

ПОНЯТИЕ О МЕТОДАХ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов современными, промышленно освоенными методами разработки во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной. Средняя конечная нефтеотдача пластов по различным странам и регионам составляет от 25 до 40 %, например, в странах Латинской Америки и Юго-Восточной Азии нефтеотдача пластов составляет 24-27%, в Иране 16-17%, в США, Канаде, Саудовской Аравии 33-37%, в странах СНГ и России – до 40% в зависимости от структуры запасов нефти и применяемых методов разработки. Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах.

Современные геологические запасы нефти во всех известных месторождениях мира достигают более 500 млрд.т., из них более 300 млрд.т. относятся к категории неизвлекаемых современными промышленно освоенными методами разработки. Извлечение из остаточных запасов нефти 10-15% в среднем, или 30-40 млрд.т., возможно даже изучаемыми в настоящее время методами увеличения нефтеотдачи пластов. Поэтому остаточные запасы нефти на разрабатываемых месторождениях представляют собой большой резерв для увеличения извлекаемых ресурсов и важную цель для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов.

Исследование в области увеличения нефтеотдачи пластов устремлены на уменьшение остаточных запасов нефти, на извлечение экономически рентабельной их части, особенно в сложных горногеологических условиях (малопроницаемые, неоднородные, расчлененные, заводненнные пласты, карбонатные коллекторы, нефтегазовые залежи и т.д.), которые освоенными методами разрабатываются неэффективно.

Для нашей страны, больше других применяющей при разработке заводнение нефтяных месторождений (до 72%), очень важное значение приобретает проблема извлечения остаточных запасов из заводненных пластов. Остаточные запасы нефти на месторождениях, находящихся на самой поздней стадии разработки (обводненность продукции выше 90%), огромны. Увеличить извлекаемые запасы нефти, снизить обводненность продукции, повысить или даже стабилизировать добычу на этой стадии – задача номер один для нефтедобывающей отрасли. Однако это наиболее трудная категория остаточных запасов, особенно на месторождениях с высокой эффективностью заводнения, когда конечная нефтеотдача пластов превышает 60%, нефть рассредоточена и рассеяна бессистемно по пласту, а высокая водонасыщенность мешает вступить в контакт с нефтью любому рабочему агенту.

В настоящее время из известных и промышленно освоенных методов увеличения нефтеотдачи пластов для этой категории запасов пригодны несколько принципиальных методов, которые можно указать в порядке изученности и готовности к применению:

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

Все эти методы извлечения остаточных после заводнения запасов нефти могут применяться в виде различных модификаций. Они сопровождаются сложнейшими физико-химическими, газодинамическими, микробиологическими, гравитационно-сейсмическими процессами, большим риском получения неоптимальных результатов и требуют широких всесторонних исследований и промысловых испытаний, прежде чем их промышленно применять.

Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем правильной расстановки скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежи. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на забой скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа.

За многолетнюю практику разработки месторождений предложено множество методов и технологических приемов, позволяющих увеличить отбор нефти из недр.

Методы повышения нефтеотдачи пластов представляют собой усовершенствование обычных процессов разработки, а их теория – развитие и обобщение основных представлений теории двухфазной фильтрации.

1. СОСТОЯНИЕ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

1.1. Показатели эффективности извлечения нефти из пластов при их заводнении

Опыт применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов показывает, что эффективность процессов зависит от того, насколько выбранный метод, запроектированная система размещения скважин и реализованная технология процесса учитывали реальное состояние остаточных запасов нефти, а также детерминированное распределение нефтенасыщенности и свойств нефти по всему объему залежи. Многие проекты применения методов увеличения нефтеотдачи пластов были безуспешными или с низким показателем эффективности потому, что перед их началом были неправильные представления о состоянии остаточной нефтенасыщенности, т.е. неправильные представления о том, как остаточная нефть рассредоточена в пласте и каковы ее свойства.

Заводнение нефтяных залежей при разработке может быть *естественным*, когда извлекаемая из пластов нефть замещается пластовой водой – контурной или подошвенной, подпирающая нефть, и *искусственным*, когда нефть из пластов вытесняют водой, нагнетаемой с поверхности или других водоносных пластов через специальные скважины. Различия между этими видами заводнения нефтяных скважин могут быть очень большими, но выражаются они одними и теми же показателями:

- коэффициент дренирования залежей $(\eta_{др})$,
- коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды $(\eta_{выт})$.
- коэффициент охвата пластов заводнением $(\eta_{охв})$,

Коэффициент дренирования залежей

- определяет долю их общего нефтенасыщенного объема, в котором обеспечена фильтрация жидкостей данной системой скважин, и выражается отношением

$$\eta_{др} = \frac{V_{дренн}}{V_{зал}}$$

Коэффициент охвата пластов заводнением

- определяет долю объема дренируемого нефтенасыщенного пласта, охваченного (занятого) водой и выражается отношением

$$\eta_{охв} = \frac{V_{зав}}{V_{дрен}}$$

Коэффициент вытеснения нефти водой из пористой среды

- определяет степень замещения нефти водой в пористой среде и выражается отношением

$$\eta_{\text{ВЫТ}} = \frac{1 - \sigma_{\text{СВ}} - \sigma_{\text{Н.ОСТ}}}{1 - \sigma_{\text{СВ}}},$$

где $\sigma_{\text{СВ}}$ – начальная насыщенность пористой среды водой,

$\sigma_{\text{Н.ОСТ}}$ – остаточная нефтенасыщенность пористой среды в зоне, занятой ВОДОЙ.

На показатели эффективности заводнения влияют следующие факторы:

I. на коэффициент дренирования залежей –

1. Расчлененность, прерывистость (монолитность), сбросы пластов.
2. Условия залегания нефти, газа и воды в пластах.
3. Размещение добывающих и нагнетательных скважин относительно границ выклинивания пластов.
4. Состояние призабойных зон пластов, как следствие качества вскрытия и изменения при эксплуатации.

II. на коэффициент охвата пластов заводнением –

1. Макронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчивость свойств).
2. Трещиноватость, кавернозность (тип коллектора).
3. Соотношение вязкостей нефти и вытесняющего рабочего агента.

III. на коэффициент вытеснения нефти водой –

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.

Для успешного применения того или иного метода извлечения остаточных запасов следует точно знать, за счет какого показателя, в какой мере и за счет какого фактора снизилась эффективность заводнения.

Универсальных методов увеличения нефтеотдачи пластов вообще нет, и по-видимому не будет и в будущем. Поэтому методы увеличения остаточных запасов нефти из заводненных пластов должны подбираться и обосновываться (с точки зрения системы и технологии) исходя из основных факторов, снижающих показатели эффективности заводнения.

Большая часть из этих факторов относится к категории управляемых.

К числу управляемых факторов относятся:

- 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).

К неуправляемым факторам влияющим на показатели эффективности заводнения относятся:

- расчлененность, прерывистость, сбросы пластов;
- условия залегания нефти, газа и воды в пластах;
- микронеоднородность пластов (слоистость, зональная изменчиваемость свойств);
- тип коллектора;

микронеоднородность пористой среды по размеру пор и каналов, средняя проницаемость.

1.2. Достигаемые значения нефтеотдачи пластов в зависимости от различных факторов показателей эффективности заводнения

Эффективность использования геологических запасов нефти залежи характеризуется *коэффициентом нефтеотдачи* – отношение извлекаемого из залежи количества нефти $Q_{ни}$ к начальным балансовым запасам $Q_{нб}$:

$$\beta = Q_{ни} / Q_{нб}.$$

Коэффициент нефтеотдачи - это относительная величина, показывающая, какой объем нефти от начальных балансовых запасов извлекается или может быть извлечен из выработанной или предположительно выработанной залежи до предела экономической рентабельности эксплуатации, и является показателем завершеного процесса разработки или такого, который предполагается завершить в определенных условиях.

Коэффициент нефтеотдачи можно вычислить, пользуясь отношением разности начальной S_H и остаточной S_0 нефтенасыщенности пород залежи к начальной нефтенасыщенности, т.е.

$$\beta = (S_H - S_0) / S_H.$$

Из определения коэффициента нефтеотдачи следует, что он не характеризует физически возможную предельную полноту нефтеизвлечения, показывая только ту долю нефти, которая может быть извлечена из залежи при разработке ее до экономически целесообразного предела. Таким образом, понятие «**коэффициент нефтеотдачи**» является, по существу, условным: оно определяет только ту часть балансовых запасов, извлечение которых экономически целесообразно. Физически возможная добыча нефти из залежей может быть несколько больше.

Коэффициент физической нефтеотдачи $\beta_{\text{физ}}$ – это относительная величина, показывающая, какая часть балансовых запасов нефти может быть извлечена из пласта при данном режиме, независимо от времени и себестоимости добычи нефти, т.е. ценой любых затрат:

$$\beta_{\text{физ}} = (Q_{\text{ни}} + \Delta Q) / Q_{\text{нб}},$$

где ΔQ – количество нефти, добываемой из залежи после достижения экономически рентабельного предела разработки до физически возможного извлечения нефти.

Коэффициентом использования запасов $\beta_{\text{и}}$ называется относительная величина, показывающая, какая доля извлекаемых запасов нефти извлечена из залежи, не выработанной до предела экономической рентабельности разработки:

$$\beta_{\text{и}} = \frac{\int_0^t Q_i(t) dt}{Q_{\text{ни}}},$$

$\int_0^t Q_i(t) dt$ – суммарная добыча нефти из залежи с начала разработки до какого-то определенного момента времени t ;
 $Q_i(t)$ – функция годового отбора нефти в зависимости от времени разработки.

Коэффициент выработки $\beta_{\mathbf{B}}$ – это относительная величина, показывающая, какая доля балансовых запасов нефти извлекается из залежи (или части ее), не выработанной до предела экономической рентабельности разработки при вытеснении нефти различными агентами (водой, газом, взаимно смешивающимися жидкостями и т.д.):

где $Q_{\text{НБВ}}$ – начальные балансовые запасы нефти в объеме пласта, охваченном воздействием к данному моменту времени.

$$\beta_{\mathbf{B}} = \frac{\int_0^t Q_i(t) dt}{Q_{\text{НБВ}}},$$

Признак месторождения	Конечная нефтеотдача, %
1. Терригенные коллекторы	43
2. Чисто нефтяная залежь. Проницаемость пластов более 0,05 мкм ²	50
3. Нефтяная залежь. Проницаемость пластов менее 0,05 мкм ²	32
4. Вязкость менее 30 мПа ·с, в том числе	
нефтегазовая залежь, проницаемость пластов менее 0,05 мкм ²	35
Вязкость более 30 мПа ·с	22
1. Карбонатные коллекторы в том числе	
трециноватые	54
трещинно-кавернозно-пористые	31

1.3. Виды остаточных запасов нефти и её свойства

В настоящее время не существует общепринятого представления о характере распределения остаточной нефти в заводненных пластах. Эта проблема чисто фундаментальная. Однако остаточные запасы нефти в недренируемых пластах и неохваченных водой пропластках хорошо изучены.

По данным экспертных оценок остаточные запасы нефти (100%) по видам количественно распределены следующим образом:

- 1) нефть, оставшаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой – 27%;
- 2) нефть в застойных зонах однородных пластов – 19%;
- 3) нефть, оставшаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами – 24%;
- 4) капиллярно-удержанная и пленочная нефть – 30%

О составе остаточной нефти. Изменение свойств нефти в процессе разработки может происходить как в сторону утяжеления, так и в сторону облегчения добываемой нефти. Утяжеление нефти связано с уменьшением пластового давления в процессе разработки и потерей легких фракций нефти при дегазации, а также окислением нефти при взаимодействии с закачиваемой водой, за счет перемещения в глубь залежи утяжеленных нефтей из периферии приконтурных зон. Свойства нефти даже сильно изменяются в пределах небольших участков одного и того же продуктивного пласта.

Силы, удерживающие остаточную нефть, и возможности их преодоления. Остаточные запасы нефти ввиду макронеоднородности пластов, обусловлены малой или нулевой скоростью фильтрации нефти в слабопроницаемых зонах, слоях, пропластках и линзах, причем, это в большей степени вызвано загрязнением, когматацией призабойных зон при бурении и нагнетании воды.

Главные силы, действующие в пласте, насыщенном двумя или более подвижными фазами – **поверхностные, вязкостные, гравитационные и упругие силы.**

Поверхностные или **капиллярные** силы создают на границе жидких фаз давление порядка 0,01 – 0,3 МПа. Величина поверхностных сил определяется смачиваемостью породы и микронеоднородностью пористой среды, размером пор и поровых каналов.

Вязкостные силы (гидродинамическое сопротивление) пропорционально вязкости нефти. В очень медленных процессах переформирования насыщенности пластов нефти и водой незначительно (т.к. нет отклонений от закона Дарси).

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

Упругие силы пластов, проявляющиеся при снижении пластового давления, вызывают уменьшение трещин и, следовательно, способствуют остаточной нефтенасыщенности.

1.4. Классификация методов и факторы, определяющие их эффективность

Методы разработки нефтяных месторождений принято делить на *традиционные* (естественные режимы, заводнение, искусственное поддержание пластового давления закачкой воды или газа) и *методы увеличения нефтеотдачи пластов*, которые в разное время называли новыми методами или третичными.

Нетрадиционные методы разработки нефтяных месторождений, называются в дальнейшем методами увеличения нефтеотдачи пластов, делят в зависимости от того, каким образом достигаются эффекты, обеспечивающие улучшение условий вытеснения нефти на четыре группы:

- 1) физико-химические;
- 2) газовые;
- 3) тепловые;
- 4) другие, основанные на использовании неординарных технических явлениях и сложных рабочих агентов.

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 этой группе, в настоящий момент, можно выделить метод системной обработки призабойных зон. В зарубежной практике в физико-химическим видам воздействия выделяют первые три группы – полимерное, щелочное и мицеллярное заводнение.

Газовые методы включают использование диоксида углерода и углеводородных газов, азота и дымовых газов.

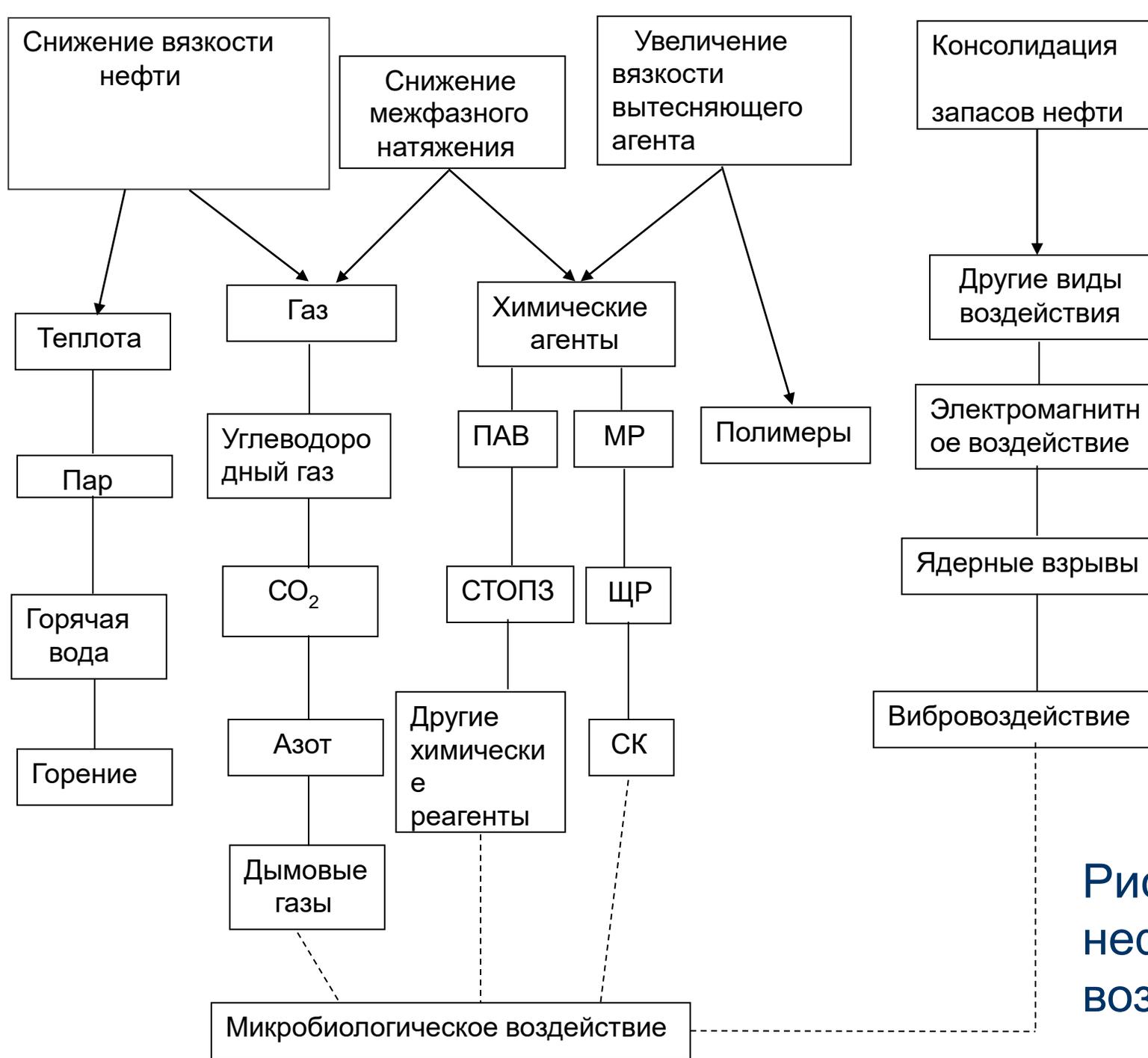
Среди *тепловых* или *термических методов* разработки различают закачку пара (непрерывную в виде оторочек и для обработок призабойных зон), внутрипластовое горение, нагнетание горячей воды.

Другие методы пока не получили широкого распространения, однако интенсивно изучаются и исследуются в промышленных условиях. К ним относятся микробиологические, волновые, электромагнитное воздействие, ядерные взрывы.

Методы увеличения нефтеотдачи основаны на следующих изменениях характеристик и условий нахождения нефти в пласте:

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

Степень проявления этих эффектов, т.е. эффективность методов увеличения нефтеотдачи пластов, определяется прежде всего геолого-физическими условиями их применения.



ЩР – щелочное заводнение, СК – закачка серной кислоты, ПАВ-поверхностно-активные вещества, МР- мицеллярно-полимерное заводнение, СТОПЗ – системная технология обработки призабойных зон скважин.

Рис.1. Влияние характеристик нефти в пласте от вида воздействия.

1.5. Испытание методов увеличения нефтеотдачи пластов

Соотношение масштабов и эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи (на 1990 г.) представлены в таблице 3.

Таблица 3.

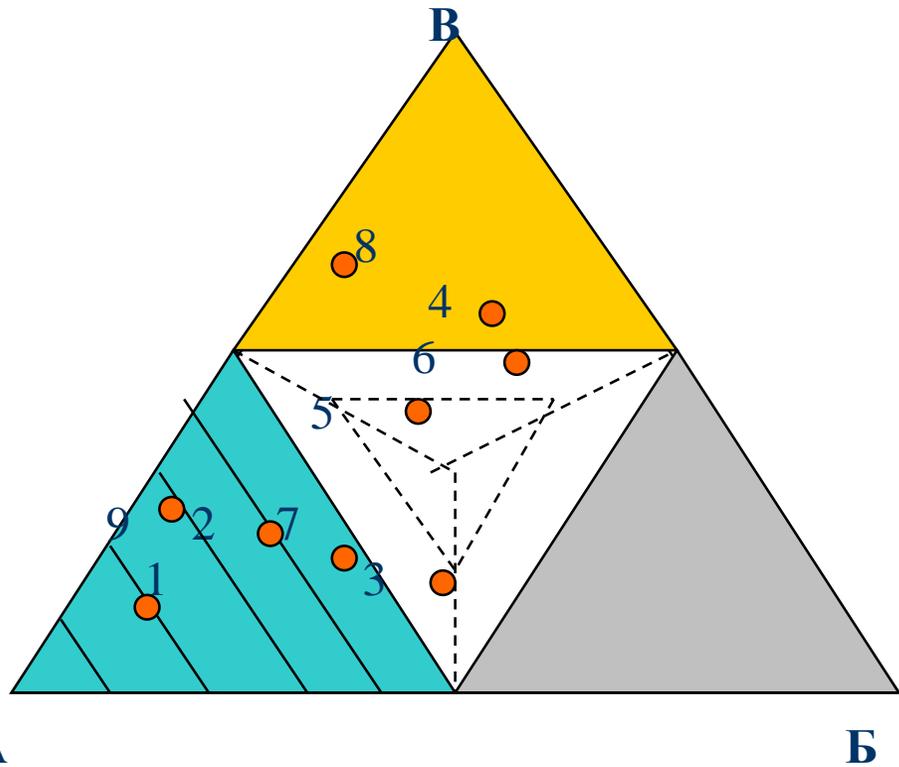
Метод вытеснения	Охваченные воздействием балансовые запасы, доли единицы от суммарного	Добыча нефти за счет метода, доли единицы от суммарного
1. Паром	0,03	0,29
2. Внутрипластовое горение	0,02	0,05
3. Горячей водой	0,42	0,16
4. Раствором ПАВ	0,20	0,08
5. Серной кислотой	0,16	0,11
6. Растворами полимеров	0,03	0,17
7. Мицеллярными, щелочными растворами, CO ₂ , и др. хим. реагентами	0,07	0,04
8. Углеводородными газами	0,07	0,09
Всего	1,0	1,0

Зарубежный опыт (для США) промышленного испытания методов повышения нефтеотдачи вследствие специфики условий (организационных, геолого-физических и технических) отличается от отечественного. На период 1990г. масштаб и эффективность применения методов приведены в табл. 4.

Таблица 4.

Метод вытеснения	Охваченные воздействием балансовые запасы, доли единицы от суммарного	Добыча нефти за счет метода, доли единицы от суммарного
1. Паром (паровытеснение и парообработка)	0,07	0,71
2. Внутрипластовое горение	0,006	0,01
3. Горячей водой	0,001	0,006
4. Мицеллярными растворами	0,002	0,004
5. Полимерными растворами	0,31	0,03
6. Щелочными растворами	0,001	0,0
7. Углеводородными газами	0,11	0,04
8. Азотом	0,1	0,03
6. Дымовыми газами	0,03	0,06
Всего	1,0	1,0

На рис. 2 представлена диаграмма надежности методов увеличения нефтеотдачи пластов (для США).



Каждая точка характеризуется тремя координатами, соответствующими отношению числа экспериментов с положительными, отрицательными и неопределенными результатами. В углах 100% успех, 100% неудача, 100% неопределенность, в центре все координаты равны.

Рис. 2. Диаграмма надежности метода

1- паробработка, 2- вытеснение нефти паром, 3 – внутрипластовое горение, 4 – мицеллярное заводнение, 5- полимерное заводнение, 6 – щелочное заводнение, 7 – закачка углеводородных газов, 8 – вытеснение диоксидом углерода, 9 – закачка дымовых газов, А – успех, Б – неудача, В – неопределенность.

1.6. Критерии эффективного применения методов.

Важным условием эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов является правильный выбор объекта для метода или, наоборот, метода – для объекта.

Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Эти критерии определены на основе анализа технико-экономических показателей применения метода, обобщения опыта его применения в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований.

Обычно выделяются **три категории** критериев применимости методов:

- 1. Геолого-физические** (свойства пластовых жидкостей, глубина залегания и толщины нефтенасыщенного пласта), параметры и особенности нефтесодержащего коллектора (насыщенность порового пространства пластовыми жидкостями, условия залегания) и другие;
- 2. Технологические** (размер оторочки, концентрация агентов в растворе, размещение скважин, давление нагнетания и т. д.);
- 3. Материально-технические** (обеспеченность оборудованием, химическими реагентами, их свойства и др.);

Критерии **первой** категории являются определяющими, наиболее значимыми и независимыми. **Технологические критерии** зависят от **геолого-физических** и выбираются в соответствии с ними. **Материально-технические условия** большей частью также являются независимыми, остаются неизменными и определяют возможность выполнения **технологических критериев**.

