

**Министерство образования Республики Беларусь**

**Учреждение образования  
«Гомельский государственный технический  
университет имени П. О. Сухого»**

**Институт повышения квалификации и переподготовки**

**Кафедра «Нефтегазоразработка и гидропневмоавтоматика»**

## **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ**

**ПОСОБИЕ**

**по одноименной дисциплине  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Гомель 2020**

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.3я73  
М54

*Рекомендовано кафедрой «Нефтегазозаготовка и гидронневоавтоматика»  
ГГТУ им. П. О. Сухого  
(протокол № 4 от 08.11.2019 г.)*

Составитель *Н. А. Демяненко*

Рецензент: зав. лаб. исследования керна ЦИК БелНИПИнефть  
канд. техн. наук *И. В. Лымарь*

М54            Методы повышения нефтегазоотдачи : пособие по одной дисциплине для слушателей специальности переподготовки 1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» заоч. формы обучения / сост. Н. А. Демяненко. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2020. – 143 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Освещены методы, способы и технологии, направленные на повышение выработки запасов и коэффициентов извлечения нефти на различных стадиях разработки нефтегазовых месторождений.

УДК 622.276(075.8)  
ББК 33.3я73

© Учреждение образования «Гомельский  
государственный технический университет  
имени П. О. Сухого», 2020

## Содержание

Предисловие	5
Введение	6
1 Предмет и задачи курса	7
1.1 Современные проблемы разработки нефтяных месторождений	7
1.2 Состояние добычи нефти методами повышения нефтеотдачи	8
1.3 Физико-химическая сущность технологий ПНП	12
1.4 Цель и задачи дисциплины	14
2 Состояние остаточных запасов нефти	15
2.1 Показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении	15
2.2 Факторы, влияющие на нефтеотдачу пласта	16
2.3 Критерии применимости методов нефтеотдачи	19
2.4 Условия успешного применения методов ПНП	24
2.5 Силы, удерживающие остаточную нефть и возможности их преодоления	26
3 Влияние молекулярно-поверхностных сил на вытеснение нефти из пласта	27
3.1 Физические свойства пластов-коллекторов	28
3.2 Поверхностное натяжение	31
3.3 Смачивание твердого тела жидкостью и краевой угол, работа адгезии, теплота смачивания	35
3.4 Методы извлечения капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти	41
4 Оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи при заводнении	42
4.1 Принципы внедрения методов ПНП на месторождениях	43
4.2 Оценка технологической эффективности методов ПНП	44
4.3 Оценка экономического эффекта от внедрения технологии ПНП	49
5 Гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи	50
5.1 Классификация гидродинамических МУН	50
5.2 Циклическое заводнение пластов	52
5.3 Форсированный отбор жидкости	57
6 Физико-химические методы пнп	58
6.1 Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении	58

6.2	Полимерное заводнение	63
6.3	Мицеллярно-полимерное заводнение	71
6.4	Применение поверхностно-активных веществ и композиций на их основе для увеличения нефтеотдачи пластов	78
6.5	Технологии увеличения нефтеотдачи пластов на основе кислотного воздействия	84
7	Добыча остаточной нефти с использованием газов	91
7.1	Общие сведения о применении газовых агентов при разработке нефтяных месторождений	92
7.2	Эффективность различных типов вытеснения нефти газом	94
7.3	Сочетание газового воздействия на пласт с заводнением	95
8	Тепловые методы воздействия на пласт	98
8.1	Тепловые обработки призабойной зоны скважин	99
8.2	Закачка в скважину нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной поверхностно-активными веществами	100
8.3	Прогрев призабойной зоны паром	102
8.4	Непрерывное нагнетание в пласт горячих газов, жидкостей и пара	105
8.5	Тепловые обработки пластов с помощью процессов горения	111
9	Гидравлический разрыв пласта	119
9.1	Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта	120
9.2	Опыт применения гидроразрывов	122
9.3	Основные понятия о гидравлическом разрыве пласта	126
9.4	Оптимизация технологии гидравлического разрыва пласта	128
9.5	Техника и технология проведения гидроразрыва пласта	133
9.6	Область применения гидравлического разрыва пласта и пути повышения его эффективности	139
	Литература	142

## Предисловие

Настоящая книга представляет собой пособие по дисциплине «Методы повышения нефтегазоотдачи».

В последние 20–30 лет в нефтегазодобывающей отрасли нарастают негативные тенденции, связанные с опережающей выработкой активных запасов углеводородов, сосредоточенных в средне- и высокопроницаемых пластах и значительным отставанием в темпах разработки неоднородных пластов и низкопроницаемых зон. Эта тенденция привела к увеличению трудноизвлекаемых запасов в объеме запасов нефтяных компаний до 60...70%. Перед отраслью возникла острая проблема в связи с необходимостью активизации разработки трудноизвлекаемых запасов нефти за счет внедрением новейших технологических решений, связанных с их добычей. Это обуславливает актуальность учебного материала по методам повышения нефтегазоотдачи пластов (ПНП), технологиям интенсификации добычи нефти с позиции повышения эффективности выработки запасов и коэффициентов извлечения нефти (КИН) разработки нефтяных месторождений.

## Введение

В настоящее время в мировой нефтедобывающей отрасли происходит непрерывное ухудшение качественного состояния ресурсной базы. Ухудшается структура запасов на разрабатываемых месторождениях, прирост запасов нефти за счет геологоразведочных работ не превышает объемов текущей добычи. В преобладающем объеме запасы, новых разведанных месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых. Для пополнения ресурсной базы углеводородов активно ведутся работы по освоению нетрадиционных коллекторов.

Для эффективной разработки трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) необходимы крупные инвестиции в инфраструктуру отрасли, выражающиеся, в частности, в разработке, адаптации и применении современных инновационных технологий, значительно увеличивающих коэффициент нефтеизвлечения.

В Белорусском регионе, как и во многих других нефтегазовых регионах, существуют объективные «природные факторы», влияющие на структуру запасов нефти. Они характеризуются высокой фильтрационно-емкостной неоднородностью продуктивных пластов, вступлением крупных месторождений нефти в позднюю стадию разработки, значительной выработанностью активных запасов, приуроченных к высокопродуктивным зонам, высокой обводненностью добываемой продукции, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. Все перечисленные объективные причины предопределяют снижение уровней и объемов добычи нефти.

В основу прогноза основных показателей нефтедобычи в РУП «ПО «Белоруснефть» положен принцип максимального замедления темпов падения добычи нефти в Беларуси, поддержания добычи длительное время на текущих уровнях, возможно даже с небольшим ростом за счет широкого внедрения современных технологий активизации выработки ТриЗ. Перспективным направлением, при этом, является оценка нефтегазоносности и освоение ресурсов углеводородов, сконцентрированных в нетрадиционных коллекторах. Для этого потребуются значительные капитальные вложения как в сейсморазведочные работы, поисково-разведочное бурение, а также в развитие, опробование, отработку и широкое внедрение современных инновационных технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП).

Именно в Белорусском регионе, где по причине крайней ограниченности ресурсной базы и большой доли трудноизвлекаемых за-

пасов по сравнению с другими нефтегазодобывающими регионами, во главу работы нефтедобывающей отрасли ставится полнота извлечения углеводородов. РУП «ПО «Белоруснефть» активно разрабатывает, адаптирует и внедряет прогрессивные методы повышения нефтеотдачи пластов, что позволяет поддерживать темпы добычи нефти на запланированных уровнях.

## **1. Предмет и задачи курса**

### **1.1. Современные проблемы разработки нефтяных месторождений**

Современные проблемы разработки нефтяных месторождений связаны со следующими причинами:

1. Ухудшением структуры запасов нефти.
2. Выработкой многих уникальных и крупных высокопродуктивных месторождений (4-я стадия разработки – высокая обводненность добываемой продукции).
3. Вводом в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами с коллекторами, характеризующимися высокой геологической неоднородностью.
4. Возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых коллекторах (с 29...40 % в 1980 г. до 60...75 % в 2018 г.).
5. Увеличением доли месторождений, расположенных на труднодоступных неосвоенных территориях (Восточная Сибирь, шельф морей и океанов)
6. Возрастающим объемом запасов, сосредоточенных в залежах, находящихся на поздней стадии разработки.
7. Сокращением разведочного и эксплуатационного бурения, объемов прироста запасов нефти (объемы выработки запасов опережают объемы их прироста в результате геологоразведочных работ).
8. Снижающимся числом вновь открываемых месторождений, уменьшающимися их размерами.
9. Происходящим ухудшением природно-географических условий размещения разведанных запасов, которые сосредоточены в глубоководных морских акваториях арктических регионов и районах вечной мерзлоты.
10. Наблюдающимся усложнением горно-геологического строения залежей и снижением продуктивности пластов.

11. Сосредоточением больших объемов разведанных запасов в породах полуколлекторах и сланцевых породах.

В связи со сложившимися объективными причинами в отрасли, увеличение нефтеотдачи пластов приобретает стратегическое значение. Только внедрение новых инновационных методов и технологий разработки позволит поддерживать необходимый уровень добычи нефти для обеспечения энергетической безопасности страны и ее экономического роста. Эра дешевой нефти уходит в историю, на смену приходит научно-технический прогресс и высокий профессионализм работников топливно-энергетического комплекса.

В связи со всем выше обозначенным, основными задачами курса «Методы повышения нефтегазоотдачи пластов» являются на базе изучения общетеоретических вопросов дисциплины в свете современных проблем, стоящих перед нефтяной промышленностью, обучить студентов пониманию:

- правильной оценки перспектив использования современных технологий, направленных на увеличение коэффициента нефтеотдачи;

- объективной оценки геолого-физических особенностей разработки нефтяных месторождений, возможности применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на различных этапах разработки нефтяных месторождений;

- знание механизма воздействия методов повышения нефтеотдачи пластов и технологий интенсификации притока нефти, их технико-экономических особенностей применения;

- понимание ключевых критериев эффективного применения методов ПНП.

Динамика роста издержек отрасли на добычу углеводородов, а, следовательно, и цен на них определяется соотношением двух главных компонентов – «природного фактора» и научно-технического прогресса, позволяющего снижать себестоимость добычи.

## **1.2. Состояние добычи нефти методами повышения нефтеотдачи**

Заводнение остается основным методом разработки месторождений. Оно обеспечивает более 95% добываемой нефти. Повышение эффективности заводнения в конкретных геолого-физических условиях пластов за счет широкого внедрения различных геолого-технических мероприятий на скважинах (ГТМ) является важнейшим



направлением увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) при разработке месторождений.

Увеличение КИН обеспечивают применяемые совместно с заводнением методы увеличения нефтеотдачи, путем воздействия в системе скважин – пласт: гидродинамические методы воздействия, «третичные» или «современные» методы увеличения нефтеотдачи (тепловые, газовые, физико-химические, волновые и др.).

Методы увеличения нефтеотдачи – это методы, основанные на нагнетании в пласт с водой материалов, которые в обычных условиях в пластах-коллекторах не присутствуют.

При разработке месторождений следует различать первичные, вторичные и третичные стадии и методы разработки.

Первичные методы разработки включают:

1. Водонапорный режим (жестко-водонапорный).
2. Упругий режим (упруго-водонапорный).
3. Газонапорный (режим газовой шапки).
4. Режим растворенного газа.
5. Гравитационный.
6. Смешанные режимы.

Вторичные методы разработки включают:

1. Вытеснение нефти водой.
2. Вытеснение нефти газом.
3. Гидродинамические методы.
  - 3.1. Интегрированные технологии.
  - 3.2. Вовлечение в разработку не дренируемых запасов.
  - 3.3. Барьерное заводнение на газонефтяных залежах.
  - 3.4. Нестационарное (циклическое) заводнение.
  - 3.5. Форсированный отбор жидкости.
  - 3.6. Периодические отборы-закачки.
  - 3.7. Изменение направлений фильтрационных потоков.
  - 3.8. Импульсные закачки – отборы.
  - 3.9. Ступенчато-термальное заводнение.

Позиции 3.1–3.9 – это технологии ПНП, связанные с вторичными методами разработки.

Третичные методы разработки связаны с применением:

1. Химических технологий и композиций (закачка полимеров, поверхностно-активных веществ (ПАВ), пен, щелочей, кислот, растворителей, эмульсионных систем, термотропных, гелеобразующих и осадкообразующих композиций, мицеллярных растворов).

2. Газовых и водогазовых технологий, обеспечивающих режимы: смешивающегося и несмешивающегося вытеснения путем закачка углеводородных газов, CO<sub>2</sub>, азота, дымовых газов, водогазовых дисперсий.

3. Тепловых (термических) технологий (пароциклическая обработка скважин, паровытеснение, вытеснение горячей водой, внутрипластовое горение, термогазовое воздействие, электромагнитный прогрев, закачка бинарных смесей).

4. Физических технологий (гидроразрыв пласта, воздействие физическими полями, радиальное вскрытие пластов, бурение горизонтальных и разветвленных скважин, кислотоструйное бурение (тунелирование), реэксплуатация после капиллярно-гравитационной сегрегации).

5. Микробиологических технологий с аэробными и анаэробными бактериями.

6. Комбинированных методов, сочетающих гидродинамические и тепловые методы, гидродинамические и физико-химические методы, тепловые и физико-химические методы.

Достижимые КИН по стадиям разработки и воздействия (по данным ВНИИнефть) представлены на рис. 1.1.



Рис. 1.1. Достижимые КИН по стадиям разработки и воздействия на пласт (по данным ВНИИнефть)

Как видно из рис. 1.1, при применении только первичных методов разработки КИН не превышает 15%. Применение вторичных технологий разработки позволяет увеличивать КИН до 20...60%. И только с внедрением третичных методов можно достичь максимальных КИН, до 35...75% и более.

В настоящее время геологические запасы легких и средней вязкости нефтей на всех известных месторождениях мира оцениваются более чем в 500 млрд. тонн, из которых более 300 млрд. тонн относятся к категории трудноизвлекаемых. Из этой категории запасов современными технологиями разработки возможно извлечь в среднем 10...15% или 30...40 млрд тонн нефти.

Запасы тяжелых нефтей и природных битумов в несколько раз превышают запасы средних и легких нефтей и достигают 1 трлн. тонн. Мировая наука и ООН считают их основным сырьем энергетики XXI века. Передовые страны мира (США, Венесуэла, Канада, Китай, Индонезия и в последнее время Россия) уделяют большое внимание их освоению и вводу в промышленную эксплуатацию. Годовая добыча тяжелых нефтей и природных битумов оценивается более чем в 500 млн. тонн.

Учитывая складывающуюся тенденцию - возрастание в структуре остаточных запасов трудноизвлекаемых, тяжелых и высоковязких нефтей, развитие и промышленное внедрение методов повышения нефтеотдачи экономически выгоднее, чем открытие и разведка новых месторождений, так как внедрение их осуществляется на обустроенных месторождениях с существующей инфраструктурой. Для добычи нефти с применением методов ПНП не требуется значительных капитальных затрат, связанных с разведкой, разбуриванием и обустройством месторождений.

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах является неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет 25...45%.

Например, в Иране средняя нефтеотдача пластов составляет 16...17%, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии – 24...27%, Саудовской Аравии – 33...37%, в странах СНГ и России – до 40%, в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки.

Остаточные или не извлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55...75% от начальных геологических запасов нефти в недрах. Так, с 1965 г. в недрах месторождений России оставлено около 14 миллиардов тонн потенциально извлекаемых запасов (это равно объему добычи за всю историю развития нефтяной отрасли России).

Поэтому во всем мире перспективы развития нефтедобывающей отрасли связаны с разработкой и применением новых наиболее эффективных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

### **1.3. Физико-химическая сущность технологий ПНП**

В настоящее время приоритетным направлением прироста запасов в мировой нефтедобыче является развитие и промышленное применение современных интегрированных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), которые способны обеспечить синергетический эффект в освоении новых и разрабатываемых нефтегазовых месторождений. Для понимания сущности синергетического эффекта от интегрированных технологий необходимо понимание физико-химической сущности технологий ПНП и факторов, на которые необходимо оказывать воздействия для ПНП. Физико-химическая сущность технологий ПНП поясняется схемой, приведенной на рисунке 1.2. Из рисунка 1.2 видно, что МУН должны обеспечивать воздействие на нефть в макромасштабе и микромасштабе за счет охвата пластов вытеснением и вытеснение из пласта рассеянной остаточной нефти.

Все МУН основаны на следующих изменениях характеристик вытеснения и условий нахождения нефти в пласте:

- снижение отношения подвижностей вытесняемого и вытесняющего флюидов (за счет уменьшения вязкости нефти или подвижности вытесняющего агента);
- снижение межфазного натяжения на границе нефть вытесняющий агент;
- перераспределение находящихся в пласте нефти, воды и газа с целью консолидации (объединения) запасов нефти.



Рис. 1.2. Физико-химическая сущность технологий ПНП

При большом различии физико-химических свойств нефти, воды, газа, геологической неоднородности пластов, проницаемости нефтенасыщенных зон не может быть одного универсального метода увеличения нефтеотдачи.

Известные методы увеличения нефтеотдачи пластов в основном характеризуются направленным эффектом и воздействуют максимум на одну-две причины, влияющие на состояние остаточных запасов. Каждый из методов имеет свои граничные условия эффективной применимости.

Основными факторами, влияющими на процесс разработки залежей углеводородов и нефтеотдачу, являются геологические и технологические факторы.

К геологическим факторам, определяющим эффективность разработки, относятся геологическая неоднородность (эффективная толщина продуктивного пласта, песчанистость, расчлененность и их изменчивость), изменчивость физико-химических характеристик пласта (пористость, проницаемость, смачиваемость) и пластовых флюидов (вязкость, плотность).

Технологические факторы: система разработки (количество добывающих и нагнетательных скважин, система их расположения, рас-

стояния между скважинами), система разбуривания залежи и темпы ввода ее в разработку, состояние призабойной зоны скважин, темп отбора нефти, – оказывают значимое влияние на коэффициент извлечения нефти.

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу нефти пластом, можно отметить следующие формы существования остаточной нефти:

- капиллярно-удерживаемая нефть;
- нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы породы;
- нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых вытесняющим агентами (водой, газом);
- нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых «экранов» (сбросы, выклинивания коллекторов и другие непроницаемые перемычки).

#### **1.4. Цель и задачи дисциплины**

Дисциплина «Методы повышения нефтегазоотдачи» является одной из специальных и имеет своей целью дать основы технологий промышленно применяемых методов увеличения нефтегазоотдачи пластов, а также перспективных направлений в этой области, направленных на интенсификацию притока, уменьшение остаточных запасов нефти и извлечение экономически рентабельной их части.

Вступление крупных месторождений нефти по, практически всем нефтегазодобывающим регионам в позднюю стадию разработки, значительная выработанность активных запасов, приуроченных к высокопродуктивным пластам, высокая обводненность добываемой продукции, увеличение доли трудноосваиваемых запасов предопределяет снижение объемов добычи. Одним из важных резервов в преодолении объективных причин снижения добычи нефти является проведение геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пластов и интенсификацию добычи нефти.

Основной задачей, которая ставится на всех этапах планирования и реализации программ геолого-технических мероприятий (ГТМ), является получение максимальной успешности и повышение дебитов нефти при минимальных затратах по обоснованным технологическим схемам работ.

Сложные горно-геологические условия залегания, фильтрационно-емкостная неоднородность пластов-коллекторов, разнообразие физико-химических свойств нефтей и пластовых вод ограничивают возможность эффективного применения многих известных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов. Поэтому главной задачей предмета «Методы повышения нефтегазоотдачи пластов» является на базе изучения общетеоретических вопросов научить обучающихся решать следующие задачи:

- правильно оценивать перспективы использования современных технологий, направленных на увеличение коэффициента нефтеотдачи;

- объективно оценивать геолого-физические особенности разработки нефтяных месторождений, возможность применения методов повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на различных этапах разработки нефтяных месторождений;

- знать механизм воздействия методов повышения нефтеотдачи пластов и технологий интенсификации притока нефти, их технико-экономические особенности применения;

- понимать ключевые критерии применимости методов ПНП.

## **2. Состояние остаточных запасов нефти**

### **2.1. Показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении**

Многолетняя практика разработки нефтяных месторождений насчитывает большое количество методов и технологических приемов, увеличивающих отбор нефти из недр. Эффективность применяемых методов и технологий зависит от реальной оценки состояния остаточных запасов нефти, распределения нефтенасыщенности и свойств нефти в залежи.

Следует отметить, что по мере разработки залежей, выработки запасов углеводородов изменяются геолого-физические свойства объектов разработки. Изменяется характер насыщения, фильность пород, фазовые проницаемости флюидов, пластовые и забойные давления и ряд других параметров. Поэтому, важное значение приобретает проблема постоянного учета изменяющихся условий, организация рентабельного извлечения остаточных запасов нефти из уже заводненных пластов. Это наиболее трудная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, ко-

гда конечная нефтеотдача пластов превышает 60%. В таких условиях нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

Для этой категории запасов, из известных и промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи пластов, могут быть применены такие методы как:

- водогазовые;
- физико-химические;
- микробиологические;
- волновые.

Для заводненных пластов проблема эффективности извлечения нефти приобретает еще большее значение в связи с тем, что нефть и вода в пластах, как несмешивающиеся жидкости, по-разному взаимодействуют с породой, с активными рабочими агентами и между собой в зависимости от насыщенности, компонентного состава нефти, гидрoхимического состава воды, минералогического состава пород и структуры пористой среды.

Заводнение нефтяных залежей при разработке может быть *естественным*, когда извлекаемая из пластов нефть замещается пластовой водой – контурной или подошвенной, и *искусственным*, когда нефть из пластов вытесняется водой, нагнетаемой через специальные скважины. Различие между этими видами заводнения нефтяных залежей могут быть очень большими, но выражаются они одними показателями:

- коэффициентом дренирования залежей ( $K_{др}$ );
- коэффициентом охвата пластов заводнением ( $K_{охв}$ );
- коэффициентом вытеснения нефти водой из пористой среды ( $K_{выт}$ ).

Этих трех показателей достаточно для полной характеристики эффективности заводнения нефтеносного пласта, и в целом – для оценки нефтеотдачи пласта как произведения трех указанных коэффициентов.

## **2.2. Факторы, влияющие на нефтеотдачу пласта**

Коэффициент дренирования залежей ( $K_{др}$ ) – определяет долю общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин и выражается отношением:



$$K_{др} = V_{др} / V_{зав},$$

где  $V_{др}$  – нефтенасыщенный объем, в котором обеспечена фильтрация жидкостей;  $V_{зав}$  – объем пласта, в пределах которого происходит вытеснение нефти водой.

Различают текущий и конечный коэффициент нефтеизвлечения.

Под текущим коэффициентом нефтеизвлечения понимают отношение количества извлеченной из пласта нефти на данный момент разработки пласта к начальным ее запасам.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения – отношение количества предполагаемой добычи нефти к начальным ее запасам.

Нефтеотдача зависит от множества факторов. Обычно выделяют факторы, связанные с технологией извлечения нефти из пластов в целом. Поэтому нефтеотдачу можно представить в следующем виде:

$$K_{нефт} = K_{выт} K_{охв} K_{зав},$$

где  $K_{выт}$  – коэффициент вытеснения нефти из пласта,  $K_{охв}$  – коэффициент охвата пласта разработкой,  $K_{зав}$  – коэффициент заводнения месторождения.

Коэффициент вытеснения ( $K_{выт}$ ) нефти водой – это отношение объема нефти, вытесненной водой из образца породы или модели пласта до полного обводнения получаемой продукции, к начальному объему нефти, содержащейся в образце породы или модели пласта.

$$K_{выт} = V_{в} / V_{нн},$$

где  $V_{нн}$  – начальный объем нефти,  $V_{в}$  – объем нефти, вытесненный каким-либо агентом из образца породы или модели пласта (определяется путем керновых исследований).

Коэффициент охвата пласта воздействием ( $K_{охв}$ ) определяется как отношение объема продуктивного пласта, охваченного вытеснением, к начальному нефтенасыщенному объему пласта:

$$K_{охв} = V_{нн} / V_{н},$$

где  $V_{нн}$  – объем залежи, охваченный процессом вытеснения;  $V_{н}$  – начальный нефтесодержащий объем залежи.

Коэффициент заводнения зависит от большого числа факторов. Поэтому удобно представлять его в виде произведения целого ряда коэффициентов, учитывающих влияние того или иного фактора, ока-

зывающего соответствующее воздействие на общий коэффициент охвата:

$$K_{\text{зав}} = K_{01} K_{02} K_{03} K_{04} K_{05} ,$$

где  $K_{01}$  – коэффициент охвата, учитывающий влияние неоднородности пласта по проницаемости,  $K_{02}$  – коэффициент охвата залежи, зависящий от сетки скважин, учитывающий прерывистость продуктивного пласта, то есть зональную неоднородность,  $K_{03}$  – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне стягивающего ряда скважин,  $K_{04}$  – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти в зоне разрезающего ряда скважин,  $K_{05}$  – коэффициент охвата, учитывающий потери нефти на невыработанных участках залежи.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) – это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых (геологических) запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации и является показателем завершеного процесса разработки, определяет только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно.

Конечный коэффициент извлечения нефти, в зависимости от условий его расчета, может быть проектным и фактическим.

Проектный КИН рассчитывается теоретическим путем при составлении технологических схем и проектов разработки.

Фактический КИН определяется по результатам суммарной добычи нефти в конце разработки залежи

На показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении влияют нижеприведенные факторы.

На коэффициент дренирования залежей влияют:

- 1) расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;
- 2) условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- 3) размещение добывающих и нагнетательных скважин;
- 4) состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

На коэффициент охвата пластов заводнением влияют:

- 1) макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);
- 2) трещиноватость, кавернозность (тип коллектора);
- 3) соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

На коэффициент вытеснения нефти водой влияют:

1) микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов (средняя проницаемость);

2) смачиваемость поверхности пор, степень гидрофильности и гидрофобности среды;

3) межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой.

Знание перечисленных факторов и их влияние на эффективность заводнения месторождений необходимо для обоснования методов повышения нефтеотдачи, систем размещения скважин и технологий извлечения остаточных запасов нефти.

### **2.3. Критерии применимости методов нефтеотдачи**

Для каждого из методов ПНП существуют индивидуальные критерии применимости.

Наряду с этим существуют критерии, общие для всех методов, которые необходимо учитывать при планировании МУН. К общим критериям применимости относятся:

– трещиноватость коллектора, которая приводит к опережающему прорыву закачиваемых дорогостоящих агентов в добывающие скважины, снижает охват и нефтеотдачу пласта;

– высокая водонасыщенность нефтяного пласта (более 65...70%) исключает эффективное применение большинства методов по экономическим причинам, так как затраты на подготовку и закачку вытесняющих агентов не компенсируются дополнительно добытой нефтью;

– высокая вязкость нефти (более 50 мПа·с) исключает эффективное применение большинства методов, применяемых при заводнении. Если вязкость нефти не превышает 150...200 мПа·с, то возможно применение методов полимерного заводнения. При вязкости нефти более 200 мПа·с целесообразно с точки зрения достижения достаточно высокой нефтеотдачи применение термических методов или их комбинации с другими методами повышения нефтеотдачи;

– высокая глинистость коллектора (содержание глин – более 10%) снижает эффективность применения физико-химических методов из-за большой адсорбции химических продуктов и обеднения закачиваемых растворов химреагентами. Применение тепловых методов в глинистых пластах приводит к разбуханию глин и снижению проницаемости пласта;

– большая жёсткость пластовых вод, а особенно вод, используемых для приготовления растворов закачиваемых реагентов, резко

снижает эффективность применения почти всех физико-химических методов. Особенно отрицательно на эффективность влияет большое содержание в воде солей кальция и магния вследствие образования осадков, адсорбции химреагентов и снижения вытесняющей способности растворов.

Кроме общих критериев применимости для каждого из видов технологий ПНП существуют индивидуальные критерии. Дополнительные индивидуальные критерии.

При ПНП с применением углекислого газа необходимо учитывать следующие критерии. Применение метода целесообразно при вязкости нефти не более 10...15 мПа·с, так как при более высокой вязкости ухудшаются условия смесимости углекислого газа с нефтью. Для обеспечения хорошей смесимости углекислого газа с нефтью пластовое давление должно быть более 8...9 МПа. При большой толщине пласта (более 25 м) эффективность метода также снижается из-за гравитационного разделения нефти и газа и снижения охвата пласта вытеснением.

При планировании полимерного заводнения необходимо учитывать следующие показатели. Температура пласта должна быть не более 80...90°C, так как при большей температуре полимер разрушается. При проницаемости пласта менее 0,2 мкм<sup>2</sup> процесс трудно реализуем, так как размеры молекул полимера оказываются больше размеров пор и происходит либо кольматация призабойной зоны, либо механическое разрушение молекул. В условиях повышенной солёности воды и большого содержания солей кальция и магния водные растворы полиакриламида становятся неустойчивыми, их структура нарушается. Только полимеры биологического происхождения в таких условиях сохраняют свою стабильность.

**Щелочное заводнение.** Эффективность метода зависит в основном от состава нефти. Метод не применим, если пластовая нефть обладает малым индексом кислотности (отношение содержания гидроокиси калия к массе нефти) – менее 0,5 мг/г. В отличие от других физико-химических методов щелочные растворы могут применяться при температурах до 200°C, а также в карбонатных коллекторах.

**Тепловые методы.** Критерии применимости тепловых методов делятся на три группы:

– геолого-физические (строение и свойства коллектора, свойства пластовых флюидов и др.);

– технологические (сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.);

– технические (наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин).

Чем ниже пористость, тем меньше содержание нефти в 1 м<sup>3</sup> породы и тем больше тепла расходуется на добычу 1 т нефти. Считается, что пористость должна быть не менее 10%.

Проницаемость определяет темп ввода тепла в пласт. Чем выше темп ввода тепла, тем меньше доля теплопотерь по стволу нагнетательных скважин и в окружающие породы. Считается, что проницаемость должна быть не меньше 100 мД.

Толщина пласта должна быть не менее 6 м и не более 30 м. При толщине пласта меньше 6 м становится недопустимо большой доля теплопотерь в окружающие породы. В то же время при очень большой толщине пласта возрастает отрицательная роль гравитационного фактора, за счёт которого пар, а также воздух, при применении внутрипластового горения распространяется по верхней части пласта, что снижает охват пласта процессом теплового воздействия.

Глубина пласта при применении паротепловых методов должна быть не более 1200...1500 м. При большей глубине резко возрастают потери тепла и затраты на доставку в пласт пара. При применении внутрипластового горения с увеличением глубины залежи также возрастают затраты на компримирование воздуха и возникают чисто технические проблемы.

Неоднородности залежи: с уменьшением коэффициента песчаности и увеличением расчленённости повышаются потери тепла на прогрев непродуктивных интервалов, и снижается охват пласта процессом. Особо следует отметить большую роль трещиноватости пластов, с одной стороны, наличие трещин приводит к опережающим прорывам пара в добывающие скважины, что снижает охват пласта, но с другой стороны, при разработке залежей аномально вязких нефтей и особенно битумов только благодаря наличию трещин удаётся обеспечить необходимые темпы ввода тепла в пласт.

При разработке залежи тепловыми методами, по сравнению с традиционными, необходимо применять более плотные сетки скважин (не более 4...6 га/скв.).

Основные критерии применения физико-химических технологий увеличения нефтеотдачи сведены в табл. 2.1, тепловых методов нефтеотдачи – сведены в табл. 2.2.

Для успешного применения конкретной технологии извлечения остаточных запасов нефти следует точно знать, за счет какого показателя эффективности заводнения и факторов, влияющих на них, снизилась эффективность извлечения нефти из пластов.

Большинство из перечисленных факторов относится к категории управляемых:

- размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания;
- состояние призабойных зон пластов вследствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации;
- трещиноватость пластов;
- соотношение вязкостей нефтей и вытесняющей воды;
- межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;
- смачиваемость поверхности пор (гидрофильность, гидрофобность).

Таблица 2.1

### Основные критерии применения физико-химических методов ПНП

Параметры	Закачка CO <sub>2</sub>	Применение водогазовых смесей	Полимерное заводнение	Закачка водных растворов ПАВ	Закачка мицеллярных растворов
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	<15	<25	5-100	<25	<15
Нефтенасыщенность, %	>30		>50		>25
Пластовое давление, МПа	>8		Не ограничено		
Температура пласта, °С	Не ограничена		<70		
Проницаемость, мД	Не ограничена		>100	Не ограничена	>100
Толщина пласта, м	<25		Не ограничена		<25
Трещиноватость	Неблагоприятна				
Литология	Не ограничена		Песчаник	Песчаник и карбонаты	Песчаник
Соленость пластовой воды, мг/л	Не ограничена		<20		<5
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)	Не ограничена		Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна
Газовая шапка	Неблагоприятна	Не ограничена		Неблагоприятна	
Плотность сетки скважин, га/скв	Не ограничена		<24	Не ограничена	<16

Таблица 2.2

**Основные критерии применимости тепловых методов ПНП**

Параметры	Горение	Вытеснение паром	Пароциклическая обработка	Вытеснение горячей водой
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	>10	>50	>100	>5
Нефтенасыщенность, %	>50			
Пластовое давление, МПа	Не ограничено			
Проницаемость, мД	>100	>200	Не ограничена	
Толщина пласта, м	>3	>6		>3
Трещиноватость	Неблагоприятна			
Литология	Не ограничена			
Глубина, м	>1500	<1200		<1500
Содержание глины в пласте, %	Не ограничено	<5-10		
Плотность сетки скважин, га/скв	<16	<6	Не ограничена	

К неуправляемым факторам, влияющим на показатели эффективности заводнения, относятся:

- расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;
- условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств);
- тип коллектора;
- микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, средняя проницаемость.

Из анализа перечисленных факторов можно сделать вывод, что методы повышения нефтеотдачи представляют собой усовершенствование обычных процессов разработки с использованием различных механизмов воздействий:

- на состояние призабойных зон пластов;
- на соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента;
- на смачиваемости поверхности пор;
- на межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой;
- на трещиноватость пластов.

## 2.4. Условия успешного применения методов ПНП

Для успешного применения методов ПНП необходимо следующее:

1. Детальное изучение особенностей геологического строения залежи (особенностей трещиноватости и геологической неоднородности), коллекторских, фильтрационных и физико-химических свойств пластовой системы, распределения нефте-водо-насыщенностей для создания максимально точной геологической модели.

2. Анализ истории разработки залежи и текущих промысловых характеристик (пластового давления, обводнённости продукции, характера и степени выработки пластов и их фильтрационных параметров).

3. Лабораторные исследования физической сущности происходящих в пласте процессов при различных видах воздействия на пласт, а также влияния температуры и давления на эффективность их проявления.

4. Подготовка геолого-гидродинамических (фильтрационных) моделей и численное моделирование различных вариантов разработки залежи.

5. Выбор технологий, основанных на максимальном учёте геолого-промысловых характеристик залежи и использовании наиболее эффективных факторов, повышающих нефтеотдачу пласта.

6. Обоснование и проведение промысловых пилотных испытаний возможных технологий ПНП для улучшения условий разработки залежи на участках залежи минимального масштаба для доказательства качественного эффекта и выбора наилучших технологий.

7. Уточнение геолого-фильтрационных моделей путём их адаптации к фактическим данным разработки опытных участков и опробованным методам ПНП.

8. Составление технологической схемы опытно-промышленных работ по испытанию и оценки технико-экономической эффективности выбранных технологий ПНП.

9. Анализ результатов опытно-промышленных работ.

10. Составление технологической схемы разработки всей залежи.

Принцип поэтапного испытания и внедрения методов повышения нефтеотдачи на крупных месторождениях, особенно со сложной геологической характеристикой, позволяет максимально точно учесть особенности геолого-физической характеристики объекта и получить



максимальный эффект при минимальных затратах. Последовательность принятия решений при подготовке и опробовании МУН представлены на рис. 2.1. Последовательность принятия решений (ПР) включает 3 основные фазы:

– Фаза 1 – изучение объекта и на основании его особенностей (геолого-физических свойств, истории и проблем разработки) выбор технологии ПНП по критериям успешности ее применимости. По результатам этого изучения принимается решение и готовится программа проведения исследований по тестированию технологии.

