

894

**Федеральное агентство по образованию
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина**

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных месторождений

ЕРЕМИН Н.А., ЗОЛУТУХИН А.Б., НАЗАРОВА Л.Н., ЧЕРНИКОВ С.А.

Учебное пособие

ВЫБОР МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНУЮ ЗАЛЕЖЬ

Под редакцией профессора Мищенко И. Т.

**для филиала РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина
в городе Ташкенте
(Республика Узбекистан)**

Москва 2007 г.

УДК 622.276.1/4

Еремин Н.А., Золотухин А.Б., Назарова Л.Н., Черников О.А.
Выбор места воздействия на нефтяную залежь. Учебное пособие.
Под ред. И.Т.Мищенко. - М.:ГАНГ, 1995. - 190 с.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Учебное пособие посвящено одному из важнейших вопросов разработки нефтяных месторождений - выбору метода воздействия на нефтесодержащие пласты. Актуальность этой проблемы возрастает со временем, так как прослеживается четкая тенденция прироста извлекаемых запасов углеводородов за счет преобладающего открытия запасов нефти в сложно-построенных коллекторах.

Разработка таких залежей традиционным методом - заводнением, зачастую малосэффективна. Единственная альтернатива - применение активных методов воздействия (МВ), иными словами методов увеличения нефтеотдачи (МУН) или методов повышения нефтеотдачи (МПН). В настоящее время разработаны и применяются свыше двух десятков методов воздействия, а на их основе - десятки технологий нагнетания в пласт различных рабочих агентов.

Извлекаемые запасы природных углеводородов значительно возрастают при использовании наиболее пригодных и эффективных методов воздействия для каждой конкретной залежи. МВ - это высоко технологические методы по сравнению с разработкой залежей на естественных режимах и методом заводнения.

Применение МВ сопровождается ростом научно-, энерго- и трудоемкости проводимых работ. Выбор соответствующего МВ для залежи природных углеводородов приводит к росту извлекаемых запасов (и, соответственно, приросту нефтеотдачи) и к снижению технологического и финансового риска при разработке.

Учебное пособие состоит из введения, 6 разделов, заключения и приложения.

Раздел 1 посвящен краткому описанию современного состояния и перспектив применения методов воздействия.

Раздел 2 содержит описание наиболее разработанных и эффективных методов вытеснения нефти. Среди представленных классов методов рассматриваются гидродинамические, тепловые, физико-химические, газовые и микробиологические. Внутри каждого класса подробно описываются механизмы вытеснения нефти, характерные для основных методов воздействия.

Раздел 3 объединяет в себе описание основных критериев применимости. Критерии применимости состоят из следующих геолого-физических характеристик: горной породы; пласта; пластовой нефти, воды, газа и сопутствующих веществ; петрографо-минералогического состава породы.

Раздел 4 освещает вопросы технологической и экономической эффективности применения основных методов воздействия на основе данных, полученных в ходе опытно-промышленных испытаний и промышленной реализации этих методов.

Раздел 5 посвящен описанию оригинальной методики оценки применимости методов воздействия на реальных геологических объектах. Эта методика включает в себя экспертные данные и нечеткую логику.

Раздел 6 посвящен использованию теории нечетких множеств для комплексной оценки применимости различных МВ по совокупности геолого-физических параметров и решению задачи выбора МВ.

В учебное пособие включен ряд оригинальных результатов исследований авторов.

Научно-методический багаж, который послужил основой для написания данного учебного пособия, наработан авторами в основном в рамках их деятельности в Государственной академии нефти и газа им. И. М. Губкина и Институте проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН.

Большое влияние на содержание книги оказали постоянные контакты авторов со своими коллегами по научным семинарам "Системное прогнозирование развития нефтегазового комплекса" (1987-1992) и "Проблемы разработки месторождений углеводородов" (1992-1993), проводимым в ИПНГ РАН и "Актуальные проблемы современной подземной гидромеханики" (1982-1993) - ГАНГ им. И. М. Губкина.

Учебное пособие содержит 182 страницы, 39 рисунков, 14 таблиц, список литературы и приложения.

Preface

This textbook is an introductory survey of selection of oil recovery methods to reservoir engineering. The selection based on fuzzy set theory and expert estimation. The task of selection the recovery methods is one with the highest level of applicability under the given geologicophysical conditions.

The textbook consist of introduction, six parts, conclusions, references and appendix.

Part 1 is devoted to the short description of the current status and perspectives of application.

Part 2 contains an account of typical and effective oil recovery methods including hydrodynamical, thermal, physicochemical, gas and microbiological.

Part 3 defines main geological and physical parameters affecting the effective realisation recovery methods. Table and descriptions of effecting geological criteria are presented.

Part 4 covers aspects of technologic and economic efficiency of recovery method's application.

Part 5 is dedicated the original methodic of recovery methods applicability's estimation. The procedure of construction of a belonging functions for each methods is shown.

Part 6 is concerned the procedure of selection recovery methods for real oil reservoir. Map of applicability levels distribution among the oil field for one recovery method is exhibited.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают глубокую благодарность за внимание, поддержку и рекомендации при подготовке данного учебного пособия:

д.т.н. Гиматулинову Ш.К., д.г-м.н. Хабреву И.П., д.т.н. Хелтову Ю.П., д.г-м.н. Ивановой М.М., д.т.н. Мищенко И.Т., д.э.н. Пономаревой И.А., д.х.н. Шалыт С.Я, к.т.н. Ибатуллину Р.Р.

Авторы особо признательны Буровой Н.В. за ее многодневный и трудоемкий труд над компьютерным набором данного учебного пособия. Авторы благодарят Богаткину Ю.Г. за помощь при подготовке рисунков.

Введение

Выбор метода воздействия (МВ) для разрабатываемого нефтяного месторождения - сложный и ответственный этап проектирования разработки залежи. Подавляющее большинство методов воздействия - это дорогостоящие и технологически более сложные процессы по сравнению с естественным режимом пласта. Обоснованный выбор метода воздействия позволяет в значительной мере снизить степень технологического и экономического риска при разработке нефтяного месторождения с применением МВ, а также обеспечить высокую рентабельность при осуществлении рекомендованной технологии разработки.

Любые воздействия на нефтенасыщенный продуктивный пласт сводятся, по существу, к сохранению или повышению подвижности нефти. Сохранение подвижности нефти осуществляется с помощью нагнетания воды в продуктивный пласт, при котором поддерживаются начальные термодинамические условия пласта: пластовое давление и температура. Повышение подвижности нефти может осуществляться с помощью:

- снижения вязкости нефти;
- увеличения проницаемости пористой среды продуктивного пласта;
- увеличения вытесняющей способности рабочего агента;
- вымывающей способности нагнетаемого агента (воды и других).

Выбору метода воздействия на нефтяную залежь предшествует этап подробного изучения геологического строения продуктивного пласта, петрографо-минералогического состава, структуры и петрофизических свойств пород, слагающих пласт, геохимических условий и характеристик насыщающих пласт жидкостей.

Геологическая модель нефтяной залежи представляет собой неоднородный трехмерный объект, построенный на основе обработки геофизической и геолого-промысловой информации. Эта информация получается со множества дискретных точек (разведочных скважин). Существуют специализированные программы на компьютерах, которые обрабатывают геолого-физическую информацию со скважин и производят построение карт (рис. 0.1). Неоднородность строения нефтяной залежи обуславливает известную неопределенность в представлении о действительном распределении геолого-физических параметров в областях между скважинами, так как доверительный интервал геофизических исследований скважин составляет в лучшем случае около

КАРТА НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЩИН
ДЛЯ ЛУКВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

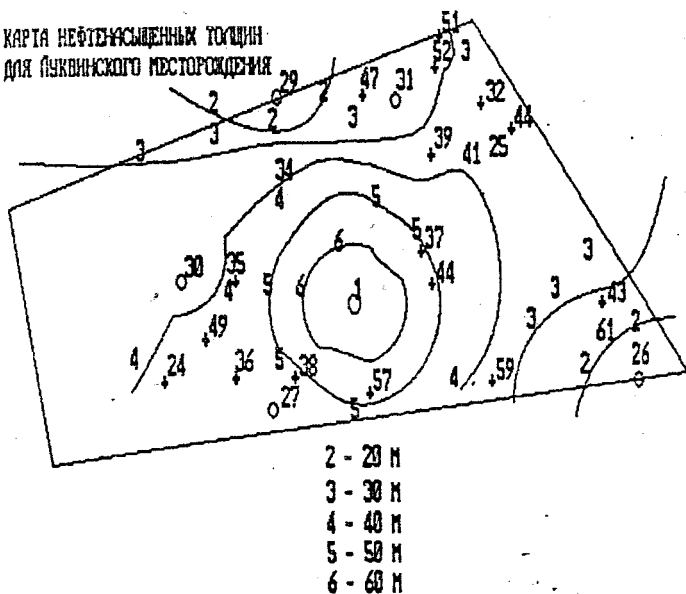


Рис. 0.1. Структурная карта гипотетического месторождения

0.5 м, а сейсмическое профилирование имеет разрешимость порядка 20 метров и чрезвычайно дорого. Главной частью геологической модели является порода-коллектор, слагающая продуктивный пласт. Характеристики породы и их применение по объему пласта являются, по существу, основными параметрами при выборе МВ на залежь. Большинство исследователей считали, что коллекторские свойства пород продуктивного пласта практически не меняются на протяжении всего срока разработки залежей. Исследования последних лет показали, что в действительности любое внешнее воздействие на залежь влияет на все слагающие ее компоненты, в том числе на породы продуктивного пласта, которые претерпевают различные изменения, в том числе и изменения физических свойств.

Залежь нефти и газа до ее вскрытия скважинами представляет собой равновесную метастабильную термодинамическую систему. Вскрытие скважинами нарушает это равновесие. В первую очередь, удаляются подвижные газы, снижая пластовое давление, а это в дальнейшем влечет нарушение химического равновесия флюидов, насыщающих пласт, изменение их состава. Порода, слагающая пласт, будет испытывать дополнительное напряжение в связи с уменьшением пластового давления. Все эти нарушения не могут не отразиться на литологических особенностях коллекторов, а следовательно, на производительности скважин и, в конечном счете, на полноте извлечения нефти - коэффициенте нефтеотдачи. Неопределенность (нечеткость) существует и в критериях применимости различных методов воздействия на залежь. Так, например, по оценкам экспертов, метод внутрипластового горения применим на залежи с нефтенасыщенной толщиной от 3 до 20 метров, но это не означает, что процесс горения не осуществим в пластах с толщиной 2,8 метра или 21 метр.

Использование аппарата нечеткой логики и экспертных оценок позволяет определить наиболее эффективные методы увеличения нефтеотдачи пластов и получать не только качественную характеристику применимости метода типа "пригоден - не пригоден" (в случае использования классической булевой логики), но и найти количественную оценку, например, "70 % запасов данного месторождения могут быть выработаны с использованием метода внутрипластового горения с коэффициентом успешности, равным 0,9".

На основании решения этой "предзадачи" из множества возможных технологий определяются несколько наиболее перспективных с точки

зрения их реализации в данных условиях методов воздействия с достаточно высоким коэффициентом успешности. Для этих методов воздействия в дальнейшем осуществляется полномасштабное компьютерное моделирование процесса извлечения нефти. Такой подход является своего рода локальной оптимизацией, позволяющей не рассматривать заведомо неэффективные технологии разработки и полностью сосредоточиться на наиболее перспективных методах воздействия с точки зрения их применения на данном месторождении. Этот подход, гарантируя выбор оптимальной технологии (или сочетания технологий) воздействия, обеспечивает, кроме того, значительную экономию затрат машинного времени и человеческих ресурсов по сравнению с дорогостоящими и длительными опытно-промышленными испытаниями новых технологий.

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Одной из основных задач современной разработки нефтяных месторождений является повышение нефтеотдачи пластов. Значительный прирост добычи нефти от применения различных современных методов воздействия по сравнению с традиционными методами разработки достигается, в основном, в пластах с повышенной вязкостью нефти, обводненных пластах и низкопроницаемых коллекторах. Мировые нефтяные запасы составляют около $600 \cdot 10^9$ т. Применение МВ позволит повысить нефтеотдачу в среднем на 5-10%. Это, соответственно, равно приросту извлекаемых запасов нефти на $30-60 \cdot 10^9$ т.

Значительный вклад в создание, развитие и моделирование МВ внесли: Абасов М.Т., Авдонин М.А., Алишаев М.Т., Амелин И.Д., Бабалин Г.А., Байбаков Н.К., Басниев К.С., Богданов И.И., Боксерман А.А., Бученков Л.Н., Вахеевский А.Г., Гавура В.Е., Гарушев А.Р., Гиматулинов Ш.К., Горбунов А.П., Дуброва И.К., Ентов В.М., Иданов С.А., Желтов Д.П., Забродин П.И., Закиров С.Н., Зубов Н.В., Ибрагимов Г.З., Иванова М.М., Иванов В.А., Леви Б.И., Малофеев Г.Е., Мамедов Д.Т., Мархасин И.Л., Мухарский Э.Д., Намиот А.Д., Нигматулин Р.И., Оганов К.А., Оноприенко А.В., Раковский Н.Л., Рождественский В.А., Рубинштейн Л.И., Степанов В.П., Стрихов И.Н., Сургучев М.Л., Сурина В.В., Тарасов А.Г., Хисамутдинов Н.И., Чарыгин М.М., Чекалин А.Н., Чекалюк Э.Б., Чен-Син Э.П., Шейнман А.Б., Щелкачев В.Н., Щитов Б.В., Якуба С.И., Aziz K., Balint V., Brigham W.E., Burger J., Chang H.L., Chu C., Coats K.M., Combarnous M., Craig F.F., Crawford P.B., Crookston R.B., Farouq Ali S.M., Gottfried B.S., Holm L.W., Hwang M.K., Ioko A.W., Josendal V.A., Kazemi H., Klins M.A., Kovarik F., Langenheim R.N., Latil M., Lawverier H.A., Lo H.Y., Marx T.W., Matthews C.S., Mayer E.N., Orr F.M., Peaceman D.W., Prats M.A., Ramey H.J. Jr., Robinson R.J., Settari A., Shelton J.L., Smith C.R., Soliman M.Y., Souriean P., Spivak A., Stone H.L.

В данном учебном пособии использованы также результаты, опубликованные коллективами МНТК "Нефтеотдача", BASF, Amoco, British Petroleum и Shell.

Исходя из общепринятой классификации, природные углеводороды подразделяются на следующие классы:

- газ;

- конденсат;
- нефть;
- битумы.

В данном пособии рассматриваются вопросы выбора методов воздействия только для месторождений нефти.

На XII мировом конгрессе была принята следующая классификация нефтей [54]:

- обычная нефть;
- легкая нефть;
- тяжелая нефть;
- сверхтяжелая нефть.

Эти нефти отличаются между собой по величинам плотности и вязкости. В общем случае к нефтям следует относить природные углеводороды, которые имеют плотность от 820 до 1030 кг/м³ и вязкость от 0,01 до 10000 мПа·с.

Величина коэффициента извлечения нефти постоянно изменяется в зависимости от режима разработки, плотности сетки и пластового давления P . Способы увеличения нефтеотдачи пластов - это сложные и дорогостоящие процессы, сравнительно плохо изученные, эффективность которых в реальных условиях определяется многими геолого-физическими и технологическими факторами. Затраты на создание мощностей по добыче 1 т нефти этими методами в 5-10 раз выше, чем при обычном заводнении.

Более 80% всех нефтяных залежей разрабатываются с поддержанием пластового давления путем нагнетания воды в продуктивные пласты, но и в этих случаях коэффициент извлечения нефти редко превышает 50%.

Одной из наиболее распространенных классификаций МВ является классификация, основанная на физической характеристике вытесняющего агента. Различают следующие основные виды МВ:

- гидродинамические (ГДМВ);
- тепловые (ТМВ);
- физико-химические (ФХМВ);
- газовые (ГМВ);
- микробиологические (МБМВ).

Основные виды МВ включают в себя следующие методы воздействия (см. табл. 1.1).

По природе сил методы воздействия можно подразделить на:

термические, гидродинамические, физико-химические, микробиологические и акустические.

Таблица 1.1. Классификация методов воздействия

1. Гидродинамические
 - 1.1 Заводнение
2. Тепловые
 - 2.1. Нагнетание пара
 - 2.2. Нагнетание горячей воды
 - 2.3. Внутрипластовое горение
3. Физико-химические
 - 3.1. Нагнетание водного раствора ПАВ
 - 3.2. Нагнетание водного раствора полимера
 - 3.3. Нагнетание водного раствора щелочи
 - 3.4. Мицеллярное заводнение (нагнетание мицеллярных растворов)
 - 3.5. Мицеллярно-полимерное заводнение
 - 3.6. Нагнетание водного раствора серной кислоты
 - 3.7. Нагнетание водного раствора спирта
 - 3.8. Карбонизированное заводнение
4. Газовые
 - 4.1. Нагнетание азота
 - 4.2. Нагнетание CO_2
 - 4.3. Нагнетание газа высокого давления
 - 4.4. Нагнетание углеводородных растворителей
 - 4.5. Нагнетание обогащенного газа
5. Микробиологические
 - 5.1. Био-ПАВ
 - 5.2. Биополимеры
 - 5.3. Нагнетание микроорганизмов с циклическим вводом питания
 - 5.4. Микробное (меласское) заводнение
 - 5.5. Метод активизации естественной микрофлоры

Термические методы предназначены для повышения подвижности нефти за счет уменьшения ее вязкости, что осуществляется нагнетанием в пласт горячей воды и пара, а также путем создания очага горения в пласте. Причем в последнем случае наряду с уменьшением вязкости нефти коэффициент ее извлечения по-

вышается за счет улучшения вытеснения нефти продуктами ее дистиляции. Физико-химические методы воздействия имеют своей целью либо увеличение отмывающей способности воды (путем закачки ПАВ, оторочек углекислого газа, мицеллярных растворов, сжиженных газов, концентрированной серной кислоты, воздействия щелочами и биореагентами), либо улучшение вытесняющих свойств воды (путем закачки полимеров или инертных газов, пен, эмульсий), либо увеличение подвижности нефти путем взаимного растворения газа и нефти при нагнетании газов.

В настоящее время из нескольких десятков перспективных методов воздействия получили широкое промышленное и опытно-промышленное распространение лишь 10 - 11 методов. Это такие методы, как закачка водных растворов полимеров, поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочи, серной кислоты, мицеллярных растворов, углеводородных газов, двуокиси углерода, азота, а также нагнетание горячей воды, паротепловое воздействие и внутрипластовое горение.

Разработка нефтяной залежи с активным воздействием на пласт подразумевает нагнетание в пласт рабочего агента, вытесняющего нефть из пористых сред. В настоящее время известно большое количество рабочих агентов: вода, воздух, различные газы, физико-химические вещества и другие. Наиболее доступным, дешевым и распространенным агентом является вода.

Метод воздействия на нефтяную залежь, связанный с нагнетанием в пласт воды, получил название метода заводнения. За счет этого метода в мире добывается значительное количество нефти: в России до 95 % всей нефти, в США - около 50 %.

Большая часть нефти, добытой в мире за счет методов увеличения нефтеотдачи, приходится на тепловые методы - около 73 %, за счет применения газовых методов добывается 36 %, и только около 4 % приходится на физико-химические методы. В России соотношение в применении методов воздействия несколько иное: около 50 % нефти, полученной за счет применения различных методов воздействия, приходится на тепловые методы, 44 % - на добычу за счет физико-химических методов и 6% - за счет применения газовых методов.

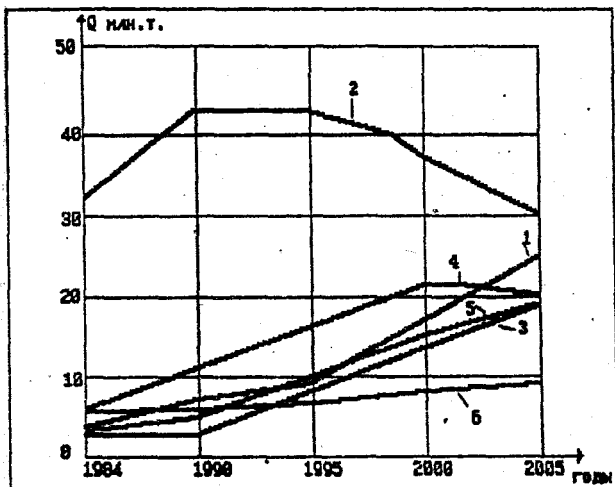


Рис. 1.1. Общая добыча нефти, полученная за счет применения методов увеличения нефтеотдачи.

1,2- тепловые методы (1-СНГ, 2-США)

3,4- физико-химические методы (3-СНГ, 4- США)

5,6- газовые методы (5-СНГ, 6- США)

Дополнительная добыча нефти за счет внедрения
методов воздействия (млн. т/%) [62]

	МВ	ПАР	Горячая вода	ПАВ	CO ₂	Углеводородные газы	Полимерное заводнение
СНГ	10.0 100.0	2.1 21.0	1.4 14.0	1.1 11.0	-	-	-
США	32.3 100.0	21.8 68.0	-	-	4.7 14.6	2.7 8.4	-
Канада	7.48 100.0	-	-	-	-	6.23 83.0	0.84 11.2

В дальнейшем планируется значительное увеличение доли добываемой нефти за счет применения методов воздействия. Так, к 2000 году в СНГ предполагается добыть от 26 до 47 млн. т нефти, в США - от 60 до 85 млн. т, в основном, благодаря приоритетному развитию тепловых и газовых методов.

Наиболее перспективными технологиями для тепловых методов является паротепловое воздействие и закачка горячей воды, за счет применения которых предполагается получить 58-65 % от общей добычи нефти с применением тепловых методов воздействия (см. табл. 1.2).

Из газовых методов наибольшее развитие получили методы закачки CO₂ и углеводородных газов, которые позволяют увеличить коэффициент нефтеотдачи обводненных пластов до 18 %. Однако использование этих методов воздействия сдерживается высокой стоимостью газов, составляющей от 50 до 70 % от общей стоимости технологии с их применением. В России эти методы пока распространены не столь широко из-за отсутствия постоянных источников получения CO₂ и надежных технических средств для его транспортировки и нагнетания.

Из физико-химических методов (ФХМВ) в промышленных масштабах используется полимерное заводнение. Развитие других ФХМВ сдерживается высокой стоимостью химреагентов и неоднозначными результатами опытно-промышленных работ. Тем не менее, за счет совершенствования технологий физико-химических методов добыча нефти может составить около 40 % от общей, полученной за счет применения всех МВ (рис. 1.1).

Сравнительно новыми и одними из наиболее перспективных МВ являются микробиологические методы, которые находятся на стадии лабораторных исследований.

2. ОСНОВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДАХ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Рассмотрим физико-химические процессы, происходящие в пласте при применении методов активного воздействия на пласт. При применении различных МВ механизм вытеснения нефти характеризуется сложным сочетанием разнообразных гидродинамических и физико-химических процессов, имеющих специфические особенности в конкретных геолого-физических условиях. Кроме того, РНМ нарушает равновесную метастабильную термодинамическую систему, которая существовала в залежи до ее вскрытия скважинами.

По характеру нарушения могут быть подразделены на результаты действия механических, физико-химических и химических процессов.

К первой группе относятся изменения фильтрационных способностей пород-коллекторов прискважинной зоны за счет коагуляции порового пространства пород глинистым материалом в результате проникновения глинистого промывочного раствора в пласт и накопления механической взвеси в поровом пространстве из нагнетаемой воды. К этой же категории механических изменений пород пласта следует относить разрушение пород пласта под действием гидравлической силы струй добываемой жидкости, выноса песчаного материала из пласта и создание песчаных пробок. На разрушение пласта существенное влияние оказывают такие промышленные операции, как гидросвабирование, вибровоздействие, пескоструйная перфорация и гидроразрыв. К числу причин, снижающих производительность скважин в процессе разработки залежей, относится деформация пород-коллекторов при снижении пластового давления.

К изменениям, происходящим под влиянием физико-химических процессов, следует относить преобразования, связанные с набуханием глинистого материала пород при смене пластовых вод на фильтрат глинистого раствора или на нагнетаемые воды. Глинистые минералы обладают слоистой структурой, которая обуславливает возможность внедрения в междоузлия пространства воды и удерживание ее за счет адсорбционных и других сил, вызывая расширение, набухание решетки. Изменение объема пор в глинистом коллекторе при смене состава фильтрующихся вод происходит за счет изменения доли порового пространства, занятого гидратным слоем.

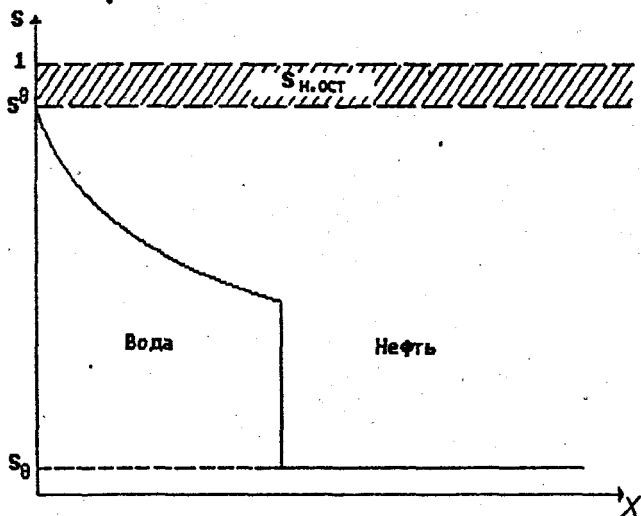


Рис. 2.1. Схема вытеснения пластовой нефти водой:

S^0 - максимальная водонасыщенность, S_0 - связанная

вода, $S_{н.ост.}$ - остаточная нефтенасыщенность.

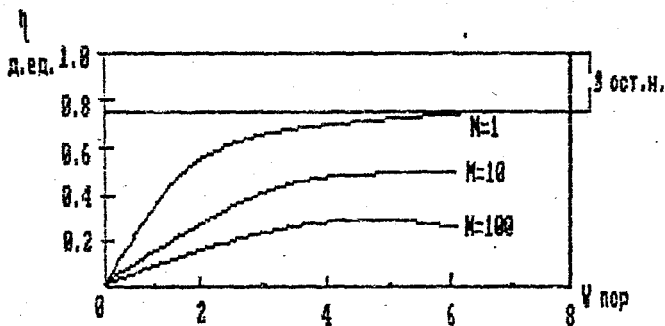


Рис. 2. 2. Зависимость нефтеотдачи η от объема прокачанной воды (в единицах порового объема $V_{\text{пор}}$ для различных величин подвижности M). Здесь $\rho_{\text{ост.н.}} = 0.25$ - остаточная нефтенасыщенность

При разработке месторождений часто наблюдаются нарушения химического равновесия пластовых флюидов, которые вызывают выпадение неорганических солей в оборудовании, а возможно, и в поровом пространстве пород продуктивного пласта, что, в конечном счете, снижает производительность скважин и приводит к значительному недобору нефти.

2.1. Гидродинамические методы воздействия

2.1.1. Заводнение

Заводнение - один из самых распространенных методов воздействия, при котором процесс вытеснения нефти водой происходит при одновременном поддержании пластового давления. Отсюда и другое название метода - метод ППД (поддержание пластового давления). В качестве рабочего агента используется вода в силу своей вытесняющей способности, широкой доступности и дешевизны.

На рис. 2.1. показана схема вытеснения пластовой нефти водой. Впереди фронта вытеснения образуется вал нефти, а за фронтом остается невытесненная нефть и вода. Использование воды обеспечивает достаточно высокую устойчивость фронта вытеснения вследствие того, что плотность и вязкость воды близка к соответствующим характеристикам большинства нефтей, а также потому, что высокое межфазное натяжение не способствует вязкостному языкообразованию. Насыщенность остаточной нефтью варьируется в широких пределах от 0,05 до 0,80 д.ед.. Эта величина зависит, в основном, от соотношения подвижностей нефти и воды и от неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта (пористости, проницаемости и др.). Коэффициент нефтеотдачи (η) при заводнении определяют как произведение коэффициента охвата пласта воздействием ($K_{охв}$) на коэффициент вытеснения ($K_{выт}$) (определяемый в лабораторных исследованиях на керне):

$$\eta = K_{выт} \cdot K_{охв}$$

На эффективность процесса заводнения оказывает влияние и соотношение подвижностей воды и нефти:

$$M = \frac{\lambda_{в}}{\lambda_{н}} \approx 1$$

Вследствие более низкой вязкости воды по сравнению с вязкостью нефти ее подвижность больше подвижности нефти. На рис. 2.2. показана зависимость нефтеотдачи от объема прокачанной воды (в долях $V_{\text{пор}}$) для разных значений M .

Заводнение, в основном, используется для разработки пористых коллекторов. В трещиноватых коллекторах заводнение эффективно в случае гидрофильной породы и однородной системы трещин. В этом случае по трещинам высокой проницаемости (проводимости) происходит быстрый прорыв воды и наблюдается длительный период эксплуатации с высокой обводненностью (80-90%). В силу проявления капиллярных сил происходит впитывание воды скелетом породы и вытеснение нефти.

В трещиноватых коллекторах с гидрофобной горной породой заводнение не эффективно, т.к. нефть добывается только из системы трещин. Объем трещин мал по сравнению с объемом пор, поэтому коэффициент нефтеотдачи низкий.

Можно выделить следующие модификации метода заводнения:

- непрерывное нагнетание воды,
- циклическое нагнетание воды,
- изменение направления фильтрационных потоков.

Циклическое заводнение предназначено, в основном, для увеличения охвата пласта. Изменение направления фильтрационных потоков осуществляется путем смены нагнетания на отбор жидкости в нагнетательной скважине и смены отбора на закачку воды в добывающей скважине. Эта модификация заводнения также служит увеличению охвата пласта воздействием.

Кроме того, применяют следующие системы заводнения:

- законтурное;
- приконтурное;
- внутриконтурное;
- площадное;
- очаговое.

Более подробно с достоинствами и недостатками указанных выше систем и технологий заводнения можно ознакомиться в специальной литературе [2, 4, 9, 14, 32, 33, 60]. Наиболее заметные изменения свойств пластовой нефти происходят в хорошо дренируемых зонах при длительной эксплуатации с высоким водо-нефтяным фактором (ВНФ).

Более 80% залежей нефти в настоящее время разрабатываются с

использованием заводнения. Поэтому в первую очередь рассмотрим изменения объема глинистых минералов, которые являются чуткими индикаторами тех изменений термобарических и геохимических условий, которые происходят в продуктивных пластах при изменении давления, температуры или внедрении вод с новыми физико-химическими свойствами. Это связано с особенностью строения глинистых минералов, их слоистой структурой. Связь между соседними структурными элементами нарушается внедрением в межпакетное пространство воды, которая проникает и удерживается здесь под действием адсорбционных, осмотических и капиллярных сил, вызывая расширение, набухание решетки. Адсорбционная активность глинистых минералов зависит от активной поверхности минералов, которая у монтмориллонита достигает $500-800 \text{ м}^2/\text{г}$, резко снижаясь у других минералов и определяясь степенью изоморфных замещений, дисперсностью и т.д. По величине водовосприимчивости глинистые минералы располагаются в ряд (в порядке уменьшения) - монтмориллонит, смешаннослойные образования ряда гидрослюда - монтмориллонит, хлорид, гидрослюда, каолинит. На процесс набухания влияет характер анионов среды и катионов минерала, концентрация водородных ионов среды, полярность флюида, а также термодинамические условия процесса. Обменные катионы минералов глины и анионы среды могут быть выстроены в ряд по степени уменьшения их влияния на процесс набухания. Для катионов этот ряд имеет вид: $\text{Li} > \text{Na} > \text{K} > \text{Mg} > \text{Ca} > \text{Sr} > \text{Ba} > \text{Al} > \text{Fe}$; для анионов: $\text{CNS} > \text{J} > \text{Br} > \text{NO} > \text{ClO} > \text{Cl}$;

Основным фактором, определяющим степень набухаемости глин, является валентность катионов. Одновалентные катионы способствуют диспергации глин, увеличивают первоначальный объем их в присутствии воды до 10 раз. Одновалентные катионы нейтрализуют адсорбционные центры и способствуют проникновению воды между частицами глинистых минералов. Многовалентные катионы, насыщая глинистые частицы, способствуют их агрегации, препятствуя проникновению между ними воды [61, 72].

По наблюдению Ф.Ф. Рыбакова и Т.Т. Маринцевой, песчано-алевритовые коллекторы хадумского горизонта ряда газовых месторождений Центрального Предкавказья, содержащие в своем составе глинистые минералы с разбухающей решеткой, при соприкосновении с пресной водой становятся практически непроницаемыми. Укажем на некоторые особенности. Так, с ростом давления до 60 МПа коэффициент набуха-

ния аскангеля в технической воде возрастает в 1,4 - 1,7 раз, а с увеличением температуры от 20 до 95°C он уменьшается в 1,6 - 1,8 раз. Изменение химизма вод, насыщающих породу, влечет за собой изменение объема глинистого материала, причем степень набухаемости зависит от минерализации воды. Так, объем глинистого материала коллектора пласта БВ₈ Самотлорского месторождения Среднего Приобья увеличивается в пресной воде в среднем на 29%, а в слабоминерализованной воде (17 г/л) из сеноманских отложений - на 22%. Смена пластовой воды сеноманской или непрерывной фильтрации вызывает падение проницаемости пород пласта на 15-20%. Замена сеноманской воды пресной (озерной или речной) вызывает дальнейшее снижение проницаемости пород на 30-40%. Аналогичная последовательная смена вод при непрерывной фильтрации через породы горизонтов AB₁₋₅ обуславливает соответственно снижение проницаемости на 10-15 и 20-50%. Отметим, что при обратной замене вод проницаемость пород восстанавливается почти до первоначальной величины, но, как правило, ее не достигает.

Высокая дисперсность, большая удельная поверхность глинистых частиц способствуют усилению обменных реакций, а это приводит к дезагрегации и отрыву глинистых чешуек при взаимодействии глин с пресной водой - происходит самокольматация. Значительное же восстановление проницаемости при смене пресной воды минерализованной указывает на то, что изменение проницаемости обусловлено изменением толщины пленки связанной воды, которая зависит от минерализации и поверхностной энергии минерального скелета. Изменение объема пор в глинистом коллекторе при смене фильтрующихся вод за счет изменения доли порового пространства, объема, занятого гидратным слоем, можно оценить по формуле С. Д. Пирсона:

$$K_x/K_g = (1-\alpha)^{-3},$$

где K_x - проницаемость породы по данной жидкости; K_g - проницаемость той же породы по газу; α - доля объема пор, занятая гидратным слоем. Исследования, проведенные на образцах Самотлорского месторождения продуктивного пласта БВ₈, показали, что проницаемость пород по газу во всех случаях выше проницаемости того же образца по воде, причем эта разница тем больше, чем ниже минерализация воды (см. табл. 2.1).

Проницаемость песчано-алевритовых коллекторов пласта БВ₈
Самотлорского месторождения по воде и газу.

$K_T \cdot 10^{-15} \text{ м}$	Фильтрующиеся жидкости	$K_T \cdot 10^{15} \text{ м}$	K_T/K_T	α	α_1/α
1120	Дистиллированная	820	0,73	0,0996	1,89
1120	Пластовая	952	0,85	0,0567	
760	Дистиллированная	417	0,55	0,1807	3,7
760	Пластовая	653	0,86	0,0490	
630	Дистиллированная	340	0,54	0,1857	3,8
630	Пластовая	540	0,86	0,0490	
110	Дистиллированная	45	0,41	-	-
110	Пластовая	94	0,85	-	

Таким образом, при заводнении с целью поддержания пластового давления необходимо учитывать характер и минерализацию нагнетаемой и пластовой воды. Несовместимость их влечет за собой снижение проницаемости пород и, как результат, уменьшение производительности скважин [36, 50].

При разработке нефтяных залежей отмечается часто нарушение химического равновесия пластовых вод, которое вызывает выпадение неорганических солей в поровом пространстве пород продуктивного пласта, что, в конечном счете, снижает производительность скважин, нарушает режим работы скважин и приводит к значительному недобору нефти. Наиболее часто при разработке залежей выпадают соли карбонатов или сульфатов, что происходит при нарушении карбонатного или сульфатного равновесия системы и обусловлено либо смешиванием несовместимых пластовых и нагнетаемых вод, либо изменением фазового состояния флюидов при снижении пластового давления. При заводнении ряда продуктивных отложений Волго-Уральской области, по данным К. Б. Аширова, наблюдается выпадение карбоната в породах приконтальной зоны залежи. В результате этого залежи могут стать запечатанными, и применение заводнения в них станет малоэффективным. Выделение карбонатных солей (CaCO_3 и MgCO_3) непосредственно в пласте установлено Ш. Ф. Мехтиевым с сотрудниками на примере Азербайджанских месторождений. Приведем данные из таблицы 2.2. работы В. Е. Кацавцева, Д. П. Гатенбергера и С. Ф. Лыжина

(1985), которые указывают, отложения каких неорганических солей отмечены в призабойной зоне пласта ряда нефтедобывающих районов страны.

В качестве примера из зарубежной практики приведем лишь данные Майера и др. о выделении CaSO_3 в породах призабойной зоны скважин, что явилось причиной резкого снижения дебитов на месторождении Прадхо-Бей.

Главный источник выделения солей - вода, добываемая совместно с нефтью. Ее состав постоянно меняется в процессе разработки залежи, чем и вызывается многообразие состава солей и изменение их во времени. Поиск средств борьбы с уже образовавшимися осадками и мер по их предотвращению - вот главное направление исследований солеотложений при разработке нефтяных месторождений.

Таблица 2.2.

Типы отложений неорганических солей при заводнении

Нефтедобывающие районы	Тип отложения неорганических солей	
Западная Сибирь	CaSO_3 ; MgCO_3 ; CaSO_4	Призабойная зона, обсадная колонна, оборудование скв.
Азербайджан		
Башкирия	CaSO_4 ; BaSO_4 ; CaCO_3	
Мангышлак		
Татария	CaSO_4 ; BaSO_4 ;	
Оренбург	CaSO_4	
Пермь		
Белоруссия - Украина	NaCl	

В заключение приведем данные К. Б. Аширова с соавторами [3] об изменении продуктивности скважин, вскрывших карбонатный пласт A_4 башкирского яруса среднего карбона Якушкинского месторождения до и после выпадения гипса. При обводненности 30-50% производительность скважины 121 составляла 80 и скважины 122 - 70 т/сут. В результате выпадения гипса производительность скважин снизилась соответственно до 13 т/сут в 121 скважине и 6 т/сут в скважине 122 при обводненности 20 и 30%.

Залесь массивного типа гидродинамически изолирована от пластовой водонапорной системы. В прикровельной части пласта широко развита трещиноватость. После начала закачки воды в пласт

через центральный ряд произошел прорыв ее в эксплуатационные скважины. В трещиноватой зоне вначале наблюдался резкий рост обводненности до величины 30-40%. Затем рост обводненности снижался за счет избирательного выпадения гипса в хорошо проницаемых участках. Это вызвало выравнивание фронта вытеснения в пласте, неоднородном по проницаемости. Следует отметить, что избирательное осаждение гипса в трещиноватом карбонатном пласте A_4 положительно влияет на нефтеотдачу, повышая ее за счет снижения обводненности продукции скважин.

2.1.2. Разработка нефтяных залежей горизонтальными скважинами

Разработка залежей горизонтальными скважинами имеет ряд преимуществ над разработкой вертикальными, особенно малорентабельных месторождений.

Разработка залежей горизонтальными скважинами сопровождается:

- увеличением площади дренирования;
- увеличением коэффициента охвата пласта воздействием;
- повышением продуктивности (приемистости) скважин;
- уменьшением возможности вязкостного языкообразования и конусообразования для воды и пара;
- понижением депрессии на пласт при одних и тех же темпах отбора, что приводит к уменьшению добычи воды и газа;
- извлечением наибольшего объема нефти в короткие сроки в трещиноватых коллекторах при бурении перпендикулярно к ориентации системы трещин;
- увеличением нефтеотдачи в 2-3 раза в низкопроницаемых, в тонких нефтяных пластах с газовой шапкой;
- повышением отбора извлекаемых запасов в высокопроницаемых коллекторах.