Геолого-физические условия эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи пластов при заводнении. Таблица 5.

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания		
	Вязкость, мПа*с	состав	Насыщенность, %	Минерализация, г/м ³	неоднородность	проницаемость	Тип и хим.-физ. св-ва.	Давление пл. МПа	Температура, С ⁰	Толщина м
Заводнение с ПАВ*	До 50	Наличие асфальтенов и смол	До 30	До 0,2	Неоднородный, отсутствие трещин	10 и более	Глинистость не более 5-10%	-	Менее 90	До 15
Полимерное заводнение*	От 10 до 100	-	До 30	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 100	Глинистость не более 5-10%	-	Менее 90	-
Мицеллярное заводнение*	До 10	-	До 70	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Однородный	Более 100	Ограничен. содержание карбонатов	-	Менее 65-90	-
Щелочное заводнение	До 100	Наличие органических кислот	До 60	Содержание ионов Ca ²⁺ до 0,000025	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 100	Глинистость не более 5-10%	-	-	-
Сернокислотное заводнение* Применение CO ₂ *	1-30	Наличие ароматических соединений	До 30	-	Умеренно-однородный	Менее 500	Терригенный с содержанием карбонатов 1-2%	-	-	-
Применение CO ₂ *: оторочки	До 50	Ограниченное содержание асфальтенов и смол	До 60	Ограниченное содержание ионов Ca ²⁺ , Mg ²⁺	Неоднородный	5 и более	-	Выше давления насыщения	-	До 15 при пологом залеган., при крутом не огр.

Продолжение табл. 5

Методы	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания		
	Вязкость, мПа*с	состав	Насыщенность, %	Минерализация, г/м ³	неоднородность	проницаемость	Тип и хим.-физ св-ва.	Давление пл. МПа	Температура, С ⁰	Толщина ам
Применение CO ₂ : в сочетании с заводнением	До 50	Ограниченное содержание асфальтенов и смол	До 60	-	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 50	-	Выше давления насыщения	-	-
Применение у.в. газа.* Газ высокого давления.	До 10	-	До 60	-	Однородный	5 и более	-	Выше давления насыщения	-	До 15 при пологом залеган., при крутом не огр.
Водогазовая смесь	До 50	-	До 60	-	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 50	-	То же	-	-
Внутрипластовое горение*	До 100	Ограниченное содержание серы	До 50	-	Отсутствие трещин	Более 100	-	-	-	Более 3
Закачка в пласт пара	Более 50	Наличие лёгких компонентов	-	-	Умеренно-однородный	Более 100	-	-	-	Более 6

* Неблагоприятным фактором применения метода является трещиноватость пласта.

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Физико-химические методы регулирования охвата неоднородных пластов воздействием при заводнении

Объективной необходимостью для повышения охвата менее проницаемой части продуктивного пласта воздействием при прогрессирующем обводнении является ограничение фильтрации нефтewытесняющего агента по промытым прослоям и зонам продуктивного пласта и поступления в добывающие скважины. Это должно приводить к перераспределению энергии закачиваемой воды и охвату воздействием малопроницаемых пропластков. Решение этой задачи не представляется возможным на основе использования обычных способов изоляции вод в добывающих скважинах из-за ограниченности объемов обрабатываемого пласта лишь призабойной зоной. Необходимы способы, позволяющие закачивать большие объемы водоизолирующих масс в удаленные зоны на основе использования дешевых и доступных материалов и химреагентов.

В настоящее время достаточно хорошо известно большое количество методов увеличения коэффициента охвата пласта воздействием, таких как 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 разнообразных гелеобразующих в пластовых условиях композиций химреагентов.

В качестве методов, избирательно понижающих проницаемость породы, можно использовать периодическую закачку газа (воздуха) или активных компонентов нефти в процессе заводнения. Весьма простым и доступным методом выравнивания проницаемостей послойно-неоднородных пластов может оказаться закачка суспензии гашеной извести. Циклическое заводнение, увеличение давления закачки агентов для поддержания пластового давления, применение тепловых методов воздействия на залежи высоковязких нефтей также позволяют регулировать степень охвата пласта воздействием. В то же время ряд методов одновременно улучшает степень промывки пласта и увеличивает коэффициент вытеснения нефти из пористой среды. Некоторые из перечисленных методов увеличения коэффициента охвата, например, периодическая закачка воздуха, нефти, а также закачка загустителей для воды известны давно. Методы закачки пены, гелеобразователей появились недавно и проходят промысловые испытания. Многие физико-химические и гидродинамические явления, происходящие при закачке в пласт перечисленных рабочих агентов в частично обводненные нефтяные залежи, изучены недостаточно полно. В связи с этим основные параметры технологии их применения в конкретных геолого-физических и технологических условиях выбираются лишь на основе качественных представлений о характере взаимодействия закачиваемых композиций химреагентов в пласте.

В качестве загущенной воды в пласт можно закачивать водные растворы различных полимеров, например, полиакриламида (ПАА). Молекулярная масса этого водорастворимого полимера более 500 000, а вязкость его водных растворов прямо пропорциональна молекулярной массе. В зависимости от товарных свойств полимера при приемлемых концентрациях вязкость воды может быть увеличена в несколько десятков раз. При закачке 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. Кроме того, на приемистость скважины оказывает влияние снижение фазовой проницаемости для воды из-за взаимодействия и адсорбции молекул полимера на поверхности породы.

Результаты анализа эффективности обычного полимерного заводнения показывают, что область применения его, как и других методов повышения нефтеотдачи пластов, ограничивается обводненностью добываемой жидкости, равной 60—70% и обусловленной, как правило, образованием в продуктивном пласте промытых высокопроницаемых зон. В этих условиях фильтрационное сопротивление пористой среды при обработке полимером практически не изменяется. Этим объясняется более эффективное применение полимерного заводнения на более ранней стадии разработки нефтяных месторождений.

Следует отметить, что с повышением температуры пласта более 70 °С происходят разрушение молекул полимеров и снижение эффективности его применения для повышения нефтеотдачи пластов. При коэффициенте проницаемости пласта менее 0,1 мкм² процесс полимерного заводнения трудно реализуем, так как размеры молекул раствора больше размеров пор и происходит либо его коагуляция в призабойной зоне, либо механическое разрушение молекул полимера.

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, а более устойчивые полимеры биологического происхождения пока практически недоступны.

Полимеры являются дефицитными и дорогостоящими продуктами. Поэтому с точки зрения уменьшения затрат на увеличение нефтеотдачи существенный интерес представляют методы, основанные на использовании более дешевых и недефицитных химических продуктов. Прежде всего сюда относится закачка пены. Кажущаяся вязкость пены превышает вязкость воды в 5—10 раз. Теоретические и лабораторные исследования показали перспективность использования пен в качестве рабочего агента при вытеснении нефти из пористой среды. Эта перспектива определяется следующими двумя факторами.

Во-первых, для получения пены расходуется всего от 0,2 до 1% пенообразующих ПАВ, сравнительно доступных и менее дорогостоящих.

Во-вторых, важным свойством пены является то, что ее кажущаяся вязкость зависит от коэффициента 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 не только за счет сближения вязкостей нефти и вытесняющего агента, но и за счет уменьшения степени неоднородности пласта по подвижности нефти.

Установлено, что применение пенных систем тем эффективнее, чем выше неоднородность пласта по проницаемости и соотношение вязкостей нефти и обычной вытесняющей жидкости (воды). Увеличение нефтеотдачи при этом происходит только за счет улучшения охвата пласта рабочим агентом, коэффициент вытеснения остается без изменения. В условиях однородного пласта закачка пены, как показывают опыты, *не приводит* к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

В качестве пенообразователя в рассматриваемых опытах использовались ионогенные ПАВ: сульфонат натрия и алкилсульфонат натрия. Пена, полученная на основе этих ПАВ, в присутствии нефти нестабильная, ее структурно-механические свойства сохраняются лишь частично. Пена может быть получена на поверхности, либо сформирована в пластовых условиях путем создания оторочки из раствора ПАВ и последующего его вытеснения газом.

Одним из возможных способов увеличения коэффициента охвата пласта воздействием и выравнивания приемистостей неоднородных пластов является периодическая закачка *водной суспензии гашеной извести*. Частицы извести, содержащиеся в закачиваемой воде, проникают прежде в пропластки с высокой проницаемостью и за счет частичной закупорки поровых каналов снижают проницаемость высокопроницаемого пласта (пропластка). 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.

Вследствие существенной послойной неоднородности продуктивных пластов часто закачиваемая вода поступает лишь в отдельные пропластки или трещины. Очень большая приемистость отдельных интервалов ограниченной толщины объясняется наличием трещин. В таких скважинах применение для регулирования охвата пласта воздействием нефти, нефтемазутных смесей, эмульсий, аэрированных жидкостей не дает положительного эффекта. Однако из-за очень большой протяженности трещин и большой их поверхности глубина проникновения изолирующих реагентов в породу через поверхность трещин оказывается ограниченной. В этих случаях для уменьшения приемистости высокопроницаемых пропластков оказалась эффективной закачка суспензии гашеной извести. Немаловажными факторами при выборе ее в качестве закупоривающего агента могут являться ее доступность, низкая стоимость и простота практического применения. Гашеная известь представляет собой порошкообразный продукт гидратации негашеной извести, в основном состоящий из гидратов окисей кальция и магния. Плотность чистой гашеной извести 2100 кг/м^3 . В воде 1 кг гашеной извести занимает объем, равный 1,25—1,67 л.

Исследования по изучению закупоривающего действия водных суспензий гашеной извести при фильтрации через пористую среду показали, что скорость фильтрации суспензии очень быстро падает фактически до нуля. Происходит снижение проницаемости на 80—85%. Фильтрация воды через закупоренный образец в обратном направлении обеспечивает практически полное восстановление проницаемости образца. Эти исследования показали возможность применения водной суспензии гашеной извести для выравнивания приемистости нагнетательных скважин. Эффективность применения суспензий для решения этой задачи подтверждена многочисленными промышленными работами. Технология приготовления и закачки водных растворов гашеной извести достаточно проста. Сухая гашеная известь загружается в бункер пескосмесительного агрегата, откуда она поступает в смесительную емкость агрегата. Одновременно в смесительную емкость подается вода (нефть или раствор ССБ) из автоцистерны. Закачка суспензии ведется одним из агрегатов АН-500, 2АН-500, АС-400, Азинмаш-35 и т. д. На время закачки суспензии нагнетание воды от КНС прекращается.

Промысловые работы показали, что закачка водных суспензий приводит к увеличению охвата пласта воздействием по толщине и снижению приемистости высокопроницаемых прослоев. Таким образом, на основе результатов лабораторных и промысловых исследований подтверждена возможность и показана эффективность выравнивания профиля приемистости неоднородных пластов и улучшения охвата пласта воздействием. Безусловно, это мероприятие, по-видимому, оказывает положительное влияние на полноту выработки запасов нефти. Однако закачка малых объемов водных суспензий гашеной извести в призабойную зону пласта хотя и выравнивает профиль приемистости, но существенное влияние на ограничение движения воды в удаленных зонах пласта не может оказать. В то же время результаты этих работ показывают перспективность применения гашеной извести в качестве материала, способного уменьшить проницаемость высокопроницаемого промытого пропласта с целью увеличения охвата пласта воздействием, следовательно, и конечной нефтеотдачи.

Из осадкообразующих составов широко распространенными в настоящее время считаются силикатно-щелочные составы (СЩС), щелочно-полимерные растворы (ЩПР), аммиачная вода, метилцеллюлоза, основанные на взаимодействии с пластовой водой с образованием нерастворимого осадка.

Для внутрипластового осадкообразования необходимо взаимодействие силикатов щелочного металла с солью двухвалентного металла и едкого натра или кальцинированной соды с поливалентными металлами. Технология основана на применении щелочно-силикатного заводнения в попеременной закачке оторочек раствора силиката щелочного металла и раствора соли двухвалентного металла, разделенных оторочкой пресной воды. В качестве силиката щелочного металла могут использоваться ортосиликат, метасиликат и пентогидрат натрия и калия, которые при взаимодействии с хлоридом кальция образуют гелеобразный осадок. Одновременно растворы этих силикатов при концентрации их в растворе около 1% имеют значение рН близкое к 13.

Другая технология предусматривает последовательную закачку оторочек растворов щелочи и трехвалентного железа. В результате взаимодействия щелочи с солями многовалентных катионов при контакте оторочек образуется объемистый малорастворимый осадок гидроокисей многовалентных катионов. Однако управление процессами осадкообразования в пластовых условиях путем закачки щелочей является достаточно сложной задачей.

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. При минерализации воды 265 г/л образуется максимальное количество осадка — 19 г/л, расход щелочи составляет 2,5 мг/г породы. Нефтевытесняющие свойства растворов щелочи были оценены с использованием центрифуги. Последовательная закачка растворов увеличивает коэффициент вытеснения на 2,5—4%.

Технология регулирования проницаемости водопроводящих каналов пласта силикатно-щелочными растворами внедрялась в нескольких модификациях. Основная модификация включает закачку разделительных оторочек пресной воды и раствора (смеси гидроксида натрия, жидкого стекла, полиакри-ламида). Закачку оторочек повторяют периодически через 1—3 года, в основном, в течение 10—15 лет. Оторочки нефтевытесняющих агентов закачивают в следующей последовательности: сточная минерализованная вода, нагнетаемая для вытеснения нефти; разделительная оторочка пресной воды; оторочка раствора гидроксида натрия. Однако рассматриваемая технология направлена лишь на регулирование проницаемости пласта и не может эффективно блокировать избирательно обводненные зоны пласта, что возможно лишь в случае закачки больших объемов оторочки.

Проблема охвата пласта воздействием остается нерешенной даже при использовании таких маловязких высокоэффективных нефтевытесняющих агентов, как растворители нефти в различных его модификациях: газ, газообразные оторочки, углекислоты и др. Из-за неоднородности коллекторов и неблагоприятного соотношения вязкостей жидкостей в пласте растворители продвигаются по наиболее проницаемым пропласткам и преждевременно прорываются в добывающие скважины.

Анализ результатов исследований эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи с применением ПАВ, полимеров, тринатрийфосфата, концентрированной серной кислоты в сравнительно одинаковых условиях различных месторождений показывает, что наиболее высокие результаты достигаются при использовании химреагентов, которые наряду с улучшением нефтевытеснения за счет отмыва нефти обеспечивают увеличение охвата пласта воздействием.

Полного охвата пласта воздействием не достигается даже при использовании современных методов регулирования разработки заводнением — циклического воздействия, изменения направления фильтрационных потоков, повышения давления нагнетания и форсированного отбора жидкости, а также методов повышения нефтеотдачи закачиванием различных агентов. По этой причине на поздней стадии разработки ограничение движения вод в промытых пластах и зонах является одной из наиболее важных технических проблем дальнейшего повышения нефтеотдачи обводненных нефтесодержащих пластов.

Одним из достаточно 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 глино-полимерные комплексы с новыми физическими свойствами, устойчивыми к размыву потоком. Коллоидные частицы глины под влиянием броуновского движения стремятся равномерно распределяться по объему жидкости. Для осаждения этих частиц необходимо их укрупнение под влиянием кинетической энергии или же уменьшения потенциала у коллоидных частиц ξ . Значение его не постоянно, оно изменяется в зависимости от pH среды, температуры, химического состава и степени дисперсности глинистых частиц. Одним из путей снижения ξ -потенциала является добавление в воду полимера. Закономерности флокуляции в жидких дисперсных системах показывают, что оптимальная доза полимера, обеспечивающая образование наиболее крупных хлопьев и быструю седиментацию, обратно пропорциональна квадрату радиуса частиц. Существенное влияние на расход полимера могут оказать минерализация пластовой воды и температура среды. Испытания технологий увеличения нефтеотдачи на основе использования ПДС на реальных нефтяных месторождениях, представленных неоднородными коллекторами, показали высокую эффективность.

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 и породы пласта, поступающие в виде суспензии, вступают во взаимодействие с макромолекулами полимера, адсорбированными на породе и находящимися во взвешенном состоянии. Первый фактор, с одной стороны, снижает проникновение в мелкие поры, а с другой — приводит к прочному удержанию дисперсных частиц, а второй — способствует флокуляции. Наличие свободных сегментов макромолекул после первичной адсорбции обеспечивает прочную связь дисперсных частиц образующихся полимердисперсных агрегатов с поверхностью пород, создавая тем самым объемную, устойчивую в динамическом потоке массу.

Оптимальная концентрация полимерного раствора для терригенных пород, обеспечивающая создание ПДС составляет 0,05—0,08% по массе. В результате образования ПДС в высокопроницаемом обводненном пропласте происходит существенное уменьшение подвижности жидкости. Закачиваемая вода вынуждена двигаться по менее проницаемым прослоям, более эффективно вытесняя остаточную нефть. 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, способствующих получению высокого эффекта.

Техника, технология и организация закачки поверхностно-активных веществ достаточно просты. Доля капитальных вложений в систему закачки и хранения ПАВ в общих капитальных вложениях в обустройство не превышает нескольких процентов, а изменение себестоимости добываемой нефти зависит от расходов на реагент, которые составляют около 15% от общей суммы эксплуатационных затрат. Можно выделить следующие технологические этапы и процессы, связанные с внедрением ПАВ:

- магистральный транспорт реагента или его составляющих;
 - централизованное хранение;
 - доставка к дозирующим установкам или к скважинам;
 - подготовка скважин, водоводов и другого оборудования к закачке растворов ПАВ;
 - исследования скважин и пластов;
 - смешение и подогрев реагентов на дозирующей установке, на скважине либо на других промышленных объектах;
 - дозировка и подача ПАВ в нагнетаемую воду;
 - закачка раствора ПАВ в нефтяной пласт;
- контроль за процессом закачки и управление им.

Кроме этого в промысловых условиях проводятся лабораторные испытания поступающих для закачки реагентов: определение растворимости ПАВ в воде; изменение поверхностного натяжения на поверхности раздела раствор ПАВ—нефть, определение адсорбции ПАВ на поверхности породы. Важно также организовать контроль за концентрацией ПАВ в продукции добывающих скважин, главным образом в водной фазе.

Основной вид магистрального транспорта ПАВ от мест производства до нефтедобывающего региона — железнодорожный. Трубопроводный транспорт практически исключается из-за относительно малых объемов перевозки. Например, даже 100%-ное внедрение технологии долговременного дозирования ПАВ типа ОП-10 на объектах поддержания пластового давления крупного нефтяного месторождения связано с расходом нескольких десятков тысяч тонн реагента в год. Импульсная закачка концентрированных растворов ПАВ требует в принципе более высоких темпов доставки, но малая продолжительность процесса также делает нецелесообразным, за редким исключением, сооружение специального трубопровода. Помимо железнодорожного транспорта ПАВ до места потребления могут доставляться, хоть и в меньшей степени, водным, автомобильным и даже авиационным. Поставка осуществляется в цистернах, металлических блоках вместимостью 300 л и в картонных барабанах.

При внедрении ПАВ на первом этапе заводнения подготовительные работы на промысле сводятся, в основном, к некоторой модернизации процесса освоения нагнетательных скважин, связанной с использованием в этом процессе водного раствора ПАВ. В соответствии с предложениями института БашНИПИнефть, например, при использовании реагента ОП-10, водовод и скважина промываются (по схеме от КНС) 0,05%-ным раствором с расходом 1000—1200 м³/сут до постоянства концентрации ПАВ и взвешенных частиц в выходящем из скважины потоке. Если же ПАВ внедряется не с начала заводнения, то подготовительные работы более трудоемки, так как внутренняя поверхность водоводов и нагнетательных скважин к моменту закачки раствора ПАВ обычно бывает покрыта солями и продуктами коррозии металла, которые могут быть смыты раствором ПАВ. Чтобы предотвратить связанное с этим снижение приемистости нагнетательных скважин водоводы и скважины 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. При необходимости на скважинах с малой приемистостью следует провести необходимые ремонтные работы. Отметим, что с целью оценки эффективности и регулирования процесса заводнения с ПАВ комплекс исследований намечается в течение всего времени подачи ПАВ, в частности 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.

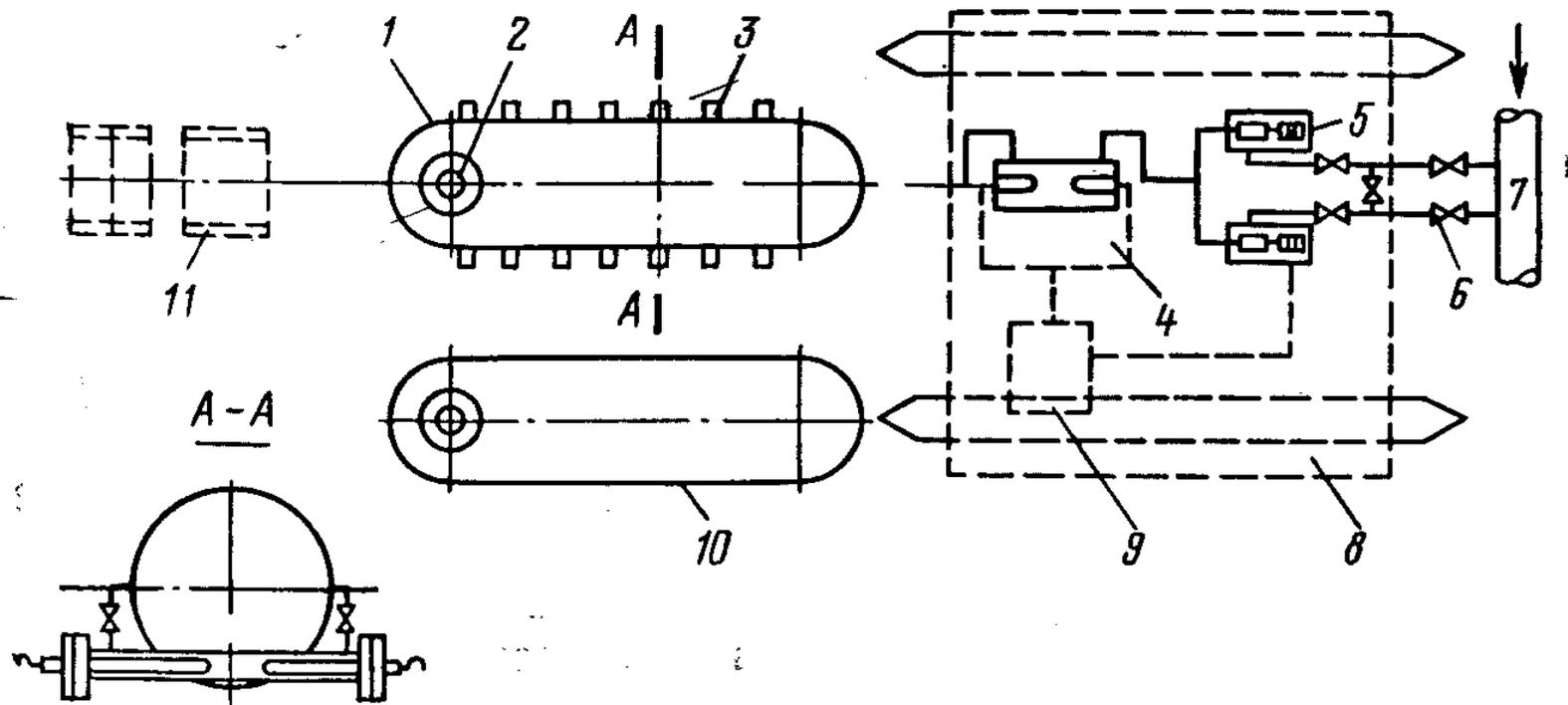


Рис. 4. Технологическая схема подготовки закачки слабоконцентрированного раствора ПАВ:

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

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. 4. Раствор ПАВ по этой технологии закачивается непрерывно в количестве до 1—1,1 объема порового пространства нефтенасыщенной части пласта. При использовании ОП-10 и подобных ПАВ, по рекомендациям института БашНИПИнефть, первая порция закачиваемой среды (0,2% от порового объема) должна быть 0,1%-ной, в дальнейшем поддерживается 0,05%-ное содержание реагента. После закачки в пласт раствора ПАВ типа ОП-10 в количестве 0,5% порового объема рекомендуется использовать раствор смеси ПАВ неионогенного и анионного класса.

