

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**

**ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ
РАЙХАНА БЕРУНИЙ**

МЕТОДИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ

**ПО КУРСУ «ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА МЕТОДОВ
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ» ДЛЯ
СТУДЕНТОВ МАГИСТРАТУРЫ ПО
СПЕЦИАЛЬНОСТИ 5А540301 «РАЗРАБОТКА И
ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ»**

ТАШКЕНТ – 2006

Составитель: доц. Акрамов Б.Ш.

В методических разработках даны направления студентам при изучении современных методов увеличения нефтеотдачи пластов, как: усовершенствование процесса заводнения, добавка к закачиваемой воде ПАВ, использование унлекислоты при заводнении пласта, тепловые методы увеличения нефтеотдачи, закачка в пласт растворителей и др.

Методические разработки предназначены для студентов магистратуры по специальности 5А540301 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Рецензенты: гл. специалист
АК «Узнефтезаказибчикариш»
З.И. Рахмонов
доц. Е.А. Лыков

При современных методах разработки залежей даже сравнительно легких нефтей с малой вязкостью в пластовых условиях (1 или несколько сантипуаз) при осуществлении заводнения или закачки газа нефтеотдача пластов достигает 40-60% и только в редких случаях - 70%.

Особенно низка нефтеотдача пластов, содержащих тяжелую высоковязкую нефть (μ_n^{nl} = десятки, сотни сантипуаз и выше). По опыту разработки отечественных и зарубежных нефтяных месторождений нефтеотдача таких пластов при современных методах разработки составляет всего 5-20%.

Остаточные запасы тяжелых высоковязких нефтей в мире огромны. Так, например, США они составляют порядка 10 млрд. m^3 при остаточной величине извлекаемых запасов нефти современными способами около 6 млрд. m^3 .

В СССР на глубинах до 1000-1500 м в различных развитых районах нефтедобычи содержатся миллиарды тонн остаточных запасов тяжелой нефти. Крупные залежи такой нефти имеются в Татарии, Башкирии, в Коми АССР, в Пермской области, в Краснодарском крае, в Казахстане, Азербайджане и в других нефтедобывающих районах.

Практика разработки залежей нефти с вязкостью около 10 спз и выше показывает, что применение современного метода заводнения на таких залежах приводит к интенсивному обводнению скважин и к сравнительно низкой нефтеотдаче пластов (до 40%).

На залежах сравнительно легкой и маловязкой нефти в ряде случаев искусственное заводнение может быть неэффективно из-за низкой проницаемости пластов или разбухание глинистых включений в их разрезе.

Все указанные затруднения потребовали разработки новых более эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов наряду с обычно применяемым заводнением.

Таким образом, на месторождениях с залежами повышенной вязкости нефти или с мало проницаемыми пластами и, особенно на месторождениях с залежами тяжелой

высоковязкой нефти в СССР и в мире имеются крупные резервы повышения нефтеотдачи пластов.

На необходимость решения важной народно-хозяйственной задачи повышения нефтеотдачи пластов указывают директивы XXIV съезда КПСС. В них, в частности, ставятся задачи дальнейшего развития добычи нефти в старых обустроенных районах, усиления работ по изысканию новых более эффективных методов разработки нефтяных месторождений, обеспечивающих повышение нефтеотдачи пластов, и достижения к 1975 г. уровня добычи нефти из объектов с искусственным воздействием на пласты не менее чем 75% от общей добычи нефти.

Под новыми методами увеличения нефтеотдачи пластов понимаются перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов, которые активно разрабатываются в последние годы (около 10 лет) как в нашей стране, так и за рубежом. Эти методы применяются на месторождениях в опытно-промышленном порядке и пока не внедряются в промышленных масштабах.

Новые перспективные направления теоретических, экспериментальных и опытно-промышленных исследований в области увеличения нефтеотдачи пластов можно объединить в три группы:

1. Метод усовершенствования процесса заводнения.
2. Тепловые методы воздействия на пласты.
3. Закачка в пласты растворителей (иногда эти направление объединяется под названием «смешивающее вытеснение»).

