressibility factors for CO<sub>2</sub> (from Sage and Lacey<sup>39</sup> and Stalkup<sup>1</sup>).

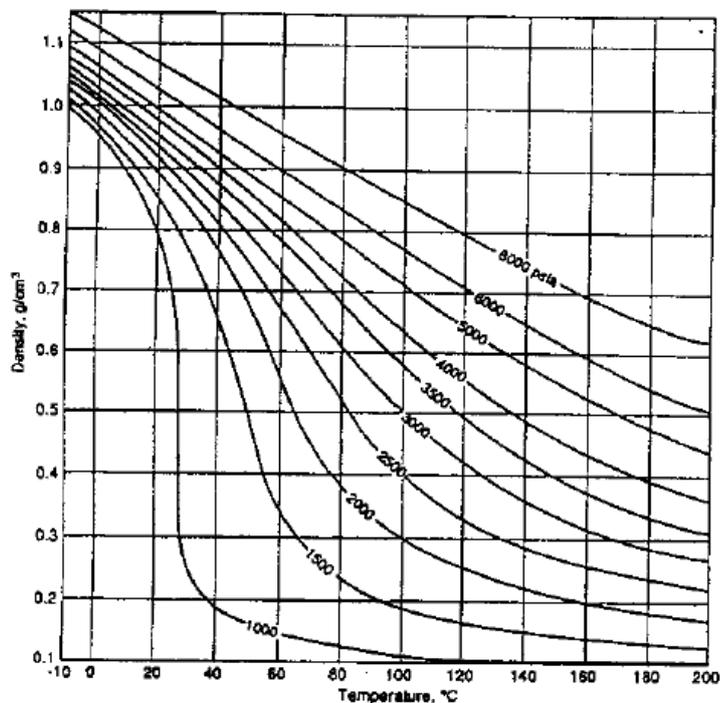


Fig. 6.45—Density of CO<sub>2</sub> (Ruska Instrument Corp.).

### Рисунок 11- Расчет плотности CO<sub>2</sub>

**Пример 6.6-расчет плотности CO<sub>2</sub>.** Рассчитайте плотность CO<sub>2</sub> при 150F и 1500 psia. Как видно из таблицы 6.1, эти условия превышают критические температуру и давление.

Решение:

Примените коэффициент Z из рис.6.44,  $Z \approx 0.54$ ,  $v = ZRT/\rho = (0.54 \times [10.73 (\text{psi}\cdot\text{ft}^3)/(\text{°R}\cdot\text{lbm}\cdot\text{mol})] \times 610\text{°R})/1500 \text{ psia} = 2.36 \text{ ft}^3/\text{lbm mol} \times 1 / 44 \text{ lbm/lbm mol} = 0.0536 \text{ ft}^3/\text{lbm}$ .

$P = 18.6 \text{ lbm/ft}^3$ .

Плотность C<sub>3</sub> в этих же условиях составляет 29,3 lbm/ft<sup>3</sup>. Из Рис.6.45,  $\rho = 0,30\text{g/cm}^3$  или 18.7lbm/ft<sup>3</sup>. При 270°F и 1500psia плотность составляет около 10.0lbm/ft<sup>3</sup>.

Обратите внимание, что при 95°F и 1500psia плотность CO<sub>2</sub> (рис.6.45) составляет 0.73g/cm<sup>3</sup> (45.5lbm/ft<sup>3</sup>), что близко к плотности светлых сырых нефтей при тех же условиях. Плотность C<sub>3</sub> при 95 °F и 1500 psia составляет всего 0,52g/cm<sup>3</sup> (32,4 lbm/ft<sup>3</sup>), что указывает на важную разницу в поведении сжимаемости CO<sub>2</sub> и C<sub>3</sub>.