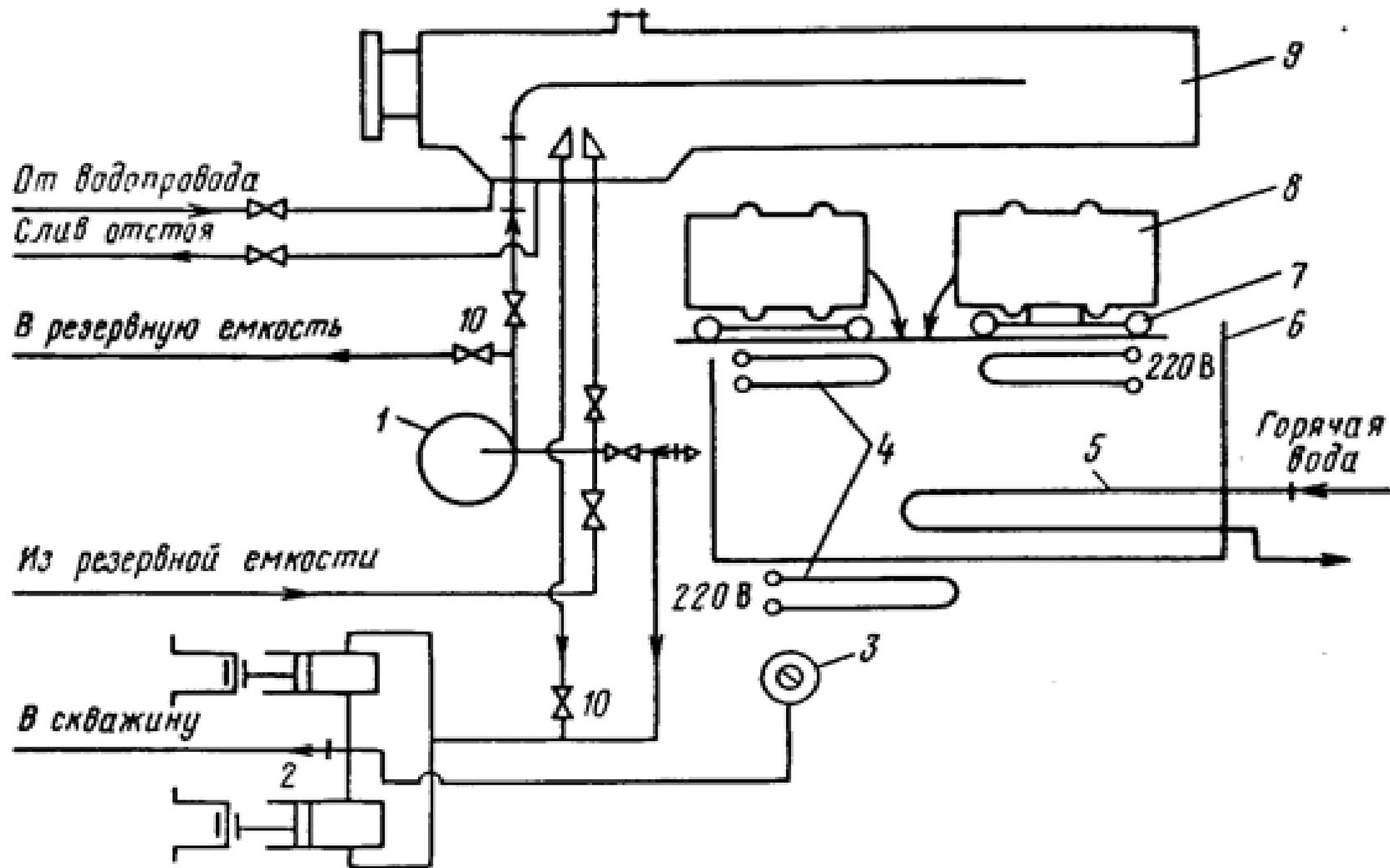


Рис. 5. Схема дозаторной установки БДУ-3: 1— насос; 2 — дозаторный насос; 3 — манометр; 4 — электровагреватели; 5 — змеевик; 6—бак; 7—ролики; 8—тележка; 9—бак-смеситель; 10—вентили

Основной элемент технологической схемы закачки раствора ПАВ—дозировочная установка (рис. 5), предназначенная для разогрева, слива и приготовления водных растворов высоковязких ПАВ, поступающих на КНС, скважину или другой промышленный объект. Для разогрева реагента (рис. 6) металлические бочки вместе с химреагентом пакуются в камеру установки и нагреваются при помощи блока электронагревателей, что обеспечивает слив разжиженного реагента из предварительно открытых сливных отверстий в нижние баки. Смешение реагента с водой проводится в верхнем баке-смесителе, предварительно заполненном необходимым объемом воды и ПАВ, путем циркуляции в замкнутой цепи «насос, вентиль, смеситель, вентили, насос». Подготовленный таким образом разбавленный до 40—80% раствор ПАВ подается на прием дозирующего насоса и далее в линию закачки с подачей, обеспечивающей получение необходимой концентрации реагента в нагнетаемой в пласт воде. Дозировка может осуществляться как на прием основных насосов КНС, так и на выкид. В первом случае применяются дозировочные насосы на давление 5—6 МПа, во втором—на давление до 20 МПа и более. Описываемая дозаторная установка позволяет подавать ПАВ без предварительного разбавления, а также создавать необходимый запас раствора ПАВ в резервных емкостях. Попеременное подключение емкостей обеспечивает непрерывность процесса.

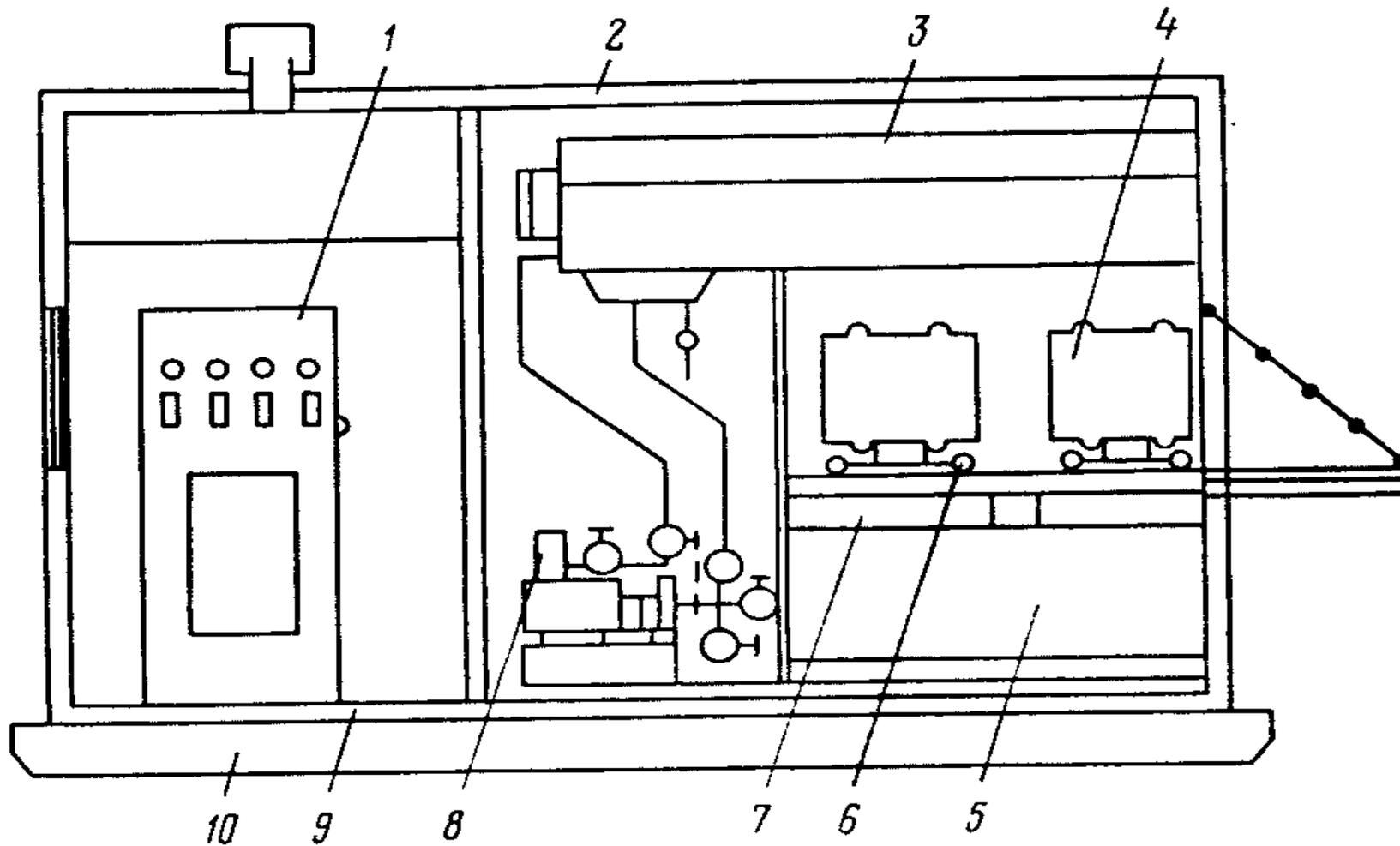


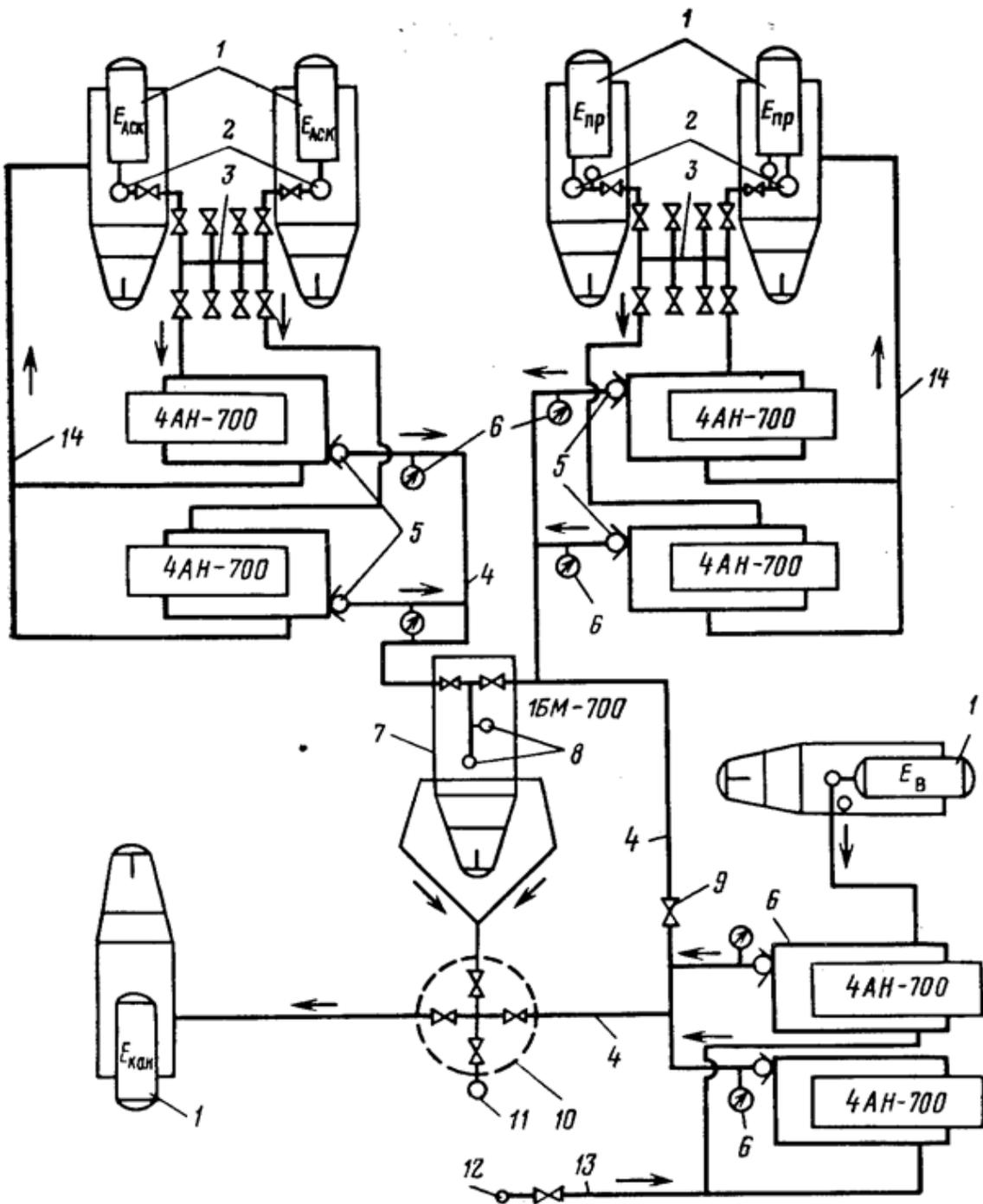
Рис. 6. Блочная дозировочная установка для подготовки раствора ПАВ:
1— электрошкаф; *2*— корпус будки; *3*— верхний бак-смеситель; *4*— тележка; *5*— нижние баки; *6*— ролики; *7*— электронагреватели; *8*— центробежный насос; *9*— стенка будки с термоизолирующим материалом; *10* — платформа саней

Технология закачки слабоконцентрированных растворов ПАВ связана с многолетними сроками дозирования, требует специального обслуживания, что в условиях автоматического режима работы КНС не всегда удобно.

В этом отношении импульсная (разовая) закачка малообъемной оторочки большой концентрации имеет несомненные технологические преимущества, так как реализуется в течение нескольких дней. В Татарии, например, перспективной считается закачка 5%-ных растворов ПАВ типа ОП-10. Принципиально это можно осуществить при помощи тех же технических средств. Еще более концентрированные растворы можно закачивать в скважину по схеме, показанной на рис. 7. По данной схеме синтез и формирование концентрированного раствора ПАВ осуществляется непосредственно в полости скважины и призабойной зоне пласта. Алкилированная серная кислота закачивается в скважину из автоцистерн через приемораздаточную гребенку, линию высокого давления и блок манифольдов агрегатами типа 4АН-700. Пенореагент подается в скважину также при помощи агрегатов типа 4АН-700 через приемораздаточную гребенку, линию высокого давления и блок манифольдов, в котором происходит контактирование и смешение пенореагента с алкилированной серной кислотой. Линии высокого давления оснащаются обратными клапанами, а блок манифольдов—манометром и предохранительным клапаном. Приемные и нагнетательные линии подвергаются опрессовке под давлением, превышающим рабочее давление нагнетания; линии высокого давления, блок манифольдов и обвязка устья скважины спрессовываются с использованием одной пары агрегатов 4АН-700, а приемные линии — при помощи центробежных насосов.

Рис. 7. Схема заправки концентрированного раствора ПАВ (АСС) на устье нагнетательной скважины:

1 — автоцистерны; 2 — центробежные насосы; 3 — приемо-раздаточные гребенки; 4 — линии высокого давления; 5 — обратные клапаны; 6 — манометры; 7 — блок манифольдов ИБМ-700; 8 — клапан; 9 — задвижка; 10 — обвязка устья; 11 — скважина; 12 — водовод; 13 — линия от водовода; 14 — линии для прокачки агрегатов «на себя»



При опрессовке высоконапорных линий задвижка 9 и краны блока манифольдов *IBM-700* открываются, а центральная устьевая задвижка на скважине закрывается (см. рис. 4). Вода при этом подается на прием агрегатов из водовода или автоцистерны. Давление опрессовки контролируется манометрами. Перед закачкой реагентов в скважину определяется приемистость скважины по воде. Для этого задвижка блока закрывается, а центральная устьевая задвижка скважины открывается; нагнетание воды агрегатом проводится, по возможности, на различных режимах. После исследования приемистости скважины переходят к основному процессу, на первом этапе которого в скважину подается только пенореагент из цистерн при помощи агрегатов. На следующем этапе в скважину закачивается расчетное количество смеси исходных реагентов, а затем снова создается буферный слой из 1—2 м³ пенореагента. Полученная таким образом трехслойная оторочка под высоким давлением проталкивается в удаленную от скважины часть пласта при помощи агрегатов. Количество воды, закачиваемой под высоким давлением, находится из расчета 20 м³ на 1 м работающей мощности пласта. На заключительной стадии скважина подключается к кустовой насосной станции системы ППД нефтяного промысла.

Методы повышения нефтеотдачи пластов на основе использования гелеобразующих композиций химреагентов

Мировой и отечественный опыт показывает, что для выравнивания профиля приемистости водонагнетательных скважин и ограничения движения вод в высокопроницаемых и хорошо промытых пластах высокоэффективны гелеобразующие водоизолирующие составы на основе низкоконцентрированных водных растворов различных химических продуктов. Они способны избирательно фильтроваться в обводненные интервалы высокопроницаемых пластов, промытые водой участки, создавая искусственные экраны, противостоящие движению закачиваемых вод. Гелевые композиции могут быть закачаны и в добывающие скважины для образования барьеров на пути фильтрации воды и ограничения добычи попутной воды. Радиусы создаваемых экранов и барьеров зависят от удельных объемов закачиваемых водных растворов гелеобразующих реагентов на единицу толщины пласта, а также технологии их нагнетания. Объемы растворов и технологии их закачки необходимо выбирать на основе тщательного изучения характера неоднородности пластов, их гидродинамической связи и степени промывки отдельных прослоев, и т. д. В России и за рубежом уже применялись или находятся на стадии промышленных испытаний множество технологий увеличения нефтеотдачи пластов, основанных на использовании гелеобразующих составов. Первые результаты этих экспериментов показывают перспективность применения гелеобразующих систем на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с целью улучшения выработки остаточных запасов нефти.

Механизм гелеобразования заключается в следующем. В призабойную зону пласта закачивают водные растворы композиций гелеобразующих химических продуктов и реагентов, которые в течение некоторого времени формируют в поровом пространстве призабойной зоны пласта (ПЗП) водоизолирующую массу, селективно образующуюся в объеме, занятом водой. Процесс образования тампонирующей массы в ПЗП протекает при наличии двух компонентов: основного компонента (водоизолирующий химический продукт) и вспомогательного реагента.

Говоря о механизме гелеобразования, следует уточнить само понятие гелей. Гели происходят от латинского слова *gelo* (застываю). Это, как правило, системы с жидкой или газообразной дисперсной средой и образуемой частицами дисперсной фазы пространственной структурой (сеткой). Такая сетка придает гелям механические свойства твердых тел. Типичные гели обладают пластичностью, некоторой эластичностью и также тиксотропными свойствами, т. е. способностью обратимо во времени восстанавливать свою пространственную структуру после ее механического разрушения.

Силы, связывающие частицы дисперсной фазы в структуре гелей при достаточной рыхлости структуры, ее малой прочности, могут вызывать постепенное уплотнение геля, что приводит к выделению жидкости из геля, уменьшающегося в объеме. Этот процесс и выражается в так называемом «старении» геля — длительном изменении его свойств со временем.

Одним из эффективных методов воздействия для глубокой обработки пласта является процесс селективной изоляции водопроводящих каналов водоизолирующими составами на основе силиката натрия, испытанный и внедренный на обводненных нефтяных залежах.

В основе технологии применения силикатных составов лежит их способность взаимодействовать с ионами поливалентных металлов или другими агентами с образованием водорастворимых осадков CaSiO_3 , MgSiO_3 , $\text{Mg}(\text{OH})_2$, $\text{Ca}(\text{OH})_2$ или гелеобразных систем.

Осадки солей кремнекислоты являются коллоидами, они способны снижать проницаемость среды в 4—10 раз. Осадки гидроокиси магния и кальция снижают проницаемость в меньшей степени, в 1,5—2 раза. Замечено, что гели кремнекислоты обладают малой механической прочностью на сжатие (менее 10^2 МПа) и характеризуются некоторым начальным напряжением сдвига. Эффект тампонирувания достигается вследствие наличия у геля начального сдвига, но из-за малого его значения тампонирующий экран, полученный на его основе, быстро разрушается и вытесняется.

Механическая прочность геля повышается путем введения в силикатные растворы специальных добавок, что позволяет сохранить тампонирующий эффект водоизолирующего слоя в обводненных зонах при очень большой депрессии (до 20—25 МПа). К таким добавкам относятся полимеры, при использовании которых образуются межмолекулярные связи между стенками пор и поверхностью осадков, что способствует повышению стабильности слоя и его прочности.

Широкие возможности применения силикатов обуславливаются их свойствами, которые сохраняются даже при высоком давлении и температуре до 200 °С. Это позволило разработать и внедрить с их использованием способы селективного ограничения водопритоков из глубокозалегающих высокотемпературных коллекторов. В этих условиях большинство полимерных и кремнийорганических составов малоэффективны.

Способностью к образованию объемных гелеобразных стабильных осадков во времени обладают аммиачно-силикатные растворы с хлористым кальцием. Хлористый барий при этом дает мелкодисперсный, нестабильный во времени осадок.

С целью повышения стабильности осадков при повышении температуры до 70—80 °С исследовались добавки различных водорастворимых полимеров, обладающих флокулирующей способностью. Из исследованных полимеров — ПАА, гипана, демана ВПК-402 наибольшей эффективностью и флокулирующими свойствами обладают незначительные добавки ПАА (0,03%) к закачиваемым растворам, которые уменьшают подвижность осадков и нагнетаемой воды.

В опытах по фильтрации в качестве осадкообразующих реагентов использованы силикатно-полимерные растворы, показавшие в предварительных исследованиях способность к образованию объемных агрегативно устойчивых осадков.

Существенное влияние на степень понижения проницаемости пород оказывают объем и концентрация оторочки силикатно-полимерных растворов.

При реализации рассматриваемого метода используются гелеобразующие композиции ГАЛКА, представляющие собой маловязкие растворы с $\text{pH} \approx 2,5 - 3$, содержащие соль алюминия, карбамид и некоторые добавки, улучшающие их технологические параметры. Они способны растворять карбонатные минералы породы пласта, снижать набухаемость глин. В пласте за счет его тепловой энергии или энергии закачиваемого теплоносителя карбамид гидролизует с образованием аммиака и CO_2 , что ведет к повышению pH раствора. При $\text{pH} \approx 3,8 - 4,2$ происходит мгновенное образование гидроксида алюминия во всем объеме раствора. Это проявляется в скачкообразном возрастании pH и динамического напряжения сдвига гелеобразующего раствора.

Время гелеобразования зависит от температуры и соотношения компонентов гелеобразующей системы. Растворы солей алюминия без карбамида гелей не образуют. При изменении температуры на каждые 10 °С время гелеобразования изменяется в 3,5 раза. Энергия активации гидролиза карбамида в гелеобразующем растворе равна 115 кДж/моль, при отсутствии соли алюминия достигает 134 кДж/моль, что указывает на катализ кислотой, образующейся в результате гидролиза соли алюминия. Другими словами, кинетика гелеобразования в системе соли алюминия — карбамид — вода определяется гидролизом карбамида, который происходит медленнее коагуляционного процесса гелеобразования гидроксида алюминия.

Исследованы реологические свойства рассматриваемых гелей. Установлено, что гель гидроксида алюминия является тиксотропным псевдопластическим твердообразным телом коагуляционной структуры.

Исследовано влияние геля гидроксида алюминия на фильтрацию пластовых флюидов, выполненных на линейных и насыпных моделях пласта из природных кернов месторождений Западной Сибири. В результате образования геля проницаемость породы для воды снижается в 2—70 раз. Статическое напряжение сдвига для геля гидроксида алюминия в моделях пласта зависит от концентрации гелеобразующего раствора и равно 3—8 МПа.

Применение ПАВ и композиций на их основе для увеличения нефтеотдачи пластов. Механизм вытеснения нефти из пористой среды с применением ПАВ

Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по применению поверхностно-активных веществ (ПАВ) как добавок при заводнении нефтяных пластов опубликованы в США в 40-х, 50-х годах. В нашей стране эта проблема изучается более 30 лет. За это время разработаны в основном физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближенные критерии применимости ПАВ, произведены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях.