– Фаза 2 – включает лабораторные и фильтрационные исследования на керне в термобарических условиях объекта с последующим геолого-гидродинамическим моделированием ПНП для определения режимов реализации технологии и ожидаемой технологической эффективности. По результатам этих исследований проводится технико-экономический расчет ожидаемой экономической эффективности технологии и принимается решение о проведении опытно-промысловых работ (ОПР) по опробованию ее на скважинах, готовится проект на ОПР.



Рис. 2.1 Последовательность принятия решений при подготовке и опробовании МУН

– Фаза 3 включает выполнение ОПР, оценка фактического технологического и экономического эффекта и на основании этого принятие решения о широком промышленном внедрении технологии (рис. 2.1).

Оценку эффективности новой технологии ПНП можно отобразить в виде пяти и основных шагов, включающих:

1. Изучение объекта для ПНП и теоретическое обоснование технологии для ОПР.
2. Разработка стратегии опробования технологии ПНП.
3. Проектирование и проведение лабораторных и модельных исследований, разработка программы ОПР.
4. Реализация программы ОПР.
5. Мониторинг эффективности реализации ОПР и принятие решения о промышленном внедрении.

При обосновании технологий ПНП к условиям конкретного объекта, ним предъявляются следующие требования:

- соответствие критериям применимости для конкретного объекта;
- обоснованность применения на основании выполненных лабораторных и фильтрационных исследований;
- технологичность и системность применения;
- управляемость при опробовании и внедрении технологии;
- эффективность, позволяющая увеличить КИН, окупить понесенные затраты и получить прибыль;
- хорошая воспроизводимость на объектах-аналогах.

## **2.5. Силы, удерживающие остаточную нефть, и возможности их преодоления**

Главные силы, удерживающие нефть в пласте, насыщенном двумя или более подвижными фазами (нефтью, водой и газом) – поверхностные, вязкостные, гравитационные и упругие силы. Поверхностные, или капиллярные силы создают на границе жидких фаз в пористой среде (на менисках) давление в пределах 0,01...0,3 МПа и более. Направление действия и величины поверхностных сил определяются преимущественной смачиваемостью породы одной из насыщающихся фаз, микронеоднородностью пористой среды, размерами пор и поровых каналов. Поэтому смачиваемость, микронеоднородность пласта и преобладающий размер поровых каналов - важнейшие характеристики, влияющие на количество, распределение и условия перемещения остаточной нефти.

Вязкостные силы создают гидродинамическое сопротивление при движении жидкостей в поровых каналах. Они пропорциональны вязкости нефти. Поэтому при невысоких размерах поровых каналов, повышенной вязкости нефти и недостаточно высоких перепадах давления в пласте возможно образование застойных зон.

Гравитационные силы создают постоянно действующий градиент давления, численно равный разности плотностей нефти, газа и воды. Величина этого градиента может составлять  $0,1 \dots 10$  МПа/м. Его действие приводит к всплыванию нефти в воде или газа в нефти.

Упругие силы пластов, проявляющиеся при снижении пластового давления и пропорциональные росту эффективного давления на породы-коллектора, вызывают уменьшение размеров пор, смыкание трещин и, следовательно, также способствуют увеличению остаточной нефтенасыщенности.

Для консолидации рассеянной нефти требуется предварительное многократное или длительное непрерывное устранение капиллярных сил в заводненных пластах и активизация гравитационных процессов. Во ВНИИ совместно с Институтом физики Земли АН СССР и Горным отделом СО АН СССР с 1985 г. велись исследования одного из перспективных методов переформирования и консолидации остаточной нефтенасыщенности – вибросейсмического воздействия. Этот вид воздействия на пласты испытывается на истощенных месторождениях. Идея о возможности сейсмоакустического воздействия на нефтяные пласты в целом впервые была высказана академиками М.А. Садовским и А.П. Крыловым в середине семидесятых годов в связи с обнаруженной корреляцией между землетрясениями и уровнем добычи нефти и воды из расположенных поблизости месторождений. Несмотря на перспективность метода, длительные исследования в данном направлении, на текущий момент он широкого распространения не получил.

### **3. Влияние молекулярно-поверхностных сил на вытеснение нефти из пласта**

Вытеснение нефти водой из пористой среды играет важную роль при добыче нефти. Этот процесс является основным и наиболее эффективным как при естественном водонапорном режиме, так и при методах поддержания пластового давления заводнением. Однако теорией и практикой разработки нефтяных месторождений, а также лабораторными исследованиями установлено, что под влиянием моле-

кулярно поверхностных сил нефть полностью не вытесняется водой. Полнота вытеснения нефти из пористой среды зависит от целого комплекса физических и физико-химических явлений.

### **3.1. Физические свойства пластов-коллекторов**

Особенности вытеснения нефти водой обуславливаются микроскопическим распределением жидкостей в пористой среде. Это распределение полностью зависит от геометрии порового пространства, состояния в нем жидкостей и газов, а также смачивающей характеристики пористой среды.

Нефтяные пласты неоднородны по проницаемости, пористости, гранулометрическому составу пород и т.д. В большинстве случаев осадочные породы, содержащие нефть и газ, состоят из минеральных частиц, сцементированных различными веществами (кремнезем, кальцит, доломит, глинистые минералы и др.). Размеры минеральных частиц или зерен колеблются в очень широких пределах – от 1 до 0,01 мм и менее. Таким образом, породы нефтяных и газовых залежей представляют собой полидисперсную пористую среду.

Различная величина частиц породы и неоднородная их форма, а также различная степень и характер цементации обуславливают наличие пор самых разнообразных размеров, конфигурации, протяженности и пространственной ориентации. Размеры поперечного сечения основной массы пор в нефтесодержащих породах колеблются в довольно узких пределах – 1...100 мкм. В общем случае поровое пространство коллектора состоит из относительно широких пустот, связанных между собой сужениями. Количество сужений более чем в два раза превосходит число пустот.

Разработка залежей нефти сопровождается проявлением молекулярных и гидродинамических сил, воздействующих на пористую среду и насыщающие ее флюиды – нефть, газ и воду. Молекулярное взаимодействие проявляется в виде капиллярных сил и определяет соотношения между фазами, насыщающими пористую среду.

Среди различных факторов, препятствующих полному извлечению нефти, значительна роль капиллярных и адгезионных сил, под действием которых некоторая часть нефти удерживается в порах пласта. Нефтеносный коллектор представляет собой тело с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Иногда поверхность поровых каналов в 1 м<sup>3</sup> нефтесодержащих пород составляет несколько гектаров. Физико-химические

свойства поверхностей раздела различных фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей – поверхностным натяжением границы раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и теплотой смачиваемости. Адгезия измеряется работой, которую надо затратить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении нормальном к поверхности раздела. Поры, соединяясь между собой, образуют каналы, которые по величине диаметра делятся на сверхкапиллярные, капиллярные и субкапиллярные.

Сверхкапиллярные каналы имеют диаметр больше 0,5 мм. Капиллярные силы здесь большой роли не играют, и жидкость движется в этих каналах, подчиняясь в основном законам гидравлики.

Капиллярные каналы имеют диаметр от 0,5 до 0,0002 мм. При движении в них жидкости, наряду с другими, проявляются поверхностные силы: поверхностное натяжение, капиллярные силы, силы прилипания и сцепления (адгезии) и т. п. Эти силы препятствуют свободному движению жидкости через капиллярные каналы, поэтому непрерывное движение в них возможно только под действием добавочных сил, достаточных для преодоления поверхностных сил.

Субкапиллярные каналы – диаметр их меньше 0,0002 мм. Поверхностные силы в таких микроскопических каналах так велики, что обычно имеющейся в пластовых условиях энергии недостаточно для их преодоления; поэтому движение жидкости в субкапиллярных каналах практически отсутствует. Жидкость впитывается в породу, имеющую субкапиллярную структуру, и переходит в связанное с породой состояние, после чего движение прекращается.

Молекулярная природа поверхности минеральных частиц, слагающих нефтяной пласт, различна. Поверхность частиц горных пород может смачиваться водой избирательно лучше, чем нефтью, и в этом случае порода называется гидрофильной. Если же поверхность частиц горных пород смачивается нефтью избирательно лучше, чем водой, тогда порода называется гидрофобной. В большинстве случаев порода оказывается частично гидрофильной и частично гидрофобной.

Если порода гидрофобна, на поверхности ее зерен действуют силы сцепления и прилипания между горной породой и нефтью. Частицы породы, смоченные нефтью, удерживают часть ее на своей поверхности в виде пленки. Толщина пленки может быть различной в зависимости от вязкости нефти, шероховатости минерала и других факторов. Пленочная нефть прочно связана с гидрофобной поверхно-

стью зерен и может быть удалена введением в пористую среду жидкостей, которые избирательно лучше, чем нефть, смачивают породу. Это может быть достигнуто, например, при вытеснении нефти щелочной водой или водой, обработанной ПАВ, повышающими смачиваемость породы водой.

Экспериментальными исследованиями установлено, что нефтеотдача гидрофильного пласта выше, чем гидрофобного. Это превышение может быть весьма значительным - более чем в 2 раза. При этом смачивающая способность воды в процессе движения зависит не только от физико-химических факторов, но также и от скорости движения водонефтяного контакта в поровых каналах и от структуры самих поровых каналов.

В гидрофобной пористой среде вследствие преобладания капиллярных сил водонефтяной контакт движется гораздо быстрее через пустоты по сравнению с сужениями. И, наоборот, в гидрофильной среде водонефтяной контакт в сужениях движется быстрее, чем в пустотах.

Пустоты в пористой среде могут быть частично заполнены жидкостью, частично – газом. Они могут быть заполнены двумя несмешивающимися флюидами. В любом из этих случаев, а также в самом общем случае, когда три несмешивающиеся фазы совместно заполняют пустоты, важное значение приобретает вопрос о том, какую часть пустот занимает каждая фаза, т. е. вопрос о насыщенности данной фазы.

Насыщенностью  $S$  пористой среды данной жидкостью называют относительную часть объема пустот породы, занятой этой жидкостью:

$$S = V_S / V,$$

где  $V_S$  – объем пустот породы, занятой данной жидкостью;

$V$  – суммарный объем пустот в породе.

Экспериментальными исследованиями установлено, что движение в пористой среде двух несмешивающихся фаз вызывают следующие три режима насыщения пористой среды этими фазами:

1. Насыщенный режим, при котором пористая среда насыщена одной фазой.

2. «Подвешенный» режим, при котором пористая среда имеет минимально возможное насыщение одной фазой. Эта фаза находится в пористой среде в виде «подвешенных» образований, которые не со-

прикасаются между собой, в результате чего течение одной фазы невозможно.

3. Шнурковый режим, при котором пористая среда имеет промежуточное насыщение обеими фазами. При внедрении соответствующей жидкости подвешенные образования увеличиваются и, в конце концов, приходят в соприкосновение друг с другом и сливаются. В результате создается непрерывное переплетение обеих фаз через пористую среду. При этом возможно одновременное течение обеих фаз по очень извилистым (шнурковым) путям.

В общем случае пористую среду (породу) одновременно могут заполнять нефть, газ и вода. Таким образом, нефтяные и газовые месторождения представляют собой различные многофазные системы с границами раздела: нефть - вода, вода - порода и т. д. Вследствие малого размера частиц и поровых каналов в породах поверхностные явления, происходящие на границах раздела, играют существенную роль в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений.

При неустановившемся движении в пористой среде трехфазной смеси значительную роль играют такие физико-химические факторы, как капиллярные явления, адсорбция, растворимость.

Нефть может находиться в пористой среде в виде свободных линз, окруженных водой, или линз, обволакивающих отдельные агрегаты, в виде капель, прилипших к твердой поверхности зерен породы, или капель, взвешенных в воде, а также в виде тонкой пленки, покрывающей поверхность зерен породы (пленочная нефть). В одной и той же залежи возможно одновременное существование нефти во всех перечисленных состояниях.

### **3.2. Поверхностное натяжение**

Даже в самых благоприятных условиях нефть не может быть полностью извлечена из пласта. Силы, удерживающие нефть в пласте, представлены молекулярным притяжением, поверхностным натяжением, силами прилипания и сцепления. Нефтяной пласт представляет собой систему многочисленных капиллярных и субкапиллярных поровых каналов, способных как губка впитывать и удерживать нефть. Породы нефтегазовых коллекторов имеют огромную удельную поверхность, которая контактирует с одним из насыщающих пласт веществ - водой, нефтью или газом. Суммарная поверхность пор, трещин коллекторов, которая находится в контакте с водой и нефтью, очень велика. Поэтому на процессы разработки нефтяных и газовых

залежей большое влияние оказывают поверхностные явления, происходящие в пласте на границах разделов твердой поверхности породы с жидкостями и газами.

С ростом дисперсности системы (суммарной поверхности капиллярных каналов и трещин) явления, происходящие в поверхностном слое контакта нефти, газа и воды с породой, оказывают все большее влияние на движение нефти, газа и воды в нефтяных и газовых коллекторах.

Степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, строение газонефтяного и водонефтяного контактов, взаимное расположение жидкостей и газов в пористой среде, количественное соотношение остаточной воды и нефти обусловлены поверхностными и капиллярными явлениями, происходящими в пласте.

Важнейшую проблему увеличения нефтеотдачи пластов нельзя решить без детального изучения процессов, происходящих на поверхности контакта минералов с пластовыми жидкостями.

Физико-химические свойства поверхностей раздела различных фаз характеризуются следующими показателями: поверхностным натяжением границы раздела фаз, явлениями смачиваемости, работой адгезии.

По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, о закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, о количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, об интенсивности проявления капиллярных сил и т.д. Влияние температуры и давления на поверхностное натяжение жидкостей можно установить из молекулярного механизма возникновения свободной поверхностной энергии и энергетической сущности поверхностного натяжения.

Поскольку между молекулами в жидкости существуют силы взаимного сцепления, они находятся в равновесном состоянии (рис. 3.1) и свободно могут передвигаться в том или ином направлении. Силы же, действующие на молекулы, расположенные в поверхностном слое (АВ) или на поверхности раздела двух несмешивающихся жидкостей, направлены внутрь жидкости и вдоль поверхности раздела. Молекулы, находящиеся на поверхности раздела двух фаз, обладают избытком энергии по сравнению с энергией молекул, находящихся во внутренних слоях жидкости. В результате поверхностный слой жидкости оказывает очень большое давление, называемое моле-



кулярным давлением. Давление поверхностного слоя вызывает появление сил реакции, которые противодействуют молекулярному давлению, и называются силами поверхностного натяжения.

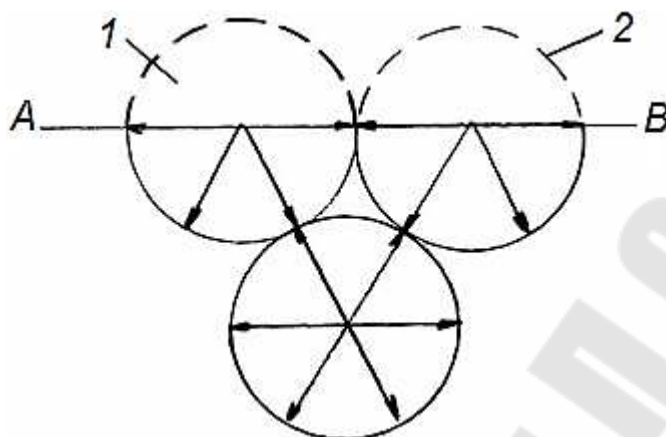


Рис. 3.1. Схема возникновения молекулярного давления:  
1 – молекула; 2 – среда молекулярного натяжения

Для создания новой поверхности ( $S$ ) требуется затратить некоторую работу ( $A$ ), которая пропорциональна величине этой поверхности. Следовательно, поверхностное натяжение ( $\sigma$ ) можно определить как работу, необходимую для образования новой поверхности:

$$y = A / S, \text{ если } S = 1\text{м}^2, \text{ то } y = A.$$

Эту работу измеряют в эргах и относят к  $1\text{ см}^2$ , т. е. размерность  $[\sigma] = \text{эрг}/\text{см}^2$ . Зная, что  $[\text{эрг}] = [\text{дин}\cdot\text{см}]$ , мы можем написать:  $[\sigma] = [\text{дин}\cdot\text{см}]$ , или в единицах системы СИ  $[\sigma] = [\text{мН}/\text{м}]$  и трактовать ( $\sigma$ ) как силу, действующую на единицу длины контура поверхности раздела.

Поверхностное натяжение жидкости чаще всего определяется на границе раздела с воздухом или с другой, несмешивающейся с ней жидкостью.

Для каждого индивидуального вещества поверхностное натяжение является его физической характеристикой для определенной границы раздела. Так, поверхностное натяжение воды на границе раздела с воздухом составляет  $72,3\text{ мН}/\text{м}$ , а на границе с бензолом –  $28,8\text{ мН}/\text{м}$ . Для ртути на границе с воздухом (при  $t = 20^\circ\text{C}$ )  $\sigma = 436\text{ мН}/\text{м}$ , для нефти –  $24\dots 28\text{ мН}/\text{м}$ .

Поверхностное натяжение жидкости зависит от величины межмолекулярных сил. У жидкостей, молекулы которых полярны и силы межмолекулярного взаимодействия велики, поверхностное натяжение

высокое (например, у воды). У жидкостей, молекулы которых менее полярны или не полярны (например, у индивидуальных УВ и нефтей), поверхностное натяжение существенно ниже. Чем больше разность полярностей жидкостей, образующих границу раздела, тем больше поверхностное натяжение. Например, молекула бутилового спирта, так же как и молекула воды, полярны, соответственно величина  $\sigma$  на границе их раздела небольшая – 1,6 мН/м. Молекулы УВ не полярны, поэтому  $\sigma$  на границе раздела их с водой – велико. Содержание в нефтях таких веществ, как смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты и др., молекулы которых полярны, делают поверхностное натяжение в два раза меньше по сравнению с чистыми нефтями на границе раздела с водой.

Поверхностное натяжение всегда изменяется на границе раздела двух фаз и зависит от следующих физико-химических явлений:

1. Количество ПАВ, содержащихся в нефти (нафтеновых кислот, асфальто-смолистых веществ, меркаптанов, тиофенов и т. д.). Эти вещества способны адсорбироваться на поверхностях раздела и снижать поверхностное натяжение. При небольшом количестве ПАВ нефть на границе с водой имеет максимальное поверхностное натяжение, при большом содержании ПАВ – величина поверхностного натяжения незначительна. Природные УВ являются не полярными жидкостями, а присутствие сложных органических соединений делает их полярными с большой адсорбционной поверхностью. Адсорбируясь на стенках породы, полярные компоненты гидрофобизируют коллекторы нефти.

2. Свойств поверхности породы, граничащей с нефтью.

3. Свойств, удельного веса и состава нефти. На границе нефти с воздухом при увеличении удельного веса нефти поверхностное натяжение увеличивается, а на границе с водой – уменьшается.

4. Температуры и давления:

4.1) с повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение чистой жидкости на границе с паром, что связано с ослаблением межмолекулярных сил с ростом температуры:

$$\sigma_t = \sigma_0 (1 - \gamma_t),$$

где  $\sigma_t$  и  $\sigma_0$  – поверхностное натяжение системы (мН/м) при температурах  $t$  и  $0$  °С;  $\gamma$  – температурный коэффициент поверхностного натяжения, сохраняющий свойства константы при температурах, далеких от критической точки, 1/°С;

4.2) с увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом понижается. Это связано с уменьшением свободной поверхностной энергии вследствие сжатия газа и его растворения в жидкости.

5. От химического состава пластовых и закачиваемых вод. Именно химический состав вод в процессах вытеснения влияет на величину поверхностного натяжения на границе вода–нефть. Наибольшее поверхностное натяжение имеют жесткие воды и неактивные нефти (содержание органических кислот до 0,06%), наименьшее – щелочные воды и высокоактивные нефти (содержание органических кислот от 1 до 2,5%). Нафтеновые и жирные кислоты при контакте со щелочными водами образуют соли, растворы которых в воде представляют собой ПАВ, снижающие поверхностное натяжение до 7 мН/м.

### **3.3 Смачивание твердого тела жидкостью и краевой угол, работа адгезии, теплота смачивания**

Величину поверхностного натяжения твердого тела непосредственно измерить трудно. Поэтому для исследования процессов взаимодействия твердых тел с жидкостями и газом пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений, протекающих на контактах между твердыми и жидкими телами. К таким методам относятся измерение работы адгезии, углов избирательного смачивания и т.д.

Под смачиваемостью понимают способность жидкости растекаться по поверхности твердого тела под влиянием поверхностных сил. Контур капли на поверхности твердого тела, по которому происходит соприкосновение трех фаз – твердой, жидкой и газообразной, называется периметром смачивания.

Мерой смачивания твердого тела жидкостью служит краевой угол смачивания  $\theta$ , образованный поверхностью твердого тела и касательной к поверхности капли в точке ее соприкосновения с телом (рис. 3.2). Если краевой угол  $\theta < 90^\circ$ , считают, что жидкость смачивает твердую поверхность; если угол  $\theta > 90^\circ$  – жидкость не смачивает твердую поверхность; если  $\theta = 90^\circ$  – жидкость находится в промежуточном состоянии.

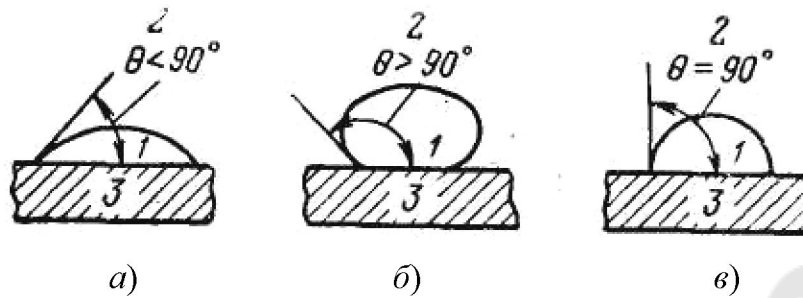


Рис. 3.2. Различные случаи смачивания твердого тела жидкостью:  
*а* – жидкость смачивает твердое тело; *б* – жидкость не смачивает твердое тело; *в* – промежуточное состояние;  
 1 – жидкость; 2 – воздух; 3 – твердое тело

Условие равновесия сил может быть записано следующим образом:

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} - \sigma_{1,2} \cdot \cos \theta = 0, \text{ откуда } \cos \theta = (\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}) / \sigma_{1,2}.$$

Краевой угол избирательного смачивания  $\theta$  может изменяться в пределах от  $0^\circ$  до  $180^\circ$ , и в зависимости от величины  $\theta$  твердые тела подразделяются на два класса:

1. Гидрофильные, или олеофобные – тела, лучше смачиваемые водой на границе с УВ жидкостью. Для них  $0^\circ < \theta < 90^\circ$ . Краевой угол смачивания принято измерять в сторону водной среды. В таких условиях нефть остается в виде капель (глобул).

2. Гидрофобные, или олеофильные – тела, лучше смачиваемые УВ жидкостью на границе с водой. Для них  $90^\circ < \theta < 180^\circ$ . В таких условиях нефть находится в виде пленки.

Измерение краевого угла смачивания позволяет количественно характеризовать степень гидрофильности или гидрофобности поверхности породы, а также оценивать влияние на взаимовытеснение УВ жидкостей воды и газа в пористой среде.

Величина  $\theta$ , если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания  $\theta$  с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью. Поверхность должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т.е. меньшей величиной поверхностного натяжения на их разделе.

Высокополярные жидкости – жидкости с высоким поверхностным натяжением, хуже смачивают твердую поверхность, чем жидкости малополярные, обладающие меньшим поверхностным натяжением. Например, ртуть (высокополярная жидкость) смачивает только некоторые металлы, вода – менее полярна, чем ртуть, поэтому кроме металлов смачивает многие минералы и кристаллические соли, малополярные масла смачивают на границе с воздухом все известные твердые тела.

Смачивание является результатом проявления молекулярных сил, действующих на разделе трех фаз: твердой – 3, газообразной – 2 и жидкой – 1. Поэтому по способности жидкости смачивать породу судят о величине поверхностного натяжения в системе порода–жидкость–газ или порода–жидкость–УВ жидкость.

По величине избирательного угла смачивания, образующегося на контакте вода, нефть и порода, можно судить о качестве вод, их отмывающей и нефтеотмывающей способности. Лучше отмывает нефть вода, хорошо смачивающая породу.

Адсорбция полярных молекул на поверхности горных пород имеет большое значение для избирательного смачивания их водой и нефтью. Кварц, известняк и другие минералы, которыми в основном представлены коллекторы, по своей природе гидрофильны. Смачиваемость пород зависит от того, какая жидкость первой соприкасалась с породой. Это, в частности, подтверждается тем, что большинство нефтяных коллекторов гидрофильны. Однако карбонатные частицы породы смачиваются нефтью в большей степени, чем кварцевые зерна. Поэтому с увеличением карбонатности коллекторов возрастает количество прилипаемых частиц нефти к твердой поверхности и степень гидрофобизации таких коллекторов увеличивается. То же происходит с гидрофильной поверхностью кварцевых частиц, если концентрация полярных компонентов в нефти высокая. Поэтому многие нефтесодержащие породы в значительной степени гидрофобизованы нефтью и часто очень плохо смачиваются водой, обладая устойчивой гидрофобной поверхностью.

В природе, очевидно, не существует идеально гидрофильных ( $\theta = 0$ ,  $\cos \theta = 1$ ) и гидрофобных ( $\theta = 180^\circ$ ,  $\cos \theta = -1$ ) коллекторов нефти. Если угол смачивания  $\theta = 90^\circ$  ( $\cos \theta = 0$ ), то вытесняющая и вытесняемая жидкости смачивают породу в одинаковой степени.

Величина краевого угла смачивания зависит от способа образования капли на твердой поверхности (рис. 3.3). Если к капле (рис. 3.3, а)

добавить некоторое количество жидкости для увеличения ее размера до размера капли (рис. 3.3, б), или же отобрать некоторое количество жидкости, уменьшив ее размер до размера капли (рис. 3.3, в), то периметр смачивания капли увеличится или уменьшится, но не сразу. Вначале капля станет более выпуклой (рис. 3.3, б) или более плоской (рис. 3.3, в) – и в том и другом случае первоначальный краевой угол смачивания изменится, но не изменится посадочная площадь капли. Эти углы отличаются от равновесного угла смачивания. Угол, образующийся при расширении периметра смачивания, называется углом наступления, а угол, образующийся при уменьшении периметра смачивания, называется углом отступления.

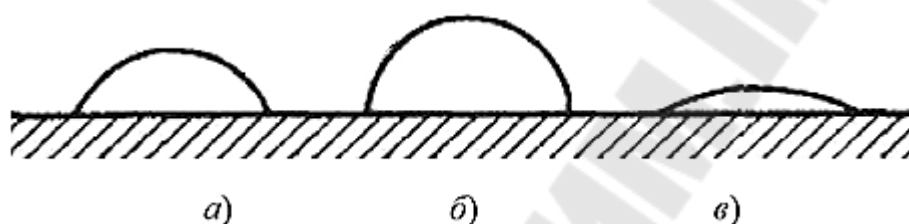


Рис. 3.3. Гистерезис краевого угла смачивания

С течением времени эти углы будут изменяться, стремясь к равновесному значению угла смачивания. Однако практически во всех системах равновесные углы смачивания не достигаются, и различия между углами наступления и отступления остаются существенными. Явление задержки в установлении равновесного угла смачивания называется гистерезисом смачивания. Гистерезис смачивания вызван силами, препятствующими перемещению периметра смачивания по поверхности твердого тела. Мерой гистерезиса смачивания является величина разности углов наступления и отступления.

Гистерезис смачивания вызывается шероховатостью твердой поверхности, ее загрязнением, а также адсорбцией на ней газов. Чем чище поверхность твердого тела, чем лучше она отшлифована, тем ближе величина краевого угла смачивания к равновесному значению, тем меньше гистерезис смачивания.

Изучая процессы вытеснения нефти водой и газом из пористых сред, прежде всего, исследуют движение границы раздела нефть–газ или нефть–вода вдоль твердой поверхности в капиллярах переменного сечения. Для простоты рассмотрим движение границы раздела нефть–вода в цилиндрическом капилляре (рис. 3.4).

В пластовых условиях чаще всего возникает передвигающийся трехфазный периметр смачивания, и, следовательно, наблюдаются неустановившиеся процессы, происходящие на поверхности раздела фаз. Кинетическим гистерезисом смачивания принято называть изменение угла смачивания в результате передвижения по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания. Изучение кинетического гистерезиса смачивания позволило установить следующие общие закономерности:

1. Величина гистерезиса зависит от направления движения периметра смачивания, т.е. от того, происходит ли вытеснение с твердой поверхности воды нефтью или нефти водой (рис. 3.4). Угол, образующийся при вытеснении нефти водой ( $\theta_1$ ), принято называть наступающим, а угол, образующийся при вытеснении воды нефтью ( $\theta_2$ ) - отступающим. Углы - отступающий  $\theta_2$ , наступающий  $\theta_1$  и статический  $\theta$  - почти всегда находятся в соотношении  $\theta_1 > \theta > \theta_2$ .

2. Величина гистерезиса смачивания зависит от скорости перемещения трехфазной границы раздела фаз на твердой поверхности, от адсорбции на ней веществ и от шероховатости твердого тела.



Рис. 3.4. Краевые углы смачивания при движении водонефтяного мениска в цилиндрическом канале с гидрофильной поверхностью

Причиной гистерезиса можно считать его молекулярную природу. Гистерезис зависит от прочности сцепления с твердой поверхностью молекул соприкасающихся фаз. Когда вода вытесняет нефть из пор, ей приходится удалять с твердой поверхности адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти, поэтому возникает дополнительное сопротивление растеканию воды на поверхности. В зависимости от порядка смачивания величина этих сил сопротивления не одинакова, чем и обусловлено отличие отступающих и наступающих углов.

Свойства кривой поверхности раздела между двумя несмешивающимися жидкостями таковы, что с вогнутой стороны поверхности раздела фаз (смачивающая фаза) давление всегда больше, чем с выпуклой (несмачивающая фаза). В результате возникает градиент капиллярного давления. Под влиянием этого градиента смачивающая фаза, например, вода, вытесняет нефть из гидрофильных песчаников, изменяет насыщенность коллектора.

Вода лучше смачивает стекло, чем нефть. На границе раздела нефти с водой мениск в капилляре будет выпуклым в сторону воды. Угол  $\theta$  – статический равновесный краевой угол смачивания является характерным для неподвижной системы. Когда вода вытесняет нефть, в зависимости от скорости движения, кривизна мениска будет уменьшаться, а краевой угол смачивания – угол наступления  $\theta_1$  – увеличиваться. Соответственно, когда нефть вытесняет воду, кривизна мениска будет увеличиваться, а краевой угол смачивания – угол отступления  $\theta_2$  – уменьшаться.

По величине угла избирательного смачивания, образующегося при контакте воды, нефти и породы, можно судить о качестве вод, их отмывающей и нефтевытесняющей способности. Лучше отмывают нефть воды, хорошо смачивающие породу. Поэтому явления смачиваемости тщательно изучаются.

Кроме измерения углов смачивания, взаимодействие жидких и твердых тел может быть исследовано путем изучения работы адгезии и теплоты смачивания. Адгезия измеряется работой, которую необходимо затратить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении нормали к поверхности раздела.

Работа адгезии по уравнению Дюпре-Юнга равна

$$W = \sigma_{1,2} (1 + \cos \theta) \quad (3.1)$$

для капли воды на твердой поверхности в присутствии нефти.

Из соотношения:

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} \cdot \cos \theta$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности твердого тела уменьшается на  $y_{1,2} \cdot \cos \theta$ . Величину  $y_{1,2} \cdot \cos \theta$  принято называть натяжением смачивания.

Из уравнения (3.1) следует, что на отрыв жидкости от поверхности твердого тела при полном смачивании, когда ( $\theta = 0$ )  $\cos \theta = 1$ , затрачивается работа  $W = 2y_{1,2}$ , необходимая для образования двух



жидких поверхностей. Это значит, что при полном смачивании жидкость отрывается не от поверхности твердого тела, а происходит разрыв самой жидкости.

Для гидрофобных поверхностей характерно соотношение  $\sigma_{1,2} > \sigma_{1,3}$  ( $\theta = 180^\circ$ ,  $\cos \theta = -1$ ). В этих условиях жидкость может отрываться от поверхности. Когда  $\theta = 180^\circ$ , т.е. происходит полная несмачиваемость жидкостью поверхности твердого тела, работа адгезии равна нулю. Следовательно, работа адгезии может служить показателем смачиваемости или прилипаемости жидкостей к поверхности твердого тела.

Установлено, что когда твердое тело смачивается жидкостью, наблюдается выделение тепла. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания зависит от степени дисперсности твердого тела и от полярности жидкости. Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твердого тела и природу его поверхности. Большее количество тепла выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твердую поверхность. Поэтому отношение теплот смачивания жидкости может служить термической характеристикой смачиваемости этой поверхности. Более определенно степень гидрофильности или гидрофобности поверхности горных пород оценивают путем сравнения теплоты смачивания керна водой с теплотой смачивания полностью гидрофобизованной и гидрофилизированной породы. Теплота смачиваемости оценивается в калориметрах высокой точности.

### **3.4. Методы извлечения капиллярно-удерживаемой и пленочной нефти**

Наличие капиллярных сил в пористой среде в большой степени способствует сохранению значительного количества остаточной нефти. Рассмотренное выше отрицательное влияние молекулярно-поверхностных сил на нефтеотдачу может быть полностью или частично устранено. Значительные усилия во всем мире затрачены на поиск способов преодоления неблагоприятного влияния капиллярных сил на процесс добычи нефти. Исследования показали, что один из наиболее важных методов преодоления действия капиллярных сил – закачка в пласт агентов, в той или иной степени смешивающихся с нефтью. Дороговизна таких агентов вынуждает закачивать в пласт лишь ограниченные их количества. Нагнетаемые в пласт оторочки растворителей вытесняются более дешевыми агентами, в первую оче-

редь водой. Наиболее эффективно вытеснение нефти будет происходить при закачке в пласт агентов, сводящих к нулю поверхностные силы как при их контакте с нефтью, так и с пластовой и закачиваемой в пласт водой. Такими свойствами обладают некоторые спирты. Вытеснение нефти спиртами в чистом виде практически не осуществляется. В основном спирты применяются при создании композиций ПАВ и мицеллярных растворов.

Для извлечения капиллярно-удержанной и пленочной нефти используются следующие методы извлечения нефти:

1. Вытеснение нефти сухим газом высокого давления (при давлении выше 21,0 МПа).

2. Вытеснение нефти жирным попутным или обогащенным газом (при давлении выше 14,0 МПа).

3. Вытеснение нефти оторочкой сжиженных газов, проталкиваемой сухим газом (при давлениях, начиная от 8,0 МПа).

4. Комбинированные методы вытеснения (сжиженный газ, сухой газ, вода).

5. Извлечение пленочной и капиллярно-удержанной нефти путем создания циркуляции газа высокого давления через пласт.

Первые четыре метода основаны на создании в пласте условий, при которых вытесняющая фаза (газ, растворитель) смешивается с вытесняемой фазой (нефтью) без образования границы раздела между ними. Пятый метод основан на извлечении остаточной нефти путем ее обратного испарения – растворения в циркулирующем газе. Он применяется как самостоятельный на сильно истощенных месторождениях, а также в комбинации с подземным хранением газа.

#### **4. Оценка эффективности методов повышения нефтеотдачи при заводнении**

Освоенный метод заводнения нефтяных залежей не всегда обеспечивает конечную степень извлечения нефти из пласта, особенно когда пласт неоднородный и содержит нефть повышенной вязкости.

В 50-х годах повышение эффективности заводнения осуществлялось в основном изменением схемы размещения нагнетательных скважин, а также за счет оптимизации давления нагнетания воды, выбора объектов разработки, повышение эффективности заводнения за счет размещения скважин, в том числе и добывающих.