Технологическая и экономическая эффективность разработки залежи горизонтальными скважинами зависит от:

- активности проявления водонапорного и газонапорного режимов;
- вязкости нефти;
- соотношений подвижностей для воды и нефти;
- относительных проницаемостей нефти, воды и газа;

- трещиноватости (и направления трещин);
- расчлененности пласта (и наличия прослоев глин);
- абсолютной проницаемости по вертикали и по простиранию.

Основное достоинство горизонтальных скважин - это высокий дебит. Он должен быть высоким, чтобы оправдать затраты на горизонтальную скважину. Горизонтальная скважина примерно в 2 раза дороже вертикальной. К недостаткам разработки нефтяных месторождений с использованием горизонтальных скважин относятся:

- высокая стоимость разработки и эксплуатации;
- трудо- и наукоемкость бурения и заканчивания скважин;
- сложности при проведении ГИС, перфорации и ОПЗС;
- снижение коэффициента охвата пласта по мощности при высокой расчлененности;
- трудности восстановления естественной проницаемости ЦЗС при проявлении скин-эффекта.

Существуют технологии для такого рода осложнений. Это - бурение многостебельных горизонтальных скважин; гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах; увеличение длины хвостовика. Если длина хвостовика близка к половине расстояния между нагнетательной и добывающей скважиной, то коэффициент охвата по площади стремится к 1.

В трещиноватых коллекторах с высокой проводимостью трещин очевидных преимуществ горизонтальных скважин над вертикальными ожидать не приходится. Горизонтальные скважины обеспечивают высокую нефтеотдачу при реализации рядных СРС, а также в случае приконтурного заводнения. Следует отметить, что количество проектов РЕМ заводнением с горизонтальными скважинами невелико.

2.2. Тепловые методы воздействия

Одним из наиболее распространенных методов ЦНО является тепловое воздействие на нефтяные пласты, при котором происходит значительное повышение подвижности нефти. Наряду с этим, повышенная температура оказывает влияние на некоторые минералы, входящие в состав пород, преобразуя их. Из термических исследований в минералогии известны интервалы температур, при которых происходит разложение некоторых минералов, входящих в состав пород-коллекторов: гидрослюда (деградированная) - 250-300°C; хлориты - 250-600°C;

монтмориллонит - 300-700°C; каолинит - 500-600°C; пирит - 350-450°C.

2.2.1. Нагнетание горячей воды

Основной механизм увеличения нефтеотдачи пластов при применении метода нагнетания горячей воды связан со снижением вязкости нефти в изменении соотношения подвижностей нефти (λ_n) и воды (λ_v), с изменением остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости, для нефти уменьшением капиллярных сил, препятствующих извлечению нефти из низкопроницаемых пропластков, а также с тепловым расширением флюидов (см. рис. 2.3).

Закачка горячей воды приводит к значительному увеличению коэффициента охвата пласта воздействием как по толщине - (K_M), так и по простиранию - ($K_{охв}$), в основном из-за резкого снижения вязкости пластовой нефти при повышении температуры. Этот эффект проявляется тем отчетливее, чем выше вязкость нефти при начальной пластовой температуре. Схема вытеснения нефти оторочкой горячей воды приведена на рисунке 2.4. При контакте с ненагретым пластом и насыщающей его нефтью горячая вода охлаждается. При установившемся движении в пласте можно выделить две зоны: вытеснение нефти горячей и холодной водой. Зона 1 характеризуется непрерывным ростом температуры, что, в свою очередь, ведет к изменению (уменьшению) остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, увеличение температуры приводит к расширению породы-коллектора и насыщающей его жидкости, что сказывается на снижении массы нефти (при условии постоянной насыщенности), содержащейся в пласте. В некоторых случаях при применении метода закачки горячей воды для вытеснения легкой нефти, может наблюдаться процесс дистилляции (т.е. испарение и последующая конденсация легких фракций углеводородов). В зоне 2 происходит вытеснение нефти обычной холодной водой, температура которой равна температуре пласта. Изменение нефтенасыщенности происходит по тому же механизму, что и при обычном заводнении. Зона 3 - зона первоначального состояния пласта. На рисунке 2.5. представлены профили водонасыщенности и температуры при вытеснении нефти горячей водой без испарения легких фракций нефти.

2.2.2. Нагнетание пара (Паротепловое воздействие - ПТВ)

После падения мировых цен на нефть в 1986 году количество но-

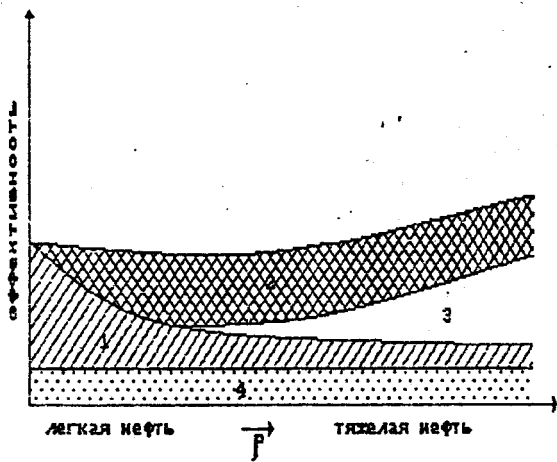


Рис. 2.3. Влияние различных процессов на эффективность вытеснения нефти нагретой водой при отсутствии испарения:
 1- термическое расширение; 2- уменьшение вязкости;
 3- сжимаемость; 4- межфазное натяжение в системе нефть-вода

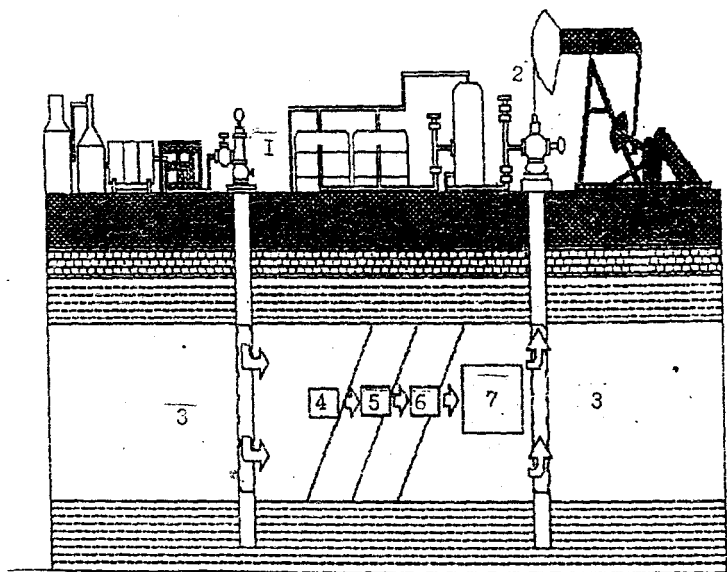


Рис. 2.4. Схема вытеснения нефти оторочкой горячей воды:
 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- зона вязкой нефти; 4- зона холодной воды; 5- зона горячей воды; 6- вал нефти; 7- зона нефти и воды, близкая к начальной пластовой температуре

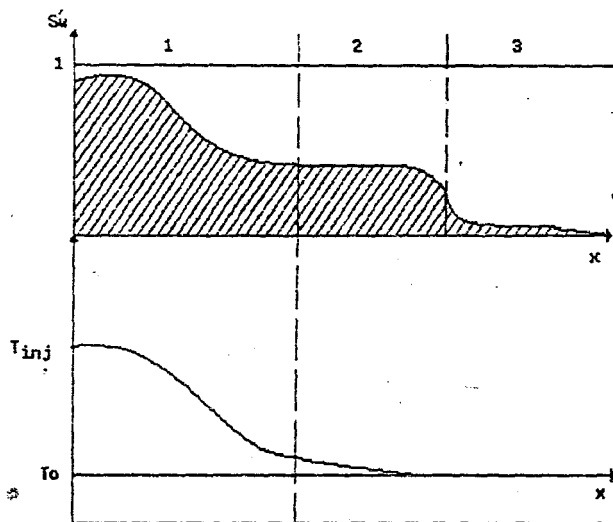


Рис. 2. 5. Профили водонасыщенности и температуры при вытеснении нефти горячей водой: 1- зона вытеснения нефти горячей водой; 2- зона вытеснения нефти холодной водой

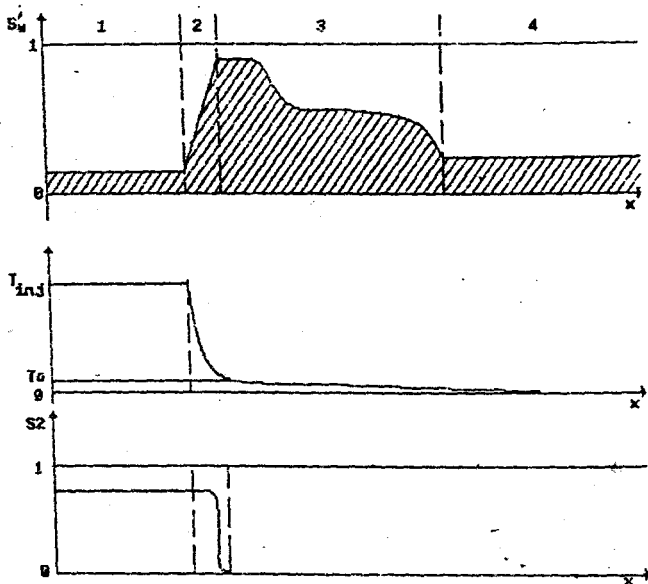


Рис. 2.6. Профили водонасыщенности, температуры и паронасыщенности: 1- зона дистилляции легких углеводородов; 2- зона конденсации; 3- зона вытеснения холодной водой

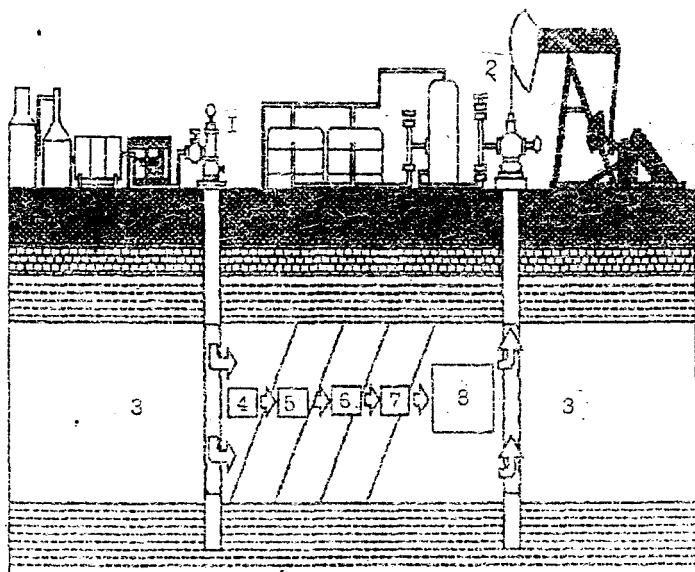


Рис. 2. 7. Схема вытеснения нефти оторочкой пара: 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- вода вязкой нефти; 4- зона холодной воды; 5- зона пара; 6- зона горячей воды; 7- вал нефти; 8- зона нефти и воды, близкая к начальной пластовой температуре

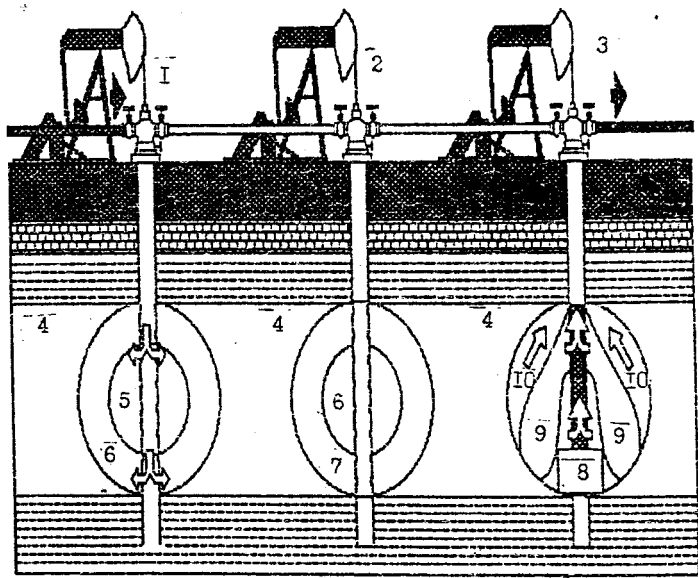


Рис. 2. 8. Схема вытеснения нефти при циклической закачке пара: 1- скважина в фазе нагнетания; 2- скважина в фазе выдержки; 3- скважина в фазе добычи; 4- зона вязкой нефти; 5- зона закачиваемого пара; 6- зона конденсации пара или горячей воды; 7- прогретая зона (за счет зоны конденсации-конвективный перенос тепла); 8- зона отмытого нефтяного песка; 9- зона конденсации пара и остаточной нефти; 10- зона прогретой нефти

ных проектов по термической добыче нефти резко сократилось. Добыча нефти стабилизировалась и составила на 1988 год 30 млн. м³ в год, причем 98% - за счет нагнетания пара [55].

Анализ многочисленных проектов с нагнетанием пара показал, что технология длительной прокачки паровой отсрочки холодной водой приводит к значительному охлаждению пласта. Последнее сопровождается падением пластового давления и фильтрацией в эту зону разогретой нефти. Технология попеременной закачки пара и воды более эффективна в силу оптимального и равномерного прогрева пласта в этом случае, а также из-за снижения интенсивности продвижения по высокопроницаемым частям пласта языков пара (см. рис. 2.8). Эффективность технологии нагнетания пара с ПАВ связана с получением равномерных фронтов вытеснения нефти паром. Нагнетание пара в залежи, содержащие легкую нефть, в целом характеризуется более низкой экономической эффективностью.

С ужесточением стандартов на ПДК загрязнения воздуха и воды следует ожидать сокращения использования в качестве топлива для подогрева воды угля и нефти, а требование экологической чистоты проектов с использованием пара будет определяющим.

При паротепловом воздействии на пласт образуются три характерные зоны (см. рис. 2.6.). В зоне 1 значение температуры практически не меняется, и только на границе с зоной 2 происходит ее некоторое снижение. В этой зоне сосуществуют три фазы: вода, смесь хидких углеводородов и газ. Нефтенасыщенность изменяется как за счет процессов вытеснения, так и за счет испарения легких фракций нефти. Зону 2 обычно называют зоной конденсации. При контакте с ненагретой частью пласта и нефтью пары воды и легкие углеводороды конденсируются. Это приводит к увеличению водонасыщенности пласта и изменению (уменьшению) вязкости нефти. В зоне 3 происходят такие же процессы, что и при вытеснении горячей водой, однако скорость вытеснения нефти водой в этом случае будет выше (при том же массовом расходе). Это связано с тем, что объем занимаемой единицей массы пара значительно больше, чем объем единицы массы воды, а объем зоны 1 будет постоянно увеличиваться.

На рисунке 2.7. показана схема процесса вытеснения нефти отсрочкой пара, в которой можно выделить 4 основные зоны.

Конечная нефтеотдача при паротепловом воздействии увеличивается за счет снижения вязкости пластовой нефти под воздействием

тепла, изменения подвижностей нефти и воды, термического расширения нефти, перегонки остаточной нефти паром и экстрагирования нефти растворителем, который образуется впереди фронта пара.

При паротепловом воздействии на породу происходит изменение минералогического состава глинистой составляющей, формируются монтмориллонит, гидрослюда, каолинит, которые в значительной степени снижают фильтрационные способности пород и ее твердость. При повышении температуры в пределах первых сотен °C наряду с глинистыми минералами образуется аморфная, гелеобразная масса, запечатывающая поры породы. В целом при повышении температуры в пределах первых сотен °C наблюдается увеличение нефтеотдачи продуктивного пласта за счет повышения подвижности нефти в связи с уменьшением ее вязкости, улучшения вымывающих и вытесняющих свойств воды, но с другой стороны, наблюдается уменьшение проницаемости пород за счет новообразований минералов, глин и некоторых других образований, отрицательно влияющих на проницаемость породы. Состав и содержание аутигенно-техногенных минералов в значительной степени зависит от исходного состава породы и химизма пластовых вод. Группа исследователей в 1981 г. изучала керны битуминозных песчаников месторождения Кольд Лейк (Канада), не подвергшихся паротепловому воздействию, и керны из нагнетательных скважин, закачка пара в которые проводилась в течение двух лет. Обломочная часть породы сложена обломками кремнистых, вулканических и глинистых пород - 30%; кварц составляет 20-30%, плагиоклазы - 5-10%, калийные полевые шпаты - 5-10%, а также в незначительном количестве акцессории - роговая обманка, биотит, эпидот, мусковит, турмалин и пирит. Цемент пород-глинистый, пленочного типа, сложен иллитом, смектитом, хлоритом и цеолитом.

Воздействие паром при температуре 250-260°C практически не изменило состава и соотношения минералов обломочной части пород, а цемент испытал существенные преобразования в составе глинистого материала. После воздействия обнаружен лишь монтмориллонит и анальцит (цеолит), причем увеличилась толщина пленки цемента и соответственно снизился объем порового пространства. По данным А. Н. Петровской и др. [44], анализировавших влияние более высоких температурных воздействий на продуктивные песчаные коллекторы месторождения Караханбас (нижняя часть баррема), мелкозернистые песчанники келловей (XIII горизонт) и бата (XIV горизонт) месторождений

Узень. Результаты исследований приведены в таблице [2.3]. После обжига породы барремских отложений месторождения Каражанбас при температуре 250-300°C обломочная часть окаймлена темно-бурой, до черной, каймой коксовых продуктов распада битума, благодаря чему пористость образцов снизилась с 33-36% до 22-26%.

Таблица 2.3

Изменение минералогического состава пород-коллекторов
(Каражанбас) при тепловых МВ (по А.Н.Петровской) [44]

Скв., глубина залеган.	Литологическая характеристика пород	Содержание минералов до и после обжига, % Минералы	до при при при при				%
			обжига	300° С 24ч	500° С 7ч	500° С 35ч	
Скв. 2134 315-322м пласт Г	Песок и слабо- цементирован- ный песчаник, м/з. алеврити- стый, нефтена- сыщенный	Кварц плагиоклаз каолинит хлорит гидрослюда монтморилл. кальцит кристал. фаза	36 30 10 10 9 4 с 99	30 25 5 8 7 3-4 л 79	32 22 следы 10 8 0 е 72	35 40 14 10 0 л 99	35 35-40 0 4 8 следы н 85
Скв. 52 315-322м пласт Г	Песок, м/з алевритистый нефтенасыщен- ный	Кварц плагиоклазы каолинит хлорит гидрослюда монтморилл. кальцит кристалл. фаза	19 30 10 15 18 8 с 100	20 30 8 10 18 5 л 91	20 30 5 8 12 3 е 78	20 18 3 14 1 л 62	20 20 2-3 1 12 0 н 56
Скв. 582 302-310м пласт Г	Песчаник м/з алевритистый сл. цементи- рованный, хо- рошо отсорт- рованный, нефтенасыщен.	Кварц плагиоклазы каолинит хлорит гидрослюда монтморилл. кальцит кристалл. фаза	20 30 8 12 3 10 следы 83	25 30 7 8 8 0 0 78	20 10 2 2 7-8 0 0 41	20 20 2 7-8 8 1 0 58	22 28 2 2 8 0 0 62
Скв. 2130 310-316м пласт Г	Песок м/з алевритистый нефтенасыщен- ный переходит в алевролит	Кварц плагиоклазы каолинит хлорит гидрослюда монтморилл. кальцит кристалл. фаза	35 30 6 12 8 7 1 99	22 30 8 8 10 2 с 80	35 20 2 8 9 0 л 74	35 20 2 10 18 0 л 85	30 15 0 2 3 0 н 50

При последующем повышении температуры до 375-400°C коксовые

образования полностью исчезают и, более того, открытая пористость превышает исходные значения. В породах Караханбаса и Узень доля кристаллической фазы с повышением температуры воздействия до 500°C и с увеличением длительности воздействия снижается. При той же температуре снижается содержание каолинита, возможно, до полного распада при длительном воздействии. В породах Караханбас почти полностью исчезает монтмориллонит, наблюдается общее снижение доли кристаллической фазы за счет распада глинистого материала. —

Негативные последствия паротеплового воздействия в слэбсцементированных породах-коллекторах выражаются в разрушении скелета породы и выносе песка в скважину с образованием песчаных пробок. Это происходит в связи со снижением вязкости нефти и уменьшением сил сцепления между частицами породы. Причем, как показали исследования С. А. Лобачевой и др. [37], для Бинагады-Кирмакинского и Хоросанского месторождений с улучшением геолого-физических условий пласта темп разрушения и интенсивность пробкообразования возрастает, но тем больше, чем больше снижается вязкость нефти.

При паротепловом воздействии возможна гидрофилизация коллекторов вследствие расплавления и удаления смол и асфальтенов со стенок пор. Нагнетание пара способствует усиленному выносу породы в добывающие скважины, разбуханию глин в пласте.

Основные технологии:

1. Нагнетание пара в водоносный слой, лежащий под нефтяным.
2. Нагнетание парогазовой смеси.
3. Нагнетание пара совместно с растворителем (жидкие углеводороды).
4. Нагнетание пара с использованием различных добавок (пены, полимеры, целочь).
5. Циклическая закачка пара.

2. 2. 3. Внутрипластовое горение

Этот метод характеризуется сложными физико-химическими процессами, происходящими в пласте, в связи с чем вытеснение нефти осуществляется в результате различных по своей природе механизмов и процессов, а именно, воздействия паром, горячей водой, газами

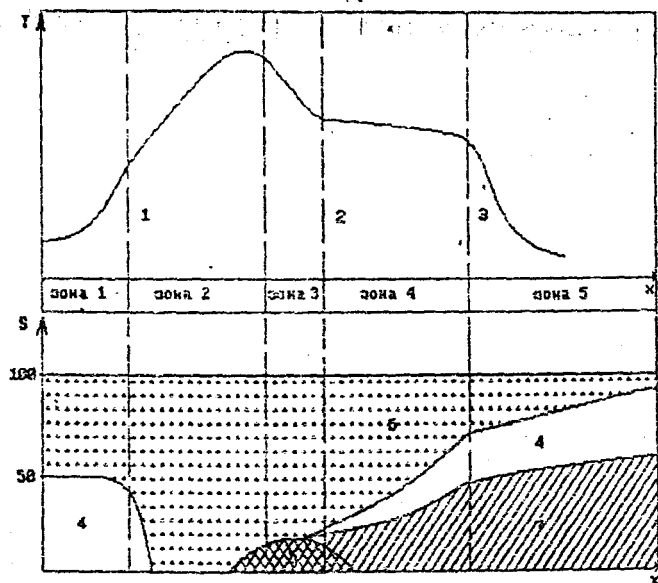


Рис. 2.9. Распределение температурных зон и нефтенасыщенности при внутрипластовом горении: 1- фронт парообразования; 2- фронт горения; 3- фронт конденсации; 4- вода; 5- кокс; 6- газ; 7- нефть

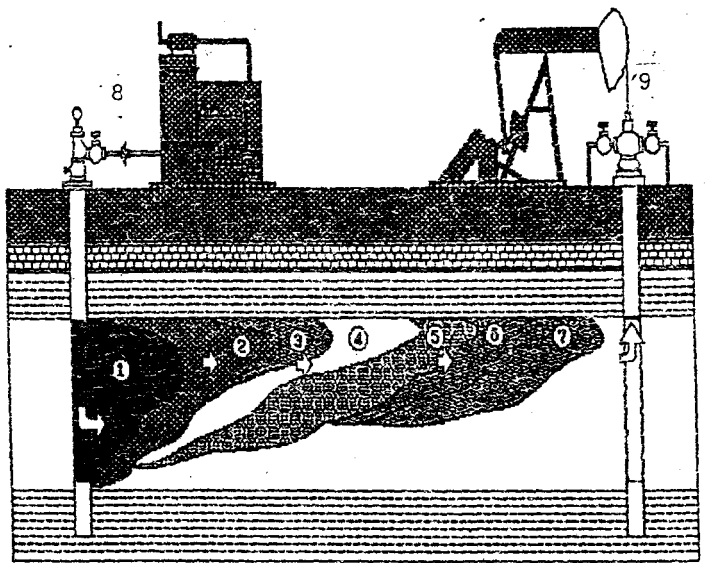


Рис. 2.10. Характерные зоны вытеснения нефти при внутрипластовом горении: 1- зона нагнетания воздуха и воды (выжженная зона); 2- зона воздуха и водяного пара; 3- зона горения и фронт горения; 4- зона пара; 5- зона конденсации или горячей воды; 6- нефтяной вал; 7- газы горения; 8- нагнетательная скважина; 9- добывающая скважина (нефть, вода, газы)

горения, растворителями, поверхностно-активными веществами и т. п.. Распределение температурных зон и нефтенасыщенности пласта при внутрипластовом горении показано на рис. 2.9.

На рис. 2.10 представлены различные зоны, которые формируются в нефтяном пласте при внутрипластовом горении. Непосредственно к нагнетательной скважине примыкает вытесненная зона, через которую фильтруются рабочие агенты (вода и воздух). Затем следует фронт горения, где происходят высокотемпературные окислительные реакции. Для поддержания процесса горения в пласте должно образовываться достаточное количество кокса, которое зависит от содержания в нефти асфальтенов, смол и тяжелых углеводородов. В паровой зоне фильтруются нефть, испарившиеся газы, легкие углеводороды и пар. Впереди паровой зоны образуется зона конденсации. В этой зоне по мере снижения температуры происходит конденсация пара в горячую воду. Горячая вода, легкие углеводороды, газы горения вытесняют пластовую нефть. Вытесненная нефть аккумулируется в нефтяной нап и движется впереди зоны конденсации. Здесь поровое пространство занимают газы горения, вытесненная нефть и связанная вода, впереди этой зоны - зона первоначальной пластовой температуры.

Увеличение нефтеотдачи пласта при внутрипластовом горении происходит в основном за счет снижения вязкости нефти, расширения объема нефти, дистилляции и перегонки нефти, растворения легких углеводородов углекислым газом.

Различают следующие технологии реализации ВГ:

СВГ - сухое внутрипластовое горение;

ВВГ - влажное внутрипластовое горение;

СВВГ - сверхвлажное внутрипластовое горение.

В области температур, характерных для внутрипластового горения в интервале 300-375°C, наблюдается разложение некоторых минералов гидрослюда и монтмориллонита с поглощением тепла. Причем эндотермическое разложение преобладает над экзотермическим при окислении нефти, что в значительной степени препятствует процессу самопроизвольного возгорания нефти в пластовых условиях.

Присутствие сульфидов в составе некоторых коллекторов КС продуктивных толщин Апшерона объясняет ускоренное создание очага горения в скважине 208 НГДУ "Артемнефть", что было осуществлено за 30 часов, тогда как розжиг пласта ПК (НГДУ "Лениннефть") происходит лишь за 7-10 суток. Сопоставление кривых изменения

температуры прогреваемых интервалов во время розжига пластов ПК и КС и экспериментальных данных указывает на скачок при закипании пласта КС, который происходит в интервале температур, соответствующих реакции окисления сульфидов, с выделением тепла. Этим объясняется повышенная реакционная способность нефтенасыщенных пород - коллекторов КС (наложение окисления нефти и пирита).

Таким образом, при осуществлении внутрипластового горения необходимо учитывать возможность окисления минералов, входящих в состав пород, и взаимодействие продуктов окисления нефти и пористой среды.

По данным Джамалова и др. [20], Мехтибейли Р.М. [40] и др., при тепловом воздействии на породы-коллекторы продуктивной толщи Апшеронского полуострова (Балаханский песок, горизонты $IV_{ср}$ и $КС_3$) происходят аутигенные образования глинистых минералов. Содержание глинистой фракции в породах $IV_{ср}$ и $КС_3$ до окисления составило 9,23 и 52,63, после окончания окисления оно увеличилось соответственно до 16,26 и 64,33%. Наряду с повышением глинистой массы в породах после окисления увеличивается содержание аморфной массы, которая вместе с глиной снижает проницаемость пород. Состав и содержание глины зависят от исходного глинистого материала и химизма пластовых вод. Установлено, что при составе пара, в котором присутствуют некоторые ионы (Li , NH_4 и др.), снижается отрицательное влияние теплового воздействия на проницаемость. При современной технологии паротеплового воздействия или внутрипластового горения температура обычно не превышает 500-600°C.

Этих температур недостаточно для диссоциации чистых карбонатных минералов на CaO и CO_2 . В присутствии же глинистых минералов и солей Na наблюдается некоторое снижение температуры диссоциации карбонатных пород. Так, при содержании примеси $NaCl$ до 10% температура диссоциации доломита снижается с 700 до 600°C, т.е. она может происходить при температурах, которые достигаются при внутрипластовом горении. При разложении доломита образуется значительное количество CO_2 , что ведет к увеличению общего объема пустот карбонатных пород.

Следует подчеркнуть, как это показано в работах Перри и Хиллота [74], Боона [65], Рида [78] и др., большинство реакций преобразования минералов обуславливается не только температурным воздействием, но и, в значительной степени, зависит от геохимических

особенностей среды (солености, рН присутствующих вод, парникового давления CO_2 , а также продолжительности теплового воздействия).

Так, работами Боона [64, 65] установлено, что преобразования минералов, входящих в состав пород-коллекторов, могут происходить при более низких температурах на 50-100°C, но в течение более длительного времени.

Согласно работам Парка [69, 70], проводившим исследования битуминозных доломитистых глинистых сланцев Грин-Ривер, разложение доломита происходит при нагреве до 600°C в атмосфере CO_2 за 80 часов, а в атмосфере азота за 40 часов. При температуре 760°C доломит диссоциирует полностью за 1-2 часа. При диссоциации доломита образуется периклаз. Содержание кварца, который присутствует в этих сланцах до температуры 700°C, остается постоянным, а при более высоких температурах постепенно снижается с образованием силикатов. Содержание кальция при температуре 600°C возрастает за счет разложения доломита, а при 760°C оно резко снижается и исчезает через 4-5 часов в атмосфере CO_2 и через 2 часа в атмосфере азота. При этом происходит образование силикатов (акерманита, диопсида и др.).

Сильноокислительные пары - (рН-11) могут вызвать растворение и кремнистых пород.

Изменение некоторых минералов, входящих в состав пород-коллекторов, под воздействием температуры при тепловом воздействии могут быть использованы в качестве индикатора продвижения теплового фронта по пласту. Помимо преобразований минералов глин, о чем было сказано выше, происходит изменение глауконита, который изменяет окраску от ярко-зеленой до серо-зеленой при 175°C, а при температуре 200°C становится серым и коричнево-серым. Индикатором температур теплового воздействия могут быть изменения окраски пород. Так, по данным Петровской А.Н. и др. [44], нефтенасыщенные породы имеют темно-коричневую окраску, под действием температур 250-300°C она становится черной, а при 500°C в течение 7 часов становится желтой; после обжига при температуре 700°C - ярко-желтого рыжеватого цвета за счет появления окислов железа.

Процесс сухого горения (температура 700°C и выше) применим лишь к терригенным коллекторам, поскольку карбонаты под этих температурах разрушаются.

2.3. Физико-химические методы воздействия (ФХМ)

Нагнетание химических реагентов вызывает спектр физико-химических механизмов вытеснения нефти. Так, нагнетание водных растворов ПАВ, кислот, щелочей, полимеров приводит к изменению свойств пластовой воды и поверхностей раздела между водой, нефтью и горной породой, к уменьшению параметра относительной подвижности и улучшению нефтеотзывающих свойств воды.

Уменьшение относительной подвижности воды и нефти увеличивает охват пласта воздействием и коэффициент вытеснения нефти, улучшает смачиваемость горной породы водой.

2.3.1. Нагнетание водных растворов ПАВ

Добавление к нагнетаемой воде поверхностно-активных веществ (или их композиций) с целью регулирования молекулярно-поверхностных свойств породы и насыщающих ее флюидов получило название метода нагнетания водных растворов ПАВ.

Этот метод был одним из первых МУН пластов и испытывался с 50-х годов как в России, так и за рубежом. Однако удовлетворительных результатов не было достигнуто из-за высокой адсорбции и низких потенциальных возможностей малоконцентрированных растворов ПАВ. В настоящее время основное внимание уделяется созданию высокоэффективных композиций высококонцентрированных ПАВ (5-10 %) и различных смесей хиреагентов с обязательно низким межфазным натяжением хиреагента и нефти.

Основные механизмы вытеснения нефти ПАВ

ПАВ - это вещества с асимметричной структурой, состоящие из углеводородного радикала и полярных групп. Причем полярные группы в основном являются гидрофильными и на границе раздела фаз нефть - вода погружаются в водную фазу, тогда как радикалы - гидрофобны и ориентированы в сторону менее полярной фазы - нефтяной. Такая структура вещества и является причиной поверхностной активности, (т.е. вещества, диффундируя через всю оторочку водного раствора, концентрируются на поверхности раздела водной и нефтяной фаз, снижая тем самым поверхностное натяжение между нефтью и водой с 50 до 7 мН/м). Для доизвлечения остаточной нефти в некоторых случаях необходимо использовать ПАВ, снижающие межфазное натяжение до

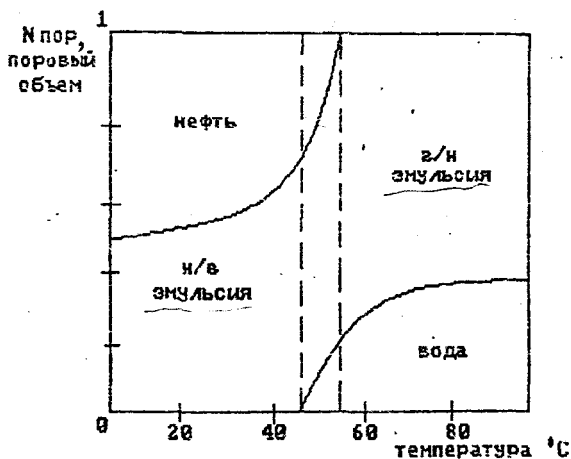


Рис. 2.11. График Вансворта для определения вида эмульсии ПАВ (выделенная зона — зона температур инверсии фаз)

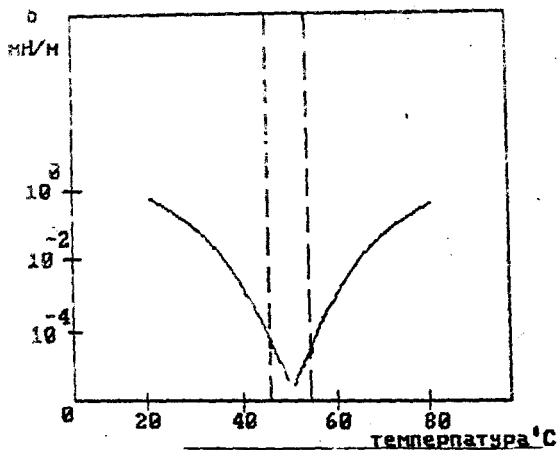


Рис. 2. 12. Зависимость межфазного натяжения σ от температуры (выделенная зона - зона температур инверсии фаз)

0,01 мН/м. При поступлении ПАВ в поровый объем содержится нефть, образуется эмульсия. Бил эмульсии можно объяснить по графику Bancroft (рис. 2.11). Нефеводяная эмульсия образуется, если ПАВ, в основном, водорастворимый, в противном случае образуется водонефтяная эмульсия (если ПАВ преимущественно нефтерастворимый). Водонефтяная эмульсия при движении по пласту впитывает нефтяные капли, и возникает связанный слой нефти. Возникновение связанного слоя нефти происходит при определенном пороговом значении температуры (см. рис. 2.12), которое называется температурой инверсии фаз. При пороговом значении температуры межфазное натяжение достигает минимума, при котором ПАВ мигрирует из водной фазы в нефтяную и образует тем самым водонефтяную эмульсию. Как видно из рис. 2.11, в пределах температуры инверсии фаз существуют одновременно 3 фазы (нефтяная, водная и фаза из воды, нефти и ПАВ). Вязкость водонефтяной фазы выше вязкости нефеводяной и чистой воды, т.е. эта фаза обладает свойствами, характерными для раствора полимера. Температура инверсии фаз с ростом температуры повышается. Ионогенные ПАВ имеют более высокую температуру инверсии фаз, чем неионогенные, в силу более высокой гидрофильности. Другим механизмом улучшения вытеснения нефти водным раствором ПАВ является адсорбция молекул ПАВ на стенках поровых каналов, что приводит к изменению характера смачиваемости породы. Это происходит из-за образования более гидрофобной поверхностной пленки, чем первоначальная, а также диспергирования гетерогенных систем и стабилизации дисперсных систем. Диспергирование гетерогенных систем зависит от понижения поверхностного натяжения. Защитное действие пленок ПАВ характеризуется работой адсорбции по удержанию монослоя на поверхности раздела фаз. Стабилизация дисперсных систем определяется по максимальному числу стабилизированных частиц. Краевой угол смачивания увеличивается при этом с 18 до 27°. Все эти процессы уменьшают величину натяжения смачивания в 8-10 раз. В результате вышеуказанных механизмов в пласте происходят следующие процессы:

- смачивание поверхности поровых каналов вытесняющей водой;
- уменьшение поверхностного натяжения на границе нефть-вода;
- вытеснение нефти с поверхности поровых каналов;
- диспергирование нефти потоком воды, (т.е. переходом связанной с породой нефти в свободное состояние).

Рассмотрим более подробно механизм адсорбции.

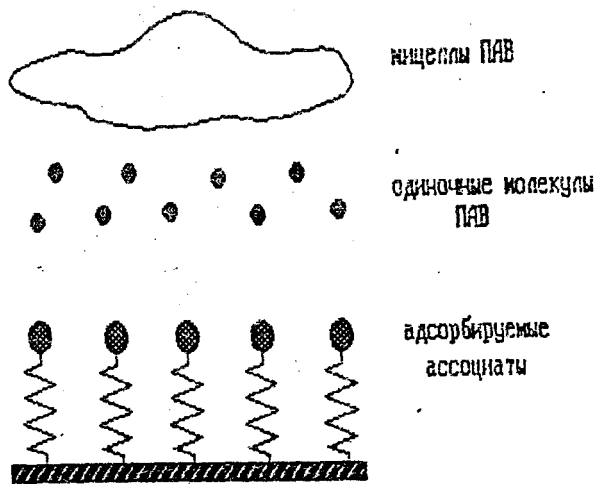


Рис. 2. 13. Механизм процесса адсорбции ПАВ на поверхности горной породы

Адсорбция - это процесс увеличения концентрации молекул на поверхности раздела фаз, который приводит к появлению адсорбционного слоя.

Десорбция - это процесс уменьшения концентрации молекул на поверхности раздела фаз.

Сорбционная активность пород уменьшается в ряду: глина, алевролиты, глинистые песчаники, полимиктовые песчаники, доломиты, известняки, ангидриты. Доля пленочной и сильно сорбируемой нефти на поверхности горной породы меняется аналогично.

В случае контакта раствора ПАВ с поверхностью порового канала происходит нарушение термодинамического равновесия и формируются двумерные, а затем и трехмерные ассоциаты в адсорбционном слое. Над ними концентрируются одиночные молекулы ПАВ, а выше расположены мицеллы ПАВ (конгломераты коллоидных ПАВ, образующиеся при концентрации выше критической концентрации мицеллообразования (ККМ) и имеющие характерные размеры от нескольких нанометров до микрометра) (см. рис. 2.13).

Классификация ПАВ по ионной характеристике:

- неионогенные;
- ионогенные.

Неионогенные ПАВ при растворении в воде не диссоциируют на ионы, а ионогенные ПАВ диссоциируют на ионы при растворении их в воде.

Основные технологии реализации метода нагнетания водных растворов ПАВ:

1. Нагнетание водных растворов неионогенных ПАВ.

К неионогенным ПАВ относятся такие вещества, как:

- ОП-10 (зарубежные аналоги Ethylan KEO, Ethylan 77, Intexon NP-3, Triton N-207, Triton N-101, T-DET-N 6,6 и др.);
- ОП-7;
- ОП-4 (зарубежные аналоги Ethylan 44, Triton X-363 и др.);
- Превоцел W-ON; W-OF;
- Конокс J-109.