Однако до настоящего времени многие аспекты этой проблемы до конца не изучены, требуют уточнения и дальнейшего исследования. Механизм нефтеотдачи при воздействии водных растворов ПАВ на остаточную нефть в коллекторах различных типов сложен и многогранен, что предопределяет необходимость дальнейших экспериментальных и промысловых исследований на современной научной основе.

Под ПАВ понимают химические соединения, способные вследствие положительной адсорбции изменять фазовые и энергетические взаимодействия на различных поверхностях раздела жидкость — воздух, жидкость — твердое тело, нефть — вода. Поверхностная активность, которую в определенных условиях могут проявлять многие органические соединения, обусловлена как химическим строением, в частности, дифильностью (полярностью и поляризуемостью) их молекул, так и внешними условиями: характером среды и контактирующих фаз, концентрацией ПАВ, температурой.

Обычно ПАВ представляют собой органические вещества, содержащие в молекуле углеводородный радикал и одну или несколько полярных групп.

По ионной характеристике все ПАВ обычно разделяют на две большие группы: неионогенные соединения, которые при растворении в воде не диссоциируют на ионы, и ионогенные соединения. В зависимости от того, какие ионы обуславливают поверхностную активность ионогенных веществ, их принято подразделять: на анионоактивные (АПАВ), катионо-активные (КПАВ) и амфолитные. Анионные ПАВ более активны в щелочных растворах, катионные в кислых, амфолитные — в тех и других.

По растворимости в воде и маслах ПАВ подразделяют 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 достаточно длинные углеводородные радикалы — растворимость в углеводородах.

Маслорастворимые ПАВ не растворяются и не диссоциируют (или слабо диссоциируют) в водных растворах. Помимо разветвленной углеводородной части значительной молекулярной массы, обеспечивающей растворимость в углеводородах, маслорастворимые ПАВ часто содержат гидрофобные активные группы. Как правило, эти ПАВ слабо поверхностноактивны на границе раздела жидкость — воздух.

Наиболее широкое применение в технологии повышения нефтеотдачи нашли неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ).

Этот вид ПАВ насчитывает более 50 веществ различных групп. Среди них наибольшее распространение получили оксиэтилированные изононилфенолы типов ОП-10, АФ₉-4, АФ₉-6, АФ₉-10, АФ₉-12, в основном из-за больших объемов их промышленного производства.

Преимущество НПАВ заключается в их совместимости с водами высокой минерализации и значительно меньшей адсорбции по сравнению с ионогенными ПАВ. Однако многолетний опыт применения индивидуальных ПАВ типа ОП-10 для увеличения нефтеотдачи не дал однозначных результатов. Об эффективности применения НПАВ, как метода увеличения нефтеотдачи, существуют различные мнения, как положительные, так и отрицательные.

Это можно объяснить слабой поверхностной активностью на границе раздела нефть — вода, незначительными нефтеотмывающими свойствами, большими потерями в пласте, неопределенностями в оценке технологической эффективности метода по промысловым данным. Кроме того, метод далек от универсальности. Он может эффективно использоваться в строго определенных геолого-физических условиях, о чем свидетельствует многолетний опыт (с 1971 г.) применения ПАВ в Татарии для повышения нефтеотдачи пластов залежей терригенного девона. По объемам внедрения метод заводнения с применением ПАВ в объединении Татнефть занимает второе место после закачки серной кислоты. На месторождениях Татарстана закачано около 60 тыс. т водорастворимых и около 20 тыс. т маслорастворимых ПАВ. Только на Ромашкинском месторождении за счет закачки ПАВ добыто более 3 млн. т нефти, или 47,5 т на 1 т .

Многочисленные экспериментальные исследования, выполненные в ТатНИПИнефти, показали, что применение концентрированных растворов ПАВ в условиях первичного вытеснения нефти из моделей терригенных пород существенно улучшает процесс вытеснения нефти. Максимальный прирост коэффициента вытеснения по сравнению с водой составил 2,2—2,7%. Несколько большее значение прироста коэффициента вытеснения, равное 3,5—4%, было получено при использовании моделей малопроницаемых пористых сред.

В процессе вытеснения нефти поверхностно-активные вещества оказывают влияние на следующие взаимосвязанные факторы: межфазное натяжение на границе нефть — вода и поверхностное натяжение на границах вода — порода и нефть — порода, обусловленное их адсорбцией на этих поверхностях раздела фаз. Кроме того, действие поверхностно-активных веществ проявляется в изменении избирательного смачивания поверхности породы водой и нефтью, разрыве и отмыывании с поверхности пород пленки нефти, стабилизации дисперсии нефти в воде, приросте коэффициентов вытеснения нефти водной фазой при принудительном вытеснении и при капиллярной пропитке, в повышении относительных фазовых проницаемостей пористых сред.

Пленочная нефть может покрывать гидрофобную часть поверхности пор пласта в виде тонкого слоя, либо в виде прилипших капель, удерживаемых силами адгезии W_a . Работа силы адгезии, необходимая для удаления пленочной нефти с единицы поверхности пор в водную фазу, заполняющую поры, определяется уравнением Дюпре:

$$W_a = \sigma + \sigma_{вп} - \sigma_{нп}$$

где $\sigma, \sigma_{вп}, \sigma_{нп}$ — свободная поверхностная энергия границ раздела фаз нефть — вода, вода — порода и нефть — порода соответственно.

Добавка к воде поверхностно-активных веществ приводит к изменению соотношения значений свободной поверхностной энергии благодаря адсорбционным процессам ПАВ на межфазных границах раздела. При этом межфазное натяжение, как правило, уменьшается.

Адсорбция ПАВ на гидрофобных участках поверхности пор, которые могут существовать в результате хемосорбции некоторых компонентов нефти, приводит к снижению $\sigma_{ВП}$ и увеличению $\sigma_{НП}$ в соответствии с правилом ориентации дифильных молекул. Данные обстоятельства и способствуют отделению нефти от поверхности.

На гидрофильных участках поверхности пор адсорбция ПАВ наоборот приводит к увеличению $\sigma_{ВП}$ и снижению $\sigma_{НП}$ т.е. к непроизводительным потерям 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.

Капиллярно-удерживаемая нефть в обводненных пластах заполняет пространство в виде капель или участков, разделенных пространством, заполненным водой.

На границах раздела существуют мениски, создающие капиллярное давление

$$p = \sum_1^n \left(+2 \frac{\sigma}{R_i} \right),$$

где n — число менисков; R_i — эффективные радиусы кривизны менисков; «+» означает противоположное направление давления выпуклых и вогнутых менисков по отношению к потоку.

В неподвижном состоянии противоположно направленные давления менисков компенсируются. В вытесняющем потоке под действием перепада внешнего давления мениски деформируются по закону упругости так, что возникает составляющая капиллярного давления, направленная противоположно потоку, наблюдается эффект Жамена:

$$p^I = \sum 2\sigma \left(\frac{1}{R_i} - \frac{1}{R_j} \right),$$

где R_i, R_j — эффективные радиусы кривизны выпуклых и вогнутых (к потоку) менисков соответственно.

Основной механизм в процессах 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.

Для вытеснения нефти из гидрофобного коллектора требуется достижение либо большего перепада давления, чем для гидрофильного, либо большего снижения поверхностного натяжения. В зависимости от природы нефтенасыщенного порового пространства требуется достижение различных значений межфазного натяжения. Так, для гидрофобного карбонатного коллектора межфазное натяжение равно $0,002$ мН/м, для гидрофильного — $0,974$ мН/м, а для терригенного гидрофильного коллектора — $0,0825$ мН/м.

Итак, достижение заметного увеличения коэффициента вытеснения нефти за счет снижения межфазного натяжения с применением доступных промышленных ПАВ возможно в гидрофильных карбонатных коллекторах.

Смачивающую способность ПАВ общепринято оценивать значением краевого угла избирательного смачивания. Однако более строгим критерием смачивающей способности ПАВ является энергия взаимодействия нефти с поверхностью породы, определяемая как работа адгезии нефти

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

где σ — межфазное натяжение на границе раздела нефть — водная фаза; Θ — 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 поверхности и от массового соотношения гидрофильно-липофильного баланса. По характеристике смачиваемости карбонатные породы более гидрофобны, чем терригенные, что связано с ионным типом связей в кристаллической решетке, способствующих активному взаимодействию полярных компонентов нефти с породой и ее гидрофобизации. При этом углы смачивания данных пород достигают 140—150°. Изменение смачиваемости твердой поверхности с гидрофобной на гидрофильную для карбонатных пород способствует улучшению отрыва пленок и капель нефти, увеличению их подвижности, активизации капиллярного впитывания.

При вытеснении нефти растворами ПАВ последние могут диффундировать в значительных количествах в нефть. ПАВ адсорбируются асфальтенами нефти. Дисперсность асфальтенов меняется, в результате изменяются реологические свойства нефти. Контактируя в пористой среде с нефтью, ПАВ способны переходить в нефть и существенно изменять ее свойства.

Хорошо известно, что в состав нефти входят углеводороды — парафины и различные комплексные соединения, такие как смолы, асфальтены, оказывающие сильное влияние на вязкость нефти. Более того, нефть, содержащая значительное количество асфальтенов, имеет непостоянную вязкость. При большом количестве парафинов в нефти ее вязкость тоже оказывается переменной, зависящей от скорости сдвига. Эти особенности реологических свойств нефти обусловлены коллоидным состоянием диспергированных в ней парафинов или асфальтенов. Течение таких жидкостей не подчиняется закону Ньютона и их принято называть аномальными. Установлено, что аномалии вязкости нефти уменьшают нефтеотдачу пластов, способствуют образованию застойных зон и зон малоподвижной нефти, где фактические градиенты пластового давления оказываются меньшими или сравнимыми с градиентами динамического давления сдвига.

Особенности процессов вытеснения нефти водными растворами ПАВ ОП-10: после контакта исследовавшихся нефтей с водными растворами ПАВ происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти, в определенных условиях 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.

В табл.6 приведены результаты исследований по вытеснению нефти с выраженными аномалиями вязкости водой и водными растворами НПАВ.

Коэффициенты вытеснения нефтей, которые предварительно были продолжительное время в контакте с растворами НПАВ, оказались выше на 7—11%, чем у нефти, не содержащей ПАВ (см. табл.6).

Таблица 6. Влияние ПАВ на вытеснение аномальных нефтей из образцов естественных песчаников (время контакта нефти с раствором ПАВ 20 сут)

Номер опыта	Вытесняемый агент	Вязкость нефти, мПа с	Проницаемость модели пласта, мкм ²	Вытесняющий агент	Коэффициент вытеснения	Прирост коэффициента вытеснения
1	Нефть	62,7	0,227	Вода	0,41	-
2	Нефть	59,0	0,337	Вода	0,42	-
3	Нефть	59,0	0,345	Раствор ОП-10 0,05% Раствор Неонола 0,05% Раствор TRS-10 0,05%	0,46	0,04
4	Нефть	59,0	0,338	Вода	0,46	0,04
5	Нефть	59,0	0,337		0,59	0,17
6	Нефть после контакта с 0,05% раст вором ОП-10 Нефть после контакта с 0,1% раст вором Неоола 2В1317-12	62,7	0,241	Вода	0,52	0,11
7	Нефть после контакта с 0,05% раст вором АФ ₉ -12	62,7	0,230	Вода	0,59	0,18
8		59,0	0,337		0,58	0,16

Из рассмотренного следует, что при вытеснении нефти водными растворами НПАВ часть активного вещества переходит в нефть. В результате этого происходит подавление аномалий вязкости нефти, приводящее к увеличению коэффициента вытеснения нефти из пористой среды.

Возможность эффективного применения ПАВ для повышения нефтеотдачи пластов связывают в настоящее время, как в стране, так и за рубежом, с созданием на их основе композиций с необходимым комплексом свойств, подбираемым к конкретным геолого-физическим условиям месторождений.

Правильный подбор ПАВ для условий конкретного месторождения требует проведения трудоемких лабораторных исследований. Наряду с обычным испытанием совместимости ПАВ с пластовыми и закачиваемыми водами, температуры помутнения, адсорбции, важное значение приобретают исследования поверхностной активности ПАВ, точнее, определение условий, при которых обеспечивается достижение той или иной 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 углеводородной фазы (нефти), эквивалентного веса — для анионных ПАВ и длины оксиэтиленовой цепи — для неионо-генных ПАВ или их производных при некоторой фиксированной длине алкильного радикала [120].

В США с целью правильного выбора ПАВ разработана концепция эквивалентных алкановых углеводородных чисел (ЭАУЧ). Согласно этой концепции, разработанной, как указывается, на основании более 100 тыс. измерений, каждой нефти должно быть приписано 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. ЭАУЧ нефти в свою очередь рассчитывается по результатам измерения межфазного натяжения смесей данной нефти с чистыми углеводородами, для которых ЭАУЧ известно, на границе с раствором хорошо изученного ПАВ, взятого в качестве стандарта при строго заданных условиях. 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.

Другой методикой, представляющей наиболее простой и не требующей предварительного определения ЭАУЧ нефтей, является методика определения минимума межфазного натяжения для данной системы нефть — пластовая вода, разработанная в Германии. Эта методика основана на использовании усовершенствованного Спиннинг Дроп Тензиометра, позволяющего быстро определить зависимость межфазного натяжения от температуры и установить температуру, при которой достигается минимальное натяжение.

Обе методики исходят из того, что при подборе ПАВ располагают гомологическим рядом образцов ПАВ, внутри которого имеется продукт, наиболее подходящий для данной системы нефть — вода.

Исследования, проведенные в институте глубокого бурения и добычи нефти Германии по вытеснению третичной нефти карбоксиметилированными оксиэтилированными спиртами, показали, что даже в условиях низкого межфазного натяжения хорошее вытеснение остаточной нефти достигается лишь при температуре выше определенного порогового значения. Эта температура была несколько ниже температуры, при которой в системе наблюдается ярко выраженный минимум межфазного натяжения. Температура, при которой наступает инверсия эмульсий, получила название «Температуры инверсии фаз» (ТИФ). Дальнейшими исследованиями, проведенными в Германии на системах сырая нефть — пластовая вода — ПАВ, показана достаточно четкая корреляция между ТИФ искусственно приготовленных эмульсий сырая нефть — пластовая вода и нефтевытесняющей способностью исследованных ПАВ. ТИФ этих эмульсий определялась по их электропроводности.

Было установлено, что необходимой предпосылкой для хороших результатов по вытеснению третичной (остаточной) нефти является условие, когда ТИФ системы на несколько градусов ниже пластовой температуры. В этом случае для получения дополнительной нефти требуется небольшой объем прокачки раствора ПАВ, и почти вся остаточная нефть вытесняется к моменту «прорыва ПАВ», т. е., когда в выходящей из пористой среды водной фазе появляется уверенно определяемая концентрация ПАВ. Вытесняемая нефть имеет характер эмульсии «вода в нефти», обладает повышенной вязкостью, с момента «прорыва НПАВ» остатки нефти вытесняются лишь в виде эмульсии типа «масло в воде», имеющей вязкость, мало отличающуюся от вязкости пластовой воды. Предполагается, что в процессе вытеснения, в пористой среде происходит растворение ПАВ в нефти, сопровождающееся инверсией фаз, в момент которой имеет место экстремально низкое межфазное натяжение, способствующее переводу остаточной нефти в подвижное состояние. Кроме того, создаются условия для выравнивания вязкости фаз, как при полимерном заводнении.

В последнее десятилетие за рубежом преобладающей является технология применения ПАВ 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. Тип эмульсии определяется видом ПАВ, с преобладанием гидрофильной части приводит к образованию эмульсий «нефть в воде», а с преобладанием гидрофобной части — «вода в нефти». Если ПАВ отличается своим значением ГЛБ, содетергент — своим гидрофобно-гидрофильным характером, то с уменьшением гидрофильности содетергента равновесие перемещается настолько, что система типа I (по Винзору) превращается в систему типа II (по Винзору). При образовании среднефазной микроэмульсии (типа III по Винзору) используют ПАВ и содетергент, значения ГЛБ и гидрофильности которых лежат между теми же значениями для типов I и III. Если это тип I, то либо ПАВ имеет слишком высокое значение ГЛБ, либо содетергент слишком гидрофилен. Необходимо указать на то, что реальная система имеет только три переменных параметра влияния: 1 — вид ПАВ, 2 — вид содетергента, 3 — соотношение в смеси ПАВ — содетергент.

Определение стабильности эмульсий, получающихся вблизи границ средней фазы, показало, что при ГЛБ, незначительно выходящих за пределы области существования среднефазных систем, образуются стойкие микроэмульсии типа «нефть в воде», при ГЛБ выше значений, соответствующих верхней границе области существования третьей фазы,— эмульсии типа «вода в нефти».

Получив оптимальное значение ГЛБ, можно рассчитывать требуемую степень оксиэтилирования, а также скорректировать состав водной фазы (содержание электролитов и спирта) для компенсации отклонения ГЛБ ПАВ от требуемого значения. Например, добавление изопентанола смещает ГЛБ в сторону большей гидрофобности, что позволяет достичь оптимального ГЛБ при более высоких, чем это необходимо, степенях оксиэтилирования. Низкомолекулярные спирты (изопро-пиловый и вторичный бутиловый) действуют противоположным образом, однако смещение ГЛБ в этом случае на порядок ниже и может играть существенную роль только при больших концентрациях. Электролиты действуют аналогично высокомолекулярным спиртам, смещая равновесие в сторону большей гидрофобности и вызывая таким образом необходимость использования ПАВ с более высокой степенью оксиэтилирования для достижения оптимального значения ГЛБ.

Более сложным является влияние на ГЛБ концентрации ПАВ. Было установлено, что в противоположность АПАВ, повышение концентрации НПАВ приводит к гидрофобизации системы и соответственно к необходимости повышения степени оксиэтилирования для достижения оптимального ГЛБ. Зависимость смещения ГЛБ от концентрации ПАВ нелинейна, наибольшее влияние изменение концентрации оказывает при небольших абсолютных значениях (менее 3%), а с повышением концентрации влияние ее на ГЛБ уменьшается.

Таким образом, для обеспечения сильного снижения межфазного натяжения и высоких параметров солубилизации требуется исключительно точный подбор состава композиции ПАВ для условий каждого конкретного объекта.

Технология увеличения нефтеотдачи неоднородных пластов на основе использования отработанной щелочи

Для ограничения движения воды в скважины при бурении и добыче нефти широко используются осадко- и гелеобразующие композиции на основе полимеров силиката натрия, хлористого алюминия и др. Однако способы ограничения добычи воды и технологий увеличения нефтеотдачи пластов на основе дорогостоящих химических продуктов из-за их дефицитности и дороговизны применяются ограниченно. В связи с этим небезынтересно рассмотреть возможности применения различных отходов химических и нефтехимических производств для составления осадко- и гелеобразующих композиций.

Из литературных данных известно, что в нефтяной промышленности широкое применение нашли два осадкообразующих реагента — силикат натрия (щелочно-силикатное заводнение) и щелочи. При щелочном заводнении выпадают осадки гидроокиси магния при контакте щели с пластовой водой, содержащей ионы магния. Ограниченное применение нашла также аммиачная вода.

В то же время существует несколько десятков патентов на применение осадкообразующих реагентов для водоизоляционных работ. В подавляющем большинстве случаев патентуется поочередная закачка двух реагентов, при контакте которых в пласте выпадает осадок. Ниже приводятся некоторые пары осадкообразующих реагентов, которые запатентованы для использования при проведении водоизоляционных работ:



В приведенном перечне в большинстве случаев предполагается, что ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} присутствуют в пластовой воде. Как видно из перечисленных пар химических реагентов, самое большое внимание уделяется силикату натрия. Остальные предложения в патентах в основном также связаны с использованием силиката натрия в некоторых других модификациях. Следует отметить, что в перечисленных парах реагентов осадок образуется тотчас же при смешении реагентов, что не позволяет надежно контролировать глубину проникновения осадкообразующих растворов в пласт, поскольку при поочередной закачке процесс смешения реагентов в пористой среде целиком зависит от малоизученных факторов. Регулированию поддаются лишь объемы и скорость закачивания растворов.

Поэтому для более надежного контроля за процессом осадкообразования разработан ряд композиций, в которых осадок образуется не сразу, а с течением времени или только под воздействием пластовой температуры. Это позволяет смешивать реагенты до закачки и закачивать реагенты одновременно без опасности закупорки пор призабойной зоны пласта, осуществлять надежный контроль за процессом осадкообразования во время закачки. Ниже приведен ряд таких композиций:



2. Раствор нафталина в горячем керосине, при остывании выпадает нафталин.



7. Лигносulfонат (раствор в воде) \rightarrow лигносulfонат (осадок).

8. Натриевые соли шламлигнина, при реакции с породой снижается pH и лигнин выпадает в осадок.



Видно, что композиций с регулируемой скоростью осадкообразования не так много, выбор реагентов ограничен. Заслуживают внимания работы, в которых рекомендуется применять осадкообразующие реагенты совместно с полимерами.

Остается дискуссионным извечный вопрос: можно ли из отходов нефтехимических и химических производств создать эффективную технологию оптимизации извлечения остаточной нефти из неоднородной пористой среды? В этой области исследования, как и во многих других, ведутся методом «проб и ошибок». В области применения ПАВ для нефтеотдачи показано, что для этих целей нужны химические продукты высочайшего действия — на уровне преодоления энергий межмолекулярных связей.

Технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе кислотного воздействия

Метод кислотного воздействия основан на реагировании 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, и метод получил название солянокислотной обработки. Затем область применения кислотной обработки и ассортимент кислотных растворов, используемых при этом методе, значительно расширились. В настоящее время в нефтедобывающей промышленности кислотное воздействие используется для:

- обработки призабойной зоны в нефтедобывающих и водонагнетательных скважинах в период их освоения или ввода в эксплуатацию;
- обработки призабойной зоны этих скважин при повышении (интенсификации) их производительности;
- очистки фильтра и призабойной зоны скважин от образований, обусловленных процессами добычи нефти и закачки воды,
- очистки фильтра в призабойной зоне скважин от образований, обусловленных процессами ремонта скважин;
- удаления образований на обсадных колоннах и в подземном оборудовании, обусловленных процессами эксплуатации скважин;
- инициирования других методов воздействия на призабойную

К базовым реагентам, используемым при кислотном воздействии, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты. При освоении скважин и интенсификации притоков и закачки применяют также другие органические и неорганические кислоты и их смеси: уксусную CH_3COOH , сульфаминовую $\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$, серную H_2SO_4 , глинокислоту ($\text{HCl}+\text{HF}$) и т. п.

Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфаты, соединения железа и другие), предпочтительно обрабатывать соляной кислотой. Вместе с тем соляная кислота без добавок используется сравнительно редко, а на практике применяют композиции кислотных растворов специальными присадками.

Рабочую концентрацию солянокислотного состава определяют с учетом растворяющей способности и скоростей растворения породы и нейтрализации кислоты в составе, коррозионной активности; эмульгирующего свойства, 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 концентрациях более 22% снижается. Возрастают с увеличением концентрации кислоты и коррозионная активность, и эмульгирующее свойство, а также вероятность выпадения солей в виде осадка при смешивании кислоты с пластовой водой. Оптимальная концентрация соляной кислоты принимается равной 10—16%.

Реакция взаимодействия соляной, уксусной и сульфаминовой кислот с основными разновидностями карбонатного коллектора происходит соответственно по схемам:



с доломитами

с известняками

Химический состав породы определяюще влияет на выбор реагента и его компонентов.

Сульфат- и железосодержащие карбонатные коллекторы предпочтительно обрабатывать уксусной и сульфаминовой кислотами. При обработке сульфатсодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты следует в кислотные составы вводить присадки хлористого кальция или поваренной соли, а также сульфатов калия и магния. Эти присадки снижают скорость растворения сульфатсодержащих коллекторов и предупреждают выпадение в осадок гипса или безводного сернокислого кальция. Их массовое содержание в растворе составляют (в %) соответственно:

Поваренная соль 6 – 7

Хлористый кальций 5 – 10

Сульфат калия или магния 3 – 4

В указанных целях желательно использовать пластовую воду хлоркальциевого типа плотностью не менее $1,18 \text{ г/см}^3$, разбавляя ею концентрированную соляную кислоту до принятой концентрации.