В 60-х годах начали изучать способы улучшения вытесняющей способности воды за счет добавки активных агентов. В качестве та-

ких агентов стали исследовать и применять углеводородный газ, полимеры, поверхностно-активные вещества, щелочи, кислоты и др. Цель заключалась в том, чтобы повысить охват пластов заводнением и увеличить нефтеотдачу в заводненных зонах пласта. Различают низкопотенциальные и высокопотенциальные методы ПНП.

К низкопотенциальным методам относятся циклическое воздействие на пласты, изменение направления потоков жидкости, применение водорастворимых поверхностно-активных веществ, кислот, щелочей и полимеров, увеличивающих нефтеотдачу на 2...8% по сравнению с обычным заводнением.

К высокопотенциальным методам относятся методы вытеснения высоковязкой нефти паром, внутрипластовым горением и маловязкой нефти мицеллярными растворами (гелями), увеличивающие нефтеотдачу на 15...20 %. Эффективность вытеснения нефти углекислым и углеводородным газами совместно с заводнением составляет 5...15%.

#### **4.1. Принципы внедрения методов ПНП на месторождениях**

Все известные методы увеличения нефтеотдачи пластов применяют, как правило, на заключительной стадии разработки месторождений, когда проектная система разработки месторождения с заводнением перестает быть экономически эффективной. В ряде случаев принятая система разработки оказывается не эффективной с самого начала эксплуатации месторождения, поэтому необходимо применение методов увеличения нефтеотдачи.

Для проектирования оптимальной технологии (системы) увеличения нефтеотдачи требуется следующее:

1. Детальные знания строения и состояния месторождений, изменения коллекторских свойств пластов, неоднородность пласта, распределение текущей нефтенасыщенности пластов по всему объему залежи.

2. Правильные представления о механизме и технологии процесса на основе лабораторного изучения его характеристик и эффективности при пластовых условиях (изучение керна, пластовых жидкостей, давления, температуры).

3. Опытно-промышленные испытания метода – изучение эффективности технологии в различных геолого-физических условиях на месторождениях.

4. Математическое моделирование процесса.

В связи со сложностью и высокой стоимостью новых методов увеличения нефтеотдачи их опробование и внедрение следует проводить поэтапно. Такая последовательность изучения и внедрения обязательна для обеспечения максимального эффекта.

При внедрении методов увеличения нефтеотдачи пластов возникает проблема эффективного их применения. Чтобы выбрать наилучший метод, надо знать следующее:

- нефтенасыщенность пластов или степень их истощения, заводнения;
- свойства нефти и пластовой воды – вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей;
- коллектор и его свойства – песчаник, алевролит, известняк, проницаемость, толщину, неоднородность, прерывистость, расчлененность, глубину, удельную поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав;
- расположение и техническое состояние скважин;
- наличие материально-технических средств;
- отпускную цену на нефть;
- рентабельность добычи нефти;
- потребность в увеличении добычи нефти.

#### **4.2. Оценка технологической эффективности методов ПНП**

Существуют различные способы графоаналитического или статистического анализа эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на установлении зависимости изменения показателей разработки базового варианта, в период до начала применения метода, и применение ее на будущий период. За базовый вариант разработки принимается режим истощения пластовой энергии или режим заводнения пластов обычной водой. Базовый вариант разработки, как правило, обосновывается в технологической схеме на основании фактического состояния разработки объекта и имеющегося опыта разработки других месторождений. Обычно режим истощения пластовой энергии является базовым вариантом для объектов, разрабатываемых тепловыми методами и, в ряде случаев, при закачке в пласт углеводородного газа. Для оценки нефтеотдачи строят зависимости:

1. Нефтеотдачи от накопленного отбора жидкости, отнесенного к балансовым запасам.

2. Накопленной добычи нефти от логарифма накопленного отбора воды или жидкости.

3. Логарифма суммарного водонефтяного отношения от логарифма накопленного отбора воды.

4. Логарифма текущего водонефтяного отношения от накопленной добычи нефти.

5. Логарифма доли нефти в добываемой продукции от логарифма накопленного отбора жидкости.

6. Текущей добычи нефти от времени.

7. Нефтеотдачи от вязкости, проницаемости, песчанистости, плотности сетки скважин и отбора жидкости.

Если базовым вариантом разработки являлось заводнение, то отыскиваются способы выражения накопленной добычи нефти, которые бы приближались к зависимости от другого промышленного показателя (характеристика вытеснения). Если базовыми являлись режимы истощения, то удобнее анализировать изменение текущих показателей – отборов нефти или дебитов на одну скважину.

Методы расчета технологических показателей по базовому варианту подразделяются на две основные группы:

К первой группе относятся экстраполяционные методы, включающие характеристики вытеснения и имитационные модели, построенные по результатам многофакторного анализа.

Ко второй группе отнесены методы, основанные на применении физически содержательных математических моделей процесса извлечения нефти из неоднородных пластов.

Характеристикой вытеснения называют эмпирическую зависимость типа: накопленная добыча нефти – накопленный отбор жидкости. Характеристика вытеснения отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения продукции при разработке неоднородных пластов на режиме вытеснения нефти водой. Используемые в практике характеристики вытеснения можно разделить на два вида – интегральные и дифференциальные.

Основные характеристики вытеснения, применяемые для оценки эффективности ПНП приведены ниже.

Кривые вытеснения:

1.  $\frac{Q_{жс}}{Q_n} = A + BQ_n$  (предложена Назаровым С.Н. и Силачевым Н.В.).

2.  $Q_n = A + \frac{B}{Q_{ж}}$  (предложена Камбаровым Г.С. и др.).
3.  $Q_n = A + \frac{B}{\sqrt{Q_{ж}}}$  (предложена Пирвердяном А.М. и др.).
4.  $Q_n = A + BQ_{ж}^c$  (предложена Казаковым А.А.).
5.  $Q_n = A + B \frac{q_n}{q_v}$  (предложена Черепахиным Н.А. и Мовмыгой Г.Т.).
6.  $Q_n = A + B$  (предложена Сазоновым Б.Ф.).
7.  $Q_n = A + B \ln Q_v$  (предложена Максимовым М.И.).
8.  $Q_n = A + B \ln \frac{q_v}{q_n}$  (предложена Гарбом Ф.А. и Циммерманом Э.Х.).
9.  $\frac{Q_v}{Q_n} = A + B e^{Q_n}$  (предложена Французским институтом).
10.  $\ln n_n = A + B \ln Q_{ж}$ .
11.  $q_n = q_0 e^{-\beta t}$ .
12.  $q_n = \frac{q_0}{1 + \beta t}$ .
13.  $КИН = Q_n / V_{бал} = Q_{ж} / V_{бал}$ .
14.  $КИН = Q_n / V_{бал} = q_n / V_{бал}$ ,

где  $Q_n$ ,  $Q_v$ ,  $Q_{ж}$  – накопленная с начала разработки добыча нефти, воды, жидкости соответственно;  $q_n$ ,  $q_v$ ,  $q_{ж}$  – добыча нефти, воды, жидкости по годам разработки соответственно;  $A$ ,  $B$ ,  $c$ ,  $\alpha$ ,  $\beta$  – коэффициенты, определяемые статистической обработкой фактических данных;  $n_n$  – среднегодовая доля нефти в добываемой жидкости;  $q_0$  – годовая добыча нефти за первый год рассматриваемого периода;  $t$  – время, годы;  $V_{бал}$  – балансовые запасы нефти в пластовых условиях;

КИН – коэффициент извлечения нефти.

Интегральные характеристики вытеснения видов (2), (3), (6), (13) и дифференциальные характеристики вытеснения видов (10), (11), (12) и (14) являются наиболее простыми и удобными при "руч-

ной" обработке данных для определения эффективности гидродинамического воздействия.

Интегральные характеристики вытеснения, как правило, устойчивы, слабо «реагируют» на случайные кратковременные изменения процесса разработки месторождения и меняют свою форму лишь при существенных изменениях процессов извлечения нефти в значительном объеме разрабатываемого пласта.

Дифференциальные характеристики вытеснения, включающие в себя такие величины, как текущая добыча нефти, нефтесодержание в отбираемой продукции или водонефтяной фактор, значительно менее устойчивы, требуют более тщательной обработки данных, «отсекания» случайных факторов при их построении и использовании для определения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов.

Надежность количественных оценок эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов по характеристикам вытеснения в значительной степени зависит от достоверности представления геологического строения объекта разработки или его участка, величины запасов нефти, степени и характера их выработки, стабильности системы разработки, порядка и темпа ввода в разработку месторождения или его участков, перемещения запасов нефти из одних частей залежи в другие, а также от характера и объемов проводившихся мероприятий в предшествующий период. Поэтому при оценке технологической эффективности мероприятий следует использовать результаты текущего геолого-промыслового анализа с целью определения дополнительно вводимых в разработку запасов нефти в результате изменения системы воздействия, бурения самостоятельных скважин на отдельные прослой, линзы и тупиковые зоны.

Примеры оценки технологической эффективности технологий ПНП с применением характеристик вытеснения приведены на рис. 4.1 и 4.2.

Физически содержательная математическая модель процесса разработки пласта представляет собой систему дифференциальных уравнений, отражающих фундаментальные законы сохранения массы, импульса, энергии, которые с наибольшей полнотой на сегодня описывают изучаемый процесс. Система уравнений дополняется начальными и граничными условиями, включающими управляющие воздействия на скважинах. Поэтому модели хорошо адаптируются по данным истории разработки. С помощью моделей фильтрации, в прин-

ципе, можно давать надежные прогнозы технологических показателей разработки с гидродинамическими воздействиями любого вида, а также надежно оценивать эффективность проведенных мероприятий.

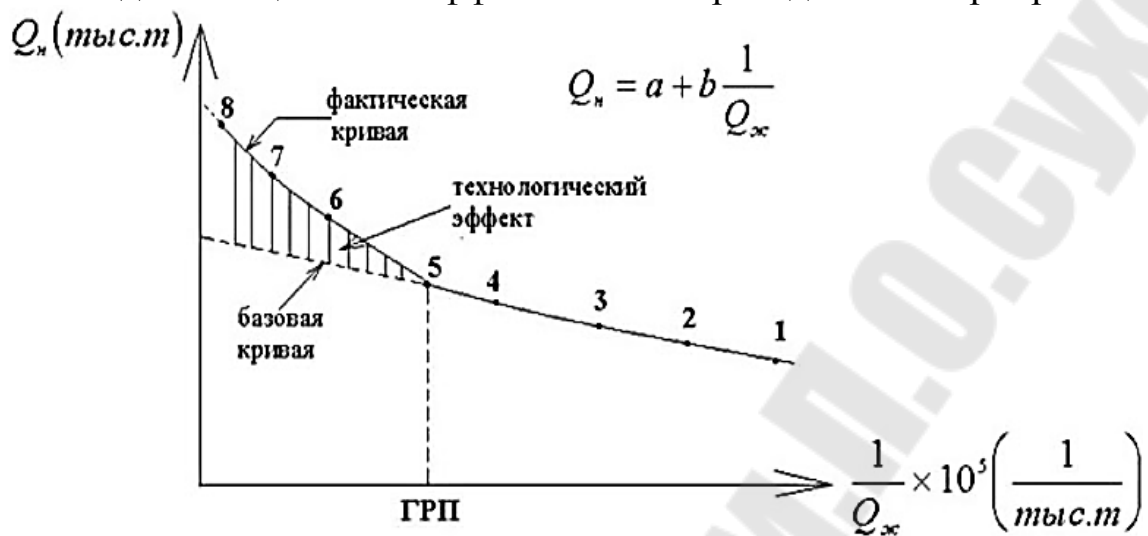


Рис. 4.1. Определение технологической эффективности технологии ПНП по характеристике вытеснения Г. С. Камбарова

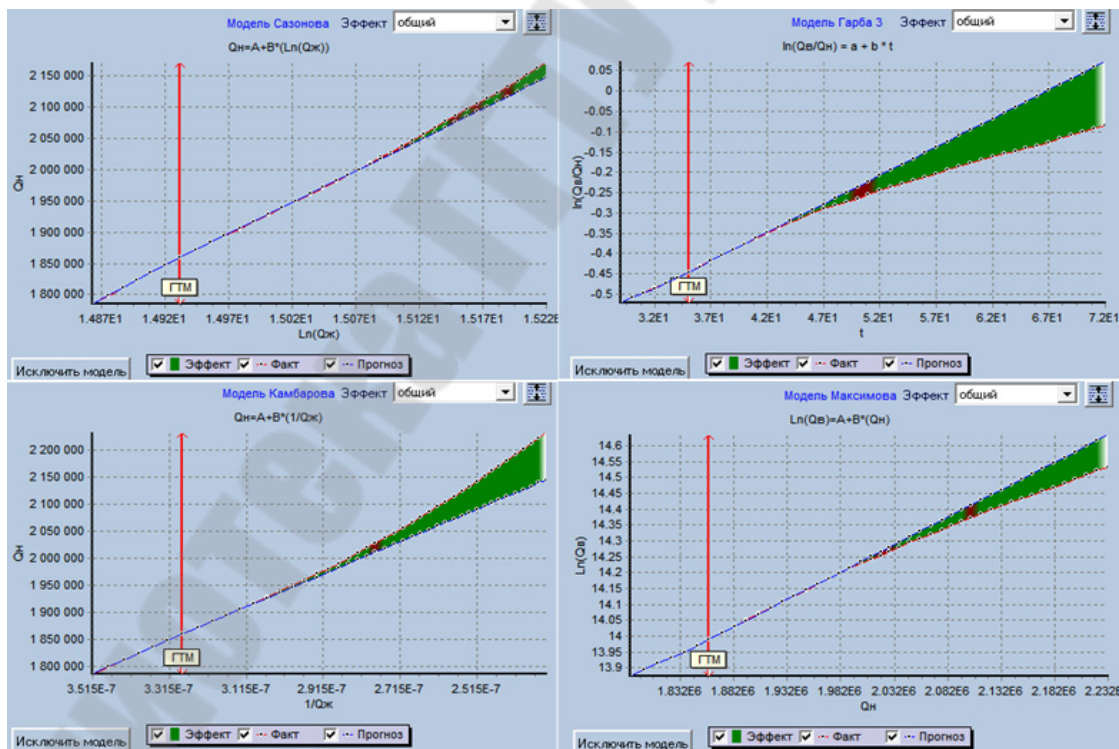


Рис. 4.2. Определение технологической эффективности технологии ПНП по характеристикам вытеснения Сазонава, Гарба, Камбарова, Максимова



Допустим, что нам известна динамика годового отбора нефти из пласта или его участка, где, начиная с момента времени  $t = T \geq 0$  начал применяться тот или иной метод повышения нефтеотдачи. Требуется определить эффективность метода в интервале времени  $T < t < T_i$  для прогноза базового варианта. В качестве управляющих воздействий на скважинах, охваченных мероприятиями, на прогноз задаются воздействия, сложившиеся к моменту времени  $t = T$ , т.е. до применения оцениваемого метода. Эти управляющие воздействия сохраняются в интервале времени  $T < t < T_i$ . На остальных скважинах задаются фактические режимы. Вычитанием базовой прогнозной годовой добычи нефти на фактической кривой производится оценка технологической эффективности метода по годам в интервале времени  $T < t < T_i$ .

Следует отметить, что описанная процедура расчетов может оказаться весьма трудоемкой, если отсутствуют соответствующие базы промысловых данных и геолого-физических параметров на машинных носителях, а также средства автоматизированной обработки данных. Таким образом, эффективность математического моделирования в данном случае решающим образом зависит от уровня автоматизации процедур и адаптации модели по истории разработки.

### **4.3. Оценка экономического эффекта от внедрения технологии ПНП**

Экономический эффект образуется за счет получения дополнительной добычи нефти в результате использования новых методов повышения нефтеизвлечения и повышения их эффективности, а также использования методов воздействия на призабойную зону скважин в процессе реализации системной технологии.

Его можно определять на основе сопоставления приведенных затрат базового варианта и разработки с применением метода. Приведенные затраты представляют собой сумму себестоимости и нормативной прибыли:

$$Z = C + EK,$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб/т;  $K$  – удельные капитальные вложения в производственные фонды, руб/т;  $E$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  $Z$  – приведенные затраты, руб/т.

Годовой экономический эффект от внедрения мероприятия определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = Z_{гб} + H \cdot \Delta \Gamma - Z_{гм},$$

где гб, гм – годовая добыча нефти при базовом и внедряемом методе разработки;  $\Delta \Gamma$  – дополнительная добыча нефти (годовая) за счет применения метода;  $H$  – специальный норматив удельных приведенных затрат на 1 т прироста нефти руб/т;  $\mathcal{E}$  – годовой экономический эффект.

В тех случаях, когда разработка месторождения при обычном заводнении или на режиме истощения технологически невозможна, либо применение метода начинается после достижения предела рентабельности при обычной технологии, вся добыча нефти может считаться дополнительной. В этих случаях в качестве базы принимается норматив удельных затрат на 1 т прироста добычи нефти.

## **5 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ**

Гидродинамические МУН основаны на регулировании режимов работы нагнетательного и добывающего фонда скважин.

### **5.1 Классификация гидродинамических МУН**

По технологии осуществления и степени воздействия гидродинамические МУН классифицируют на две группы:

*Группа 1.* К этой группе относятся простые технологии реализации и более слабые по эффективности методы. Это методы нестационарного заводнения, без изменения системы разработки, с участием как добывающих, так и нагнетательных скважин.

*Группа 2.* К этой группе относятся методы, предусматривающие изменение системы разработки и размещения скважин с целью вовлечения в эксплуатацию ранее недренируемых и слабодренируемых запасов нефти.

Рассмотрим первую группу методов.

При реализации нестационарного (циклического) заводнения предусматривается самостоятельная программа работы:

- по нагнетательным скважинам, включающая:
  - повышение давления нагнетания;

- циклический режим работы (увеличение, уменьшение, прекращение закачки в периодическом режиме);
  - перераспределение расходов закачиваемой воды по группам скважин с целью изменения направления фильтрационных потоков (ИНФП);
  - избирательная закачка воды в низкопроницаемые разности пластов;
  - одновременно раздельная закачка воды в разные пласты;
  - воздействие на ПЗП (ГРП, волновые воздействия, гидроразрывное воздействие, поинтервальный СКО и т.д.).
- по добывающим скважинам:
- изменения темпов отбора пластовой жидкости, как по отдельным скважинам, так и по группам скважин;
  - форсированный отбор пластовой жидкости;
  - циклическая работа, как отдельных скважин, так и групп (пуск, временная остановка отдельных скважин);
  - одновременно – раздельная эксплуатация скважин в многопластовых объектах разработки;
  - оптимизация перепадов давления между пластовым и забойным давлением.
  - изоляционные работы;
  - системная обработка ПЗП (ГРП, дострел, перестрел, волновое и акустическое воздействие и др.).

Вторая группа методов включает:

- организацию очагового заводнения;
- перевод скважин с одного объекта на другой;
- организацию барьерного заводнения.

К объектам гидродинамического воздействия относятся части пласта, отделенные от других частей естественными (литологическим, тектоническим и т.д.), или искусственными границами (блоки блоковой системы заводнения, линзы), самостоятельные участки, подгазовые и ВНЗ отделенные от чистонефтянных и чистогазовых рядами нагнетательных скважин.

Гидродинамические МУН относятся к вторичным методам увеличения нефтеотдачи и тесно связаны с организацией системы заводнения пластов. Классификация Гидродинамических МУН представлена на рис. 5.1.

Среди гидродинамических МУН наиболее распространены циклическое заводнение и форсированные отборы жидкости.

## 5.2. Циклическое заводнение пластов

Рассмотрим механизм циклического заводнения (ЦЗ). Метод циклического заводнения был предложен М.Л. Сургучевым и В.А. Бочаровым. Идея метода возникла по результатам анализа разработки Новостепановского участка Калиновского месторождения. Было установлено, что динамика показателей разработки пластов, где применялось заводнение, корреспондировалась с остановками (по техническим причинам) и пусками в работу насосов системы ППД. Отмечалось увеличение добычи нефти после прекращения закачки воды. Как показал анализ, одним из основных элементов механизма нефтеотдачи являлась капиллярная пропитка низкопроницаемых блоков водой из трещин и высокопроницаемых пропластков. В последующем метод ЦЗ применяли на Ромашкинском месторождении в Западной Сибири и других районах.

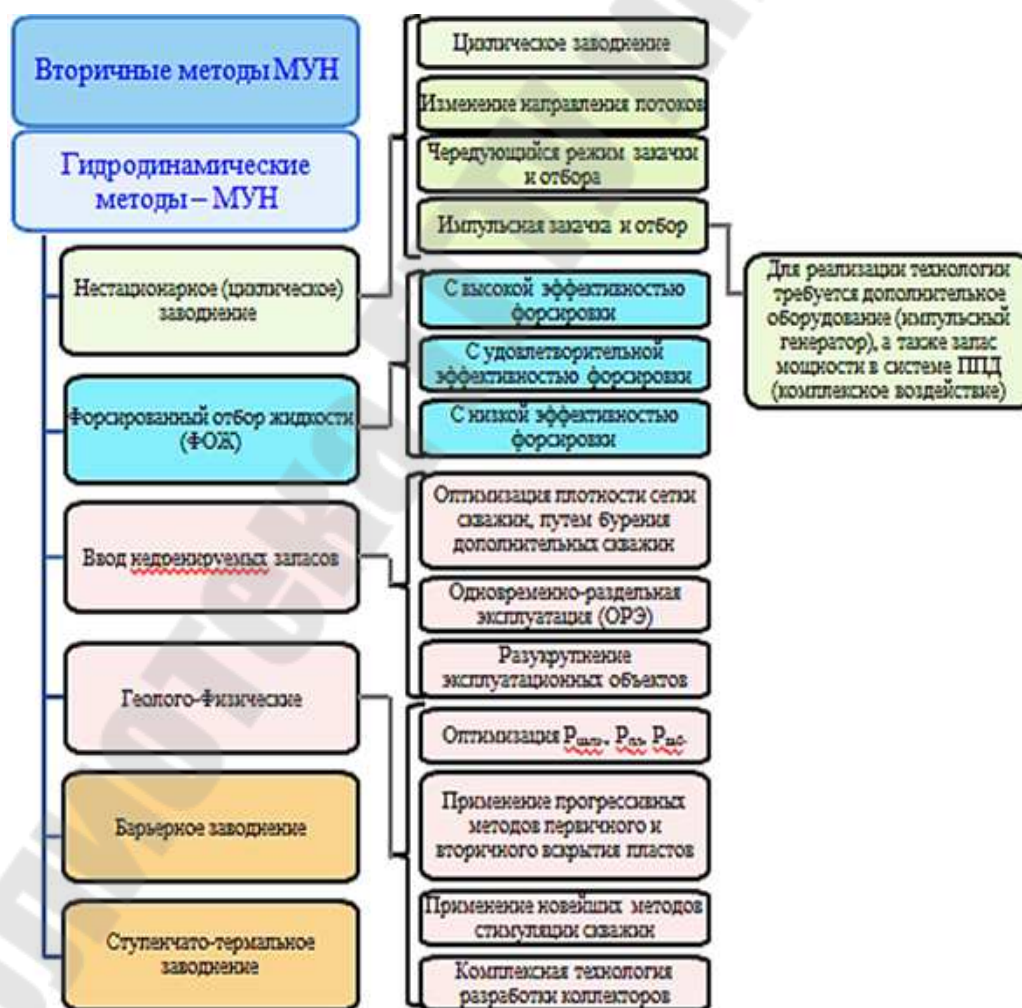


Рис. 5.1. Классификация гидродинамических МУН

Технологическими параметрами процесса циклического заводнения являются:

1. Относительная амплитуда колебаний расхода нагнетательной воды –  $b$ :

$$b = \frac{Q_{i3} - Q_{03}}{Q_{03}} \leq 1, \quad (5.1)$$

где  $Q_{i3}$  – min или max уровни закачки в зависимости от фазы ЦЗ;  $Q_{03}$  – средний темп нагнетания воды;  $i$  – номер цикла ЦЗ ( $i=1,2,\dots,n$ ).

Видно, что для  $b = 1$  расход закачиваемой воды следует увеличивать в 2 раза, а в период паузы – прекращать закачку воды. Обычно  $b = 0,6 \dots 1,0$ .

2. Относительное время начала ЦЗ –  $\tau^*$ .

Метод ЦЗ начинают применять обычно уже на III стадии разработки месторождения (спустя примерно 10 лет после ввода месторождения в разработку). Для получения максимального эффекта ЦЗ следует начинать в начальной стадии разработки месторождения. На поздней стадии эффект от ЦЗ значительно снижается:

$$\phi_* = \frac{t_*}{K_i t_{np}}, \quad (5.2)$$

где  $t_*$  и  $t_{np}$  – длительность эксплуатации объекта при заводнении и до момента прорыва воды при обычном заводнении по слою с проницаемостью  $K_i$ .

3. Коэффициент удержания воды –  $\beta$ :

$$\beta = \frac{V_1 - V_2}{V_1}, \quad (5.3)$$

где  $V_1$  – объем воды, вошедший в малопроницаемый пласт в полувеличении давления;  $V_2$  – объем воды, вышедшей из малопроницаемого пласта в полувеличении понижения давления.

Обычно  $\beta = 0,7 - 0,8$ .

4. Проницаемость пласта:

$$0,05 < K_{cp} < 0,6 \text{ мкм}^2.$$

5. Степень гидравлической изолированности слоев –  $\psi$ :

$$\Psi = \frac{\text{площадь непрерывного контакта слоев}}{\text{общая площадь слоев}}. \quad (5.4)$$

ЦЗ является эффективным при  $\Psi > 0,4 \dots 0,5$ .

6. Нефтенасыщенность пласта –  $S_n$ :

$$0,55 < S_n < 0,75.$$

При построении модели двухслойного пласта определяют величину математического ожидания для всей имеющейся выборки значений проницаемости:

$$M(k) = K_{cp} = \frac{\sum h_i k_i}{\sum h_i}. \quad (5.5)$$

Затем выборку разбивают на два слоя. К первому слою относят разности с проницаемостью выше  $K_{cp}$ , а ко второму – ниже  $K_{cp}$ . Для каждого слоя определяют среднее значение проницаемости, соответственно  $K_{1cp}$  и  $K_{2cp}$ , причем  $K_{1cp} > K_{2cp}$ . Толщины каждого слоя равны  $h_1$  и  $h_2$ . В результате находим:

$$K_1 = \frac{K_{1cp}}{K_{cp}}, \quad K_2 = \frac{K_{2cp}}{K_{cp}}. \quad (5.6)$$

Относительные толщины слоев будут равны:

$$H_1 = \frac{h_1}{h_1 + h_2} \quad (5.7); \quad H_2 = \frac{h_2}{h_1 + h_2}; \quad (5.8); \quad H_1 + H_2 = 1 \quad (5.9).$$

Причем 
$$H_1 = \frac{1 - K_2}{K_1 - K_2} \quad (5.10); \quad H_2 = \frac{K_1 - 1}{K_1 - K_2} \quad (5.11).$$

Если  $h_1 = h_2$ , то  $K_1 + K_2 = 2$ .

Мерой неоднородности пласта является выражение:

$$\Delta = (K_1 - 1)(1 - K_2). \quad (5.12)$$

Математическая модель ЦЗ для двухслойного пласта была разработана во ВНИИ О.Э. Цынковой и создан программный комплекс «РОТОР».

Критерием нестационарного процесса ЦЗ является относительная частота циклов:

$$\omega = \omega_p \cdot l^2 \frac{1}{\alpha} = \omega_p \cdot C \cdot \mu \cdot m \cdot l^2 \cdot \frac{1}{K}, \quad (5.13)$$

где  $\omega = 2$  – относительная частота циклов;  $\omega_p$  – рабочая абсолютная частота колебаний расхода;  $m$  – коэффициент пористости;  $\alpha = \frac{k}{\mu\beta^*}$  – коэффициент пьезопроводности,  $\beta^* = mC$ ;  $l$  – расстояние от линии нагнетания до линии отбора;  $C$  – коэффициент упругости породы и жидкости.

Относительная частота смены циклов  $\omega = 2$  обеспечивает завершение распределения пластового давления и достижения максимальных перетоков жидкости по длине пласта.

Тогда длительность полупериода будет равна:

$$\omega_p = \frac{1}{t} = \frac{2\alpha}{l^2}; \quad (5.14)$$

$$t = \frac{l^2}{2\alpha} = \frac{l^2 \mu m C}{2k}. \quad (5.15)$$

Анализ формулы (5.15) показывает, что чем меньше пьезопроводность пласта, т.е. чем хуже упругая характеристика породы, тем большей должна быть рабочая частота циклов.

Расчетная диаграмма длительности полупериодов ЦЗ в зависимости от расстояния между линиями нагнетания и отбора  $l$  и пьезопроводность коллектора  $\alpha$  показана на рис. 5.2.

Расчетная дополнительная добыча нефти от ЦЗ в зависимости от относительного времени начала процесса по ряду пластов месторождений Самотлор, Жетьбай, Шаимское показана на рис. 5.3. Видно, что чем позже начинается ЦЗ, тем меньше прирост в добыче нефти. Положительным фактором является неоднородность пластов. В более неоднородном пласте прирост дебита выше (рис. 5.4).

В настоящее время по многим месторождениям РФ созданы и реализованы программы ЦЗ (Мамонтовское, БС10, Усть–Балыкское, Западно–Сургутское, Южно–Ромашкинская площадь Ромашкинского месторождения, Трехозерное, Правдинское, БС6, Ватинская, Мегионское, Аганское и др.). Технология ЦЗ предусматривается также и в проектных документах, если её применение оценивается эффективным.

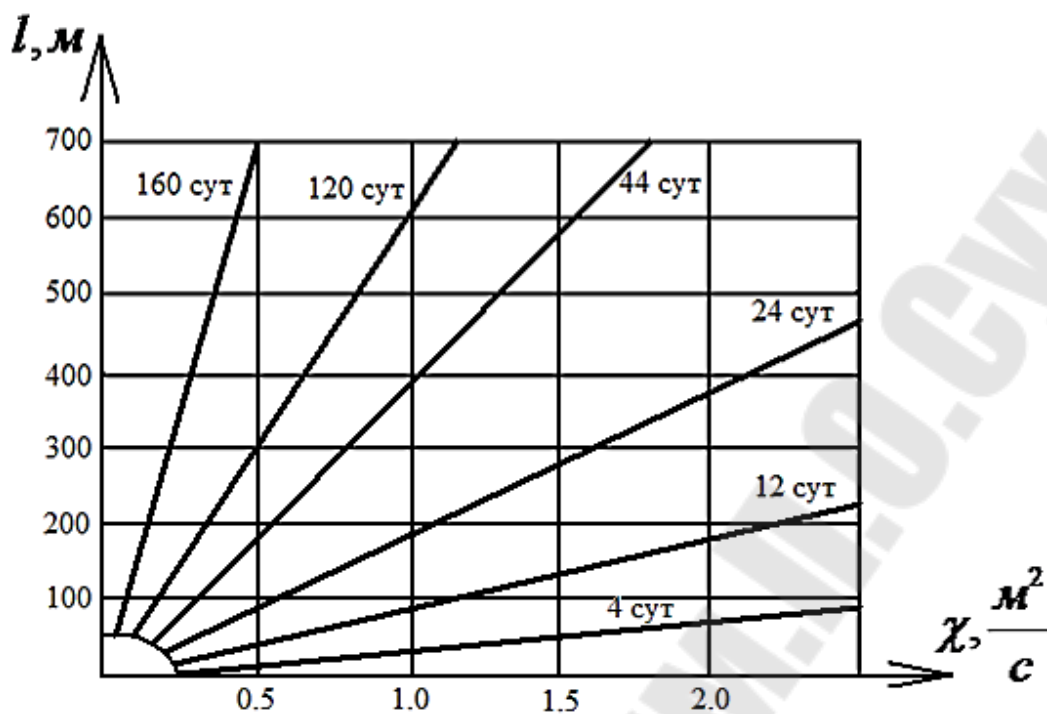


Рис. 5.2. Диаграмма определения длительности полуциклов ЦЗ

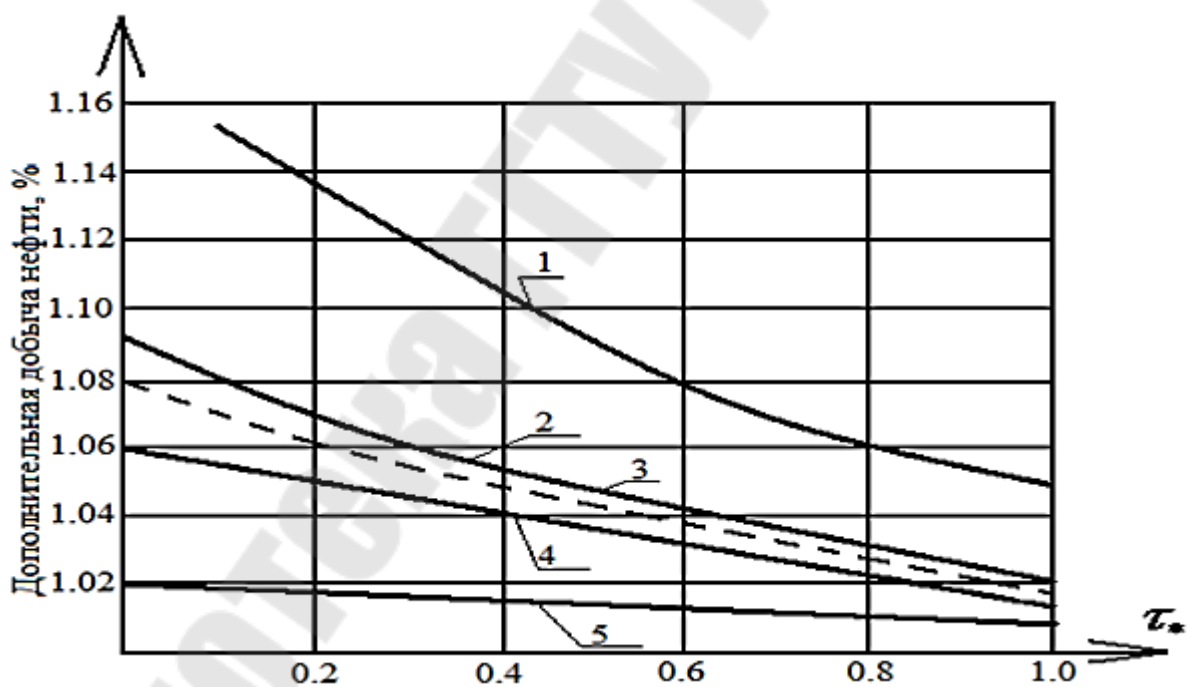


Рис. 5.3. Эффективность ЦЗ от относительного времени начала 1, 2, 3 – пласты БВ8, БВ2 и АВ4-5 Самотлорского месторождения, 4 – Жетыбай, 5 – Шаимское



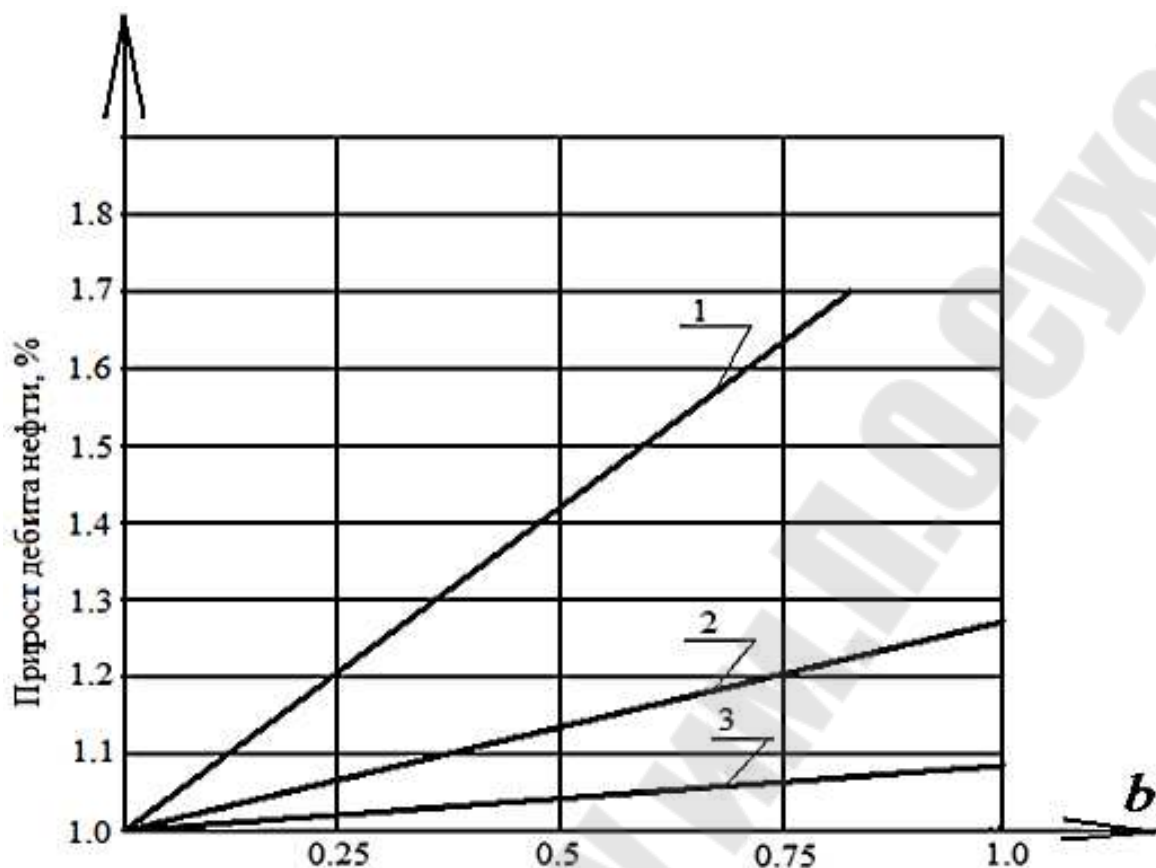


Рис. 5.4. Зависимость прироста дебита нефти от амплитуды расхода и показателя неоднородности при ЦЗ:

1, 2, 3 – показатель неоднородности;  $\nabla = 1,3; 0,5; 0,25$

### 5.3 Форсированный отбор жидкости

В настоящее время единого мнения у специалистов по поводу применения метода форсированного отбора нет. Также отсутствует и методика оценки его эффективности. Неоднозначен подход к выбору объектов для форсированного отбора жидкости. Нет ясности и о моменте начала применения метода.