В текущем и ближайших пятилетиях главным из указанных направлений будет усовершенствование процесса заводнения, так как оно в настоящее время уже обеспечивает около 77% текущей добычи нефти в стране и продолжает развиваться.

1. Усовершенствование процесса заводнения

Коэффициент нефтеотдачи пласта в простейшем виде представляется в виде произведения двух коэффициентов (вытеснения - $\alpha_{\text{выт}}$ и охвата - $\alpha_{\text{охв}}$):

$$\alpha_n = \alpha_{\text{выт}} \cdot \alpha_{\text{охв}} \quad (1)$$

Коэффициент вытеснения нефти водой определяется для однородного пласта на физически подобных моделях пластов и по большинству исследований величина его почти не зависит от отношения подвижностей вытесняющего агента и вытесняемой нефти

$$M = \frac{\mu_n K_v}{\mu_v K_n} \quad (2)$$

Где K_v, K_n - фазовые проницаемости пласта для воды и нефти при двухфазной фильтрации. Соотношение фазовых проницаемостей зависит в основном от насыщенности пласта жидкостями. μ_n, μ_v - вязкости нефти и воды в пластовых условиях.

Величина коэффициента вытеснения зависит главным образом от физических свойств пласта и от соотношения таких свойств нефти и воды как смачиваемость, поверхностное натяжение и др.

Коэффициент охвата пласта вытеснением существенно зависит от отношения вязкостей вытесняющей воды и вытесняемой нефти, а, следовательно, и от соотношения их подвижностей. Чем больше отношение $\mu_0 = \frac{\mu_n}{\mu_v}$, тем меньше в неоднородном пласте величина коэффициента охвата ($\alpha_{\text{охв}}$), а, следовательно, и меньше величина коэффициента

нефтеотдачи. Чем ближе величина μ_0 к 1,0, тем, при прочих равных условиях, больше величина коэффициента охвата и коэффициента отдачи.

Обычно на объектах заводнения $\mu_0 > 1.0$ (по месторождениям Урало-Поволжья от 3 до 20). На некоторых объектах $\mu_0 \approx 1.0$ и очень редко $\mu_0 < 1.0$ (например, в верхнемеловой залежи месторождения Карабулак-Ачалуки).

Назначение новых методов усовершенствования процесса заводнения заключается в стремление увеличить величину одного из составляющих коэффициента нефтеотдачи или величины обоих коэффициентов одновременно.

Среди способов усовершенствования процесса заводнения можно выделить следующие направления

а) увеличение вязкости вытесняющей воды на фронте нефть-вода путем растворения в ней высоковязких полимеров

б) добавка к закачиваемой воде поверхностно-активных веществ и

в) применение углекислоты (CO_2) при заводнении пластов.

К способам усовершенствования процесса заводнения относятся также циклическое (импульсное) заводнение и изменение направления потоков вытесняющей воды. В этих способах используется либо изменение соотношения фильтрационных и капиллярных эффектов, либо изменение направления движения вытесняющей воды. В том и другом случаях достигается определенное увеличение коэффициента охвата пластов заводнением

Циклическое заводнение и изменение направления потоков получили промышленное применение на нефтяных месторождениях СССР и не требует существенного изменения технологии процесса заводнения, поэтому в данном случае они не рассматриваются.

а) Увеличение вязкости вытесняющей воды.

Увеличение вязкости нагнетаемой в пласт воды достигается путем добавки к воде высокомолекулярных водорастворимых полимеров (в качестве такого полимера пока применялся полиакриламид-ПАА). Увеличение вязкости воды приводит к уменьшению соотношения подвижностей нефть-вода, что способствует преимущественно росту коэффициента охвата нефтенасыщенного пласта вытеснением ($\alpha_{охв}$).