В настоящее время наиболее эффективны для разработки нефтяных месторождений ОП-10 и его аналоги, содержащие от 10 до 20 групп окиси этилена. При применении этих реагентов наблюдаются минимальные поверхностные натяжения и адсорбция на поверхности горных пород. С увеличением неоднородности порового пространства и

гидрофобности поровых коллекторов эффективность применения водных растворов неионогенных ПАВ возрастает.

2. Нагнетание водных растворов ионогенных ПАВ

В качестве ионогенных ПАВ используются такие реагенты, как:

- ДС-РАС (зарубежные аналоги Stanyl 40, Alkanol WXM и др.);
- сульфанол НП-1 (зарубежные аналоги Ideal Na, Tenzorol Serie);
- сульфанол НП-3.

При разработке залежей со слабопроницаемыми карбонатными коллекторами применение малоconцентрированных водорастворимых ионогенных ПАВ может оказаться достаточно эффективным.

3. Нагнетание композиций на основе неионогенных ПАВ.

Одной из эффективных технологий является нагнетание композиций пенообразующих ПАВ, газообразных агентов, специальных веществ для нагрева композиций и воды. При нагреве происходит реакция закачиваемой композиции с пластовыми жидкостями и минералами горных пород с выделением значительного количества газа. Поровые каналы с высокой пористостью "запираются" пузырьками газа, заставляя жидкость двигаться по наименее проницаемым пропласткам. Нагнетание таких композиций позволяет увеличить коэффициент вытеснения на 17-25% за счет доотмыва остаточной нефти. Это наиболее перспективная технология применения ПАВ, наряду с нагнетанием ПАВ совместно с растворами полимеров и в качестве компонента при мицеллярном заводнении [1, 25, 29, 35, 46].

Основная проблема, с которой сталкиваются при реализации метода нагнетания водных растворов ПАВ, это несоответствие прогнозных расчетов промышленным испытаниям. Ряд исследователей объясняет это отрицательным влиянием высокой сорбируемости ПАВ на скелете породы, приводящей к резкому снижению охвата пласта воздействием. Отмечено также отрицательное влияние естественной микрофлоры пласта на эффективность применения ПАВ. Главное направление научных поисков - создание высокостойких ПАВ с низкой сорбируемостью, которые могут применяться в широком спектре изменения геолого - физических параметров. Научно-исследовательские центры нефтяных фирм проводят работы по созданию ПАВ, которые были бы устойчивы при температурах до 120°C, минерализации воды до 200 г/л, проницаемости пород до 0,01 мкм², вязкости пластовой нефти до 100 мПа·с и с высокой адсорбционной активностью.

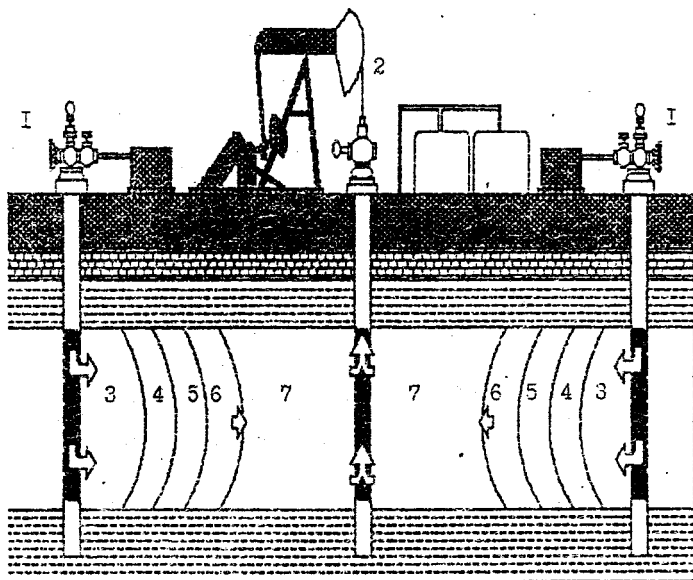


Рис. 2. 14. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора ПАВ: 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- проталкивающая жидкость (вода); 4- буфер (пресная вода); 5- раствор ПАВ; 6- вал нефти; 7- зона первоначального состояния пласта

В последнее время отмечается снижение числа проектов с технологией применения ПАВ в чистом виде и резкое увеличение проектов с применением комбинированных методов: (ПАВ+полимеры, мицеллярные растворы+полимеры+ПАВ, ПАВ+пены и т. д.).

На рисунке 2. 14. представлена схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора ПАВ. В непосредственной близости от добывающей скважины впереди находится зона первоначального состояния, затем - зона совместной фильтрации нефти и воды, в которой отсутствует ПАВ или его концентрация незначительна. Следующая зона - зона нефтяного вала, где находится нефть, которая дополнительно вытеснена из области, занятой оторочкой ПАВ. Зона нефтяного вала отделена от зоны оторочки фронтом сорбции, на котором происходит конденсирование молекул ПАВ на границе раздела фаз "нефть - вода" и с которого начинается адсорбционная область, (т.е. область, в которой на поверхности поровых каналов адсорбируется ПАВ). За зоной оторочки ПАВ находится зона нагнетаемой воды, проталкивающая оторочку высококонцентрированного ПАВ по пласту. В этой зоне находится лишь остаточная нефть и вода.

Недостатки метода нагнетания водных растворов ПАВ:

- адсорбция ПАВ на породе, которая в пористых средах может достигать значительной величины (до $15-60 \text{ кг/м}^3$). При этом четко прослеживается следующая зависимость: чем выше нефтенасыщенность, тем выше адсорбция ПАВ породой [30];
- слабая биоразлагаемость искусственных ПАВ и вследствие этого повышенное загрязнение окружающей среды;
- высокая чувствительность к качеству воды (при подготовке водного раствора).

Важное значение для успешного применения ПАВ имеют его химическая стабильность, величина остаточной нефтенасыщенности пласта, гетерогенность пласта и степень адсорбции ПАВ скелетом породы. Переход ПАВ в нефть улучшает подвижность нефти, препятствует прилипанию ее к твердой поверхности горной породы.

Повышенное содержание глинистого материала в породе, особенно если он представлен набухающими компонентами, обуславливает их высокую удельную поверхность, на которой адсорбируются активные компоненты ПАВ из растворов, закачиваемых в породу, снижает эффективность процесса вытеснения. При разработке на развитой поверхности порового пространства коллектора адсорбируются

активные компоненты нефти, образуя пленку, что ведет к затуханию фильтрации из-за сужения фильтрационных каналов. Глина, в результате адсорбции ПАВ, иногда превращается в часть глинисто-органического комплекса с противоположными исходной глине свойствами - гидрофобной поверхностью, неразбухающей, низкой ионообменной способностью и малой удельной поверхностью. Породы-коллекторы нижнего мела Среднего Приобья, особенно Нижневартовского свода, характеризуются очень развитой удельной поверхностью порового пространства за счет высокого содержания глинистых минералов. Эта особенность коллекторов обуславливает большую сорбцию ПАВ, снижая эффективность процесса. На поверхности порового пространства этих коллекторов интенсивно сорбируются активные компоненты нефти, создавая пленку, которая сужает эффективный диаметр порового пространства и уменьшает проницаемость. Толщина сорбционной пленки зависит от температуры и давления. При повышении температуры ослабляются силы сцепления УВ с поверхностью стенок пор и восстанавливается первичная проницаемость [51].

2.3.2. Нагнетание водного раствора полимера

Метод нагнетания водного раствора полимера - это закачка слабokonцентрированного раствора высокомолекулярного химического реагента - полимера. Полимеры представляют собой вещества с высокой молекулярной массой порядка 10^4 - 10^6 . Это гиганты цепного строения. Это вещество обладает способностью значительно повышать вязкость воды (см. рис. 2.15), снижая тем самым ее подвижность, что приводит к повышению охвата пласта воздействием (по сравнению с обычным заводнением).

Полимерное заводнение применяется на нефтесодержащих пластах со сравнительно высокой вязкостью нефти и соотношением коэффициентов подвижности воды и нефти и умеренной неоднородностью. Метод полимерного заводнения не используется для разработки залежей нефти с газовыми шапками, трещинным коллектором, высокой проницаемостью и активным напором подошвенных вод. Прирост нефтеотдачи в среднем составляет 3-10%. Размеры оторочки полимера варьируются от 0,1 до 0,4 $V_{\text{пор}}$ (порового объема). При использовании полимера соотношение коэффициентов подвижностей уменьшается.

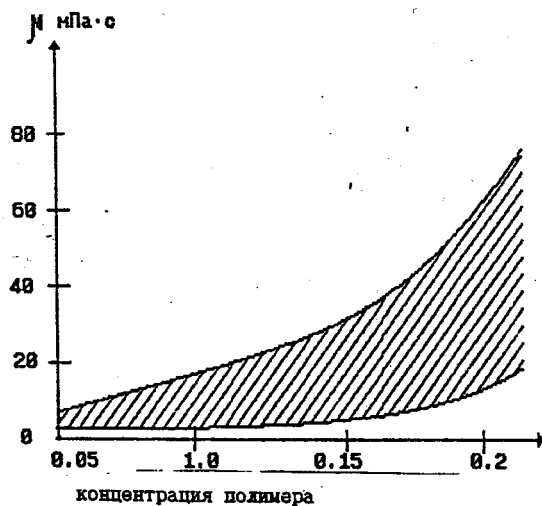


Рис. 2. 15. Вязкость загущенной воды в зависимости от концентрации полимера (для различных типов)

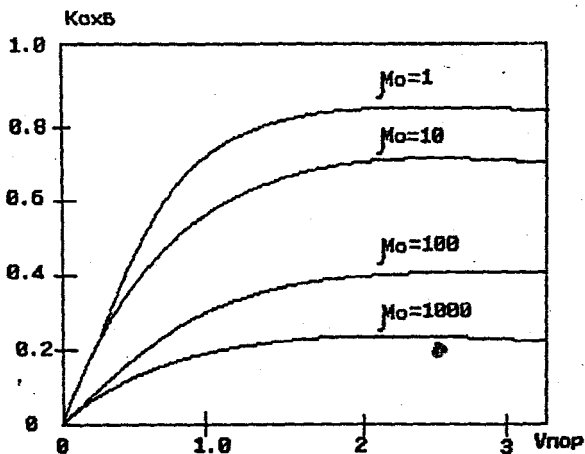


Рис. 2. 16. Зависимость охвата пласта воздействием для пятиточечной системы размещения скважин от суммарного объема прокачанной загущенной воды для различных соотношений вязкости нефти и воды μ_o .

соответственно, увеличивается коэффициент охвата пласта по площади (простираанию) и по мощности. Соотношение коэффициентов подвижностей воды и нефти записывается как

$$M = \frac{\lambda_v}{\lambda_n},$$

где $\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i}$, $i = в, н$ - коэффициенты подвижностей, соответственно, воды и нефти;

k_i , $i = в, н$ - фазовые проницаемости, соответственно, воды и нефти;

μ_i , $i = в, н$ - вязкости, соответственно, воды и нефти.

Зависимость коэффициента охвата пласта воздействием для пятиточечной системы размещения скважин (СРС) от суммарного объема закаченной загущенной воды приведена на рис. 2.16. Вязкость воды регулировалась добавлением полимеров, что приводило к росту вязкости нагнетаемой воды, коэффициента охвата по площади ($K_{о\phi\alpha}$) и уменьшению соотношений подвижностей воды и нефти;

$$\lim_{\mu \rightarrow \mu_{\max}} M \rightarrow 1.$$

Метод нагнетания водных растворов полимеров испытывается с конца 50-х годов. Этот метод является одним из перспективных методов воздействия. Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются:

- загущение воды, которое приводит к снижению соотношения подвижностей нефти и воды и снижению возможности прорыва воды к добывающим скважинам;

- закуперка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы. Охват воздействием низкопроницаемых коллекторов при этом увеличивается.

Следует отметить, что кажущаяся вязкость водных растворов полимеров μ^* увеличивается с ростом скорости фильтрации и с уменьшением размеров поровых каналов. Кажущаяся вязкость может быть в 10-20 раз выше замеренной. Кажущаяся вязкость раствора полимера определяется как $\mu^* = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$,

где τ - касательное напряжение сдвига,

$\dot{\gamma}$ - скорости (градиент) сдвига.

Обычно зависимость кажущейся вязкости раствора полимера от

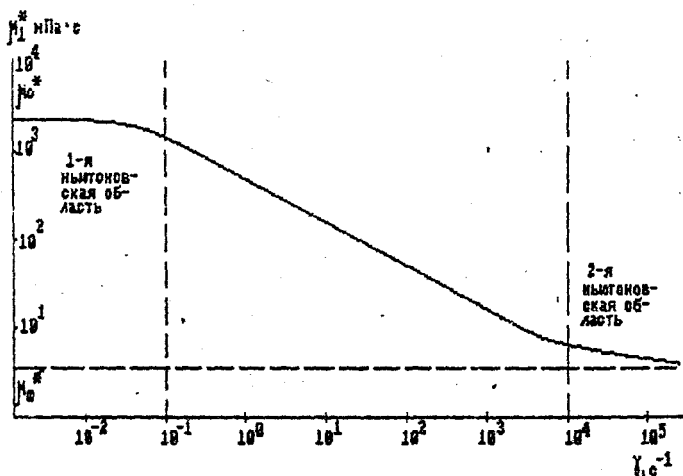


Рис. 2.17. Зависимость кажущейся вязкости раствора полимера от скорости сдвига

скорости сдвига имеет вид, представленный на рис. 2.17. Постоянное значение вязкости μ , т.е. ньютоновское поведение может быть как при малых, так и при больших скоростях сдвига. Предельные значения вязкости μ_{∞} , μ_0 называются нижней и верхней предельной вязкостью. Как видно из рис. 2.17, ньютоновское реологическое уравнение может использоваться для описания поведения растворов полимеров в пористой среде при скоростях сдвига до $\gamma < 10^{-1} \text{ с}^{-1}$. При скорости (градиенте) сдвига от 10^{-1} до 10^1 с^{-1} , характерных для полимерного заводнения, растворы полимеров с высокой начальной вязкостью проявляют структурную вязкость. В то же время при нагнетании полимера во время прохождения через перфорационные отверстия могут наблюдаться скорости (градиенты) сдвига порядка $10^3 - 10^4 \text{ с}^{-1}$. Причем скорость сдвига повышается в призабойной зоне пласта (ПЗП), но в дальнейшем резко снижается до величин $0,1 - 10^1 \text{ с}^{-1}$.

При высоких градиентах сдвига происходит механическое разрушение (деструкция) полимерных цепей. Это приводит к снижению вязкости и ФС. Причем ФС уменьшается быстрее, чем вязкость полимера. При постоянном напряжении температура увеличивается.

Адсорбция полимеров поверхностью пористой среды возрастает с увеличением солености пластовой воды и уменьшением проницаемости пласта и может составлять от 0,007 до $0,75 \text{ кг/м}^3$. Количество адсорбированного полимера зависит от структуры пористой среды, ее вещественного и компонентного состава, свойств, насыщающих пористую среду жидкостей типа полимера, его концентрации, молекулярного веса, скорости фильтрации в пористой среде, температуры и величины водородного показателя среды pH. Адсорбции на поверхности горной породы зависит от вида полимера. Так, катионоактивные полимеры не используются при РНМ в силу того, что они адсорбируются в значительных количествах на скелете породы. В РНМ в основном используются анионоактивные полимеры (полиакриламиды - ПАА). Адсорбция ПАА возрастает с ростом их молекулярного веса. При этом часть ПАА адсорбируется на стенках породы необратимо, что подтверждается опытами по десорбции. По мере роста объемной скорости потока водного раствора полимера увеличивается адсорбция на поверхности горной породы и расширяется воздействие полимеров на зоны с низкой проницаемостью и пористостью. Как правило, при характерных для РНМ объемных скоростях течения около 30% $v_{\text{пор}}$ оказываются недоступными раствору полимера.

На рис. 2.15., 2.16. не учитывается изменение абсолютной проницаемости горной породы вследствие адсорбции молекул полимера на скелете породы.

Для учета этого явления предпочтительнее использование 'фактора сопротивления' (ФС), который отражает соотношение подвижностей воды и раствора полимера как

$$ФС = \frac{\lambda_w}{\lambda_p},$$

где λ_i , $i=w, p$ - подвижность воды и полимера, соответственно.

ФС в общем случае больше или равен единице. Фазовая проницаемость для воды снижается также из-за присоединения молекул воды к молекулам полимера. На ФС значительное влияние оказывает, помимо вязкости загущенной воды, механическая деструкция полимерных цепей. Для механизма вытеснения нефти раствором полимера важно определить фактор остаточного сопротивления (ФОС). Он определяется как соотношение подвижности нагнетаемой воды до и после добавления полимеров:

$$ФОС = \frac{\lambda_{w.нач}}{\lambda_{w.кон}};$$

ФОС отражает снижение фазовой проницаемости горной породы для воды за счет использования полимера; обычно $ФОС \approx 10$.

Для вытеснения нефтей в качестве полимера используются:

- полиакриламиды:
 - неионогенные;
 - частично омыленные амфифильно-активные;
- полимеры на основе целлюлозы:
 - оксипропилцеллюлоза;
- полисахариды;
- полистиролсульфонаты.

Полнота и скорость растворения полимера в воде определяют эффективность полимерного заводнения. В качестве растворителя может применяться как пресная, так и минерализованная вода с различным значением водородного показателя среды (рН) и общей минерализацией. Однако соли хлорного железа, хлористого кальция и хлористого натрия существенно снижают вязкость загущенной воды. Также замечено, что вязкость раствора снижается и с ростом общей минерализации пластовой воды. Неблагоприятно сказывается на эффективности вытеснения нефти деструкция (разрушение) полимеров. Различают химичес-

кую, термическую, механическую и микробиологическую деструкцию. Темп нагнетания водных растворов полимеров зависит от различных факторов:

- реологии раствора полимера (вязкости, удлинения и вязкоэластичности, псевдопластичности);
- увеличения количества смитых гелевидных частиц.

Количество смитых гелевидных частиц растет как за счет сдвигающего действия катионов кальция, магния и железа в пластовой воде, так и за счет недостаточно быстрого растворения полимера. С ростом темпа нагнетания вязкость полимера уменьшается (свойство псевдопластичности), одновременно снижается и ΦC . В то же время наблюдается проявление свойств удлинения и вязкоэластичности растворов полимеров. При низких темпах нагнетания период релаксации ($1/e$) значительно меньше характерного периода деформации. В этом случае наблюдается вязкое течение (поведение) жидкости, при котором раствору полимера достаточно времени для прохождения через сложно-построенную систему пор. При высоких темпах нагнетания водного раствора полимера характерный период релаксации соответствует характерному периоду деформации, и наблюдается эластичное течение (поведение) жидкости. Эластичное поведение водного раствора полимера приводит к существенному замедлению прохождения раствора через извилистую систему пор. Для призабойной зоны скважины (ПЗС) характерны высокие объемные скорости течения растворов полимеров. В этой зоне наблюдается как эффект вязкоэластичного поведения растворов полимеров, так и эффект механического разрушения полимерных цепей. Эти два эффекта оказывают существенное воздействие на успешность реализации полимерного заводнения. Отметим здесь, что явление вязкоэластичности наблюдается, а механическое разрушение полимера происходит, в основном, на расстоянии $4r$ (где r - радиус нагнетательной скважины). На этом расстоянии объемная скорость потока уменьшается в 4 раза. С ростом расстояния от забоя нагнетательной скважины ΦC ($-\Phi C_0$) становится независимым от объемной скорости течения водного раствора полимера (см. рис. 2.18).

Химическая деструкция полимеров зависит от нескольких факторов, таких как температура, наличие катионов кальция и магния, присутствие радикалов (кислорода и др.). ПАА, как правило, обладают теплостойкостью (до $70+80^\circ C$), но только потому, что система полимерных групп свободна от веществ, действующих в качестве

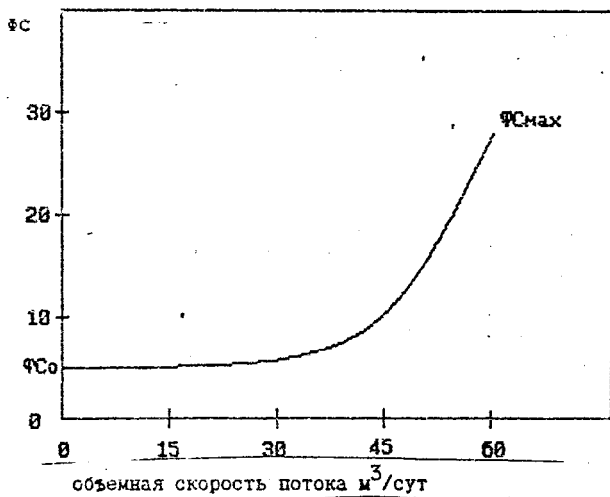


Рис. 2. 18. Зависимость фактора сопротивления (ϕ_c) от объемной скорости потока водного раствора полимера

радикалов. В то же время химическая стабильность полимеров снижается из-за действия растворенного кислорода в присутствии восстанавливающих агентов, таких, как соли железа (двухвалентные). В присутствии кислорода они образуют радикал-анионы кислорода и выпадает осадок в виде солей железа (трехвалентных). В качестве стабилизаторов растворов ПАА используют формальдегид (0,02-0,04 %), тио-мочевина и низкомолекулярные спирты, гетероциклический бицид.

Основные технологии

Наиболее широкое распространение получили гелеобразные и гранулированные полимеры: полиакриламида ПАА; Пушер-500, 700, 1000; Betz; Saigon-454; реагент CS-6 и др. В труднодоступных регионах с низкой температурой используются гранулированные ПАА, особенно для пластов с низкой проницаемостью $\leq 0,1 \text{ мкм}^2$.

В последнее время применяют и полиэтиленоксиды, которые в минерализованных водах не снижают вязкость: полиэтиленоксиды ПЭО; Метас; Гипан-1 и Гипан-07.

Концентрация полимера в нагнетаемых в пласт растворах колеблется в пределах 0,02-0,05 %. Полимеры на основе целлюлозы (карбоксиметилцеллюлоза, оксиэтилцеллюлоза) не нашли столь широкого применения в РНМ как ПАА. Имеются единичные опытные испытания с оксиэтилцеллюлозой. Расход последней вследствие низкого молекулярного веса оказался высоким. При высоких объемных скоростях фильтрации (а следовательно, и при высоких скоростях сдвига) оксиэтилцеллюлоза характеризуется высокой вязкостью, низкой эластичностью и плохо поддается нагнетанию. При водородном показателе среды $\text{pH} \approx 6$ снижается вязкость оксиэтилцеллюлозы и она быстро гидролизует. Оксиэтилцеллюлоза сравнительно стабильна при $\text{pH} > 6$ и обладает небольшой чувствительностью к скорости сдвига.

Из числа реализованных проектов этот метод занимает второе место после метода нагнетания пара. Эффективность метода относительно невысока, но в то же время метод считается достаточно перспективным в силу простоты технологической реализации, а также быстрого получения эффекта. Особенно эффективен метод для разработки залежей высоковязкой нефти (до 100 мПа·с).

Осложняющим фактором при реализации полимерного заводнения является высокое давление в призабойной зоне нагнетательной скважины, особенно у скважин, вскрывших зоны с низкой проницаемостью.

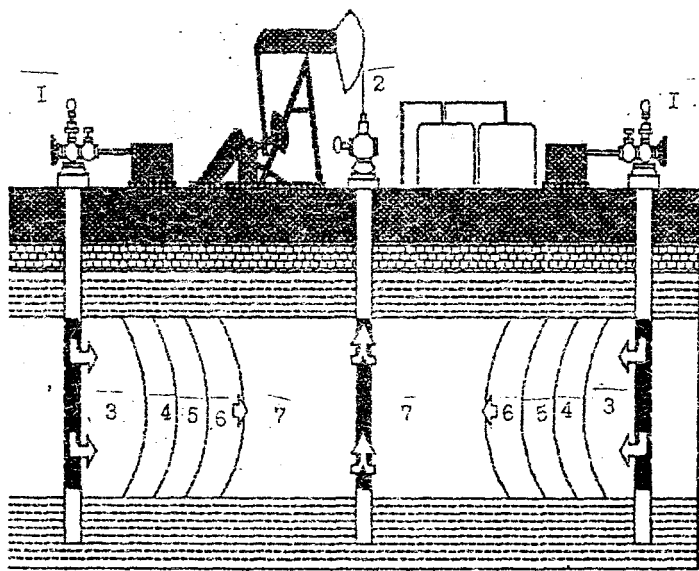


Рис. 2. 19. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора полимера: 1-нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- проталкиваемая жидкость (вода); 4- буфер (пресная вода); 5- раствор полимера; 6- вал нефти; 7- зона первоначального состояния пласта

Один из путей борьбы с этим явлением - минимизация содержания сшитых гелевидных частиц. В этом случае степень скрученности полимерных групп снижается и коэффициент растяжения полимера возрастает. Одним из факторов, контролирующей эффективность полимерного заводнения, является соотношение диаметра молекул к диаметру пор:

$$\kappa_{dp/d_{пор}} = \frac{dp}{d_{пор}}$$

Характерные диаметры молекул полимеров: $200+5000 \text{ \AA}^0$ и диаметры пор: $10000 \text{ \AA}^0$, следовательно, характерные значения $\kappa_{dp/d_{пор}}$:

$$\kappa_{dp/d_{пор}} = 0,02+0,5$$

Образование гелевидных частиц приводит к резкому снижению проницаемости пласта. Росту гелевидных частиц способствуют кальцевые, магниевые и железные соли, особенно последние. При их наличии происходит свивка полимеров и тем самым образование гелевидных частиц. С ростом молекулярного веса полимера (до $3 \cdot 10^6$) адсорбция полимеров возрастает, т.к. в сложнопостроенной молекулярной структуре порового пространства длинные клубки полимеров легко захватываются.

На рисунке 2.19. представлена схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора полимера.

Для предотвращения контакта полимера с высокоминерализованной пластовой водой в пласт перед оторочкой полимера в некоторых случаях закачивают пресную воду объемом $(0,05 - 0,1) v_{пор}$.

2.3.3. Нагнетание водных растворов щелочи

Закачка в нефтяной пласт водных растворов реагентов, вызывающих щелочную реакцию, называется методом нагнетания водных растворов щелочи. Начало изучения и испытания этого метода относится к 20-м годам. Однако широкое опытно-промышленное внедрение началось с 70-х годов. Основными механизмами вытеснения являются следующие:

- снижение межфазного натяжения;
- эмульгирование нефти (образование мелкодисперсной эмульсии);
- изменение смачиваемости пород.

Эти механизмы основаны на реакции нейтрализации кислотных компонентов нефти с образованием щелочных мыл, которые мигрируют через границу раздела фаз в силу стремления системы к термодинамическому равновесию. Щелочные мыла образуются непосредственно на месте контакта нефти и щелочи. Минимум межфазного натяжения (σ) наблюдается в диапазоне массовых концентраций щелочи от 0,065 до 0,5%. Следует отметить, что интенсивный перенос через границы раздела фаз весьма непродолжителен - порядка 20 - 40 минут. Он происходит при снижении межфазного натяжения (σ) ниже 0,001 мН/м. Применение водных растворов щелочи приводит к уменьшению контактного угла смачивания (θ) породы водой до 10 - 20°.

Полярные компоненты нефти адсорбируются на поверхности пород и гидрофобизируют ее. Щелочные растворы способны вернуть поверхности ее первоначальные свойства, т.е. гидрофилизировать ее. В этом случае угол смачивания падает и в некоторых случаях уменьшается до нуля. В этом же диапазоне концентраций происходит диспергирование фаз, в результате чего образуется эмульсия типа "нефть в воде" (либо "вода в нефти"). Образовавшаяся в пласте эмульсия снижает подвижность водной фазы (либо нефтяной фазы). Таким образом, нефть извлекается из пористой среды за счет эмульгирования нефти и противоточного капиллярного замещения ее на раствор щелочи.

В качестве щелочного реагента в основном используются:

- гидроксид натрия - NaOH (каустическая сода);
- кремнекислый натрий - Na_2SiO_3 (силикат натрия);
- гидроксид аммония - NH_4OH (раствор аммиака);
- фосфорнокислый натрий - Na_3PO_4 (тринатрийфосфат).

Наиболее распространенными щелочными реагентами являются кау-

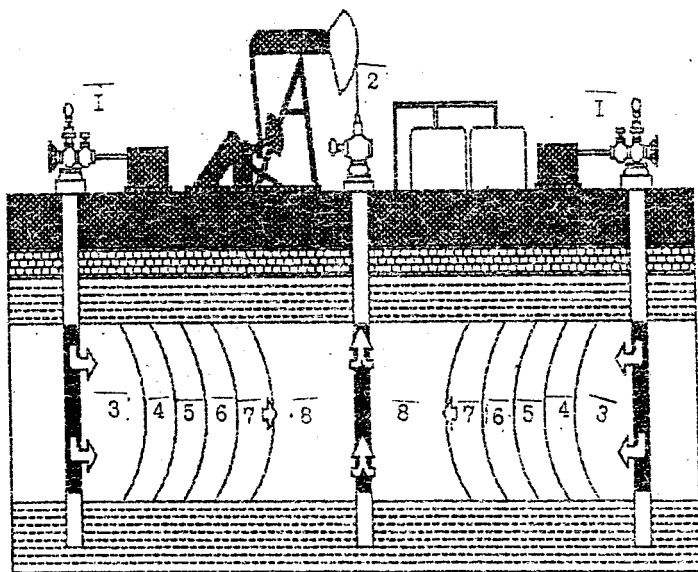


Рис. 2. 20. Схема вытеснения нефти оторочкой щелочи: 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- проталкивающая жидкость (вода); 4- буфер (пресная вода); 5- раствор полимера; 6- раствор щелочи; 7- вал нефти; 8- зона первоначального состояния пласта

стическая сода и силикат натрия (особенно в сочетании с ПАВ при разработке карбонатных коллекторов). Обычно концентрация щелочных реагентов в водном растворе изменяется от 0,05 до 5 %, но в отдельных случаях может достигать 25-30 %.

На рис. 2.20 представлена схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора щелочи.

В зоне смешивания фильтруется нефть, вода и щелочь с пониженной концентрацией. Характерной особенностью этой зоны является то, что концентрация щелочи в ней ниже того значения, при котором образуется эмульсия. В то же время, имеющаяся щелочь реагирует с кислотными компонентами нефти, в результате чего образуются ПАВ. Образовавшиеся ПАВ улучшают отжим нефти в этой зоне. Активность взаимодействия нефтей с раствором щелочи оказывает значительное влияние на механизм вытеснения. Поэтому классифицируют нефти по их активности (табл. 2.4).

Таблица 2.4

Классификация нефтей по активности взаимодействия с раствором едкого натра [16]

Тип нефти	Межфазное натяжение мН/м	Содержание органических кислот в нефти, мгКОН/г
неактивные	>1	0.01 - 0.06
малоактивные	1 - 0.05	0.1 - 0.25
активные	0.05 - 0.01	0.25 - 1
высокоактивные	<0.01	>1

К настоящему времени известны следующие разновидности технологий нагнетания щелочных растворов [18]:

- раствор каустической соды (применяется при разработке высокоактивных нефтей. Концентрация реагента - 0,05-2 %. Размер оторочки 10-25 % объема пор);

- раствор каустической и поваренной соли (применяется при разработке сверхактивных нефтей. Концентрация реагента - 0,005-2 %. Размер оторочки 10-25 % объема пор);

- раствор каустической соды и силиката натрия (применяется при разработке малоактивных нефтей, концентрация реагента - 0,1-2,5 %, размер оторочки 10-25 % объема пор). Эта технология характеризуется невысоким коэффициентом нефтеотдачи;

- раствор щелочи и водорастворимые полимеры (применяется при

разработке неоднородных малопроницаемых пластов и для ограничения водопритока к скважине), при этом снижается адсорбция полимера, резко снижается подвижность пластовой воды, коэффициент вытеснения возрастает на 10-20 %. Оптимальная концентрация реагента в этой технологии - 0,1-0,5%. Оторочку растворов полимера и щелочи лучше проталкивать пресной водой);

- раствор щелочи и ПАВ (применяется при разработке месторождений с малоактивной нефтью, что приводит к снижению вязкости нефти на 15-20 %, а коэффициент вытеснения нефти увеличивается до 6%);

- раствор тринатрийфосфата (применяется даже с малоактивными нефтями). Эта технология приводит к улучшению смачиваемости породы водой, резкому снижению межфазного натяжения до 3-5 мН/м, увеличению коэффициента вытеснения на 3-12%. При взаимодействии раствора тринатрийфосфата с пластовой водой выпадают соли, закупоривающие высокопроницаемые слои, промывые при заводнении. Это приводит к улучшению фильтрационных характеристик пласта [30];

- раствор щелочи совместно с природными газами (применяется для устранения влияния вязкостной неустойчивости газа за счет образования в пласте эмульсий и пены);

- щелочно-силикатное заводнение (применяется для закупорки трещин и увеличения коэффициента охвата пласта воздействием);

- термощелочное заводнение (применяется для разработки месторождений с высоковязкими и высокоактивными нефтями. Приводит к устранению влияния вязкостной неустойчивости пара и улучшению нефтеотзывающих свойств. Коэффициент вытеснения нефти увеличивается до 15-25%): Является одной из наиболее перспективных технологий.

Однако наряду с положительным воздействием щелочей на фильтрационные характеристики нефтенасыщенного пласта наблюдаются некоторые факторы, снижающие эффективность их действия за счет образования малорастворимых осадков (солей кальция и магния), что ведет к уменьшению проницаемости пористой среды, а также за счет интенсивного поглощения щелочей набухающими глинистыми минералами, входящими в состав цемента породы-коллектора (смешано-слоистые минералы, монтмориллонит). Закачиваемая щелочь может реагировать с некоторыми силикатами, растворяя их. Этот процесс, хотя и протекает медленно, но его результаты труднопредсказуемы. Щелочной раствор легче всего реагирует с глинистыми чешуйками и кремнистыми образованиями, имеющими высокоразвитую поверхность. Увеличение

концентрации водорастворимых силикатов увеличивает вытесняющую способность раствора и, таким образом, повышает нефтеотдачу. При закачке в продуктивный пласт растворов щелочей (NaOH , Na_2CO_3) при смешении с жесткими пластовыми водами они могут образовывать осадки $\text{Ca}(\text{OH})_2$; $\text{Mg}(\text{OH})_2$; CaCO_3 ; MgCO_3 . Выпадение солей можно прогнозировать по химическому составу попутно добываемых вод, систематически отбираемых из всего фонда обводненных скважин на любой стадии разработки. Эти данные используются с применением статистических зависимостей концентрации ионов от минерализации с расчетами на ЭВМ по существующим программам. Необходимо отметить, что в ряде случаев ухудшение фильтрационной способности пород-коллекторов при щелочном заводнении используют для увеличения охвата пласта заводнением. Так, повышенное содержание набухающих глинистых минералов в пористой среде повышает коэффициент вытеснения нефти из породы раствором щелочи, по сравнению с применением в качестве вытесняющего агента, обычной воды. Это объясняется уменьшением размеров пор в промытой зоне вследствие набухания глины и увеличения охвата пласта заводнением. Коэффициент охвата пласта заводнением увеличивается (согласно специально разработанной сотрудниками УкрГипроНЕФТЬ технология щелочного заводнения) [41]. В пласт через нагнетательную скважину попеременно закачивается водный раствор каустической соды и пластовой воды, которые отделяются друг от друга буфером пресной воды. Изменение охвата пласта заводнением терригенных коллекторов Яснополянского горизонта Шигиритско-Гоханского месторождения Персидской области подтверждается сравнением профилей приемистости нагнетательной скважины 1 участка до и после нагнетания пресной водой и после заводнения щелочью. В первом случае соответственно коэффициент охвата 0,36 при P нагнетания 13 МПа; а в других случаях коэффициент охвата соответственно равнялся 0,73; 0,91; 0,63; 0,63 при давлении нагнетания 16; 8,5; 13 и 19,5 МПа. В заключение отметим, что по данным Б. И. Тульбовича щелочные растворы гидрофилизуют песчаники, известняки же не изменяют характера поверхности порового пространства. Выпадение в осадок карбонатов, гидроокислов или силикатов сопутствует щелочному заводнению, причем, определяющим является величина pH, изменяющаяся от 13,5 до 7,0 в разных точках пласта. Здесь следует остановиться на работе Хейнеманна З. и др. - "Изменение структуры порового пространства с помощью неорганических

гелей с целью повышения эффективности вытеснения нефти" (1982). Одной из характеристик процесса вытеснения несмешивающихся фаз в пористой среде является капиллярное число - безразмерный параметр $N_1 = U\mu/\sigma_{ow} \cos \theta$, где U - скорость вытеснения, м/с; μ - вязкость, мПа·с; θ - угол смачиваемости и σ_{ow} - межфазное натяжение между водой и нефтью Н/м. Для обычного водонапорного режима вытеснения эта величина составляет $N_1 \cdot 10^{-7}$. Заметное снижение остаточной нефти (ОН) может произойти лишь при увеличении N_1 с 10^{-1} до 10^{-3} . Однако повышение вязкости вытесняющей фазы уменьшает скорость вытеснения и произведение $U\mu$ возрастает незначительно. Для увеличения скорости вытеснения необходимо уменьшить поверхностное натяжение на 3-4 порядка, что в промышленном масштабе (поддерживать это состояние длительное время) практически невозможно. Тем не менее, снижение поверхностного натяжения на 1-2 порядка повысит эффективность всего процесса. Даже небольшое понижение поверхностного натяжения может оказаться эффективным, если поровые каналы, уже заполнены вытесняющей фазой, закрыты, а вытесняющий флюид, содержащий добавки химических реагентов будет нагнетаться по другим каналам. Т.е. если изменится структура порового пространства в нужное время, в нужном месте. Это реализуется при "регулируемом щелочном заводнении", предложенным А.М. Саремом [80]. 1% - раствор силиката натрия с высоким pH, реагируя с компонентами нефти, образует поверхностно активные вещества, снижая поверхностное натяжение и увеличивая подвижность нефти. Раствор метасиликата натрия понижает поверхностное натяжение между водой и нефтью, меняет смачиваемость породы в сторону, благоприятную для воды. В концентрированном растворе метасиликат натрия улучшает вязкостное отношение и вытесняет ту часть остаточной нефти, которая может быть вытеснена в соответствии с повышением капиллярного числа. 11% - порция разбавленного раствора хлорида кальция, нагнетаемая после силиката, дает поливалентные катионы для реакции с ортосиликатом в результате образуется довольно устойчивый тонкозернистый осадок в высокопроницаемых каналах, залечивая их и снижая проницаемость. Порция метасиликата натрия и последующая порция раствора хлорида кальция диспергируются друг в друге и дают гелеподобный осадок большого объема, частично блокируя поровые каналы. Градиент давления локально возрастает, и раствор хлорида кальция удаляет ранее неподвижные нефтяные вкрапления. Раствор метасиликата

продвигается перед этим нефтяным вкраплением, понижая поверхностное натяжение, между нефтью и водой, а за ним следует раствор хлорида кальция. Если нефтяные вкрапления по каким-то причинам останавливаются, оба раствора (метасиликат натрия и хлорид кальция) приходят в соприкосновение, градиент давления увеличивается, и вкрапления нефти вновь движутся. Этот механизм вытеснения, по мнению авторов, не вытесняет диспергированную нефть в виде капель в поровом пространстве, т.к. блокировка окружающих "водоносных" каналов приводит лишь к дополнительным помехам на пути этих капель. В этом процессе вытесняются нефтяные вкрапления, размеры которых охватывают участок породы в несколько пор. Размер необходимо уточнить. Уже промытые каналы остаются между вкраплениями, заставляя вытесняющую фазу с добавками удалять вкрапления по другим каналам, что вызывается изменением структуры порового пространства в нужном месте, в нужное время.

Раствор NaOH при температуре выше 75°C вступает в активное взаимодействие с породообразующими минералами песчаника, с образованием аллюмосиликатных соединений. В связи с этим изменяется пористость и проницаемость коллектора в зависимости от его минералогического состава. При этом возможно и улучшение и ухудшение коллекторских свойств. Скорость реакций взаимодействия коллектора и количество продуктов этой реакции зависит от минералогического состава пород и температуры процесса.