При реализации метода форсированного отбора жидкости в Татарии на Ромашкинском месторождении были получены, как положительные, так и отрицательные результаты. Можно лишь констатировать, что положительный эффект чаще имеет место в приконтурных и периферийных частях залежей, чем в центральных частях.

Положительный эффект был получен на линиях стягивания контуров нефтеносности, в тупиковых зонах.

Есть мнения (д.т.н. Е.В. Теслюк), что идеология метода форсированного отбора не верна, так как речь должна идти о выработке за-

пасов из низкопроницаемых разностей слоистого пласта при общей высокой обводненности добываемой продукции.

Из других гидродинамических методов промышленное применение получили только очаговое и барьерное заводнение.

## **6. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПНП**

Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи могут быть использованы для повышения эффективности заводнения и для извлечения остаточной нефти из промытых водой пластов. В первом случае физико-химические методы воздействия основаны на изменении соотношения подвижностей нефти и вытесняющей ее воды, в результате чего увеличивается коэффициент охвата пластов заводнением. Наибольший эффект наблюдается на ранней стадии разработки месторождений, а также на месторождениях с высокой обводненностью и низкой нефтеотдачей. Во втором случае для извлечения остаточной нефти, в зонах пласта, охваченных воздействием, необходимы условия значительного снижения межфазного поверхностного натяжения между нефтью и вытесняющим агентом. В данном случае применение физико-химических методов целесообразно на поздней стадии разработки нефтяных месторождений.

К физико-химическим видам воздействия относят заводнение с применением мицеллярных, щелочных и полимерных растворов, растворов ПАВ, серной и соляной кислот, а также других реагентов. В зарубежной практике к физико-химическим методам воздействия относят первые три группы – полимерное, щелочное и мицеллярное заводнение.

### **6.1. Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении**

В процессе заводнения вытеснение нефти происходит преимущественно из трещин, каверн и крупных пор, в то время как разности пород со сниженной проницаемостью остаются неохваченными вытеснением. В этих условиях доизвлечение остаточных запасов нефти невозможно без применения специальных технологий воздействия на продуктивные пласты.

Для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием в условиях прогрессирующего обводнения необходимо ограничить фильтрацию нефтевытесняющего агента по

промытым участкам продуктивного пласта и обеспечить снижение поступления его в добывающие скважины. Для решения этой задачи обычных способов изоляции вод в добывающих скважинах недостаточно в силу ограниченности объемов обрабатываемого пласта лишь призабойной зоной. Поэтому необходимы способы, которые позволяют закачивать большие объемы водоизолирующих масс в удаленные, неохваченные воздействием зоны, на основе использования дешевых и доступных материалов.

Известно большое количество методов увеличения коэффициента охвата пластов воздействием: закачка загущенной полимерами воды, пены, периодическая закачка в пласт реагентов, понижающих проницаемость отдельных высокопроницаемых промытых вытесняющим агентом пропластков, силикатно-щелочных растворов (СЩР), полимердисперсных систем (ПДС), а также различных гелеобразующих в пластовых условиях композиций химреагентов.

К методам, избирательно понижающим проницаемость породы, можно отнести: периодическую закачку газа (воздуха) или активных компонентов нефти в процессе заводнения. Для выравнивания проницаемостей неоднородных пластов применяют закачку суспензии гашеной извести.

На нефтяных залежах месторождений Республики Беларусь проводят мероприятия по регулированию охвата пластов заводнением с целью доизвлечения остаточных запасов нефти. В условиях сниженной проницаемости пород, неохваченных воздействием, применяют обработку высокопроницаемых каналов реагентами, которые при контакте с высокоминерализованной пластовой водой образуют осадки и гели, способные создавать дополнительные фильтрационные сопротивления и тем самым снижать проводимость этих каналов для вытесняющего агента. В результате происходит перераспределение фильтрационных потоков, меняется их направление и скорость, а также объемы пласта, охваченные вытеснением. Включаются в работу низкопроницаемые разности пород-коллекторов, снижается обводненность добываемой продукции. В качестве осадкогелеобразующих реагентов применяются каустическая сода, кальцинированная сода, жидкое стекло, гипан, ренивол, лигнопол. Механизм действия перечисленных реагентов заключается во взаимодействии их с ионами  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , содержание которых в пластовых водах достигает 70...80 г/л, в результате чего происходит образование осадков и ге-

лей, значительно снижающих проницаемость высокопроницаемых каналов.

В качестве загущенной воды, для целей регулирования охвата пластов заводнением, в пласт можно закачивать водные растворы различных полимеров, например, полиакриламида (ПАА). Молекулярная масса этого водорастворимого полимера составляет более 500000, а вязкость его водных растворов прямо пропорциональна молекулярной массе. В зависимости от свойств полимера вязкость воды может быть увеличена в десятки раз. В результате закачки в пласт растворов полиакриламида увеличивается коэффициент охвата залежи воздействием за счет выравнивания вязкости нефти и вытесняющей жидкости. Одновременно происходит некоторое уменьшение средней приемистости нагнетательных скважин из-за повышения вязкости закачиваемой воды.

Анализ эффективности полимерного заводнения свидетельствует о том, что область его применения ограничивается:

- температурой пласта, с повышением температуры пласта более 70°C происходит разрушение молекул большинства полимеров и снижение эффективности его применения;

- проницаемостью пласта, если проницаемость пласта менее 0,1 мкм<sup>2</sup>, процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул в растворе больше размеров пор, в результате чего происходит либо его коагуляция в призабойной зоне, либо механическое разрушение молекул полимера;

- минерализацией пластовых вод. В условиях повышенной солености пластовых вод и содержания солей кальция и магния водные растворы наиболее доступных полимеров становятся неустойчивыми, нарушается их структура и пропадает эффект загущения воды;

- стоимостью исходного материала. Полимеры являются дефицитными и дорогостоящими продуктами.

С точки зрения уменьшения затрат на проведение мероприятий по увеличению нефтеотдачи интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. Сюда относится закачка пены. Преимущества данного метода заключаются в следующем:

- кажущаяся вязкость пены превышает вязкость воды в 5...10 раз;

- для получения пены расходуется всего от 0,2 до 1% пенообразующих ПАВ, сравнительно дешевых и доступных;

– важным свойством пены является то, что ее кажущаяся вязкость зависит от проницаемости пористой среды. Чем выше проницаемость пласта, тем выше кажущаяся вязкость фильтрующейся пены. Благодаря этому свойству пены, при закачке ее в пласт, будет происходить увеличение охвата залежи воздействием не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти.

Одним из способов увеличения коэффициента охвата пласта воздействием и выравнивания приемистостей неоднородных пластов является периодическая закачка водной суспензии гашеной извести. Механизм действия метода заключается в том, что частицы извести, содержащиеся в закачиваемой воде, проникают прежде в пропластки с высокой проницаемостью и за счет частичной закупорки поровых каналов снижают их проницаемость. Малопроницаемые пропластки сохраняют прежнюю приемистость, или даже увеличивают ее за счет перераспределения закачиваемой воды. В результате происходит выравнивание профиля приемистости и, в конечном счете, снижение обводненности добываемой продукции, а также увеличение коэффициента охвата пласта воздействием. Эффективность закачки суспензии гашеной извести в качестве закупоривающего агента заключается также в низкой ее стоимости и простоте практического применения. Гашеная известь представляет собой порошкообразный продукт гидратации негашеной извести, в основном состоящий из гидратов оксидов кальция и магния. В воде 1 кг гашеной извести занимает объем, равный 1,25...1,67 л. Результаты промысловых работ показали перспективность применения гашеной извести в качестве материала, способного уменьшить проницаемость высокопроницаемого пропластка с целью увеличения охвата пласта воздействием, а следовательно, и конечной нефтеотдачи.

Из осадкообразующих составов широко применяются силикатно-щелочные составы (СЩС), щелочно-полимерные растворы (ЩПР), аммиачная вода, метилцеллюлоза, которые, взаимодействуя с пластовой водой, образуют нерастворимый осадок.

На месторождениях Западной Сибири одним из первых методов физико-химического воздействия на пласт было щелочное заводнение.

Способ воздействия применялся с 1976 г. Полученные положительные результаты такие, как резкое снижение обводненности добываемой продукции за счет изменения охвата пласта воздействием бла-

годаря подключению в работу ранее не охваченных заводнением пропластков, свидетельствуют, что технология эффективна для средне- и низкопроницаемых пластов небольшой (до 10 м) толщины. Опыты по изменению смачиваемости показывают, что 1%-ный раствор щелочи повышает гидрофильность терригенных пород и не меняет смачиваемость в известняках, а расход щелочи и количество осадка увеличиваются при повышении минерализации воды и концентрации щелочи. Нефтевытесняющие свойства растворов щелочи выражаются в увеличении коэффициента вытеснения до 4 %.

Все рассмотренные выше технологии могут быть направлены лишь на регулирование проницаемости пласта и не могут эффективно блокировать избирательно обводненные зоны пласта.

Проблема охвата пласта воздействием остается актуальной и не до конца решенной, даже если использовать такие маловязкие высокоэффективные агенты, как растворители нефти в различных модификациях: газ, газообразные оторочки, углекислота и др.

Анализ результатов исследований эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи с применением ПАВ, полимеров и других химических реагентов показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при использовании химреагентов, которые наряду с улучшением нефтевытеснения за счет отмыва нефти обеспечивают и увеличение охвата пласта воздействием.

Одним из удачных решений задачи ограничения движения пластовых вод в промытых пропластках неоднородного пласта является метод закачки в обводненные пропластки полидисперсных систем. Основными компонентами этой системы являются ионогенные полимеры с флокулирующими свойствами и дисперсные частицы глины. Путем выбора концентрации полимера и глины в глинистой суспензии создаются условия для полного связывания полимера (флокуляции), в результате чего образуются глинисто-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком. Механизм взаимодействия полимера с породами и дисперсными частицами в пластовых условиях при закачке ПДС заключается в следующем. Движущийся впереди суспензии полимерный раствор модифицирует поверхность породы вследствие адсорбции и механического удержания макромолекул полимера, снижая тем самым концентрацию раствора. Частицы глины, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, которые адсорбированы на породе и находятся во взвешенном состоянии.

Вследствие этого, с одной стороны, снижается проникновение в мелкие поры, с другой – происходит прочное удержание дисперсных частиц и полное связывание полимера. Образующиеся полимердисперсные агрегаты создают объемную, устойчивую в динамическом потоке массу. Эксперименты показывают, что подвижность воды после обработки полимердисперсной системой снижается в 2...4 раза по сравнению с закачкой только раствора полимера или глинистой суспензии, остаточный фактор сопротивления увеличивается с повышением коэффициента проницаемости породы. Это является одним из важных факторов, который способствует получению высокого эффекта.

Для улучшения отмывающих свойств пласта закачивают водные растворы различных химреагентов, которые часто поглощаются высокопроницаемыми пропластками, а малопроницаемые прослойки практически не подвергаются воздействию нефтewытесняющих жидкостей. В связи с этим предложено использовать ПДС для предварительной обработки пласта перед закачкой водных растворов ПАВ, мицеллярных растворов, микроэмульсий, растворителей и др.

## **6.2 Полимерное заводнение**

На эффективность заводнения, по мере разработки месторождения, отрицательное влияние оказывает неоднородность породколлекторов. В результате замещения нефти фильтрационное сопротивление будет уменьшаться, а расход воды - возрастать.

В условиях резкого ухудшения структуры запасов нефти одним из способов увеличения нефтеотдачи является оптимизация параметров нефтewытесняющего агента (закачиваемой в пласт жидкости), а именно - изменение его реологических свойств. Оптимальными могут считаться составы, вязкость которых в обычных условиях имеет низкие значения, они хорошо фильтруются в пористой среде. В пластовых условиях реологические свойства композиций должны измениться, вязкость должна увеличиться многократно. Другим существенным требованием является селективность. Для достижения положительных результатов по изменению профилей приемистости необходимо обеспечить проникновение композиции в высокопроницаемые, высокообводненные пропластки. Такими свойствами обладают полимеры, которые обеспечивают высокую технологическую эффективность полимерного заводнения.

Рассмотрим механизм вытеснения нефти растворами полимеров. Одним из основных факторов, определяющих нефтеотдачу пластов, является соотношение вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды. В процессе вытеснения нефти водой в неоднородных по разрезу пластах происходит преждевременный прорыв воды к добывающим скважинам. Вытеснение высоковязкой нефти сопровождается вязкостной неустойчивостью, которая особенно сильно проявляется в неоднородных пластах.

Идея использования полимеров для повышения эффективности процесса заводнения основана на способности их водных растворов, даже при низкой концентрации полимера, значительно снижать соотношения вязкости нефти и воды и уменьшать подвижность воды в высокопроницаемых пропластках, выравнивая продвижение ВНК. В качестве добавок к воде (загустителей) используют полиакриламид (ПАА) и другие полимеры с массовой долей, равной 0,05...0,7%. Эти вещества представляют собой высокомолекулярные соединения со сложным строением молекул в виде длинных цепочек, клубков и спиралей. Вообще для полимерного заводнения применяют высокомолекулярные полимеры трех видов – на основе акриламида (особенно гидролизованные полиакриламиды), полиэтиленоксиды и полисахариды.

Высокая рентабельность полимерного заводнения определяется свойствами, проявляемыми полимером в пористой среде, особенно его реологическими характеристиками. Кажущаяся вязкость полимера  $\mu_{п}$  намного больше вязкости закачиваемой воды. Получается, что полимерный раствор обладает свойствами неньютоновских жидкостей. Пропускная способность пористой среды для полимерного раствора уменьшается гораздо сильнее, чем увеличивается его вязкость по сравнению с водой. Это явление получило название «фактора сопротивления». Аналитический фактор сопротивления  $R$  описывается отношением коэффициента подвижности для воды к коэффициенту подвижности для полимерного раствора:

$$R = (k_{в}/\mu_{в})/(k_{п}/\mu_{п}),$$

где  $k_{в}$ ,  $k_{п}$  – коэффициент проницаемости пористой среды для воды и раствора полимера соответственно,  $\text{мкм}^2$ ;  $\mu_{в}$ ,  $\mu_{п}$  – соответственно вязкость воды и кажущаяся вязкость раствора полимера в пористой среде,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ .

Другой важный показатель полимера – статочный фактор сопротивления. При фильтрации раствора адсорбция полимера в порис-



той среде вызывает снижение проницаемости пористых сред по воде даже после полного вытеснения из них раствора полимера. Остаточный фактор сопротивления определяется как отношение коэффициента подвижности для воды до и после фильтрации раствора полимера в пористой среде:

$$R_0 = (k_{\text{в}}/\mu_{\text{в}})/(k_{\text{п.в}}/\mu_{\text{п.в}}),$$

где  $k_{\text{в}}$ ,  $k_{\text{п.в}}$  соответственно коэффициент проницаемости пористой среды для воды до и после фильтрации раствора полимера, фильтрующейся вслед за раствором полимера;  $\mu_{\text{в}}$ ,  $\mu_{\text{п.в}}$  – соответственно вязкости для воды до и после фильтрации раствора полимера, фильтрующейся вслед за раствором полимера.

Адсорбция полимера в пористой среде приводит к уменьшению ее проницаемости. Количественная адсорбция полимера в пористой среде оценивается фактором остаточного сопротивления. Количество адсорбированного полимера зависит от структуры пористой среды, ее вещественного состава, а также от состава и свойств насыщающих пористую среду жидкостей. Установлено, что увеличение концентрации хлористого натрия в растворе приводит к усилению адсорбции полимера. Добавка к раствору полимера хлористого кальция или других электролитов приводит к еще большей адсорбции полимера.

Адсорбция зависит также от породы продуктивного пласта. Так, адсорбция на известняке значительно выше, чем на кварцевом песчанике. Поэтому потери полимера за счет адсорбции определяются вещественным составом породы, минерализацией пластовых вод и самого растворителя, температурой и скоростью фильтрации раствора полимера. Анализ результатов лабораторных исследований показал неоднозначность требований к адсорбции полимера из раствора в пористой среде. С одной стороны, адсорбция полимера отрицательно сказывается на самом растворе, обедняя раствор и уменьшая его кажущуюся вязкость, а следовательно, и эффективность процесса. С другой стороны, адсорбция полимера определяет фактор остаточного сопротивления, способствующий повышению нефтеотдачи пластов за счет относительного выравнивания профилей приемистости и отдачи скважин.

Особенности вытеснения нефти из неоднородных пластов с помощью полимерных растворов заключаются в том, что полимерные растворы обладают свойством снижать фазовую проницаемость для воды и сохранять ее для нефти. Водный раствор полимера поступает преимущественно в высокопроницаемые пропластки, причем чем

выше проницаемость пропластка, тем больше поступает в него полимера, и тем значительней повышается фильтрационное сопротивление высокопроницаемых слоев. Это свойство растворов полимеров широко используется для выравнивания профилей приемистости и отдачи при разработке нефтяных месторождений на любой стадии.

Необходимая концентрация полимерного раствора выбирается на основании лабораторных исследований, где устанавливается способность полимерного раствора определенной концентрации обеспечивать различные факторы сопротивления в зависимости от проницаемости коллектора. Экспериментальные исследования показывают, что содержание полимера должно быть не ниже 0,075%. Окончательное определение концентрации необходимо уточнять по соотношению подвижностей полимерного раствора и нефти при пластовых условиях. Подвижность нефти не должна превышать подвижности полимера более чем в 2 раза, так как только в этом случае исключается возможность прорыва полимерного раствора и характер вытеснения нефти близок к поршневному.

Зная проницаемость пропластков и определив экспериментально факторы сопротивления в каждом пропластке, можно определить количество полимера, необходимое для выравнивания профиля приемистости:

$$G_{naa} = C_0 \cdot V_{naa},$$

где  $G_{naa}$  – количество полимера;  $C_0$  – концентрация раствора полимера, т/м<sup>3</sup>;  $V_{naa}$  – объем оторочки раствора полимера, необходимый для закачки, м<sup>3</sup>.

Объем оторочки  $V_{naa}$  определяется из следующего соотношения:

$$V_{naa} = \pi r_n^2 \frac{R_n^2}{k_n^2} \sum_{R_i^2}^n \frac{k_i^2}{R_i^2} h_i m_i,$$

где  $i = 1, 2, \dots, n$  – номера пропластков в порядке возрастания проницаемостей;  $r_n$  – радиус (глубина) высокопроницаемого слоя, принимается равным толщине пласта, м;  $R_i, R_n$  – фактор сопротивления  $i$ -го и  $n$ -го прослоев соответственно;  $k, k_n$  – проницаемость  $i$ -го и  $n$ -го слоев соответственно, мкм<sup>2</sup>;  $h$  – толщина  $i$ -го прослоя, м;  $m_i$  – пористость  $i$ -го прослоя, доли единицы.

Общеизвестно, что при заводнении слоисто-неоднородных пластов закачиваемая вода в первую очередь обводняет высокопроницаемые прослои, резко уменьшая коэффициент охвата пласта заводнением, и, следовательно, уменьшает текущий и конечный коэффициенты нефтеотдачи. Один из самых эффективных методов увеличения охвата пластов заводнением – закачка в пласт полимерного раствора. Существует три условных времени начала закачки полимерного раствора:

- 1) с самого начала разработки месторождения;
- 2) на конечной стадии разработки месторождения при обводненности продукции скважин на 95...100%;
- 3) на промежуточной стадии разработки после прекращения безводного дебита.

Технологическая и экономическая целесообразность применения полимерного заводнения на любой стадии разработки месторождения несомненна. Однако наилучшие показатели разработки слоисто-неоднородных пластов достигаются в тех случаях, когда работы по выравниванию профилей приемистости и отдачи раствором полимера выполняются на начальной стадии разработки месторождения.

Полимерное заводнение успешно сочетается с другими технологиями. Методы нефтеотдачи пластов: тепловые (закачка пара и горячей воды, внутрипластовое горение), газовые (закачка углеводородных, углекислого и дымовых газов) и физико-химические (закачка ПАВ, щелочей, кислот, мицеллярных растворов и др.), способствуют заметному технологическому эффекту. Однако главный недостаток этих технологий – низкий охват пластов воздействием по разрезу и площади пласта. Поэтому возникает необходимость использовать данные технологии в направлении улучшения охвата пластов воздействием с последующим заводнением пластов.

Идеальный метод увеличения охвата пласта воздействием агентами – сочетание их с полимерным заводнением. В результате возникают еще и дополнительные эффекты, заметно улучшающие процесс вытеснения нефти. Рассмотрим наиболее эффективные комбинированные технологии разработки нефтяных месторождений с применением полимеров.

**Сшивание полимерного раствора.** Расширение использования полимерного заводнения связано с применением сшитых полимеров, способных образовывать вязкий гель в порах пласта и отклонять нагнетаемую воду в непромытые ранее нефтенасыщенные зоны пла-

ста. Это позволяет выравнивать проницаемость отдельных пропластков, выравнивая тем самым фронт вытеснения и, следовательно, повышать нефтеотдачу пласта в целом. Наиболее эффективная технология сшивки полимера осуществляется непосредственно в пласте в результате последовательной закачки полимера и сшивателя. В качестве сшивателей применяются бихромат калия, треххлористый хром, гидрат алюминия и др. В некоторых случаях сшивание полимера производят перед закачкой раствора в пласт.

Находит применение технология закачки раствора акриламида и катализаторов с тем, чтобы образование раствора полиакриламида происходило непосредственно в самом пласте. Содержание полимера в закачиваемом растворе варьирует от 4 до 10 %, вязкость раствора близка к вязкости воды, что и облегчает его проникновение в поры пласта. Последующая распушка (растворение) полимера приводит к увеличению вязкости реагента, закупорке высокопроницаемых каналов и отклонению флюида в низкопроницаемые зоны пласта.

**Термополимерное заводнение.** Сущность термополимерного заводнения состоит в том, что в пласт закачивается подогретый горячий раствор полимера, за счет чего и создается горячая оторочка полимерного раствора. Горячий раствор полимера с малой эффективной вязкостью проникает в пласт. В результате увеличивается приемистость нагнетательных скважин и снижается вязкость нефти в пласте. По мере остывания полимера увеличивается его кажущаяся вязкость, а, следовательно, увеличиваются фактор сопротивления и фактор остаточного сопротивления. В связи с этим увеличивается охват пласта воздействием закачиваемого агента. Основным недостатком данной модификации термополимерного заводнения – термическое разложение полиакриламида (термическая деструкция) при температуре свыше 70 °С.

**Применение щелочных растворов в сочетании с водорастворимыми полимерами.** Одно из перспективных направлений улучшения метода щелочного заводнения – применение щелочных растворов в сочетании с водорастворимыми полимерами. Механизм вытеснения нефти щелочно-полимерными растворами условно можно описать следующим образом. Щелочь, взаимодействуя с кислотными компонентами нефти, приводит к снижению межфазного натяжения на границе нефть – раствор щелочи. В результате происходит эмульгирование нефти (в зависимости от активности нефти) и улучшение смачиваемости породы, т. е. происходит гидрофилизация системы.

Кроме того, добавка щелочи улучшает фильтрационные свойства полимера. С увеличением рН раствора резко уменьшается адсорбция полимера, а сам полимер, как известно, позволяет увеличить охват пласта воздействием.

Добавление щелочи в раствор полимера улучшает процесс вытеснения нефти. Текущие и конечные показатели процесса вытеснения нефти улучшаются для однородного и особенно для неоднородного пластов. О преимуществах щелочно-полимерного заводнения перед заводнением с применением в отдельности растворов щелочи и полимера сообщается во многих зарубежных публикациях. Оптимальная технология применения метода щелочно-полимерного заводнения должна обосновываться лабораторными и теоретическими исследованиями в каждом отдельном случае применительно к условиям конкретного месторождения.

**Применение биополимеров для полимерного заводнения.** Полимеры-полиакриламиды обладают некоторыми недостатками. Взаимодействие полиакриламидов с высокоминерализованными водами сопровождается механической, а также окислительной и биологической деструкцией полимеров и снижением эффективности процесса полимерного заводнения. Этих недостатков лишены полимеры-полисахариды. Среди полисахаридов широкое применение в нефтяной промышленности получил ксантан, который производится микробиологическим путем из глюкозы при помощи бактерий. Основное назначение ксантана при заводнении, так же как и полиакриламида, - повышение вязкости воды или гелеобразование в порах пласта в сшитом состоянии. Как модификаторы вязкости эти полимеры могут применяться совместно с другими химреагентами в различных комбинациях. Применение ксантана ограничено температурой 75 °С. Однако для повышения термостабильности ксантан можно химически модифицировать, а также применять в сочетании с алифатическими спиртами и карбонатами щелочно-земельных металлов, увеличивая термостабильность до 125 °С.

Биотехнологические методы обеспечивают возможность получения комплекса полисахаридов с самыми разнообразными физическими характеристиками. Так, французская фирма «Элф опитен» разработала полисахарид «Склероглюкан» при помощи бактерий, культивируемых на углеводородном субстрате. Другой полисахарид «Эмульсан» вырабатывается фирмой «Петроферм» (США). Продукт обладает высокой эмульгирующей способностью для макроэмульси-

онного метода повышения нефтеотдачи. В Российской Федерации разработана технология получения полисахарида под названием «Симусан», который производится на основе искусственных спиртов. Применительно к условиям месторождений Западной Сибири разработаны базовые составы на основе биополимера продукт БП-92.

Эффективность применения биополимерных композиций может быть очень высокой (до 100% прироста добычи) на ранних стадиях разработки, когда происходит опережающее обводнение продукции за счет прорывов нагнетаемой в пласт воды по высокопроницаемым пропласткам. Использование биополимерных композиций на поздней стадии выработки запасов позволяет существенно замедлить темп падения добычи, существенно продлить срок разработки и повысить нефтеотдачу пластов. Мировая и отечественная практика разработки нефтяных месторождений в режиме заводнения свидетельствует о том, что все многообразие факторов, влияющих на конечную нефтеотдачу, сводится к двум параметрам:

- темп выработки запасов;
- удлинение сроков безводной (или маловодной) добычи.

В связи с этим особого внимания заслуживает применение биополимерных технологий, которые продлевают безводный период эксплуатации нефтяных скважин.

На основании многочисленных разработок в области применения полимерного заводнения можно привести критерии эффективного применения метода:

1. Вязкость пластовой нефти должна находиться в пределах от 3 до 125 мПа·с. Хотя применение полимерного заводнения возможно на месторождениях нефти с вязкостью более 100 мПа·с (вплоть до 250 мПа·с). В этом случае требуется повышенное содержание полимера.

2. Положительные результаты при испытании полимерного заводнения получены при значениях проницаемостей пластов от 0,02 до 2,3 мкм<sup>2</sup>. Однако наиболее эффективные результаты получаются, когда продуктивные пласты представлены породами проницаемостью 0,2...1 мкм<sup>2</sup>. Породы пластов могут быть представлены песчаниками и известняками. Правда, в карбонатных породах эффективность ниже, чем в песчаниках вследствие высокой адсорбции полимера.

3. Глубина залегания пластов сама по себе не служит лимитирующим фактором. Однако применение полимерного заводнения в пластах глубиной меньше 600 м может привести при закачке агентов

к гидроразрыву пласта и необоснованному расходу полимера. В пластах на больших глубинах полимерное заводнение может не применяться только из-за высокой температуры. Термостабильность полимера-полиакриламида часто не превышает 60...90 °С. Биополимеры могут применяться и при более высоких температурах в пласте – до 150 °С.

4. Вода для приготовления раствора полимера должна быть пресной или слабоминерализованной (солей не более 10...20 г/л). В случае закачки сточной или пластовой воды фактор остаточного сопротивления может «исчезнуть», что сильно снизит эффективность закачки раствора полимера в пласт.

5. Наибольший эффект полимерного заводнения можно получить, если его использовать с самого начала разработки месторождения. В этом случае получается более высокая безводная и конечная нефтеотдача, а технологическая и экономическая эффективность процесса резко возрастает. Применение полимерного заводнения в однородных пластах на поздней стадии разработки при обводненности продукции скважин выше 90...95 % сопряжено с риском получить отрицательный эффект.

6. Для более эффективного использования оторочки раствора полимера и поддержания высокого уровня добычи нефти и воды проектируются активные системы разработки: площадные, однорядные и трехрядные при внутриконтурном заводнении. Законтурная закачка раствора нежелательна ввиду непроизводительных затрат полимера.

В случае применения многорядных систем возможен отбор раствора полимера первыми рядами добывающих скважин.

Для конкретных месторождений применимость полимерного заводнения обосновывается лабораторными исследованиями и технико-экономическими расчетами.

### **6.3. Мицеллярно-полимерное заводнение**

Метод мицеллярно-полимерного заводнения основан на последовательной закачке мицеллярного и полимерного растворов, продвигаемых по пласту водой. Мицеллярные растворы – это особые коллоидные системы, основными компонентами которых являются углеводородная жидкость и вода, стабилизированные смесью масло- и водорастворимых ПАВ. Эти системы способны практически полностью вытеснить из пористой среды нефть благодаря крайне низкому межфазному натяжению на границе нефть – мицеллярный раствор. Воз-

возможность значительного увеличения нефтеотдачи заводненных пластов за счет применения мицеллярных растворов связана с тем, что вытесняющее действие их не зависит от текущего значения нефтенасыщенности пористой среды. Обладая повышенной и регулируемой вязкостью, эти системы способствуют также увеличению охвата пластов воздействием за счет сближения значений подвижностей нефти и вытесняющего ее флюида. Закачка полимерного раствора вслед за оторочкой мицеллярной композиции служит для создания буфера, предохраняющего оторочку от вязкостного разрушения проталкивающей водой.

Лабораторные исследования и промысловые испытания метода проводятся за рубежом с начала 60-х годов. Энергетический кризис, при постоянно возрастающей цене на нефть, послужил причиной возросшего интереса к разработке и испытанию методов повышения нефтеотдачи заводненных пластов, и в том числе технологий, использующих мицеллярные растворы.

В России систематическое изучение метода мицеллярно-полимерного заводнения было начато в 1972–1973 гг., а в 1978–1986 гг. проведены промысловые испытания. Результатами проведенных исследований и опытных работ была доказана возможность извлечения остаточной нефти из заводненных пластов при помощи мицеллярных растворов. Перед широким внедрением метода стоят проблемы, которые необходимо решить:

- снижение затрат на его реализацию за счет удешевления применяемых рабочих агентов при разработке мицеллярных систем;
- разработка мицеллярных систем, эффективно вытесняющих нефть в условиях повышенных температур и минерализации пластовых вод;
- углубление научных представлений о механизме явлений, происходящих при продвижении мицеллярных и полимерных систем в реальной нефтеводонасыщенной пористой среде;
- совершенствование метода проектирования, контроля и регулирования процесса.

**Состав и основные физико-химические свойства мицеллярных растворов.** Под термином «мицеллярные растворы», или «мицеллярные системы», «микроэмульсии» понимают высокодисперсные коллоидные композиции, устойчивые в определенном диапазоне условий. Их компонентами являются основные и вспомогательные



ПАВ, вода (раствор электролитов) и углеводородная жидкость. Содержание компонентов может изменяться в широких пределах:

- основные ПАВ – от 4 до 15 %;
- вспомогательные ПАВ – от 0,01 до 20 %;
- углеводороды – от 2 до 80 %;
- вода – от 10 до 95 %.

Ввиду того что для воздействия на пласт даже небольшой нефтяной залежи требуются огромные объемы нефтевытесняющего агента, которые сопоставимы с объемом порового пространства, то по экономическим соображениям мицеллярные растворы не должны быть

слишком дорогостоящими. В связи с этим разработаны композиции, содержащие более 90% водного компонента при соответствующем снижении доли, приходящейся на смесь ПАВ и углеводородов.

В качестве основного ПАВ для приготовления мицеллярных растворов в настоящее время наибольшее применение нашли анионоактивные ПАВ-сульфонаты. Содержание их до 5...7% позволяют получать системы с необходимыми свойствами в известном диапазоне условий. Сульфонаты выгодно отличаются своей относительно невысокой стоимостью и возможностью производства в количествах, необходимых для воздействия на нефтеносные пласты. В зависимости от типа углеводородного сырья, подвергаемого сульфированию, различают нефтяные и синтетические сульфонаты.

Нефтяные сульфонаты, молекулярная масса которых изменяется в широком диапазоне, получают сульфированием, т.е. введением сульфогруппы ( $-SO_3H$ ) в органические соединения с образованием связи S-C, либо определенных фракций нефти, либо отдельных ароматических продуктов, например, масляных экстрактов или газойля.

Синтетические сульфонаты обычно представляют собой синтетические алкил- или алкилариловые сульфонаты с более узким молекулярно-массовым распределением. Растворимость сульфонатов в воде или нефти, так же как и межфазное натяжение получаемых на их основе мицеллярных растворов, зависит от значения их средней эквивалентной молекулярной массы. Низкомолекулярные сульфонаты растворимы предпочтительно в воде, высокомолекулярные – в углеводородной жидкости.

По фазовому состоянию на контакте с пластовыми жидкостями мицеллярные растворы могут относиться к трем типам систем, содержащих ПАВ (классификация Винзора).

Первый тип – водные, или нижнефазные мицеллярные растворы, имеющие границу раздела на контакте с находящейся с ними в равновесном состоянии избыточной углеводородной фазой.

Второй тип – углеводородные или верхнефазные мицеллярные растворы, равновесные с избыточной водной фазой.

Третий тип – среднефазные композиции, не смешивающиеся ни с водой, ни с углеводородами, которые существуют в самостоятельном виде и занимают в соответствии с плотностью промежуточное положение (рис. 6.1).