С экономической точки зрения целесообразно создание оторочки воды, обогатенной ПАА, между нефтью и нагнетаемой в пласт водой без обогащения полимером. По данным БашНИПИнефть для Арланского месторождения, например размер такой оторочки, рекомендуется 0,1 объема нефтенасыщенного порового пространства разрабатываемого объекта. Прирост нефтеотдачи при этом составит 9%.

В СССР полиакриламид производится в виде 7-8%-ного геля. Для создания оторочки рекомендуется концентрация раствора полимера 0,05%.

Опытно-промышленные работы по нагнетанию в пласт воды, обогатенной ПАА, проводились в небольшом объеме на Арланском месторождении (1966-67г.г.) и шире - на Орляном месторождении Куйбышевской области (опытная закачка начата в 1966г., а в промышленных масштабах - с сентября 1968г.).

Залежь нефти пласта А Орлянского месторождения приурочена к известняку мощностью около 6м, характеризующемуся пористостью 19% и проницаемостью около 400 миллидарси. Вязкость нефти в пластовых условиях 8,6 сантипуаз.

Работы по закачке воды с ПАА проводились в основном на северном куполе месторождения (на соседнем южном куполе переход от обычного заводнения к этим работам начат два года спустя), а результаты сопоставились с показателями разработки южного купола (фактическими в течение двух лет) и северного купола (расчетными) при обычном заводнении.

Опытные работы на первом этапе проводились с концентрацией ПАА в воде 0,1%, а в дальнейшем - с

концентрацией 0,01-0,015%. Из-за технических и технологических трудностей закачка раствора ПАА осуществляется периодически.

За 4 года закачки воды на Орляном месторождении с добавкой ПАА наблюдалась пониженная обводненность продукции и более высокий уровень добычи нефти по сравнению с применением обычного заводнения (рис.1), Дополнительная добыча нефти равняется 234 тыс.тонн (154т нефти на 1 т геля ПАА). Прирост нефтеотдачи в пределах пробуренных оценочных скважин составил до 22%.

Из анализа себестоимости добычи нефти на северном крыле, где заводнение с добавкой ПАА применено на ранней стадии разработки, и на южном крыше, где процесс осуществлялся на поздней стадии разработки, сделан вывод с целесообразности применения данного метода на залежах нефти с повышенной вязкостью с начала их разработки.

С 1964 г. в США проводилось около 60 опытных промысловых работ по закачке растворов полимеров. По большей части из них не получено положительных результатов из-за непригодности объектов для процесса, начала работ в поздней стадии разработки залежей или из-за малого объема их развития. Результаты положительных экспериментов по закачке воды с добавкой полимеров качественно совпадают с полученными на Орляном месторождении.

б) Добавка к закачиваемой воде поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Лабораторными экспериментами на моделях пластов установлено, что при добавке к закачиваемой воде ПАВ (например, ОП-10), снижается величина поверхностного натяжения на границе нефть-вода и улучшается смачиваемость породы водой в присутствии нефти, за счет чего в основном увеличивается значение коэффициента вытеснения. С другой стороны, адсорбция ПАВ из раствора огромной поверхностью породы при экспериментах вызвала

сомнения в эффективности этого направления усовершенствования процесса заводнения.

По данным Баш НИПИ нефть концентрация ПАВ (ОП-10) в закачиваемой в пласт воде должна быть 0,05%.

По лабораторным исследованиям, подтвержденным промысловыми наблюдениями, получен более высокий прирост нефтеотдачи пласта при вытеснении нефти водой с добавками ПАВ (по сравнению с вытеснением чистой водой), рис. 2, и пониженная обводненность добываемой нефти рис. 3.

Опытно-промышленные работы по закачке воды с добавкой ПАВ с 1966 г. проводятся на Арланском месторождении (в пласты угленосной толщи). С 1967г. промышленный эксперимент в более широком объеме был начат на Николо-Березовской площади месторождения.

Характеристика опытного объекта следующая:

Нефтенасыщенная мощность пласта – песчаника - около 4 м: проницаемость – около 500 миллидарси: вязкость пластовой нефти 23 сантипуаза.