### 3.2 Сущность метода

Чтобы извлечь труднодоступную малосернистую нефть, оставшуюся после применения первичных и вторичных методов добычи, необходимо изменить физические характеристики самой среды. CO<sub>2</sub> – на редкость удачный выбор для этого, т. к. CO<sub>2</sub> и нефть легко смешиваются, будучи способны образовывать гомогенную среду. Углекислый газ охотно растворяется в сырой нефти, в десять раз снижая вязкость тяжелых фракций. И напротив, нефть и вода – несмешиваемые среды, добиться их соединения весьма проблематично. Для того чтобы CO<sub>2</sub> и нефть стали одним целым, углекислый газ необходимо довести до «сверхкритического» состояния путем повышения температуры и давления. После достижения им требуемых кондиций обе субстанции полностью совместимы. В итоге этого удивительного сочетания получается среда, способная с куда большей легкостью просачиваться сквозь пористую породу.

Несмотря на то, что именно CO<sub>2</sub> в данной технологии является главным компонентом, важную роль часто играет и вода. Как правил Lower 48 states – Континентальные («смежные») штаты [букв. нижние 48 штатов], территория США между Канадой и Мексикой, включающая в себя 48 штатов и округ Колумбия. В их число не входят два штата: Аляска и Гавайи, а также Островные территории (прим. перев.). ло, вода закачивается попеременно с CO<sub>2</sub> в технологии, получившей название водогазового воздействия на пласт (WAG).<sup>2</sup> На практике вода закачивается в пласт в течение нескольких дней или недель, затем приходит черед углекислого газа. И далее они закачиваются по очереди. Министерство энергетики США с большим оптимизмом смотрит на

применение технологии закачки CO<sub>2</sub>. В 2012 г. министерство оценило увеличение извлекаемых запасов нефти за счет применения этой технологии в 150 млрд баррелей. Такое трехкратное увеличение разведанных запасов превратится в миллиарды долларов новых инвестиций в промышленность и возможность добывать около 5 млн баррелей сырой нефти в день в течение последующих 50 лет из уже разведанных и эксплуатируемых месторождений. Коль скоро в основе технологии лежит углекислый газ, важно понять, откуда этот газ берется.

В настоящее время основная часть CO<sub>2</sub> транспортируется по высоконапорным газопроводам, протянувшимся от природных источников CO<sub>2</sub> или от газоразделительных установок. Но в насущных 2 Water-Alternating-Gas injection (прим. перев.). планах – использование отходов CO<sub>2</sub> от электростанций и других промышленных источников. Сегодня сеть газопроводов доставляет на месторождения Техаса углекислоту с природных источников в Нью-Мексико, Колорадо и Миссисипи.

### 3.3 Трубопроводы и арматура

Трубопроводы для CO<sub>2</sub> имеют различный диаметр, зависящий от протяженности. Давление в газопроводах для чистой углекислоты, как правило, высокое – в диапазоне от 2000 до 2300 psi, то есть, нужна арматура и трубы на класс давления 600. Некоторые газопроводы работают под еще более высоким давлением (около 3000 psi), требующим арматуру на класс давления 1500. Конструкция трубопроводов, а также требования к устанавливаемой на них арматуре, отражены в стандартах Американского общества инженеров-механиков (ASME) B131.4 «Системы транспортировки жидкостей и пульпы» и B31.8m «Транспортировка газа и трубопроводные распределительные системы». Арматура для газопроводов CO<sub>2</sub>, как правило, изготавливается в соответствии со спецификацией 6D Американского института нефти (API), в которой прописаны требования к ее конструкции. Попадая на нефтяное месторождение, углекислота аккумулируется в резервуарном парке промысла, на распределительных системах которого установлена различная арматура – задвижки, шаровые краны, обратные, предохранительные и регулирующие клапаны.