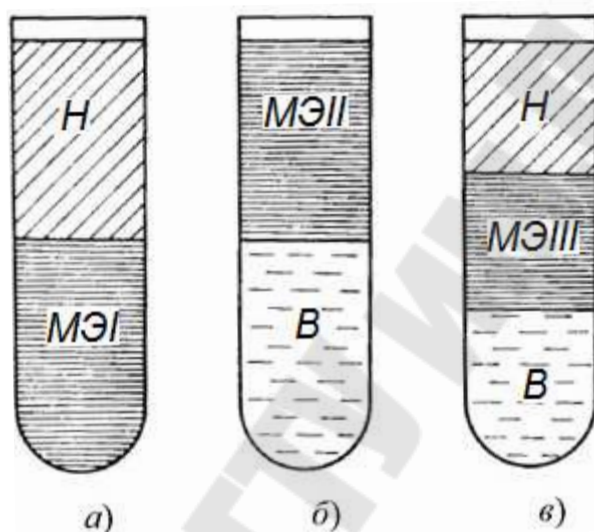


Рис. 6.1. Классификация микроэмульсионных систем, содержащих ПАВ (по Винзору). Тип системы: а – I; б – II; в – III; МЭ – микроэмульсия; Н – нефть; В – вода

Образование мицеллярной системы того или иного типа зависит от свойств нефти, типа и свойств используемых ПАВ, солёности воды и температуры. В пласте, в процессе вытеснения нефти, на фазовое состояние системы влияет минеральный состав породы-коллектора.

Наиболее важное свойство мицеллярных растворов как агентов для повышения нефтеотдачи пластов – величина межфазного натяжения на границах с нефтью и водой. Исследование механизма процессов, происходящих при вытеснении нефти из нефтеводонасыщенной пористой среды показало, что при закачке относительно небольшой порции мицеллярного раствора добиться длительного сохранения высоких нефтевытесняющих свойств можно лишь при отсутствии его смешивания с пластовыми жидкостями. Иначе говоря, мицеллярный раствор должен существовать в пористой среде в виде самостоятельной жидкой фазы, имеющей крайне низкое межфазное натяжение на

границе как с нефтью, так и с водой (III типа по Винзору). Последнее свойство мицеллярного раствора связано с особенностью его применения в виде оторочки, продвигаемой загущенной водой.

С точки зрения вытеснения из пористой среды, определяющим является большее по величине из двух межфазных натяжений мицеллярного раствора – на границах с водой или нефтью. Его называют критическим. Очевидно, что чем ниже критическое межфазное натяжение, тем выше эффективность процесса. Для полного вытеснения остаточной нефти из пласта необходимо, чтобы оно не превышало сотых долей мН/м.

Механизм мицеллярно-полимерного заводнения упрощенно можно представить следующим образом. Продвижение оторочки мицеллярного раствора, сопровождаемой буферной оторочкой, приводит к образованию в нефтеводонасыщенной пористой среде следующих характерных зон (рис. 6.2).

На рис. 6.2, б можно выделить три характерные зоны, образующиеся в результате мицеллярно-полимерного заводнения. Все зоны располагаются в направлении, противоположном процессу фильтрации. Первая – «невозмущенная» зона характеризуется продолжающимся процессом фильтрации, который предшествовал закачке мицеллярного раствора (в заводненном пласте движется вода в присутствии остаточной нефти, а в незаводненном – нефть при связанной водонасыщенности). Вторая зона представлена водонефтяным валом, образованным вытесняемой оторочкой. Третья зона состоит из оторочки мицеллярного раствора, буферной оторочки, которые движутся в пористой среде, отмытой от первоначально насыщавших ее воды и нефти. Четвертая зона представлена однофазной фильтрацией закачиваемой воды, которая продвигает оторочки рабочих агентов и вытесняемые пластовые жидкости.

В данном случае предполагается, что пласт однороден по коллекторским свойствам, фильтрация – линейная или радиальная. Мицеллярный раствор обладает достаточно низкими межфазными натяжениями с водой и нефтью и необходимой вязкостью, которые обеспечивают полное вытеснение.

Оторочка мицеллярного раствора имеет объем, достаточный для ее сохранения с момента закачки в пласт до завершения процесса. Вытеснение мицеллярного раствора буферной оторочкой полное и устойчивое.

В том случае, если по той или иной причине межфазное натяжение мицеллярного раствора недостаточно низкое для полного вытеснения нефти, часть ее остается «безвозвратно» удержанной в пласте (рис. 6.2, в). Более сложная картина наблюдается, если недостаточно низко натяжение с вытесняемой водой. В этом случае она частично вытесняется оторочкой мицеллярного раствора, а частично остается в пористой среде до подхода фронта буферной оторочки, где в силу смесимости вытеснение воды полное. Это приводит к формированию перед фронтом буферной оторочки вторичного вала вытесняемой воды, объем которого возрастает по мере развития процесса (рис. 6.2, г).

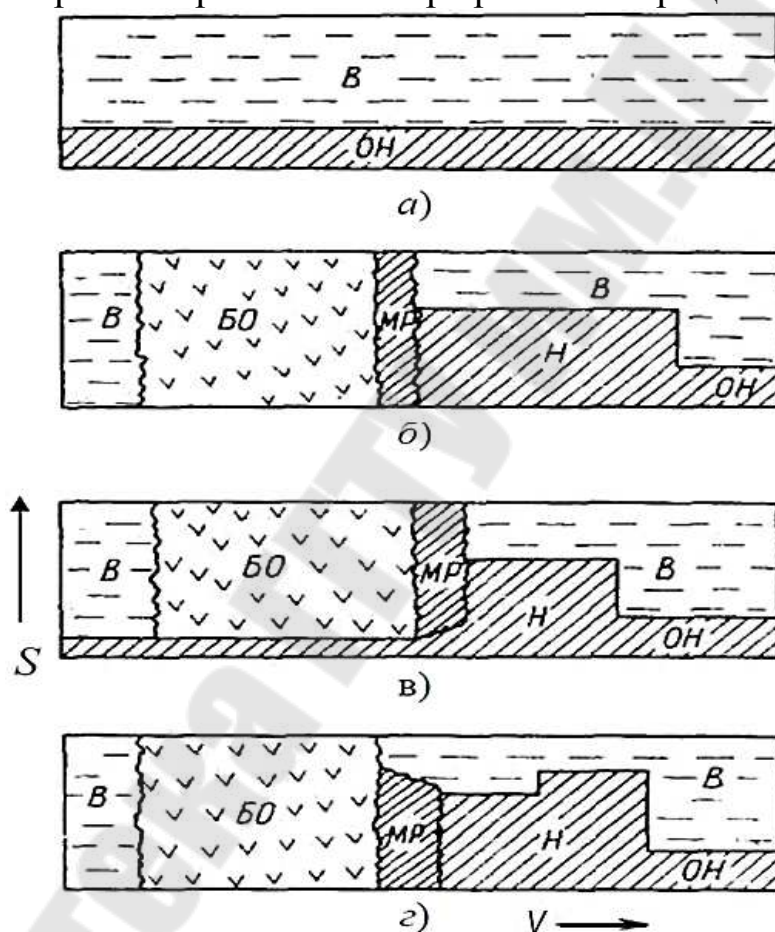


Рис. 6.2. Схемы механизма мицеллярно-полимерного заводнения:  
*a* – заводненный пласт с остаточной нефтью (исходное состояние);  
*б* – мицеллярный раствор полностью вытесняет нефть и воду;  
*в* – мицеллярный раствор не полностью вытесняет нефть;  
*г* – мицеллярный раствор не полностью вытесняет воду; *S* – шкала насыщенностей; *V* – направление фильтрации; В – вода; Н – нефть; ОН – остаточная нефть; МР – мицеллярный раствор; БО – буферная оторочка

Обычно буферную оторочку составляют из последовательных порций полимерного раствора со ступенчато-убывающей к тыльной части концентрацией. Это обеспечивает плавный переход от пониженной подвижности вблизи границы мицеллярный раствор – буферная жидкость к подвижности воды, позволяет экономить полимер-загуститель и поддерживать темп разработки на более высоком уровне по сравнению со случаем, если бы полимерная оторочка имела постоянную концентрацию.

С момента начала опытно-промышленных работ по мицеллярно-полимерному заводнению прошло около 40 лет. Накоплен определенный опыт работы как за рубежом, так и в России. Однако этот метод не находится в стадии широкого промышленного испытания. Отработка технологии метода для конкретного объекта вслед за стадией лабораторного и теоретического изучения требует проведения серии испытаний на участках различного масштаба, начиная с отдельных скважин или небольших элементов и кончая опытными полями с промышленной сеткой скважин. На осуществление такой серии уходит не менее 10...15 лет. В итоге подобной работы мицеллярно-полимерное заводнение может обеспечить добычу из пластов до половины запасов нефти, не извлекаемой при обычном заводнении.

Существует ряд отрицательных факторов, ограничивающих область эффективного применения метода. Метод мицеллярно-полимерного заводнения является одним из самых сложных физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Механизм процессов, происходящих при мицеллярно-полимерном заводнении нефтеводонасыщенной пористой среды, значительно осложняется при переходе от условий лабораторных экспериментов к реальным пластовым условиям. Многие естественные факторы оказывают отрицательное влияние на процессы вытеснения нефти, характер продвижения по пласту, свойства оторочек рабочих агентов и, в конечном итоге, на эффективность применения метода. К основным факторам, неблагоприятно влияющим на эффективность мицеллярно-полимерного заводнения, следует отнести:

- потери ПАВ из мицеллярной оторочки или снижение их активности в процессе ее продвижения по пласту, которые приводят к неполному вытеснению нефти из пористой среды;
- гидродинамическое разрушение оторочек рабочих агентов, связанное с неоднородностью реального пласта, что снижает охват пласта воздействием;

- заземление (удерживание) мицеллярной системы в пористой среде;
- неодинаковая адсорбция активных компонентов (основных ПАВ-сульфонатов и вспомогательных спиртов) приводит к потере мицеллярной оторочкой оптимальных свойств;
- высокая стоимость и дефицитность реагентов, используемых для приготовления рабочих агентов метода.

#### **6.4. Применение поверхностно-активных веществ и композиций на их основе для увеличения нефтеотдачи пластов**

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований заводнения нефтяных пластов с добавкой ПАВ были опубликованы в США в 40...50-х годах. В России эта проблема изучается более 50 лет.

Поверхностно-активными веществами называются вещества, способные концентрироваться на границе раздела фаз с изменением их поверхностных свойств - снижением поверхностного натяжения, изменением смачиваемости поверхности твердого тела. Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал (неполярную часть) и одну или несколько полярных групп. Для проявления поверхностно-активных свойств молекула вещества должна быть ассиметрично построена и состоять из полярной – гидрофильной группы и неполярной – гидрофобной части. При растворении такого ПАВ в воде или УВ жидкости его молекулы в поверхностном слое ориентируются в зависимости от полярности групп. Полярные группы направлены в сторону более полярной фазы - воды или гидрофильной твердой поверхности. неполярные группы обращены в сторону менее полярной фазы – в сторону газа, УВ жидкости или гидрофобной твердой поверхности.

Полярными группами в молекулах синтетических ПАВ служат одна или несколько гидроксильных (ОН-), карбоксильных (СООН-) групп, сульфогруппы (-SO<sub>3</sub>H), аминогруппы (NH<sub>2</sub>-), оксиэтиленовая цепь. неполярная часть молекулы образуется углеводородными радикалами. Наличие полярной группы делает возможным растворение ПАВ в воде. Если в молекулу ПАВ входит углеводородный радикал с большим числом атомов углерода и малое число полярных групп, то такое ПАВ нерастворимо в воде, зато растворимо в УВ жидкостях. В соответствии с этим различают водорастворимые и маслорастворимые ПАВ.

По своему составу и химическим свойствам синтетические ПАВ делятся на два класса – неионогенные и ионогенные. Как следует из определения, молекулы неионогенных ПАВ в растворе не диссоциируют на ионы, молекулы ионогенных ПАВ образуют в растворе ионы.

Область применения неионогенных ПАВ весьма обширна: от использования для деэмульсации при подготовке нефтей к транспорту и переработке до процессов добычи нефти.

В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять: на анионоактивные (АПАВ); катионо-активные (КПАВ); амфолитные. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные – в кислых, амфолитные - в тех и других.

Из ПАВ анионоактивной группы наиболее распространены сульфонаты. Они хорошо растворимы в воде, обладают большой поверхностной активностью и высокой пенообразующей способностью.

Катионоактивные ПАВ являются сильными гидрофобизаторами, обладают бактерицидными свойствами. Используются как флоатационные реагенты и ингибиторы коррозии.

По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяются на три группы: водо-, водомасло- и маслорастворимые. Водорастворимые ПАВ состоят из гидрофобных углеводородных радикалов и гидрофильных полярных групп, обеспечивающих растворимость всего соединения в воде. Характерная особенность этих ПАВ – их поверхностная активность на границе раздела вода – воздух.

Водомаслорастворимые ПАВ применяют в основном в системах нефть – вода. Гидрофильные группы в молекулах таких веществ обеспечивают их растворимость в воде, а длинные УВ радикалы – растворимость в углеводородах.

Маслорастворимые ПАВ не растворяются и не диссоциируют в водных растворах. Они имеют разветвленную углеводородную часть и значительную молекулярную массу, обеспечивающую растворимость в УВ.

Широкое применение в технологиях повышения нефтеотдачи пластов нашли неионогенные (НПАВ). Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп, среди которых наибольшее распространение получили оксиэтилированные изонилфенолы типов ОП-10, АФ9-4, АФ9-6 и др. Преимущество НПАВ заключается в их совместимости с водами высокой минерализации.

Многочисленными экспериментальными и промысловыми исследованиями было установлено, что метод использования ПАВ для целей повышения нефтеотдачи пластов может эффективно использоваться в строго определенных геолого-физических условиях. Об этом свидетельствует многолетний опыт (с 1971 г.) применения ПАВ в Татарии для повышения нефтеотдачи пластов залежей терригенного девона. Только на Ромашкинском месторождении за счет закачки ПАВ добыто более 3 млн. тонн нефти.

**Механизм вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ.** В процессе вытеснения нефти ПАВ оказывают влияние на следующие факторы:

- межфазное натяжение на границах раздела нефть – вода, вода – порода и нефть – порода;
- избирательное смачивание поверхности породы водой и нефтью, разрыв и отмывание с поверхности пород пленки нефти;
- стабилизацию дисперсии нефти в воде;
- прирост коэффициентов вытеснения нефти водной фазой;
- повышение относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

**Рассмотрим условия межфазного натяжения.** Пленочная нефть покрывает гидрофобную часть поверхности пор пласта в виде тонкого слоя, либо в виде прилипших капель, удерживаемых силами адгезии  $W$ . Работа силы адгезии, необходимая для удаления пленочной нефти с единицы поверхности пор в водную фазу, определяется уравнением Дюпре:

$$W_a = \sigma + \sigma_{в-п} - \sigma_{н-п},$$

где  $W_a$ ,  $\sigma_{в-п}$ ,  $\sigma_{н-п}$  – свободная поверхностная энергия границ раздела фаз нефть – вода, вода – порода и нефть – порода, соответственно.

Добавка к воде ПАВ приводит к изменению соотношения значений свободной поверхностной энергии, как правило, в сторону уменьшения благодаря адсорбционным процессам ПАВ на межфазных границах раздела.

Адсорбция ПАВ на гидрофобных участках поверхности пор приводит к снижению  $\sigma_{в-п}$  и увеличению  $\sigma_{н-п}$  в соответствии с правилом ориентации дифильных молекул, что способствует отделению нефти от поверхности. На гидрофильных участках поверхности пор адсорбция ПАВ наоборот приводит к увеличению  $\sigma_{в-п}$  и снижению



$\sigma_{н-п}$ , что вызывает непроизводительные потери ПАВ и способствует прилипанию капель нефти к этим участкам.

Таким образом, для гидрофобных поверхностей ПАВ должны проявлять высокую поверхностную активность на границе раздела сред нефть – вода и вода – порода и ограничивать адсорбцию на гидрофильных участках поверхности пород. Основным механизмом процесса

добычи нефти с применением ПАВ заключается в снижении поверхностного натяжения на границе раздела вытесняющей и вытесняемой жидкостей до очень низких значений, при которых капиллярно-удерживаемая нефть становится подвижной.

Явления смачиваемости поверхности породы на процесс вытеснения нефти ПАВ заключаются в следующем. Смачивающая способность ПАВ оценивается значением краевого угла избирательного смачивания. Более строгим критерием смачивающей способности ПАВ является энергия взаимодействия нефти с поверхностью породы, определяемая как работа адгезии нефти, которая выражается уравнением Дюпре-Юнга для капли нефти на твердой поверхности в присутствии воды:

$$W = \sigma(1 - \cos \theta),$$

где  $\sigma$  – межфазное натяжение на границе раздела нефть – водная фаза;  $\theta$  – краевой угол избирательного смачивания.

Чем меньше краевой угол избирательной смачиваемости, тем выше работа адгезии нефти и, следовательно, лучше смачивающая способность ПАВ. Изменение смачиваемости зависит от химического состава породы, первоначального состояния ее поверхности и от ионной характеристики ПАВ. По характеристике смачиваемости карбонатные породы более гидрофобны, чем терригенные, что связано с ионным типом связей в кристаллической решетке минералов, способствующих активному взаимодействию полярных компонентов нефти с породой и ее гидрофобизации. Изменение смачиваемости твердой поверхности с гидрофобной на гидрофильную для карбонатных пород способствует улучшению отрыва пленок и капель нефти, увеличению их подвижности.

Стабилизация дисперсии нефти происходит в процессе вытеснения нефти растворами ПАВ в результате их диффундирования в нефть. Высокоактивные нефти, в состав которых входят парафины и различные комплексные соединения – смолы, асфальтены, имеют не-

постоянную вязкость и являются аномальными. Установлено, что аномалии вязкости нефти уменьшают нефтеотдачу пластов, способствуют образованию застойных зон и зон малоподвижной нефти. После контакта нефтей с водными растворами ПАВ происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти, вплоть до полного исчезновения аномалий вязкости. Разрушение структуры нефти облегчает продвижение капель нефти через поры пласта, что способствует возрастанию нефтеотдачи. Таким образом, ПАВ, используемые для улучшения нефтевытесняющей способности воды, должны обладать способностью ослаблять структурно-механические свойства нефтей. Такими свойствами обладают неионогенные ПАВ (НПАВ).

Возможность эффективного применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов связывают с созданием на их основе композиций с необходимым комплексом свойств, подбираемых к конкретным геолого-физическим условиям месторождений. Главные направления поиска: сочетание водорастворимых ПАВ и составов щелочей со щелочными буферными компонентами, кислотами, осадкообразующими веществами и т. д.

Правильный подбор ПАВ для условий конкретного месторождения требует проведения трудоемких лабораторных исследований. Наряду с испытанием совместимости ПАВ с пластовыми и закачиваемыми водами, необходимо определить условия, когда обеспечивается достижение композиционной системой сверхнизкого межфазного натяжения. В результате исследований с гомологическими рядами ПАВ было установлено, что область сверхнизких натяжений существует в весьма узком диапазоне минерализации воды, состава нефти, особенностей химического строения ПАВ.

В США с целью правильного выбора ПАВ разработана концепция эквивалентных алкановых углеводородных чисел (ЭАУЧ). Согласно этой концепции, разработанной на основании более 100 тыс. измерений, каждой нефти должно быть прописано свое ЭАУЧ, т. е. ее поведение при измерении межфазного натяжения может быть точно смоделировано чистым нормальным углеводородом, длина углеводородной цепи которого и есть ЭАУЧ для данной нефти. Таким образом, если ЭАУЧ данной нефти известно, то при подборе ПАВ можно ограничиться результатами измерений межфазного натяжения их растворов на границе с углеводородом, моделирующим нефть.

В последнее десятилетие за рубежом преобладающей является технология применения НПАВ в виде микроэмульсий, которая предусматривает получение «среднефазных» систем, способных существовать в виде самостоятельной фазы при контакте с нефтью и водой, имея в то же время достаточно низкое межфазное натяжение на границе с этими фазами.

Техника, технология и организация закачки ПАВ достаточно просты. При внедрении ПАВ на первом этапе заводнения подготовительные работы на промысле сводятся к некоторой модернизации процесса освоения нагнетательных скважин, связанной с использованием в этом процессе водного раствора ПАВ. Водовод и скважина промываются слабоконцентрированным раствором ПАВ с расходом 1000...1200 м<sup>3</sup>/сутки до постоянной концентрации ПАВ и взвешенных частиц в выходящем из скважины потоке. Если ПАВ внедряется не с начала заводнения, то подготовительные работы более трудоемки. Внутренняя поверхность водоводов и нагнетательных скважин к моменту закачки ПАВ обычно бывает покрыта солями и продуктами коррозии металла, которые могут быть смыты раствором ПАВ. Для того чтобы предотвратить связанное с этим явлением снижение приемистости нагнетательных скважин, водоводы и скважина промывают вначале слабоконцентрированным раствором соляной кислоты, а затем 0,1%-ным раствором ПАВ.

Перед переходом на закачку с ПАВ целесообразно провести необходимые исследования на скважинах. С целью оценки эффективности и регулирования процесса заводнения с ПАВ проводят комплекс исследований в течение всего времени подачи ПАВ – измерение устьевых давлений, приемистости по скважине. Исследования с целью построения профиля приемистости, кривых восстановления давления и индикаторных диаграмм проводятся с периодичностью, принятой при обычном заводнении.

Основные технологические операции (смешение, дозировка, закачка) могут быть проведены в двух вариантах: применительно к методу долговременной подачи слабоконцентрированного раствора ПАВ и к методу импульсной закачки растворов ПАВ высокой концентрации. Схема долговременной подачи раствора ПАВ слабой концентрации приведена на рис. 6.3.

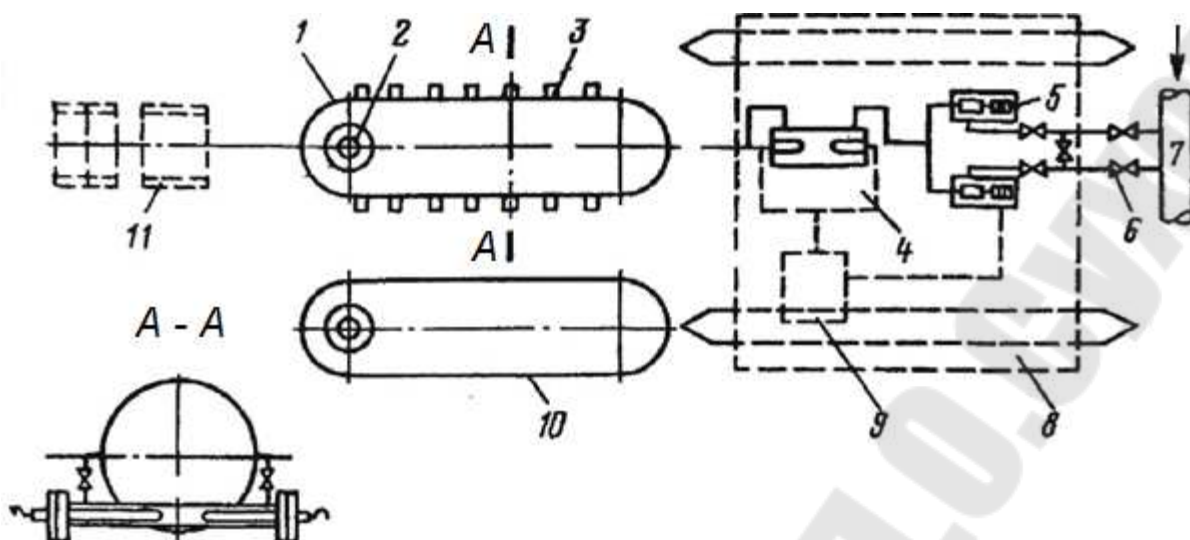


Рис. 6.3. Технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ:

1 – рабочая емкость для ПАВ; 2 – загрузочный люк; 3 – электронагреватели; 4 – электронагреватели в блочной дозирующей установке; 5 – дозировочные насосы; 6 – запорно-регулирующая арматура; 7 – напорный коллектор от КНС (БКНС); 8 – основание блочной установки; 9 – станция управления; 10 – резервная емкость; 11 – эстакада для слива ПАВ

Раствор ПАВ по этой технологии закачивается непрерывно в количестве до 1...1,1 объема порового пространства нефтенасыщенной части пласта.

### 6.5. Технологии увеличения нефтеотдачи пластов на основе кислотного воздействия

Кислотные обработки скважин - один из эффективных и широко используемых методов воздействия на призабойные зоны пластов. Метод кислотного воздействия основан на реакции водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесенными твердыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону.

Кислотное воздействие впервые было применено для увеличения дебитов нефтяных скважин на месторождениях с карбонатными коллекторами. Для проведения кислотной обработки использовалась соляная кислота, поэтому метод получил название солянокислотной обработки. Сущность кислотных обработок скважин заключается в том, что в призабойную зону пластов с помощью насосных агрегатов

закачивают кислотные растворы, которые, вступая в реакцию с растворимыми включениями пород пласта, расширяют существующие в них поры и трещины или вновь создают разветвленную сеть фильтрационных каналов. Кислотное воздействие используется в следующих направлениях:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин для повышения их производительности (интенсификации);
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, возникших в результате процессов добычи нефти и закачки воды;
- очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, возникших в результате ремонта скважин;
- удаление образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, возникших в результате процессов эксплуатации скважин.

К базовым реагентам, для проведения кислотного воздействия, относятся соляная (хлористоводородная  $\text{HCl}$ ) и плавиковая (фтороводородная  $\text{HF}$ ) кислоты. В период освоения скважин и интенсификации притока применяют также другие органические и неорганические кислоты и их смеси: уксусную  $\text{CH}_3\text{COOH}$ , сульфаминовую  $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$ , серную  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , глинокислоту ( $\text{HCl} + \text{HF}$ ) и др.

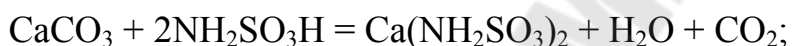
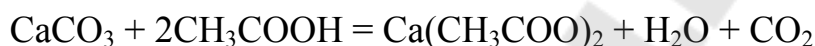
Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа), предпочтительно обрабатывать соляной кислотой. Вместе с тем соляная кислота без добавок используется сравнительно редко, и на практике применяют композиции кислотных растворов со специальными присадками. Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учетом растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе, коррозионной активности, способности образовывать осадки при смешивании с пластовой водой и величины пластового давления.

С увеличением концентрации соляной кислоты растворяющая способность ее повышается, в то же время скорость растворения при концентрации более 22% снижается. Увеличение концентрации кислоты способствует возрастанию ее коррозионной активности и проявлению эмульгирующих свойств, а также повышает вероятность вы-

падения солей (в виде осадка) при смешивании кислоты с пластовой водой. Оптимальная концентрация соляной кислоты принимается равной 10...16%. Использование кислотного раствора большей концентрации вызывает интенсивную коррозию труб и оборудования. Однако с появлением эффективных ингибиторов коррозии, специального высокопроизводительного оборудования с хорошей противокислотной защитой в настоящее время стали использовать кислотные растворы более высокой концентрации (25...28%).

Реакции взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с основными разностями карбонатного коллектора происходят по следующим схемам:

1) с известняками:



2) с доломитами:



Растворы кислот, воздействуя на призабойную зону пластов, способствуют растворению карбонатных разностей пород. В результате образованные растворимые соли легко удаляются из призабойной зоны пласта при пуске скважины в эксплуатацию. Углекислый газ в условиях высоких пластовых давлений полностью растворяется как в воде, так и в нефти и выносится на поверхность.

Нередко под действием кислотного раствора образуются длинные дренажные каналы, которые соединяются с высокопроницаемыми участками пласта, и производительность скважин увеличивается в десятки и даже в сотни раз по сравнению с первоначальной.

Глубина проникновения кислотного раствора в пласт и эффективность обработки зависят от пластовых температур и давления, концентрации кислотного раствора и химического состава пород, а также от объема кислотного раствора и скорости закачки его в пласт. Если температура пласта выше 20 °С, то основная масса известняка растворяется сразу же в течение 5...20 мин. С повышением давления скорость растворения пород кислотой замедляется.

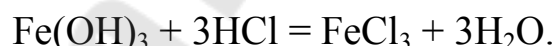
Выбор кислотного состава определяется химическим составом пород. Так, сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы следует обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами. Если сульфатсодержащие карбонатные коллекторы обрабатываются растворами соляной кислоты, то в ее состав вводят присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих пород-коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция. Массовое содержание присадок в растворе соответственно составляет:

- поваренная соль 6...7%;
- хлористый кальций 5...10%;
- сульфат калия или магния 3...4%.

Для приготовления вышеуказанных составов следует использовать пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью не менее  $1,18 \text{ г/см}^3$ , разбавляя ее концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

Обрабатывая железосодержащие карбонатные коллекторы растворами соляной кислоты, осадкообразование предупреждают добавлением в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3...5% и 2...3%.

Обрабатывая раствором соляной кислоты нагнетательные скважины, с целью восстановления их приемистости, кислота реагирует с гидроксидом железа:



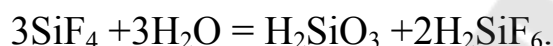
Растворимая соль хлорида железа  $\text{FeCl}_3$  может быть выброшена на поверхность изливаемой водой, или закачана вглубь пласта при спуске скважины в эксплуатацию. Если призабойная зона нагнетательных скважин закупорена одновременно смесью коррозионных отложений, ила и высокомолекулярных компонентов нефти, то в результате кислотной обработки удастся растворить продукты железа и диспергировать взвеси ила и нефтепродуктов, вынести их на поверхность изливом.

Фтористоводородную (плавиковую) кислоту применяют для увеличения проницаемости призабойной зоны пластов, представленных терригенными породами, путем растворения песчано-глинистых включений пород пласта, а также для удаления с фильтрующей поверхности глинистой корки, отложившейся во время бурения.

Процесс взаимодействия смеси соляной и плавиковой кислот с силикатными породами очень сложен. Реакция фтористоводородной кислоты с силикатными материалами происходит по схеме:

$\text{SiO}_2 + 4\text{HF} = \text{SiF}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$  – реакция с кварцем происходит медленно,  
 $\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9 + 14\text{HF} = 2\text{AlF}_3 + 2\text{SiF}_4 + 9\text{H}_2\text{O}$  – реакция с алюмосиликатами.

Вторая реакция с алюмосиликатами является наиболее важной для обработки скважин и протекает довольно быстро. Образующийся в результате реакции четырехфтористый кремний ( $\text{SiF}_4$ ) гидролизуется водой с образованием кремневой и кремнефтористоводородной кислот:



Если в породах пласта содержатся карбонаты Ca и Mg, в процессе их реакции с плавиковой кислотой образуются труднорастворимые фториды  $\text{CaF}_2$ ,  $\text{MgF}_2$ . Поэтому для обработки скважин применяется смесь соляной кислоты с плавиковой, которая называется глинокислотой, или грязевой кислотой. Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается пескопроявлениями, т.е. разрушением структуры призабойной зоны. Разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот. Оптимальным считают содержание в смеси 3...5% HF и 8...10% HCl. Удельный объем для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3...0,4 м<sup>3</sup> на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

В настоящее время в связи с запретом на ввоз плавиковой кислоты на территорию Республики Беларусь и сложностью получения на ее лицензию (по причине экологической опасности) возникла проблема замены глинокислотных составов на альтернативные. В 2004 г. в отделе ТТВНП и ЦЛАИ БелНИПИнефть начаты работы по исследованию новых кислотных реагентов. Одним из таких реагентов является кремнефтороводородная кислота  $\text{H}_2\text{SiF}_6$  – раствор  $\text{SiF}_4$  в воде или плавиковой кислоте. Водные растворы кремнефтороводородной кислоты (приблизительно 20%-ной концентрации), а также их смеси с соляной, фосфорной и другими кислотами имеют перспективы применения для обработки ПЗП добывающих и нагнетательных скважин с терригенными коллекторами. Последние не должны содержать значительных количеств соединений калия и натрия, так как с ними кремнефтороводородная кислота образует нерастворимые фторсилкаты, что может быть причиной вторичного осадкообразования и



снижения проницаемости коллектора. Для предотвращения контакта  $H_2SiF_6$  с пластовой водой и удаления карбонатных включений в пласт следует предварительно закачивать солянокислотный буфер.

Тип коллектора и гидродинамические характеристики скважин в призабойной и удаленной зонах определяют требования к реологическим характеристикам и проникающей способности рабочих жидкостей. В трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах следует использовать вязкие и вязкоупругие системы – кислотные эмульсии и пены, загущенные кислотные составы. Применение этих реагентов повышает охват пласта по простиранию и по толщине, вследствие значительных сопротивлений, которые создаются в результате их продвижения по трещинам. Рост давления способствует проникновению кислот в поры и микротрещины, повышая тем самым, охват пласта по простиранию и по толщине.

Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации кислот обеспечивают кислотные эмульсии с регулируемым сроком стабильности, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду – нефть или нефтепродукты. Нефтепродукты обволакивают капли кислоты и предотвращают взаимодействие кислоты с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь вязкоупругими составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта. Область применения эмульсий, вследствие повышенной вязкости, ограничивается трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами. Рассматриваемые эмульсии имеют следующий состав: 50...70% кислотного раствора и 30...50% нефтепродуктов. В эмульсии добавляют присадки – эмульгаторы, деэмульгаторы и другие ПАВ, регулирующие их стабильность, дисперсность и сроки разрушения.

Для достижения замедленной реакции кислотного раствора с породами и увеличения радиуса действия применяют пенокислотную обработку скважин.

Пенокислота состоит из кислотного раствора, поверхностно-активного вещества (пенообразователя) и воздуха (газа). Раствор кислоты находится в межпузырьковом пространстве и удерживается там вследствие гидратации молекул ПАВ. Замедление взаимодействия кислоты с карбонатной породой в пенах обусловлено прилипанием газовых или воздушных пузырьков к поверхности породы. Прилипшие пузырьки уменьшают доступ кислоты к породе, вследствие чего снижается скорость ее нейтрализации и увеличивается охват обраба-

тываемой зоны. Поверхностно-активные вещества адсорбируются на породе и создают тем самым условия для прилипания к породе пузырьков пены с кислотой. После реакции нейтрализации ПАВ снижают межфазное натяжение, чем способствуют улучшенному выносу отработанного раствора и продуктов реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, повышают охват воздействием по толщине пласта.

Существенное преимущество пенокислоты по сравнению с обычным кислотным раствором заключается в ее способностикратно увеличивать охват обрабатываемого пласта. Это объясняется малой плотностью пен (400...800 кг/м<sup>3</sup>), повышенной вязкостью, селективностью проникновения пены в более крупные трещины и каналы фильтрации, способностью временно их закупоривать. Вследствие прилипания пузырьков пены к стенкам трещин и каналов фильтрации создаются благоприятные условия для воздействия кислоты на трещины и поры меньших размеров.

После пенокислотной обработки обычно происходит более полное удаление из призабойной зоны пласта продуктов реакции кислоты с породами. Это объясняется тем, что обработанная ПАВ жидкая фаза обладает лучшей смачиваемостью поверхностей пород и вместе с высокодисперсными пузырьками воздуха проникает между пленками нефти, ее высокомолекулярными отложениями, стенками пор и трещин, где происходит реакция с растворимыми породами. Вследствие снижения давления в условиях депрессии пузырьки воздуха расширяются, происходит отлипание отложений парафинов, асфальтосмолистых веществ и разрыв пленок нефти. Дальнейшее понижение давления способствует еще большему расширению пузырьков воздуха, что приводит к кавитации и увеличению скоростей фильтрационных потоков.

Применение загущенных кислотных составов достигается с помощью кислоты, загущенной 0,3...0,5% карбоксилметилцеллюлозой (КМЦ), вязкость становится до 20 мПа·с. Повышенная вязкость кислотного состава, а также способность КМЦ адсорбироваться на стенках породы, уменьшают площадь контакта кислоты с породой и снижают скорость ее нейтрализации. В результате происходит увеличение глубины обработок, а создаваемые сопротивления загущенной кислоты способствуют увеличению охвата пласта по толщине.