Ангидриды предпочтительно обрабатывать солянокислотными растворами с массовым содержанием 6—10% азотнокислого калия.

При обработке железосодержащих карбонатных коллекторов растворами соляной кислоты осадкообразование предупреждается присадкой в раствор уксусной или лимонной кислот, массовая доля которых соответственно составляет 3—5% и 2—3%.

На терригенные коллекторы воздействуют смесью соляной и плавиковой кислот.

Взаимодействие плавиковой кислоты с силикатными материалами, кварцем и каолином терригенного коллектора происходит по следующим реакциям:



Реакция с кварцем протекает медленно. Наиболее бурно реагирует плавиковая кислота с алюмосиликатами (например, каолином и другими). К объектам воздействия плавиковой кислоты относятся цементирующие силикатные разности — аморфная кремнекислота, глины и аргиллиты.

Образовавшийся в результате реакции плавиковой кислоты и терригенной породы фтористый кремний, реагируя с водой, в свою очередь образует гидрат окиси кремния, который по мере снижения кислотности раствора превращается из золя в студнеобразный гель, запечатывающий поровое пространство. Для предупреждения образования в поровом пространстве геля кремниевой кислоты плавиковая кислота при обработке терригенных коллекторов применяется только в смеси с соляной. Соляная кислота здесь обеспечивает повышенную кислотность среды и предотвращает образование геля из гидрата окиси кремния, так как практически не реагирует с соединениями кремния.

Взаимодействие плавиковой кислоты с цементирующими материалами и породой иногда сопровождается пескопроявлениями, т.е. разрушением структуры призабойной зоны. Дезагрегирование и разрушение терригенного коллектора в зоне обработки глинокислотой предупреждается подбором концентраций HF в смеси кислот и удельного расхода смеси. Оптимальным считают содержание в смеси 3—5% HF и 8—10% HCl. Удельный объем для первичных обработок глинокислотой ограничивается 0,3—0,4 м³ на 1 м обрабатываемой толщины пласта.

При взаимодействии фтористоводородной кислоты с карбонатными породами или цементирующего материала образуются нерастворимые фтористые соединения кальция и магния, поэтому при содержании в терригенной породе более 2% карбонатов сначала проводят солянокислотную обработку призабойной зоны на глубину простирания, равную или большую, чем при глинокислотном воздействии, с концентрацией соляной кислоты на 2—4% выше, чем в смеси с плавиковой.

Температурный режим пластов обуславливает скорость реакции кислот с породой, а повышенные температуры (более 60°С) определяют требование по применению для обработок скважины реагентов и составов с замедленными сроками нейтрализации, что повышает охват пластов обработкой по его простиранию.

Наибольший эффект замедления скорости нейтрализации кислот обеспечивает применение кислотных эмульсий с регулируемым: сроком стабильности, в которых кислота представляет дисперсную фазу, а дисперсионную среду — нефть или нефтепродукты. Они обволакивают капли кислоты и предотвращают ее взаимодействие с породой и металлом нефтепромыслового оборудования на период стабильности. Эмульсии, являясь вязкоупругими составами, повышают и охват воздействием по толщине пласта. Их проникающая способность определяется степенью дисперсности, но вместе с тем область применения эмульсий вследствие повышенной вязкости ограничивается, в основном, трещиноватыми и трещиновато-пористыми коллекторами. Такие эмульсии имеют следующий состав: 50—70 % кислотного раствора и 30—50 % нефтепродукта. В эмульсии добавляют присадки — эмульгаторы и деэмульгаторы и другие ПАВ, регулирующие их стабильность, дисперсность и сроки разрушения.

Для увеличения времени нейтрализации соляной кислоты в качестве замедлителя используют хлористый кальций, с вводом которого в раствор замедляется реакция. С увеличением концентрации хлористого кальция возрастают вязкость и плотность раствора, в результате также снижается скорость нейтрализации кислотного раствора, затворенного на хлористом кальции или пластовой воде хлоркальциевого типа плотностью $1,18 \text{ г/см}^3$ и выше. Суммарный эффект замедления скорости нейтрализации при этом достигает 2,5 раза.

Смеси сильных и слабых кислот нейтрализуются медленнее, чем раствор сильной кислоты такой же концентрации. При этом сильная кислота в растворе со слабыми кислотами подавляет их диссоциацию, на чем основано замедленное вступление в реакцию молекул слабой кислоты, так как ее молекулы, не подвергшиеся диссоциации, не реагируют с породой практически до полной нейтрализации сильной кислоты. В качестве присадок к сильным кислотам используют органические кислоты — уксусную и лимонную. Скорость нейтрализации составов замедляется в 4,5 раза при добавке 3—5% уксусной кислоты или 2—3% лимонной.

Еще медленнее нейтрализуются растворы уксусной кислоты, так как имеют малую степень диссоциации. В стадии опытно-промышленных работ для повышения производительности скважин и их освоения находит применение оксидат — продукт жидкофазного окисления углеводородов, содержащий в своем составе уксусную и другие органические кислоты, растворители и воду.

При температурах 115—165°C для увеличения глубины охвата по простиранию пористых пластов низкой проницаемости применяют концентрированную соляную кислоту (25—35% HCl), ингибированную реагентом В-2. Снижение скорости нейтрализации при использовании концентрированной соляной кислоты объясняется уменьшением диссоциации при содержании хлористого водорода более 22%.

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 обрабатываемой зоны. Поверхностно-активное вещество (ПАВ), вводимое в пены, помимо того, что само адсорбируется на породе, предупреждает также коалесценцию пузырьков, создавая условия для их прилипания к породе. В нейтрализованном растворе оно снижает межфазное натяжение и тем самым улучшает вынос отработанного раствора продуктами реакции из зоны обработки. Пены, являясь структурированными упругими системами, характеризуются наличием начального градиента давления, что благоприятно для их применения с целью повышения охвата воздействием по толщине пласта. Вместе с тем применение кислотных пен пока что ограничивается температурным режимом обработки, пеногасящими свойствами нефтей и содержанием в воде хлоридов. При содержании в воде хлоридов 5% и более и температурах 60—85°С устойчивость пен мала. В условиях фильтрации через пористые среды при наличии слоя нефти над пеной она разрушается. В силу указанных свойств пен их желательно применять в трещиноватых и трещиновато-пористых коллекторах при невысоких пластовых давлениях и в водонагнетательных скважинах.

Кислота, загущенная 0,3—0,5% карбоксиметилцеллюлозой (КМЦ), имеет вязкость до 20 мПа·с, что снижает скорость нейтрализации. Кроме того, КМЦ, адсорбируясь на породе, уменьшает площадь контакта кислоты с породой, а также снижает скорость ее нейтрализации. Совокупное действие указанных факторов приводит к увеличению глубины обработок, а создаваемые сопротивления при движении загущенной кислоты способствуют увеличению охвата пласта по толщине. Вместе с тем КМЦ марок 500 и 600 подвергаются деструкции при температуре 60°C.

В пористых коллекторах низкой проницаемости и при загрязнении призабойной зоны минеральной взвесью лучше использовать кислотные составы повышенной проникающей способности, к которым относят газированные кислоты и кислоту улучшенной фильтруемости. Газированные кислоты по содержанию в них газовой фазы подразделяются на газированные жидкости и аэрозо-ли, при этом в аэрозолях преобладает газовая фаза, а в газированной кислоте — жидкая. По мере насыщения газа парами кислоты ее проникающая способность возрастает, так как снижается поверхностное натяжение на границе с породой. Поэтому кислотные золи проникают в самые мельчайшие трещины и поровые каналы, куда кислоты и водные растворы не способны попасть из-за противодействия капиллярных сил. Газовой фазой в газированных кислотах служат воздух, азот и углекислый газ. Применение азота снижает коррозионную активность и взрывобезопасность, а углекислого газа повышает растворяющую способность системы.

Кислоты, используемые для освоения скважин и повышения их производительности, представляют по отношению к металлу коррозионно-активные среды. При 20°C и концентрации кислот 10% скорость коррозии стали марки Ст. 3 в них составляет (г/(м²-ч)):

Соляная кислота	7,0
Уксусная кислота .	2,97
Сульфаминовая кислота	2,18
Глинокислота (10% HCl+5%HF)	43,1

С увеличением концентрации кислоты и температуры коррозионная активность кислот по стали возрастает. Для защиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии используют ингибиторы. В частности, для соляной и глинокислоты ингибиторами служат формалин, катапин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1 и В-2 и др. К реагентам, используемым в качестве ингибиторов коррозии, предъявляют следующие требования:

- эффективность ингибитора должна обеспечивать снижение скорости коррозии металла в 25 раз и более при малых концентрациях и невысокой стоимости;
- растворимость в используемых кислотах должна быть хорошей; допускается только слабая замутненность раствора, заметно не отражающаяся на его фильтрации;
- после нейтрализации кислоты карбонатами ингибитор не должен выпадать в осадок (высаливаться);
- ингибитор или композиционные добавки, входящие в его состав, не должны образовывать осадков с продуктами реакции.

Кислотное воздействие разделяют на следующие виды: кислотные ванны, внутрипластовые и поинтервальные кислотные обработки, кислотный гидроразрыв пласта или кислотные обработки при высоком давлении, кислотно-гидромониторное и термокислотное воздействия.

Кислотные ванны целесообразны при первичном освоении скважин в период ввода их в эксплуатацию или в процессе эксплуатации для удаления с фильтра загрязняющих кислоторастворимых материалов. Кислотные ванны предпочтительно применять для очистки необсаженных фильтров скважин. Для обработки скважин, фильтр которых перекрыт обсадными трубами, используют кислотные составы пониженной коррозионной активности. Потребное количество кислотного раствора на кислотную ванну равно объему ствола скважины в интервале обработки.

Под внутрипластовой кислотной обработкой понимается воздействие кислотным раствором с закачкой его в призабойную зону.

Потребный объем кислотного состава (в м³) для внутрипластовой обработки

$$V_{rc} = \pi h m (R_{об}^2 - r_{ск}^2),$$

где h — толщина обрабатываемого интервала, м; m — пористость (эффективная) пород, доли ед.; $R_{об}$ — радиус (глубина) обработки, м; $r_{ск}$ — радиус скважины, м.

Если радиус обработки достаточно велик, а продолжительность нейтрализации кислотного состава мала и недостаточна для закачки активного раствора на всю глубину обработки по простирацию пласта, то применяют поэтапную внутрислоевую обработку. Сущность этой обработки заключается в поочередной закачке кислотных составов и специальных жидкостей, которые как бы блокируют обработанные кислотным составом поверхности от дальнейшего взаимодействия с ним. Такими жидкостями для нагнетательных скважин служат растворы полимеров и ПАВ, а для добывающих скважин — дегазированные нефти или другие. В качестве специальных жидкостей предпочтительнее применять реагенты, характеризующиеся вязкопластичными и вязкоупругими свойствами, что позволяет повышать охват воздействием пласта и по толщине. Оптимальные объемы (суммарные и поэтапные) кислотного состава и специальных жидкостей устанавливают опытным путем, а при отработке регламентов таких обработок можно принять поочередную закачку 5 м³ кислотного состава и 1,5—2 м³ специальной жидкости при трех циклах.

Поинтервальные кислотные обработки проводятся для ввода в разработку не охваченных отбором или закачкой участков продуктивной толщи. В качестве временно изолирующих материалов при поинтервальном кислотном воздействии на пласт используют полимеры, высокоокисленные битумы, сухую сульфитспиртовую барду, гранулированный нафталин и другие водо- или нефте-растворимые зернистые и вязкоупругие материалы. В зависимости от забойной температуры для поинтервального воздействия в добывающих скважинах применяют следующие реагенты: высокоокисленный битум — 100—180°С; полимер бензинового потока — 100—120°С; полимер промрастворного потока — 100—130°С; полиэтилен низкого давления — 120—150°С; полипропилен — 150—180°С.

В качестве жидкости-носителя для транспортировки изолирующих материалов типа полиолефинов применяют нефть, а для .транспортировки высокоокисленного битума — 3%-ный водный раствор сульфитспиртовой барды.

Содержание полимеров в 1 м³ жидкости-носителе составляет 150—250 кг, а высоковязких высокоокисленных битумов — 100— 130 кг. Количество излирующего материала принимается из расчета 10—20 кг на 1 м изолируемой толщины пласта.

Кислотный гидроразрыв пласта проводится в плотных коллекторах, доломитах и доломитизированных известняках с целью увеличения глубины обработки по простиранию продуктивного пласта. Потребный объем (в м³) кислотного состава-или нефтекислотной эмульсии при кислотном гидроразрыве

$$V_{\text{кс}} = T_{\text{нр}} Q_{\text{зак}},$$

$$V_{\text{э}} = T_{\text{сэ}} Q_{\text{зак}},$$

где $T_{\text{нр}}$ — продолжительность нейтрализации раствора, мин;

$Q_{\text{зак}}$ — темп закачки реагента, м³/мин;

$T_{\text{сэ}}$ — стабильности эмульсии, мин.

Кислотно-гидромониторное воздействие применяется для очистки поверхности фильтра от цементной и глинистой корок и инициирования поинтервального воздействия или кислотного гидроразрыва.

Потребный объем (в м³) кислотного состава при кислотно-гидромониторном воздействии

$$V_{\text{КСТ}} = Tq_{\text{Н}}n,$$

где T — продолжительность кислотно-гидромониторного воздействия, мин;

$q_{\text{Н}}$ — расход через насадку, м³/мин;

n — число одновременно работающих насадок.

Давление закачки составов при кислотном воздействии определяется самым методом и его технологической схемой, прочностной характеристикой эксплуатационной колонны, прочностью цементных перемычек, разделяющих объекты обработки и продуктивный пласт от ниже- и вышележащих водо- или газонасыщенных пластов.

При кислотном воздействии по схемам, обеспечивающим повышение охвата закачкой или отбором, давление закачки реагента не должно превышать 'нижнего предела давления разрыва пласта, которое определяется экспериментально для конкретных залежей, а при накоплении опыта принимается равным 0,6 геостатического давления на пласт (давления вышележащей толщи породы).

Давление закачки реагента ограничивается допустимым рабочим давлением для спущенной эксплуатационной колонны. Когда давление закачки реагента превышает допустимое для эксплуатационной колонны (с учетом коэффициента запаса прочности и износа колонны), обработку осуществляют посредством изоляции интервала воздействия пакером, который устанавливают на 2—5 м выше верхних отверстий перфорации. Кроме того, давление закачки реагента при кислотном воздействии не должно вызывать нарушений герметичности разобщения пластов цементом. В связи с этим перепад давления при закачке не должен быть выше 2 МПа на 1 м толщины цементной перемычки между обрабатываемым и близлежащим интервалами.

Темп закачки реагента в пласт определяют из условия охвата обработкой заданной глубины пласта. При этом реагент после достижения заданной глубины пласта по простиранию должен сохранить свою активность. Минимальный темп закачки реагента (в л/с) в пласт

$$Q_{\min} = V / T_{\text{нр}}$$

где V — планируемый для обработки объем реагента, л;

$T_{\text{нр}}$ — продолжительность нейтрализации раствора или стабильности эмульсии, с.

Потребный объем товарной кислоты (в л) на приготовление 1 м³ кислотного состава заданной концентрации

$$V_T = 10a_3\rho_3/A,$$

где a_3 — заданная концентрация кислоты в составе, %;

ρ_3 — плотность раствора кислоты заданной концентрации, г/см³;

A — концентрация товарной кислоты, кг/л.

Термокислотной обработкой принято называть воздействие на призабойную зону горячей кислотой. Кислота нагревается в результате химической реакции с магнием или его сплавами. Воздействие нагретой соляной кислоты обеспечивает комплексную обработку призабойной зоны, при которой структура перового пространства изменяется в результате растворения карбонатов кислотой, а выделяющееся тепло в количестве 20000 Дж на 1 кг магния расплавляет парафиносмолистые отложения в призабойной зоне и снижает вязкость нефти.

На практике применяются две технологические схемы термокислотной обработки. При одной из них (внутрискважинной) в интервал обработки на насосно-компрессорных трубах спускается специальное устройство, выполненное по типу контейнера, который заполняется магнием или его сплавами в виде стержней, стружки или гранул. Обычно используются контейнеры диаметром 75—100 мм, вмещающие от 40 до 100 кг магния.

При обработке скважины по насосно-компрессорным трубам в центральную перфорированную трубу контейнера подается раствор соляной кислоты 12—15%-ной концентрации с расходом 2—6 л/с в объемах от 70 до 100 л на 1 кг массы магния. Через отверстия в центральной трубе кислота попадает в камеру с магнием, взаимодействуя с которым, нагревается и через отверстия внешнего кожуха задавливается в пласт. При указанных параметрах закачки кислоты ее остаточная кислотность после реакции с магнием составит 8—12%.

Предпочтительные области применения внутрискважинных термокислотных обработок — залежи нефти с пластовыми температурами до 50° С, содержащие парафинистые и смолистые нефти. Область применения внутрискважинных термокислотных обработок ограничивается также высокой коррозионной активностью горячей кислоты, а поэтому они предпочтительны в скважинах, забой которых не обсажен трубами.

Применение биополимеров для увеличения нефтеотдачи

Идея применения полимеров для повышения нефтеотдачи на месторождениях, разрабатываемых в режиме заводнения не нова. Несмотря на достаточно высокую технологическую эффективность этого процесса в последние годы отмечалась тенденция снижения объемов работ по полимерному заводнению. Год назад в этой же аудитории мы анализировали причины сокращения объемов работ по полимерному заводнению. В первую очередь - это высокая цена полимеров и ресурсные ограничения. Проводившиеся с 1988 года работы по импортозамещению полимеров для Российской нефтяной промышленности увенчались успехом. Создан и прошел промысловую апробацию отечественный биополимер - Продукт БП-92.

Отрицательное влияние неоднородности на эффективность заводнения пласта существенно усиливается по мере разработки месторождения. По мере замещения нефти фильтрационное сопротивление будет уменьшаться, а расход воды возрастать. Поэтому без применения соответствующих технологий, создающих для воды повышенное сопротивление, даже при наличии в пласте достаточного количества нефти, вновь пробуренные скважины вполне могут иметь очень высокое обводнение.

Предлагаемая технология как раз и предназначена для воздействия на объектах с сильно выраженной неоднородностью, как по толщине, так и по простираению, со средней проницаемостью более $0,10 - 0,20 \text{ мкм}^2$ и с температурами до 130° C .

Известно, что большинство нефтяных месторождений в России характеризуются низкими значениями конечной нефтеотдачи, что обусловлено различием коллекторских свойств нефтесодержащих пластов, неоднородностью по проницаемости различных пропластков, различием пластовых температур, минерализации пластовой воды, реологических характеристик нефти, нефтенасыщенности пласта и т.п.. Одним из способов увеличения нефтеотдачи в этом случае является оптимизация параметров нефтесодержащего агента (закачиваемой в пласт жидкости), а именно: изменение его реологических свойств. Оптимальными могут считаться составы, вязкость которых в обычных условиях (на поверхности и в процессе закачки) имеет низкие значения, они хорошо фильтруются в пористой среде. В пластовых условиях реологические свойства композиции должны измениться, вязкость должна увеличиться многократно. Второе существенное требование - селективность. Для достижения значительных результатов по изменению профилей приемистости необходимо обеспечить проникновение композиции только (по крайней мере, преимущественное проникновение) в высокопроницаемые, высокообводненные пропластки.

Состав/арактеристика коллектора	Т-ра		Проница- емость, Мкм ²	Трещино- ватость	Степень выработки
	выше	ниже			
Состав на основе БП-92 и модифицированного картофельного крахмала (патент №2073789)	+	-	Не менее 0,010	Допустима -i-	Любая, макс. эффективн. на начальной стадии
Состав на основе БП-92 и хромкалиевых квасцов (патент № 2128283)	-	+	Не менее 0,010	Допустима +	
Состав на основе БП-92 и бентонита (патент № 2128283)	+	+	Более 0,050	Желательна +	Более 70%
Состав на основе БП-92 и отходов слоистого пластика - «сломель М» (патент № 2128284)	+	+	Более 0,050	+	При резком обводнении (кинжальные прорывы)

К настоящему времени биополимерные технологии прошли промышленную апробацию:

-обработка призабойной зоны добывающих скважин биополимерными составами с целью ограничения водопритока проводилась на месторождениях Украины (терригенные коллектора НГДУ "Черниговнефтегаз"), ПО Татнефть, и НГДУ "Кинельнефть" (карбонатные трещиноватые коллектора), а также на некоторых других месторождениях. Снижение обводненности в этих экспериментах достигало в отдельных случаях 40% (в зависимости от предыстории и начальной обводненности), суточный прирост добычи нефти в среднем 4-5 тонн (в отдельных случаях до 20 тонн - в зависимости от дебита по жидкости и начальной обводненности).

В Татарии дополнительная добыча нефти на одну скв.операцию, в среднем составляет 530 тонн (или около 300 тонн нефти на тонну товарной формы биополимера),

-закачка биополимерных композиций через нагнетательные скважины с целью изменения профиля приемистости и увеличения охвата заводнением (регулирование фильтрационных потоков) проводилось на ряде месторождений Западной Сибири:

- Талинское месторождение ("КОНДПЕТРОЛЕУМ"), Поточное, Покачевское и Нантеганское месторождения ("ЛАНГЕПАСНЕФТЕГАЗ"), Тарасовское и Барсуковское месторождения ("ПУРНЕФТЕГАЗ"), Ершовое и Самотлорское месторождения («НИЖНЕВАРТОВСК-НЕФТЕГАЗ»), Западно-Ноябрьское месторождение («НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»).

Наиболее полно апробация биополимерных технологий проводилась на месторождениях «МЕГИОННЕФТЕГАЗ'а». Работы выполнялись на Покамасовском месторождении (пласт Ю₁) Северо-Покурском месторождении (пласты Б₆ и Б₈), Аганском месторождении (Б₈ и Б₉), Южно-Аганском месторождении (Б₉), Ватинском месторождении (А₁₋₂ и Б₈), Мегионском месторождении (А₁₋₂ и Б₈), Мыхпайском месторождении (А₁). ПРИ закачке биополимерных композиций в нагнетательные скважины на опытном участке через один - три месяца после закачки наблюдается прогрессирующее снижение обводненности и ПРИРОСТ добычи нефти. Дополнительная добыча от проведенных обработок во многих случаях превышает 500 тонн нефти на 1 ТОННУ товарной формы биополимера ПРОДУКТ БП-92.

Различия в удельной эффективности на различных объектах связаны как с субъективными причинами (неточность определения необходимого объема закачки, вариации состава композиций и т.п. - естественна ПРИ ограниченности информации о геолого-промысловых особенностях объекта), так и с объективными (степень выработанности залежи, начальная нефтенасыщенность. степень неоднородности коллектора и ПРОЧ.).

Как известно, 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 этой связи особого внимания заслуживает такой аспект применения биополимерных технологий как продление безводного периода эксплуатации нефтяных скважин. Расчеты показывают, что превентивная закачка загущающего состава должна препятствовать развитию кинжальных прорывов воды. В настоящее время на Покамасовском месторождении проводится эксперимент, целью которого является продление безводного периода эксплуатации. Для эксперимента выделен литологически обособленный участок месторождения на островной части. На протяжении четырех лет на участке введено в эксплуатацию около 40 нефтяных скважин. Добыча нефти без поддержания пластового давления привела к тому, что пластовое давление снизилось по отношению к первоначальному почти на 100 атм. Это, естественно, привело к снижению дебитов. Как показывает опыт разработки на соседних участках этого месторождения, обводнение добывающих скважин наступает в течение 6-8 месяцев после начала закачки воды. На островном участке, с учетом того, что пластовое давление значительно снижено правомерно было бы ожидать более раннего обводнения. Однако, в июне 1999 года в 4 нагнетательные скважины, практически, одновременно с включение закачки воды в закачиваемую воду через дозирующий насос начата подача биополимерного раствора.