Оттуда газ транспортируется под высоким давлением в систему труб, резервуаров и арматуры, обеспечивающую закачку воды и CO<sub>2</sub> в скважину. Вплоть до этого момента сухой углекислый газ слабо агрессивен в плане коррозии. Основным материалом корпусов арматуры является обычная низкоуглеродистая сталь, так как главное, что должно приниматься во внимание при выборе материала для таких условий эксплуатации – это очень низкая температура на самом промысле. Зачастую критическим фактором увеличения скорости коррозии на газопроводах CO<sub>2</sub> становится турбулентность. Непомерно высокая турбулентность может препятствовать

образованию и сохранению пленки карбоната железа, защищающей низкоуглеродистые стали. Если не удастся избежать высокой турбулентности, рекомендуется применять материалы с более высокой коррозионной стойкостью или прибегать к антикоррозионным покрытиям.

Для нужд месторождений Пермского нефтеносного бассейна и северного побережья Мексиканского залива используется литье из сталей марок WCB и WCC по ASTM A216, поковки же – как правило, из стали марки ASTM A105. Однако если в процессе транспортировки по газопроводу возникает дросселирование CO<sub>2</sub>, то скорость возрастает, а рабочая температура может упасть ниже –20 °F (–28 °C), а это уже не укладывается в допустимый стандартом диапазон для сталей марок WCB, WCC и A105. Если допускается возможность такой ситуации, то могут применяться стали, предназначенные для более низких рабочих температур, например, такие марки как LCC, LCB, LF2 или нержавеющие стали серии 300. Когда чистый углекислый газ попадает в систему закачки агента в пласт, он смешивается с тем газом, что уже побывал под землей, после выхода на поверхность был сепарирован и уловлен. Что касается процессов сепарации, то нефть, соляной раствор и CO<sub>2</sub> отделяются друг от друга на установках, специально созданных для этих целей. По размеру такие установки могут выглядеть как небольшой нефтеперерабатывающий завод, где применяются сотни единиц арматуры различного типа и из различных материалов.



**Рисунок 12- Пример трубопровода протянутого из Нью-Мексико**

Итак, новая углекислота вместе с возвращенной из процесса готова для закачки. На самом деле смешивание происходит либо в манифольде, питающем каждую газонагнетательную скважину, либо непосредственно в устье елки. Нормальная трубная резьба манифольда, как правило, равна 2 дюймам. Большая часть трубопроводов, задействованных в процессе закачки, оснащается арматурой, рассчитанной на класс давления 1500. Из-за особенностей физического взаимодействия сред, вовлеченных в процесс, и разной проницаемости различных горных пород нефтеносного пласта, одна только углекислота не столь эффективна для вытеснения нефти в добывающую скважину, как попеременная закачка CO<sub>2</sub> и воды.

Технология WAG требует немалого объема воды, но обычно это оборотная вода. Она должна подаваться под давлением выше, чем давление CO<sub>2</sub> в пласте, в противном случае ее не удастся закачать. Чтобы повысить давление закачиваемой воды, применяются высоконапорные насосы, нагнетающие давление в системе примерно до 3000 psi или чуть выше сверхкритического давления закачки CO<sub>2</sub>. Кроме того, закачиваемая вода может содержать соли, так что очень важно правильно выбрать материал деталей узла затвора, контактирующих с рабочей средой: часто для данных условий эксплуатации выбор падает на арматуру из нержавеющей стали серии 300. Резервуарный парк промысла включает в себя несколько баков для хранения воды, давление в которых близко к атмосферному, обеспечивая лишь небольшой перепад для подачи воды на вход водяного насоса высокого давления. Для управления расходом воды низкого давления выбираются, как правило, обычные гуммированные поворотные дисковые затворы. Когда вода встречается с CO<sub>2</sub>, будь то в смешивающем манифольде, либо в устье елки, требования к коррозионной стойкости арматуры существенно возрастают. При смешении этих двух агентов образуется угольная кислота. Подобно большинству других кислот, данное соединение вынуждает применять специальные материалы для изготовления корпусов и затворных узлов арматуры. Если применяется смешивающий манифольд, предпочтение отдают шаровым кранам из аустенитной стали на класс давления 1500.