Как было отмечено выше, с увеличением концентрации кислоты и температуры коррозионная активность кислот возрастает. Для за-

щиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии используют ингибиторы. Так, для соляной и глиноукснлоты ингибиторами служат формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1, В-2 и др.

## **7. ДОБЫЧА ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГАЗОВ**

Наличие капиллярных сил на фоне микронеоднородности поровых каналов породы пластов способствует сохранению значительного количества остаточной нефти в заводненном пласте после разработки нефтяных месторождений. Именно поэтому значительные усилия во всем мире затрачены на поиск способов преодоления неблагоприятного влияния капиллярных сил на процесс добычи нефти. Исследования показали, что один из наиболее важных методов преодоления действия капиллярных сил – закачка в пласт агентов, в той или иной степени смешивающихся с нефтью.

Наиболее эффективно вытеснение нефти происходит при закачке в пласт агентов, сводящих к нулю поверхностные силы как при их контакте с нефтью, так и с пластовой и закачиваемой в пласт водой. Такими свойствами обладают некоторые спирты. В настоящее время вытеснение нефти спиртами в чистом виде не применяется. В основном спирты применяются при создании композиций ПАВ и мицеллярных растворов.

В пределах нефтегазовых провинций России до середины прошлого столетия искусственное поддержание пластового давления и вытеснение нефти начиналось с закачки газа. Но вскоре было обнаружено, что вытеснение нефти закачиваемой водой эффективнее, чем газом, не только потому, что проще, безопаснее и дешевле, но и потому, что обеспечивает более высокий коэффициент нефтеотдачи пластов.

Соединить положительные качества воды, способствующей увеличению коэффициента охвата и свойств газа, когда в результате высокого давления пропадает граница между жидким и газообразным состоянием вещества и газ высокого давления в состоянии смесимости с нефтью может полностью вытеснить ее из пористой среды – вот главная задача создания оптимальных технологий увеличения нефтеотдачи пластов.

### **7.1. Общие сведения о применении газовых агентов при разработке нефтяных месторождений**

Рассмотрим методы, предусматривающие нагнетание в пласт углеводородных и неуглеводородных газов. Закачка в пласт воздуха и газа применялись начиная с 1917 г. В 1949 г. была предложена технология разработки, основанная на закачке газа высокого давления, которая положила начало серии способов вытеснения нефти смешивающимися с ней агентами. Примерно к тому же времени относятся первые упоминания о возможности применения в целях увеличения нефтеотдачи диоксида углерода.

Следует отметить, что сравнительно дешевые газы – метан и азот недостаточно хорошо смешиваются с нефтью, поэтому их применение в чистом виде оправдано лишь в глубокозалегающих нефтяных пластах, где пластовое давление высоко и условия смешиваемости газов с нефтью существенно лучше, чем при низких давлениях. Применение обогащенного газа, который позволяет достигать полного смешивания со многими нефтями при сравнительно небольших пластовых давлениях (10...20 МПа), ограничено его сравнительной дороговизной.

Одна из главных проблем вытеснения нефти газами – гравитационная и вязкостная неустойчивость, возникающая при вытеснении нефти значительно более легкими маловязкими газами. В связи с этим закачку газов часто проводят небольшими порциями попеременно с водой, либо совместно с водой в виде газовой смеси, кроме того, применяют пенообразующие агенты, загустители и т. п.

В основном для повышения нефтеотдачи используют диоксид углерода. Диоксид углерода (углекислый газ, угольный ангидрид,  $\text{CO}_2$ ) имеет молекулярную массу 44,01. В воде диоксид углерода растворяется значительно лучше, чем углеводородные газы, причем его растворимость увеличивается с ростом давления и уменьшением температуры. С ростом минерализации воды растворимость в ней диоксида углерода уменьшается в несколько раз. На процесс извлечения нефти с использованием диоксида углерода положительно влияют следующие факторы:

– снижение поверхностного натяжения на границе нефть – вода. Это способствует более полному отмыву нефти карбонизированной водой (раствором  $\text{CO}_2$  в воде). В результате растворения диоксида углерода в нефти также снижается поверхностное натяжение на

границе жидкой и твердой фаз, что способствует отмыву и отрыву пленок нефти от поверхности пористой среды;

– повышение проницаемости карбонатных пород и снижение набухаемости глинистых частиц нефтесодержащих пород. Диоксид углерода, растворяясь в воде, образует угольную кислоту  $H_2CO_3$ , которая в свою очередь растворяет некоторые виды цемента и карбонатные породы, что приводит к увеличению проницаемости песчаников на 5...15%, а доломитов – на 6...75%. Набухаемость глинистых частиц снижается на 20...50%. Способность диоксида углерода образовывать в пласте жидкую уголекислотную фазу имеет существенный недостаток – этот раствор коррозионно активен. Эти особенности диоксида углерода накладывают заметный отпечаток на технологии его применения в целях повышения нефтеотдачи. Наиболее эффективно диоксид углерода применяется на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений.

Растворимость  $CO_2$  в пластовых нефтях зависит от их состава и определяется отдельно для каждого конкретного случая. Для приближенного определения растворимости  $CO_2$  в нефти можно использовать обобщенные корреляционные формулы, предложенные И.И. Дунюшкиным.

Общие закономерности растворения  $CO_2$  в нефти заключаются в следующем:

– в нефти диоксид углерода растворяется значительно лучше, чем метан и азот;

– растворимость  $CO_2$  в нефти тем выше, чем выше давление, ниже молекулярная масса нефти и содержание в ней метана и азота;

– в парафиновых углеводородах диоксид углерода растворяется лучше, чем в нафтеновых, а тем более в ароматических;

– в результате растворения в нефти диоксида углерода происходит увеличение ее объема, что в свою очередь способствует увеличению подвижности нефти. Этот фактор играет большую роль при вытеснении маловязких нефтей.

Изменение фазового состояния смесей нефти с диоксидом углерода довольно сложный процесс. Возможность существования в пласте при нагнетании диоксида углерода трех и более фаз, следует учитывать, проектируя разработку. С одной стороны, существование многофазных областей может способствовать выравниванию неоднородностей фильтрационного потока, а с другой – выпадение твердого

осадка может привести к закупориванию малопроницаемых слоев и снижению приемистости нагнетательных скважин.

Азот (воздух) и дымовые газы были использованы первыми, среди других газов, для увеличения нефтеотдачи пластов. В силу низкой растворимости азота в нефти к его применению для улучшения нефтеизвлечения относились скептически. В легкой нефти растворимость азота составляет  $35 \dots 45 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , а в тяжелой –  $15 \dots 25 \text{ м}^3/\text{м}^3$ . Азот легко смешивается с метаном и низкомолекулярными углеводородами. Достижение условий смешиваемости азота с реальными нефтями происходит, если пластовое давление превышает 35 МПа, а нефть содержит значительное количество легких углеводородов. Дымовые газы, кроме азота содержат 10...15% диоксида углерода и смешиваются с нефтью немногим лучше азота. Плохая смешиваемость указанных газов с нефтью обуславливает низкую технологическую эффективность применения азота и дымовых газов, по сравнению с другими газовыми методами. В то же время нагнетание в пласт азота и дымовых газов обладает рядом достоинств, главное из которых – дешевизна и доступность этих агентов. Со стоимостью азота может сравниться лишь наиболее дешевый диоксид углерода из природных месторождений, расположенных рядом с нефтяной залежью. Следует отметить, что азот не коррозионно активен, а закачка в пласт дымовых газов способствует их утилизации и уменьшению загрязнения окружающей среды. В последнее время азот и дымовые газы применяются на глубоких ( $h > 4000 \text{ м}$ ) и сверхглубоких ( $h > 7500 \text{ м}$ ) месторождениях. Эти месторождения обычно содержат легкие маловязкие нефти и характеризуются высокими давлениями (30...56 МПа) и температурами (68...125 °С). В США азот и дымовые газы применяются в широких масштабах. Уже сейчас этими методами охвачена большее количество залежей, чем нагнетанием  $\text{CO}_2$ .

## **7.2. Эффективность различных типов вытеснения нефти газом**

Различают два типа вытеснения нефти газом – смешивающееся (одноконтактное и многоконтактное) и несмешивающееся.

Реальные нефти являются многокомпонентными системами. Поэтому на практике 100%-ный коэффициент вытеснения нефти агентами может быть достигнут только при одноконтактном смешивающимся вытеснении при условии, что нефть содержит небольшое количество тяжелых асфальто-смолистых веществ. В опытах с реальными нефтями эти высокомолекулярные компоненты осаждаются на

породе пласта в виде твердой фазы, и коэффициент вытеснения не превышает 95...97%.

Одноконтактное смешивающееся вытеснение в большинстве случаев может быть осуществлено либо при значительном содержании в нагнетаемом агенте промежуточных компонентов, либо при повышенных давлениях нагнетания. Это приводит к значительному удорожанию вытесняющего агента либо к повышенным расходам на его нагнетание. Для уменьшения затрат закачивается оторочка обогащенного газа либо смеси  $\text{CO}_2$  с обогащенным газом. Эта оторочка будет образовывать смешивающуюся переходную зону, когда давление будет 8...20 МПа. Затем оторочка проталкивается водой или более дешевыми газами – метаном, азотом. Большие затраты на приобретение вытесняющих агентов, а в некоторых случаях и на реализацию процесса разработки, обуславливают сравнительно небольшое применение одноконтактного смешивающегося вытеснения для повышения нефтеотдачи пластов.

Многоконтактное (динамическое) смешивающееся вытеснение возникает в определенных условиях смешивания в результате массообмена между фазами. Этот тип вытеснения может осуществляться в результате нагнетания в пласт диоксида углерода или обогащенного газа. В итоге коэффициент вытеснения достигает 92...95%. Данный тип вытеснения на практике применяется чаще, чем первый. Его реализация предъявляет меньшие требования к составу нефти и газа. Однако в большинстве случаев этот тип вытеснения следует сочетать с заводнением.

При реализации в пласте несмешивающегося вытеснения коэффициент вытеснения значительно ниже, чем в других типах процесса.

В реальных неоднородных пластах из-за крайне неблагоприятного соотношения подвижностей газовой и нефтяной фаз коэффициент охвата низок. Вследствие этого чисто газовые воздействия применяются только в случае вертикального вытеснения нефти, либо в малопроницаемых пластах, где заводнение невозможно. В остальных случаях газовое воздействие следует сочетать с заводнением.

Анализ промышленного опыта свидетельствует, что в большинстве случаев наиболее эффективное вытеснение нефти газом происходит в условиях смешивающегося режима.

### 7.3. Сочетание газового воздействия на пласт с заводнением

Общий недостаток всех видов газового воздействия на пласт – низкий коэффициент охвата вследствие крайне неблагоприятного соотношения подвижностей газовой и нефтяной фаз. Сочетание закачки в пласт газа и воды приводит к уменьшению неоднородности фильтрационного потока, во-первых, из-за более высокой вязкости воды по сравнению с газом, а во-вторых, из-за образования в пласте зон трехфазной фильтрации, обладающих повышенным фильтрационным сопротивлением. С другой стороны, массообмен между газовой и нефтяной фазами, приводящий к увеличению подвижности нефтяной фазы при растворении в ней газовых компонентов, а также переход отдельных фракций нефти в газовую фазу, обеспечивают повышение эффективности водогазового воздействия по сравнению с обычным заводнением.

С точки зрения добычи остаточной нефти применение газового воздействия на пласт в большинстве случаев следует рассматривать как метод, применяемый на поздних стадиях обычного заводнения.

Для того чтобы рассмотреть механизм, приводящий к увеличению добычи нефти при сочетании закачки в пласт газа и воды, следует напомнить некоторые представления о влиянии смачиваемости породы пласта на процесс вытеснения.

В гидрофильных пористых средах капиллярные силы способствуют проникновению воды в мелкие поры, где часть воды остается в виде рассеянных капель. В гидрофобных коллекторах капиллярные силы тем больше препятствуют проникновению воды в поры, чем меньше их диаметр. Остаточная нефть в гидрофобном коллекторе сосредоточена преимущественно в мелких порах, а также в виде пленочной нефти. Основные породы, слагающие пласт, по своей природе являются гидрофильными. Ввиду этого мелкие поры коллекторов заняты в основном связанной водой. С другой стороны, ПАВ пластовой нефти, содержащейся в более крупных порах, взаимодействуют с породой этих пор. Происходит частичная адсорбция этих веществ на породе коллектора. Эти явления приводят к частичной гидрофобизации крупных пор, в то время как мелкие поры остаются гидрофильными. В результате нефть в крупных порах содержится не только в виде рассеянных капель, но и в виде пленочной нефти.

Сочетание закачки в пласт воды с газом, который смачивает породу пласта в меньшей степени, чем вода и нефть, приводит к более полному отмыву нефти. Газ преимущественно вытесняет нефть из



крупных пор. Последующая закачка воды приводит к пропитке более мелких каналов и вытеснению из них нефти в более крупные. Газ, находившийся в этих крупных каналах, как наиболее несмачивающаяся фаза, остается в виде рассеянных капель у сужений крупных пор, занимая то место, где находилась бы нефть при отсутствии газа. В итоге вода более полно вытесняет нефть из крупных пор.

В предварительно заводненных пластах нефть содержится в более крупных порах, откуда и вытесняется затем газом, кроме того, происходит частичное испарение в газ пленочной нефти, находящейся на стенках крупных пор.

Снижение эффективности газовых методов разработки вследствие неблагоприятного соотношения подвижностей газовой и нефтяной фаз можно несколько устранить путем совместного нагнетания в пласт газа и воды. Совместная или попеременная закачка газа и воды весьма эффективна в неоднородных коллекторах. Водогазовая смесь обладает более низкой подвижностью, чем газ или вода в отдельности. В результате совместной или попеременной закачки газа и воды, подобно закачке загустителей, происходит выравнивание фронта вытеснения в неоднородных пластах.

Вследствие малой вязкости и плотности газов при их нагнетании в пласт возникает вязкостная и гравитационная неустойчивость, приводящая к преждевременным прорывам газа к добывающим скважинам, уменьшению охвата пласта воздействием. Поэтому можно использовать способы регулирования подвижности газовых агентов в пористой среде. В некоторой степени неустойчивость процесса фильтрации уменьшается в результате попеременной закачки газа и воды. Необходимое снижение подвижности газа достигается при закачке в пласт регулирующих агентов. Наиболее перспективно применение ПАВ, способствующих образованию в пласте двухфазной пены. Основным требованием к агенту, который регулирует процессы газового и водогазового воздействия на пласт, является снижение подвижности газа в проницаемые участки пласта, а также снижение подвижности при большой газонасыщенности пористой среды. Двухфазные пены удовлетворяют этим требованиям, присутствие пены в пористой среде снижает газопроницаемость среды на два-три порядка.

В последнее время изучается возможность применения полимеров, растворимых в жидком диоксиде углерода. Использование прямых загустителей может позволить отказаться от попеременной закачки воды и  $\text{CO}_2$ , что должно улучшить текущие показатели разработки и уменьшить проблемы коррозии.

## 8. ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Запасы тяжелых нефтей (ТН) плотностью  $> 0,900 \text{ г/см}^3$  и вязкостью  $> 1500 \text{ мПа}\cdot\text{с}$  и природных битумов в мире достигают 1 трлн тонн. Они являются основным энергетическим сырьем XXI века.

Для повышения эффективности разработки месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, применяют тепловые методы:

- закачку нагретой нефти, нефтепродуктов (конденсата, керосина, дизельного топлива) или воды, обработанной ПАВ;
- закачку пара посредством передвижных парогенераторов;
- электротепловую обработку с помощью специальных самоходных установок;
- непрерывное нагнетание в пласт горючих газов, жидкостей и пара;
- тепловые обработки пластов с помощью процессов горения;
- термокислотные обработки скважин.

Тепловые (термические) методы воздействия на нефтяные пласты весьма перспективны, особенно при разработке залежей с малой проницаемостью пород, содержащих тяжелые, вязкие нефти. Применение этих методов позволяет достигать высоких коэффициентов нефтеотдачи, а также извлекать нефть из залежей, разработка которых обычными методами невозможна или экономически нецелесообразна.

В результате термического воздействия на пласт происходят сложные физико-химические процессы, как в самой нефти, так и в нефтенасыщенных породах. Под действием температуры могут происходить химические превращения углеводородов, называемые пиролизом, в результате которого протекают реакции трех видов: дегидрогенезации, крекинга и конденсации. В пласте также может происходить высоко- и низкотемпературное окисление, термическое расширение, дистилляция, испарение и другие процессы. Породы, образующие коллектор, не являются инертными по отношению к жидким средам, заполняющим поры, и поэтому активно участвуют в процессах термического воздействия на пласт. Порода и отдельные компоненты нефти могут проявлять каталитические свойства, которые способствуют изменению скоростей окислительных реакций при вытеснении нефти методом внутрислоевого горения. От состава продуктивных пород и особенно наличия в цементирующем материале монтмориллонитовых глин зависит степень их набухания при соприкос-

новении с конденсатом паровой фазы, а, следовательно, происходит снижение проницаемости пород и эффективности термического процесса. От состава и свойств пород и насыщающих ее жидкостей зависит ход термического воздействия на нефтяные пласты. Главная особенность механизма нефтеотдачи пластов в результате термического воздействия - отставание теплового фронта от гидродинамического. В результате большая часть тепла остается неиспользованной для извлечения нефти.

В зависимости от параметров закачки рабочих агентов, сетки скважин и физико-геологических характеристик продуктивных пластов по истечении времени наступает динамическое равновесие между вводом в пласт и рассеиванием тепловой энергии в окружающие породы. Движение теплового фронта резко замедляется, в пласте остается значительное количество тепловой энергии, которую нельзя использовать. Поэтому главной задачей проектирования разработки нефтяных месторождений термическими методами является эффективное использование вводимой в пласт или генерируемой непосредственно в пласте тепловой энергии в конкретных геолого-физических условиях.

### **8.1. Тепловые обработки призабойной зоны скважин**

Снижение дебита скважин в процессе эксплуатации в ряде случаев происходит из-за выпадения из нефти парафина и запарафинирования колонны труб, выделения и осаждения в породе асфальтеновых и смолистых веществ, содержащихся в большинстве нефтей, что ведет к снижению проницаемости пород призабойной зоны.

Многие факторы, ухудшающие проницаемость коллекторов, вызывают большую трудность и в освоении нагнетательных скважин, расположенных в нефтяной зоне пласта. Вода, нагнетаемая при температуре 7...12 °С (ниже температуры пласта), вызывает охлаждение пород призабойной зоны, способствует более интенсивному выпадению тяжелых компонентов нефти, в результате чего наиболее мелкие поры пласта оказываются закупоренными. Поэтому для предупреждения снижения проницаемости, в целях увеличения дебита эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин и для повышения эффективности разработки месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, рекомендуется проводить тепловую обработку призабойной зоны скважин.

Осуществляя прогрев тем или иным способом, скважины и призабойной зоны, отложившиеся в них, парафин и смолистые вещества расплавляются и выносятся вместе с нефтью на поверхность. Обычно после прогрева скважины восстанавливают свой дебит.

В промышленной практике широко распространены следующие методы прогрева призабойной зоны скважин:

- 1) закачка в скважины нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной ПАВ;
- 2) закачка пара в эксплуатационные скважины, подаваемого с передвижных парогенераторов или стационарных паровых установок;
- 3) электротепловая обработка скважин при помощи специальных самоходных установок;
- 4) термохимическая обработка призабойной зоны путем закачки в скважины соляной кислоты с магнием;
- 5) огневой прогрев специальной горелкой, работающей на газе или дизельном топливе.

Перед тепловой обработкой необходимо обследовать скважину и определить:

- содержание в нефти парафиновых и асфальто-смолистых компонентов;
- пластовую температуру и давление;
- содержание механических примесей;
- количество и состав воды в продукции скважины;
- глубину залегания и мощность нефтеносного пласта;
- текущий дебит скважины и другие параметры.

С помощью этих показателей определяют продолжительность и температуру прогрева, расход тепла, требуемого для обработки, и т.д.

## **8.2. Закачка в скважину нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной поверхностно-активными веществами**

Этот метод широко внедрен на многих нефтяных промыслах благодаря простоте технологии и применяемого оборудования. Обычно для закачки в скважину используют нагретую сырую нефть, конденсат (газолин), керосин и дизельное топливо.

Практически установлено, что для эффективного прогрева призабойной зоны скважины требуется от 15 до 30 м<sup>3</sup> горячих нефтепродуктов (газолина) или сырой нефти, нагретых до 90...95°С. Нефть или воду нагревают на устье скважины с помощью передвижных установок или электронагревателей.

Прогрев осуществляют созданием циркуляции (горячей промывкой) или продавливанием жидкости в пласт.

Применяют два варианта прогрева:

- 1) создание циркуляции (горячая промывка);
- 2) продавливание горячей жидкости в призабойную зону.

Осуществляя горячую промывку, нагретые нефть или нефтепродукты закачивают через затрубное пространство, не останавливая работы скважины по подъемным (насосно-компрессорным) трубам. Горячий теплоноситель вытесняет «холодную» жидкость из затрубного пространства до башмака подъемных труб или приема насоса, частично растворяя парафин, отложившийся на стенках эксплуатационной колонны, а также вымывая парафино-смолистые вещества в призабойной зоне скважин. Этот способ прост, так как не требует остановки скважины. Однако недостатком его является незначительное тепловое воздействие на призабойную зону.

Продавливание горячей жидкости в призабойную зону пласта эффективнее, но требует извлечения скважинного подземного оборудования и спуска насосно-компрессорных труб с пакером. Горячий нефтепродукт или нефть под давлением через насосно-компрессорные трубы продавливают в пласт. После этого поднимают трубы с пакерами, спускают глубинный насос и вводят скважину в эксплуатацию. Горячий нефтепродукт в призабойной зоне растворяет парафино-смолистые вещества, которые при откачке выносятся вместе с нефтью на поверхность. Недостатком этого способа является необходимость остановки скважины для подъема, спуска насоса и установки пакера. Однако закачка горячих нефтепродуктов по этому варианту более эффективна, чем по первому.

На отдельных нефтяных месторождениях применяют комбинированный метод интенсификации: обработка призабойной зоны горячей нефтью с добавкой различных ПАВ. В скважине, намеченной к обработке, вначале производят депарафинизацию (очистку) насосно-компрессорных труб путем закачки горячей нефти в затрубное пространство (при работающей скважине). После этого скважину останавливают и извлекают насосные штанги с конусом насоса. Через насосно-компрессорные трубы закачивают  $10...12 \text{ м}^3$  горячей нефти ( $t = 85...95 \text{ }^\circ\text{C}$ ) с добавкой  $80...100 \text{ кг}$  ПАВ. По истечении  $6...7$  часов после обработки спускают штанги с конусом и вводят скважину в эксплуатацию. Практика показала, что обработка скважин горячей нефтью с ПАВ дает большую эффективность.

Во многих нефтяных районах для прогрева призабойной зон используют пластовую воду. Воду в объеме 70...80 м<sup>3</sup> нагревают до 90...95 °С, добавляют в нее ПАВ (0,5-1,0 % объема воды) и под давлением закачивают в пласт. Технология закачки такой воды аналогична технологии закачки нефтепродуктов.

### **8.3 Прогрев призабойной зоны паром**

Прогрев призабойной зоны паром является самым эффективным методом теплового воздействия на призабойную зону скважин и осуществляется путем нагнетания в скважину перегретого водяного пара под давлением 8...15 МПа.

Сущность метода заключается в следующем. В течение 7...14 суток в скважину закачивают пар с расходом 1,5...2,5 т/ч при температуре 150...250 °С. После этого скважину закрывают еще на 2...7 суток для остывания устьевого арматуры, а также для дальнейшего проникновения тепла вглубь пласта и более равномерного прогрева его по мощности и простиранию. По истечении указанного срока эксплуатацию скважины возобновляют. Относительно более высокая по сравнению с другими методами прогрева эффективность паротепловой обработки призабойной зоны нефтяных скважин объясняется тем, что вследствие высокой теплоемкости пара в результате его нагнетания, призабойная зона скважины, при прочих равных условиях, прогревается на значительно большую глубину (5...10 м). Кроме того, пар под давлением проникает в трещины и каналы, имеющиеся в пласте, снижает вязкость нефти в прогретой зоне и способствует удалению с ее фильтрационной поверхности парафино-смолистых и асфальтеновых отложений.

Нагнетаемый в пласт пар, отдавая свое тепло, конденсируется, и образовавшийся конденсат частично откачивается на поверхность вместе с добываемой нефтью. В связи с этим возможно некоторое увеличение содержания воды в продукции скважины в начальный период после возобновления ее эксплуатации. По мере остывания прогретой зоны пласта в процессе эксплуатации скважины и повторного отложения парафино-смолистых веществ дебит скважины постепенно уменьшается. Когда дебит снижается до первоначального (т. е. до его значения перед последней обработкой), паротепловую обработку повторяют.

Опыт применения данной технологии имеет следующие ограничения:

- глубина продуктивного пласта не более 1500 м;
- толщина пласта, сложенного песчаниками и глинами не менее 15 м;
- вязкость нефти в пластовых условиях выше 50 мПа·с;
- остаточная нефтенасыщенность пласта не менее 50%;
- плотность нефти в пластовых условиях не менее 900...930 кг/м<sup>3</sup>.

Не рекомендуется проведение паротепловой обработки на заводненных участках в связи с большим расходом тепла. Перед закачкой пара проводят исследование скважин:

- замер дебита нефти;
- замер дебита газа;
- замер дебита воды;
- замер пластового давления;
- замер температуры;
- замер статического уровня.

Наиболее благоприятными в период паротепловых обработок являются режимы растворенного газа в залежи. После изучения характеристик скважины с помощью шаблона проверяют эксплуатационную колонну и промывают ее для удаления песчаной пробки, если она имеется, и спускают насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером и компенсирующим устройством.

Термостойкий пакер изолирует фильтровую зону от эксплуатационной колонны и предохраняет ее от воздействия высокой температуры нагнетаемого в скважину пара. В целях уменьшения потерь тепла необходимо после установки пакера с помощью компрессора удалить из затрубного пространства жидкость и заполнить межтрубное пространство азотом (воздухом) под давлением. Как показала практика, целесообразно использовать термостойкие пакеры с упором на забой.

Вследствие высоких температур (150...250 °С) нагнетаемого в нефтяной пласт пара быстро нагреваются крепь скважины. В результате этого опасно удлиняются обсадные и насосно-компрессорные трубы, что может вызвать разрушение цементного кольца и нарушить герметичность арматуры. Для устранения опасного удлинения труб применяют специальное оборудование. Оборудование состоит из колонной головки, арматуры устья скважины, лубрикатора и скважинного компенсатора.

Пар для теплового прогрева скважин обычно получают от передвижных паровых установок типа ППУ-3, монтируемых на шасси автомобиля высокой проходимости. Эти паропередвижные установки, в основном, предназначены для депарафинизации скважин, нефтепроводов и имеют небольшую производительность (до 1 т пара в час).

Созданы парогенераторные установки типа ПГУ-1 и ПСП-1, производительность которых составляет соответственно 3...4 и 5,5 т пара в час, максимальное давление 6...9 и 10 МПа и максимальная температура пара 255...299 и 315 °С. Установка может работать на жидком и газовом топливе. К воде, используемой для выработки нагнетаемого в пласт пара, предъявляются повышенные требования. Во избежание отложений накипи на поверхностях нагрева сырую воду перед подачей в котел химически обрабатывают, т. е. осветляют и обессоливают с помощью специальных фильтров.

Производя паротепловую обработку скважин, паропередвижную установку соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар, поступающий из парогенераторной установки под давлением, вытесняет нефть из насосно-компрессорных труб и проникает в пласт. Процесс циклической закачки пара условно можно разбить на четыре периода.

Первый период – нагнетание пара по насосно-компрессорным трубам, конденсация пара, распространение тепла по пласту, уменьшение вязкости нефти, увеличение объема нефти, уменьшение прилипаемости и сил капиллярного сцепления, увеличение проницаемости пород, начало эффекта пропитки.

Второй период – перераспределение температур в пласте и вытеснение нефти из капилляров, эффект прочистки.

Третий период – дальнейшее вытеснение нефти из капилляров (эффект пропитки), откачка нефти.

Результаты использования метода нагнетания водяного пара в призабойную зону скважин, с целью увеличения нефтеотдачи пластов, позволяют сделать следующие выводы:

1. Метод является эффективным средством увеличения дебитов скважин. При благоприятных условиях он обеспечивает 5...10-кратное увеличение дебитов скважин, что свидетельствует о его рентабельности.

2. Пар, воздействуя на призабойную зону скважин, очищает фильтрационную поверхность и поровые каналы от парафина и других закупоривающих материалов, благодаря чему восстанавливается



проницаемость пород. Вместе с тем могут усиливаться процессы разрушения призабойной зоны скважины и образования песчаных пробок. Поэтому после обработки паром необходимо очистить забой скважины от расплавленных парафино-смолистых отложений, а возможно, и от песчаной пробки.

3. Для уменьшения потерь тепла нагнетаемого пара его необходимо подавать при максимально возможной производительности парогенератора, через колонну насосно-компрессорных труб.

4. Нагнетаемый пар, отдавая свое тепло призабойной зоне скважины, конденсируется, образуя водонефтяную эмульсию. Вследствие этого в продукции скважины, при возобновлении ее эксплуатации после обработки паром, будет содержаться водонефтяная эмульсия даже в том случае, если до обработки скважина давала безводную нефть.

5. Вода для производства пара требует тщательной обработки для удаления из нее солей, а также механических примесей.

6. Успешное применение метода пароподогрева призабойной зоны скважин требует тщательного изучения геолого-промысловых характеристик месторождения.

#### **8.4. Непрерывное нагнетание в пласт горячих газов, жидкостей и пара**

Рассмотренные выше методы тепловых обработок призабойных зон скважин осуществляют прогрев ПЗС, распространяются на незначительные расстояния, ограничиваясь зоной пласта вокруг ствола скважины, и способствуют интенсификации притока нефти. Для повышения нефтеотдачи целесообразно увеличивать температуру всего нефтяного пласта. Поэтому для более глубокого прогрева пласта через нагнетательные скважины вводят горячий агент (газ, воду, пар), который вытесняет нефть к забоям эксплуатационных скважин.

Вода – наиболее часто используемый агент для вытеснения жидкости, обладает замечательным свойством переносить гораздо большее количество тепла, приходящегося на единицу массы, чем любая другая жидкость в том же агрегатном состоянии. В промысловых условиях неоднократно ставились эксперименты по вытеснению нефти какой-либо нагретой жидкостью, водяным паром или непосредственно водой. В результате непрерывного нагнетания теплоносителя (система нагнетательная - добывающая скважина) не вся под-

водимая тепловая энергия расходуется на увеличение нефтеотдачи. Достаточно заметная ее часть теряется из-за тепловых потерь:

- когда теплоноситель проходит по участку обсадной трубы скважины, находящейся в верхних слоях грунта;
- в кровлю и подошву нефтяного пласта непосредственно в ходе нагнетания в пласт;
- когда повышается температура нефтяного пласта.

Для того чтобы снизить отрицательное влияние перечисленных факторов на тепловую эффективность данного метода, используют только одну скважину попеременно в качестве нагнетательной и эксплуатационной, что позволяет лучше использовать подводимую к месторождению тепловую энергию. Такой метод теплового воздействия называется циклическим. Как и при непрерывном нагнетании, в этом процессе теплоносителем обычно служит водяной пар.

Термическое воздействие на нефтяной пласт с помощью теплоносителя способствует выделению нескольких зон по профилю температур или по водонефтенасыщенности, где действуют различные физические механизмы.

**Вытеснение нефти нагретой водой.** Нагнетаемая в пласт вода охлаждается, контактируя с породой и имеющимися в пласте жидкостями. Различают две основные рабочие зоны, когда процесс вытеснения нефти горячей водой считается достаточно установившимся. Нумерацию зон принято начинать от начала течения в направлении его развития. Однако для лучшего понимания начнем их описание в обратном порядке (рис. 8.1).

В зоне 2 нефть вытесняется водой, температура которой равна температуре пласта. Нефтенасыщенность в заданной точке снижается с течением времени и при определенных условиях может достигнуть величины остаточного насыщения, зависящей от температуры в зоне 2. В каждой точке зоны 1 температура непрерывно растет, что обычно приводит к снижению остаточной нефтенасыщенности. Кроме того, расширение породы-коллектора и заполняющей его жидкости приводит к снижению (при неизменном насыщении) массы нефти, содержащейся в порах. Если нефть содержит легколетучие углеводороды, они могут быть вытеснены при помощи последовательных процессов испарения и конденсации. В этом случае в сравнительно узкой зоне может существовать состояние насыщения газовой фазы углеводородами.

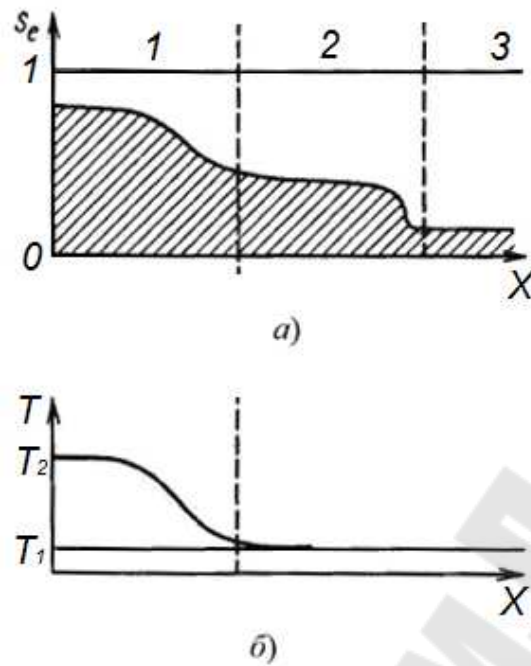


Рис. 8.1. Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти

**Вытеснение нефти насыщенным водяным паром.** Различают три основные зоны, пронумерованные в направлении течения теплоносителя (рисунок 8.2).

**Зона 1.** В начале зоны конденсации сосуществуют три фазы: вода, смесь жидких углеводородов и газ. Температура, близкая к постоянной, медленно снижается при удалении от границы ввода пара в соответствии с зависимостью температуры насыщения от давления. Нефтенасыщенность также изменяется за счет гидродинамического вытеснения нефти из этой зоны или вследствие испарения легколетучих компонентов.

**Зона 2 (конденсация).** В этой зоне пары воды и углеводородные фракции конденсируются при их контакте с холодным коллектором. Локальные температуры коллектора и наполняющих его фракций сильно отличаются, поэтому здесь нельзя пользоваться понятием эффективной теплопроводности. Это локальное нарушение теплового равновесия было обнаружено в результате экспериментального исследования вытеснения воды водяным паром. В ходе эксперимента наблюдался переход воды в пар, хотя локальная средняя температура, измеренная термопарой, была заметно ниже температуры насыщения при поддерживаемом в эксперименте давлении (рис. 8.3). Эта средняя

температура является промежуточной между температурами твердого пористого тела и заполняющих его флюидов.