2.3.4. Нагнетание водных растворов кислот ($\text{H}_2\text{SO}_4, \text{HCl}$)

Метод нагнетания водных растворов кислот заключается в создании в пласте оторочки концентрированной серной кислоты, проталкиваемой водой. Метод разработан в 70-х годах и применяется в основном на месторождениях Татарии (метод разработан в ТатНИПИнефть). Основными механизмами вытеснения нефти являются:

- снижение межфазного натяжения;
- адсорбция анионоактивных ПАВ, которые образуются в результате взаимодействия серной кислоты с нефтью;
- закупорка промытых водой высокопроницаемых каналов (за счет образования малорастворимых кристаллов солей: сульфата и сульфоната кальция);

- снижение вязкости нефти (за счет выделения тепла при взаимодействии кислоты с пластовой водой. Температура в пласте может повышаться до 100°C);
- растворение карбонатных компонентов серной кислотой приводит к образованию двуокси углерода: на 1 т H_2SO_4 образуется до 0.4 т CO_2 , что способствует проявлению механизма вытеснения нефти углекислым газом и к увеличению проницаемости поровых каналов.

Основные технологии нагнетания водных растворов серной кислоты:

- закачка технической серной кислоты (93%-ой концентрации);
- закачка алкилированной серной кислоты (отходы химического производства).

При нагнетании водного раствора серной кислоты коэффициент нефтеотдачи увеличивается до 11.2%. Существенными недостатками этого метода является гипсообразование, приводящее к выпадению гипса в скважинах, коррозии оборудования и разрушению цемента в пласте [29].

Серная кислота активно реагирует с углеводородами ароматического ряда, а также с парафиновыми углеводородами. Продукты этих реакций в основном находятся в кислом гудроне; а полученные ПАВ способствуют увеличению фазовой проницаемости для воды, проталкиваемой вслед за оторочкой.

На успешность осуществления этого метода большое влияние оказывает карбонатность коллекторов. Карбонаты, содержащиеся в пласте, позволяют нейтрализовать H_2SO_4 при ее подходе к добывающим скважинам. Последнее очень важно с точки зрения предотвращения коррозии добывающих скважин. Таким образом, содержание карбонатов определяет, в конечном итоге, концентрацию нагнетаемой в пласт оторочки кислоты. Количество реализуемых проектов с использованием данного метода не превышает 20.

В результате солянокислотных обработок продуктивного пласта отмечаются необратимые изменения структуры порового пространства и увеличение фильтрационных способностей пород. Интенсивность этих преобразований зависит от литологических особенностей пород, качества, типа и состава цемента и компонентного состава карбонатов. После обработки соляной кислотой проницаемость мелко-средне-зернистых песчаников с глинистым, карбонатным цементом порового и

порово-базельного типа увеличилась в 3,5 раз, пористость возросла в 1,6 раза. Концентрация соляной кислоты не влияет на эффективность обработки (В.М. Бортницкая и Э.О. Алешкина) [7]. При солявокислотной обработке происходит растворение не только карбонатного цемента, но и цемента, сложенного хлоритом, как это наблюдалось в породах пластов БВ₈ Самотлорского месторождения и БС₆ Правдинского месторождения Среднего Приобья. В результате частичного растворения пленочного хлоритового цемента улучшается структура порового пространства пород и повышается производительность скважин.

Согласно исследованиям Г.Б. Выхигина [12], (по 40 месторождениям Куйбышевской области) солянокислотные обработки продуктивных пород под давлением отрицательно влияют на полноту извлечения нефти из пласта за счет создания в них каналов растворения дренажной системы между скважинами, что приводит к резкому обводнению их продукции. С увеличением объема закачиваемой кислоты проницаемость пород возрастает в одном направлении, в сторону более высокого градиента давления. Эти каналы, как правило, направлены по плоскости напластования и имеют извилистый характер. Г.Б. Выхигин показал, что полнота и темп извлечения нефти из карбонатных отложений Куйбышевского Поволжья значительно снижаются (на 22-74 %) в зависимости от проницаемости коллекторов после солянокислотной обработки под давлением за счет "приобретенной неоднородности". В результате уменьшается охват пластов заводнением и вытеснение нефти водой.

Для предотвращения образования каналов растворения в карбонатных отложениях Г.Б. Выхигин рекомендует заменить обработку соляной кислотой под давлением, солянокислотной ванной, а где каналы сформированы, проводить разработку без заводнения. Целесообразность этого подтвердилась опытом разработки ряда месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам Куйбышевского Поволжья. По Калимовскому и Яблоневскому месторождениям отмечается увеличение диаметра ствола с 15 до 20-30 см после 10-20 лет эксплуатации и многократных СКО. Вся поверхность открытого ствола изъедена кавернами диаметром 2-3 мм.

2.3.5. Нагнетание водных растворов спирта

Этот метод разработан в Татарстаннефть. Основные механизмы

вытеснения нефти водным раствором спирта (аcetона) следующие:

- поглощение спиртом (аcetоном) связанной воды;
- поглощение воды, находящейся в межслоевом пространстве кристаллической решетки монтмориллонитовых глин;
- поглощение и вынос воды, приводящее к эффекту сжатия набухающих глин.

Указанные выше механизмы способствуют к увеличению относительной проницаемости по нефти.

Недостатки: эффект сжимаемости монтмориллонитовых глин обратимый. После прохождения оторочки спирта, если она продвигается по пласту водой, следует ожидать снижения проницаемости. Поэтому рекомендуется добавлять стабилизаторы глин в нагнетаемую вслед за оторочкой воду.

2.3.6. Мицеллярно-полимерное заводнение

Мицеллярно-полимерное заводнение - это метод вытеснения нефти, основанный на последовательном нагнетании оторочки мицеллярного раствора или микроэмульсии (с очень низким межфазовым натяжением) и оторочки водного раствора полимера. Оторочка полимера используется в качестве буфера подвижности для предотвращения прорыва незагушенной воды через высоковязкую оторочку мицелляра, языкообразования и размазывания оторочки мицелляра. Метод был разработан и испытан в США. С 1962 года этот метод находится в опытно-промышленной эксплуатации. Около 30 % всех терригенных залежей после процесса заводнения могут быть пригодны для применения этого метода. Основные ограничения, которые препятствуют широкому применению этого метода:

- строгая, жесткая последовательность проведения сложных технологических операций;
- высокая чувствительность к геолого-физическим параметрам: минерализации, солености, пластовой температуре;
- высокие требования к качеству воды, используемой для приготовления реагента;
- высокая стоимость основных компонентов мицеллярных растворов - нефтяных сульфатов и стабилизаторов спиртов.

При мицеллярно-полимерном заводнении основной механизм вытес-

нения нефти заключается в том, что высоковязкий мицеллярный раствор резко снижает межфазное натяжение до сверхнизких значений (до $0,001 \text{ мН/м}$). В результате этого устраняется действие капиллярных сил, и мицеллярный раствор как бы вбирает в себя воду и нефть. Повышенная вязкость мицеллярных растворов (которая изменяется от 10 до $2000 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) улучшает соотношение подвижностей нефти и вытесняемой жидкости и увеличивает коэффициент охвата пласта воздействием. Эффективность вышеуказанных механизмов вытеснения нефти резко снижается при наличии высокой концентрации солей кальция и магния в пластовой воде, а также в случае неоднородного строения нефтяных коллекторов [29].

Основные технологии мицеллярно-полимерно заводнения.

ПАВ могут образовывать мицеллы, которые облегчают смешивание нефти и воды между собой. Этот процесс носит название сольбилизации - процесса растворимости веществ (в т.ч. водонерастворимых веществ) в растворах ПАВ из-за их внедрения внутрь мицелл. Сольбилизация характеризует способность самопроизвольного растворения веществ, в обычных условиях в растворителе нерастворимых. С ростом концентрации ПАВ сольбилизация углеводородов возрастает. Напомним, что мицеллами называются конгломераты коллоидных ПАВ в растворителе. Параметром сольбилизации в мицеллярном растворе является отношение объема нефти к объему ПАВ. С одной стороны смесь, содержащая мицеллы, может определяться как микроэмульсия, т.к. в ней находятся диспергированные частицы субмикроскопического размера. С другой стороны, смесь обладает свойствами раствора, а именно, устойчивостью к осадкообразованию и оптической прозрачностью. Различают мицеллы с нефтяной основой, на поверхности которых находятся молекулы воды и мицеллы с водной основой, у которых на поверхности находятся молекулы нефти. Это объясняется тем, что при образовании мицеллы термодинамически устойчивые (лиофильные) группы развернуты к растворителю, а термодинамически неустойчивые (лиофобные) образуют ядро мицеллы. При такой организации обеспечивается минимальное межфазное натяжение на границе мицелла - среда. Наиболее распространенным растворителем является вода, поэтому чаще всего встречаются мицеллы типа "нефть в воде".

Основными компонентами, кроме ПАВ, воды и углеводородных жидкостей (газ, нефть, керосин) являются:

- содгергент - спирт, который служит для стабилизации раствора.

вытеснения нефти водным раствором спирта (ацетона) следующие:

- поглощение спиртом (ацетоном) связанной воды;
- поглощение воды, находящейся в межслоевом пространстве кристаллической решетки монтмориллонитовых глин;
- поглощение и вынос воды, приводящее к эффекту сжатия набухающих глин.

Указанные выше механизмы способствуют к увеличению относительной проницаемости по нефти.

Недостатки: эффект сжимаемости монтмориллонитовых глин обратимый. После прохождения оторочки спирта, если она продвигается по пласту водой, следует ожидать снижения проницаемости. Поэтому рекомендуется добавлять стабилизаторы глин в нагнетаемую вслед за оторочкой воду.

2.3.6. Мицеллярно-полимерное заводнение

Мицеллярно-полимерное заводнение - это метод вытеснения нефти, основанный на последовательном нагнетании оторочки мицеллярного раствора или микроэмульсии (с очень низким межфазовым натяжением) и оторочки водного раствора полимера. Оторочка полимера используется в качестве буфера подвижности для предотвращения прорыва незагущенной воды через высоковязкую оторочку мицеллара, языкообразования и размазывания оторочки мицеллара. Метод был разработан и испытан в США. С 1962 года этот метод находится в опытно-промышленной эксплуатации. Около 30 % всех терригенных залежей после процесса заводнения могут быть пригодны для применения этого метода. Основные ограничения, которые препятствуют широкому применению этого метода:

- строгая, жесткая последовательность проведения сложных технологических операций;
- высокая чувствительность к геолого-физическим параметрам: минерализации, солености, пластовой температуре;
- высокие требования к качеству воды, используемой для приготовления реагента;
- высокая стоимость основных компонентов мицеллярных растворов - нефтяных сульфатов и стабилизаторов спиртов.

При мицеллярно-полимерном заводнении основной механизм вытес-

нения нефти заключается в том, что высоковязкий мицеллярный раствор резко снижает межфазное натяжение до сверхнизких значений (до 0,001 мН/м). В результате этого устраняется действие капиллярных сил, и мицеллярный раствор как бы вбирает в себя воду и нефть. Повышенная вязкость мицеллярных растворов (которая изменяется от 10 до 2000 мПа·с) улучшает соотношение подвижностей нефти и вытесняемой жидкости и увеличивает коэффициент охвата пласта воздействием. Эффективность вышеуказанных механизмов вытеснения нефти резко снижается при наличии высокой концентрации солей кальция и магния в пластовой воде, а также в случае неоднородного строения нефтяных коллекторов [29].

Основные технологии мицеллярно-полимерно заводнения.

ПАВ могут образовывать мицеллы, которые облегчают смешивание нефти и воды между собой. Этот процесс носит название сольбилизации - процесса растворимости веществ (в т.ч. водонерастворимых веществ) в растворах ПАВ из-за их внедрения внутрь мицелл. Сольбилизация характеризует способность самопроизвольного растворения веществ в обычных условиях в растворителе нерастворимых. С ростом концентрации ПАВ сольбилизация углеводородов возрастает. Напомним, что мицеллами называются конгломераты коллоидных ПАВ в растворителе. Параметром сольбилизации в мицеллярном растворе является отношение объема нефти к объему ПАВ. С одной стороны смесь, содержащая мицеллы, может определяться как микроэмульсия, т.к. в ней находятся диспергированные частицы субмикроскопического размера. С другой стороны, смесь обладает свойствами раствора, а именно, устойчивостью к осадкообразованию и оптической прозрачностью. Различают мицеллы с нефтяной основой, на поверхности которых находятся молекулы воды и мицеллы с водной основой, у которых на поверхности находятся молекулы нефти. Это объясняется тем, что при образовании мицеллы термодинамически устойчивые (лиофильные) группы развернуты к растворителю, а термодинамически неустойчивые (лиофобные) образуют ядро мицеллы. При такой организации обеспечивается минимальное межфазное натяжение на границе мицелла - среда. Наиболее распространенным растворителем является вода, поэтому чаще всего встречаются мицеллы типа "нефть в воде".

Основными компонентами, кроме ПАВ, воды и углеводородных жидкостей (газ, нефть, керосин) являются:

- содгергент - спирт, который служит для стабилизации раствора.

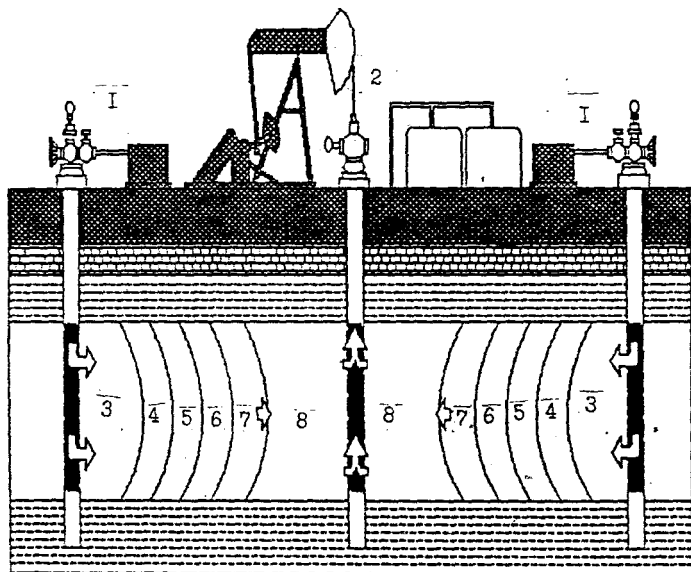


Рис. 2.21. Схема вытеснения нефти при мицеллярно-полимерном заводнении: 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- проталкивающая жидкость (вода); 4- буфер (пресная вода); 5- раствор полимера; 6- мицеллярный раствор; 7- вал нефти; 8- зона первоначального состояния пласта

регулирования вязкости и улучшения процессов соллюбилизации воды или нефти;

- электролит - хлорид натрия или сульфонат аммония для регулирования вязкости раствора.

В настоящее время используют в основном две технологии:

- нагнетание высококонцентрированных мицеллярных растворов, которые содержат 8-10% сульфоната, 2-3% стабилизатора и до 50-70% углеводов. Размер оторочки - 5-15% объема пор;

- нагнетание малоконцентрированных водных мицеллярных растворов, которые содержат 2% сульфоната, 3% углеводов и 0,1% стабилизатора. Эти растворы не смешиваются с нефтью, хотя и обеспечивают сверхнизкое межфазовое натяжение. Размер оторочки - 20-50% от размера пор.

Прогнозная добыча нефти за счет применения мицеллярно-полимерного заводнения за рубежом в 1993 году составит 300 м³/сут. [29].

На рис. 2.21 представлена схема вытеснения нефти из гидрофильной пористой среды. В этом случае из рассеянной остаточной нефти, оставшейся после заводнения, перед фронтом мицеллярной оторочки формируется зона нефтяного вала (разрозненные капельки нефти сливаются в непрерывную среду). За нефтяным валом накапливается вода и образуется водяной вал. За водяным валом движется оторочка мицеллярного раствора. Эту оторочку проталкивают буферной жидкостью - оторочкой полимера. Нефтенасыщенность за оторочкой мицелляра и полимера очень маленькая. На фронте оторочки раствор мицелляра контактирует с небольшим количеством воды и нефти. Значительная часть нефти даже не контактирует с мицеллярным раствором. Буферную жидкость нагнетают с целью повышения равномерного охвата заводнением. За буферной жидкостью нагнетают обычную воду до конца разработки (в основном 10-15 лет).

В гидрофобной пористой среде водяной и нефтяной вал могут поменяться местами. При наличии высокоминерализованной пластовой воды перед оторочкой мицеллярного раствора могут нагнетать оторочку пресной или слабоминерализованной воды с хлористым натрием.

В настоящее время используют в основном две технологии:

- нагнетание высококонцентрированных мицеллярных растворов с размером оторочки 5-15 % от объема пор и объемом буфера - 30-60 %.

- нагнетание малоконцентрированных водных мицеллярных растворов с размерами оторочки - 20-50 % порового объема.

2.4. Газовые методы воздействия

На успешность применения газовых методов в основном оказывает влияние глубина залегания (условие смешимости газовых агентов с пластовой нефтью), толщина и литология пласта. Пласт должен характеризоваться высокой проницаемостью при значительных давлениях. Дополнительная добыча нефти за счет применения газовых методов составила 19,355 млн. т в 1989 году.

2.4.1. Нагнетание двуокиси углерода.

Метод нагнетания CO_2 основан на способности двуокиси углерода растворяться как в воде, так и в нефти. Использование двуокиси углерода для извлечения нефти началось с конца 40-х годов и сейчас является одним из немногих МВ, который применяется в промышленной разработке залежей нефти.

Факторами ограничивающими использование CO_2 являются:

- выпадение осадков в пласте;
- коррозия нефтепромыслового оборудования;
- трудности транспортирования, хранения больших объемов CO_2 ;
- поглощение CO_2 в пласте (до 70% от закачиваемого объема);
- отсутствие ресурсов CO_2 в районе размещения нефтяной залежи.

Вытеснение нефти при нагнетании двуокиси углерода происходит за счет действия следующих механизмов:

- изменения вязкости нефти и воды. Вязкость нефти в значительной степени уменьшается, в то время как вязкость воды незначительно увеличивается (на 1,2-1,3). Это и приводит к существенному улучшению соотношения подвижностей нефти и воды и увеличению охвата пласта на 8-20%;

- увеличение объема нефти в 1,5-1,7 раза (за счет ее обогащения углекислым газом). Это способствует эффективному вытеснению нефти и достыку остаточной нефти. Особенно сильно сказывается увеличение объема нефти при разработке залежей легкой нефти.

- незначительное увеличение плотности нефти;

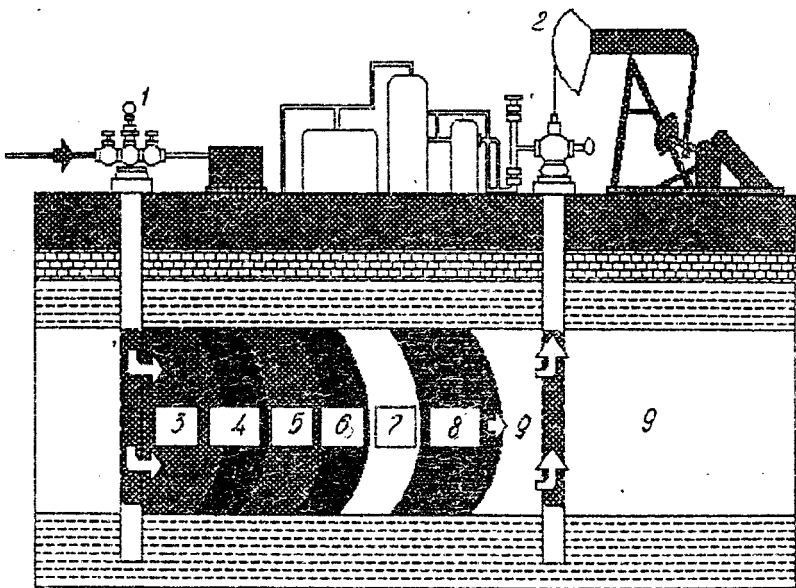


Рис. 2. 22. Схема вытеснения нефти CO_2 : 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- проталкивающая жидкость (вода); 4- зона газа; 5- зона воды; 6- зона газа; 7- зона смешения; 8- вал нефти; 9- зона первоначального состояния пласта

- смешиваемость CO_2 и нефти, которая характеризуется процессом испарения углеводородов из нефти в CO_2 . Под смешиваемостью понимается способность CO_2 и нефти смешиваться в неограниченной пропорции и образовывать единую фазу с отсутствием поверхности раздела между ними. В двуокиси углерода могут растворяться углеводороды от C_6 до C_{30} , что важно для разработки высоковязких тяжелых нефтей;

- снижение межфазного натяжения на границе нефть-вода, что улучшает смачиваемость пород водой и отрыв пленок нефти;

- образование угольной кислоты (H_2CO_3) при растворении CO_2 в воде, которая способна растворять некоторые виды цемента и карбонатные породы. При этом происходит увеличение проницаемости пород: проницаемость песчаников увеличивается на 5-15%, а карбонатов на 6-75%. Наиболее существенными факторами, влияющими на успешность применения метода CO_2 , являются вязкость пластовых жидкостей, небольшая нефтенасыщенность и гетерогенность пласта [74, 79].

Если CO_2 находится в газовой фазе, то он растворяется в воде и нефти и обратно, если CO_2 находится в жидкой фазе - вода растворяется в углекислом газе, а легкие компоненты нефти переходят в газовую фазу.

Факторы, ограничивающие использование CO_2 :

- снижение охвата пластов (по сравнению с обычным заводнением);

- неполная смешимость с нефтью, при этом в CO_2 растворяются легкие углеводороды (тяжелые фракции нефти остаются в пласте);

- коррозия скважин;

- утилизация CO_2 .

Механизм вытеснения нефти CO_2 имеет свои особенности в зависимости от того, является процесс вытеснения смешивающимся или несмешивающимся. Схема вытеснения нефти двуокисью углерода представлена на рис. 2.22. В случае несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения нефти ниже, чем при смешивающемся вытеснении. Вследствие того, что в пласте имеет место трехфазная фильтрация, характеризуемая повышенным фильтрационным сопротивлением, коэффициент охвата пласта воздействием выше при полном смешивании. Целесообразность применения несмешивающегося вытеснения нефти CO_2 обусловлена более низкой стоимостью процесса и требуемым давлением нагнетания. В процессе смешивающегося вытеснения нефти

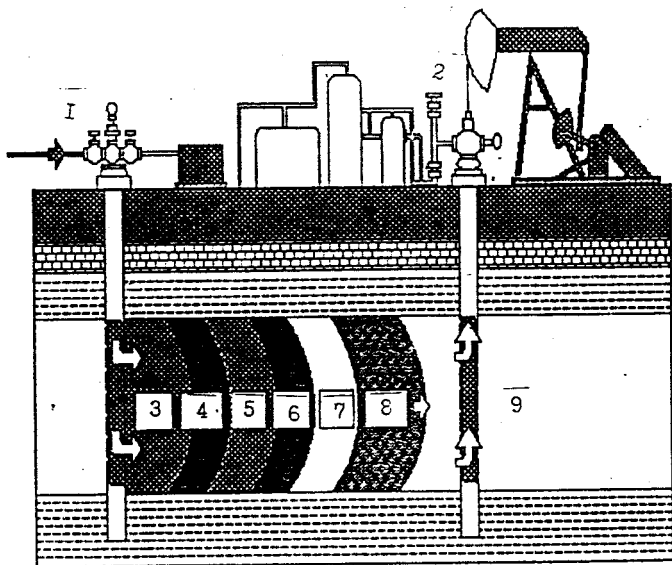


Рис. 2.23. Схема вытеснения нефти карбонизированной водой: 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- зона газа и воды; 4- зона газа; 5- зона газа и воды; 6- зона газа; 7- зона смешения; 8- вал нефти; 9- зона первоначального состояния пласта

двуокиси углерода происходит растворение CO_2 в нефти и в воде. В первом случае, происходит набухание нефти, уменьшение ее вязкости и улучшение подвижности и капиллярного впитывания воды пористой средой. Во втором случае, происходит некоторое возрастание вязкости воды и уменьшение ее подвижности, снижение поверхностного натяжения на границе раздела фаз нефть-вода. Природный газ и азот, закачиваемые вместе с CO_2 , ухудшают условия смешиваемости. Метод нагнетания CO_2 эффективно реализуется на месторождениях США, и в настоящее время по уровню добычи нефти занимает третье место после метода закачки пара. Причем 98 % от добычи нефти этим методом приходится на смешивающееся вытеснение нефти CO_2 и только 2% - на несмешивающееся вытеснение. Прогнозная оценка добычи нефти за счет за счет нагнетания CO_2 в США в 1993 г. - 23 500 м³/сут [29, 74].

Метод нагнетания CO_2 наиболее целесообразно применять на месторождениях с глубиной залегания до 7000 м, с высоким пластовым давлением (свыше 13 МПа) и степенью обводненности, с невысокой вязкостью нефти.

Основные технологии:

- непрерывное нагнетание CO_2 ;
- нагнетание воды, насыщенной CO_2 (до 3-5%) (карбонизированное заводнение) (см. рис. 2.23) ;
- вытеснение оторочкой CO_2 (размер оторочки 0,1-0,3 объема пор);
- чередующиеся оторочки CO_2 и воды для снижения азыкообразования;
- циклическая закачка углекислого газа и воды;
- совместное нагнетание CO_2 и ПАВ.

Главные проблемы при использовании метода CO_2 связаны с наличием источников получения CO_2 вблизи от расположения месторождения, с его транспортировкой, а также с отделением CO_2 от нефти и его регенерацией для последующей закачки.

Как показали исследования на примере продуктивных коллекторов триаса месторождений Северного моря, девона месторождений Урало-Поволжья, при нагнетании CO_2 в продуктивные пласты песчаников и карбонатных пород происходит изменение карбонатности и глинистости пород и, как следствие, изменение пористости и проницаемости. Так, в коллекторах Д₁ Ромашкинского и Сергеевского месторождений под действием нагнетаемой двуокиси углерода

карбонатность сократилась в 2 раза, а содержание глинистого материала на 15-70%. При этом наблюдалось незначительное увеличение открытой пористости и существенное до 75% увеличение проницаемости. На примере продуктивных пластов месторождений Северного моря установлено появление каналов растворения в породах, содержащих CaCO_3 , что приводит к увеличению проницаемости пласта и изменению концентрации растворенных газов. При увеличении температуры процесс растворения становится более активным. Большое влияние на ход процесса оказывает структурная неоднородность пород, а присутствие в поровом пространстве остаточной нефти тормозит его. Наряду с положительным действием CO_2 при закачке его в пласт инициируется выпадение в осадок асфальто-смолистых веществ из нефти, что наблюдается, в частности, в пласте A_3 Козловского и B_2 Радаевского месторождений. Это осаждение снизило проницаемость пород и осложнило извлечение нефти из пласта. Нагнетание CO_2 в пласт наиболее целесообразно осуществлять для залежей с пластовым давлением порядка 20 МПа и более, т.е. на глубинах более 1000 м в залежах с относительно низкой вязкостью - менее 5 мПа·с и небольшой мощности до 10-15 м.

2.4.2. Смешивающееся нагнетание углеводородных растворителей

В 1989 г. дополнительно добытая нефть за счет применения метода нагнетания углеводородных растворителей составила 11460 тыс. т в год (без стран Европы и Ближнего Востока). Количество объектов, на которых осуществлялся этот метод, достигло 75 [9]. Он в основном применяется в полого залегающих, рифовых залежах с карбонатным типом коллектора. Основными геологическими критериями успешности применения метода являются глубина залегания и толщина пласта. Это связано с необходимостью достижения определенных условий (а именно, достижения минимального давления смешиваемости агента с нефтью). Ограничения по толщине, в основном, вытекают из необходимости обеспечить высокую проницаемость пласта при значительных давлениях и не допустить его разрыва.

Различают две основные технологии:

- горизонтальную (для пологозалегающих залежей большой площади);

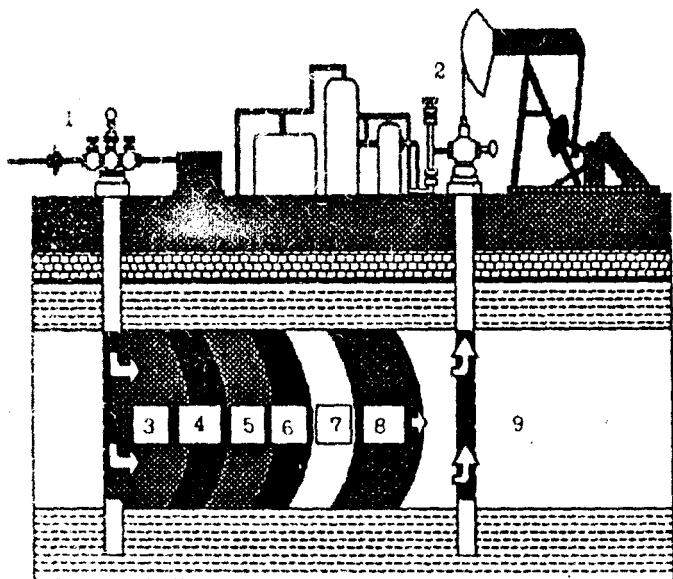


Рис. 2. 24. Схема вытеснения нефти азотом: 1- нагнетательная скважина; 2- добывающая скважина; 3- вода; 4- азот; 5- вода; 6- азот; 7- зона смешивания; 8- вал нефти; 9- зона первоначального состояния пласта

- вертикальную (для рифовых залежей большой мощности или крутопадающих пластов) [38].

Нагнетание углеводородных растворителей, в основном, происходит по вертикальной технологии (около 80% всех проектов).

2.4.3. Нагнетание углеводородных (природных) газов и азота

Механизм вытеснения нефти углеводородными (природными) газами и азотом, в основном аналогичен вытеснению нефти двуокисью углерода [45]. В то же время имеется ряд особенностей. Так, условия полного смешивания газов с нефтью достигаются при более высоких давлениях по сравнению с двуокисью углерода. Углеводородный газ смешивается с нефтью при давлениях порядка 25-35 МПа, а азот - при давлении 36-50 МПа. Кроме того, азот легче смешивается с легкой нефтью, чем с тяжелой, и плохо растворим в воде. Все это приводит к тому, что коэффициент вытеснения нефти азотом ниже коэффициента вытеснения нефти при использовании природного газа и тем более двуокиси углерода (примерно на 4-7%). (На рис. 2.24 представлена схема вытеснения нефти азотом). Эффективность несмешиваемого вытеснения нефти азотом и углеводородным газом также ниже вытеснения нефти двуокисью углерода. Добавление CO_2 к нагнетаемому природному газу или азоту заметно увеличивает нефтеотдачу [17]. В газовых залежах количество азота может достигать 25% и может быть использован для разработки месторождений с легкой нефтью.

Углеводородный газ, в основном, применяют для добычи легких нефтей и для доразработки нефтяных залежей после заводнения. Эффективность вытеснения нефти природным газом тем выше, чем больше этан-пропан-бутановых компонентов в составе нагнетаемого газа. Источником природного газа может служить либо нефтяной газ, либо газ газовых напок, либо газ из газовых месторождений. Нагнетание обогащенного газа, в основном, реализуется на пластах рифового типа с легкой нефтью, на значительных глубинах (от 2000 м и выше), со значительной нефтенасыщенной толщиной (обыч. 50 м) и пористостью более 0.07 долей единиц. Этот метод используется, в основном, как вторичный МУН пластов. Кроме того, для достижения более полного смешивания газа с нефтью в газовый поток добавляют ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов).

Объем оторочки в успешных проектах составлял до 35-40% порового объема, а дополнительная нефтеотдача за счет применения метода достигала 12-30% от начальных извлекаемых запасов.

Нагнетание углеводородных газов перспективно для разработки рифогенных и пологозалегающих месторождений с легкой нефтью. Прогнозная добыча нефти за счет применения этого метода составит в 1993 году 3100 м³/сут. В основном, перспектива его применения зависит от цен на углеводородные газы и нефть.

В 1989 году дополнительная добыча нефти за счет нагнетания углеводородных газов составила 590 тыс. т в год (без учета стран Европы и Ближнего Востока) и осуществлялась на 6 опытно-промышленных участках общей площадью 4.9 тыс. га [9].

Источником азота могут служить либо дымовой газ, содержащий свыше 85% азота, либо азот, получаемый путем фракционной прокачки жидкого воздуха. Дымовой газ получают при сжигании природного газа в паровом котле. Отметим, что при этом объем получаемого дымового газа почти в 9 раз превышает объем сжигаемого природного газа. Дополнительно добытая нефть за счет применения метода нагнетания азота и дымовых газов достигла в 1989 г. - 1975 тыс. т (без стран Европы и Ближнего Востока). Этот метод осуществлялся на 12 объектах.

2.5. Микробиологические методы воздействия

Микробиологическими методами воздействия (МБМВ) называются такие МВ, при которых используется жизнедеятельность микроорганизмов (бактерий) непосредственно в пласте для добычи нефти.

Основные механизмы вытеснения нефти с использованием МБМВ:

- образование био-ПАВ, что приводит к снижению межфазного натяжения на границе раздела фаз нефти и воды, нефти и горной породы;
- образование различного вида кислот, которые расширяют поровые каналы горных пород;
- повышение пластового давления - $P_{пл}$ за счет выделения микроорганизмами газов N_2 , CO_2 , CH_4 , H_2 ;
- выделение газообразных продуктов способствует снижению соотношения подвижностей воды и нефти, в силу увеличения подвижности нефти $\lambda = \frac{K_n}{\mu_n} \mu_n$;

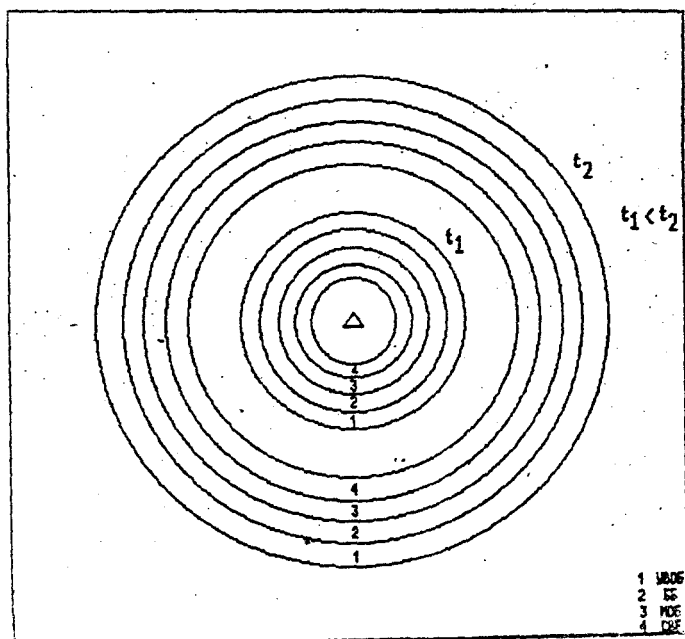
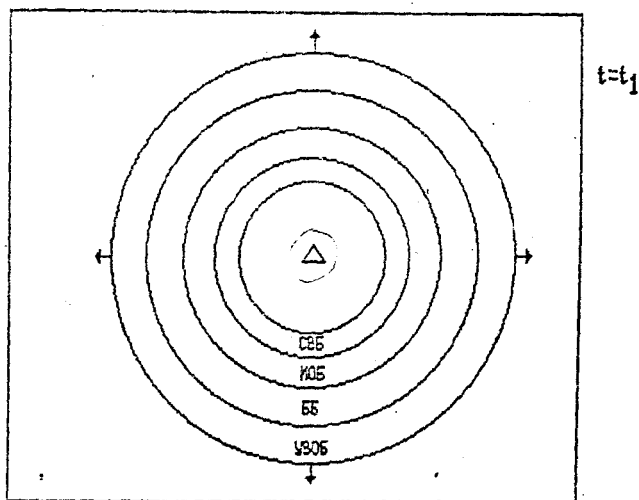


Рис.2.25. Схема движения метаболитов (продуктов жизнедеятельности) бактерий (а) и схема положений "визуальных колец" во времени (б): СВБ - сульфатовосстанавливающие бактерии; МОБ - метанообразующие бактерии; ББ - бродильные бактерии; УВОВ - угреводородоокисляющие бактерии

изменение смачиваемости породы водой.

Росанова Е. Е. и Назина Т. Н. обращают внимание на следующие типы бактерий:

- УВОВ - углеводородоокисляющие бактерии, которые развиваются в аэробной зоне, т.е. в зоне, где присутствует кислород;
- ББ - бродящие бактерии, живущие в аэробной и анаэробной зоне;
- МОБ - метанообразующие бактерии, которые развиваются в анаэробной зоне, т.е. в зоне, в которой кислорода не хватает;
- СВБ - сульфатовосстанавливающие бактерии, развивающиеся в анаэробной зоне.

ММБ - это процесс многоуступчатый. В зоне развития УВОВ происходит поглощение углеводородов, содержащихся в нефти, и кислорода. Продукты жизнедеятельности УВОВ служат питательной средой для ББ. Спирты, H_2/CO_2 , метан, которые образовались в зоне ББ, частично поглощаются МОБ. В общих чертах схему развития зон жизнедеятельности микроорганизмов можно представить, как это показано на рисунке 2.25.

Механизм микробной деградации нефти (по Davis, 1946).

Углеводороды разлагаются микроорганизмами и превращаются в жирные кислоты, которые, в свою очередь, могут быть использованы микробами в виде пищи. Жирные кислоты ускоряют процесс эмульгирования нефти. Скорость деградации связана с популяцией микроорганизмов. С ростом популяции увеличивается деградация. Росту популяции микроорганизмов способствует ввод дополнительного питания в виде неорганического азота и фосфора. При недостатке азота и фосфора бактерии поедают другие органические молекулы, а не углеводороды. Кстати сказать, среди бактерий различают примерно 6 миллионов органических молекул и веществ, которые создаются в живых организмах. Инициатор внедрения МБВ для добычи нефти профессор Клод Зо Белл отмечал, что почти все углеводороды окисляются под воздействием определенных бактерий. Он назвал эти популяции полифагоцитозными образцами, которые могут окислять большое количество нефтяных фракций. Бактериальное окисление минеральной нефти может достигать 35-360 граммов на $1 м^3$ в год (Оппенгеймер К., 1989).

Положение охвата био-реактора в ЦЭС со временем изменяется. При этом часто образуются так называемые "ведьмины кольца". Зоны развития УВОВ, ББ, МОБ, СВБ можно условно назвать областями био-ре-

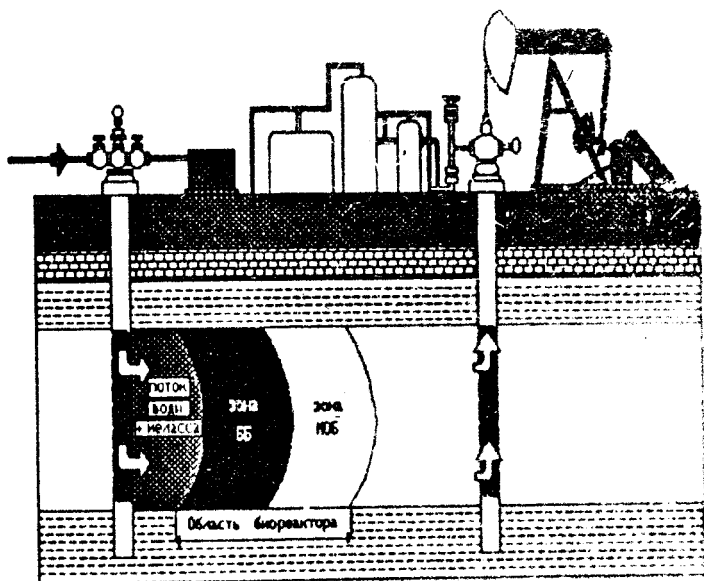


Рис. 2. 26. Схема вытеснения нефти при мелассовом заводнении

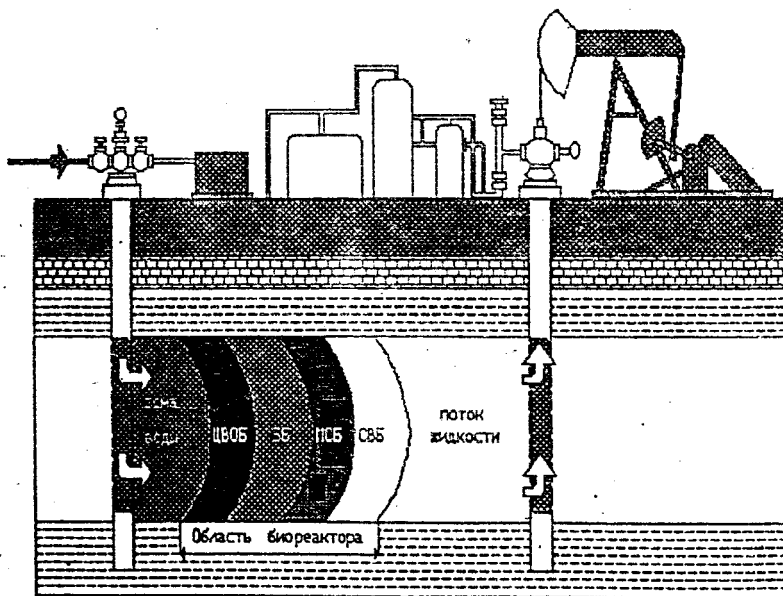


Рис. 2.27. Схема вытеснения нефти при реализации метода активизации пластовой микрофлоры

актера (см. рис. 2.26 и 2.27). Так как эта область мала по сравнению с характерными размерами базисных элементов СРС, то характерное время жизнедеятельности микроорганизмов мало по сравнению со сроком разработки этого элемента.