Далее путь закачиваемого агента достигает елки, венчающей нагнетательную скважину, где требования к конструкциям арматуры определяются уже не API 6D «Трубопроводная арматура» или другими промышленными стандартами ТПА, а спецификацией API 6A «Фонтанное и устьевое оборудование». Устьевые задвижки играют ключевую роль в управлении процессом закачки CO<sub>2</sub>. На Пермском нефтеносном бассейне в этой функции наиболее распространена арматура на класс давления 1500, корпуса которой изготовлены из алюминиевой бронзы, а узлы затворов – из нержавеющей стали по спецификации API 6A – это задвижки размером 2–3/8 дюйма и 2–7/8 дюйма. Данные задвижки отличаются высокой надежностью даже после нескольких лет эксплуатации в тяжелых условиях. Поскольку многие из этих задвижек содержат эластомеры, важным является верный подбор материалов уплотнительных колец. В условиях эксплуатации газа под

высоким давлением эластомеры могут разрушаться по причине такого явления как взрывная декомпенсация, в нашем случае ее вызывает диффузия CO<sub>2</sub> в эластомеры, которая имеет место при определенном сочетании рабочих давления и температуры, например, при сверхкритических характеристиках CO<sub>2</sub>. Это может привести к растрескиванию, вспучиванию и разрыву эластомеров и к катастрофическим отказам. Наиболее известный способ смягчить явление взрывной декомпенсации – это увеличение твердости эластомеров. Для арматуры, работающей на углекислоте, предпочтительнее применять уплотнительные кольца торговых марок Buna или Nitrile с твердостью 90 по Шору или выше. Изделия Buna и Nitrile относительно недороги; конечно, и более дорогие эластомеры – например, EPDM и Kalrez – отлично справятся.

WAG-технология закачки CO<sub>2</sub> заставляет оставшуюся в земле нефть крупных месторождений подняться на поверхность. Там за дело берется фонтанная арматура, направляя ее на сепараторные установки, отделяющие нефть, воду и газ. Хотя давление в добывающих скважинах не так высоко, как в нагнетательных, выбор арматуры для фонтанного оборудования и систем распределения попрежнему критически важен. Флюид из таких скважин может представлять собой агрессивный коктейль из нефти, соляного раствора, воды, CO<sub>2</sub>, природного газа и сероводорода с разными скоростями и в разных фазовых состояниях. Наличие H<sub>2</sub>S уже требует, чтобы трубопроводы и арматура соответствовали требованиям международной спецификации NACE MR0175 «Нефтяная и газовая промышленность».

Материалы, применяемые в среде H<sub>2</sub>S при добыче нефти и газа». В спецификации MR0175 приведены рекомендации по выбору специальных материалов и технологии их обработки для изготовления деталей арматуры, работающих с такими высококоррозионными и смертельно опасными средами.

Покинув скважину, флюид пропускается через сепараторы, и углекислый газ направляется обратно в смесительный резервуар для повторного использования. Одна из идей дальнейшего развития технологии закачки CO<sub>2</sub> состоит в организации длительного хранения углекислоты.

Технология, названная «Улавливание, утилизация и хранение углекислоты»<sup>3</sup>, открывает большие перспективы в части безопасной изоляции произведенного промышленностью углекислого газа на неограниченное время в тех самых подземных коллекторах, где ранее залежали нефть и газ. Важным элементом всех трубопроводных систем в технологии повышения нефтеотдачи с помощью CO<sub>2</sub> являются также обратные клапаны. Работа со смесями некоррозийных и коррозионных сред с применением специальных материалов требует и соответствующих обратных клапанов. Вот один из примеров, почему это так важно: если позволить среде, содержащей H<sub>2</sub>S, вернуться назад к трубам и арматуре, не предназначенным для работы с такой средой, неминуем катастрофический отказ.