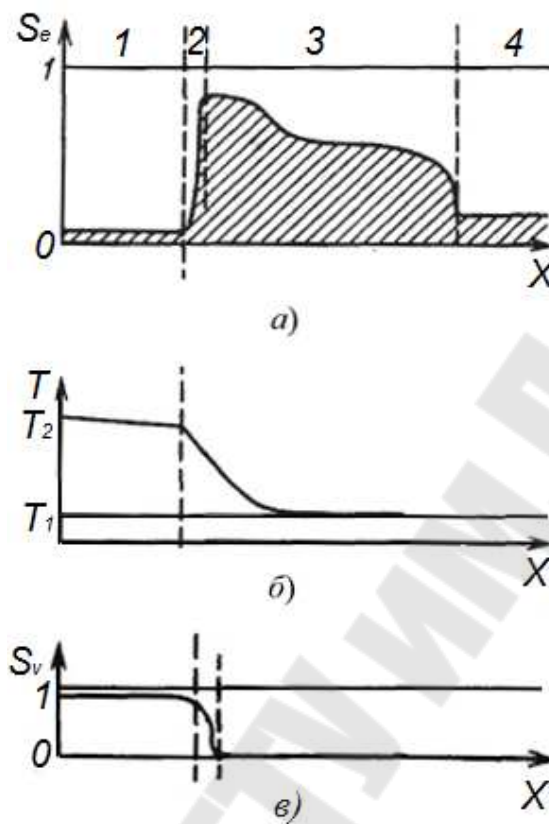


Рис. 8.2. Профиль водонасыщенности (а), температуры (б) и паронасыщенности (в) при одномерном вытеснении нефти водяным паром

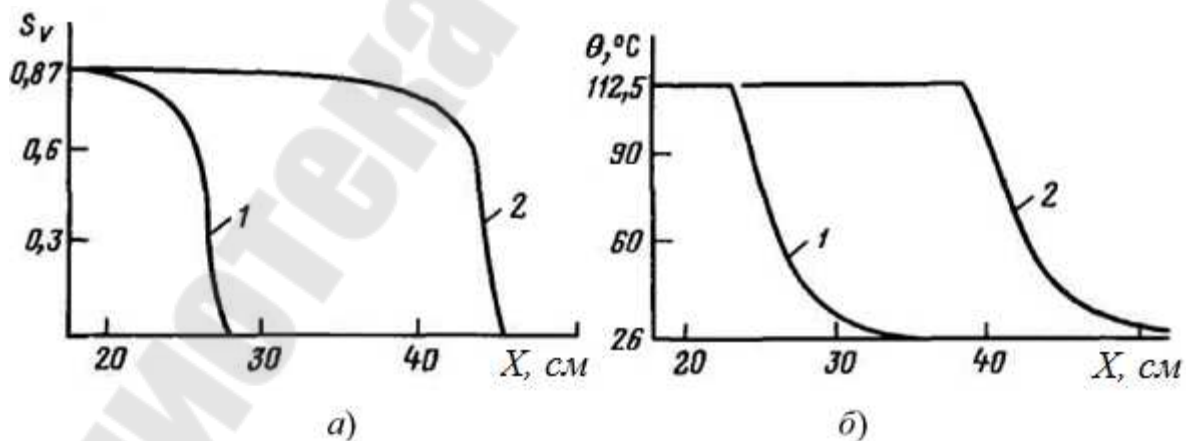


Рис. 8.3. Профили паронасыщенности (а) и температуры (б), наблюдаемые при вытеснении воды водяным паром: 1 –  $t = 1$  ч; 2 –  $t = 2$  ч

**Зона 3.** Процессы в этой зоне аналогичны процессам, происходящим при вытеснении горячей водой. Однако объем, занимаемый единицей массы пара, гораздо больше, чем объем единицы массы во-

ды, а так как объем зоны 1 (зоны пара) в ходе вытеснения возрастает, скорость воды в зоне 3 в данном случае значительно выше, чем при нагнетании внутрь залежи воды той же температуры и с тем же расходом.

**Пароциклическое воздействие на скважину.** Этот метод включает три последовательные фазы, образующие цикл, который может быть повторен (рис. 8.4).

**Фаза нагнетания.** Развитие процесса в этой фазе, когда пар нагнетают в область залегания нефтяного пласта, идентично развитию процесса вытеснения.

**Фаза ожидания.** В течение этой фазы скважина закрыта. Привнесенная тепловая энергия переходит в пласт, пар конденсируется, отдавая свое тепло коллектору и нефти, находящейся в зоне нагнетания.

**Фаза извлечения нефти.** Уровень добычи нефти после откачки части сконденсировавшейся воды заметно превышает уровень ее добычи до нагнетания пара. В этот период (в отличие от процесса непрерывного вытеснения нефти) все текучие вещества - сначала сконденсировавшаяся вода, а затем нефть - нагреваются по мере приближения к нефтяной скважине. Часть поступившего к месторождению тепла возвращается обратно. Эффективность процесса зависит от существования в этой зоне повышенной температуры, максимум которой достигается в непосредственной близости от скважины, т. е. в области, где тепловые потери при нагнетании пара наиболее существенны.

Таким образом, в условиях одинакового давления на забое скважины уровень добычи (вследствие снижения вязкости добываемой нефти) после пароциклического воздействия превышает уровень добычи до него. По отношению к другим составляющим энергетического баланса можно отметить полное преобразование механической энергии, подведенной к месторождению вместе с паром в процессе конденсации, в тепловую.

Повторение пароциклического воздействия вызывает возрастание добычи нефти от цикла к циклу, прежде всего вследствие постепенного повышения средней температуры вокруг скважины. Уровень добычи нефти начинает снижаться в результате истощения месторождения.

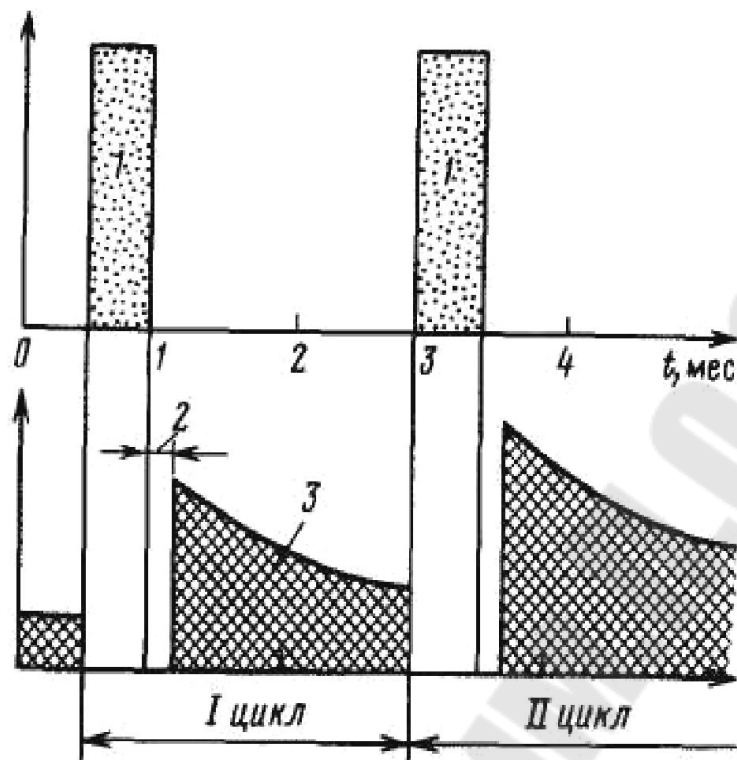


Рис. 8.4. Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину:  
 1 – нагнетание пара; 2 – время ожидания; 3 – добыча нефти

Повышение температуры продуктивных пластов путем нагнетания в них горячего рабочего агента – один из эффективных методов вытеснения нефти и увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих нефти повышенной вязкости. Механизм извлечения нефти из залежи при нагнетании в нее горячего рабочего агента основан на изменении свойств пластовых флюидов в результате повышения температуры пласта. Повышение температуры нефти, воды и породы влечет за собой:

- снижение вязкости жидкостей;
- тепловое расширение твердого тела и жидкостей;
- изменение межфазного взаимодействия на границе нефть – вода, степени десорбции веществ, осаждающихся при определенных условиях на стенках коллектора;
- изменение смачиваемости.

Как при изотермическом вытеснении нефти водой в пористой среде, так и при различных температурах нефти и воды, влияние температуры на движение фронта и теплообмен заключается:

- в снижении вязкостей и изменении отношения подвижностей нефти и воды;

- в изменении остаточной нефтенасыщенности и относительной проницаемости;
- в тепловом расширении коллектора и заполняющих его жидкостей.

Вязкость, плотность и межфазное натяжение нефти и воды с повышением температуры понижаются, а упругость паров повышается. Также установлено, что вязкость у нефти уменьшается на значительно большую величину, чем у воды, поэтому соотношение их оказывается более благоприятным для нефтеотдачи. Снижение вязкости нефти приводит к увеличению коэффициента подвижности нефти, что в свою очередь вызывает повышение коэффициента охвата пластов вытесняющим агентом, как по мощности, так и по площади.

С ростом температуры количество остаточной нефти в пласте уменьшается в результате ее теплового расширения. Повышение температуры может привести к испарению некоторой части нефти и воды в пласте. В этом случае пары нефти будут легко перемещаться к эксплуатационным скважинам. Достигнув не нагретой зоны пласта, они будут конденсироваться, в результате чего при дальнейшем их движении по пласту создается эффект вытеснения.

Таким образом, увеличение нефтеотдачи пласта при его нагревании достигается вследствие:

- улучшения коэффициента подвижности нефти;
- повышения объемного коэффициента охвата пласта вытесняющим агентом;
- теплового расширения нефти, ее дистилляции;
- предотвращения выпадения парафина и перевода выпавшего парафина в растворенное состояние. В качестве рабочего агента для вытеснения нефти могут быть использованы как газы, так и жидкости.

### **8.5. Тепловые обработки пластов с помощью процессов горения**

Существуют следующие технологии тепловых обработок пластов:

- вытеснение нефти с применением внутрипластового горения;
- термогазохимическое воздействие на призабойную зону пласта;
- огневой прогрев с помощью специальной горелки;
- термокислотная обработка скважин.

Вытеснение нефти с применением внутрислового горения заключается в воспламенении нефти в слое, последующем поддержании горения и передвижении созданного очага горения по слою. В отличие от рассмотренных выше термических методов он основан на использовании подземных источников энергии. При этом тепло для воздействия на нефтяной слой образуется за счет сжигания части слоевой нефти.

Метод основан на способности углеводородов (в данном случае нефти) вступать в реакции с кислородом, сопровождающиеся выделением больших количеств тепла. Генерирование тепла непосредственно в слое является основной отличительной особенностью методов повышения нефтеотдачи с применением внутреннего горения. Эти методы позволяют устранить технические проблемы и потери тепла, которые возникают при генерировании его на поверхности и доставке к слою путем нагнетания в него теплоносителей.

Вызов горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважину окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны слоя с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т.д. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне слоя.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрислового горения, так и перемещение зоны горения по слою. Ввиду небольшого размера зоны горения по сравнению с расстояниями между скважинами, ее также называют фронтом горения. Когда воздух для поддержания горения подается в скважину-зажигательницу, то фронт горения перемещается в направлении от нагнетательной скважины к добывающей, т.е. в направлении движения нагнетаемого воздуха. Такой процесс называется прямоточным в отличие от противоточного, когда фронт горения движется в направлении от добывающей (скважины-зажигательницы) к нагнетательной, т.е. против движения нагнетаемого воздуха. Противоточное горение пока не получило заметного применения, поэтому дальнейшее описание процесса относится только к прямоточному горению.

Перемещение фронта горения вызывается расходом топлива, которое представлено частью нефти, оставшейся в слое после вы-



теснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения, в результате сложных физико-химических процессов (дистилляции, крекинга и др.). В итоге сгорают наиболее тяжелые фракции нефти – кокс. Различные геолого-промысловые условия способствуют концентрации кокса 10...40 кг на 1 м<sup>3</sup> пласта. Этот важный параметр горения определяют экспериментально в лабораторных условиях. Когда плотность и вязкость нефти увеличиваются, концентрация кокса также увеличивается, а с увеличением проницаемости породы – уменьшается. Установлено, что в случае поддержания внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха), потеря тепла с нагретой в результате горения породы происходит медленно вследствие низкой теплоемкости потока воздуха, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. В результате сухого внутрипластового горения (так называется процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла (более 80%) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы. Это тепло оказывает положительное влияние на процесс вытеснения из неохваченных горением смежных частей пласта. Возможна переброска тепла в область впереди фронта горения, что может привести к приближению генерируемого в пласте тепла к зонам, где происходит вытеснение нефти из пласта. Такой перенос тепла связан с ускорением теплопереноса в пласте вследствие добавления воды к нагнетаемому воздуху. В этой связи создается метод, сочетающий внутрипластовое горение и заводнение, который приведет к ускорению теплопереноса и переброске тепла в область впереди фронта горения.

В мировой практике все большее признание получает метод влажного горения. Сущность метода заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода испаряется в окрестности фронта горения, переносит генерируемое тепло в область впереди него, в результате чего в этой области развиваются обширные зоны прогрева, выраженные в основном зонами насыщенного пара и сконденсированной горячей воды (рисунок 8.5). Процесс внутрипластового парогенерирования - одна из важнейших особенностей процесса влажного горения, определяющая механизм вытеснения нефти из пластов.

Температурная обстановка в пласте при влажном горении схематично изображена на рис. 8.5. Наиболее высокой температурой ха-

рактируется фронт горения – здесь она достигает  $370^{\circ}\text{C}$  и выше. Передача тепла в область впереди фронта горения осуществляется путем конвективного переноса потоками испарившейся нагнетаемой воды и продуктами горения, а также путем теплопроводности. В результате впереди фронта горения образуется несколько температурных зон. Непосредственно к фронту горения примыкает зона перегретого пара, в пределах которой температура падает от температуры фронта горения до температуры конденсации (испарения) пара. Размеры этой зоны относительно невелики. Основная доля тепла, перебрасываемого в область впереди фронта горения, концентрируется в зоне насыщенного пара – зоне парового плато, где потери тепла в окружающие породы сопровождаются конденсацией пара, а не падением его температуры, а также в переходной температурной зоне горячей воды, образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара.

Впереди переходной зоны располагается область, неохваченная тепловым воздействием и характеризующаяся начальными температурными условиями.

Величина области прогрева пласта впереди фронта горения определяется темпом генерации тепла на фронте горения (темпом нагнетания воздуха) и водовоздушным фактором. С увеличением последнего размер области прогрева пласта увеличивается. Если процесс влажного горения осуществляется при максимально возможном значении водовоздушного фактора или близком к нему, то практически все накопленное в пласте тепло будет располагаться в области впереди фронта горения, а размеры этой области будут максимальны.

Картина температурного поля при влажном горении обуславливается в основном генерированием пара на фронте горения и нагреванием этим паром области пласта впереди фронта горения. Не случайно поэтому при влажном горении температурная обстановка впереди фронта горения во многом аналогична нагнетанию в пласт пара (рис. 8.6).

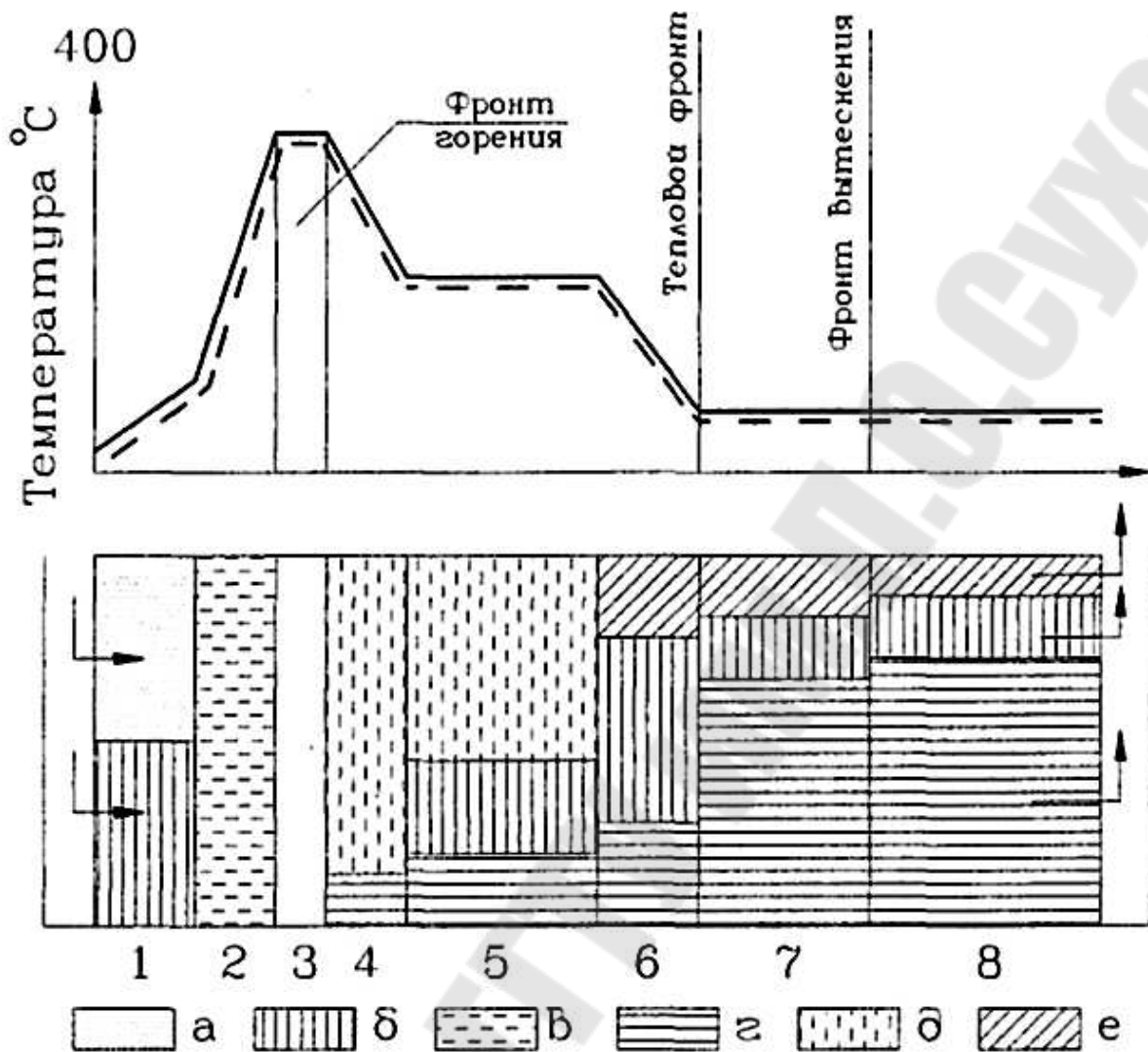


Рис. 8.5. Схема процесса влажного горения:

1 – зона фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2, 4 – зоны перегретого пара; 3 – зона фронта горения; 5 – зона насыщенного пара; 6 – зона вытеснения нефти горячей водой; 7 – зона вытеснения нефти водой при пластовой температуре; 8 – зона фильтрации нефти при начальных условиях:

а – воздух; б – вода; в – смесь пара и воздуха;  
 г – нефть; д – смесь пара и газов горения;  
 е – газы горения

В процессе влажного горения реализуются те же механизмы вытеснения нефти, что и при нагнетании в пласт пара, а именно механизм вытеснения нефти паром и горячей водой, механизм смешивающегося вытеснения испарившимися в зоне пара легкими фракциями нефти. Кроме того, поскольку для реализации внутрислово-

го горения в пласт нагнетаются воздух и вода, проявляется так же и механизм вытеснения нефти водогазовыми смесями. В процессе горения образуется значительное количество углекислого газа, что создает условия для проявления механизма вытеснения нефти углекислым газом. Этот механизм может существенно усилиться в случае осуществления процесса внутрислового горения в коллекторах карбонатного типа в связи с появлением дополнительных количеств углекислого газа вследствие термического и химического разложения карбонатов. Углекислый газ вместе с нефтью может образовывать пену, которая оказывает положительное влияние на процесс вытеснения нефти. В процессе горения образуются также ПАВ, альдегиды, кетоны, спирты, что может вызвать проявление механизма вытеснения нефти эмульсиями.

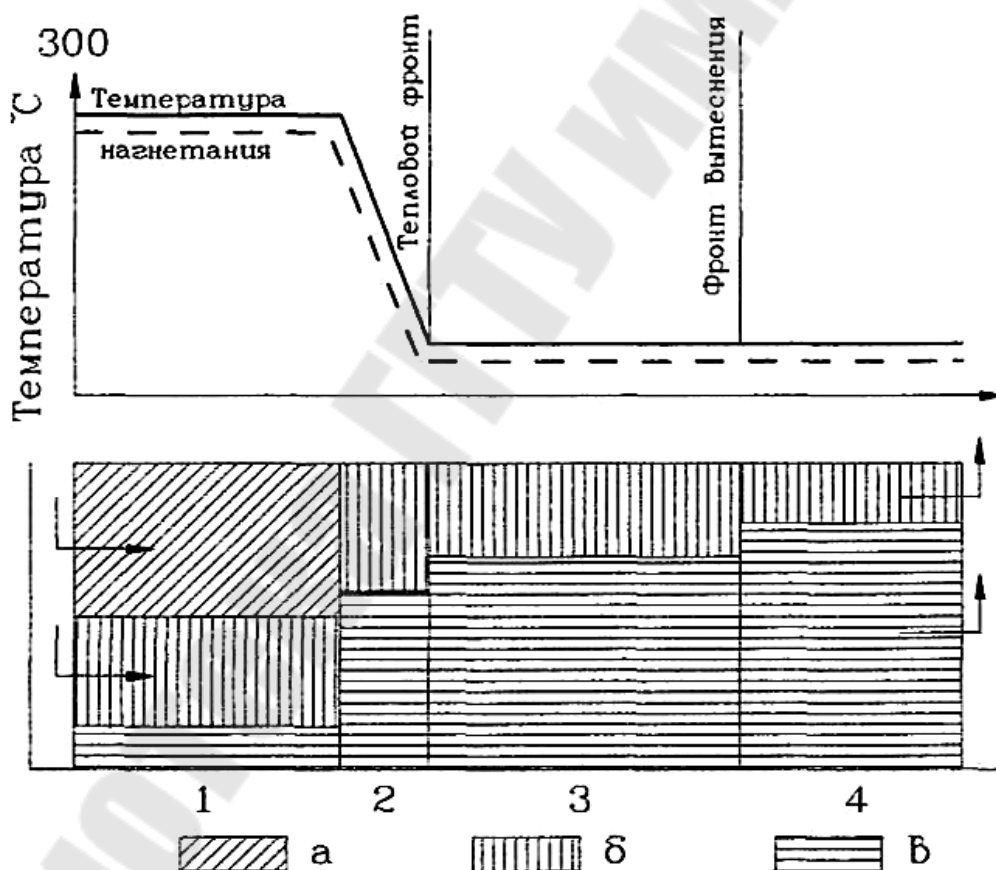


Рис. 8.6. Схема вытеснения нефти паром:

1 – зона насыщенного пара; 2 – зона вытеснения нефти горячей водой; 3 – зона вытеснения нефти водой при пластовой температуре; 4 – зона фильтрации нефти при начальных условиях:

а – пар; б – вода; в – нефть

Метод влажного горения возможно осуществить на объектах со значительным изменением геолого-физических условий. Возможна разработка месторождений нефти средней и малой вязкости, в том числе после заводнения.

К основным недостаткам методов вытеснения нефти с применением внутрипластового горения относятся:

- необходимость использования мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения;
- осуществление мер по предотвращению коррозии оборудования;
- возможность проявления гравитационных эффектов и снижение вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

Сущность термогазохимического воздействия (ТГХВ) заключается в том, что в скважину на кабеле спускают устройство с пороховыми зарядами типа АДС - аккумуляторы давления скважинный - и производят «медленный взрыв» напротив продуктивного пласта. В зависимости от скорости горения порохового заряда образуется определенное количество газа на 1 кг пороха и выделяется тепло. В скважине могут развиваться давления 30...100 МПа и более, при которых раскрываются трещины или создаются новые трещины в пласте. Когда сжигают пороховой заряд, наблюдается импульсный характер выделения тепловой энергии. Перенос тепла совмещается с интенсивным движением нагретых жидкостей и газообразных продуктов горения по порам и трещинам вглубь продуктивного пласта, которые и расплавляют отложения парафина и асфальто-смолистых веществ. Пороховые газы в основном состоят из хлористого водорода и углекислого газа. Проникая в поры и трещины пласта, хлористый водород, соединяясь с пластовой водой, образует раствор соляной кислоты 5%-ной концентрации, которая, взаимодействуя с карбонатными породами и солями железа, увеличивает пористость, расширяет трещины. Углекислый газ, образующийся при реакции раствора соляной кислоты и содержащихся в составе пороховых газов, растворяется в нефти, снижая ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой. Обработку скважин этим методом обычно совмещают с проведением подземного или капитального ремонта.

Огневой прогрев с помощью специальной горелки (открытым огнем) проводят на месторождениях с парафинистыми высокосмолистыми нефтями, в которых наблюдается снижение пластового давления и резкое уменьшение коэффициента проницаемости. Установка

для тепловых обработок состоит из компрессора для подачи воздуха, дозирующего насоса для подачи дизельного топлива, однолифтового забойного нагревателя, состоящего из камеры сгорания, форкамеры и запального устройства.

Контроль за процессом горения в нагревателе осуществляется по процентному содержанию  $\text{CO}_2$  и  $\text{O}_2$  в дымовых газах, отбираемых из затрубного пространства. В зависимости от уровня жидкости в скважине продолжительность обработки составляет 15...30 ч.

Термокислотная обработка скважин. Во многих случаях взаимодействию кислоты с породой мешают имеющиеся на забое скважины отложения в виде парафина, смол и асфальтенов. Если забой скважины предварительно прогреть, то парафин и смолы расплавляются, и кислотная обработка проходит более эффективно. Для этих целей скважину предварительно промывают горячей нефтью или вместо обычной обработки применяют термокислотную. Сущность термокислотной обработки заключается в том, что в скважину вводят вещество, которое при соприкосновении с соляной кислотой вступает с ней в химическую реакцию. В результате выделяется большое количество тепла.

Наиболее активным веществом, выделяющим большое количество тепла, является металлический магний. Магний применяют в чистом виде или в виде его сплавов с другими металлами, например с алюминием. Такие сплавы называют электронами. Однако эффективность электронов значительно ниже, чем чистого магния.

Наиболее часто применяют магний в виде прутков диаметром 2...4 см и длиной до 60 см, а в некоторых случаях – в виде стружки. Между соляной кислотой и магнием происходит следующая экзотермическая реакция с выделением теплоты:



Термокислотную обработку скважин в настоящее время проводят с применением пруткового или гранулированного магния по двум технологическим процессам:

- проведение реакции магния с кислотным раствором против продуктивного пласта в специальном терморекторе;
- проведение реакции магния с кислотным раствором в трещинах призабойной зоны пласта.

## 9. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Впервые в нефтяной практике гидравлический разрыв пласта был произведен в 1947 г. в США. Технология и теоретические представления о процессе гидравлического разрыва пласта (ГРП) были описаны в работе Ж. Кларка в 1948 г., после чего эта технология быстро приобрела широкое распространение. В конце 1955 г. в США было проведено более 100000 ГРП. По мере совершенствования теоретических знаний о процессе и улучшения технических характеристик оборудования, жидкостей разрыва и расклинивающих материалов успешность операций достигла 90%. К 1968 г. в мире было произведено более миллиона операций ГРП.

В СССР ГРП начали применять с 1952 г. Общее число ГРП в СССР в период с 1958 по 1962 г. превышало 1500 операций в год, и они имели высокие технико-экономические показатели. К этому времени относятся теоретические и промыслово-экспериментальные исследования по изучению механизма гидроразрыва и его влияния на дебит скважин. В последующий период число проводимых операций по ГРП снизилось и стабилизировалось на уровне около 100 операций в год. Основные центры по проведению ГРП были сосредоточены на месторождениях Краснодарского края, Волго-Уральского региона, Татарии (Ромашкинское и Туймазинское месторождения), Туркмении и др.

Гидроразрыв производился в основном для освоения нагнетательных скважин в период внедрения внутриконтурного заводнения. Когда промыслы были оснащены более мощной техникой для закачки воды, необходимость в проведении ГРП отпала, а после ввода в разработку высокодебитных месторождений Западной Сибири интерес к гидроразрыву в отрасли практически исчез. Возрождение ГРП России началось в конце 80-х годов в связи с существенным изменением структуры запасов нефти и газа.

В нефтедобыче России большое внимание уделяют перспективам применения метода ГРП, что обусловлено тенденцией роста в структуре запасов нефти, доли запасов в низкопроницаемых коллекторах. Более 40% извлекаемых запасов отрасли находится в коллекторах с проницаемостью менее  $5 \dots 10^{-2}$  мкм<sup>2</sup>, из них около 80 % в Западной Сибири. Объем таких запасов нефти с каждым годом будет расти. Эффективная разработка таких малопродуктивных залежей нефти может быть осуществлена двумя путями:

1) уплотнением сетки скважин, что вызовет увеличение капитальных вложений и рост себестоимости нефти;

2) повышением дебита каждой скважины, т.е. интенсификацией использования, как запасов нефти, так и самих скважин.

Мировой опыт нефтедобычи показывает, что одним из эффективных методов интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов является метод ГРП. Высокопроводящие трещины гидроразрыва позволяют увеличить продуктивность скважин в 2...3 и более раз. Применение ГРП как элемента системы разработки способствует созданию гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, что дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабоборенируемых зон и пропластков и увеличению охвата заводнением.

### **9.1. Общие сведения о гидравлическом разрыве пласта**

В настоящее время в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти является ГРП.

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, когда порода разрывается по плоскостям минимальной прочности в результате воздействия на пласт давления, превышающего пластовое давление. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва. После разрыва под воздействием давления жидкости, трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, с зонами повышенной проницаемости. Таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной.

Для предупреждения смыкания образовавшихся в пласте трещин и сохранения их в раскрытом состоянии после снижения давления ниже давления разрыва в образовавшиеся трещины нагнетают вместе с жидкостью расклинивающий материал – проппант. Он может быть представлен отсортированным крупнозернистым кварцевым песком, керамическими шариками и др. Назначение этого материала – удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, просторный канал притока,



который объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности. Может быть увеличен коэффициент нефтеотдачи за счет приобщения к выработке слабодренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП может иметь различные технологические решения, обусловленные особенностями конкретного объекта обработки и поставленной целью. Технологии ГРП различаются по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и соответственно по размерам создаваемых трещин. Рассмотрим основные виды ГРП.

Наиболее широкое распространение получил локальный гидроразрыв как эффективный способ воздействия на призабойную зону скважин. В этом случае достаточным бывает создание трещин длиной 10...20 м с закачкой десятков кубических метров жидкости разрыва и единиц тонн пропанта. При этом дебит скважин увеличивается в 2...3 раза.

В последние годы интенсивно развиваются технологии создания высокопроводящих трещин относительно небольшой протяженности в средне- и высокопроницаемых пластах, что позволяет снизить сопротивление призабойной зоны и увеличить эффективный радиус скважины.

Проведение гидроразрыва с образованием протяженных трещин приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием. В разработку вовлекаются дополнительные запасы нефти, повышается нефтеизвлечение в целом, возможно также снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины, когда проницаемость пласта равна 0,01...0,05 мкм<sup>2</sup>, обычно составляет 40...60 м, а объем закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости разрыва и от единиц до десятков тонн пропанта.

Применяется также селективный гидроразрыв, который позволяет вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

Для вовлечения в промышленную разработку газовых коллекторов со сверхнизкой проницаемостью (менее 10<sup>-4</sup> мкм<sup>2</sup>) в США, Канаде и странах Западной Европы успешно применяют технологию массивированного ГРП. В результате создаются трещины протяженно-

стью 1000 м и более с закачкой до тысяч кубических метров жидкости разрыва и от сотен до тысяч тонн проппанта.

## 9.2. Опыт применения гидроразрывов

Технология применения ГРП в первую очередь основана на знании механизма возникновения и распространения трещин, что позволяет прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать ее параметры. Первые достаточно простые модели, определяющие связь между давлением жидкости разрыва, пластической деформацией породы, длиной и раскрытием трещины, отвечали потребностям практики до тех пор, пока операции ГРП не требовали вложения больших средств. Внедрение глубокопроникающего и массивованного ГРП с большим расходом жидкостей разрыва и проппанта привело к необходимости создания более совершенных двух- и трехмерных моделей трещинообразования, которые позволяют более достоверно прогнозировать результаты обработки.

Другим важнейшим фактором успешности процедуры ГРП является качество жидкости разрыва и проппанта. Главное назначение жидкости разрыва - передача с поверхности на забой скважины энергии, необходимой для раскрытия трещин, и транспортировка проппанта вдоль всей трещины. Основными характеристиками системы жидкость разрыва - проппант являются:

- реологические свойства «чистой» жидкости и жидкости, содержащей проппант;
- инфильтрационные свойства жидкости, определяющие ее утечки в пласт в ходе гидроразрыва и при переносе проппанта вдоль трещины;
- способность жидкости обеспечить перенос проппанта к концам трещины во взвешенном состоянии без его преждевременного осаждения;
- возможность легкого и быстрого выноса жидкости разрыва для обеспечения минимального загрязнения упаковки проппанта и окружающего пласта;
- совместимость жидкости разрыва с различными добавками, предусмотренными технологией, возможными примесями и пластовыми жидкостями;
- физические свойства проппанта.

Технологические жидкости гидроразрыва должны обладать следующими необходимыми свойствами:

1) достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости за счет их большого раскрытия и эффективно-го заполнения проппантом;

2) иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров и минимальное использование жидкости (минимальных затратах);

3) обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва;

4) обеспечивать низкие потери давления в трубах;

5) иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и устойчивость структуры жидкости при сдвиге;

6) легко выноситься из пласта и трещины гидроразрыва после обработки.

Первые жидкости разрыва были приготовлены на нефтяной основе. С конца 50-х годов начали применять жидкости на водной основе, наиболее распространенные из которых гуаровая смола и гидроксипропилгуар. В США в настоящее время более 70% всех ГРП производится с использованием этих жидкостей. Гели на нефтяной основе используются в 5% случаев, пены со сжатым газом применяют в 25% всех ГРП. Для повышения эффективности гидроразрыва в жидкости разрыва добавляют различные присадки, в основном это антифильтрационные агенты и агенты снижения трения.

Современные материалы, используемые для закрепления трещин в раскрытом состоянии, - проппанты, можно разделить на два вида – кварцевые пески и синтетические проппанты средней и высокой прочности. К физическим характеристикам проппантов, которые влияют на проводимость трещины, относятся следующие параметры: прочность, размер гранул и гранулометрический состав, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул и прочность.

Широко используемым материалом для закрепления трещин являются пески, плотность которых составляет приблизительно  $2,65 \text{ г/см}^3$ . Пески обычно используются при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа. Среднепрочными являются керамические проппанты плотностью  $2,7...3,3 \text{ г/см}^3$ , которые используются при напряжении сжатия до 69 МПа. Сверхпрочные проппанты – спеченный боксит и окись циркония используются в тех случаях, когда напряжение сжатия составляет до 100 МПа, плотность

этих материалов равняется 3,2...3,8 г/см<sup>3</sup>. Использование сверхпрочных проппантов ограничивается их высокой стоимостью.

Кроме того, в США применяется так называемый суперпесок – кварцевый песок, зерна которого покрыты специальными смолами, повышающими прочность и препятствующими выносу частиц раскрошившегося проппанта из трещины. Плотность суперпеска составляет 2,55 г/см<sup>3</sup>.

Прочность является основным критерием для подбора проппантов для конкретных пластовых условий с целью обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта. В глубоких скважинах минимальное напряжение - горизонтальное, поэтому образуются преимущественно вертикальные трещины. С глубиной минимальное горизонтальное напряжение возрастает приблизительно на 19 МПа/км.

Поэтому по глубине проппанты имеют следующие области применения:

- кварцевые пески до 2500 м;
- проппанты средней прочности – до 3500 м;
- проппанты высокой прочности – свыше 3500 м.

Следующим критерием выбора проппанта является размер зерен проппанта, который определяется целым комплексом факторов. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка проппанта в трещине. Однако использование проппанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. Прочность проппанта снижается с увеличением размеров гранул.

От формы проппанта – округлости и сферичности гранул – зависят плотность его упаковки в трещине, ее фильтрационное сопротивление, а также степень разрушения гранул под действием горного давления. Плотность проппанта определяет перенос и расположение проппанта вдоль трещины. В последние годы зарубежные фирмы стали выпускать облегченные проппанты с пониженной плотностью.

В настоящее время в мире накоплен огромный опыт по проведению ГРП, который свидетельствует об особой тщательности подготовки каждой операции. Важнейший элемент подготовки – сбор и анализ первичной информации. Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно подразделить на три группы:

1) геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);

2) характеристика геометрии и ориентация трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и др.);

3) свойства жидкости разрыва и проппанта.

Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и минигидроразрывов.