Предложения и выводы по применению биополимеров

Биополимеры в виде постферментационной жидкости (ПРОДУКТ БП-92) прошли промышленную апробацию в Западной Сибири при решении задач выравнивания профиля приемистости и ограничения водопритока. Дополнительная добыча нефти при этом составляет от 250 до 3000 тонн на одну тонну ПРОДУКТА БП-92 (в зависимости от геолого-физических условий, стадии разработки и др. факторов), среднее значение удельной эффективности - более 500 тонн нефти/тонну БП-92. При многократных обработках (более 3-5) удельная эффективность снижается до уровня 100-500 тонн нефти/тонну Продукта БП-92. (по данным ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», «Нижневартовскнефтегаз», «РИТЭК»). Прирост извлекаемых запасов при проведении работ по выравниванию профиля приемистости не превышает (с учетом повторных/многократных обработок) 1%.

Мировой и отечественный опыт применения полимеров для увеличения нефтеотдачи путем создания высокообъемных оторочек (5-35% порового объема), равно как и результаты математического моделирования процесса полимерного {биополимерного) заводнения свидетельствуют о возможности повышения КИН (прироста извлекаемых запасов) на 5-12% и снижения водонефтяного отношения в 2-4 раза. Решение стратегической задачи - увеличение КИН на 3-12% и снижение водонефтяного отношения возможно при создании высокообъемных оторочек биополимерных растворов

Начальные геологические запасы нефти обустроенных и разрабатываемых месторождений только Нижневартовского района превышают 20 млрд.тонн. Увеличение нефтеотдачи на этих месторождениях за счет использования биополимерных технологий означает прирост извлекаемых запасов, по крайней мере, на сотни миллионов тонн. Удельные затраты на дополнительную добычу (включая кап. вложения и эксплуатационные затраты) при этом не превысят 15-20 долларов за тонну, что на порядок меньше затрат на разработку новых нефтяных месторождений. Очевидно, что приведенные соображения ни в коей мере не ставят под сомнение необходимость разведки и обустройства новых месторождений. Более того, реализация «дешевой», дополнительно добытой за счет повышения нефтеотдачи, нефти может стать источником оборотных средств, необходимых для освоения новых площадей, избежав, таким образом привлечения дорогих кредитов.

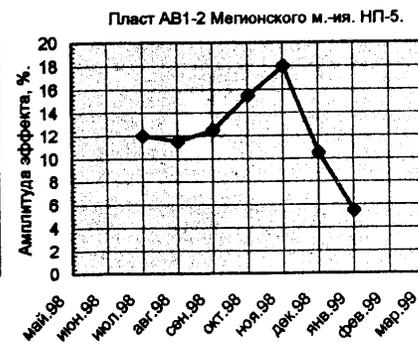
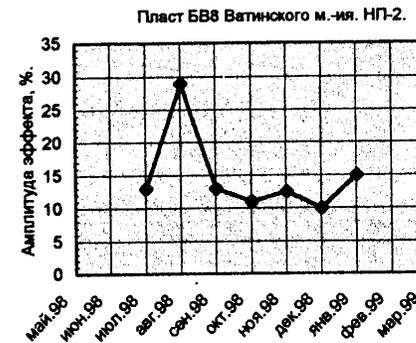
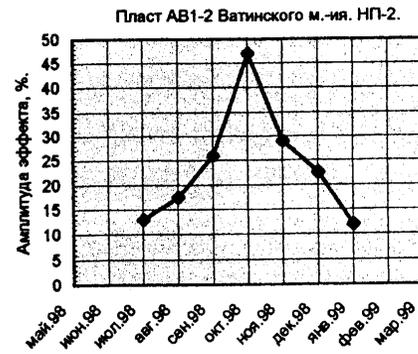
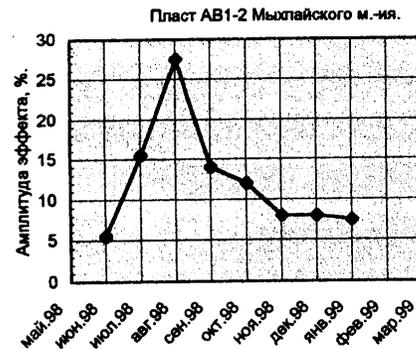
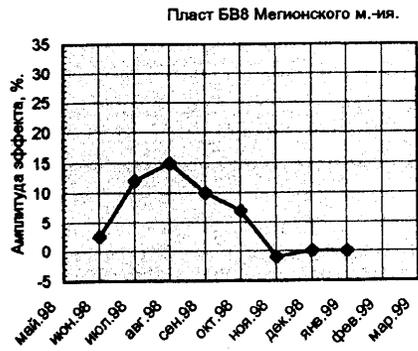
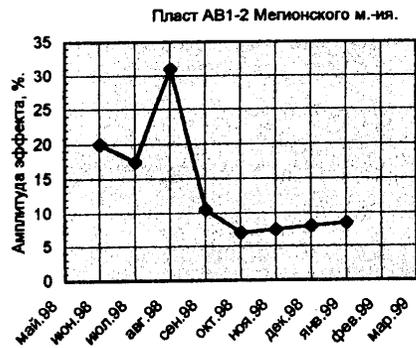


Рис. 10. Продолжительность эффекта от закачки биополимера.

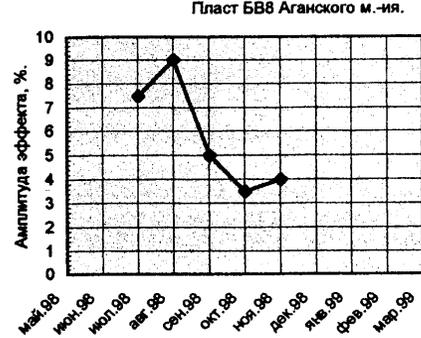
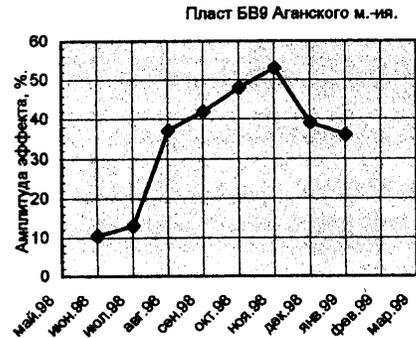
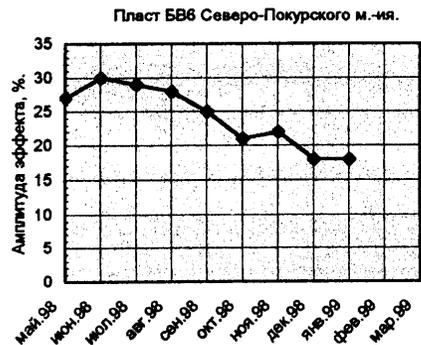


Рис.11. Продолжительность эффекта от закачки биополимера.

Вытеснение нефти с применением внутрипластового горения.

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

Вызов горения осуществляется у скважины-зажигательницы. Эта важная операция заключается в нагнетании в скважине окислителя (обычно воздуха) при одновременном разогреве призабойной зоны пласта с помощью забойного электронагревателя, газовой горелки, зажигательных химических смесей и т.п. Вследствие этого ускоряются экзотермические реакции окисления нефти, которые в конечном итоге приводят к созданию процесса горения в призабойной зоне пласта. В некоторых случаях происходит самопроизвольное воспламенение нефти без подвода дополнительного топлива.

После инициирования горения непрерывное нагнетание воздуха обеспечивает как поддержание процесса внутрислоевого горения, так и перемещение зоны горения по пласту. Ввиду малости размеров 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 горения 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, и поэтому в дальнейшие сведения относятся только к прямоточному горению.

При перемещении фронта горения в качестве топлива расходуется часть нефти, остающаяся в пласте после вытеснения ее газами горения, водяным паром, водой, испарившимися фракциями нефти впереди фронта горения и претерпевающая изменения вследствие дистилляции, крекинга и др. сложных физико-химических процессов. В результате сгорают наиболее тяжелые фракции нефти, так называемый кокс. При различных геолого-промысловых условиях концентрация кокса может составлять 10-40 кг на 1 м³ пласта. Этот важный параметр процесса горения рекомендуется определять экспериментальным путем в лабораторных условиях.

При увеличении плотности и вязкости нефти концентрация кокса увеличивается, а с увеличением проницаемости породы - уменьшается. Считается, что при сгорании кокса выделяется тепло в количестве 29-42 МДж/кг. Также установлено, что в случае поддержания внутрипластового горения путем нагнетания в пласт только газообразного окислителя (воздуха), потеря тепла с нагретой в результате горения породы происходит медленнее вследствие низкой теплоемкости потока воздуха, чем при нагревании породы перемещающимся фронтом горения. В результате при *сухом внутрипластовом горении* (так называется процесс, когда для поддержания горения закачивается только воздух) основная доля генерируемого в пласте тепла ($\cong 80\%$ и более) остается в области позади фронта горения и постепенно рассеивается в окружающие пласт породы. Это тепло оказывает определенное положительное влияние на процесс вытеснения из не охваченных горением смежных частей пласта. Переброска тепла в область впереди фронта горения приведет 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 проводится интенсивная работа по созданию методов, сочетающих внутрипластовое горение и заводнение, главная отличительная особенность которых заключается в ускорении теплопереноса и переброске тепла в область впереди фронта горения.

В мировой практике все большее признание получает *метод влажного горения*. Сущность влажного горения заключается в том, что закачиваемая наряду с воздухом в определенных количествах вода, испаряясь 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 (рис. 18). Процесс внутрипластового парогенерирования - одна из важнейших отличительных особенностей процесса влажного горения, определяющая механизм вытеснения нефти из пластов.

Значения соотношений закачиваемых в пласт объемов воды и воздуха укладываются в пределы 1-5 м³ воды на 1000 м³ воздуха (при нормальных условиях), т.е. водовоздушный фактор должен составлять $(15) \times 10^{-3}$ м³/м³. Конкретные значения водовоздушного фактора определяются многими геолого-промысловыми условиями осуществления процесса. Однако с увеличением плотности и вязкости нефти (точнее с увеличением концентрации кокса) величины необходимого водовоздушного фактора уменьшаются. Если значения водовоздушного фактора меньше указанных, то переброска тепла в область впереди фронта горения уменьшается. При закачке воды в большом количестве метод влажного горения переходит в другие модификации комбинированного воздействия на пласт горением и заводнением. Важно подчеркнуть, что повышенные значения водовоздушного фактора не приводят к прекращению окислительных экзотермических процессов в пласте даже в случае прекращения существования высокотемпературной зоны горения. В тоже время заниженные значения его обуславливают снижение эффективности теплового воздействия на пласт и процесса извлечения нефти. Поэтому процесс влажного горения целесообразно вести с максимально возможными значениями водовоздушного фактора.

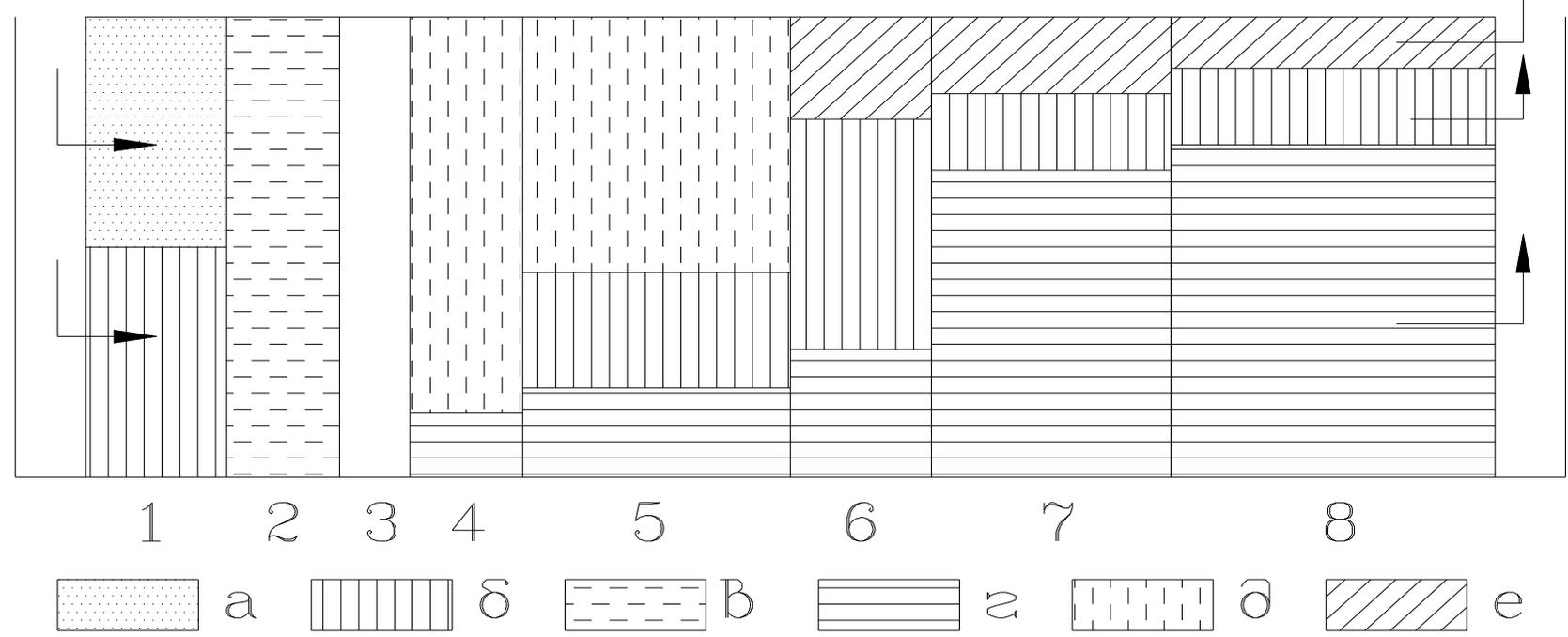
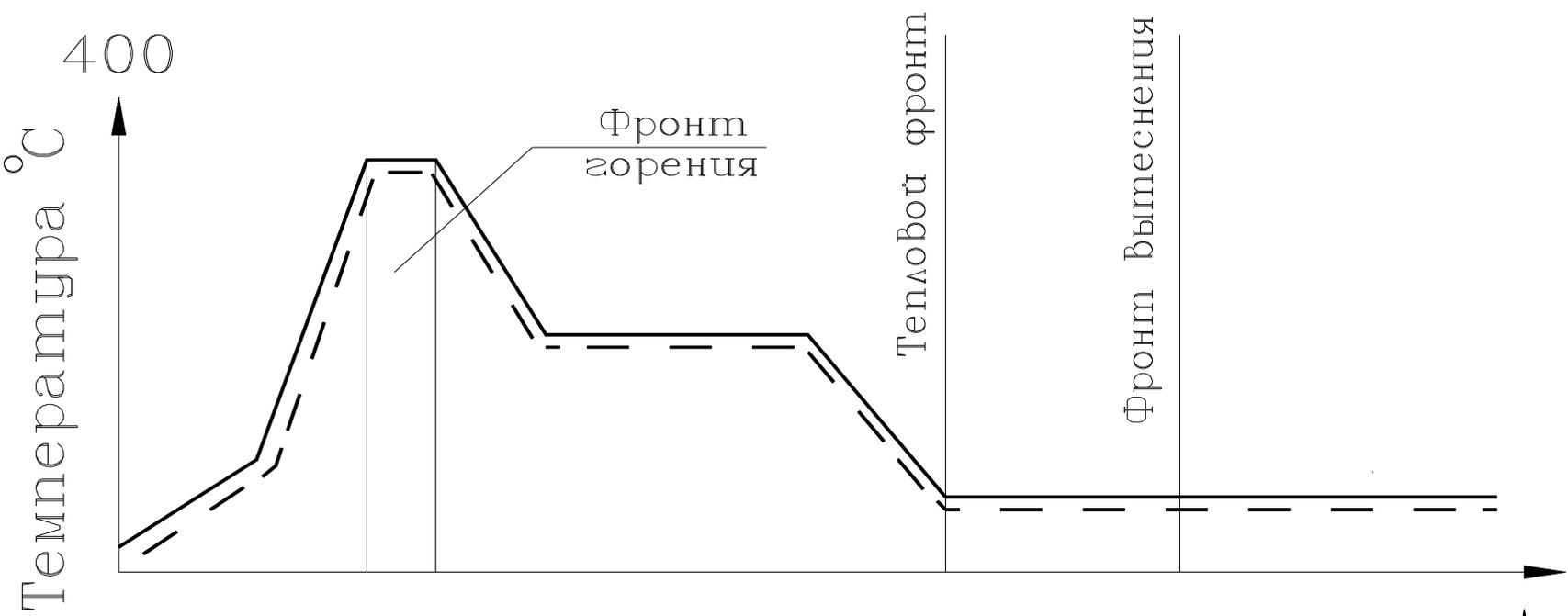


Рис. 18 Схема процесса влажного горения

Условные обозначения: а - воздух; б - вода; в - смесь пара и воздуха; г - нефть; д - смесь пара и газов горения; е - газы горения.

Зоны: 1 - фильтрации закачиваемой воды и воздуха; 2,4 - перегретого пара; 5 - насыщенного пара; 6 - вытеснение нефти горячей водой; 7 - вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 8 - фильтрация нефти при начальных условиях; 3 - фронт горения.

Передача тепла в область впереди фронта горения осуществляется при влажном горении в основном 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, т.к. потери тепла в окружающие пласт породы приводят к быстрому охлаждению фильтрующихся здесь газообразных паров воды и продуктов горения, характеризующихся низкой теплоемкостью. Основная доля перебрасываемого в область впереди фронта горения тепла концентрируется в зоне насыщенного пара - зоне *парового плато*, где потери тепла в окружающие породы сопровождается конденсацией пара, а не падением его температуры, а также в переходной температурной зоне - зоне горячей воды, образующейся в результате полной конденсации насыщенного пара. Температура в зоне насыщенного пара зависит в основном от уровня пластового давления с учетом доли пара в газовом потоке. Обычно в пределах этой зоны она меняется незначительно и составляет примерно 80-90 % от температуры насыщенного пара. Температура в переходной зоне изменяется от температуры конденсации пара до начальной пластовой.

Величина области прогрева пласта впереди фронта горения в значительной мере определяется темпом генерации тепла на фронте горения (а следовательно, 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. Именно такой процесс оптимального влажного горения схематично изображен на рис.6.

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 таковой при нагнетании в пласт пара (рис. 19).

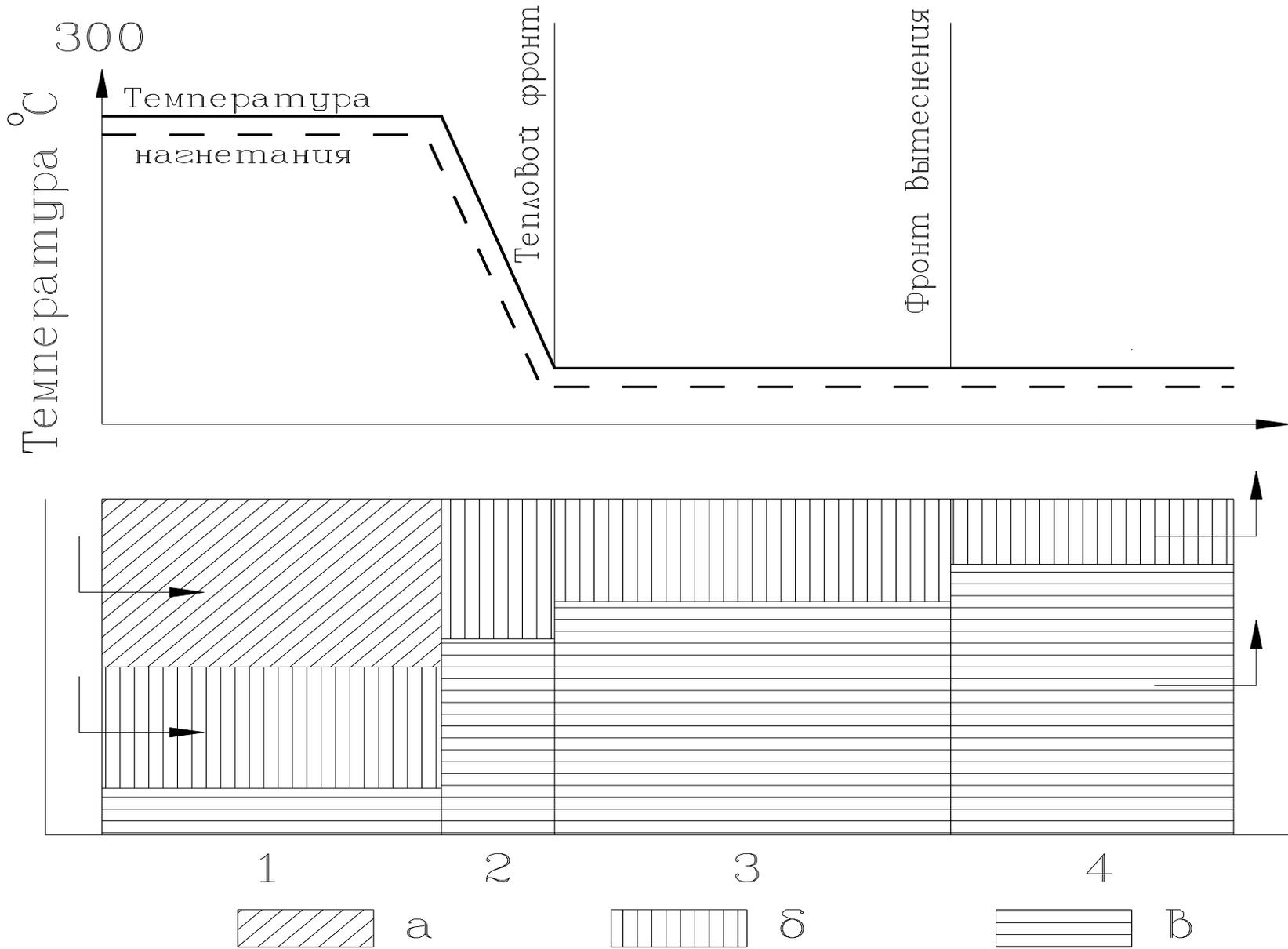


Рис.19 Схема вытеснения нефти паром.

Условные обозначения: а - пар; б - вода; в - нефть.

Зоны: 1 - насыщенного пара; 2 - вытеснение нефти горячей водой; 3 - вытеснение нефти водой при пластовой температуре; 4 - фильтрация нефти при начальных условиях.

При влажном горении будут реализовываться 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. Вместе с тем, поскольку для реализации внутрипластового горения в пласт нагнетаются воздух и вода, проявляется также и механизм вытеснения нефти водогазовыми смесями. Кроме того, на процесс извлечения нефти могут оказывать влияние продукты горения и окисления нефти в пористой среде, а также физико-химические превращения самой породы коллектора. В процессе горения образуется значительное количество углекислого газа, что, создает условия для проявления механизма вытеснения нефти углекислым газом. Этот механизм может существенно усиливаться в случае осуществления процесса внутрипластового горения в коллекторах карбонатного типа в связи с появлением дополнительных количеств углекислого газа вследствие термического и химического разложения карбонатов. Углекислый газ вместе с нефтью и водой может образовывать пену, которая оказывает положительное влияние на процесс вытеснения нефти. В процессе горения образуется также поверхностно-активные вещества (ПАВ), альдегиды, кетоны, спирты, что может обусловить проявление механизма вытеснения нефти эмульсиями.

Таким образом, при осуществлении внутрипластового горения проявляются и существуют большинство из известных к настоящему времени процессов, увеличивающих нефтеотдачу пластов. Именно этим объясняются наблюдаемые при внутрипластовом горении в лабораторных и промысловых условиях высокие показатели степени извлечения нефти.

Размер области прогрева пласта впереди фронта горения при реализации влажного горения такого же порядка, как и выжженной зоны, и в большинстве случаев может достигать величины 100-150 м и более. Поэтому, с одной стороны, появляется возможность применения метода влажного горения при сравнительно редких сетках размещения скважин (0,16-0,20 км²/скв. и более), а с другой - отпадает необходимость доводить фронт горения до добывающих скважин, в результате чего сокращается расход воздуха на добычу нефти. Только за счет развития области прогрева пласта впереди фронта горения расход воздуха может сократиться в среднем в 1,5-2,0 раза. Дополнительная экономия в расходе воздуха на добычу нефти может быть достигнута за счет перемещения по пласту путем нагнетания не нагретой воды созданной в результате влажного горения тепловой оторочки. В целом же считается, что при влажном горении расход воздуха на добычу нефти сокращается в 2,5-3 раза и более, чем при сухом горении. Что касается расхода воздуха на добычу нефти при сухом внутрипластовом горении, то согласно данным промысловых испытаний, он изменяется в диапазоне 1000-3000 м³ (при нормальных условиях) на 1 м³ нефти.