### **3.4 Способы использования углекислого газа при закачке его в пласт с целью увеличения нефтеотдачи**

Существует несколько способов использования углекислого газа при закачке его в пласт с целью увеличения нефтеотдачи.

1. закачка в пласт карбонизированной воды (вода, насыщенная углекислым газом);
2. закачка в пласт непосредственно  $\text{CO}_2$  в газообразном или жидком состоянии;
3. закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии.

Закаченная в пласт вода, насыщенная двуокисью углерода, представляет из себя оторочку вытесняющего пластовые флюиды агента. Данный метод является более эффективным, по сравнению с методом заводнения пласта, благодаря способности углекислого газа увеличивать вязкость воды при растворении в ней.

Также известно, что использование карбонизированной воды как вытесняющего агента показывает меньшую эффективность, в сравнении с результатами при использовании комплексного воздействия на пласт диоксида углерода в газообразном или жидком состоянии затем карбонизированной воды в виде вытесняющего агента.

Данная особенность, возможно, связана с увеличением объема нефтяной пленки, а также тяжелых компонентов на стенках пор под действием  $\text{CO}_2$ . В результате чего уменьшается их площадь контакта со стенками пор, трещин и каверн, что в последствии позволяет эффективнее вымывать их из данных пустот при вытеснении пластовых флюидов карбонизированной или подтоварной водой.

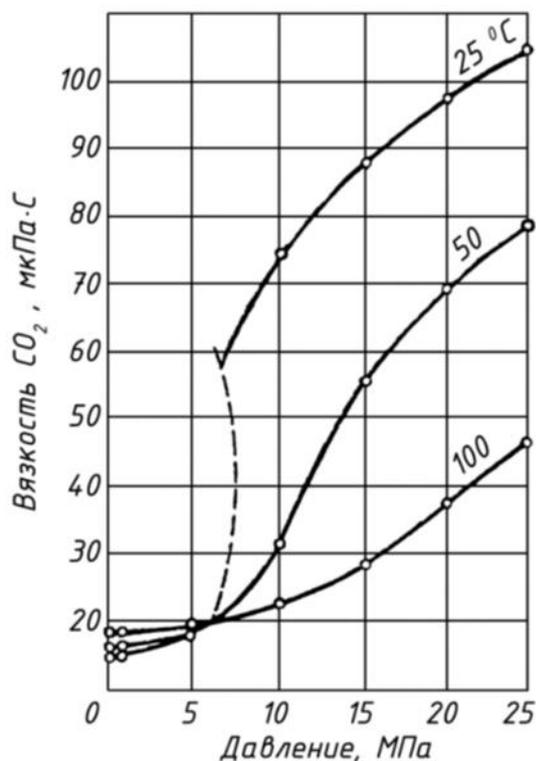
Новейшим, а также одним из самых перспективных, и вместе с тем, малоизученных, методов увеличения нефтеотдачи, в особенности подходящих для месторождений высоковязкой нефти, с применением  $\text{CO}_2$  является закачка в пласт углекислого газа в сверхкритическом состоянии. В данном состоянии диоксид углерода является эффективным, экологически чистым, и экономически выгодным растворителем. Стоит заметить, что растворяющая способность  $\text{CO}_2$  в сверхкритическом состоянии возрастает с увеличением плотности при постоянной температуре, т. е. при увеличении давления.

Экологичность диоксида углерода в сверхкритическом состоянии обусловлена переходом газа из сверхкритического в газообразное состояние при его утечке в окружающую среду, в таком состоянии  $\text{CO}_2$  не способен принести значительный вред окружающей среде, так как уже в ней присутствует и является неизменным спутником жизнедеятельности живых организмов.