2.5.1. Нагнетание био-ПАВ.

Наиболее распространенные био-ПАВ - это эмульсанты, анионные липолисахариды (из рода *Acinetobacter*).

Применение метода нагнетания био-ПАВ приводит к снижению поверхностного натяжения на контакте вода - нефть (до 1 мН/м). При этом величина критической концентрации мицеллообразования (ККМ) составляет от 0,01 до 1,5 г/л. Био-ПАВ снижает вязкость нефти на 95-98% и увеличивает ее объем в 2-3 раза. Био-ПАВ стабильны при высоких температурах (до 90°C) и повышенной концентрации солей. В отличие от синтезированных ПАВ они поддаются биоразложению, что немаловажно с точки зрения экономики и экологии. При нагнетании био-ПАВ происходит эмульгирование углеводородов, изменение гидрофобных свойств поверхности, отмывание пленки нефти с поверхности породы, стоимость био-ПАВ составляет в среднем 30% от стоимости ПАВ.

2.5.2. Нагнетание биополимеров

Нагнетание биополимеров приводит к росту величины коэффициента нефтеотдачи вследствие:

- увеличения вязкости растворов до 1000 мПа·С (и, следовательно, уменьшения соотношения подвижностей воды и нефти);
- уменьшения фазовой проницаемости для загущенной воды;
- закупорки трещин и высокопроницаемых зон.

В настоящее время широко применяют следующие биополимеры: ксантан, склероглюкан, полисахарид S-130, которые характеризуются более высокой устойчивостью в средах с повышенной концентрацией солей и пластовой температурой, незначительной адсорбцией, стабильностью в широком диапазоне pH, устойчивостью к механической и окислительной деструкции по сравнению с химически синтезированными полимерами. Биополимеры образуются микроорганизмами. Биополимеры

незначительно деградируют при нагнетании. Биополимеры защищают последние от пересыхания и действия других микроорганизмов. Для РНМ наиболее важны внеклеточные биополимеры, такие как ксантан, который производят микроорганизмы семейства *xanthomonas campestris*, и склероглюкан, образуемый грибом *sclerotium Glucanicum*. Ксантаны и глюканы получают из ферментационной жидкости, в виде порошка высокой растворимости и фильтруемости. Для избежания мутации микроорганизмов должен соблюдаться специальный режим. Глюканы получают в концентрации более низкой, чем ксантаны (до 22%).

В отличие от искусственных полимеров (ПАА) биополимеры обладают высокой устойчивостью к многовалентным ионам кальция и магния и их вязкость с ростом солености даже несколько повышается. При низкой солености ксантаны плохо образуются, но по мере роста солености адсорбция повышается. Адсорбция ксантана в присутствии глинистых минералов высокая. При высоких значениях pH устойчивость ксантанов к солям магния и кальция снижается, вследствие наличия в боковой цепи групп пировиноградной кислоты. Молекулярный вес ксантанов ($1+3$ млн) незначительно изменяется при высоких скоростях сдвига. Ксантаны не применяются в пластах с низкой проницаемостью ($\approx 0,005$ мкм²) и температурах $> 70^{\circ}\text{C}$. В присутствии кислорода и ионов железа ксантан поддается разложению. Биополимеры так же, как и полиакриламиды, могут свиваться с созданием ВУС при использовании солей поливалентных металлов.

2.5.3. Нагнетание микроорганизмов с циклическим вводом питания и мелассное (мелассное) заводнение

Нагнетание микроорганизмов с циклическим вводом питания, а также микробное (мелассное) заводнение предназначены для добычи вязких нефтей (от 30 до 100 мПа·с). Вытеснение нефти из пористых сред в этом случае происходит за счет проявления следующих механизмов:

- изменения межфазного натяжения;
- генерации био-ПАВ и CO_2 ;
- изменения капиллярного давления;
- вытеснения нефти из застойных зон.

Микроорганизмы хорошо развиваются, если диаметр пор в 2 раза больше диаметра организмов. При взаимодействии микрофлоры с нефтью

образуются органические кислоты (уксусная, пропионовая, масляная); растворители (альдегиды, алкоholes, ацетон); метан, пропан, CO_2 , CO , N_2 , H_2 , H_2S .

Мелассное заводнение в основном используется для разработки карбонатных коллекторов (известняки, доломиты) вследствие значительных объемов CO_2 , которые могут быть получены от микроорганизмов. Схема вытеснения нефти при мелассном заводнении представлена на рис. 2.27, а при реализации метода активизации пластовой микрофлоры на рис. 2.26.

Расположение зон микроорганизмов носит обратный характер относительно зон движения (или распространения) метаболитов (рис. 2.25). Это связано с тем, что УВОб получают необходимые продукты (азот, фосфор, кислород) для поддержания своей жизнедеятельности вместе с потоком нагнетаемой воды. А растворимые и нерастворимые продукты их жизнедеятельности сносятся потоком воды в зону развития ББ. Такие продукты жизнедеятельности ББ, как сода, карбонаты, ацетат и спирты - являются пищей для МОБ, а сульфаты - это питательная среда для СВБ.

Описанный выше процесс характерен для метода активизации естественной микрофлоры. В случае реализации мелассного заводнения, как видно из рисунка 2.27, образуются только две зоны. Зона нагнетаемых ББ и зона совместного развития МОБ и СВБ.

Микроорганизмы весьма разборчивы в поглощении различных компонентов углеводородов, которые содержатся в нефти. За одинаковый промежуток времени микроорганизмы поглощают различные виды углеводородов в следующем порядке в процентах (согласно личному сообщению Ибатулина Р.Р.):

- парафины - 90%;
- асфальтены - 8%;
- смолы - 2%.

Потребление более легких компонентов нефти может вызвать обратную реакцию в развитии микроорганизмов и, в конечном итоге, привести к гибели популяций бактерий.

3. КРИТЕРИИ ПРИМЕНИМОСТИ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ

При проведении лабораторных, а в дальнейшем и опытно-промышленных работ по применению различных методов воздействия было отмечено влияние различных геолого-физических параметров пласта и пластовых жидкостей на их эффективность [10, 39, 48, 56]. Анализ успешных и неуспешных результатов проводимых работ позволил получить интервалы значений различных геолого-физических параметров, при которых применение того или иного метода воздействия дало положительные результаты (с точки зрения технологического и экономического эффектов). Эти значения геолого-физических параметров были названы критериями применимости методов воздействия (МВ) [10, 22, 25, 27, 28, 30, 39, 42, 48, 56].

Геолого-физические параметры, оказывающие влияние на возможность и эффективность применения тех или иных методов воздействия, могут быть подразделены на три группы:

1. Параметры, не меняющиеся ни по площади залежи, ни в процессе разработки. Это тип коллектора, глубина залегания продуктивного горизонта, мощность горизонта, температурный градиент.
2. Параметры, изменяющиеся по площади залежи, но остающиеся неизменными в процессе разработки; минеральный состав обломочной части терригенных коллекторов, глинистого материала и карбонатных пород-коллекторов, мощность продуктивного пласта, его расчлененность, песчанистость, глинистость пород, минерализация пластовых вод, их соленость, плотность и вязкость нефти.
3. Параметры, изменяющиеся как по площади и разрезу продуктивного горизонта, так и во время разработки залежи. К ним относятся проницаемость коллекторов, их пористость, нефте- и водонасыщенность, газонасыщенность, гидрофобность и гидрофильность порового пространства, пластовое давление.

Таким образом, изначально по параметрам первой группы можно проводить отбраковку МВ, которые не могут быть применены из-за ограничений, вносимых этими характеристиками. По второй группе параметров в пределах залежей могут быть выделены участки, в которых существуют ограничения применимости тех или иных методов. По третьей группе параметров целесообразно проектировать во времени смену одного МВ другим на отдельных участках залежи.

Для каждого метода воздействия существуют свои критерии применимости, которые связаны с особенностями термических, физико-химических процессов, происходящих в пласте. Так, например, для тепловых методов воздействия основными параметрами, ограничивающими их применение, являются толщина, проницаемость и глубина залегания.

Применение газовых методов ограничено по таким параметрам, как толщина пласта, вязкость нефти и пластовое давление. Последний параметр оказывает существенное влияние на условия смешиваемости закачиваемых газов с пластовой нефтью.

Для физико-химических методов основными ограничивающими параметрами являются температура пласта, соленость и минерализация пластовых вод. При повышенных значениях этих параметров происходит разрушение молекул химического реагента, что в значительной степени снижает эффект МВ.

Кроме геолого-физических характеристик, ограничивающих применение отдельных методов воздействия, существует целый ряд параметров, оказывающих значительное влияние на эффективность применения всех методов воздействия.

К таким параметрам, в частности, относятся:

1. Трещиноватость пластов. Ограничение на величину этого параметра связано с быстрым прорывом по трещинам дорогостоящих рабочих агентов к добывающим скважинам, что приводит к низкому охвату пласта воздействием и отрицательно сказывается на эффективности процесса.

2. Наличие газовой шапки также оказывает отрицательное влияние из-за значительно более высокой проницаемости газонасыщенной части пласта, куда и происходит переток рабочих агентов.

3. Нефтенасыщенность пластов. Ограничение по этому параметру обычно связано с экономической эффективностью МВ, так как при низком значении нефтенасыщенности (<25-30%) значительная часть рабочих агентов расходуется на водонасыщенную часть пласта.

4. Вязкость нефти. Этот параметр является одним из наиболее существенных. Так, применение термических методов наиболее эффективно для вязких и высоковязких нефтей (более 50 мПа·с), а применение ФХМВ ограничено значениями в 25-30 мПа·с (для полимерного заводнения - 100-150 мПа·с).

5. Глинистость коллектора. Для всех методов воздействия максимально допустимое значение этого параметра ограничено величиной в 10%, что связано либо с уменьшением проницаемости пласта за счет набухания частиц, либо с большой адсорбцией химических реагентов.

6. Глубина залегания эксплуатационного объекта, которая создает технические сложности, заключающиеся в необходимости применения очень мощных компрессоров для создания высоких давлений нагнетания. При нагнетании в пласт теплоносителей при применении термических методов повышения нефтеотдачи следует учесть еще и потерю тепла на пути от компрессора до объекта. Большинство авторов ограничивают эту глубину 1,2-1,5 км. С глубиной залегания пласта тесно связаны его термодинамические параметры, которые также могут ограничивать применение МПНО.

7. Мощность пласта ограничивает возможность применения МВ, причем здесь существует как максимальный, так и минимальный предел применимости - от двух до первых десятков метров. Пласт мощностью менее 2 м практически не воспринимает внешних воздействий, а при мощности более 10-20 м возможны прорывы нагнетательных агентов как по кровельной, так и по подошвенной части пласта.

3.1. Классификация критериев применимости

Предлагается следующая классификация групп критериев применимости, которая возникла в результате консультаций с широким кругом специалистов ИПНГ РАН и ГАНГ им. И.М.Губкина в области геологии и разработки нефтяных месторождений, химии нефти, физики пласта.

Критерии применимости включают в себя:

1. Характеристики горной породы
2. Характеристики пласта
3. Характеристики пластовой нефти
4. Характеристики пластовой воды
5. Характеристики пластового газа
6. Характеристики пластовых веществ
7. Петрографо-минералогический состав породы.

Каждая группа критериев применимости, в свою очередь, подраз-

деляется на составляющие параметры.

1. Характеристики горной породы:

- 1.1. Тип породы (терригенный, карбонатный, пиропластический)
- 1.2. Тип коллектора (поровый, трещинный, смешанный)
- 1.3. Проницаемость, мкм²
- 1.4. Пористость, д. ед.
- 1.5. Начальная нефтенасыщенность, д. ед.
- 1.6. Остаточная нефтенасыщенность (после разработки на естественных режимах или заводнением), д. ед.
- 1.7. Начальная газонасыщенность, д. ед.
- 1.8. Содержание связанной воды, д. ед.
- 1.9. Средний угол смачивания (гидрофильный и гидрофобный коллектор), градус
- 1.10. Средний диаметр зерен, мкм.

2. Характеристики пласта:

- 2.1. Общая толщина, м
- 2.2. Эффективная нефтенасыщенная толщина, м
- 2.3. Толщина нефтенасыщенной зоны, м
- 2.4. Толщина газонасыщенной зоны, м
- 2.5. Толщина перекрывающих прослоев, м
- 2.6. Пластовое давление, МПа
- 2.7. Пластовая температура, °С
- 2.8. Расчлененность, д. ед.
- 2.9. Песчанистость, д. ед.
- 2.10. Средний угол падения пласта, град.
- 2.11. Глубина залегания кровли пласта, м.

3. Характеристики пластовой нефти: 3

- 3.1. Плотность пластовой нефти, кг/м³
- 3.2. Вязкость пластовой нефти, мПа·с
- 3.3. Содержание фракций, выкипающих при $t < 300$ °С
- 3.4. Содержание фракций, выкипающих при $t > 300$ °С
- 3.5. Кислотное число, мг КОН/г.

4. Характеристики пластовой воды: 3

- 4.1. Плотность пластовой воды, кг/м³
- 4.2. Вязкость пластовой воды, мПа·с
- 4.3. Общая минерализация, г/л
- 4.4. Водородный показатель pH, д. ед.
- 4.5. Содержание анионов хлора (Cl), г/л
- 4.6. Содержание анионов сульфата (SO₄), г/л
- 4.7. Содержание анионов бикарбоната (HCO₃), г/л
- 4.8. Содержание анионов карбоната (CO₃), г/л
- 4.9. Содержание катионов натрия и калия (Na + K), г/л
- 4.10. Содержание катионов магния (Mg), г/л
- 4.11. Содержание катионов кальция (Ca), г/л.

5. Характеристики пластового газа: 3

- 5.1. Плотность пластового газа, кг/м³
- 5.2. Вязкость пластового газа, мПа·с
- 5.3. Массовое содержание C₂-C₆ в газе, д. ед.
- 5.4. Содержание азота, д. ед.
- 5.5. Содержание кислорода, д. ед.

- 5.6. Содержание окиси углерода, д.ед.
- 5.7. Содержание двуокиси углерода, д.ед.
- 5.8. Содержание сернистого ангидрида, д.ед.
- 5.9. Содержание углеводорода, д.ед.
- 5.10. Содержание водорода, д.ед.
- 5.11. Содержание метана, д.ед.

6. Характеристики пластовых веществ:

- 6.1. Содержание парафина, д.ед.
- 6.2. Содержание асфальтенов, д.ед.
- 6.3. Содержание смол, д.ед.
- 6.4. Содержание гипса, д.ед.
- 6.5. Содержание серы, д.ед.
- 6.6. Содержание йода, д.ед.
- 6.7. Содержание брома, д.ед.
- 6.8. Содержание бора, д.ед.
- 6.9. Содержание аммония, д.ед.

7. Петрографо-минералогический состав породы:

- 7.1. Содержание кварца, д.ед.
- 7.2. Содержание полевого шпата, д.ед.
- 7.3. Содержание обломков, д.ед.
- 7.4. Содержание цемента, д.ед.
- 7.5. Содержание ненабухающих (каолиновых) глин, д.ед.
- 7.6. Содержание набухающих (монтмориллонитовых) глин, д.ед.

Предлагаемая классификация критериев применимости является наиболее полной и, в то же время, включает в себя существенные параметры, которые оказывают влияние на применение различных методов воздействия.

Данная структура критериев послужила основой формирования базы данных на персональных ЭЕМ типа РС АТ 386/486.

Таблица критериев применимости (табл. 3.I) составлена с учетом имеющихся данных в литературе по каждому параметру на основании экспертных оценок [23,27,42].

При выборе метода воздействия необходимо знание предельных значений геолого-физических и фильтрационно-емкостных параметров. Указанные экстремальные параметры используются при построении функций принадлежности (см. гл.4).

Ниже приводится краткое описание параметров и особенностей их влияния на осуществление различных методов воздействия. Описание параметров, как правило, включает определение, основные типы классификации, пределы изменения параметра (характерные для задач разработки нефтяных месторождений), механизмы и особенности влияния этих параметров на различные МВ.

Критерии применимости МВ

Группа параметров	Наименование параметра	Единицы измерения	Пределы изменения параметра в коллекторах нефти
1	2	3	4
1. Горная порода	1. Тип породы	-	терр., карб.
	2. Тип коллектора	-	пор., трещ., смещ.
	3. Проницаемость	мкм ²	0,0001 - 20,0
	4. Пористость	д. ед.	0,001 - 0,50
	5. Нефтенасыщенность	д. ед.	0,0 - 1,0
	6. Связанная вода	д. ед.	0,01 - 0,70
	7. Средний угол смачивания	град.	0 - 180
2. Пласт	1. Толщина	м	0,0 - 100,0
	2. Толщина водонасыщенной зоны	м	0,5 - 30,0
	3. Толщина покрывающих пород	м	3,0 - 100,0
	4. Давление	МПа	1,0 - 60,0
	5. Температура	°С	0,0 - 200,0
	6. Угол падения	град.	0 - 90
	7. Глубина залегания	м	0,0 - 6000,0
3. Пластовая нефть	1. Плотность	кг/м ³	575 - 1100
	2. Вязкость	мПа·с	0,01 - 1500
	3. Кислотное число	мг/г	0,01 - 10,0
4. Пластовая вода	1. Минерализация	г/л	0 - 210,0
	2. pH	д. ед.	2,0 - 14,0
	3. Жесткость	г/л	0 - 100
5. Пластовый газ	1. Содержание азотистых соединений	д. ед.	0,00 - 0,02
	2. Наличие свободного газа	-	благоприятно
6. Пластовые вещества	Содержание:		
	1. Парафина	д. ед.	0,00 - 0,30
	2. Асфальтенов	д. ед.	0,00 - 0,15
	3. Смол	д. ед.	0,00 - 0,40
	4. Серы	д. ед.	0,00 - 0,08
	5. Температура насыщения нефти парафином	°С	8 - 65
7. Петрографический состав	Содержание		
	1. цемента	д. ед.	0,00 - 0,30
	2. глини	д. ед.	0,00 - 0,25
	3. Карбонатность	д. ед.	0,00 - 1,0

Наимено- вание пара- метров	Гидроди- намичес- кие мето- ды	Тепловые методы			Физико- химические методы
		Нагревание горячей воды	Нагрета- ние пара	Внутри- пластовое горение	
2	5	6	7	8	9
1. 1. тер., карб.	тер., карб.	тер., карб.	тер.	тер.	тер., карб.
2. поровый	поров., трещ.	поровый	поровый	поровый	поровый
3. 0,1-5,0	0,1-3,0	0,01-3,0	0,1-5,0	0,1-2,0	0,1-2,0
4. 0,1-0,5	0,1-0,3	0,04-0,3	0,18-0,4	0,1-0,35	0,1-0,35
5. 0,7-1,0	0,7-1,0	0,4-1,0	0,4-0,1	0,7-1,0	0,7-1,0
6. нп	0,0-0,3	0,0-0,3	0,0-0,3	0,00-0,15	0,00-0,15
7. 0-90	нп	нп	0-180	0-180	0-180
2. 1. 3,0-100	10-25	6-25	3-20	7-15	
2. нп	нп	0,0-3,0	0,0-3,0	нп	
3. >3	>3	3,0-100,0	3,0-100	>3	
4. нп	1,0-40	1,0-15	нп	нп	
5. 20-100	0,0-50	0,0-50	нп	10-50	
6. 0,0-5	0,0-5	0,0-5	0,0-3,0	0,0-5,0	
7. нп	30-2000	30-1000	150-2000	30-1500	
3. 1. 650-1000	850-1000	800-1100	825-1100	800-950	
2. 0,01-25	15,0-100	50-8000	1,0-1500	0,01-60	
3. нп	нп	нп	нп	0,01-10	
4. 1. нп	нп	нп	нп	0-25	
2. нп	нп	нп	нп	6-10	
3. нп	нп	нп	нп	0,0-5	
5. 1. нп	нп	нп	нп	нп	
2. нп	нп	неблагопр.	нп	неблагопр.	
6. 1. 0,00-0,055	0,0-0,3	0,0-0,3	0,0-0,3	0,0-0,02	
2. нп	0,0-0,15	0,0-0,15	0,0-0,15	0,0-0,1	
3. нп	0,0-0,4	0,0-0,4	0,0-0,4	0,15-0,4	
4. 0,0-0,02	0,0-0,08	0,0-0,08	0,0-0,02	нп	
5. $T_{пл} > T_H$	нп	нп	нп	8-65	
7. 1. нп	0,1-0,3	0,1-0,3	0,1-0,3	нп	
2. 0,0-0,05	0,0-0,25	0,0-0,05	0,0-0,1	0,0-0,1	
3. нп	нп	0,0-0,05			

Продолжение табл.3.1

Наименование параметров	Физико-химические методы				
	Нагнетание полимера	Нагнетание щелочи	Нагнетание серной кислоты	Мицеллярно-заводнение	Карбонизированное заводнение
2	10	11	12	13	14
1.1.	тер., карб.	тер., карб.	карб.	тер.	тер.
2.	п о р о в ы й		поровый	поровый	поровый
3.	0,1-2,0	>0,1	0,5-	0,1-2,0	0,1-5,0
4.	0,1-0,35	нд	нд	0,1-0,35	0,1-0,5
5.	0,5-1,0	0,6-1,0	0,7-1,0	0,25-1	0,4-1
6.	нд	нд	нд	нд	нд
7.	нд	0-180	нд	0-180	нд
2.1.	нп	нд	нп	нд	2-100
2.	нп	нд	нд	нд	нд
3.	>3	>3	>3	>3	>3
4.	5-60	нд	нд	10-60	10-60
5.	0,0-5,0	нд	нд	нд	нд
6.	нп	нд	нд	нд	нд
7.	нп	нд	нд	нд	30-5000
3.1.	820-950	нд	нд	850-940	нд
2.	0,1-100	0,01-40	0,01-30	0,01-20	нд
3.	нд	0,01-10	нд	нд	нд
4.1.	0,0-20	0,0-50	0,0-150	0,0-50	нд
2.	4-10	нд	нд	4-10	нд
3.	0,0-5	0,0-0,025	0,0-5	0,00-0,025	нд
5.1.	нп	нд	нд	нд	нд
2.	неблагопр.	нд	нд	недопустимо	нд
6.1.	нд	нд	нд	нд	нд
2.	нд	нд	0,0-0,1	нд	0,0-0,05
3.	нд	нд	0,0-0,2	нд	0,0-0,1
4.	нд	нд	нд	нд	нд
5.	нд	нд	нд	нд	нд
7.1.	нп	нд	0,1-0,3	нд	нд
2.	0,0-0,10	0,0-0,1	нд	0,0-0,05	нд
3.	нд	нд	0,01-0,25	нд	нд

Наименование параметра	Г а з о в ы е м е т о д ы				
	Нагнетание азота		Нагнетание CO ₂		Нагнетание углеводородных растворителей
	смешан.	несмеш.	смешан.	несмеш.	
2	15	16	17	18	19
1. 1. тер.,	тер.	тер.	тер., карб.	тер.	
2. поровый	поровый	поровый	поровый	поровый	поровый
3. 0,0001-3	0,005-3	0,0001-3	0,005-3	0,005-3	0,005-3
4. 0,04-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35	0,04-0,35
5. 0,25-1	0,5-1	0,25-1	0,5-1	0,5-1	0,4-1
6. нд	нд	нд	нд	нд	0,0-0,3
7. нп	нп	нп	нп	нп	нп
2. 1. 6-30	6-30	6-30	6-30	6-30	6-40
2. 0-3	0-3	0-3	0-3	0-3 0	0-3
3. 3-100	3-100	3-100	3-100	3-100	3-100
4. 35-55	5-55	8-55	5-55	5-55	5-55
5. 20-200	20-200	20-200	20-200	20-200	20-200
6. 0-90	0-5	0-90	0,0-5	0,0-5	0,0-5
7. 2200-6000	360-6000	900-6000	700-6000	400-6000	
3. 1. 650-880	650-920	650-880	650-1000	650-880	
2. 0,01-25	0,4-10	0,01-12	10-1000	0,1-50	
3. нп	нп	нп	нп	нп	
4. 1. нп	нп	нп	нп	нп	
2. нп	нп	нп	нп	нп	
3. нп	нп	нп	нп	нп	
5. 1. 0,00-0,02	0,00-0,02	0,0-0,02	0,0-0,02	0,0-0,02	
2.	н е д о п у с т и м о				
6. 1. нд	нд	0,0-0,3	0,0-0,3	нд	
2. нд	нд	0,0-0,1	0,0-0,1	нд	
3. нд	нд	0,0-0,15	0,0-0,15	нд	
4. нд	нд	нп	нп	нд	
5. нд	нд	нд	нд	нд	
7. 1. нп	нп	нп	нп	нп	
2. 0,0-0,05	0,0-0,05	0,0-0,05	0,0-0,05	0,0-0,05	
3. нд	нд	нд	нд	нд	

Наименование параметров	Газовые методы		Микробиологические методы		
	Магнетизация обогащенного газа	Магнетизация газа высокого давления	Магнетизация био-ПАВ	ксантан	склероглюкан
2	20	21	22	23	24
1.1.	тер.	тер.	тер. /карб.	тер.	тер.
2.	поровый	поровый	поровый	пор., трещ.	поров.
3.	0,005-3	0,0001-3	0,1-5	0,05-5	0,1-5
4.	0,04-0,35	0,04-0,35	0,25-0,4	0,25-0,4	0,25-0,4
5.	0,5-1	0,4-1	0,7-1	0,7-1	0,7-1,0
6.	0,0-0,2	0,0-0,2	нд	нд	нд
7.	нд	нд	нд	нд	нд
2,1.	6-25	6-15	нд	нд	3-20
2.	0-3	0-3	нд	нд	0-0,05
3.	3-100	3-100	>3	>3	нд
4.	20-55	25-55	нд	нд	1-20
5.	20-200	20-200	10-90	10-150	0-150
6.	0,0-5	0,0-90	нд	нд	0-5
7.	400-7000	800-7000	30-1500	30-1500	30-1500
3.1.	650-925	650-880	650-859	650-850	650-850
2.	0,1-20	0,4-10	0,4-60	0,4-25	0,4-25
3.	нд	нд	нд	нд	нд
4.1.	нд	нд	0-300	0-150	0-350
2.	нд	нд	6-7,5	6-7,5	6-7,5
3.	нд	нд	0-10	0-10	0-150
5.1.	0,0-0,02	0,0-0,02	нд	нд	нд
2.	н е д о п у с т и м о		д о п у с т и м о		н е д о п у с т и м о
6.1.	нд	нд	нд	нд	0,0-0,3
2.	нд	нд	нд	нд	0,0-0,15
3.	нд	нд	нд	нд	0,0-0,4
4.	нд	нд	нд	нд	нд
5.	нд	нд	нд	нд	нд
7.1	нд	нд	нд	нд	нд
2.	0,0-0,05	0,0-0,05	нд	нд	нд
3.	нд	нд	нд	нд	нд

Наименование параметров	Нагнетание био-полимера полисахарид S-130	Активизация естественной микрофлоры	Мелассное заводное
2	25	26	27
1. 1.	терр.	тер.	карб. /тер.
2.	порový	порový	тр. -пор.
3.	0,1-5	0,1-5	0,1-5
4.	0,25-0,4	0,25-0,4	0,1-0,4
5.	0,7-1,0	0,7-1	0,5-1
6.	нп	нд	нп
7.	нп	нд	нп
2. 1.	3-20	нд	3-100
2.	0-0,05	нд	0-0,05
3.	нп	>3	нп
4.	1-20	нд	0-15
5.	0-150	10-40	20-50
6.	0-5	нп	0-10
7.	30-1500	30-2000	0-1500
3. 1.	650-850	нп	650-900
2.	0,4-25	0,01-20	0,1-60
3.	нп	нд	нп
4. 1.	0-350	0,0-20	0-100
2.	6-7,5	6,5-7,5	6-8
3.	0-300	0-5	0-20
5. 1.	нп	нд	нп
2.	недопус.	допустимо	недопуст.
6. 1.	0,0-0,3	нд	0,0-0,3
2.	0,0-0,15	нд	0,0-0,15
3.	0,0-0,4	нд	0,0-0,40
4.	нп	нд	нп
5.	нп	нд	нп
7. 1	нд	нд	нп
2.	нп	нд	нп
3.	нд	0,0-0,05	0-1

• НП - незначимый параметр. • НД - нет данных

3.2. Характеристики горной породы

Тип породы.

Одоеприная классификация пород следующая:

- терригенная;
- карбонатная;
- глинистые сланцы;
- вулканогенноосадочная.

Тип породы является одним из определяющих параметров успешности реализации гидродинамических и физико-химических методов воздействия. Тепловые и газовые методы в кавернозных и трещиноватых породах практически не применяются.

При нагнетании щелочных растворов наблюдается процесс растворения силикатов в песчаниках пористых пород, который носит необратимый характер. При этом концентрация кремния увеличивается с 2 до 12 мг/г, а с ростом температуры может возрасти до 1900 мг/г. Растворимость силикатов приводит к обвалам стенок скважин и росту пескопроявлений. С другой стороны, щелочно-силикатный раствор увеличивает охват пласта воздействием [16].

При осуществлении нагнетания CO_2 карбонаты могут растворяться в воде, содержащей CO_2 . С увеличением давления нагнетания растворимость карбонатов увеличивается, особенно в призабойной зоне [17].

Тип коллектора

Различают следующие типы коллекторов:

- поровый,
- каверновый,
- трещинный,
- смешанный.

При нагнетании газов наличие трещинного коллектора является неблагоприятным фактором вследствие преждевременного прорыва газа к добывающим скважинам. В трещинных коллекторах наиболее рационально применение вертикального вытеснения нефти газом [19].

При разработке легких нефтей прирост нефтеотдачи может достигать 8-12%.

В трещинных коллекторах с хорошей водопропиткой пористых блоков повышение скорости движения водонефтяного контакта (ВНК) приводит к прорыву воды в добывающие скважины по трещинам и, соответственно, ведет к потерям нефти [30].

Закупоривание трещин и высокопроницаемых зон коллекторов может осуществляться на основе способности полимера коагулировать в пласте. Для этого в пласт после нагнетания полимера вводятся растворы коагулирующих агентов: ионы хрома или алюминия. В результате происходит образование вязких гелей. Так, например, на 1 кг ЦАА без коагулирующего раствора добывается в среднем 0,7 т нефти, а на 1 кг ЦАА с коагулирующим раствором добывается 4 т нефти.

Проницаемость

Под проницаемостью пористой среды понимается способность этой среды пропускать через себя флюиды (жидкости и газы) при наличии перепада давления. Проницаемость промышленных коллекторов газа и нефти меняется в широких пределах от 0.0001 до 20.0 мкм². Однако проницаемость подавляющего числа месторождений меньше 0,5 мкм² [14].

Классификация коллекторов по проницаемости:

- низкопроницаемые < 0,01-0,3 мкм²,
- среднепроницаемые 0,01- 0,1 мкм²,
- высокопроницаемые > 0,1- 5 мкм².

Наилучшей проницаемостью среди горных пород обладают галечники, пески грубозернистые, известняки трещиноватые. В среднем значение проницаемости для большинства коллекторов варьируется от 0,05 до 0,5 мкм² [32].

Проницаемость пористой среды при нагнетании пара может снизиться вследствие выпадения твердого остатка из асфальто-смолистых веществ [10]. При внутрипластовом горении может происходить уменьшение проницаемости пористой среды при одновременном увеличении ее удельной поверхности, что, в свою очередь,

приводит к увеличению количества сгорающего в пласте топлива [34].

Закачка низкоконцентрированного раствора щелочи приводит к значительному снижению проницаемости при глинистости 15-20%, а увеличение концентрации щелочи приводит к росту проницаемости, превосходящей проницаемость по воде [16].

Разработка нефтенасыщенных коллекторов, имеющих проницаемость менее $0,005 \text{ мкм}^2$, весьма затруднена из-за ограничения по темпу закачки воды. Поэтому при разработке таких коллекторов осуществляют либо непрерывную закачку газов, либо закачивают оторочку газа с последующей ее прокачкой более дешевыми газами [29]. В такие коллекторы также не рекомендуется нагнетать биополимеры.

Пористость

Под пористостью обычно понимают эффективную (открытую) пористость, т. е. отношение объема сообщающихся сверхкапиллярных, капиллярных и субкапиллярных пор ко всему объему породы. Пористость в залежах нефти и газа обычно меняется от 0,001 до 0,50 д. ед [14].

Различают [32]:

- полную пористость, которая включает в себя все поры горной породы;
- открытую пористость, которая характеризует только сообщающиеся поры. В большинстве случаев открытая пористость меняется от 12 до 25%, иногда достигает 35%;
- эффективную пористость. Это доля пор, занятых нефтью или газом, но за вычетом доли пор, занятых водой;
- динамическую пористость. Это объем пор, в которых возможно движение нефти и газа.

По размеру поры классифицируются на:

- сверхкапиллярные, $d > 0,5 \text{ мм}$;
- капиллярные $d = 0,0002 - 0,5 \text{ мм}$;
- субкапиллярные $d < 0,0002 \text{ мм}$.

В субкапиллярных порах жидкость под действием природных сил не может перемещаться.

Вариация пористости по литологическим типам пород (в д. ед) [14]:

- | | |
|----------|--------------------|
| Песчаник | - 0,12-0,30 д. ед. |
| Пески | - 0,18-0,47 |

Алевриты	- 0,3-0,4
Карбонаты	- 0,03-0,3
Глинистые сланцы	- < 0,015
Глины	- < 0,50.

По данным А. А. Ханина полная пористость песчаников и алевритов на 5-6% больше открытой, а для песков полная и открытая пористость практически совпадают.

Нефтенасыщенность

Нефтенасыщенность S_n называется отношение объема нефти, которое содержится в открытом поровом пространстве, к суммарному поровому объему:

$$S_n = \frac{V_n}{V_{\text{пор}}}$$

Классификация коллекторов по нефтенасыщенности:

- высокая нефтенасыщенность - $> 0,8$;
- средняя нефтенасыщенность - $0,6 + 0,8$;
- низкая нефтенасыщенность - $< 0,6$.

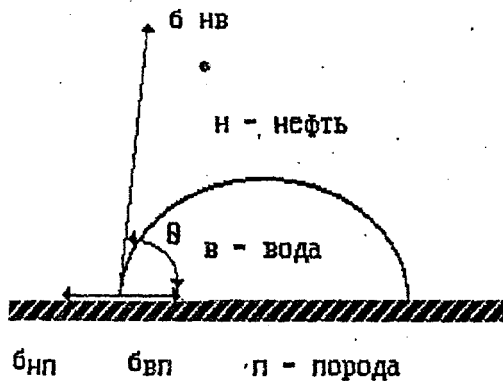
С ростом нефтенасыщенности потери щелочи в осадочных породах резко (на порядок) снижаются [18]. С ростом температуры с 20°C до 150°C , что характерно для тепловых методов воздействия, остаточная нефтенасыщенность уменьшается с 45-25% до 18-12% [10].

Для процесса ВГ получена статистическая зависимость снижения остаточной нефтенасыщенности с 42% до 9% с ростом ПСС от 0,1 до 25 га/скв. [11].

Содержание связанной воды

Под связанной водой понимается вода, содержащаяся в пустотах горных пород, которая не может быть вытеснена в обычных условиях процесса вытеснения нефти. В залежах нефти и газа насыщенность связанной воды меняется в пределах от 0,01 до 0,7 д.ед. [14].

Для большинства нефтегазоносных бассейнов глубина залегания воды, на которой температура близка к критической температуре (364°C , выше которой вода не может находиться в жидком состоянии), равна 10-12 км. Следовательно, во всех залежах нефти и газа присутствует связанная вода. Содержание остаточной воды в глинист-



Угол смачивания θ

Рис. 3. 1. Угол смачивания θ на границе нефть-вода-горная порода

рых песчаниках, алевролитах, тонкопористых песчаниках может достигать 70%. В песчано-алевролитовых коллекторах нефти остаточная вода занимает 10-30% объема пор.

Различают следующие типы связанной воды [14]:

- рыхлосвязанная вода (она образует внешний слой поверхности связанных вод);
- стыковая вода (находится на контактах между зернами);
- адсорбционная вода (образует внутренний слой связанной воды. Толщина этого слоя несколько молекул. Эта вода удерживается у поверхности горной породы очень высоким давлением до 1000 мПа, не растворяет жидкости и газы, имеет плотность свыше 1000 кг/м³ и температуру замерзания -78°С).

Средний угол смачивания

Определение. Угол смачивания θ характеризует меру смачивания и равняется углу, образованному между твердой поверхностью и касательной, проведенной к поверхности капли в точке ее соприкосновения с твердым телом (см. рис. 3.1).

По Ш.К. Гиматулинову к гидрофобным коллекторам надо относить горные породы, содержащие $S_{св.в.} \leq 0,1$, а при $S_{св.в.} > 0,1$ породы следует считать гидрофильными.

Если угол смачивания θ изменяется от 0 до 90°, то жидкость смачивает поверхность породы, и порода - гидрофильна.

Если угол смачивания изменяется от 90 до 180°, то жидкость не смачивает поверхность, и порода - гидрофобна.

При $\theta = 90^\circ$ поверхность обладает нейтральной смачиваемостью.

Величина краевого угла смачивания позволяет судить о соотношении межфазного натяжения на границе раздела фаз и определяется соотношением $\cos \theta = \frac{\sigma_{нп} - \sigma_{вп}}{\sigma}$ [29];

где σ - межфазное натяжение на границе раздела "вода - нефть",

$\sigma_{нп, вп}$ - межфазное натяжение на границе раздела "нефть-порода" и "вода-порода" соответственно.

Смачиваемость осадочных пород, в основном, зависит от химического состава поверхности породы.

При повышении температуры с 20°С до 150°С краевой угол смачивания уменьшается с 35-45°С до 15-25°С [14]. Жидкости тем лучше

смачивают тело, чем поверхностное натяжение меньше. Поверхностное натяжение на границе пластовых вод с нефтью меняется от $1 \cdot 10^{-3}$ нН/м для щелочных вод до $20+33 \cdot 10^{-3}$ нН/м для жестких и пресных вод. Нефтеотдача при заводнении возрастает с ростом скорости фильтрации в гидрофобных пластах, так как при этом достигается компенсация сил, противодействующих вытеснению нефти водой [30].

При мицеллярном заводнении (с внешней водной фазой) в гидрофильной пористой среде сорбция ПАВ происходит быстрее, чем в гидрофобной среде [25]. Однако чаще встречается сорбция ПАВ у водных мицеллярных растворов. Природа смачивания поверхности осадочных пород связана с наличием в нефти полярных компонентов, которые адсорбируются на поверхности породы и гидрофобизируют ее. Нагнетание водных растворов щелочи приводит к уменьшению обводненности на 9+17% из-за способности щелочи гидрофилизировать поверхность [18]. Применение метода нагнетания водного раствора ПАВ способствует уменьшению краевого угла смачивания [5].

3.3. Характеристики пласта

Эффективная нефтенасыщенная толщина

Эффективной нефтенасыщенной толщиной называется толщина, равная суммарной толщине слоев, сложенных продуктивными нефтегазонасыщенными коллекторами. В пределах БНК эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщины совпадают [32].