По результатам промышленного эксперимента оказалось, что в связи с меньшей удельной поверхностью пластовых пород (по сравнению с модельными дезинтегрированными) адсорбция ПАВ в пласте оказалась в несколько раз меньшей. Вода, прорвавшаяся через год после начала закачки раствора ПАВ в эксплуатационные скважины, содержала лишь пониженное количество ПАВ. Кроме того, при замене нагнетаемого раствора ПАВ на пресную воду удалось десорбировать с породы до 25% закачанного ПАВ.

Исследование профилей приемистости по 12 нагнетательным скважинам двух рядов (с закачкой раствора ПАВ и пресной воды) показало, что охват пласта воздействием по мощности увеличился в среднем на 35% . Внутриконтурные нагнетательные скважины при закачке раствора ПАВ осваивались проще и быстрее, а приемистость их оказалась более чем в 2 раза выше, чем при закачке пресной воды. Указанные эффекты получены за счет лучшей отмывки пласта от нефти при закачке раствора ПАВ.

На 1т закачанного в пласта ОП-10 дополнительно добыто 100 т нефти. Себестоимость добычи нефти понизилась на 25% по сравнению с себестоимостью при обычном заводнении.

Расчеты показывают, что нефтеотдача пласта на Арланском месторождении при закачке раствора ПАВ должна повыситься примерно на 10%.

В зарубежной литературе вопрос о применении ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов освещается слабо. Высказываются опасения о вероятности существенного влияния адсорбции ПАВ породой.

в) Использование углекислоты при заводнении пластов.

Применение углекислоты (СО) при заводнении связано с тем, что она хорошо растворяется в нефти и в воде. Растворение углекислоты в нефти снижает ее вязкость от десятков процентов до нескольких раз и увеличивает объемный коэффициент до 50%. Ввод углекислоты в пластовую систему снижает поверхностное натяжение на границе нефть-вода. Указанные явления приводят к увеличению как коэффициента охвата (при снижении вязкости, нефти и приближении ее величины к вязкости воды), так и коэффициента вытеснения (при снижении поверхностного натяжения при вытеснении)

Для увеличения нефтеотдачи пластов углекислота может применяться в виде оторочки (в сжиженном состоянии), проталкиваемой водой, в виде закачки в пласт карбонизированной воды (воды с растворенной углекислотой) и в виде выхлопных или дымовых газов.

Наиболее высокая нефтеотдача обеспечивается при вытеснении нефти оторочкой сжиженной углекислоты. Углекислый газ сгущается при температуре 20 и давлении $58,5 \text{ кгс/см}^2$ в бесцветную жидкость. В области пласта, охваченного вытеснением оторочкой сжиженной углекислоты, достигается почти 100% вытеснение нефти. Объем оторочки должен составлять около 5% от объема пор. Оторочка должна продвигаться простой или карбонизированной водой, так как при повышенных

давлениях углекислота обладает высокой растворимостью и в воде.

Создание оторочки из сжиженной углекислоты требует высоких текущих ее расходов, но на ее создание тратится меньше времени, чем при вытеснении нефти карбонизированной водой, содержащей такое же количество углекислоты.

Вытеснение нефти карбонизированной водой применяется в случае дефицита углекислоты. Применительно к залежи нефти угленосной толщи Александровской площади Тумазинского месторождения карбонизированная вода должна иметь концентрацию CO_2 4-5% (по весу). Прирост нефтеотдачи пласта при этом составит 14-15% по сравнению с нефтеотдачей при вытеснении нефти пресной водой.

Исследования показывают, что применение карбонизированной воды с начала заводнения позволяет увеличить темп разработки залежи нефти с повышенной вязкостью и, по сравнению с применением этого процесса на обводняющихся залежах (с 50% остаточной нефтенасыщенностью), уменьшить расход воды в 4 раза и сократить расход углекислоты в 2,5 раза.