В сверхкритическом состоянии флюида исчезают различия между жидкой и газовой фазой. Свойства флюида в таком случае представляют из себя промежуточный этап между свойствами жидкости и газа. Плотность такого вещества приближена к плотности жидкости, а сжимаемость близка к

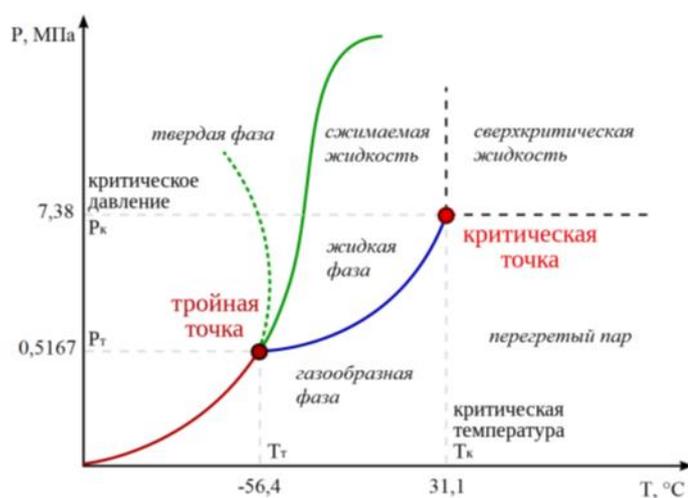
сжимаемости газов. Регулируя давление и температуру флюида представляется возможным управлять его свойствами, приближая их к свойствам жидкости или газа.

Так, на рисунке 3 представлена зависимость вязкости двуокиси углерода при различных значениях температуры и давления.



**Рисунок 13- Зависимость вязкости  $\text{CO}_2$  от давления при различных температурах**

Углекислый газ также имеет важное преимущество перед другими газами аналогами,  $\text{CO}_2$  легче перевести в сверхкритическое состояние. Данный факт обуславливается низкими критическими показателями давления и температуры, по сравнению с остальными газовыми агентами. Так, для перехода диоксида углерода в сверхкритическое состояние необходимо обеспечить давление выше 7,38 МПа при температуре выше 31,1 °C, что наглядно показано на фазовой диаграмме углекислого газа на рисунке 4



**Рисунок 14- Диаграмма фазового перехода CO<sub>2</sub>**

Условия, удовлетворяющие нахождению углекислого газа в сверхкритическом состоянии, представляется вполне возможным встретить в пластах на известных в данный момент нефтяных месторождениях. Это способствует использованию диоксида углерода в сверхкритическом состоянии для повышения нефтеотдачи пластов.

Современные технологии позволяют получать CO<sub>2</sub>, с последующей транспортировкой по газовому трубопроводу, в цистернах посредством железной дороги или автомобильным транспортом, с помощью следующих методов:

- из отходов химического производства метанола, а также аммиака;
- из продуктов, образующихся при сжигании попутных газов на нефтеперерабатывающих заводах;
- из отходов, образующихся в ходе работы ТЭЦ;
- из газов, побочных продуктов производства спирта, расщепления жиров.

Данные способы основаны на принципе утилизации отходов, что способствует сокращению объема выбрасываемых в атмосферу вредных веществ, следовательно, и уменьшению вредного воздействия на окружающую среду.

На сегодняшний день применение CO<sub>2</sub> имеет перспективы в области увеличения нефтеотдачи, особенно для актуального в будущем и развивающегося на данный момент направления разработки месторождений с высоковязкой нефтью. Однако существующие недостатки технологий, связанные со свойствами углекислого газа, а также трудности в транспортировке накладывают серьезные ограничения, начиная от повышения стоимости проведения операции, заканчивая невозможностью использования подобных МУН на месторождениях.

## **4 Организационная часть**

### **4.1 Охрана труда, техника безопасности и противопожарные мероприятия при разработки нефтяных и газовых месторождений**

Выполнение требований охраны и рационального использования недр при проведении геологоразведочных работ на нефть и газ достигается применением совершенных методик проектирования и проведения всех видов работ на всех стадиях поисково-разведочного процесса. На этапе региональных работ выбор направления (и рационального комплекса исследований) должен проводиться на основе научно обоснованной геологической модели изучаемого региона. На стадии выявления и подготовки к поисковому бурению основное внимание необходимо обращать на комплексирование различных методов (структурное бурение, сейсморазведка и др.), проводить поиски ловушек различного типа (как структурных, так и неантиклинальных).