Значительное сокращение расхода воздействия на добычу нефти при влажном горении является важной предпосылкой расширения области применения теплового воздействия на более глубоко залегающие пласты.

Метод влажного горения осуществим на объектах со значительным диапазоном изменения геолого-физических условий. Появляется возможность разработки этим методом месторождений нефти средней и малой вязкости, в том числе после заводнения.

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

1. необходимость применения мер по охране окружающей среды и утилизации продуктов горения;
2. необходимость принятия мер по предотвращению коррозии оборудования;
3. возможность проявления гравитационных эффектов и снижения вследствие этого охвата пласта тепловым воздействием.

Воздействие на пласт в условиях заводнения осадкообразующими, вязкоупругими реагентами на поздней стадии эксплуатации месторождений обеспечивает выравнивание проницаемостей неоднородного пласта, повышение охвата его заводнением, улучшение нефтewытесняющих свойств воды и рекомендуется для интенсификации разработки обводненных месторождений с высокой минерализацией пласта.

Применение полимерно-углеводородной системы на основе осадкообразующего химреагента УНИФЛОК дало положительные результаты на Вахском месторождении по пластам Ю₁. Использование в технологии (ПУС) недорогих химреагентов в относительно малых объемах по сравнению с другими технологиями, малая трудоемкость работ и высокая их эффективность позволяют применять технологию ПУС в широких масштабах.

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЛАСТ ФИЗИЧЕСКИМИ ПОЛЯМИ

Тепловые методы воздействия на пласт

Для повышения эффективности эксплуатации 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.

Нефть или воду нагревают на устье скважины с помощью передвижных установок или электронагревателей. Для эффективного прогрева призабойной зоны пласта необходимо $15-30 \text{ м}^3$ горячих нефтепродуктов или сырой нефти, нагретых до $90-95 \text{ }^\circ\text{C}$.

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

При горячей промывке нагретые нефть или нефтепродукты закачивают через затрубное пространство, не останавливая работы скважины по подъемным (насосно-компресорным) трубам. Горячий теплоноситель вытесняет «холодную» жидкость из затрубного пространства до башмака подъемных труб или приема насоса, частично растворяя парафин, отложившийся на стенках эксплуатационной колонны. При такой обработке тепловое воздействие на призабойную зону пласта весьма незначительно.

Продавливание горячей жидкости в призабойную зону пласта эффективнее, но требует извлечения скважинного подземного оборудования и спуска насосно-компресорных труб с пакером. Иногда призабойную зону пласта обрабатывают горячей нефтью с поверхностно-активными веществами (10-12 м³ горячей нефти и 80-100 кг ПАВ). По истечении 6-7 часов после обработки скважину пускают в работу.

При использовании пластовой воды ее нагревают до 90-95 °С и добавляют ПАВ (0,5-1% объема воды). Приготовленную таким способом воду в количестве 70-80 м³ под давлением закачивают в скважину.

Одним из наиболее эффективных методов теплового воздействия на призабойную зону пласта является прогрев ее паром. Перегретый водяной пар закачивают под давлением 8-15 МПа при следующих благоприятных условиях:

- глубина продуктивного пласта не более 1200 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/м³.

Не рекомендуется проведение паротепловой обработки на заводненых 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.

Затем промывают забой, спускают насосно-компрессорные трубы с термостойким пакером, который устанавливают над верхними отверстиями фильтра. В неглубоких скважинах (до 500-600 м) паротепловую обработку часто проводят без применения пакера. Для устранения опасных удлинений колонны насосно-компрессорных труб при закачке пара в пласт применяют специальное оборудование, состоящее из колонной головки, арматуры устья и скважинного компрессора с телескопическим устройством.

Пар для теплового прогрева скважин получают от передвижных паровых установок (ППУ), парогенераторных установок (ПГУ), монтируемых на шасси автомобиля высокой проходимости. Имеются установки производительностью до 5,5 т/ч пара с рабочим давлением до 10 МПа и температурой пара до 315 °С. Также применяют мощные автоматизированные передвижные парогенераторные установки типа УПГ -9/120 с подачей пара до 9 т/ч и рабочим давлением 12 МПа. Установки укомплектованы системой КИП и автоматики. Управление работой оборудования осуществляется из кабины оператора.

Парогенераторную установку (одну или несколько) соединяют трубопроводами высокого давления с устьем скважины. Пар из парогенератора своим давлением вытесняет нефть из НКТ и поступает в пласт. После закачки пара (не менее 1000 т) устье скважины герметизируют на 2-5 суток для передачи тепла в глубь пласта. Затем извлекают НКТ, спускают насосное оборудование и скважину вводят в эксплуатацию.

Электротепловая обработка скважин осуществляется при помощи электронагревателей, спускаемых в скважину на кабеле-тросе. Скважинный электронагреватель состоит из трех основных узлов: головки, клемменной полости, трубчатых электронагревательных элементов (ТЭН). Головка соединяется болтами с гидрофланцем.

Прогрев призабойной зоны пласта обычно проводится в течении 5-7 суток, радиус повышенного температурного поля достигает при этом 1-1,2 м.

Метод применяется обычно на месторождениях с маловязкими нефтями.

Паронагнетательные установки УПГ-60/160 и УПГ-50/60 предназначены для паротеплового воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеотдачи.

Техническая характеристика

Показатель	УПГ-60/160	УПГ-50/60
производительность на пару, т/ч	60	50
теплопроизводительность, Гкал/ч	34,4	25,4
номинальное давление пара, МПа	16,0	6,0
установленная электрическая мощность, кВт	1528,0	1294,5
температура отработанных газов, °С	320	343
КПД установки, %	80,0	83,9
вид топлива	газ	газ, нефть

Паронагнетательная установка УПГ-50/60 состоит:

- дроссельное устройство;
- парогенератор;
- подогреватель топлива;
- дутьевой вентилятор;
- подогреватель воздуха;
- топливный насос;
- деаэратор;
- охладитель деаэрированной воды;
- электронасосный агрегат;
- сульфугольный фильтр;
- насос химочищенной воды;
- бак химочищенной воды;
- насос исходной воды;
- подогреватель исходной воды;
- фильтр химводоочистки.

Парогенераторная установка УПГ-60/160 :

- подогреватель воздуха;
- электровинтилятор;
- парогенератор;
- ГРП;
- дроссельное устройство;
- деаэратор;
- охладитель деаэрированной воды;
- питательный насос;
- сульфугольный фильтр;
- деаэраторный насос;
- бак химочищенной воды;
- насос исходной воды;
- подогреватель исходной воды;
- фильтр химводоочистки.

Паронагнетательная установка ППУА-1600/100 состоит из цистерны для воды, емкости для топлива, парогенератора, питательного насоса, вентилятора высокого давления, топливного насоса, привода установки, приборов и трубопроводов.

Техническая характеристика

производительность по пару, т/ч	1,6
давление пара, МПа	9,81
температура пара, °С	310
теплопроизводительность, Гкал/ч	0,94
масса установки без заправки водой и топливом, кг	15350
вместимость цистерны, м ³	5,2

Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50х16У1 предназначена для герметизации устья скважин при паротепловом воздействии на пласт.

Техническая характеристика

тип арматуры	АП-65/210	АП-65/50х16У1
рабочее давление, МПа	15	16
максимальная температура, °С	320	345
условный проход, мм	65	65

Устьевая арматура АП-65/210, АП-65/50х16У1 :

- устьевой сальник;
- задвижка;
- устьевое шарнирное устройство;
- специальная труба.

Термостойкие пакеры ПВ-ЯГМ-Г-122-140, ПВ-ЯГМ-Г-140-140 предназначены для герметизации ствола скважины при нагнетании теплоносителя.

Термостойкий пакер:

- переводник;
- верхний шлицсовый узел;
- уплотнитель;
- нижний шлицсовый узел;
- гидроцилиндр;
- клапанный узел;
- фильтр.

Техническая характеристика

тип пакеров	ПВ-ЯГМ-Г-122-140	ПВ-ЯГМ-Г-140-140
диаметр обсадных труб, мм	146	146
максимальный перепад давлений, МПа	14,0	14,0
максимальная температура, °С	325	325
условный диаметр обсадных труб, мм	146	168
давление при посадке пакера, МПа	20	20
диаметр пакера, мм	122	140
длина пакера, мм	1690	2370

Газовые винтовые компрессоры Компрессорные установки, изготавливаемые на базе винтовых газовых компрессоров с подачей 10...50 м³/мин, по условиям всасывания применяются в нефтяной промышленности для сбора и внутрипромыслового транспорта нефтяного газа после конечных ступеней сепарации, включая «горячую» вакуумную сепарацию газа и затрубного газа из насосных скважин.

По назначению эти компрессоры подразделяют на две группы:

- компрессоры 5ВКГ-10/6, 7ВКГ-30/7, 7ВКГ-50/7 предназначены для сбора нефтяного газа с давлением на приеме, близкому к атмосферному и давлением нагнетания 0,6 ...0,7 МПа;
- компрессор 6ГВ-18/6-17, дожимающий газ с начального давления 0,6 до 1,7 МПа.

Техническая характеристика компрессорных установок приведена в таблице.

Таблица 10

Показатели	Компрессорная установка			
	5ВКГ-10/6	6ГВ-18/6-17	7ВКГ-30/7	7ВКГ-50/7
Подача по условиям всасывания, м ³ /мин	11	18	30	50
Давление газа на всасывании, МПа	0,08 ...0,12	0,6	0,08...0,12	0,08...0,12
Давление нагнетания, МПа	0,6	1,7	0,7	0,7
Температура газа на приеме, °С	25	15...45	5...45	5...45
Температура газомасляной смеси на нагнетании, °С	80...100	100	100	100

Компрессорные установки - автоматизированные, включают в себя следующие блоки:

- *компрессорный агрегат*, в который входят:

- компрессор;
- электродвигатель;
- фильтры масла грубой и тонкой очистки;
- трубопроводы;
- запорная и регулирующая арматура;
- местный щит контроля и управления. все узлы смонтированы к общей раме;
- *блок маслоохладителя* в установке 7ВКГ-50/7 состоит из двух параллельно функционирующих воздушных холодильников;

- *дистанционный щит управления*:

корпус компрессора — из серого чугуна, составной, с двумя вертикальными разъемами; состоит:

- камеры всасывания и нагнетания;
- блока цилиндров.

- *роторы (ведущий и ведомый)* — Стальные, с винтовой нарезкой зубьев асимметричного профиля. Ведущий ротор имеет четыре зуба, ведомый - шесть зубьев. Отношение длины ротора к его диаметру в установке-1,35.

Компрессорная установка 7ВКГ-50/ состоит:

- электродвигатель;
- местный щит контроля и управления;
- компрессор;
- блок маслоохладителя;
- рама;
- компенсатор;
- камера всасывания;
- блок цилиндров;
- ведомый и ведущий роторы;
- роликподшипник;
- камера нагнетания;
- блок шарикоподшипников;
- разгрузочный поршень;
- торцевое уплотнение.

МЕХАНИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ

Гидравлический разрыв пласта

В настоящее время в разработку широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является *гидравлический разрыв пласта* (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. 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, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (*проппант*), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается *конечная нефтеотдача* за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются прежде всего по объемам закачки технологических жидкостей и пропантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин .

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

Проведение *гидроразрыва с образованием протяженных трещин* приводит к увеличению не только проницаемости призабойной зоны, но и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению *нефтеизвлечения* в целом. При этом возможно снижение *текущей обводненности* добываемой продукции. Оптимальная длина закрепленной трещины при проницаемости пласта 0,01...0,05 мкм² обычно составляет 40...60 м, а объем закачки - от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта.

Наряду с этим применяется *селективный гидроразрыв*, позволяющий вовлечь в разработку и повысить продуктивность низкопроницаемых слоев.

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 и результирующими длиной и раскрытием трещины, отвечали потребностям практики до тех пор, пока операции ГРП не требовали вложения больших средств. Внедрение глубокопроникающего и массивованного ГРП, требующего большого расхода жидкостей разрыва и проппанта, привело к необходимости создания более совершенных двух- и трехмерных моделей трещинообразования, позволяющих более достоверно прогнозировать результаты обработки. В настоящее время в промышленной практике распространение получили *псевдотрехмерные* модели, представляющие собой совокупность двух известных *двумерных* моделей, описывающих рост трещины и течение жидкости в ней в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

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 трещины, 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 достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости за счет их большого раскрытия и эффективного заполнения проппантом; иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров при минимальных затратах жидкости; обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва; обеспечивать низкие потери давления на трение в трубах; иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и высокую сдвиговую стабильность, т.е. устойчивость структуры жидкости при сдвиге; легко выноситься из пласта и трещины гидроразрыва после обработки; быть технологичными в приготовлении и хранении в промышленных условиях; иметь низкую коррозионную активность; быть экологически чистыми и безопасными в применении; иметь относительно низкую стоимость.

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 такие параметры, как прочность, размер гранул и гранулометрический состав, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул (сферичность и округлость) и плотность.

Первым и наиболее широко используемым материалом для закрепления трещин являются пески, плотность которых составляет приблизительно $2,65 \text{ г/см}^2$. Пески обычно используются при гидроразрыве пластов, в которых напряжение сжатия не превышает 40 МПа . Среднепрочными являются *керамические проппанты* плотностью $2,7...3,3 \text{ г/см}^3$ используемые при напряжении сжатия до 69 МПа . Сверхпрочные проппанты, такие как *спеченный боксит* и *окись циркония*, используются при напряжении сжатия до 100 МПа , плотность этих материалов составляет $3,2...3,8 \text{ г/см}^3$. 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 $2,55 \text{ г/см}^3$. Производятся и используются также *синтетические смолопокрытые проппанты*.

Прочность является основным критерием при подборе 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 .

Наиболее часто применяют проппанты с размерами гранул 0,425...0,85 мм (20/40 меш), реже 0,85... 1,7 мм (12/20 меш), 0,85...1,18 мм (16/20 меш), 0,212...0,425 мм (40/70 меш). Выбор нужного размера зерен проппанта 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. Кроме того, в слабосцементированных коллекторах предпочтительным оказывается использование проппанта более мелкой фракции, так как за счет выноса из пласта мелкодисперсных частиц упаковка крупнозернистого проппанта постепенно засоряется и ее проницаемость снижается.

В настоящее время в США накоплен огромный опыт по проведению ГРП, при этом все возрастающее внимание уделяется подготовке каждой операции. Важнейшим элементом такой подготовки является *сбор и анализ первичной информации*. Данные, необходимые для подготовки ГРП, можно подразделить на три группы :

- геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород);
- характеристики геометрии и ориентации трещины (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.);
- свойства жидкости разрыва и проппанта. Основными источниками информации являются геологические, геофизические и петрофизические исследования, лабораторный анализ керна, а также результаты промыслового эксперимента, заключающегося в проведении микро- и мини-гидроразрывов.

В последние годы разрабатывается *технология комплексного подхода к проектированию ГРП*, который основан на учете многих факторов, таких как проводимость пласта, система расстановки скважин, механика трещины, характеристики жидкости разрыва и проппанта, технологические и экономические ограничения. В целом процедура оптимизации гидроразрыва должна включать в себя следующие элементы:

- расчет количества жидкости разрыва и проппанта, необходимых для создания трещины требуемых размеров и проводимости;
- технику для определения оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик проппанта и технологических ограничений;
- комплексный алгоритм, позволяющий оптимизировать геометрические параметры и проводимость трещины с учетом продуктивности пласта и системы расстановки скважин, обеспечивающий баланс между фильтрационными характеристиками пласта и трещины, и основанный на критерии максимизации прибыли от обработки скважины.

Создание оптимальной технологии ГРП подразумевает соблюдение следующих критериев:

- обеспечение оптимизации выработки запасов месторождения;
- максимизация глубины проникновения проппанта в трещину;
- оптимизация параметров нагнетания жидкости разрыва и проппанта;
- минимизация стоимости обработки;
- максимизация прибыли за счет получения дополнительной нефти и газа. В соответствии с этими

критериями можно выделить следующие этапы оптимизации проведения ГРП на объекте:

1. Выбор скважин для обработки с учетом существующей или проектируемой системы разработки, обеспечивающий максимизацию добычи нефти и газа при минимизации затрат.
2. Определение оптимальной геометрии трещины - длины и проводимости с учетом проницаемости пласта, системы расстановки скважин, удаленности скважины от газо- или водонефтяного контакта.
3. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов.
4. Подбор проппанта с соответствующими прочностными свойствами, расчет объема и концентрации проппанта, необходимых для получения трещины с заданными свойствами.
5. Подбор жидкости разрыва с подходящими реологическими свойствами с учетом характеристик пласта, проппанта и геометрии трещины.
6. Расчет необходимого количества жидкости разрыва и определение оптимальных параметров нагнетания с учетом характеристик жидкости и проппанта, а также технологических ограничений.
7. Расчет экономической эффективности проведения ГРП.

При проведении *ГРП в наклонных скважинах*, направление которых отклоняется от плоскости разрыва, возникают проблемы, связанные с образованием нескольких трещин от различных интервалов перфорации и с искривлением трещины вблизи скважины. Для создания единой плоской трещины в таких скважинах используется специальная технология, основанная на ограничении числа перфорационных отверстий, определении их размеров, количества и ориентации по отношению к направлениям главных напряжений в пласте.

В последние годы разрабатываются технологии применения *ГРП в горизонтальных скважинах*. Ориентация трещины по отношению к оси скважины определяется направлением горизонтального ствола по отношению к азимуту минимального главного напряжения в пласте. Если горизонтальный ствол параллелен направлению минимального главного напряжения, то при гидроразрыве образуются поперечные трещины. Разработаны технологии создания нескольких трещин в одной горизонтальной скважине. В этом случае число трещин определяется с учетом технологических и экономических ограничений и обычно составляет 3.-.4.

Гидроразрыв средне- и высокопроницаемых пластов является одним из наиболее интенсивно развивающихся в настоящее время методов стимулирования скважин. В высоко-проницаемых пластах основным фактором увеличения дебита скважины вследствие ГРП является ширина трещины, в отличие от низкопроницаемых пластов, где таким фактором является ее длина. Для создания коротких широких трещин используется технология осаждения проппанта на конце трещины (TSO-tip screen out) , которая состоит в продавливании проппанта в первую очередь к концу трещины путем постепенного увеличения его концентрации в рабочей жидкости в ходе обработки. Осаждение проппанта на конце трещины препятствует ее росту в длину. Дальнейшая закачка жидкости, несущей проппант, приводит к увеличению ширины трещины, которая доходит до 2,5 см, тогда как при обычном ГРП ширина трещины составляет 2...3 мм. В результате эффективная проводимость трещины (произведение проницаемости и ширины) составляет 300...3000 мкм²м. Для предотвращения выноса проппанта в ходе последующей эксплуатации скважины технология TSO обычно сочетается либо с использованием смолопокрытого проппанта, который схватывается и оказывает сопротивление вязкому трению во время добычи, либо с гравийной набивкой, когда проппант удерживается в трещине при помощи фильтра (Frac-and-Pack). Эта же технология используется для предупреждения прорастания трещины к водо-нефтяному контакту. Технология TSO успешно применяется на месторождении Прадхо-Бей (США), в Мексиканском заливе, Индонезии, Северном море.

Наиболее распространенный вариант двухфракционного гидроразрыва состоял в закачке основного объема песка или среднепрочного проппанта типа 20/40 с последующей закачкой средне- или высокопрочного проппанта типа 16/20 или 12/20 в количестве 10...40 % общего объема. Имеются различные модификации этой технологии, в частности, хорошие результаты дает первоначальная закачка в трещину тонкозернистого песка типа 40/70 или даже 100 меш, затем основного количества песка или проппанта типа 20/40, и завершение трещины прочным крупнозернистым проппантом 16/20 или 12/20. Преимущества такой технологии состоят в следующем:

- крепление трещины высокопрочным проппантом в окрестности скважины, где напряжение сжатия наиболее высокое;
- снижение стоимости операции, так как керамические проппанты в 2...4 раза дороже песка;
- создание наибольшей проводимости трещины в окрестности забоя, где скорость фильтрации флюида максимальная;
- предотвращение выноса проппанта в скважину, обеспечиваемое специальным подбором разницы в размерах зерен основного и заканчивающего трещину проппантов, при котором зерна меньшего размера задерживаются на границе между проппантами;
- блокирование тонкозернистым песком естественных микротрещин, ответвляющихся от основной, а также конца трещины в пласте, что снижает потери жидкости разрыва и улучшает проводимость трещины.

Значимость технологии ГРП для месторождений Западной Европы доказывается тем, что добыча трети запасов газа здесь возможна и экономически оправдана только с проведением гидроразрыва пласта. Для сравнения - в США 30...35 % запасов углеводородов могут быть извлечены только с применением ГРП.

В нефтедобыче России большое внимание уделяют перспективам применения метода ГРП. Это обусловлено прежде всего тенденцией роста в структуре запасов нефти доли запасов в низкопроницаемых коллекторах. Более 40 % извлекаемых запасов отрасли находится в коллекторах с проницаемостью менее $5-10 \cdot 10^{-2}$ мкм², из них около 80 %-в Западной Сибири. К 2000 г. ожидается рост таких запасов по отрасли до 70 %. Интенсификация разработки малопродуктивных залежей нефти может быть осуществлена двумя путями - уплотнением сетки скважин, требующим значительного увеличения капитальных вложений и повышающим себестоимость нефти, либо 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 раза, а применение ГРП как элемента системы разработки, т.е., создание гидродинамической системы скважин с трещинами гидроразрыва, дает увеличение темпа отбора извлекаемых запасов, повышение нефтеотдачи за счет вовлечения в активную разработку слабодренируемых зон и пропластков и увеличения охвата заводнением, а также позволяет вводить в разработку залежи с потенциальным дебитом скважин в 2...3 раза ниже уровня рентабельной добычи, следовательно, переводить часть забалансовых запасов в промышленные. Увеличение дебита скважин после проведения ГРП определяется соотношением проводимостей пласта и трещины и размерами последней, причем коэффициент продуктивности скважины не возрастает неограниченно с ростом длины трещины, существует предельное значение длины, превышение которого практически не приводит к росту дебита жидкости. Например, при проницаемости пласта порядка 10-2 мкм² предельная полудлина составляет приблизительно 50 м. Учитывая увеличение зон влияния скважин в результате создания трещин гидроразрыва, при проектировании разработки с применением ГРП можно планировать более редкую сетку скважин.

Анализ результатов внедрения ГРП на месторождениях Западной Сибири показывает, что этот метод обычно применяют в одиночно выбираемых добывающих скважинах. Общепринятый подход к оценке эффективности гидроразрыва состоит в анализе динамики добычи нефти только обработанных скважин. При этом за базовые принимаются дебиты до ГРП, а дополнительная добыча рассчитывается как разница между фактической и базовой добычей по данной скважине. При принятии решения о проведении ГРП в скважине часто не рассматривается эффективность этого мероприятия с учетом всей пластовой системы и расстановки добывающих и нагнетательных скважин. Видимо, с этим связаны негативные последствия применения ГРП, отмечаемые некоторыми авторами. Так, например, по оценкам применение этого метода на отдельных участках Мамонтовского месторождения вызвало снижение нефтеотдачи из-за более интенсивного роста обводненности некоторых обработанных и особенно окружающих скважин. Анализ технологии проведения гидроразрыва на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" показал, что зачастую неудачи связаны с нерациональным выбором параметров обработки, когда темп закачки и объемы технологических жидкостей и пропантанта определяются без учета таких факторов, как оптимальная длина и ширина закрепленной трещины, рассчитанные для данных условий; давление разрыва глинистых экранов, отделяющих продуктивный пласт от выше- и нижележащих газо- и водонасыщенных пластов. В результате уменьшаются потенциальные возможности ГРП как средства увеличения добычи, увеличивается обводненность добываемой продукции.