Толщина пласта обычно подразделяется на:

- общую толщину (разница глубин залегания кровли и подошвы пласта);
- эффективную толщину (разница между общей и толщинами прослоев неколлекторов);
- эффективную нефтенасыщенную толщину (внешний контур нефтеносности является линией нулевой эффективной нефтенасыщенной толщины).

Этот параметр оказывает существенное влияние на успешность применения газовых методов. Эффективная нефтенасыщенная толщина должна быть достаточно большой, чтобы при высоких давлениях не произошло разрыва пласта [60]. В мощных нефтенасыщенных пластах

возможна гравитационная сегрегация газа [17]. Для предотвращения гравитационной сегрегации при нагнетании CO_2 следует применять либо попеременную закачку CO_2 и воды, либо уплотнение сетки скважин, либо нагнетание CO_2 в кровельную часть пласта и вытеснение нефти сверху вниз. При паротепловом воздействии общая эффективная толщина не должна превышать 25 м и 20 м - при внутрипластовом горении [13].

Толщина водонасыщенной зоны

Водонасыщенная зона является переходной зоной, в которой насыщенность нефти возрастает от 0,00 до определенного значения (обычно 0,5+0,6). Толщина водонасыщенных зон зависит от природы капиллярных явлений и для различных литологических типов пород меняется от 0,5 до 16+17 м.

По насыщенности выделяют 5 зон:

- чисто газоносная зона;
- газонефтяная;
- чисто нефтяная;
- водонефтяная;
- чисто водоносная зона.

Чем больше толщина водонасыщенной зоны, тем более негативное влияние она оказывает на процесс нагнетания пара, особенно при высокой вязкости нефти. При значительной мощности подошвенных вод велики теплотери, а наличие тонкого водонасыщенного слоя при нагнетании в пласт пара весьма благоприятно (увеличение прогрева нефтенасыщенной зоны за счет высокой теплопроводности воды) [49]. Неблагоприятна для метода внутрипластового горения активизация за-контурной зоны, так как это приводит к прорыву этих вод в зону отборов.

Толщина покрывающих пород

Покрывающей породой для нефтегазоносного коллектора может служить практически любая порода при условии, что она является совершенно непроницаемой для движения флюидов.

Основными типами покрывающих пород являются глины и аргилли-

товые породы (песчанистые глины, глинистые сланцы и др.), к остальным типам относятся чистые известняки, мел, песчанистый известняк, сильноцементированный песчаник, кварциты.

Покрывающие породы характеризуются низкой проницаемостью $< 0,0001 \text{ мкм}^2$; очень тонкой зернистостью; малым размером пор; водонасыщенностью; капиллярным давлением, оказывающим сопротивление фильтрации флюидов через покрывку. Многолетнемерзлые породы также являются хорошей покрывкой.

Наличие покрывающих алевролитовых (глинистых) пород весьма благоприятно для метода нагнетания пара, так как в этом случае происходит ограничение вертикальной миграции пара. При толщине покрывающих пород больше 3-х метров вертикальная миграция полностью предотвращается [49]. При внутрислоевом горении незначительная толщина покрывающих пород приводит к грифообразованию из-за ухода воздуха в вышележащие пласты [31]. Максимальная толщина перемычек между соседними нефтенасыщенными пластами, объединенными в один эксплуатационный объект (30), не должна превышать 10 м. В противном случае снижается тепловая интерференция между слоями и, как следствие, общая тепловая эффективность процесса [13].

Пластовое давление

Пластовым давлением P называется давление пластовых флюидов (воды, нефти, газа), насыщающих осадочные породы. Оно аналогично гидростатическому и гидродинамическому давлениям. В водоносных пластах, сообщавшихся с поверхностью, пластовое давление является гидростатическим. В замкнутых резервуарах на пластовое давление оказывают влияние процессы цементации, минералообразования (которые приводят к уменьшению пористости), а также термическая гидратация, увеличивающая содержание воды в поровом пространстве.

Обычно пластовые давления изменяются с глубиной на гидравлический градиент, который составляет от 0,97 до 1,24 МПа на 100 м глубины, в зависимости от солености и плотности жидкости.

Различают пластовые давления по гидравлическому градиенту как:

заниженное пластовое давление $< 0,97 \text{ МПа/100 м}$;

нормальное пластовое давление 0,97-1,24 МПа/100 м;
аномально высокое пластовое давление >1,24 МПа/100 м.

Изменение пластового давления оказывает незначительное влияние на тепловые свойства горных пород [21]. Этот параметр особенно важен для успешной реализации газовых и термических методов.

При низких пластовых давлениях достигается самая высокая теплота парообразования, поэтому в пластах с высоким давлением метод нагнетания пара не применяется, а используют метод нагнетания горячей воды [47].

При давлениях 30-40 МПа растворимость азота может достигать 35-45 м³/м³ для легких нефтей и до 15-25 м³/м³ для тяжелых нефтей [53]. Тогда как двуокись углерода смешивается с нефтью при $P > 8-12$ МПа, а углеводородный газ - при $P > 25-35$ МПа.

Пластовая температура

Пластовая температура, начиная с некоторого нейтрального уровня (обычно это 8-40 м от поверхности) равномерно изменяется с глубиной залегания и характеризуется геотермическими градиентом и ступенью. Геотермическая ступень характеризует интервал глубины залегания горной породы в м, на котором температура повышается на 1°C. Обычно этот параметр варьирует от 10 до 35 м/°C. Геотермический градиент показывает, на сколько градусов изменяется пластовая температура с увеличением глубины залегания на 100 м. Он обычно изменяется от 3 до 10°C на 100 м. Величина среднего геотермического градиента для залегания нефти и газа составляет 2,7°C на 100 м. С увеличением температуры теплопроводность и температуропроводность сухих горных пород падает, а теплоемкость возрастает. Уменьшение температуропроводности не превышает 20 % от ее первоначальной величины при нормальных условиях с ростом температуры от 20 до 200° С. Теплоемкость горных пород увеличивается с ростом температуры примерно на 1,5 - 2 % на каждые 10° С [21].

Пластовая температура большинства нефтяных месторождений не превышает 150°C. В осадочных толщах зарегистрирована температура до 200°C [14]. С ростом пластовой температуры межфазное натяжение в системе нефть-вода уменьшается, тогда как смачиваемость поверхности породы возрастает [10].

При нагнетании щелочных растворов в пласт наблюдается явление растворения силикатов песков, которое возрастает с ростом температуры с 23 до 266°C с 1,6 до 1930 мг/г при одновременном росте pH с 7 до 12. С ростом температур размер мицелл ионогенных ПАВ уменьшается, а неионогенных - увеличивается [46].

При прочих равных условиях эффективность нагнетания CO_2 будет тем выше, чем ниже пластовая температура (меньше 120°C) [29].

Можно классифицировать залежи нефти и газа по величине геотермического градиента следующим образом:

- с аномально низкой пластовой температурой $0+2^\circ\text{C}/100\text{м}$;
- с нормальной пластовой температурой $2+5^\circ\text{C}/100\text{м}$;
- с аномально высокой пластовой температурой $> 4^\circ\text{C}/100\text{м}$.

С ростом температуры скорость растворения полимера в воде возрастает, а адсорбция полимеров на скелете горной породы снижается. В случае высоких пластовых температур ($80+120^\circ\text{C}$) ПАА быстро гидролизуются и выпадают в осадок - 65 в виде кальцевых и магниевых полиакриловых солей. Полнота и скорость растворения полимера в воде определяет эффективность процесса полимерного заводнения. Поэтому рекомендуется использовать их в интервале температур от 5 до 70°C . При высоких температурах ($>70^\circ\text{C}$) термоустойчивость биополимеров (ксантанов и гликанов) снижается [29].

Угол падения

Наиболее эффективно применение газовых методов (вертикальная технология) в крутопадающих пластах (с углом падения более 5°) [38]. При методе нагнетания пара в крутопадающих пластах (с углом падения более 10°) добывающие скважины следует располагать вверх по возмущению пласта от нагнетательных [66].

Глубина залегания пласта

Под глубиной залегания пласта понимается верхняя граница продуктивного горизонта, а именно, глубина залегания кровли пласта.

Основные месторождения нефти и газа приурочены к глубинам от 100 до 6000 м, а месторождения нефти - от 100 до 5000 м с весьма неравномерным распределением по стратиграфическим подразделениям:

в меловых отложениях расположено 30% всех запасов нефти; в неогене - 14%; в палеогене - 7%; в девоне - 5%.

Глубина залегания - один из основных факторов, влияющих на успешность применения газовых методов. Это связано с тем, что с увеличением глубины залегания растет и пластовое давление, значение которого особенно важно. Для различных газовых агентов существует свое минимальное давление смесиваемости агента с пластовой нефтью [38]. При глубинах залегания менее 600 м для метода нагнетания CO_2 не обеспечивается условие взаиморастворимости [17]. При разработке глубокозалегающих пластов с применением нагнетания в пласт теплоносителя под большим давлением используют метод нагнетания горячей воды, а не пара [10].

3.4. Характеристики пластовой нефти

Плотность пластовой нефти.

Плотность пластовой нефти (ρ_n) представляет собой массу частиц, приходящуюся на единицу объема пористой среды, ею занятой, и отражает химический состав нефти. Плотность нефти возрастает с увеличением доли содержания тяжелых углеводородов, асфальтенов, смол, парафина, серы. Плотность уменьшается с ростом температуры, т.е. зависит от глубины залегания. Единица измерения плотности - (ML^{-3}). При этом не следует смешивать понятие плотности пластовой нефти с удельным весом пластовой нефти. Удельный вес характеризует отношение силы веса пластовой нефти к единице объема пористой среды, занятой нефтью.

Классификация пластовой нефти по плотности (кг/м^3) [43]:

- | | |
|-----------------|----------------|
| - легкая, | - 600 - 820; |
| - средняя, | - 820 - 900; |
| - тяжелая, | - 900 - 1000; |
| - сверхтяжелая, | - 1000 - 1100. |

Для внутрипластового горения с увеличением плотности пластовой нефти с 850 кг/м^3 до 975 кг/м^3 концентрация сгорающего топлива возрастает с 14 - 15 до 22 - 25 кг/м^3 [46]. Плотность у большинства жидкостей снижается при уменьшении температуры, за исключением воды, которая расширяется при температуре ниже 4°C .

Вязкость пластовой нефти

Вязкость пластовой нефти характеризует меру сопротивления пластовой нефти изменению формы при конечной скорости фильтрации.

Классификация вязкости пластовой нефти, принятая УД Мировым нефтяным конгрессом в мПа·с [8,43]:

легкая нефть	-	0,01 - 50,00;
средняя	-	50,0 - 1000,0;
тяжелая	-	1000,0 - 10000,0;
сверхтяжелая	-	> 10000,0.

Вязкость пластовых жидкостей выше вязкости пластового газа, т.к. молекулы пластового газа перемещаются на большие расстояния, не испытывая значительных помех со стороны других молекул газа, и, следовательно, сопротивление их движению в пласте невелико. Молекулы пластовых жидкостей, перемещаясь друг относительно друга, испытывают взаимные столкновения и прилипание (адгезию). С ростом температуры вязкость пластовых нефтей, как известно, падает. Единицей измерения вязкости пластовой нефти является отношение единицы силы к единице площади и единице градиента скорости ($\text{ML}^{-1}\text{T}^{-1}$). Общепринятой единицей измерения вязкости флюидов в РНМ является мПа·с.

Различают два типа пластовых жидкостей:

- ньютоновские;
- неньютоновские.

Ньютоновской жидкостью называется несжимаемая жидкость, которая подчиняется линейному закону вязкого течения Ньютона $\tau = \mu \frac{\partial w}{\partial y}$.

Неньютоновская жидкость - это несжимаемая жидкость с постоянным внутренним трением (не оказывающая сопротивления течению), у которой начальное напряжение сдвига равно нулю (в отличие от идеальной жидкости, которая не испытывает внутреннего трения и сопротивление которой течению равно $\mu = \text{const}$). Динамическая вязкость при постоянной температуре есть константа. Вода обладает свойствами ньютоновской жидкости.

Наука реология изучает ньютоновские жидкости, т.е. те жидкости, которые не подчиняются закону вязкого течения Ньютона. Это такие жидкости, у которых μ -динамическая вязкость изменяется в зависимости от приложенного напряжения сдвига и градиента скорости

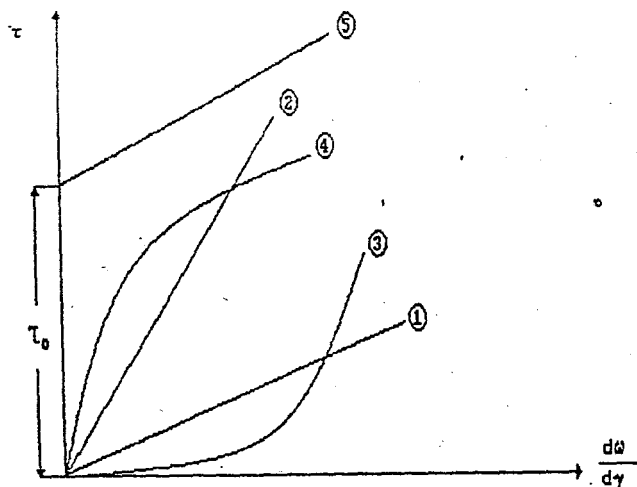


Рис. 3.2. Схематический график типов ньютоновских (1-2) и не ньютоновских (3-5) жидкостей: 1- ньютоновская жидкость с низкой вязкостью; 2- ньютоновская жидкость с высокой вязкостью; 3- дилатантная жидкость; 4- псевдопластичная жидкость; 5- вязкопластичная жидкость.

τ - касательное напряжение сдвига;

τ_0 - начальное напряжение сдвига;

$dw/d\gamma$ - градиент скорости течения жидкости

$\frac{\partial w}{\partial y}$. Неньтоновские хидкости называют реологическими, аномальными хидкостями. Неньтоновские хидкости обладают свойством образовывать меомолекулярные связи и обычно имеют высокий молекулярный вес. Строго говоря, пластовая нефть - это неньтоновская хидкость. В большинстве математических моделей вытеснения нефти из пористых сред для простоты выкладок принимают, что ее поведение подчиняется закону вязкого течения Ньютона. Однако это весьма сильное допущение.

Молекулы пластовой нефти представляют собой молекулы с большим молекулярным весом, с неупорядоченным строением. Течение хидкости в пористой среде выравнивает молекулы в ряд. При этом происходящий разрыв связей зависит от приложенного усилия, и в течение некоторого периода времени скорость течения хидкости возрастает по мере снижения вязкости. Силы, вызванные трением и вязкостью пластовых хидкостей, действуют в направлении, противоположном давлению. Они уравнивают тем самым силы давления. На границе пластовой хидкости и горной породы образуются пограничные слои, где молекулы пластовой хидкости прилипают к поверхности горной породы (так называемое "явление абсорбции"). В пограничном слое происходит падение скорости течения и рост напряжения сдвига в силу проявления вязкости.

Неньтоновские хидкости подразделяются на:

- бингамовские (вязкопластичные), которые характеризуются постоянной вязкостью, но для пластичных хидкостей необходимо приложить начальное усилие с тем, чтобы привести их в движение (см. рис. 3.2);

- дилатантные хидкости. Эти хидкости при сдвиговом касательном напряжении обнаруживают тенденцию к расширению (дилатация - процесс расширения при деформации) (см. рис. 3.2);

- псевдопластичные (тиксотропные) хидкости, вязкость которых изменяется в зависимости от усилия сдвига (тиксотропией называется процесс обратимого разжижения). Спустя некоторое время после приложенной нагрузки такие вещества полностью восстанавливают свои первоначальные свойства.

Анализ реализации многочисленных проектов разработки нефтяных месторождений по пяти основным МУН: нагнетанию пара, внутрипластовому горению, нагнетанию CO_2 , нагнетанию полимеров, мицеллярно-полимерному заводнении - Т показали устойчивую тенденцию к уменьше-

нию площади, приходящейся на одну скважину с ростом вязкости пластовой нефти [11]. Существенное влияние на максимальный темп разработки нефтяной залежи оказывает вязкость пластовой нефти, нехели проницаемость. С ростом вязкости падает темп разработки. Концентрация сгораемого топлива (один из самых существенных параметров процесса ВВГ) возрастает с ростом вязкости нефти в силу увеличения при этом содержания асфальтенов и смол, т.к. образование кокса определяется наличием этих составляющих. При нагнетании пара и горячей воды нагрев вязкой нефти увеличивает ее подвижность, но в то же время увеличивается возможность закупорки пор при контакте нагретой нефти либо с более холодной нефтью, либо с коллектором. Поэтому чаще разрабатывают коллекторы с вязкостью 50-8000 мПа·с. [10].

Вязкость пластовой нефти при нагнетании CO_2 снижается тем сильнее, чем больше ее первоначальное значение, что связано с "набуханием" нефти под воздействием растворенного газа [17]. При повышении температуры вязкость жидкости снижается тем быстрее, чем больше ее абсолютная вязкость.

Массовое содержание фракций, выкипающих при температуре <300°C и >350°C

Нефть классифицируют по массовому содержанию фракций следующим образом:

Таблица 3.2
Классификация нефтей по массовому содержанию фракций

массовое содержание фракций, выкипающих при:	легкая	средняя	тяжелая
$t < 300^\circ \text{C}$	50	30	20
$300^\circ < t < 350^\circ \text{C}$	30	50	20
$t > 350^\circ \text{C}$	20	30	50

Тяжелые фракции нефти при термических методах воздействия образуют высокостойкие водонефтяные эмульсии. В присутствии кислорода в воде или водяном паре наиболее вероятной причиной образования эмульсий является образование молекул ПАВ при окислении молекул тяжелых углеводородов. Чем выше температура, тем выше окисление. [10]. При нагнетании пара вследствие извлечения легких компонентов нефти может образоваться твердый, очень вязкий, с вы-

сокой молекулярной массой углеводородный остаток, что приводит к уменьшению проницаемости пористой среды [10]. Легкие фракции нефти растворяются в закачиваемой CO_2 (или других газах) в случае смешивавшегося вытеснения, увлекаются жидкостью и переносятся по ходу вытеснения [6]. При большом массовом содержании легких углеводородов достигается лучшая взаимная растворимость нефти и газов.

Кислотное число (содержание органических кислот в нефти)

Количество едкого калия (КОЕ) в мг, необходимое для нейтрализации 1 г нефти, называется кислотным числом.

Обычно кислотное число варьируется от 0 до 10 [16]. Механическое натяжение снижается с уменьшением кислотного числа, но корреляционная зависимость очень слабая. Кислотное число используется при классификации нефти по активности взаимодействия с раствором едкого натра (см. табл. 2.4.).

3.5. Характеристики пластовой воды

Общая минерализация пластовой воды

Общей минерализацией принято называть суммарное содержание растворимых в воде ионов, солей и коллоидов. Растворенные газы и взвешенные вещества не входят в общую минерализацию.

Классификация пластовой воды по минерализации в г/л [14]:

маломинерализованная (пресная) вода,	0,0 - 1,0;
минерализованная,	1,0 - 50,0;
высокоминерализованная (рассолы).	50,0 - 210,0.

Минерализация меняется с глубиной и может достигать 300 г/л.

Сульфаты в пластовой воде с минерализацией до 100-150 г/л не содержатся. В случае, если залежь имеет контакт с прослоями гипсов и ангидритов, высокоминерализованные рассолы могут быть обогащены сульфатом в количестве 200-300 мг/л (0,2-0,3 г/л). Встречаются рассолы с содержанием солей до 700 г/л [14].

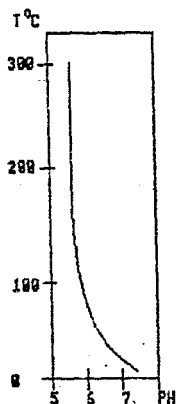
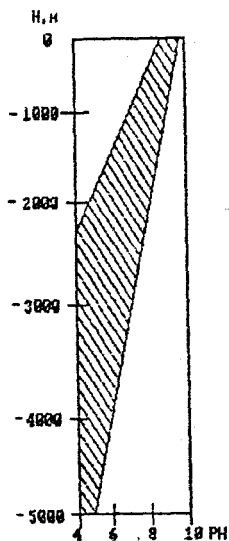


Рис. 3.3. Зависимость pH от глубины залегания месторождения (по Б. П. Прошлякову)

Рис. 3.4. Зависимость pH дистиллированной воды от температуры (по Б. П. Прошлякову)

Основные ионы, содержащиеся в пластовых водах, - это 3 аниона: хлор (Cl^-), сульфат (SO_4^{2-}), гидрокарбонат (HCO_3^-), и 3 катиона: натрий (Na^+), кальций (Ca^{2+}), магний (Mg^{2+}) [14]. Кроме них широко распространены: карбонат-ион (CO_3^{2-}); ион калия (K^+); ионы железа (Fe^{2+}) и (Fe^{3+}). Остальные элементы встречаются в незначительных количествах и называются низкокомпонентными: ион брома (Br^-); ион йода (I^-); ион алюминия (Al^{3+}); ион лития (Li^+); ион стронция (Sr^{2+}) и другие.

Повышение минерализации пластовых вод оказывает негативное влияние на мицеллярно-полимерное заводнение [57]. Высокая минерализация (более 1 г/л) водной фазы в эмульсии типа "нефть в воде" приводит к ее обращению "вода в нефти" и к быстрому ее разрушению [18].

Влияние минерализации на нагнетание полимеров сложное и зависит от свойств пористой среды, пластовой воды, самого полимера и т. д. В общем случае увеличение минерализации приводит к снижению вязкости раствора, что ухудшает эффективность полимерного заводнения. В то же время относительная проницаемость для полимерного раствора уменьшается. Это приводит к увеличению нефтеотдачи пласта за счет доотмыва нефти водой в порах с низкой проницаемостью и пористостью. Если метод нагнетания водных растворов полимера применяется с самого начала разработки, то перед оторочкой полимера может образоваться вал сильно минерализованной пластовой воды. Вследствие этого может происходить разрушение структуры полимерного раствора. Растворимость тринатрий фосфата в минерализованной воде ограничена [29].

Водородный показатель среды pH (активная реакция среды)

Активной реакцией среды называются щелочно-кислотные свойства пластовой воды, которые определяются концентрацией ионов водорода H^+ и выражаются через показатель степени величины этой концентрации, взятой с обратным знаком и обозначаемой pH, т. е. $\text{pH} = -\lg C_{\text{H}^+}$, где C_{H^+} - концентрация ионов водорода.

Классификация жидкостей по величине pH [14]:

pH < 7

- кислые воды;

- $\text{pH} = 7$ - нейтральные воды;
 $\text{pH} > 7$ - щелочные воды.

Зависимость pH от глубины залегания и от температуры приведены на рис. 3.3 и 3.4.

Степень растворимости силикатов в песчаниках при нагнетании щелочных растворов возрастает при увеличении pH с 7 до 12 в 5-6 раз. Это приводит к образованию щелочно-силикатных растворов, что обеспечивает дополнительную добычу нефти за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием [16]. Концентрация ионов водорода H^+ в пластовой воде зависит от содержания в воде диоксида углерода и гидролизующихся солей тяжелых металлов. Ионы водорода могут связываться анионами слабых кислот. Тогда появляется избыточное количество гидроксильных ионов OH^- , которые придают пластовой воде щелочную реакцию, т.е. $\text{pH} > 7$. И наоборот, в присутствии катионов слабых оснований концентрация гидроксильных ионов OH^- будет уменьшаться, а водородных - будет увеличиваться, т.е. пластовая вода будет иметь кислую реакцию ($\text{pH} < 7$).

С увеличением pH скорость растворения полимеров возрастает [29]. Полимеры на основе целлюлозы сравнительно стабильны при $\text{pH} \approx 6$ и не чувствительны к скорости сдвига. При $\text{pH} \approx 6$ эти полимеры быстро гидролизуются. Как полимеры, так и биополимеры неустойчивы к солености при высоких значениях pH .

Соленость

Под соленостью (жесткостью) пластовых вод подразумевается наличие в ней щелочноземельных металлов - кальция и магния.

Жесткость воды определяется по содержанию кальция и магния в мг/л или в градусах. Каждому градусу соответствует содержание CaO в количестве 10 мг/л. Обычно принято различать следующие виды пластовых вод в град. [14]:

- | | | |
|-----------------------|---|----------|
| мягкая пластовая вода | - | <10; |
| средняя | - | 10 - 20; |
| жесткая | - | 20 - 30; |
| очень жесткая | - | >30. |

Жесткость воды меняется в пределах от 0 до 100.

Катионы Ca и Mg , вступая в реакцию с щелочными растворами,

образуют малорастворимый осадок. При выпадении осадка происходит уменьшение проницаемости промытых зон и увеличивается охват пласта воздействием. В то же время с ростом солености воды растут и потери щелочи [18]. С ростом солености гидратация полимерных групп снижается и происходит значительное понижение вязкости загущенной воды. Повышение концентрации кальцевых и магниевых катионов приводит к росту адсорбции полимеров на горной породе (в случае постоянства молекулярного веса полимера).

В отличие от ПАА вязкость биополимеров с увеличением солености даже несколько повышается. Но биополимеры становятся неустойчивыми к солености при больших значениях pH и в присутствии глин.

3.6. Характеристики пластового газа

Газосодержание (газовый фактор)

Газосодержанием называется объем газа (при нормальных условиях), растворенного в единице объема пластовой жидкости:

$$\Gamma = \frac{V_r}{V_{пл.ж}}$$

Газосодержание варьируется в чрезвычайно широких пределах от $0,4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ до $4500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (Уренгойское месторождение - нефтяная оторочка).

Растворимость газа называется максимальное количество газа, которое может быть растворено в единице объема пластовой нефти при данном давлении и температуре. Газосодержание или равно растворимости или меньше ее. Газовым фактором называется количество газа в м^3 на м^3 добытой дегазированной нефти. Газосодержание большинства пластовых вод изменяется от 1 до $4 \text{ м}^3/\text{м}^3$ [32], но только в случае, если метан или азот преобладает в составе газа. С ростом CO_2 газосодержание возрастает в несколько раз [14].

3.7. Характеристики пластовых веществ

Содержание азотистых соединений

Азотистые соединения распространены не так широко, как

сернистые, и составляют в среднем менее 0,1 % по массе в химическом составе нефти. Они встречаются в сложных ароматических циклах (порфириин, пиридиин, хинолин). Порфирины, в частности, богаты никелем и ванадием.

Содержание парафина

Парафинами называют предельные углеводороды алканового ряда C_nH_{2n+2} , где $n > 16$. Парафины, содержащиеся в нефти, представляют собой смесь твердых углеводородов двух групп: парафинов $C_{17}H_{36}$ и церефинов $C_{36}H_{74}$.

Классификация нефтей по содержанию парафина в д. ед. [19]:

малопарафинистые	- 0,0 - 0,015 по массе;
парафинистые	- 0,015 - 0,06;
высокопарафинистые	- >0,06.

Парафины не растворяются в воде. Плотность парафинов меняется в пределах 907-915 г/м³.

Число нефтяных залежей с массовым содержанием парафина свыше 0,1 д. ед. сравнительно невелико. В основном встречаются нефти с содержанием парафина от 0,045 до 0,08 д. ед. [19]. На месторождении Узень содержание парафинов превышает 0,25. Парафины могут выпадать в пласте, если температура его кристаллизации будет близка к пластовой.

Метод нагнетания CO_2 используется при разработке залежей парафинистых нефтей, так как содержание парафина не оказывает значительного влияния на механизм вытеснения нефти CO_2 [17].

В случае высокопарафинистых нефтей доля ПАВ в растворах оторочки должна уменьшаться, а доля растворителей асфальтенов - увеличиваться. В малопарафинистых нефтях доля ПАВ должна увеличиваться [19]. В случае высокопарафинистых нефтей концентрация реагента ПАВ, при которой происходит снижение температуры насыщения парафином нефти, обычно высокая, а для малопарафинистых и парафинистых нефтей эта концентрация составляет от 0,015 до 0,04%.

Содержание асфальтенов

Неуглеводородные, высокомолекулярные соединения нефти, спо-

способные образовывать надмолекулярные структуры, называются асфальтенами. Содержание асфальто-смолистых веществ изменяется в пределах от 0,01 до 0,1 д. ед.

Высокомолекулярные углеводороды растворены в легких фракциях.

Асфальтены находятся в состоянии коллоидных растворов. Смолы и асфальтены содержат полярные группы, благодаря этому свойству смолы и асфальтены адсорбируются поверхностью осадочных пород. В частности, это затрудняет добычу остаточной нефти, которая содержит значительное количество смол и асфальтенов. Асфальтены существуют в виде мицеллярных растворов в составе смол. В центре мицелл расположены металлы (V, Ni, Fe и другие). Извлечение легкой нефти, растворяющей асфальтены, вызывает осаждение последних и закупорку породы.

Асфальтены по составу близки к смолам, но отличаются более высокой молекулярной массой. Они хуже, чем смолы, растворяются в углеводородах, а в парафиновых углеводородах вообще не растворяются. Плотность асфальтенов $1000 + 1200 \text{ кг/м}^3$. С ростом асфальто-смолистых веществ увеличивается вязкость пластовой нефти. По падению пласта от свода к крыльям антиклинальной складки в нефти увеличивается содержание смол, уменьшается газосодержание, растут плотность и вязкость нефти. Аналогично изменяются свойства и по толщине пласта от кровли к подошве. На водонефтяном контакте содержание асфальтенов и смол очень высокое в нефти вследствие гравитационной сегрегации легкой, подвижной нефти к своду залежи, а также окисления нефти за счет сульфатов, содержащихся в пластовой воде. Присутствие ассоциатов асфальтенов в нефти снижает расход ПАВ. С повышением содержания асфальтено-смолистых веществ и снижением содержания парафинов долю ПАВ в композиции следует увеличивать [19].

Содержание асфальто-смолистых веществ оказывает существенное влияние на механизм вытеснения нефти CO_2 . Эти вещества выпадают в осадок на контакте нефть- CO_2 и не могут быть добыты из пласта. Проницаемость коллектора при этом снижается [17].

Содержание смол

Неуглеводородные, высокомолекулярные, бесструктурные соедине-

ния нефти называются смолами.

Принято классифицировать нефти по содержанию смол следующим образом:

малосмолистые нефти, д.ед.	- 0,0 - 0,18;
смолистые нефти	- 0,18- 0,35;
высокосмолистые	- >0,35.

Обычно массовое содержание смол меняется от 0,0 д.ед. до 0,32 д.ед. [19].

Стабилизация асфальтенов (мицелл асфальтенов) достигается в основном сольватным слоем, который состоит из смол. С ростом содержания асфальтенов масса смол, приходящаяся на единицу массы асфальтенов, уменьшается.

С увеличением содержания смол в нефти устойчивость асфальтенов повышается, что приводит к росту температуры насыщения нефти парафином на 18-20° С. Основными компонентами смол являются: углерод, водород, кислород, сера и азот. Плотность смол близка к 1000 кг/м³. Молекулярная масса - 1200. Хорошо растворены в жидких углеводородах. В случае высокосмолистых нефтей в составе композиций ПАВ должна преобладать доля синтетических ПАВ [19].

Адсорбция смол независимо от состава осадочных пород убывает с ростом давления и температуры. Асфальтены и нафтеновые кислоты обладают способностью практически полностью подавлять адсорбцию смол. В результате адсорбции асфальто-смолистых веществ в нефти происходит уменьшение их содержания и одновременно снижение пластовой вязкости, а поверхность горных пород гидрофобизуется [46].

Содержание серы

Сера присутствует в нефти в виде свободной серы и сероводорода, а также в составе сульфидов, дисульфидов, сернистых соединений и др.

По содержанию серы нефти классифицируются на (в д.ед):

- малосернистые	- 0,00 - 0,005;
- сернистые	- 0,005 - 0,02;
- высокосернистые	- >0,02.

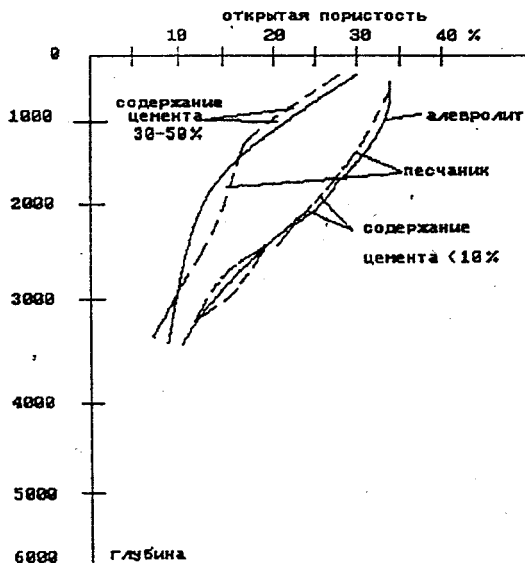


Рис. 3. 5. Влияние содержания цемента в песчаных и алевро-
литовых породах на изменение открытой пористости с глубиной
(по Б. П. Прохлякову)

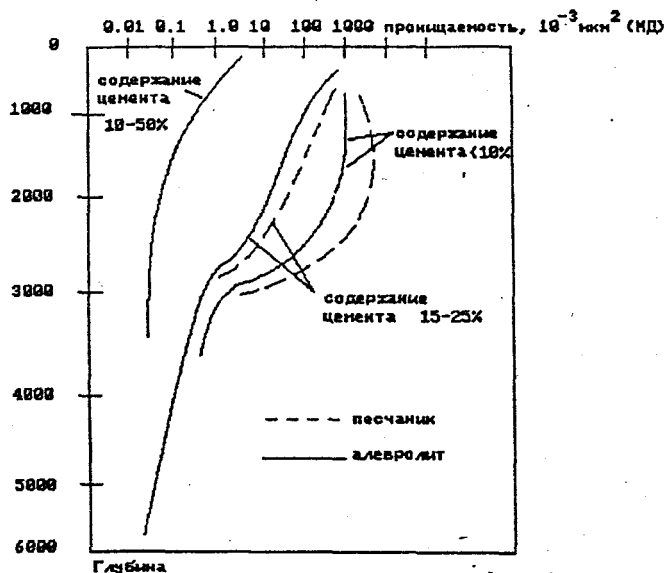


Рис. 3.6. Влияние содержания цемента в песчаных и и алевролитовых породах на изменение проницаемости с изменением глубины залегания (по Б. П. Прохлякову)

Температура насыщения нефти парафином

Температура, при которой пластовая нефть насыщается парафином и при которой начинается кристаллизация парафинов в нефти, называется температурой насыщения нефти парафином. Температура насыщения нефти парафином для большинства залежей нефти варьируется от 8 до 65°C [19].

По классификации, предложенной Г. Ф. Требиным, пластовая нефть по близости температуры насыщения нефти парафином и начальной пластовой температуры подразделяется на следующие группы:

1 группа - насыщенные или близкие к насыщению парафином, когда температура насыщения пластовой нефти равна или близка к начальной пластовой ($t_{пл} \approx t_{нас}$);

2 группа - недонасыщенные парафином, с температурой насыщения нефти парафином ниже пластовой на 10° С ($0 < t_{пл} - t_{нас} \leq 10^\circ$);

3 группа - со значительной степенью недонасыщенности нефти парафином или не содержащие парафина ($10^\circ < t_{пл} - t_{нас} \leq 20^\circ$).

Как показал лабораторный анализ по большому количеству залежей, более чем на 50% нефтяных месторождений осложнений при разработке из-за кристаллизации может либо вообще не возникнуть, либо они возникают только при неблагоприятном стечении обстоятельств. Приблизительно на 14% нефтяных залежей после начала заводнения следует ожидать проблем, связанных с кристаллизацией, еще на 15% залежей - в ближайшем времени после начала заводнения и, наконец, на 17% нефтяных залежей - на стадии доотмыва.

С увеличением содержания асфальтенов температура насыщения парафинами снижается. Температура насыщения мало зависит от их содержания. При массовом содержании асфальтенов свыше 4-5%, а парафина - свыше 20-25% температура насыщения парафином мало зависит от их содержания. Отрицательное влияние асфальтенов увеличивается с ростом молекулярной массы парафинов и снижается с увеличением содержания смол. С ростом содержания смол до 12-16% температура насыщения нефти парафином практически не изменяется, тогда как увеличение содержания смол до 32% приводит к росту температуры насыщения нефти парафином на 18° - 20° [19].

3.8 Петрографо-минералогический состав породы

Петрографо-минералогический состав породы оказывает существенное влияние на адсорбцию полимеров, ПАВ и других веществ. Кальций, доломит и глинистые минералы приводят к высокой адсорбции. Самая низкая адсорбционная активность у силикатов с частично отрицательными зарядами.

Содержание цемента

Пределы изменения содержания цемента в коллекторах нефти и газа составляют от 0 до 0,50 д.ед.

Применение метода нагнетания пара приводит к разрушению скелета породы и значительному росту объема выноса песка в скважинах, поэтому этот метод применяется в пакетах с высокой цементацией [47].

При контакте серной кислоты с цементом породы происходит его разрушение, поэтому оторочку серной кислоты закачивают с повышенным темпом нагнетания [30].

Высокое содержание цемента в горных породах сопровождается значительным снижением пористости и проницаемости коллекторов. (См. рис. 3.5 и 3.6, соответственно).

Содержание набухающих (монтмориллонитовых) глин

Высокое содержание набухающих глин приводит к необходимости зачастую использовать метод нагнетания горячей воды вместо нагнетания оторочек пара в силу набухания глин при контакте с проталкивающей холодной водой [10, 52]. С ростом глинистости возрастает и остаточная водонасыщенность. Глинистые материалы могут сохранять адсорбированную воду на всем протяжении осуществления проектов нагнетания пара и горячей воды, так как значений температур, характерных для этих процессов, недостаточно для полной десорбции воды.

Потери мелочи возрастают с ростом содержания набухающих глин

[16,18]. Наибольшая скорость набухания глин отмечается при контакте с раствором щелочи в первые минуты, затем она замедляется. С ростом концентрации щелочи в растворе коэффициент набухания снижается. Значительное влияние на нефтевытеснение при нагнетании щелочных растворов оказывало содержание глин свыше 15-20%. В этом случае возрастали потери щелочи из-за роста количества щелочи, реагирующей с глиной.

Адсорбция тяжелых фракций пластовой нефти на поверхности глинистых минералов приводит к образованию защитного покрытия, которое препятствует адсорбции воды, и, следовательно, набуханию глин.

С ростом глинистости пород адсорбция ПАВ возрастает [46].

В пластах с глинистостью более 5-10% при нагнетании водных растворов полимера в присутствии глины может происходить взаимная коагуляция двух различных коллоидных систем. Кроме того, глинистые минералы за счет значительной площади поверхности горной породы вызывают значительные потери полимеров. Биополимеры (ксантан, глюкан) так же, как и ПАА, легко и сильно адсорбируются в присутствии глинистых минералов. Причем адсорбция усиливается с увеличением солености.

Карбонатность

При осуществлении нагнетания CO_2 карбонаты могут растворяться в воде, содержащей CO_2 . С увеличением давления нагнетания растворимость карбонатов увеличивается, особенно в призабойной зоне [17].

4. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Для определения успешности применения методов активного воздействия вводятся два параметра:

- технологическая эффективность;
- экономическая эффективность.

Под технологической эффективностью метода воздействия на пласт понимается масса или объем дополнительно добытой нефти по отношению к массе или объему закачанного рабочего агента.

Экономическая эффективность - полученная прибыль (в денежном выражении) в результате внедрения данного метода воздействия.

В табл. 4.1, 4.2, 4.3 приведены основные технико-экономические показатели эффективности применения МВ [52, 55, 56, 58, 67, 68, 77]. Экономическая и технологическая эффективность позволяют классифицировать результаты внедрения МВ на успешные и неуспешные проекты. Ниже приводится таблица по технологической успешности реализации проектов разработки с применением некоторых МВ.

Как видно из таблицы, существует промежуточная область, так называемая область неопределенности, между успешными и неуспешными проектами. Это такие проекты, об успешности которых или трудно или рано еще судить или оценивать.