На стадии поискового бурения полнота и рациональное изучение недр достигается вскрытием разреза осадочных пород на полную мощность или технически доступную глубину и изучением всех перспективных нефтегазоносных комплексов. С тем, чтобы избежать пропуска залежей в изучаемом разрезе, главным принципом проведения поисковых работ должен быть "принцип негативной оценки перспектив нефтегазоносности" — т. е. всякий объект должен считаться перспективным, если отсутствуют доказательства его непродуктивности.

В процессе разведочных работ некомплексное проведение исследований и низкое качество интерпретации приводит к пропуску нефтегазоносных горизонтов, неправильному определению фильтрационно-емкостных параметров продуктивных пластов и положения ВНК, ГВК, ГНК. Это является причиной неправильной оценки народнохозяйственного значения залежи и больших потерь углеводородов в недрах. Поэтому разведка должна обеспечивать полноту изучения параметров, необходимых для подсчета запасов и составления технологической схемы или проекта опытно-промышленной эксплуатации.

Одной из проблем охраны недр является освоение не только сырья (нефти и природного горючего газа), но и попутных и рассеянных компонентов (этан, пропан, бутан, гелий, сера — в газах, тяжелые металлы в нефтях), и особенно в водах нефтяных месторождений. Общее количество минерализованных вод и рассолов, добываемых попутно с нефтью, составляет по Российской Федерации около 60 млн. м<sup>3</sup>/год. Эти воды содержат литий, цезий, рубидий, стронций, магний, калийные соли, щелочи и др. По величине запасов промышленно-ценных компонентов попутные воды могут конкурировать с традиционными рудными источниками их добычи (например для лития). Утилизация полезной продукции из попутных вод месторождений наряду с очисткой менее минерализованных вод до уровня ПДК (предельно допустимых концентраций) будут способствовать сохранению окружающей среды.

При разведке залежей с аномально низкими пластовыми давлениями (как естественными, так и искусственно созданными в результате интенсивной эксплуатации) необходимо применение облегченных растворов с тем, чтобы избежать поглощений бурового раствора. Залежи с аномально высокими пластовыми давлениями должны вскрываться с применением утяжеленных растворов, а устье должно быть оборудовано противовыбросовым устройством, а репрессия на пласт должна быть минимально возможной. Геофизические исследования в перспективных интервалах необходимо проводить в минимальные сроки (не позже, чем через 5 суток после вскрытия), интервал исследования при этом не должен превышать 200 м. Не допускается разрыв во времени между вскрытием продуктивного пласта в колонне и его испытанием, так как это приводит к кольматации (загрязнению) интервала опробования и искажению представлений об истинной продуктивности пласта.

Значительный ущерб может нанести интенсивная эксплуатация поисковых и разведочных скважин на газонефтяных и газоконденсатных месторождениях. На газонефтяных месторождениях снижение давления газовой шапки приводит к потерям при разработке нефтяной оторочки. На газоконденсатных залежах снижение давления ниже давления насыщения (давление конденсации) приводит к выпадению в жидкую фазу и потере тяжелых углеводородов.

#### **4.2 Охрана окружающей среды в процессе разработки продуктивных пластов**

Проведение геологоразведочных работ на нефть и газ сопровождается ростом нагрузки на окружающую среду, ее загрязнением и даже уничтожением. В результате во многих нефтегазоносных районах вплотную подошли к настоящим экологическим катастрофам. Отмечены значительные потравы лесов и сельскохозяйственных угодий, эрозии почвы, загазованность воздушной среды, загрязнение среды нефтепродукта и химическими материалами. В районе многих месторождений в результате заколонных перетоков засолены тысячи источников питьевой воды. В связи с этим современный эти развития геологоразведочных работ на нефть и газ характеризуется тем, что охрана недр и окружающей среды стал одной из актуальнейших проблем.