После анализа первичной информации необходимо разработать технологию комплексного подхода к проектированию ГРП, которая базируется на учете таких факторов, как проводимость пласта, система расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения. В целом процедура оптимизации гидроразрыва должна включать следующие этапы:

- расчет количества жидкости разрыва и проппанта, необходимых для создания трещины определенных размеров и проводимости;

- определение оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик проппанта и технологических операций;

- комплексный алгоритм для получения параметров геометрии и проводимости трещины с учетом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающий баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, основанный на получении максимальной прибыли от обработки скважины.

С точки зрения экономической эффективности проведения ГРП, необходимо придерживаться следующих критериев, а именно обеспечить:

- оптимизацию выработки запасов месторождения;

- максимальную глубину проникновения проппанта в трещину;

- оптимизацию параметров нагнетания жидкости разрыва и проппанта;

- минимальную стоимость обработки;

- получение максимальной прибыли за счет дополнительной добычи нефти и газа.

В соответствии с рассмотренными выше критериями, необходимыми для успешного проведения ГРП, можно выделить этапы оптимизации технологии ГРП на конкретном объекте:

Этап 1. Выбор скважин для обработки с учетом существующей или проектируемой системы разработки, обеспечивающий максимальную добычу нефти и газа при минимальных затратах.

Этап 2. Определение оптимальной геометрии трещины – длины и проводимости с учетом проницаемости пласта, системы расстановки скважин, удаленности скважин от газо- или водонефтяного контакта.

Этап 3. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов.

Этап 4. Подбор проппанта с соответствующими прочностными свойствами, расчет объема и концентрации проппанта, необходимых для получения трещины с заданными свойствами.

Этап 5. Подбор жидкости разрыва с подходящими реологическими свойствами с учетом характеристики пласта, проппанта и геометрии трещины.

Этап 6. Расчет необходимого количества жидкости разрыва и определение оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик жидкости и проппанта, а также технологических ограничений.

Этап 7. Расчет экономической эффективности.

### **9.3. Основные понятия о гидравлическом разрыве пласта**

Технологии ГРП относятся к механическим методам воздействия и имеют своей целью повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины и создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта является важным понятием в силу того, что тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную проппантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со «скиновым повреждением», т. е. с нарушением проницаемости призабойной зоны. Понятие скин-фактора ввели Ван-

Эвердинтен и Херст в 1953 г. Исследования влияния зональной неоднородности пласта по проницаемости и после эксплуатационного притока жидкости в ствол скважины проводили В.Н. Щелкачев (1951), Ю.П. Желтов (1958) и др. Концепция скин-фактора  $S$  характеризует дополнительные потери напора в пласте, которые вызваны различными факторами (зональной неоднородностью пласта по проницаемости в призабойной зоне пласта, условиями первичного и вторичного вскрытия, искривлением линий тока, нарушением закона Дарси и др.). Нарушение проницаемости призабойной зоны не всегда можно определить через измерение или расчета «скина». Обычно принимают скин-фактор (коэффициент, определяющий степень нарушения коллекторских свойств пласта) равным нулю, чтобы указать, что нарушения проницаемости пласта нет, однако это фактически не означает, что повреждения нет.

Цель изучения скин-эффекта заключается в качественной и количественной оценке продуктивных характеристик добывающих скважин и приемистости нагнетательных. Если скин-эффект выражает дополнительные потери давления в очень тонкой (пленочной, бесконечно тонкой) скин-зоне на поверхности фильтрации, на стенке скважины в призабойной зоне пласта, то он может быть численно выражен со знаком «+» ( $S > 0$  и  $k > k_s$ ) или «-» ( $S < 0$  и  $k < k_s$ ). Указанные выражения характеризуют ухудшение ( $S$  «+») или улучшение ( $S$  «-») проницаемости в околоствольной зоне пласта и степень ее улучшения или ухудшения. Если скин-фактор ( $S = 0$ ), то он характеризует однородный по проницаемости пласт, т. е. отсутствие дополнительных фильтрационных сопротивлений движению пластового флюида в ПЗС.

Для того чтобы повысить продуктивность пласта с помощью гидравлического разрыва пласта, необходимо решить следующие задачи:

- создать трещину;
- удержать трещину в раскрытом состоянии;
- удалить из трещины жидкость разрыва.

Первая задача – создание трещины – решается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью, превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости должно возрастать, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. Таким образом, в породе образуется трещина.

Удержание трещины в раскрытом состоянии происходит следующим образом: как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал – проппант (обычно песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

Прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Сложность ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва является обязательным процессом, так как она, понижая относительную проницаемость, может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

До начала проектирования процесса ГРП следует провести анализ его экономической целесообразности.

#### **9.4. Оптимизация технологии гидравлического разрыва пласта**

Гидравлическим разрывом называется процесс, когда давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. В результате проведения ГРП создается дополнительная площадь дренирования скважины, что способствует повышению эффективности разработки месторождения.

Механизм гидравлического разрыва пласта, т. е. механизм образования в нем трещин, может быть представлен следующим образом. Все породы, слагающие тот или иной пласт, имеют естественные микротрещины, которые находятся в сжатом состоянии под влиянием веса вышележащей толщи пород или, как это принято называть, горного давления. Проницаемость таких трещин небольшая. Все породы обладают некоторой прочностью. Поэтому для образования в пласте новых трещин и расширения существующих необходимо снять в породах пласта напряжения, создаваемые горным давлением, и преодолеть прочность пород на разрыв.

Давление разрыва даже в пределах одного пласта непостоянно и может изменяться в широких пределах. Для осуществления ГРП необходимо преодолеть напряжения в призабойной зоне продуктивного пласта, создаваемые горным давлением и прочностью самих пород:

$$p_p = p_f + C \quad \text{или} \quad p_p = Hc_n g + C,$$



где  $p_p$  – давление разрыва, МПа;  $p_2$  – горное давление, МПа;  $C$  – давление, необходимое для преодоления сопротивления самих горных пород разрушению, МПа;  $H$  – глубина залегания продуктивного пласта, м;  $c_n$  – средняя плотность вышележащих горных пород, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Если принять среднюю плотность вышележащих горных пород  $c_n = 2400 \dots 2600$  кг/м<sup>3</sup>, градиент давления разрыва должен быть не меньше 0,024...0,026 МПа/м. Однако при первых же опытах ГРП наблюдалось расслоение пород пласта и при значительно меньших давлениях по сравнению с горным. Это объясняется наличием в продуктивных пластах микро- и макротрещин и разгрузкой напряжений в призабойной зоне пласта в результате пластических деформаций вышележащих глин и глинистых пород при бурении и их выдавливании в ствол скважины. Величина и радиус разгрузки зависят от пластичности глин, радиуса трещин и каверн, а также глубины залегания пласта. Замечено, что с увеличением глубины залегания продуктивного пласта разрывной градиент давления уменьшается, что обуславливается увеличением числа глинистых пластов и пропластков, находящихся над продуктивным пластом. Практикой подтверждено, что в большинстве случаев давление разрыва  $p_p$  на забое скважины ниже горного давления.

Для малопроницаемых пород давление разрыва может быть достигнуто при закачке маловязких жидкостей разрыва с ограниченными скоростями закачки. Если породы высокопроницаемые, требуется большая скорость нагнетания, а при ограниченной скорости нагнетания необходимо использовать жидкости повышенной вязкости. Для достижения давления разрыва в случае особо высокой проницаемости пород пласта следует применять еще большие скорости закачки высоковязких жидкостей.

Процесс гидравлического разрыва пласта состоит из следующих последовательно проводимых операций (рис. 9.1):

- 1) закачка в пласт жидкости разрыва для образования трещин в пласте;
- 2) закачка жидкости-песконосителя с песком, предназначенным для закрепления трещин;
- 3) закачка продавочной жидкости для продавливания песка в трещины.

Для проведения этих операций, заранее устанавливают качество и объем рабочей и продавочной жидкостей, количество песка и его концентрацию в рабочей жидкости.

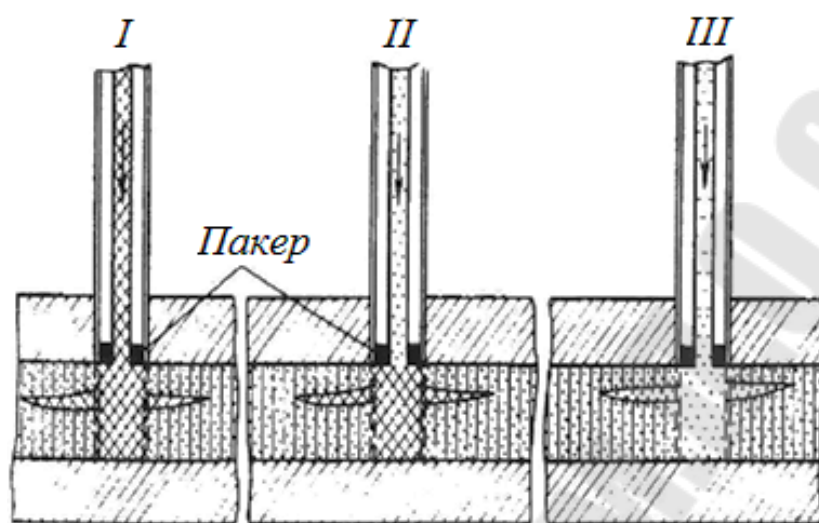


Рис. 9.1. Схема гидравлического разрыва пласта:

*I* – нагнетание жидкости разрыва; *II* – нагнетание жидкости-песконосителя; *III* – нагнетание продавочной жидкости:

▨ – глины; ▤ – нефтяной пласт

Обычно в качестве жидкости разрыва и жидкости-песконосителя применяют одну и ту же жидкость, поэтому их объединяют под одним названием – жидкость разрыва. Для гидравлического разрыва пласта применяют различные рабочие жидкости, которые по физико-химическим свойствам можно разделить на две группы: жидкости на углеводородной основе и жидкости на водной основе. Рабочие жидкости, нагнетаемые в пласт, должны обладать следующими свойствами: они не должны уменьшать ни абсолютную, ни фазовую проницаемость пород пласта, не должны содержать в своем составе посторонних механических примесей и при соединении с пластовыми жидкостями и породами давать нерастворимых осадков, не должны вызывать набухания глинистых включений пород пласта.

Поэтому, проводя ГРП на нефтяных и газовых скважинах, применяют жидкости на углеводородной основе: нефть повышенной вязкости, мазут, дизельное топливо или керосин, загущенные нафтенами.

К растворам, применяемым в нагнетательных скважинах, относятся жидкости на водной основе: водный раствор сульфит спиртовой

барды, раствора соляной кислоты, вода, загущенная различными реагентами, а также загущенные растворы соляной кислоты.

Процесс разрыва в большой степени зависит от физических свойств жидкости разрыва и, в частности, от вязкости, фильтруемости и способности удерживать зерна песка во взвешенном состоянии.

При очень низкой вязкости жидкости разрыва для достижения разрыва требуется закачка в пласт большого объема жидкости, что связано с необходимостью использовать одновременно несколько работающих насосных агрегатов.

При высокой вязкости жидкости разрыва для образования трещин необходимы высокие давления. В зависимости от проницаемости пород пласта на практике применяют жидкости разрыва вязкостью 0,05...0,5 Па·с и больше.

Жидкость-песконоситель используется для транспортирования песка по НКТ до забоя с последующим его переносом по трещинам вглубь пласта. Поэтому она должна обладать высокой пескоудерживающей способностью. Для этого скорость закачки жидкости-песконосителя должна быть несколько выше скорости выпадения песка из этой жидкости.

Для переноса песка по трещинам жидкость-песконоситель должна обладать меньшей фильтрационной способностью, что также достигается за счет увеличения ее вязкости. Повышение вязкости, как и уменьшение фильтрационной способности жидкостей, применяемых при ГРП, достигается введением в них соответствующих загустителей. Такими загустителями для углеводородных жидкостей являются соли органических кислот, высокомолекулярные и коллоидные соединения нефтей (например, нефтяной гудрон) и другие отходы нефтепереработки. Значительной вязкостью обладают нефтекислотные, солянокислотные эмульсии, которые применяют для ГРП на скважинах месторождений с карбонатными коллекторами.

Для проведения ГРП на нагнетательных скважинах широкое применение получили водные или солянокислотные растворы ССБ (сульфит-спиртовая барда) широкого диапазона вязкости от 0,05 до 0,5 Па·с и более, которые хорошо вымываются из пористой части пласта с восстановлением его проницаемости до 90%.

Для проведения ГРП на высокотемпературных скважинах широкое применение получили воды, загущенные КМЦ-500, КМЦ-600 (карбоксиметилцеллюлоза) или ПАА (полиакриламид) 1,5...2,5%,

вязкостью от 0,04 до 0,1 Па·с, которая остается практически стабильной от устья до забоя скважины.

Продавочная жидкость должна обладать наименьшими вязкостью и плотностью, что снижает потери напора при прокачке и облегчает освоение скважины после ГРП. Обычно в нефтяных и газовых скважинах в качестве продавочной жидкости применяют нефть, а в нагнетательных – воду.

Для сохранения трещин гидроразрыва в открытом состоянии после снятия нагрузки их заполняют крупнозернистым песком, который должен обладать достаточной механической прочностью, чтобы не разрушаться в трещинах под действием массы вышележащих пород и сохранять высокую проницаемость. Этим требованиям отвечает кварцевый песок следующих фракций: 0,3...0,8 мм; 0,8-1 мм, 1-2 мм. Наиболее приемлемой фракцией является 0,3...1 мм. Цель заполнения трещин песком - предупреждение их смыкания и сохранение в открытом состоянии после снятия давления ниже величины давления разрыва. Эффективность гидравлического разрыва пласта определяется диаметром и протяженностью созданных трещин и, следовательно, повышенной проницаемостью. Чем больше радиус распространения трещин по простиранию, тем наиболее вероятно соединение ствола скважины с более высокопроницаемыми частями пласта. Протяженность трещин ГРП зависит от давления нагнетания и объемов закачанного в трещины песка. На практике для этой цели применяют 2...20 т и более песка.

Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим определенным критериям. Критерии сгруппированы в зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны. Критерии выбора скважин для проведения ГРП:

1. Коллектора низкопроницаемые. Здесь ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности:

1.1. Эффективная толщина пласта не менее 5 м.

1.2. Отсутствие в продукции скважин газа и газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды.

1.3. Продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8...10 м.

1.4. Удаленность скважины от ГНК и ВНК должна превышать расстояние между добывающими скважинами.

1.5. Накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов.

1.6. Расчлененность продуктивного интервала должна быть не более 3...5.

1.7. Скважина должна быть технически исправна, состояние эксплуатационной колонны, сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50 м.

1.8. Проницаемость пласта должна составлять не более  $0,030 \text{ мкм}^2$  при вязкости нефти в пластовых условиях не более 50 мПа·с.

2. Коллектора средней и повышенной проницаемости. Здесь ГРП обеспечивает интенсификацию добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне:

2.1. Начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин.

2.2. Наличие скин-эффекта на КВД.

2.3. Обводненность продукции скважины не должна превышать 20%;

2.4. Продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

### **9.5. Техника и технология проведения гидроразрыва пласта**

Для гидроразрыва пласта в первую очередь выбирают скважины с низкой продуктивностью, обусловленной естественной малой проницаемостью пород, или скважины, фильтрационная способность призабойной зоны которых ухудшилась при вскрытии пласта.

До разрыва пород скважину исследуют на приток и определяют ее поглотительную способность и давление поглощения. С этой целью одним агрегатом закачивают нефть до получения на устье некоторого избыточного давления, при котором скважина начинает принимать жидкость. В течение 10...20 мин замеряют расход при постоянном давлении нагнетания. После подключения второго агрегата и увеличения количества закачиваемой жидкости поднимают давление на 2...3 МПа и вновь определяют расход. Процесс увеличения расхода жидкости и давления повторяют несколько раз, в конце исследования создают максимально возможное давление и вновь замеряют расход. По полученным данным строят кривую зависимости приемисто-

сти скважины от давления нагнетания. По данным о поглотительной способности скважины до и после разрыва определяют количество жидкости и давление, необходимое для проведения разрыва, а также судят о качестве проведенного разрыва и об изменениях проницаемости пластов призабойной зоны после разрыва. За давление разрыва пласта условно принимают давление, при котором коэффициент приемистости скважины увеличивается в 3...4 раза по сравнению с начальным.

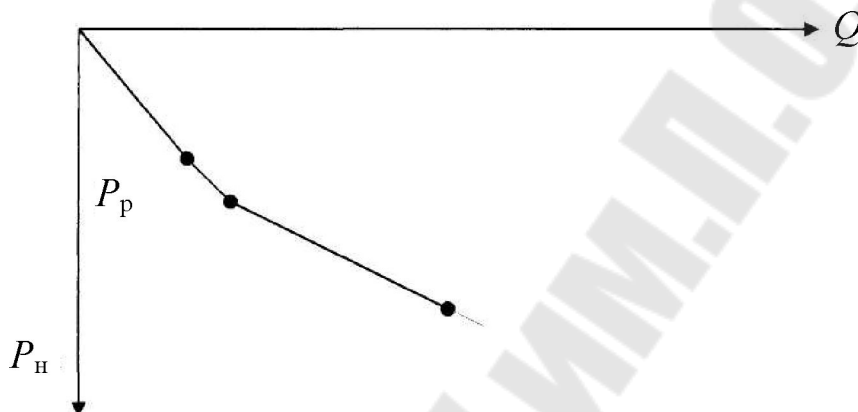


Рис. 9.2. График зависимости приемистости скважины от давления нагнетания насосных агрегатов

Перед началом работ скважину очищают дренированием и промывают, чтобы улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны, обрабатывают соляной кислотой или глинокислотой, а также проводят дополнительную перфорацию в тех интервалах, куда больше всего проникают фильтрат и глинистый раствор.

В промытую очищенную скважину после проверки шаблоном спускают насосные трубы диаметром 73, 89 или 102 мм, по которым жидкость разрыва доставляется на забой. Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над интервалом перфорации устанавливается пакер, который разобщает фильтровую зону пласта от ее вышележащей части. Благодаря этому давление, создаваемое насосами, передается только на фильтровую зону и на нижнюю поверхность пакера. Чтобы пакер не сдвигался по колонне при повышенном давлении, на трубах устанавливают гидравлический якорь (рис. 9.3).

На устье скважины устанавливают устьевую арматуру, к которой подключают агрегаты для нагнетания жидкостей. Разрыв пласта осуществляется нагнетанием в НКТ жидкости разрыва в таких объе-

мах, чтобы создать на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается резким увеличением расхода жидкости при одном и том же давлении на устье или резким уменьшением давления на устье при одном и том же расходе. О моменте разрыва можно судить по условному коэффициенту  $K_y$ :

$$K_y = Q / p_y,$$

где  $Q$  – расход жидкости, м<sup>3</sup>/с;  $p_y$  – давление на устье, МПа.

Резкое увеличение  $K_y$  в процессе закачки жидкости разрыва сопровождается гидроразрывом пласта.

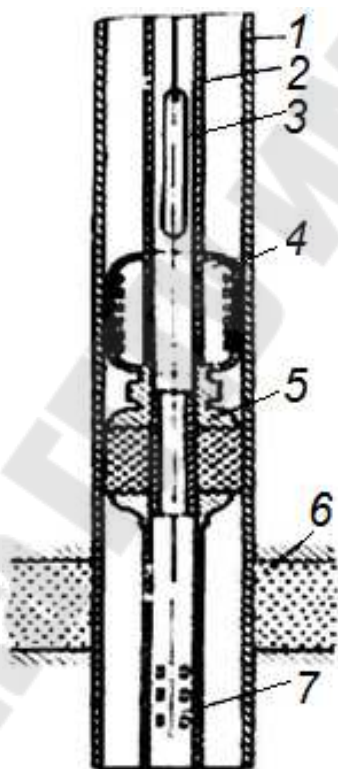


Рис. 9.3. Расположение подземного оборудования при гидравлическом разрыве пласта: 1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – скважинные манометры; 4 – гидравлический якорь; 5 – пакер; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик для опоры на забой

После разрыва пласта, не снижая давления, в скважину нагнетают жидкость-песконоситель. Наибольший эффект дает закачка жидкости-песконосителя при больших скоростях и высоких давлениях нагнетания, так как при этом шире открываются образовавшиеся

трещины. Жидкость-песконоситель продавливают в пласт в объеме труб путем нагнетания в скважину продавочной жидкости, в качестве которой используют нефть для нефтяных скважин и воду для нагнетательных. После этого устье скважины закрывают и оставляют ее в покое до тех пор, пока давление на устье не упадет. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к ее освоению.

Гидравлический разрыв проводят в пластах с различной проницаемостью в случае падения дебита или приемистости нагнетательных скважин.

Для проведения ГРП применяют три технологические схемы.

Однократный разрыв пласта, когда под давлением закачиваемой жидкости оказываются все вскрытые перфорацией пласты одновременно.

Многократный гидроразрыв пласта, когда последовательно гидроразрыву подвергаются два или более пластов или пропластков, вскрытых скважиной.

Поинтервальный (направленный) гидроразрыв пласта, когда гидроразрыву подвергается один заранее определенный пласт или пропласток, имеющий, например, заниженную продуктивность.

Практические результаты показывают, что применение технологии однократного гидроразрыва малоэффективно, особенно в скважинах, вскрывших два и более пластов. Поэтому одним из направлений повышения эффективности гидроразрыва является разработка и практическое внедрение технологических схем ГРП для многопластовых залежей, когда трещины должны создаваться в заранее заданных пластах, т. е. гидроразрыв должен быть многократным и поинтервальным.

Многократный разрыв пласта можно проводить двумя способами.

Зоны продуктивной толщи разобщаются внутри скважины (пакерами или отсекалками), где осуществляется разрыв в каждой отдельной зоне.

Образованную при однократном разрыве пласта трещину закупоривают специальными веществами, после чего в скважине создают повышенное давление путем закачки жидкости разрыва.

Технология многократного разрыва пласта заключается в следующем. Сначала определяют профиль притока или закачки до разрыва пласта. Затем проводят гидроразрыв по обычной технологии.



Интервал гидроразрыва отсекают пакером или временно блокирующим материалом типа нафталина, а затем операцию повторяют.

После проведения промывки скважины рекомендуется скважину испытать на приемистость при двух-трех практически установившихся режимах закачки рабочей жидкости в пределах допустимых давлений. Эта операция позволяет определить величину критического давления раскрытия трещин ( $p_p$ ), выбрать необходимый объем рабочей жидкости, а также решить вопрос о необходимости проведения ГРП с пакером или без него. На основе этих исследований строят график зависимости (рис. 9.2) приемистости скважины ( $Q$ ) от давления нагнетания ( $p_n$ ). Если в пласте произошло раскрытие трещин, то на этой скважине можно проводить процесс ГРП без пакера. В противном случае ГРП проводят с пакером. Пакер устанавливают над интервалом перфорации для защиты обсадных труб от воздействия высоких давлений, возникающих при разрыве пласта и закачке песка в трещины. Для предупреждения осевого перемещения пакера в процессе пульсирующей закачки рабочих жидкостей поршневыми насосами над пакером устанавливают гидравлический якорь.

После спуска в скважину НКТ с пакером ее устье оборудуют специальной продавочной устьевой головкой высокого давления, к которой посредством труб высокого давления с помощью муфт подсоединяют насосное оборудование.

На рис. 9.4 показана последовательность многократного поинтервального ГРП в скважине, в которой планируется одновременная эксплуатация трех пропластков одним общим фильтром. В этом случае:

- применяют избирательную перфорацию нижнего пропластка в узком интервале, затем после установления пакера осуществляют гидроразрыв этого пропластка (рис. 9.4, а);
- применяют избирательную перфорацию среднего пропластка в узком интервале;
- засыпают песком скважину в интервале нижнего пропластка и проводят гидроразрыв среднего пропластка (рис. 9.4, б);
- применяют избирательную перфорацию верхнего пропластка в узком интервале, засыпают песком средний пропласток и проводят гидроразрыв верхнего пропластка (рис. 9.4, в).

После всех проведенных выше операций скважину промывают до забоя – применяют избирательную перфорацию всех интервалов с охватом полной толщины их продуктивной части (рис. 9.4, г).

Когда все операции завершены, скважину запускают в эксплуатацию.

Процесс ГРП проводят в следующей последовательности:

1. Закрывают центральную задвижку на устьевом оборудовании и проводят опрессовку всей системы обвязки оборудования на полуторакратное ожидаемое давление.

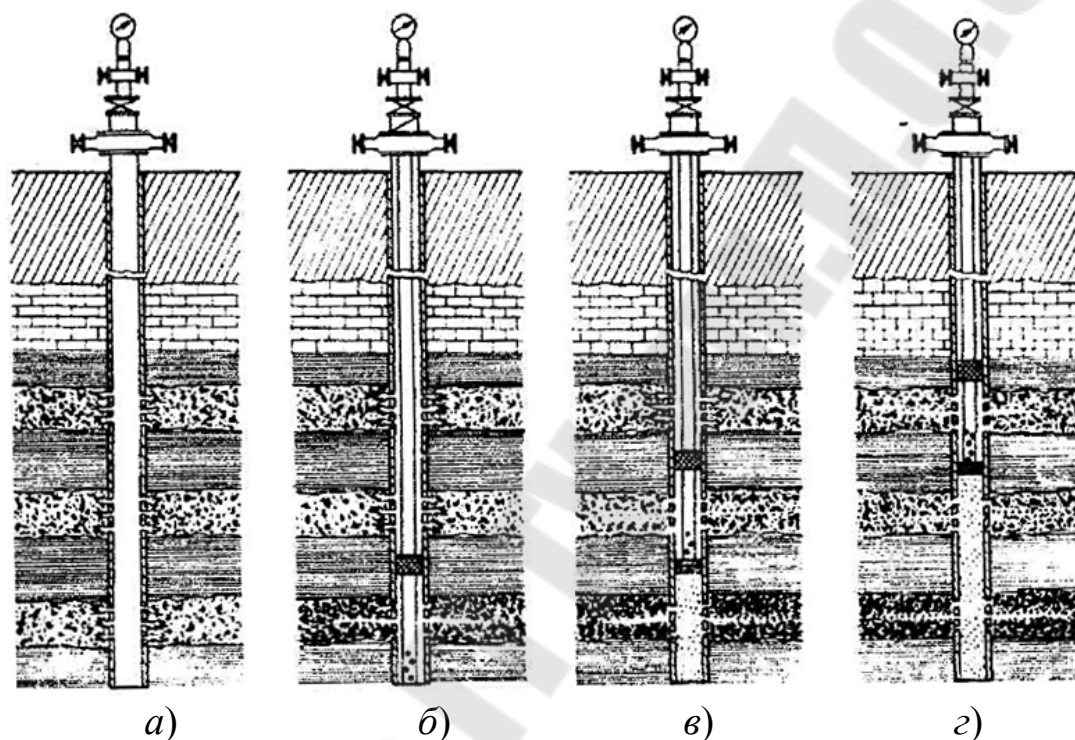


Рис. 9.4. Последовательность проведения операций гидравлического разрыва пласта с избирательной перфорацией

2. Опробуют скважину на приемистость при различных скоростях работы насосных агрегатов, а также при их последовательном включении. Путем построения индикаторной диаграммы или сравнения коэффициентов приемистости устанавливают возможность образования трещин в пласте. Одновременно с опробованием скважины определяют герметичность разобщения межтрубного пространства от забоя скважины с применением пакера (при работе насосных агрегатов давление в этом пространстве должно оставаться постоянным).

3. Не сбавляя темпа закачки с применением одного из насосных агрегатов с помощью пескосмесительного агрегата и жидкости-песконосителя, из емкости в скважину закачивают заданный объем

песка. Песок подается в один из агрегатов высокого давления и направляется в скважину через НКТ.

4. После окончания закачки заданного объема песка в скважину, не сбавляя темпа, закачивают продавочную жидкость. Объем продавочной жидкости должен быть равен емкости НКТ. При закачке излишнего количества продавочной жидкости может произойти оттеснение песка вглубь пласта. Это приведет к тому, что после снятия давления трещины в непосредственной близости от стенки скважины снова сомкнутся и эффективность ГРП снизится до нуля. С целью предупреждения оседания песка на забое и образования песчаной пробки нельзя сбавлять темпа или останавливать закачку песка в скважину. Поэтому, проводя ГРП, в схеме необходимо иметь не менее одного запасного продавочного агрегата высокого давления.

5. Останавливают процесс продавки и наблюдают за снижением устьевого давления. Удаление оставшегося песка из скважины, а также восстановление циркуляции в скважине после срыва пакера необходимо проводить при достижении первоначального давления на устье скважины. Если после ГРП не происходит снижения давления, то его снимают очень плавно с тем, чтобы введенный в пласт песок вместе с оттоком жидкости при большой скорости не вышел обратно в скважину.

6. На устье устанавливают арматуру для дальнейшей эксплуатации скважины и пускают ее в работу. При пуске нагнетательной скважины под закачку нельзя повышать давление нагнетания выше максимального давления ГРП.

7. Спустя 10...15 дней пробной эксплуатации скважины проводят комплекс гидродинамических исследований на приток и их данные сравнивают с данными, полученными перед проведением ГРП. Число трещин и их ориентацию определяют исследованием профилей приемистости или продуктивности скважин с применением расходомеров и дебитомеров.

#### **9.6. Область применения гидравлического разрыва пласта и пути повышения его эффективности**

Гидравлический разрыв пласта – один из самых распространенных и эффективных методов увеличения продуктивности нефтяных, газовых и приемистости нагнетательных скважин на месторождениях, как с терригенными, так и с карбонатными коллекторами с любой их проницаемостью. Проводят ГРП для изоляции притоков пластовых

вод путем установки водонепроницаемых экранов, ликвидации пробкообразования и т. д. Нередко ГРП проводят и для глушения открытых газовых и нефтяных фонтанов путем закачки глинистого или цементного раствора в аварийную скважину через трещины призабойной зоны рядом пробуренной скважины. Широко применяют ГРП и в других отраслях народного хозяйства, например, при добыче каменной соли, природной серы, для нагревания воды с использованием внутреннего тепла земли, в шахтах для отвода газов и т. д.

Эффективность метода ГРП можно повысить путем достижения направленного действия высоких давлений на пласт и комплексирования с другими методами обработки скважины.

Для проведения направленного ГРП проводят уплотненную кумулятивную перфорацию в узком интервале продуктивного пласта или на этом интервале проводят кольцевую гидропескоструйную перфорацию. В результате, когда давление нагнетания повышается, трещины получатся именно на этом ослабленном интервале пласта.

Перед проведением ГРП полезно проводить кислотную обработку скважины, для увеличения размеров пор и трещин или их освобождения от закупоривающего материала.

Последние достижения в области стратегии применения перфорирования, оптимального для коллектора и заканчивания скважины, заключаются в трех основных видах заканчивания скважины: естественное (в основном эффективно глубокое перфорирование), стимулирование (гидроразрыв и кислотная обработка) и заканчивание с контролем за пескопроявлением.

Для увеличения притока скважины применяют две процедуры стимуляции: кислотную обработку и гидроразрыв (заканчивание с интенсификацией притока). Иногда две процедуры объединяются в одну, в результате повышается производительность скважины. Успех стимуляции зависит в значительной степени от того, в какой степени перфорация позволяет произвести доставку агрессивных жидкостей и давления для гидроразрыва в коллектор. Ввиду того что воздействие агрессивных жидкостей и давления должны углубить отверстия, фазировка выстрела, плотность и диаметр отверстия более важны, чем глубина проникновения. Часто используют перфорацию на депрессии, так как более чистые отверстия дают жидкостям более свободный доступ в коллектор. Перфорация играет ключевую роль в успехе гидроразрыва. Гидроразрыв проводят в две стадии: создание разрыва подачей давления и закачивание жидкости с расклинивающим аген-

том, который не позволяет трещинам закрыться и обеспечивает эксплуатацию скважины.

Технологическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи характеризуется следующими критериями:

- дополнительной добычей нефти за счет повышения нефтеотдачи пласта;
- текущей дополнительной добычей нефти за счет интенсификации отбора жидкости из пласта;
- сокращением объема попутно добываемой воды.

Проведение ГРП позволяет решать следующие задачи:

- 1) повышение продуктивности (приемистости) скважины, с нарушенной проницаемостью ПЗС или низкой проницаемостью коллектора;
- 2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;
- 3) интенсификация притока, изоляция притока воды, регулирование профиля приемистости.

## Литература

1. Бурдынь, Т. А. Химия нефти, газа и пластовых вод / Т. А. Бурдынь, Ю. Б. Закс. - Москва : Недра, 1975. – 216 с.
2. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П. Сурно, М. Комбарну ; пер. с фр. – Москва : Недра, 1989. – 422 с.
3. Вахитов, Г. Г. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов / Г. Г. Вахитов, Э. М. Симкин. – Москва: Недра, 1985.
4. Горбунов, А. Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений / А. Т. Горбунов. – Москва : Недра, 1981.
5. Изучение физических свойств пористых сред / Н. С. Гудок [и др.]. – Ленинград : Недра, 1970. – 208 с.
6. Крылов, Н. А. Проблемы нефтегазовой ресурсологии / Н. А. Крылов // Геология нефти и газа. – 1998. – № 10. – С. 37–41.
7. Кудинов, В. И. Новые технологии повышения добычи нефти / В. И. Кудинов, Б. М. Сучков. – Самара : Книж. изд-во, 1998. – 368 с.
8. Методы извлечения остаточной нефти / М. Л. Сургучев [и др.]. - Москва : Недра, 1991. – 347 с.
9. Мишин, Е. В. Гидравлический разрыв пласта / Е. В. Мишин // Нефтяное хозяйство. - 1996. – № 12. – С. 5–10.
10. Овтанатов, С. Т. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений / С. Т. Овтанатов, К. А. Карапетов - Ленинград : Недра, 1970. – 336 с.
11. Поддубный, Ю. А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов / Ю. А. Поддубный, С. А. Жданов // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 19.
12. Применение полимеров в добыче нефти / Г. И. Григоращенко [и др.]. – Москва: Недра, 1978.
13. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт [и др.]. – Москва: Недра, 1977.
14. Пуставойтенко, Н. М. Проектирование гидроразрыва пласта / Н. М. Пуставойтенко. – Москва: Недра, 1993.
15. Разработка и совершенствование технических средств, технологий и композиций химреагентов для воздействия на пласт: отчет о НИР – дог. 2003.71.2003 (заключ.) / РУП «ПО «Белоруснефть», БелНИПИнефть ; рук. темы Н. А. Демяненко. – Гомель, 2003. – 183 с. – № ГР 2003253; Инв. № 1694.

16. Современные методы увеличения нефтеотдачи пластов: сб. ст. – Москва: Наука, 1992. – 136 с.
17. Сургучев, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. – Москва: Недра, 1985.
18. Сургучев, М. Л. Физико-химические микропроцессы в нефтегазоносных пластах / М. Л. Сургучев, Ю. В. Желтов, Э. М. Симкин. – Москва: Недра, 1984.
19. Бескопильный, В. Н. Учеб. пособие по курсу «Физика пласта» / В. Н. Бескопильный. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 1999. – 128 с.
20. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта : учебник / Ш. К. Гиматудинов. – Москва: Недра, 1971. – 312 с.
21. Хисамов, Р. С. Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием Р. С. Хисамов, А. А. Газизов, А. Ш. Газизов. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.
22. Южанинов, П. М. Взаимодействие кремнефтористоводородной кислоты с терригенными породами / П. М. Южанинов, В. П. Шапинов, В. Н. Виллисов // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 7. – С. 64–67.

# **МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕГАЗООТДАЧИ**

**Пособие  
по одноименной дисциплине  
для слушателей специальности переподготовки  
1-51 02 71 «Разработка и эксплуатация  
нефтяных и газовых месторождений»  
заочной формы обучения**

**Составитель Демяненко Николай Александрович**

Подписано в печать 16.03.20.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 8,37. Уч.-изд. л. 8,19.

Изд. № 3.

<http://www.gstu.by>

Отпечатано на цифровом дуплекаторе  
с макета оригинала авторского для внутреннего использования.

Учреждение образования «Гомельский государственный  
технический университет имени П. О. Сухого».

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.