Одной из важнейших задач при проектировании разработки нефтяного месторождения с использованием МВ является определение плотности сетки скважин. В настоящее время большинство рассмотренных выше методов проходят апробацию на стадии опытно-промышленной эксплуатации. Только методы нагнетания пара и CO_2 широко используются при разработке нефтяных месторождений. Поэтому о рекомендуемой плотности сетки скважин можно с большей степенью определенности говорить только для этих двух методов воздействия. Тогда как для остальных степень определенности рекомендуемой сетки скважин значительно ниже. В табл. 4.4 приведены рекомендуемые плотности сеток скважин, полученные для этих методов [11].

За последние десять лет затраты на осуществление основных методов воздействия снизились. В основном это было достигнуто за счет удешевления рабочих агентов, а также снижения эксплуатационных затрат. Применение МВ на ранних стадиях разработки приводит к значительному снижению затрат.

Следует отметить важность проведения вычислительных экспериментов по определению оптимальных характеристик оторочек рабочего

Технологические показатели эффективности применения
методов воздействия

№	Методы воздействия	Технологическая эффективность, 1т дополнительно добытой нефти на 1 т реагента	Прирост нефтеотдачи, % (в ус-пешных проектах)	Конечная нефтеотдача, %	Диапазон значений плотности сетки скважин	Дебет одной добывающей скважины, т/сут
1	Заводнение	-	10+30	45+50	-	-
2	Пар	-	15+35	-	0,1+0,8	2,5+6,5
3	Горячая вода	-	5+15	-	0,2+14	0,5+5
4	Внутрипластовое горение	-	12+30	-	-	-
5	ПАВ	8,77-17,5	2+10	-	0,6+12	1+6
6	Полимер	79-255	2+15	-	-	-
7	Щелочь	5,85-12,8	2+5	-	-	-
8	Серная кислота	-	5+11	-	0,1-24	0,1-6
9	Мицеллярно-полимерное заводнение	100-600	8+20	55-60	4-16	0,5-20
10	со ₂	0,2-2,3	8+15	55-60	2,5-12	-
11	азот	-	5+10	-	отсутствие данных	
12	Углеводородные газы	-	5+10	-	-	-
13	Углеводородный растворитель	2,920-3,330	-	-	отсутствие данных	
14	Карбонизированное заводнение	-	5+12	-	отсутствие данных	
15	Режим растворенного газа [6,10]	-	-	5-20	отсутствие данных	
16	Газонапорный режим	-	-	10-40	отсутствие данных	
17	Упруговодо-напорный	-	-	50-80	отсутствие данных	
18	Презитационный	-	-	10-30	отсутствие данных	
19	Ударный	-	-	10-30	отсутствие данных	

Экономическая эффективность применения МВ (составлена по данным, опубликованным в работах [53,63,69])

Метод	Себестоимость 1 м ³ дополнительно добытой нефти, долл. США	Удельные капитальные затраты, тыс. долл. США/м ³ /сут	Затраты на закачку 1 т реагента, руб. (1990)	Затраты на 1 т дополнительно добытой нефти, руб.	Цена 1 т добытой нефти, долл. США
Горение	63-157	50-157	-	-	-
Пар	63-119	50-157	-	-	46,9
Нагнетание со ₂	63-189	63-157	510	7,3	51,3
Полимеры	63-157	63-189	-	-	50,0
ПАВ	126-314	94-189	200	2,0	112,5
Био-ПАВ, биополимеры	-	-	-	-	19-20

Таблица 4.3

Технологическая успешность применения МВ

№	Метод воздействия	Единица измерения	Средняя удельная технологическая эффективность	Показатель успешности	Показатель неуспешности
1	Нагнетание пара	т/т	0,3	>0,30	<0,15
2	Внутрипластовое горение	т/м ³	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$>1,0 \cdot 10^{-3}$	$<0,3 \cdot 10^{-3}$
3	Нагнетание полимера	т/т	260	>150	<75,0
4	Нагнетание ПАВ	т/т	12-200	>50,0	<15,0
5	Нагнетание щелочи	т/т	12	>30,0	<10,0
6	Нагнетание кислоты	т/т	-	>10,0	<3,0
7	Нагнетание углеводородных газов	т/тыс. м ³	0,5	>1,0	<0,4
8	Нагнетание со ₂	т/тыс. м ³	1,5	>0,8 - 2	<0,2
9	Мицеллярно-полимерное заводнение	т/т	100+600	>150	<50

Рекомендуемые ПСС для некоторых МВ [11, 24]

N	Метод воздействия	Плотность сетки скважин, га/скв.
1	Заводнение	16-24
2	Нагнетание горячей воды	20-25
3	Нагнетание пара	2,5-8,0
4	Внутрипластовое горение	5-20
5	Нагнетание ПАВ	5-20
6	Нагнетание полимера	7,5-13
7	Нагнетание щелочи	5-10
8	Мицеллярно-полимерное заводнение	0,5-7,5
9	Нагнетание кислоты	5-10
10	Карбонизированное заводнение	5-20
11	Нагнетание азота	10-20
12	Нагнетание CO_2	10-50
13	Нагнетание углеводородных газов	10-20

Таблица 4.5

Ресурсные требования для основных методов
воздействия к 2000 г. [81]

Метод	агент/нефть	Добыча нефти, млн. т	Потребность в агенте
Заводнение (вода)	6-8 м ³ /т	500	3-4 млрд. м ³
Пар	3-4 т/т	14	45-50 млрд. т
ВТ (воздух)	1000-3000 м ³ /т	2	2-6 млрд. м ³
Нагнетание газа (природный газ, CO_2 , N_2)	1500-2500 м ³ /т	10	15-25 млрд. м ³
Полимерное заводнение	0,005-0,01 т/т	6	30-60 тыс. т
ПАВ, щелочь	0,050-0,10 т/т	4,5	250-450 тыс. т

агента, так как основное влияние на величину затрат оказывают объём и концентрация рабочего агента.

. Использование методов воздействия в совокупности с естественными режимами разработки нефтяных залежей приведет (по предварительным оценкам) к значительному сокращению сроков разработки и к снижению удельных затрат на добычу 1 т нефти до 30% [77].

5. МЕТОДИКА ВЫБОРА МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ

Для анализа сложных систем, в которых существенную роль играет знание и опыт человека и где затруднительно применение традиционных количественных методов, предлагается использовать нечеткую логику [22, 23, 24, 26, 28, 42].

Пластовые системы вместе с насыщающими их жидкостями и газами представляют классический пример сложной системы, в которой физическая неопределенность объекта связана как со стохастической неопределенностью (ситуация случайности), так и с принципиально невозможным точным определением вполне определенных физических параметров среды, выполняемых физическими приборами (ситуация нечеткости). Все это позволяет отнести пластовые объекты к классу нечетких сред, а решение задачи выбора МВ - к принятию решения в нечеткой среде. Понятия и отношения, описывающие такие классы, называются нечеткими, а теория нечетких множеств [24] служит средством формализации нечетких понятий и отношений. С помощью теории нечетких множеств (ТНМ) можно количественно оценить такие категориальные понятия, как "очень хороший" или "очень плохой", что особенно важно в задачах типа выбора метода воздействия, когда параметры пласта (месторождения) отличаются в ту или иную сторону от критериев применимости. Задача выбора МВ на нефтяной пласт осложняется еще и тем, что некоторые методы имеют общую зону применимости по целому ряду параметров, и, следовательно, встает вопрос о выборе наиболее эффективного, из рассматриваемой совокупности, метода воздействия.

Теория нечетких множеств (ТНМ) позволяет проводить определенную дифференциацию каждой точки (элементарного объема) нефтяного пласта по геолого-физическим параметрам на предмет оценки степени его принадлежности нечеткому множеству. Структура методики выбора МВ приведена на рис. 5.1.

Для построения алгоритма решения задачи выбора и удобства последующего изложения введем основные понятия теории нечетких множеств [24, 26, 42].

Нечетким множеством A на множестве $U = \{ u \}$ называется совокупность пар

$$A = \{ \langle \mu_A(u), u \rangle \}, \quad (5.1)$$

где μ_A - функция принадлежности нечеткого множества A , осуществля-

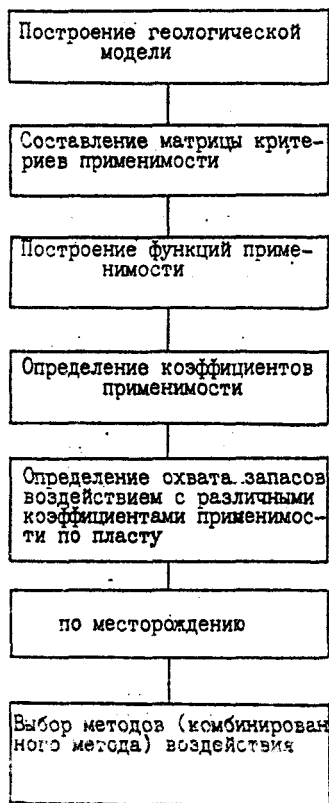


Рис. 5.1. Структура методики внесения КВ

ющая отображение множества U в единичный отрезок $[0, 1]$:

$$\mu_A: u \rightarrow [0, 1]. \quad (5.2)$$

Значение функции принадлежности $\mu_A(u)$ для элемента $u \in U$ будем называть степенью принадлежности элемента U множеству A или просто степенью принадлежности.

Наконец, носителем нечеткого множества A называется множество S_A , такое, что

$$S_A = \{u \in U : \mu_A(u) > 0\}. \quad (5.3)$$

В случае, если базовая переменная векторная ($X=(u, v, w, \dots)$), каждый из компонентов которой является элементом своего универсального множества ($u \in U, v \in V, w \in W$ и т.д.), нечеткое множество R , образованное совокупностью пар

$$R = \{x=(u, v, w, \dots) \in U \times V \times W \dots, \mu_R(u, v, w, \dots) / (u, v, w, \dots)\}, \quad (5.4)$$

называется нечетким отношением. Здесь $\mu_R: U \times V \times W \times \dots [0, 1]$ - функция принадлежности нечеткого отношения R .

В соответствии с изложенным, при построении модели решения задачи выбора MB на основе лингвистического подхода на первом этапе необходимо определить множество S_A , содержащее все элементы, для которых выполняется условие (5.3). В свою очередь, эта процедура включает две операции:

- определение на множестве U значений какого-либо геолого-физического параметра подмножества (интервала, полуинтервала), все элементы которого определяют условия успешного применения какого-либо из MB по данному параметру;

- построение функции принадлежности $\mu_A(u)$.

Первая из операций осуществляется путем анализа либо имеющихся статистических данных об успешности применения MB в различных геолого-физических условиях, либо экспертного мнения, либо при помощи комбинации того и другого. Результатом такого анализа являются критерии применимости различных MB по каждому из рассматриваемой совокупности геолого-физических параметров (см. табл. 3.2).

Перейдем к описанию второй операции - построению функции принадлежности. Напомним, что для определения носителя S_A нечеткого множества A (например, $S_{A_j}^i$ "область применимости j -го MB по i -му геолого-физическому параметру") необходимо определить для каждого элемента u_{ij} множества U_i значений i -го параметра значе-

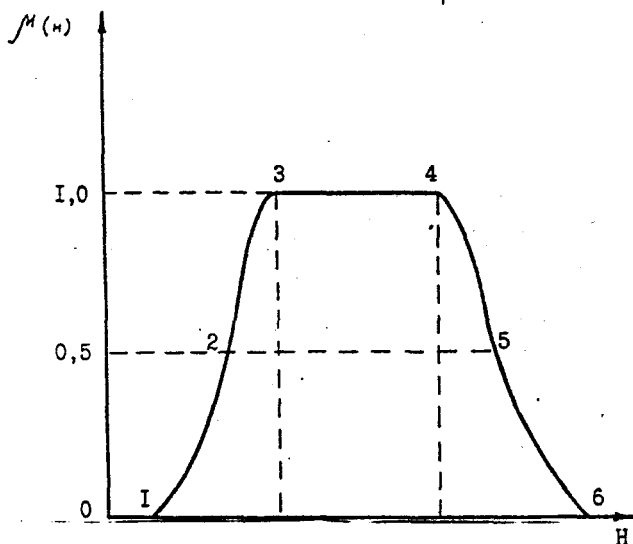


Рис. 5.2. Общий вид функции принадлежности:

$\mu(N)$ - значение функции применимости;

N - множество значений параметра;

1,6 - точки, соответствующие значениям толщины пласта, для которых степень принадлежности равна нулю;

2,5 - точки перехода;

3,4 - точки, соответствующие значениям толщины пласта, при которых степень принадлежности равна 1

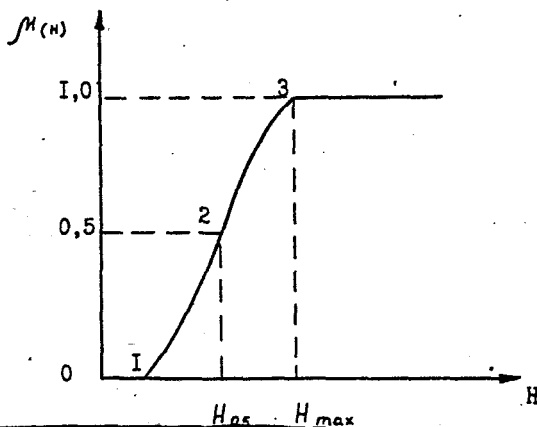


Рис. 5.3. Вид функции принадлежности с левой ветвью:

$\mu(H)$ - степень принадлежности;
 H - параметр

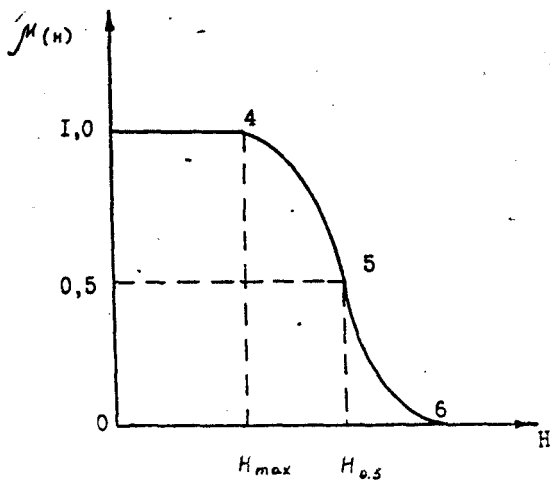


Рис. 5.4. Вид функции принадлежности с правой ветвью:

ния функции принадлежности (т.е. степень принадлежности) $\mu_{A_1}^j(u_{1j})$.

Существует большое число способов построения функции принадлежности (ФП). Рассмотрим более подробно два метода.

1. Первый метод основан на аксиоматическом задании типа ФП и последующем уточнении ее отдельных параметров. Точка перехода u^* - такой элемент множества U , для которого справедливо соотношение $\mu_A(u^*) = 0,5$; $u^* \in U$. Функции принадлежности выбирались в следующем виде:

$$\mu_A(x) = \begin{cases} 0, & x < x_{\min 1} \\ \left[1 + \left(\frac{x - x_{\min 1}}{x_1^* - x_{\min 1}} \right)^{n_1} \right]^{m_1}, & x_{\min 1} \leq x \leq x_{\max 1} \\ 1, & x_{\max 1} \leq x \leq x_{\min 2} \\ \left[1 + \left(\frac{x_{\max 2} - x}{x_{\max 2} - x_2^*} \right)^{n_2} \right]^{m_2}, & x_{\min 2} < x \leq x_{\max 2} \\ 0, & x > x_{\max 2} \end{cases} \quad (5.5),$$

где x_1^* , x_2^* - точки перехода для левой и правой ветвей ФП (рис. 5.2); $x_{\min 1}$, $x_{\max 2}$ - значения переменной x , для которых степень принадлежности равна нулю для обеих ветвей; $x_{\max 1}$, $x_{\min 2}$ - значения переменной, для которых степень принадлежности равна единице для обеих ветвей.

В случае, если $x_{\min 2} = 0$, имеем ФП только с левой ветвью (рис. 5.3), если $x_{\max 1} = 0$, то только с правой ветвью (рис. 5.4).

Построение ФП вида (5.5) выполняется элементарно: например, заданием точек $x = x_{p,1}$ и $x = x_{\max 1}$. Для левой ветви определяют коэффициенты n_1 и m_1 , причем очевидно, что $n_1 < 0$ и $m_1 < 0$. При этом условии $\mu_A(x_{\min 1}) = 0$ выполняется автоматически.

2. Второй метод, основанный на использовании S-образной функции (типа функции Бакли-Лeverетта). При таком способе описания ФП ее зависимость от безразмерного параметра y будет иметь следующий вид:

$$\mu_A(Y) = (1+Y)^{-1}, \quad (5.6)$$

где $Y = \left[\left(\frac{u_{\max_i} - u_i^*}{u_i^* - u_{\min_i}} \right)^2 \left(\frac{u - u_{\min_i}}{u_{\max_i} - u} \right)^2 \right]^{(-1)^i}$; $u_{\min_i}$ и $u_{\max_i}$ - мини-

мальные и максимальные значения переменной u для левой ($i=1$) и правой ($i=2$) ветвей ФП, соответственно; u_i^* - точка перехода, в которой соответствующая ветвь ФП принимает значение, равное 0.5.

Процедура построения ФП сводится при этом к заданию трех значений рассматриваемого геолого-физического параметра для каждой из ветвей функции, в которых ФП принимает значения 0, 0.5 и 1.0.

В заключение отметим, что при использовании любого из описанных здесь, а также других подходов к построению ФП наиболее удобен интерактивный способ общения ЛПР (эксперта), осуществляющего построение ФП, с ЭВМ. В ППП (пакете прикладных программ) "Метод", разработанном для решения задачи выбора МВ, предусмотрен самостоятельный блок программ, позволяющий ЛПР (лицу, принимающему решение) уточнить при желании вид любой из ФП, имеющихся в базе данных программы, в интерактивном режиме.

6. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕОРИИ НЕЧЕТКИХ МНОЖЕСТВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ПРИМЕНИМОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МВ ПО СОВОКУПНОСТИ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ И РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ВЫБОРА МВ

Для определения того, насколько тот или иной МВ применим в данных геолого-физических условиях, введем в рассмотрение понятие коэффициента применимости j -го МВ или просто коэффициента применимости c_j , являющегося параметром комплексной оценки применимости рассматриваемого МВ по совокупности геолого-физических свойств пласта и насыщающих его жидкостей и газов.

Существует несколько способов нахождения коэффициента применимости, основой которых служат операции, определенные на нечетких множествах, и операции над функциями принадлежности.

Поскольку коэффициент применимости c_j j -го МВ является параметром комплексной оценки, соответствующее множество A^j "применимость j -го метода воздействия" должно образоваться в результате пересечения множеств A^j_i типа "применимость j -го МВ по i -му геолого-физическому параметру":

$$A^j = A^j_1 \cap A^j_2 \cap \dots \cap A^j_n = \bigcap_{i \in \{1, n\}} A^j_i \quad (6.1)$$

С учетом этой особенности рассматриваемой задачи построение составной ФП μ^j_A нечеткого множества A^j может быть осуществлено следующим образом:

$$\mu^j_A = \mu^j_{A_1} \wedge \mu^j_{A_2} \wedge \dots \wedge \mu^j_{A_n} = \min_{i \in \{1, n\}} \mu^j_{A_i} \quad (6.2)$$

Поскольку при переходе от одного элементарного объема пласта к другому его геолого-физические свойства, вообще говоря, меняются, значения функций принадлежности (то есть степени принадлежности) соответствующих множеств A^j также будут меняться. Отсюда следует, что и значения составной ФП μ^j_A , т.е. коэффициенты применимости МВ будут меняться при переходе от одной точки пласта к другой, т.е. будут некоторой функцией координат этих точек пласта, $c_j = c_j(x, y, z)$. Очевидно, что с использованием правила (6.2) расчет коэффициента применимости в каждой точке пласта можно будет осуществить с помощью соотношения

$$c_j(x, y, z) = \min_{i \in \{1, n\}} c_{ji}(x, y, z), \quad (6.3)$$

где $c_{ji}(x, y, z)$ - степень принадлежности, $c_{ji}(x, y, z) = \mu^j_{A_i}(x, y, z)$.

Можно предложить несколько иной способ расчета коэффициента применимости C_j , а именно:

$$C_j(x, y, z) = \sum_{i=1}^n \lambda_{ji} \cdot C_{ji}(x, y, z), \quad (6.4)$$

где λ_{ji} - весовой коэффициент, определяющий важность i -го параметра в комплексной оценке применимости j -го МВ в данных геолого-физических условиях и удовлетворяющий условию:

$$\sum_{i=1}^n \lambda_{ji} = 1. \quad (6.5)$$

Важность каждого из геолого-физических параметров может быть установлена с помощью статистического анализа данных о применении МВ в различных условиях, а при отсутствии такой информации - при помощи метода экспертных оценок.

Наконец, третий способ определения коэффициента применимости основан на расчете среднего геометрического:

$$C_j(x, y, z) = \left(\prod_{i \in [1, n]} C_{ji}(x, y, z) \right)^{1/n} \quad (6.6)$$

и несколько напоминает первый способ.

Очевидно, что каждый из представленных здесь способов обладает определенными достоинствами и недостатками. Так, при использовании первого и третьего способов из факта неприменимости МВ по какому-либо параметру автоматически следует неприменимость этого метода по всей совокупности параметров (см. формулы (6.3), (5.11)). С другой стороны, второй метод в отличие от первого и третьего позволяет при определении коэффициента применимости МВ учитывать важность каждого из геолого-физических параметров, что делает общую оценку более качественной. По-видимому, наилучшим подходом к получению качественной оценки коэффициента применимости МВ является комбинация второго подхода с первым или третьим. При комбинации первого и второго подходов вторая оценка будет всегда не хуже первой, так как

$$C_j^{(2)} = \sum_{i=1}^n \lambda_{ji} C_{ji} \geq \sum_{i=1}^n \lambda_{ji} \min_{i \in [1, n]} C_{ji} = \min_{i \in [1, n]} C_{ji} = C_j^{(2)}. \quad (6.7)$$

Если при этом оценки сильно отличаются, то это означает, что по какому-то несущественному (малозначимому) параметру степень применимости данного МВ мала и требуется некоторая модификация метода. Значения коэффициента применимости изменяются в пределах

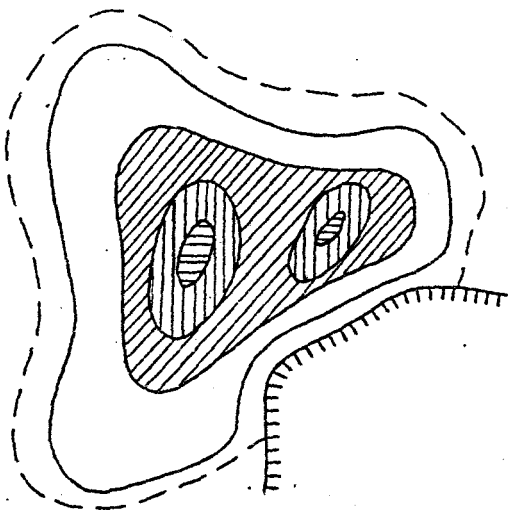
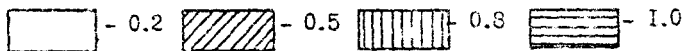


Рис. 6.1. Карта распределения зон с равными значениями коэффициента применимости:



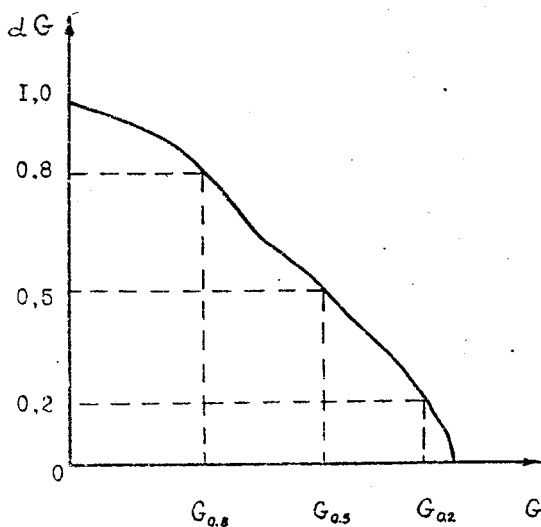
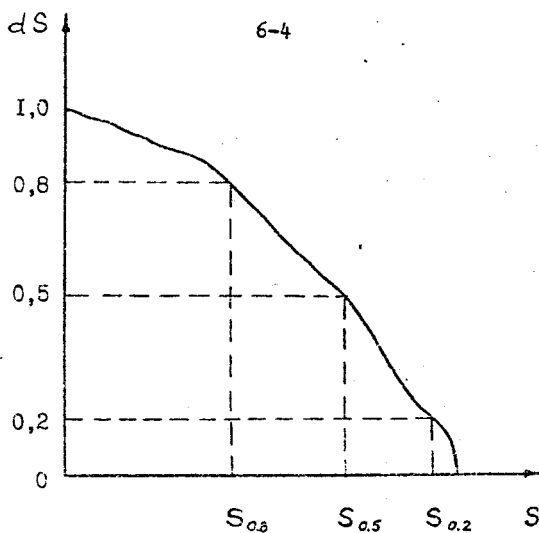


Рис. 6.2. Зависимость распределения коэффициентов применимости по площади (а) и по запасам (б)

от 0 до 1. Диапазон изменения можно разбить на подинтервалы со следующими характеристиками (табл. 6.1).

Таблица 6.1. Классификация степени применимости методов воздействия.

Подинтервалы значений C_j	Оценка степени применимости МВ
0,8-1,0	идеальный уровень
0,5-0,8	хорошо применимый
0,2-0,5	плохо применимый
0,0-0,2	недопустимый уровень

Выше уже отмечалось, что вследствие неоднородности продуктивных пластов коэффициент применимости данного МВ будет иметь различные значения в различных точках пласта, т.е. будет некоторой функцией координат точек пласта. Это позволяет осуществить построение карт применимости различных методов воздействия с помощью следующего алгоритма:

- дискретизация области простираения пласта, т.е. покрытие ее по заданному правилу системой узловых точек (узлов);
- определение в каждом узле значений всех необходимых для последующего анализа геолого-физических параметров и построение карт распределения этих параметров в пределах контура нефтеносности;
- расчет коэффициента применимости данного МВ в каждой из узловых точек и построение карты применимости указанного метода воздействия в данных геолого-физических условиях.

К настоящему времени составлен комплект программ для персональных компьютеров типа IBM-PC/AT и совместимых с ними, состоящий из ППП 'МЕТНОВ' и программного обеспечения автоматизированного построения карт.

На рис. 6.1 в качестве примера изображена карта распределения в пределах контура нефтеносности зон с равными значениями коэффициента применимости одного из МВ.

Очевидно, что с помощью указанного выше программного обеспечения подобного рода информация может быть получена по всем методам воздействия, после чего необходимо решить задачу выбора наиболее

подходящего МВ (группы методов). Для упрощения решения этой задачи необходимо построить гистограммы распределения коэффициента применимости МВ по запасам и площади залежи (рис. 6.3). После осуществления этой операции производится выбор наиболее перспективных, с точки зрения будущего проекта, МВ с помощью решения следующей задачи:

$$\text{МВ: } (c_j, g_j(c_j)) \xrightarrow{j \in [1, n]} 'v_{\max}', \quad (6.8)$$

где c_j - интегральный коэффициент применимости j -го МВ по запасам $G_j = G_j(c_j)$; $G_j(c_j)$ - запасы, которые могут быть вовлечены в разработку с применением j -го МВ с коэффициентом применимости, не меньшим c_j .

В соответствии с (6.8) внимание инженера-проектировщика или лица, принимающего решения (ЛПР), сосредотачивается на тех МВ, которые обеспечивают наибольшее количество запасов $G_j(c_j)$, охваченных тем или иным МВ, при наибольшем значении интегрального коэффициента применимости c_j .

При решении задачи выбора МВ можно использовать и гораздо большее число критериев, учитывающих риск от применения рассматриваемого МВ, квалификацию персонала, качества получаемой с помощью данного МВ нефти и т.п.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренная выше методология выбора метода воздействия на пласт и построенная на ее основе методика базируется на анализе большого числа статистических данных и результатах опроса экспертов по оценке границ применимости различных методов воздействия по целому спектру геолого-физических параметров. Использование теории нечетких множеств позволило повысить качество и надежность принимаемых решений в условиях недостаточной и неопределенной информации.

Изложенный в учебном пособии материал позволяет использовать его студентам при выполнении курсовых и дипломных работ по проектированию разработки нефтяных месторождений, а также при разработке отдельных научных тем, таких, например, как оценка границ применимости различных методов воздействия на залежь, проведение опроса экспертов по отдельным вопросам и последующий его анализ, определение значений весовых коэффициентов различных геолого-физических параметров и т. д.

Настоящее учебное пособие может оказаться полезным и слушателям института повышения квалификации, а также научным и инженерно-техническим работникам при исследовании целого ряда вопросов, связанных с проектированием и анализом разработки месторождений природных углеводородов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества. Л. Химия, 1981.
2. Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988, 240 с.
3. Аширов К.Б. Цементация приконтактного слоя нефтяных залежей в карбонатном коллекторе и ее влияние на разработку. Тр. Гипровостокнефть, вып. 2, 1989, с. 163-175.
4. Аширов К.Б., Данилина А.И., Кашаев В.Е. Особенности заводнения неоднородных коллекторов нефти в условиях образования осадка гипса. Нефтепромышленное дело. ВНИОЭНГ, №10, 1971, с. 12-17.
5. Бабалян Г.А. и др. Исследование процесса заводнения нефтяного пласта с применением ПАВ. Уфа, БашНИПИнефть, 1978.
6. Балинт Т.В. и др. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977, 240 с.
7. Бортницкая В.М., Алешкина Э.О. Изменение структуры порового пространства терригенных пород в процессе соленокислотной обработки. Тезисы докл. IX Всесоюзного совещания по коллекторам нефти и газа. М.: ВНИГНИ, 1971, с. 284-288.
8. Бернер А.В., Сургучев М.Л. Оценки предельных значений коллекторских свойств пород при проектировании разработки месторождений нефти. В сб. тр. Методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Труды ВНИИ, 1986, № 96, с. 57-60.
9. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. М.: Недра, 1990, 427 с.
10. Бурхе Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1988.
11. Вахитов Г.Г., Сургучев Л.М. Анализ влияния плотности сетки скважин на эффективность методов повышения нефтеотдачи. Нефтяное хозяйство, 1984, № 12, с. 34-38.
12. Выхигин Г.Б. Влияние условий вскрытия пластов и закачивания скважин на их продуктивность. Совершенствование процессов бурения скважин и нефтеотдача. Тр. Куйбышевского политехнического института, 1984.
13. Гарушев А.Р., Иванов В.А. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами. Тр. ВНИПИтермнефть "Разработка и эксплуатация месторождений вы-

- соковязких нефтей". М.: ВНИИОЗНГ, 1980, с. 3-12.
14. Гаттенбергер Д.П. Гидрогеология и динамика подземных вод с основами гидравлики. М.: Недра, 1990, 171 с.
 15. Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов -/ М.Л. Сургучев и др. Нефтяное хозяйство, 1979, № 4, с. 29-39.
 16. Горбунов А.Т., Бученков Л.Н. Щелочное заводнение. М.: Недра, 1989, 160 с.
 17. Горбунов А.Т., Зискин Е.А. Технология использования двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов. Нефтяное хозяйство, 1987, № 6, с. 33-38.
 18. Горбунов А.Т. и др. Щелочное воздействие на нефтяные пласты и его модификации. М.: ВНИИОЗНГ, 1985, Об. ин. Сер. Нефтепромышленное дело.
 19. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А. Физика пласта. Уфа, Уфимский нефтяной институт, 1986, 82 с.
 20. Джамалов И.М., Харков Е.И., Каиров М.Б., Коблев Н.И. Влияние термозаводнения пласта на минералогический состав и физические свойства пород-коллекторов. Тр. ВПИНефть, Вопросы техники и технологии добычи нефти. Баку, 1976.
 21. Дьяконов Д.И., Яковлев Б.А. Определение и использование тепловых свойств горных пород и пластовых жидкостей нефтяных месторождений. М.: Недра, 1969, 117 с.
 22. Еремин Н.А. Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения. (Диссертация на соискание уч. степени к.т.н.) М.: 1986, с.120.
 23. Желтов В.П., Золотухин А.Б., Еремин Н.А., Назарова Л.Н. Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ) с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи // Развитие и совершенствование системы разработки нефтяных месторождений. Сб. науч. трудов. М., Наука, 1989, с.119-131.
 24. Заде Л. Понятие лингвистической переменной и его применение к принятию приближенных решений. М.: Мир, 1986.
 25. Зазовский А.Ф., Федоров К.М. О мицеллярно-полимерном заводнении нефтяных пластов. М.: ИПН АН СССР, 1982, 99 с.
 26. Золотухин А.Б. Научные основы проектирования разработки неф-

- тных месторождений с применением новых методов воздействия на пласт. Докторская диссертация. М.: 1990, с. 412.
27. Золотухин А. Б., Еремин Н. А., Назарова Л. Н. Промышленная оценка нефтяных месторождений на основе системного прогнозирования. Баку, Известия АН АзССР, 1988, № 2.
 28. Золотухин А. Б., Еремин Н. А., Назарова Л. Н. Выбор рационального варианта разработки нефтяной залежи. В сб. тр. МИНГ им. И. М. Губкина. М., 1987, № 199, с. 17-24.
 29. Ибрагимов Г. З., Фазлутдинов К. С., Хисамутдинов Н. И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. Справочник. М.: Недра, 1991, 384 с.
 30. Ибрагимов Г. З., Хисамутдинов Н. М. Справочное пособие по применению химических реагентов в добыче нефти. М.: Недра, 1983.
 31. Иванов В. А. и др. Разработка месторождений высоковязких нефтей термическими методами. М.: ВНИОЗНГ, 1986, Обз. инф. Сер. Нефтепромысловое дело.
 32. Иванова М. М. и др. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1992, с. 383.
 33. Иванова М. М., Тимофеев В. А., Брагин П. И. Эффективность эксплуатации залежей нефти при заводнении. Обз. инф. ВНИОЗНГ, Сер. Нефтепромысловое дело, 1980.
 34. Кочешков А. А., Полковников В. В. Особенности процесса ВГ, обусловленные свойствами пластовых систем. В сер. Разработка нефтяных и газовых месторождений (итоги науки и техники, т. 12). М.: ВНИИТИ, 1980, с. 3-49.
 35. Кравченко И. И., Бабалян Г. А. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти. М.: Недра, 1971.
 36. Кузнецов В. Е. Зависимость приемистости нагнетательных скважин от качества воды, закачиваемой в нефтяные пласты. М., Нефтепромысловое дело, ВНИОЗНГ №6, 1978, с. 13-17.
 37. Лобачева С. Н. и др. О факторах, влияющих на пескопроявление. Совершенствование техники и технологии добычи нефти Баку, 1985.
 38. Лычев В. С. Обоснование критериев эффективного применения газовых методов по геолого-промысловым данным (зарубежный опыт). Доклад на II Всесоюзной конференции "Разработка место-

рождений нефти и газа: современное состояние, проблемы, перспективы". Звенигород, 11-16 марта 1991.- М. ИИИГ АН СССР и Гособразования СССР, 1991.

39. Методическое руководство по проектированию применения технологий в разработке нефтяных месторождений. РД-39-9-68-78, М. : КраснодарНИПИнефть, 1978.
40. Мехтибейли Р. М., Султанов З. Н. Влияние свойств горных пород на удельную потребность в окислителе при внутрипластовом горении. М. : Нефтяное хозяйство, №2, 1978.
41. Миценков И. С., Макаров А. Н. Влияние некоторых факторов на фильтруемость воды сквозь пористые среды. Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных месторождений Пермской области. Тезисы доклада научной конференции, Пермь, 1982.
42. Назарова Л. Н. Выбор термических методов воздействия и оптимизация процесса нагнетания в пласт теплоносителя. Дисс. на соискание уч. степени к. т. н. М. : 1989, с. 197.
43. Нефтяное хозяйство, 1988, № 10, с. 57-60.
44. Петровская А. Н. Изменение минералогического состава пород-коллекторов при тепловом воздействии. Сб. научных трудов ВНИИ, вып. 96. Методы повышения нефтеотдачи пластов, М., 1986.
45. Праведников Н. К., Долгих Н. Е. Повышение нефтеотдачи месторождений Западной Сибири путем нагнетания в пласт газа высокого давления. Обз. инф. Сер. Нефтепромысловое дело, 1981, вып. 3.
46. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ /Г. А. Бабалян и др. М. : Недра, 1988.
47. Разработка месторождений термическими методами (Гарушев А. Р. и др.) Нефтепромысловое дело, вып. 24, 1982.
48. Раковский Н. Л., Борисова Н. П., Додонова И. А. Влияние геолого-физических параметров на технологические показатели разработки залежей тепловыми методами. В сб. тр. : Исследования в области разработки нефтяных и газовых месторождений и гидродинамики пласта. М., ВНИИ, 1976, вып. 57.
49. Раковский Н. Л., Тарасов А. Г., Борисова Н. П. Разработка нефтяных месторождений с применением парстепоного воздействия на пласт. М., ВНИИОЭНГ, 1983, 83 с.

50. Редькин Н.И. К вопросу о прогнозировании нормирования качества сточных вод для заводнения. М., Гипровостокнефть, вып. 26, Куйбышев, 1975, с. 51-58.
51. Свищев М.Ф., Пятков М.И. Влияние минералого-петрографических особенностей продуктивных пластов месторождений Среднего Приобья на эффективность закачки ПАВ. Усовершенствование методов изучения месторождений с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Губкинские чтения. М., МИНГ, 1982.
52. Сургучев М.Л. и др. Динамика конечной нефтеотдачи пластов - Геология нефти и газа, № 7, 1989, с. 28-31.
53. Сургучев М.Л. Перспективы применения азота и дымовых газов для увеличения нефтеотдачи пластов. Нефтяное хозяйство, 1988, № 2.
54. Сургучев М.Л. Мировые запасы и ресурсы нефти, природного газа, тяжелых нефтей, битумов и нефтяных сланцев. - Нефтяное хозяйство, 1988, № 10, с. 57-60.
55. Сургучев М.Л., Мамедов Б.Г. Состояние, перспективы и условия применения третичных методов увеличения нефтеотдачи пластов в разных странах. М.: Научный Совет по комплексным проблемам энергетики при Президиуме АН СССР, 1987.
56. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985.
57. Сургучев М.Л. и др. Анализ результатов испытаний метода мицеллярно-полимерного заводнения на Романкинском месторождении. М.: Тр. ВНИИ, 1986, № 96, с. 131.
58. Сургучев М.Л., Шевцов В.А., Сурина В.В. Применение мицеллярных растворов для увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1977, 175 с.
59. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1989.
60. Шабатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988, 121 с.
61. Шилин А.В. Катагенетические преобразования глинистых минералов в отложениях девона Волгоградского правобережья. Исследования и использование глины и глинистых минералов. М., Алма-Ата, 1970.
62. Щелкачев В.Н. Доклад на семинаре 27.05.91 "Анализ современного состояния новейших методов и нефтедобычи в стране".
63. Шитов Б.В., Казаков А.А. Современное состояние и перспектива

развития методов интенсификации нефтедобычи в США. Об. ин. ВНИИОЗНГ, сер. Нефтепромышленное дело, 1980, 56 с.

64. Boon J.A. - Chemistry enhanced oil recovery, JPT 1984, v23, №1.
65. Boon J.A. Hamilton A.N. Reaction between rock matrix and injected fluids in cold lake oil sands potential for formation damage. J. Canadian Petrol Technology, 1983, V22, №3-4.
66. Blevius T.R. Steamflooding in the USA; a Status Report //JPT 1990, v.42, N 5, p. 548-554.
67. Claney J., Gilchrist R. Analysis of Nitrogen-Injection Project to develop Screening Guides and offshore Criteria. JPT, June, 1985, p.18-21.
68. Howes B.J. Enhanced oil recovery in Canada: success progress, JCPT, v.27, N 6, XI-XII, 1988, p. 80-88.
69. JPT, July 1980, v.32, N 7, p. 1164-1168.
70. JPT, V42, N5, 1990, p.548-554.
71. Knapp R.M., Chiskolm J.L., McInerney M.J. Microbially Enhanced Oil Recovery. Proc. SPE/UH Emerging Technologies Conference. 1990, July 5-7, p.229-234.
72. Krauskopf K.B. Introduction to geochemistry. Mc Graw -Hill, 1979.
73. Leeder M.R. Sedimentology. Process and product - George Allen & Huwin LTD of London - 1982.
74. Moritis G. CO₂ and HC injection lead EOR production increase OIL and GAS J., Apr. 23, 1990, p. 49-81.
75. Oppenheimer D.H., Heibert F.K. (1987) Microbial Enhanced oil production field tests in Texas. Proc. of symp. on Applications of microorganisms to Petroleum Technology, Bartlesville, OK, Aug. 12-13, xii-1 to xii-16.
76. Perri M. Gilott A. - Mineralogical transformations as indicators of combustion zone temperature during its site combustion. Bull. Canada Petrol geol, 1982, V30, №1.
77. Proceeding fifth European Symposium on Improved Oil Recovery - Budapest, 25-27 April, 1989.
78. Reed M.J. Gravel Pack and Formation Sandstone dissolution during steam Injection. JPT, 1980, V32, №1.
79. Revue de L'Institute Francais du Petrole, 1990, v.45, N 1, p. 131-139.