Охрана недр и окружающей среды — это комплекс требований и научно-технических мероприятий в процессе геологического изучения недр и добычи полезных ископаемых направленных на рациональное изучение и комплексное использование недр, предотвращение потерь полезных ископаемых и исключения отрицательного воздействия на окружающую среду (поверхностные и подземные воды, почвы, леса и воздушный бассейн).

В соответствии с законом Российской Федерации "О недрах" основными требованиями по охране недр при проведении геологоразведочных работ

являются:

1) соблюдение установленного законодательством порядка представления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами;

2) обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;

3) проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойств участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

4) проведение государственной экспертизы и государственного учета запасов полезных ископаемых, а также участков недр, используемых в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;

5) обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

6) достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;

7) охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;

8) предотвращение загрязнения недр при проведении развязанных с использованием недрами, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материала захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод;

9) соблюдение установленного порядка, консервации и ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;

10) предупреждение самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях;

11) предотвращение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах залегания подземных вод, используемых для питьевого или промышленного водоснабжения.

Все работы по геологическому изучению недр, участки недр, предоставляемые для добычи полезных ископаемых, а также в целях, не связанных с их добычей, подлежат государственному учету и государственной регистрации по единой системе, установленной органом управления государственным фондом недр.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Закачка CO<sub>2</sub> и другие третичные методы добычи – это еще одна возможность для ТЭК повысить нефтеотдачу, увеличить выработку энергии в стране в надежде достичь конечной цели – ее энергонезависимости. Условия эксплуатации при закачке CO<sub>2</sub> посредством технологии водогазового воздействия на пласт могут отличаться от месторождения к месторождению, от региона к региону. Столь же велико разнообразие требований к арматуре по количеству, разновидностям, применяемым материалам, дающее производителям и поставщикам арматуры немало возможностей предоставить конечным потребителям широкий выбор.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Актуальные проблемы разработки и эксплуатации Арланского нефтяного месторождения. Сборник научных трудов АНК "Башнефть" № 103, Уфа -2005 .
- 2 Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. - Уфа, РИЦ АНК "Башнефть", 2004.
- 3 Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: «Недра», 1988.
- 4 Гукасов Н.А., Брюховецкий О.С., Чихоткин В.Ф. Гидродинамика в разведочном бурении. – М.: «Недра», 2000.
- 5 Жуков А.И., Чернов Б.С., Базлов М.И., Жукова М.А.. Эксплуатация нефтяных месторождений. – М.: «Гостоптехиздат», 1954.
- 6 Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений: Теория и практика -Москва: «Недра», 1996.
- 7 Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. -М.: Недрa, 2004.
- 8 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях.- М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2005.
- 9 Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии / Х.Х. Гумерский, А.Т. Горбунов, С.А. Жданов, А.М. Петраков // Нефтяное хозяйство. - 2000. - № 12.
- 10 РД 08 - 200 – 98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Москва, 2006.
- 11 РД 39-0147035-254-88Р «Руководство по применению системной технологии воздействия на нефтяные пласты месторождений Главтюменнефтегаза». Москва – Тюмень – Нижневартовск, 1988.
- 12 Сатаров М.М., Андреев Е.А., Ключарев В.С., Панова Р.К., Тимашев Э.М. Проектирование разработки крупных нефтяных месторождений.-М.: «Недра», 1969.
- 13 Сафонов Е.Н., Алмаев Р.Х. Методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Башкортостана. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2004.
- 14 Силаш А.П.. Добыча и транспортировка нефти. Том 1. – М.: «Недра», 1980.
- 15 <https://onepetro.org>
- 16 Халимов Э.М., Леви Б.И., Дзюба В.И., Пономарев С.А. Технологические способы повышения нефтеотдачи пластов. -Москва: «Недра» 1984.