Опыт проведения кислотного гидравлического разрыва пласта имеется на Астраханском газоконденсатном месторождении, продуктивные отложения которого характеризуются наличием плотных пористо-трещиноватых известняков с низкой проницаемостью (0,1...5,0) и пористостью 7...14. Применение ГРП осложняется большими глубинами эксплуатационных скважин (4100 м) и высокими забойными температурами (110 °С). В процессе эксплуатации скважин произошло образование локальных депрессионных воронок и снижение пластового давления в некоторых случаях до 55 МПа от начального 61 МПа. Следствием этих явлений может стать выпадение конденсата в призабойной зоне, неполный вынос жидкости из стволов скважин и т.п. Для улучшения фильтра-ционных характеристик призабойной зоны низкодебитных скважин периодически проводятся массивованные кислотные обработки с параметрами закачки, близкими к ГРП. Такие операции позволяют снизить рабочие депрессии на 25...50 % от начальных, замедлить темп роста депрессионных воронок и темп снижения устьевых и забойных давлений.

Факторами, определяющими успешность ГРП, являются правильный выбор объекта для проведения операций, использование технологии гидроразрыва, оптимальной для данных условий, и грамотный подбор скважин для обработки.

Основные понятия о методе гидравлического разрыва пласта

Определение. Гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва.

Задачи решаемые при гидроразрыве

При гидравлическом разрыве должны быть решены следующие задачи:

- а) создание трещины
- б) удержание трещины в раскрытом состоянии
- в) удаление жидкости разрыва
- г) повышение продуктивности пласта

Создание трещины

Трещина создается путем закачки жидкостей подходящего состава в пласт со скоростью превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе. В породе образуется трещина.

Удержание трещины в раскрытом состоянии

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.

Удаление жидкости разрыва

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

Повышение продуктивности пласта

До начала проектирования процесса следует провести анализ его экономической целесообразности.

Цель гидравлического разрыва

Проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- 1). Повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины. В пластах с относительно низкой проницаемостью гидроразрыв - лучший способ повышения продуктивности.
- 2). Создать канал притока в пристволенной зоне нарушенной проницаемости.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта - важное для понимания понятие, поскольку тип и масштаб процесса разрыва проектируется именно с целью исправления этого нарушения. Если есть возможность создать проходящую сквозь зону повреждения трещину, заполненную пропантом, и привести падение давления до нормальной величины градиента гидродинамического давления, то продуктивность скважины возрастет.

Нарушение проницаемости продуктивного пласта. Обычно нарушение проницаемости продуктивного пласта отождествляется со “скиновым повреждением”, то-есть с нарушением проницаемости призабойной зоны. Однако, эту величину не всегда можно определить через измерения или расчет “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. Например, кислотная обработка может проникнуть достаточно глубоко в пласт на участке в несколько метров в верхней части 20 - метрового интервала перфорации, чтобы при исследованиях было обнаружено устранение положительного скина. Однако при этом положительная часть интервала может быть частично забита механическими примесями или буровым раствором. Подлинная потенциальная продуктивность этой скважины может оказаться во много раз больше, чем ее производительность при замеренном нулевом скине.

Вот некоторые формы нарушения проницаемости пласта:

- 1). Вторжение в пласт частиц бурового раствора.
- 2). Вторжение в пласт фильтрата бурового раствора.
- 3). Вторжение в пласт фильтрата цемента.
- 4). Несоответствие перфорации по размеру, количеству и глубине проникновения отверстий.
- 5). Разрушение перфорации и уплотнение материнской породы.
- 6). Мехпримеси в жидкости заканчивания или жидкости глушения, проникающие в пласт или забивающие перфорацию.
- 7). Вторжение в пласт жидкостей заканчивания или глушения.
- 8). Закупоривание пласта природными глинами.
- 9). Отложения асфальтенов или парафинов в пласте или перфорации.
- 10). Отложения солей в пласте или перфорации.
- 11). Образование или закачка эмульсии в пласт.
- 12). Закачка кислот или растворителей с мехпримесями или отложения мехпримесей в пласте.

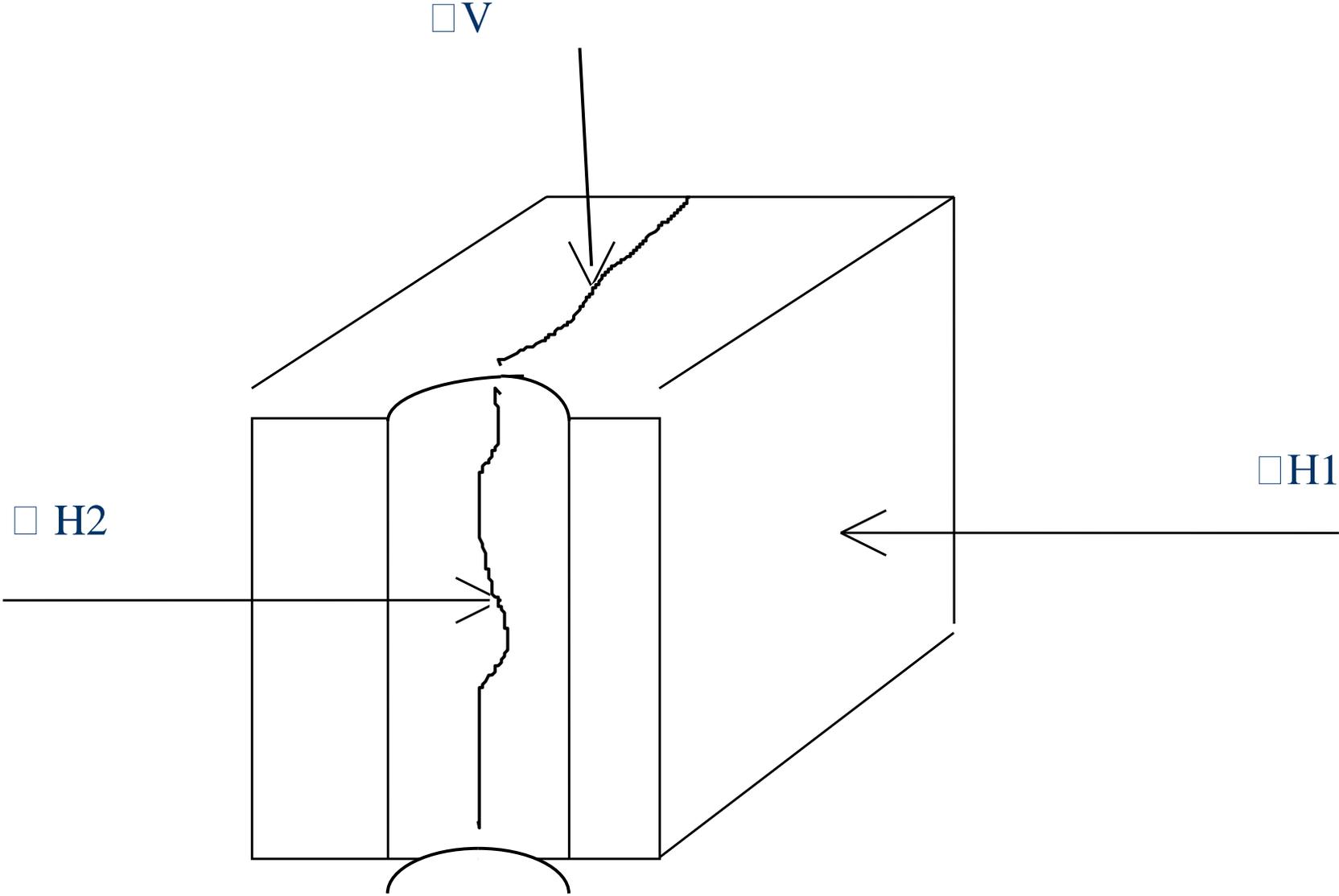
Низкая проницаемость. Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением. В низкопроницаемых (до 10 мд) пластах создается высоко - проницаемый канал (100 - 1000 дарси) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально. Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

Направление трещины разрыва.

Трещина разрыва может быть сориентированна в горизонтальном или вертикальном направлении. Тип разрыва, который может произойти в конкретных условиях зависит от напряжения в пласте. Разрыв происходит в направлении, перпендикулярном наименьшему напряжению.

Вертикальный разрыв. В большинстве скважин происходят вертикальные разрывы. Трещина разрыва образует два крыла, ориентированные под углом 180° друг к другу.

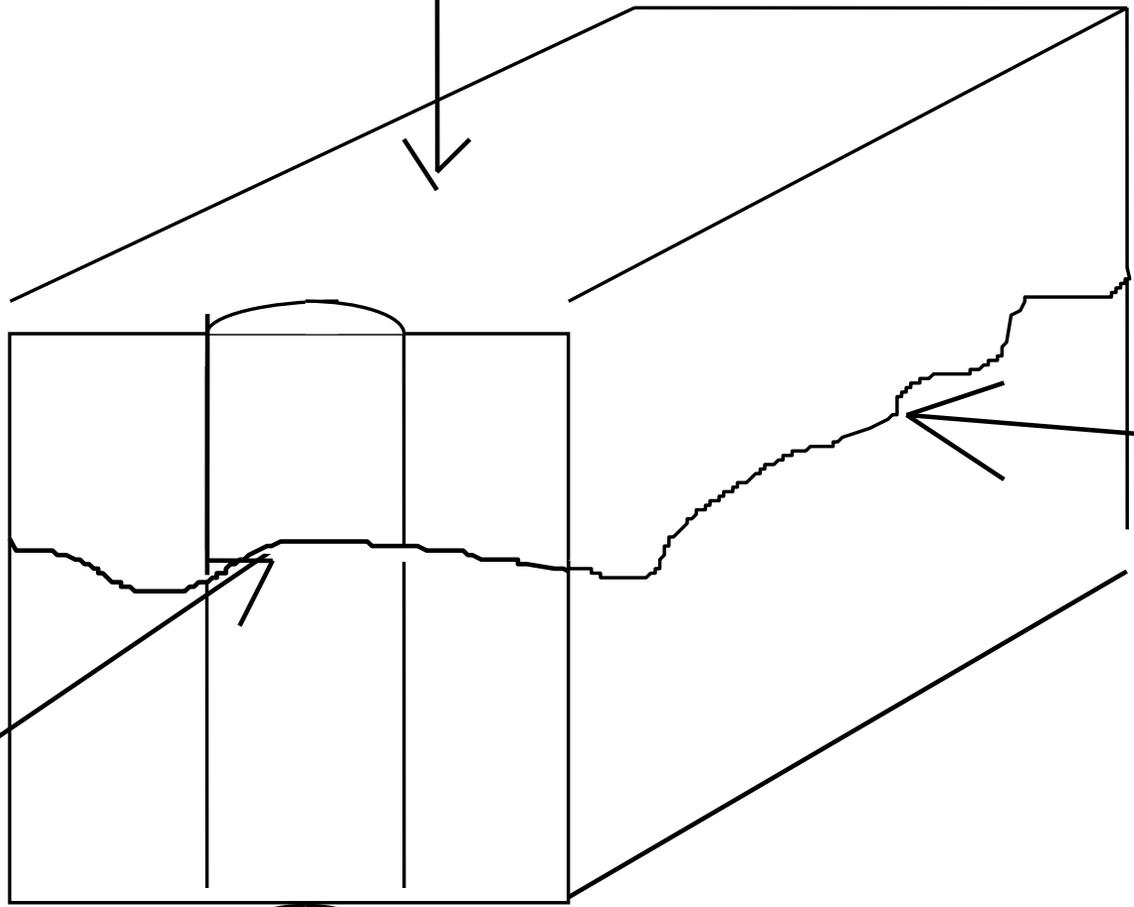
Вертикальный разрыв



$$H2 > V > H1$$

Горизонтальный разрыв

□ V



□ H1

□ H2

$$\square H2 > \square H1 > \square V$$

Жидкости разрыва

Важнейшей частью проектирования гидроразрыва является подбор жидкости разрыва. При этом следует рассмотреть следующие факторы:

Совместимость с пластом и пластовыми жидкостями.

1) Нарушение проницаемости пласта

При проведении гидроразрыва происходит поглощение жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины. Из-за повышенного насыщения жидкостью зоны вторжения, относительная проницаемость по пластовой жидкости понижается. Если проницаемость по пластовой жидкости низка, а по жидкости разрыва еще ниже, это может привести к полному блокированию притока. Кроме того, в пласте могут быть пучинистые глины, которые набухают при контакте с жидкостью разрыва и понижают проницаемость.

2) Нарушение проницаемости песчаной пробки

Проницаемость песчаной пробки, так же, как и зоны вторжения жидкости, может быть нарушена в результате насыщения жидкостью. Приток по трещине может быть также ограничен наличием в песчаной пробке остаточных после воздействия мехпримесей или полимеров.

3) Пластовые жидкости

Многие жидкости склонны к образованию эмульсий или к осадкообразованию. Во избежание риска при выборе надлежащих химических компонентов следует провести лабораторные испытания.

Сравнительная стоимость различных жидкостей (доллары США)

Наименование жидкости разрыва	Стоимость 1 куб.м.	Стоимость 1 куб.м. гелеобразующего компонента	Стоимость в сумме
ЗАГУЩЕННАЯ ВОДА	-	66,00	66,00
ПОЛИМЕРСШИТНАЯ ВОДА	-	126,00	126,00
ЗАГУЩЕННЫЙ РЕФОРМАТ	250,00	94,00	344,00
ДВУХФАЗНАЯ ЖИДКОСТЬ	50,00	66,00	116,00
МЕТАНОЛ+СО2	350,00	150,00	500,00
ПОЛИМЕРСШИТЫЙ МЕТАНОЛ	400,00	210,00	610,00
ЖИДКИЙ СО2	300,00	-	300,00
КИСЛОТА 15%	380,00	200,00	580,00
КИСЛОТА 28%	750,00	250,00	1000,00

Виды жидкостей

Жидкости на водной основе. Жидкости разрыва на водной основе используются сегодня в большинстве обработок. Хотя это было не так в первые годы гидроразрывов когда жидкости на нефтяной основе использовались фактически на всех обработках. Этот вид жидкости имеет ряд преимуществ над жидкостью на нефтяной основе.

1. Жидкости на водной основе экономичнее. Базовый компонент - вода намного дешевле чем нефть, конденсат, метанол и кислота.
2. Жидкости на водной основе дают больший гидростатический эффект чем нефть, газ и метанол.
3. Эти жидкости невоспламеняемы; следовательно они не взрывоопасны.
4. Жидкости на водной основе легко доступны.
5. Этот тип жидкости легче контролируется и загущаются.

Линейные жидкости разрыва. Необходимость загущения воды чтобы помочь транспортировать расклинивающий материал (проппант), уменьшить потерю жидкости, и увеличить ширину трещины было очевидным для ранних исследователей. Первый загуститель воды был крахмал. В начале 1960-х была найдена замена - гуаровый клей - это полимерный загуститель. Он используется и в наше время. Также используются и другие линейные гели в качестве жидкости разрыва: гидроксипропил, гидроксипропилцеллюлоза, карбоксиметил, ксантан и в некоторых, редких случаях полиакриламиды.

Расчет гидравлического разрыва пласта

Составить план проведения гидроразрыва пласта, выбрать рабочие жидкости и оценить показатели процесса для следующих условий :

Эксплуатационная скважина (таблица 14), месторождения.

Таблица 14.

ПОКАЗАТЕЛЬ	ОБОЗНАЧЕНИЕ	ВЕЛИЧИНА	РАЗМЕРНОСТЬ
Глубина скважины	L	2100	м
Диаметр по долоту	D	0,25	м
Вскрытая толщина пласта	H	13,5	м
Средняя проницаемость	K	$9,8 \cdot 10^{-8}$	м ²
Модуль упругости пород	E	$2 \cdot 10^{10}$	Па
Коэффициент Пуассона	ν	0,25	
Средняя плотность пород над продуктивным горизонтом	$\rho_{п}$	2385,2	кг/м ³
Плотность жидкости разрыва	$\rho_{н}$	930	кг/м ³
Вязкость жидкости разрыва	μ	0,2	Па*с
Концентрация песка	C	1200	кг/м ³

1. Вертикальная составляющая горного давления:

$$P_{ГВ} = \rho g L = 2385,6 * 9,81 * 2100 * 10^{-6} = 46,75 \text{ МПа}$$

2. Горизонтальная составляющая горного давления:

$$P_{Г} = P_{ГВ} * \nu / (1 - \nu) = 46,75 * 0,25 / (1 - 0,25) = 15,58 \text{ МПа}$$

В подобных условиях при ГРП следует ожидать образования вертикальной трещины.

Запроектируем гидроразрыв нефилтрующей жидкостью. В качестве жидкости разрыва и жидкости песконосителя используем загущенную нефть с добавкой асфальтина, плотность и вязкость даны в таблице. Содержание песка принимаем (см в таблице 4.), для расклинивания трещины запланируем закачку примерно 5 т кварцевого песка фракции 0,8-1,2 мм, темп закачки (данные в таблице 4.), что значительно больше минимально допустимого при создании вертикальных трещин.

При ГРП непрерывно закачивают жидкость-песконоситель в объеме 7,6 м³, которая одновременно является и жидкостью разрыва.

Для определения параметров трещины используем формулы, вытекающие из упрощенной методики Ю.П.Желтова.

3. Определим давление на забое скважины в конце гидроразрыва:

$$P_{\text{заб}}/P_{\text{г}}*(P_{\text{заб}}/P_{\text{г}}-1)^3 = 5,25E2*Q*\mu/((1-\nu^2)^2*P_{\text{г}}^2*V_{\text{ж}}) = 5,25*(2*10^{10})^2*12*10^{-3}*0,2/(1-0,25^2)^2*(15,58*10^6)^3*7,6) = 2*10^{-4}$$

$$P_{\text{заб}} = 49,4*10^6 = 49,4 \text{ МПа}$$

4. Определяем длину трещины :

$$l = (V_{\text{ж}}E/(5,6(1-\nu^2)h(P_{\text{заб}}-P_{\text{г}})))^{1/2} = (7,6*2*10^{10}/(5,6*(1-0,25^2)*13,5*(49,4 - 15,58)*10^6))^{1/2} = 31,7 \text{ м}$$

5. Определяем ширину (раскрытость) трещины:

$$\omega = 4(1-\nu^2) \cdot l \cdot (P_{\text{заб}} - P_{\text{г}}) / E = 4 \cdot (1 - 0,252) \cdot 31,7 \cdot (49,4 - 15,58) \cdot 10^6 / 1010 = 0,0158 \text{ м} = 1,58 \text{ см}$$

6. Определим распространение жидкости-песконосителя в трещине:

$$l_1 = 0,9 \cdot l = 0,9 \cdot 31,7 = 28,5 \text{ м}$$

7. Определим остаточную ширину трещины, принимая пористость песка после ее закрытия $m=0,2$:

$$\omega_1 = \omega_{\text{по}} / (1 - m) = 1,58 \cdot 0,107 / (1 - 0,3) = 0,73 \text{ см}$$

8. Определяем проницаемость трещины такой ширины:

$$k_{\text{т}} = \omega_1^3 / 12 = 0,00732 / 12 = 4,44 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2$$

Гидроразрыв будем проводить через НКТ с внутренним диаметром $d = 0,076 \text{ м}$, изолируя продуктивный пласт пакером с гидравлическим якорем.

Определим параметры ГРП.

1. Потери давления на трение при движении жидкости-песконосителя по НКТ.

$$\rho_{ж} = \rho_{н}(1-n_o) + \rho_{пес} * n_o = 930 * (1 - 0,324) + 2500 * 0,324 = 1439 \text{ кг/м}^3$$

Число Рейнольдса

$$Re = 4Q\rho_{ж}/(\pi d_{\mu ж}) = 4 * 12 * 10^{-3} * 1439 / (3,14 * 0,062 * 0,56) = 516,9$$

Коэффициент гидравлического сопротивления

$$\lambda = 64/Re = 64/633,7 = 0,124$$

По Ю.В.Желтову, при наличии песка в жидкости при $Re > 200$ происходит ранняя турбулизация потока, и потери на трение при $Re = 516,9$ и $n_o = 0,324$ возрастают в 1,52 раза:

$$P_T = 1,52 \lambda \frac{16Q^2L}{2\pi^2 d^5} \rho_{ж} = \frac{1,52 * 0,124 * 16 * (12 * 10^{-3})^2 * 2100 * 1439}{2 * 3,142 * 0,0765} = 26 \text{ МПа}$$

2. Давление, которое нужно создать на устье при ГРП:

$$P_y = P_{\text{заб}} - \rho g L + P_T = 49,4 - 1439 * 9,81 * 2100 * 10^{-6} + 26 = 45,9 \text{ Мпа}$$

3. Рабочие жидкости гидроразрыва в скважину закачивают насосными агрегатами 4АН-700

Таблица.15.

СКОРОСТЬ	ПОДАЧА, Л/С	ДАВЛЕНИЕ, МПА
1	6,0	70
2	8,3	51
3	11,6	36
4	14,6	29

Необходимое число насосных агрегатов:

$$N = P_y Q / (P_a Q_a k_{тс}) + 1 = 45,9 * 12 / (29 * 14,6 * 0,8) + 1 = 3$$

Где P_a - рабочее давление агрегата;

Q_a - подача агрегата при этом давлении

$k_{тс}$ - коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы $k_{тс} = 0,5 - 0,8$

4. Объем жидкости для продавки жидкости-песконосителя:

$$V_{п} = 0,785 * d^2 L = 0,785 * 0,0762^2 * 2100 = 9,52 \text{ м}^3$$

5. Продолжительность гидроразрыва:

$$t = (V_{ж} + V_{п}) / Q_a = (7,6 + 6,37) / (14,6 * 10^{-3} * 60) = 19,5 \text{ мин.}$$

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Форсированный отбор жидкости

В настоящее время отсутствует четкое определение целей и задач форсированного отбора жидкости. Существует мнение, что форсированный отбор — рациональный вариант разработки нефтяной залежи на завершающем этапе, который надо проектировать, официально утверждать и обязательно выполнять. Для его проектирования имеется все необходимое: методика, включающая модель зонально и послойно неоднородного пласта, уравнения разработки нефтяной залежи, общий экономический критерий рациональности, методы решения обратных задач по определению основных параметров нефтяных пластов и практически примененных систем разработки; современная вычислительная техника и полученная индивидуально по скважинам информация об их эксплуатации: о дебитах жидкости и обводненности (следовательно, о дебитах нефти), забойных давлениях (следовательно, о коэффициентах продуктивности), составе солей в отбираемой воде (следовательно, о доле посторонней воды).

Довольно странным представляется, что при наличии всего этого проблема форсированного отбора не исследована в полном объеме, а форсированный отбор противопоставляется рациональному. На многих нефтепромыслах очень плохо обстоит дело с информацией об эксплуатации каждой скважины. В этих условиях для промысловиков более приемлем и понятен форсированный отбор, чем рациональный, ибо для форсированного отбора не нужна или почти не нужна информация. В условиях неполного объема информации об эксплуатации скважин многие нефтепромысловые работники непоколебимо уверены, что лучше зависить производительность глубинных насосов. При нежелании и неумении устанавливать индивидуально по скважинам рациональные отборы устанавливают форсированные, не осознавая, что часто увеличение отбора жидкости уменьшает отбор нефти на 10—20 % и более.

При рассмотрении проблемы форсированного отбора жидкости необходимо сравнить различные варианты разработки нефтяных залежей с нефтью различной вязкости. Эти варианты различаются динамикой форсирования (увеличения) отбора жидкости при постоянном рациональном максимальном забойном давлении на-гнетательных скважин и рациональном минимальном забойном давлении добывающих скважин. Нефтяные залежи по зональной и послойной неоднородности нефтяных пластов, дебиту и запасам нефти, темпам извлечения запасов нефти, разбуривания и ввода в разработку являются средними, сходными со многими реальными нефтяными залежами.

При этом было показано, что при проектировании разработки залежей нефти средней, повышенной и высокой вязкости обычно проектируется форсирование отбора жидкости. В дальнейшем при их разработке обязательно надо осуществлять за-проектированное форсирование. Форсированный отбор жидкости должен быть в рамках рационального варианта разработки нефтяной залежи.

Из приведенных результатов видно, что бесконтрольное форсирование отбора жидкости приводит к крупным потерям в текущей добыче нефти и конечной нефтеотдачи пластов.