80. Sarem A.M. Secondary and Tertiary Recovery oil by MECP process. SPL 1974 Preprint 4901.
81. Surgutchev M.M., Basnieva I.K. System Analysis of Oil Fields Development Problems in Environmentall sensitive areas - SPE 20884, 1990.
82. Zobell C.E. 1974 Bacterial release of oil from oil-bearing materials. World Oil, 126 (13), 36-47, 127(1), 35-41.

Список сокращений

ББ - бродильные бактерии
 Бмо-ПАВ - микробиологические поверхностно-активные вещества
 ВВГ - влажное внутрипластовое горение
 ВГ - внутрипластовое горение
 ВНК - водонефтяной контакт
 ВУС - вязко-упругие системы
 ГДМВ - гидродинамические методы воздействия
 ГИС - геофизические исследования скважин
 ГМВ - газовые методы воздействия
 ККМ - критическая концентрация мицеллообразования
 КОН - концентрация едкого натра
 ЛПР - лицо, принимающее решение
 МВ - метод воздействия
 МЕМВ - микробиологические методы воздействия
 МНТК - меотраслевой научно-технический комплекс
 МОБ - метанообразующие бактерии
 МПНП - метод повышения нефтеотдачи пласта
 МУН - методы увеличения нефтеотдачи
 ОПЭС - обработка призабойной зоны пласта
 ПАА - полнакриламид
 ПАВ - поверхностно-активные вещества
 ПДК - предельно-допустимая концентрация
 ПЗН - призабойная зона пласта
 ПЭС - призабойная зона скважины
 ППП - пакет прикладных программ
 ППД - поддержание пластового давления
 ПСС - плотность сетки скважин
 ПТВ - паротепловое воздействие
 РНМ - разработка нефтяных месторождений
 ССБ - сульфатовосстанавливающие бактерии
 СВВГ - сверхвлажное внутрипластовое горение
 СГ - сухое внутрипластовое горение
 СРС - система размещения скважин
 ТМВ - тепловые методы воздействия

ТНМ - теория нечетких множеств
УВОВ - углеводородоокисляющие бактерии
ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства
ФЭС - фактор остаточного сопротивления
ФП - функция принадлежности
ФС - фактор сопротивления
ФХМВ - физико-химические методы воздействия
ШФЛУ - широкая фракция легких углеводородов
ЭО - эксплуатационный объект

Список обозначений

- d_p - диаметр молекул полимера
 $d_{пор}$ - диаметр пор
 F - сила внутреннего трения
 $K_{d_p/d_{пор}}$ - соотношение диаметров молекул и пор
 K_m - коэффициент охвата по толщине
 $K_{вт}$ - коэффициент вытеснения
 $K_{н.в.}$ - фазовые (относительные) проницаемости нефти и воды
 $K_{охв}$ - коэффициент охвата по площади
 M - соотношение подвижностей воды и нефти
 pH - водородный показатель среды
 $s_{св.в.}$ - насыщенность связанной водой
 s_n - нефтенасыщенность
 $t_{нас.}$ - температура насыщения пластовой нефти
 $t_{пл.}$ - начальная пластовая температура
 V_g - объем газа
 V_n - объем нефти
 $V_{пл.ж.}$ - объем пластовой жидкости
 $V_{пор}$ - поровый объем
 $\gamma(-\partial w/\partial y)$ - градиент (скорости) сдвига
 η - коэффициент нефтеотдачи
 θ - угол смачивания
 λ_v - подвижность воды
 $\lambda_{внач}$ - подвижность воды начальная
 $\lambda_{вкон}$ - подвижность воды конечная
 λ_n - подвижность нефти
 $\lambda_{р}$ - подвижность раствора полимера
 μ - кажущаяся вязкость
 $\mu_{нж}$ - нижняя предельная вязкость
 μ_0 - верхняя предельная вязкость
 μ_v - вязкость пластовой воды
 μ_n - вязкость пластовой нефти
 ρ_n - плотность пластовой нефти
 σ - межфазное напряжение на границе вода-нефть

- $\sigma_{\text{вп}}$ - межфазное напряжение на границе вода-порода
 $\sigma_{\text{нп}}$ - межфазное напряжение на границе нефть-порода
 τ - касательное напряжение
 Γ - газосодержание

Список рисунков

№	Рис.	Наименование	Стр.
1.	0. 1.	Структурная карта гипотетического месторождения	II
2.	1. 1.	Общая добыча нефти, полученная за счет применения МВ	I-5
3.	2. 1.	Схема вытеснения пластовой нефти водой	2-2
4.	2. 2.	Зависимость нефтеотдачи η от объема прокаченной воды (в единицах порового объема - $V_{пор}$) для различных величин подвижности M	2-3
5.	2. 3.	Влияние различных процессов на эффективность вытеснения нефти нагретой водой при отсутствии испарения	2-13
6.	2. 4.	Схема вытеснения нефти оторочкой горячей воды	2-14
7.	2. 5.	Профили водонасыщенности и температуры при вытеснении нефти горячей водой	2-15
8.	2. 6.	Профили водонасыщенности, температуры и паронасыщенности	2-16
9.	2. 7.	Схема вытеснения нефти оторочкой пара	2-17
10.	2. 8.	Схема вытеснения нефти при циклической закачке пара	2-18
11.	2. 9.	Распределение температурных зон и зон нефтенасыщенности при внутрипластовом горении	2-23
12.	2. 10.	Характерные зоны вытеснения нефти при внутрипластовом горении	2-24
13.	2. 11.	График Bancroft для определения вида эмульсии ПАВ	2-29
14.	2. 12.	Зависимость межфазного натяжения σ от температуры	2-30
15.	2. 13.	Механизм процесса адсорбции ПАВ на поверхности горной породы	2-32
16.	2. 14.	Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора ПАВ	2-35
17.	2. 15.	Вязкость загущенной воды в зависимости от концентрации полимера	2-38
18.	2. 16.	Зависимость охвата пласта воздействием для пяти-точечной системы размещения скважин от суммарного объема прокаченной загущенной воды для различ-	

ных соотношений вязкостей нефти и воды $\left(\mu_o = \frac{\mu_n}{\mu_v}\right)$ 2-39

19. 2. 17. Зависимость кажущейся вязкости раствора полимера от скорости сдвига 2-41
20. 2. 18. Зависимость фактора сопротивления (ФС) от объемной скорости потока водного раствора полимера 2-45
21. 2. 19. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора полимера 2-47
22. 2. 20. Схема вытеснения нефти оторочкой водного раствора щелочи 2-50
23. 2. 21. Схема вытеснения нефти при мицеллярно-полимерном заводнении 2-60
24. 2. 22. Схема вытеснения нефти двуокисью углерода 2-63
25. 2. 23. Схема вытеснения нефти карбонизированной водой 2-65
26. 2. 24. Схема вытеснения нефти азотом 2-68
27. 2. 25. Зоны движения метаболитов (продуктов жизнедеятельности) бактерий (а) и схема положений этих зон, так называемых "ведьминых колец" во времени (б) 2-71
28. 2. 26. Схема вытеснения нефти при меласном заводнении 2-73
29. 2. 27. Схема вытеснения нефти при реализации метода активизации пластовой микрофлоры 2-74
28. 3. 1. Угол смачивания θ на границе нефть-вода-горная порода 3-16
29. 3. 2. Схематический график типов ньютоновских (1-2) и неньютоновских жидкостей 3-25
30. 3. 3. Зависимость pH от глубины залегания месторождения 3-29
31. 3. 4. Зависимость pH дистиллированной воды от температуры 3-29
32. 3. 5. Влияние содержания цемента в песчаных и алевролитовых породах на изменение открытой пористости с глубиной 3-36
33. 3. 6. Влияние содержания цемента в песчаных и алевролитовых породах на изменение проницаемости в зависимости от глубины залегания 3-37
34. 5. 1. Структура методики выбора MB 5-2
35. 5. 2. Общий вид функции принадлежности 5-4
36. 5. 3. Вид функции принадлежности с левой ветвью 5-5

- | | | | |
|-----|-------|---|-----|
| 37. | 5. 4. | Вид функции принадлежности с правой ветвью | 5-5 |
| 38. | 6. 1. | Карта распределения зон с равными значениями коэффициента применимости | 6-3 |
| 39. | 6. 2. | Гистограммы распределения коэффициентов применимости по запасам (а) и по площади (б) залежи | 6-4 |

Список таблиц

№	Таблица	Наименование	Стр.
1.	1. 1.	Классификация методов воздействия	I-3
2.	1. 2.	Дополнительная добыча нефти за счет внедрения МУН	I-6
3.	2. 1.	Проницаемость песчано-алевритовых коллекторов пласта БВ ₈ Самотлорского месторождения по воде и газу	2-8
4.	2. 2.	Типы отношений неорганических солей при заводнении	2-9
5.	2. 3.	Изменение минералогического состава пород-коллекторов (Караханбас) при тепловых методах воздействия (по А. Н. Петровской)	2-21
6.	2. 4.	Классификация нефтей по активности взаимодействия с раствором едкого натра	2-51
7.	3. 1.	Критерии применимости МВ	3-6
8.	3. 2.	Классификация нефтей по массовому содержанию фракций	3-27
9.	4. 1.	Технологические показатели эффективности применения МВ	4-2
10.	4. 2.	Экономическая эффективность применения МВ	4-3
11.	4. 3.	Технологическая успешность применения МВ	4-3
12.	4. 4.	Рекомендуемые ПСС для некоторых МВ	4-4
13.	4. 5.	Ресурсные требования для основных методов воздействия к 2000 г.	4-4
14.	6. 1.	Классификация степени применимости методов воздействия	6-5

Предметный указатель

А

- адгезия - 3-24
- адсорбция - 2-6, 2-33, 2-40, 2-44
 - нефти - 2-33
 - ПАВ - 2-42
 - анионоактивных - 2-34
 - полимеры - 2-44
- активность - 2-6, 2-31, 2-33
 - поверхностная - 2-31
- алевроит - 3-14
- ассоциат
 - двумерный - 2-33
 - трехмерный - 2-33
- асфальтены - 2-22, 3-33
- асфальто-смолистые вещества - 3-33

Б

- биоразлагаемость
 - биоПАВ - 2-36
 - ПАВ - 2-36
- битум - 1-2
- буферная жидкость - 2-53, 2-58, 2-61

В

- важность параметра - 6-2
- вал
 - нефти - 2-4, 2-22, 2-36
- вес
 - молекулярный - 2-43
 - полимера - 2-42
- вещества
 - пластовые - 1-1
 - физико-химические - 1-2
- вода - 1-2
 - кислая - 3-30
 - пластовая - 2-7
 - подошвенная - 2-39
 - пресная - 2-48
 - связанная - 3-15
 - холодная - 2-19
 - щелочная - 3-30
- водоприток - 2-52

- водородный показатель среды pH - 3-30
- воздействие
 - газами горения - 2-19
 - горячей водой - 2-12
 - ПАВ - 2-28
 - паром - 2-19
 - растворителем - 2-67
- воздух - 2-25
- выбор
 - МВ - 1
- выпадение
 - осадков - 2-53, 2-62
- вязкость
 - воды - 2-39
 - загущенной полимерами - 2-42
 - кажущаяся - 2-42
 - мицеллярных растворов - 2-58
 - нефти - 1-2, 2-25, 3-2
 - полимера - 2-42
 - раствора - 2-42
 - структурная - 2-42
- вязкоэластичность
 - полимера - 2-44

Г

- газ - 1-1, 1-2
 - природный - 2-67, 3-31
- газовая шапка - 2-39
- газовый фактор - 3-31
- газосодержание - 3-31
- геотермический - градиент - 3-21
- гидрофильность - 2-31
- гидрофобность - 2-31
- гипс - 2-9
- гипсообразование - 2-56
- гистограмма - 6-5
- глинистость - 3-2
- глины - 2-52
 - набухающие (монтмориллонитовые) - 2-52, 3-38
- глубина
 - залегания пласта - 3-2, 3-22
- градиент
 - сдвига - 2-42
- граница
 - раздела фаз - 2-31, 2-64
- грифообразование - 3-20
- гудрон
 - кислый - 2-56

Д

- давление - 3-20
 - пластовое - 3-20
 - смешиваемости - 2-62, 3-20

- двуокись углерода - 2-62
- десорбция - 2-33
- деструкция - 2-42
 - полимера - 2-42, 2-44
 - механическая - 2-42, 2-44
 - микробиологическая - 2-44
 - химическая - 2-44
- деформация
 - полимера - 2-44
- дискретизация - 6-5
- диспергирование - 2-31, 2-49
- диссоциация - 2-27
- дистилляция - 1-4, 2-26
- диффузия - 2-31
- добыча
 - нефти - 1-5
 - дополнительная - 1-6

I

- текучесть
 - аномальная - 3-24
 - дилатантная - 3-26
 - идеальная - 3-24
 - неньютоновская - 3-24
 - ньютоновская - 3-24
 - псевдопластичная - 3-26
 - реологическая - 3-24

3

- загрязнение
 - воды - 2-19
 - воздуха - 2-19
- загромождение
 - воды полимерами - 2-37
- закупорка
 - высокопроницаемых зон - 2-55, 2-75
 - пор - 2-34
 - трещин - 2-42, 2-75
- запасы
 - нефти - ii
 - извлекаемые - ii
- зона
 - водяного вала - 2-61
 - выхленная - 2-25
 - вытеснения нефти - 2-19
 - горячей водой - 2-12
 - паром - 2-19
 - холодной водой - 2-5, 2-19
 - застойная - 2-76
 - конденсации - 2-25
 - начальной пластовой температуры - 2-26
 - нагнетаемой воды - 2-36
 - нефтенасыщенная - 2-19
 - нефтяного вала - 2-19, 2-25, 2-36
 - низкой проницаемости - 2-48
 - оторочки

- пара - 2-19
- ПАВ - 2-36
- паровая - 2-25
- первоначального состояния - 2-36
- призабойная - 2-8, 2-42
- совместной фильтрации - 2-36
- смешивания - 2-51
- температурная - 2-13
- чистогазовая - 2-63, 3-19

И

- интервал доверительный
 - ГИС - 1
 - сейсмички - 1
- испарение - 2-25

К

- капиллярное
 - впитывание - 2-5, 2-64
 - давление - 2-76, 3-19
- карбонатность - 3-40
- катионы
 - кальция - 2-6
 - магния - 2-6
- кислород - 2-76
- кислота
 - серная - 2-55
 - алкилированная - 2-56
 - техническая - 2-56
- кислотное число - 3-27
- кокс - 2-25
- коллектор
 - карбонатный - 3-12
 - низкопроницаемый - 3-12
 - трещинный - 2-12, 3-12
- композиция
 - ПАВ - 2-34, 2-42
- конденсат - 1-1
- конденсация - 2-25
- концентрация - 2-31
 - молекул - 2-33
 - полимеров - 2-46
 - сгоравшего топлива - 2-25
 - желочи - 2-49
- коррозия
 - оборудования - 2-56, 2-62
- коэффициент
 - весовой - 6-2
 - охвата пласта воздействием
 - по площади - 2-4, 2-64
 - по толщине - 2-12
 - нефтевытеснения - 2-4
- нефтеотдачи - 2-4
- критерий
 - применимости - 3-1, 3-3

- критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) - 2-31

Л

- логика - iii

М

- метод

- активизации микрофлоры - 1-3
- внутрипластового горения - 1-3, 2-25
- воздействия (МВ) - 1, 5-1
- газовый - 1-2, 2-61
- гидродинамический - 1-2
- заводнения - 1-2, 1-4, 2-4
 - законтурное - 2-5
 - приконтурное - 2-5
 - внутриконтурное - 2-5
 - площадное - 2-5
 - очаговой - 2-5
 - термомелочное - 2-52
 - мелочно-силикатное - 2-52
- изменение фильтрационных потоков - 2-5
- карбонизированного заводнения - 1-3, 2-66
- комбинированный - 2-36
- микробиологический - 1-2, 2-70
- микробное (меласское) заводнение - 1-3, 2-76
- мицеллярно-полимерное заводнение - 1-3, 2-58
- нагнетания
 - азота - 1-3, 2-67
 - био- ПАВ - 1-3, 2-74
 - биополимеров - 1-3, 2-75
 - газа высокого давления - 1-3
 - горячей воды - 1-3, 2-12
 - двуокиси углерода - 1-3, 2-62
 - микроорганизмов с циклическим вводом питания - 2-76
 - мицеллярных растворов - 1-3, 2-61
 - обогащенного газа - 1-3, 2-67
 - ПАВ - 1-3, 2-28
 - пара- (паротепловое воздействие) - 1-3, 2-19
 - перспективное - 1-3
 - полимеров- (полимерное заводнение) - 2-37
 - серной кислоты - 1-3, 2-55
 - спирта - 1-3, 2-57
 - углеводородного (природного) газа - 1-3, 2-62
 - углекислого газа - 1-3, 2-62
 - углеводородных растворителей - 1-3, 2-67
 - щелочи - 1-3, 2-49
- повышение нефтеотдачи (МПН) - 0-1
- поддержание пластового давления (ППД) - 2-4
- тепловой (термический) - 1-3, 2-12
- традиционный - 1-1
- увеличения нефтеотдачи (МУН) - ii, 1-2
- физико-химический - 1-3, 1-6, 2-28
- циклическое нагнетание
 - воды - 2-5
 - пара - 2-19

- эффективный - iii
- механизм
 - вытеснения - 2-36, 2-51, 2-55, 2-57
- микрофлора
 - естественная - 2-36
- минерализация - 2-8, 3-28
 - обшая - 3-28
- мицеллы
 - ПАВ - 2-33, 2-59
- множество
 - нечеткое - 5-1
- модель
 - геологическая - 1
- молекулярный вес
 - полимера - 2-39
- монослой - 2-33
- мыло
 - щелочное - 2-49

Н

- набухание нефти - 2-62, 2-64
- нагнетание
 - воды - 2-4
 - непрерывное - 2-5
 - циклическое - 2-5
 - воды - 2-12
 - пара - 2-19
- напряжение
 - сдвига - 2-42
- насыщенность
 - нефтью - 3-2, 3-15
- натяжение
 - межфазное - 2-49, 2-54, 2-62
 - поверхностное - 2-31
- неоднородность - 2-34, 2-42
 - порового пространства - 2-34
 - фильтрационно-емкостных свойств - 2-4
- неопределенность - 5-1
- нефтеотдача - 2-4, 2-19, 2-39
- нефть - 1-2
 - высокоактивная - 2-51
 - высоковязкая - 2-62
 - легкая - 1-2, 3-23
 - малоактивная - 2-51
 - обычная - 1-2
 - остаточная - 2-39
 - сверхтяжелая - 1-2, 3-23
 - тяжелая - 1-2, 3-23
- неустойчивость
 - пара - 2-19, 2-52
- нечеткость - iii, 5-1

О

- обводненность - 2-5
- область
 - адсорбции - 2-31

- неопределенности - 5-1
- объект - 1
- объем
 - буферной жидкости - 2-61
 - оторочки - 2-39
 - нефти - 2-62
 - поровый - 2-43
 - прокачанной воды - 2-48
- окисление
 - высокотемпературное - 2-19
 - нефти - 2-26
- оптимизация
 - локальная - iv
- осадок - 2-9, 2-46
- отверстие
 - перфорационное - 2-42
- отлив
 - пластовой нефти - 1-4, 2-44, 2-51
- оторочка
 - горячей воды - 2-19
 - ПАВ - 2-36
 - пара - 2-19
 - полимера - 2-39, 2-48
 - серной кислоты - 2-55
 - углекислого газа - 2-66
 - щелочи - 2-49
- оценка
 - экспертная - iii

II

- ПАА - 2-43
- ПАВ - 2-28
 - водорастворимый - 2-33
 - высококонцентрированный - 2-31, 2-36
 - высокостойкий - 2-36
 - ионогенный - 2-31, 2-33
 - коллоидный - 2-33
 - малоконцентрированный - 2-31
 - неионогенный - 2-33
 - нефтерастворимый - 2-33
 - пенообразующий - 2-36
- парафины - 3-32
- ПЛК - 2-19
- пены - 2-36
- перегонка нефти - 2-19
- период
 - деформации - 2-44
 - релаксации - 2-44
- песчаник - 3-12
- плотность - 3-23
 - воды - 2-4
 - нефти - 1-2
 - парафинов - 3-32
- поверхность
 - пористой среды - 2-42
- повышение

- нефтеотдачи - 1-2
- подвижность
 - воды - 2-39
 - нефти - 2-39, 2-70
 - относительная - 2-4, 2-39
- полимер - 2-39
 - анионоактивный - 2-43
 - катионоактивный - 2-43
- полиэтиленоксид - 2-48
- полнота
 - растворения полимера - 2-43
- полярная группа - 2-31
- пористость - 3-14
- порода - 3-12
- поры - 3-14
- ППД - 2-4
- проницаемость - 2-43, 3-13
 - относительная
 - воды - 2-43
 - нефти - 2-75
 - пласта - 2-43, 3-13
 - фазовая
 - воды - 2-39
 - нефти - 2-39
- прорыв воды - 2-58
- процесс
 - гидродинамический - 2-4
 - горения - 2-19
 - несмешивающегося вытеснения - 2-64
 - смешивающегося вытеснения - 2-62, 2-67, 2-69
 - физико-химический - 2-28

Р

- рабочий агент - 2-4
 - вода - 1-4, 2-4, 2-25
 - воздух - 1-4, 2-25
 - газ - 1-4
 - газы горения - 2-25
 - горячая вода - 2-12
 - химические - 1-4, 2-28
 - щелочь - 2-28
- равновесие
 - термодинамическое - 2-31
- радикал
 - гидрофобный - 2-31
 - кислорода - 2-46
 - углеводородный - 2-31
- размазывание
 - оторочки - 2-58
- размер
 - поровых каналов - 2-48, 3-14
- разрушение (деструкция)
 - полимера - 2-42
 - механическое - 2-44
 - цемента - 2-56
- разрыв пласта - 3-18

- растворение - 2-59
 - карбонатов - 2-56
 - полимера - 2-42
 - силикатов - 2-54
 - углекислым газом - 2-64
 - - цемента - 2-64
- растворитель - 2-44
 - вода
 - минерализованная - 2-44
 - пресная - 2-44
- расширение
 - объемное - 2-62
 - тепловое - 2-12, 2-19
- режим
 - газонапорный - 1-10
 - естественный - 11
- реакция
 - окислительная - 2-25
 - кислотных компонентов нефти - 2-49
- релаксация
 - полимера - 2-44
- реология - 3-24
 - раствора
 - полимера - 2-44
- риск
 - технологический - 1
 - экономический - 1

С

- свойства
 - текучести - 2-42
 - молекулярно-поверхностные - 2-28
 - нефтестымающие - 2-28
 - пластовой воды - 2-5, 2-28
 - поверхности раздела - 2-28
 - раствора - 2-59
- сегрегация - 3-18
- сила
 - капиллярная - 1-5, 2-58
 - сцепления - 2-25
- система
 - гетерогенная - 2-31
 - заводнения - 2-5
 - размещения скважин (СРС)
 - пятиточечная - 2-39
 - водонапорная - 2-9
- скважина
 - нагнетательная - 2-46, 2-53
- скорость
 - сдвига - 2-42, 2-48
 - фильтрации - 2-43
 - растворения
 - полимера - 2-44
- слой
 - адсорбционный - 2-31

- моно - 2-33
- нефти связанный - 2-31
- смачиваемость - 2-49, 2-54, 2-64
 - пород - 2-33
- смешивание - 2-62
- смолы - 2-25, 2-77, 3-35
- содержание
 - смитых гелевидных частиц - 2-44
- соленость
 - пластовой воды - 2-42, 3-33
- соли - 2-44, 2-53, 3-28
 - железа - 2-44, 3-28
 - хлорного - 2-44, 3-28
 - кальция - 2-44, 2-52
 - хлористого - 2-44, 3-28
 - натрия - 2-44, 3-28
 - хлористого - 2-44
 - сульфата кальция - 2-55
 - сульфоната кальция - 2-55
- солибилизация - 2-59
- сопротивление
 - фильтрационное - 2-64
- сорбция - 2-35, 2-37
- состав
 - вещественный - 2-42
 - компонентный - 2-42
 - петрографо-минералогический - 2-20
- спирт - 2-57
- стабилизация - 2-33, 2-59
- стабилизатор
 - полимера - 2-46
 - спирта - 2-58
- стабильность
 - ПАВ химическая - 2-37
- степень
 - принадлежности - 5-1
 - скрученности полимерных групп - 2-48
- структура
 - пористой среды - 2-42, 2-48
 - порового пространства - 2-55
 - вещества - 2-31
- сливание
 - гелевидных частиц полимера - 2-48
 - полимера - 2-48

Т

- темп
 - нагнетания - 2-44
 - водных растворов полимера - 2-44
 - разработки - 3-26
- температура - 2-13, 2-19, 2-43
 - инверсии фаз - 2-31
 - критическая - 3-15
 - насыщения - 3-35
 - начальная пластовая - 2-19, 2-75, 3-2

- теория
 - нечетких множеств - 5-1
- теплопроводность - 3-21
 - воды - 3-19
- теплота парообразования - 3-20
- теплостойкость
 - полимера - 2-46
- технология
 - неэффективная - iv
 - новая - iv
 - оптимальная - iv
 - попеременной закачки - 2-19
 - нагнетания
 - щелочи - 2-51
 - ПАВ - 2-34
 - полимера - 2-46
 - серной кислоты - 2-56
 - мицеллярно-полимерное - 2-59
 - углекислого газа - 2-66
 - углеводородных растворителей - 2-67
 - азота - 2-67
 - перспективная - 1-6, 2-36, 2-52 .
- течение
 - вязкое - 2-44
 - эластичное - 2-44
- толщина - iii, 3-35, 2-62, 2-67, 3-2, 3-18

у

- увеличение
 - нефтеотдачи - 1-2
- угол
 - смачивания - 2-33, 2-49, 3-17
 - контактный - 2-49
 - падения пласта - 3-22
- удлинение
 - полимера - 2-44
- уравнение
 - реологическое - 2-42
- успешность - iii, 2-67
- устойчивость
 - фронта вытеснения - 2-4

ф

- фаза - 2-31, 2-64, 3-17
- фактор
 - сопротивления (ФС) - 2-43
 - остаточного сопротивления (ФЭС) - 2-43
- ФЭС - 2-4
- фронт
 - вытеснения нефти
 - водой - 2-4
 - паром - 2-19

- горения - 2-25
- сорбции - 2-36
- функция принадлежности - 5-1

Ц

- цемент- 2-56, 3-39

Э

- экология - 2-19
- эксплуатация
 - опытно-промышленная - 2-4, 2-58
 - промышленная - 2-4
- экстрагирование
 - нефти - 2-19
- эмульгирование
 - нефти - 2-49
- эмульсия - 2-31
 - водонефтяная - 2-31
 - нефтеводная - 2-31
- эффективность - 4-1
 - полимерного заводнения - 2-43
 - технологическая - 2-19, 4-1
 - экономическая - 2-19, 4-1

Я

- языкообразование
 - вязкостное - 2-4
 - паровое - 2-19

Amoco	1-1
BASF	1-1
British Petroleum	1-1
Sheec	1-1

Именной указатель

- Абасов М.Т. - 1-1
 Авдолов М.А. - 1-1
 Алексина Э.О. - 2-44
 Аликаев М.Т. - 1-1
 Амелин И.Д. - 1-1
 Акров И.Б. - 2-5
 Бабалян Г.А. - 1-1
 Бадбаков Н.К. - 1-1
 Басниев К.С. - 1-1
 Богданов И.И. - 1-1
 Боксерман А.А. - 1-1
 Бортнишкая В.Н. - 2-44
 Бученков Л.Н. - 1-1
 Вахеевский А.Е. - 1-1
 Выхитин Г.Е. - 2-44
 Гавура В.Е. - 1-1
 Гарушев А.Р. - 1-1
 Гатенбергер Е.П. - 2-5
 Гиматулинов М.К. - 1-1, 63
 Горбунов А.Т. - 1-1
 Дхамалов - 2-27
 Дуровой К.К. - 1-1
 Ентов В.М. - 1-1
 Есбев И.П. - 1
 Еднов С.А. - 1-1
 Еглов Д.П. - 1, 1-1
 Забродин П.И. - 1-1
 Закров С.Н. - 1-1
 Зубов Н.В. - 1-1
 Ибатуллин Р.Р. - 2-57
 Иванков В.А. - 1-1
 Иванова М.М. - 1, 1-1
 Кокшанцев В.Е. - 2-5
 Ларинцева Т.Т. - 2-5
 Левин Б.И. - 1-1
 Мархасин И.Л. - 1-1
 Мехтибейли Р.М. - 2-25
 Мехтиев С.Ф. - 2-5
 Мищенко И.Г. - 2
 Мур Скобот - 2-43
 Мухарский Э.Д. - 1-1
 Намиот А.Д. - 6
 Назина Т.Н. - 2-57
 Нигматулин Р.И. - 1-1
 Ньютон К. - 2-31
 Оганов К.А. - 1-1
 Олоприенко А.В. - 1-1
 Петровская А.Н. - 2-10
 Пирсон С.Д. - 2-5
 Пономарева И.А. - 1-1
 Прохляков Б.Е. - 3-29
 Раковский К.Л. - 1-1
 Рид - 1-8
 Розанова А.П. - 2-57
 Рождественский В.А. - 1-1
 Рубинштейн Л.И. - 1-1
 Рыбаков Ф.Ф. - 2-5
 Степанов В.П. - 1-1
 Стрихов И.Н. - 1-1
 Сургучев М.Л. - 1-1
 Сурина В.В. - 1-1
 Тарасов А.Г. - 1-1
 Требин Г.Ф. - 1-1
 Тульзович Б.И. - 2-43
 Ханин А.А. - 2-62
 Хейнеманн З. - 2-43
 Хисамутдинов Н.И. - 6
 Чарыгин М.М. - 1-1
 Чекалин А.Н. - 1-1
 Шейнман А.Б. - 1-1
 Шелкачев В.Р. - 1-1
 Щитов Б.В. - 1-1
 Эйштейн - 2-71, 2-72
 Якуба С.И. - 1-1
 Aziz K. - 1-1
 Bacley - 1-1
 Balint - 1-1
 Bancroft - 2-25
 Boon J.A. - 2-19
 Brigham W.E. - 1-1
 Burger J. - 1-1
 Chang H.L. - 1-1
 Chu C. - 1-1
 Coats K.M. - 1-1
 Combarnous M. - 1-1
 Craig F.F. - 1-1
 Crawford P.B. - 1-1
 Crookston R.B. - 1-1
 Farook Ali S.M. - 1-1
 Gottfried B.S. - 1-1
 Holm L.W. - 1-1
 Hwang M.K. - 1-1
 Ioko A.W. - 1-1
 Jillott A. - 2-25
 Josendal V.A. - 1-1
 Kazemi H. - 1-1
 Kline M.A. - 1-1
 Kovarik F.S. - 1-1
 Langenheim R.N. - 1-1
 Latil M. - 1-1
 Lauverier H.A. - 1-1
 Leverett - 92
 Lo H.Y. - 1-1
 Marx T.W. - 1-1
 Matthews C.S. - 1-1
 Mayer E.H. - 1-1
 Orr F.M. - 1-1
 Peaceman D.W. - 1-1
 Perri M. - 2-25
 Prats M.A. - 1-1
 Ramey H.Y., Jr. - 1-1
 Reed M.J. - 2-25
 Robinson R.J. - 1-1
 Sarem A.M. - 2-43
 Settari A. - 1-1
 Shelton J.H. - 1-1
 Smith C.R. - 1-1
 Soliman M.Y. - 1-1

Лобачева С. А. - 1-10

Лешкин С. Ф. - 2-5

Малофеев Г. Е. - 1-1

Мамедов Д. Т. - 1-1

Чекалки Э. Д. - 1-1

Чен-Син Э. П. - 1-1

Черников О. А. - 1

Шалыт С. Я. - 1

Sourilan P. - 1-1

Spivak A. - 1-1

Stone H. L. - 1-1

Таблица перевода американских единиц измерения

$^{\circ}\text{API}$	$141.5 / (121.4 + ^{\circ}\text{API}) \times 1.0$	E+00 = г/см ³
бар	= 1.0	E-01 = мПа
Psi	= 6.894 757	E-03 = мПа
ср	= 1.0	E+00 = мПа·С
акр	= 4.046873	E+03 = м ²
фут	= 30.48	E-01 = м
$^{\circ}\text{F}$	$(^{\circ}\text{F} - 32) / 1.8$	= $^{\circ}\text{C}$

Латинский и греческий алфавиты

Латинский алфавит

Буква	Название	Буква	Название	Буква	Название	Буква	Название
Aa	а	Иh	аh	Oo	о	Vv	ве
Bb	бе	Ii	и	Pp	пэ	Ww	дубль-ве
Cc	це	Jj	йот	Qq	ку	Xx	икс
Dd	де	Kk	ка	Rr	эр	Yy	игрек
Ee	е	Ll	эль	Ss	эс	Zz	зет
Ff	эф	Mm	эм	Tt	тэ		
Gg	ге	Nn	эн	Uu	у		

Греческий алфавит

Буква	Название	Буква	Название	Буква	Название	Буква	Название
Aa	альфа	Нη	эта	Nv	ню	Tt	тау
Bβ	бета	Θθ	тэта	Ξξ	кси	Υυ	ипсilon
Γγ	гамма	Ιι	йота	Οο	омикрон	Φφ	фи
Δδ	дельта	Κκ	каппа	Ππ	пи	Χχ	хи
Εε	эпсilon	Λλ	лямбда	Ρρ	ро	Ψψ	пси
Ζζ	дзета	Μμ	мю	Σσ	сигма	Ωω	омега

Предисловие

Благодарности

Введение I

1. Современное состояние и перспективы применения методов воздействия.....	I-I
2. Основные механизмы вытеснения нефти при различных методах воздействия.....	2-I
2.1. Гидродинамические методы воздействия.....	2-4
2.1.1. Заводнение.....	2-4
2.1.2. Разрабка нефтяных залежей горизонтальными скважинами.....	2-10
2.2. Тепловые методы воздействия.....	2-II
2.2.1. Нагнетание горячей воды.....	2-12
2.2.2. Нагнетание пара.....	2-12
2.2.3. Внутрискластовое горение.....	2-22
2.3. Физико-химические методы воздействия.....	2-28
2.3.1. Нагнетание водных растворов ПАВ.....	2-28
2.3.2. Нагнетание водных растворов полимеров.....	2-37
2.3.3. Нагнетание водных растворов щелочи.....	2-49
2.3.4. Нагнетание водных растворов кислот (H_2SO_4).....	2-55
2.3.5. Нагнетание водных растворов спирта.....	2-57
2.3.6. Мицеллярно-полимерное заводнение.....	2-58
2.4. Газовые методы воздействия.....	2-62
2.4.1. Нагнетание двуоксида углерода.....	2-62
2.4.2. Нагнетание углеводородных растворителей.....	2-67
2.4.3. Нагнетание углеводородных (природных) газов и азота.....	2-69
2.5. Микробиологические методы воздействия.....	2-70
2.5.1. Нагнетание био ПАВ.....	2-75
2.5.2. Нагнетание биополимеров.....	2-75
2.5.3. Нагнетание микроорганизмов с циклическим вводом питания и мелассовое заводнение.....	2-76
3. Сфера применимости методов воздействия.....	3-I
3.1. Классификация критериев применимости.....	3-3
3.2. Характеристики горючей породы.....	3-12
3.3. Характеристики пласта.....	3-18
3.4. Характеристики пластовой нефти.....	3-23

3.5.	Характеристики пластовой воды	3-28
3.6.	Характеристики пластового газа	3-32
3.7.	Характеристики пластовых веществ	3-32
3.8.	Петрографо-минералогический состав породы	3-39
4.	Эффективность применения методов воздействия	4-I
5.	Методика выбора метода воздействия	5-I
6.	Использование теории нечетких множеств для комплексной оценки применимости различных МВ по совокупности геолого-физических параметров и решение задачи выбора МВ.	6-I
7.	Заключение	7-I
8.	Литература	8-I
9.	Приложения	9-I
П. 1.	Список сокращений	9-I
П. 2.	Список обозначений	9-3
П. 3.	Список рисунков	9-5
П. 4.	Список таблиц	9-8
П. 5.	Предметный указатель	9-9
П. 6.	Именной указатель	9-21
П. 7.	Единицы СИ, используемые в данном пособии.	9-23
П. 8.	Латинский и греческий алфавит	9-24

TABLE OF CONTENTS

Preface	i
Acknowledgments	ii
Introduction	
1. Current status and perspectives of recovery method's application	I-I
2. The basic mechanisms of oil displacement under different methods	2-I
2.1. Hydrodynamic oil recovery methods	2-4
2.1.1. Waterflooding	
2.2. Thermal oil recovery methods	2-II
2.2.1. Hot water injection	2-II
2.2.2. Steam injection	2-II
2.2.3. In-situ combustion	2-22
2.3. Physicochemical oil recovery methods	2-26
2.3.1. Surfactant water solution injection	2-28
2.3.2. Polymer water solution injection	2-37
2.3.3. Alkali water solution injection	2-49
2.3.4. Acid water solution injection	2-55
2.3.5. Alcohol water solution injection	2-57
2.3.6. Micellar-polymer flooding injection	2-58
2.4. Gas injection methods	2-62
2.4.1. Carbon dioxide injection	2-62
2.4.2. Hydrocarbon solvent injection	2-67
2.4.3. Hydrocarbon gas and nitrogen injection	2-69
2.5. Microbially oil recovery methods	2-70
2.5.1. Biosurfactant injection	2-75
2.5.2. Biopolymer injection	2-75
2.5.3. Microbs injection with a cycling of food and melass flooding	2-76
3. Criteria of applicability of oil recovery methods	3-I
3.1. The classification of applicability's criteria	3-3

3.2. The rock characteristics	3-12
3.3. The reservoir characteristics	3-18
3.4. The reservoir oil characteristics	3-22
3.5. The reservoir water characteristics	3-28
3.6. The reservoir gas characteristics	3-32
3.7. The reservoir dissolved material characteristics	3-32
3.8. The petrographic-mineralogical composition of reservoir rock	3-39
4. The efficiency of recovery methods application	4-1
5. The methodic of recovery methods selection	5-1
6. The harnessing of a fuzzy set theory for the complex estimation of the different recovery methods	6-1
7. Summary	7-1
8. References cited	8-1
9. Appendix	9-1
A.1. The list of abbreviations	9-1
A.2. Nomenclature	9-3
A.3. The list of figures	9-5
A.4. The list of tables	9-8
A.5. Subject index	9-9
A.6. Name index	9-21
A.7. SI Metric Conversion Factors	9-22
A.8. Latin and Greece alphabets	9-24

Н. А. Ерамин, А. Б. Золотухин, Л. Н. Назарова,
О. А. Черников

ВЫБОР МЕТОДА ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА НЕУСТЯНУЮ ЗАЛЕЖЬ
Учебное пособие

Редактор В. С. Спасская
Св. тем. план 1995, п. I. 25

Подписано в печать 15.06.95.
Объем 5,0 уч.-изд. л.

Формат 60х90/16
Тираж 150 экз.

Заказ № 208

Отдел оперативной полиграфии ГАИГ
г. И. М. Губкина