Опытно-промышленные работы по закачке карбонизированной воды проводятся с 1967 г. на Александровской площади Тумазинского месторождения (угленосная толща). Вязкость пластовой нефти составляет около 15 сантипуаз. Нефть содержит 16-18% асфальто-смолистых веществ. Из-за дефицита пищевой углекислоты закачка карбонизированной воды на опытном участке производится не систематически и низкими темпами (за 5 лет в пласт закачано всего 4 тыс. тонн углекислоты). По данным БашНИПИнефть на 1 т закачанной углекислоты дополнительно добыто около 4 т нефти.

Возможности по применению углекислоты для увеличения нефтеотдачи пластов расширяются в Тюменской области, где в районе нефтяных месторождений недавно открыто крупное по запасам Семивидовское месторождение углекислого газа.

Расчеты процессов заводнения по усовершенствованной технологии проводится с учетом изменения вязкости закачиваемой воды (при добавке к ней полимеров), адсорбции (десорбции) ПАВ породой и улучшением вытесняющей способности воды (при добавке к ней ПАВ или изменения вязкости нефти, массопереноса углекислоты (из воды в нефть) и улучшением вытесняющей способности воды (при добавке углекислоты). Большинство из этих методик находятся в стадии разработки.

2. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи пластов.

Тепловые методы наиболее эффективны применительно к залежам с высоковязкой смолистой нефтью (вязкость в пластовых условиях несколько десятков и выше сантипуаз). На таких залежах даже применение закачки воды в пласт не дает желаемых результатов. Разработка их характеризуется интенсивной обводненностью добываемой нефти и, в конечном счете, низкой нефтеотдачей.

В настоящее время активно разрабатываются и испытываются в промышленных условиях две разновидности тепловых методов:

- а) внутрислоевого горения и
- б) закачка в пласт теплоносителей (пара, горячей воды).

а) Внутрислоевого горения

Метод внутрислоевого горения заключается в создании в нефтяном пласте высокотемпературной зоны (порядка 200°C и выше, в частном случае такой зоной является фронт горения), которая при нагнетании окислителя (воздуха) перемещается по пласту от нагнетательных к эксплуатационным скважинам, обеспечивая поддержание в этой зоне экзотермических окислительных реакций.

К настоящему времени в разной степени разработаны следующие виды процесса внутрипластового горения: прямоточный процесс внутрипластового горения без ввода дополнительного топлива: аналогичный первому, но противоточный процесс: прямоточный процесс с вводом дополнительного топлива и сочетание прямоточного процесса (без ввода дополнительного топлива) с заводнением.

Прямоточные процессы отличаются от противоточного тем, что в первом случае направления движения фронта горения и окислителя совпадают, а во втором - фронт горения движется навстречу потоку окислителя.

Прямоточные процессы применяются на залежах с нефтью ограниченной вязкости и ограниченным содержанием смол и асфальтенов (плотностью до $0,99 \text{ г/см}^3$). В случае весьма тяжелых нефтей (плотностью более $0,99 \text{ г/см}^3$, включая нефти битуминозные) прямоточный процесс внутрипластового горения поддерживать, не удастся, так как перед фронтом горения формируется непроницаемая зона. Поэтому для таких нефтей применяется процесс противоточного внутрипластового горения.

Процесс внутрипластового горения без ввода дополнительного топлива возможен на залежах с относительно тяжелой смолистой нефтью (плотностью $0,85 \text{ гсм}$ и выше, с содержанием сернокислотных смол 20% и выше). В пластах, насыщенных такими нефтями, перед фронтом горения отлагается на породе достаточное количество коксоподобного твердого остатка, являющегося топливом для поддержания горения.

При насыщении пластов сравнительно легкими нефтями (плотностью менее $0,85 \text{ г/см}^3$) перед фронтом горения нефть почти полностью испаряется и уносится газами горения вглубь пласта, а на породе не отлагается достаточного количества топлива для поддержания горения. Поэтому фронт горения затухает. Для обеспечения внутрипластового горения в залежах с легкой нефтью в настоящее время разрабатывается вариант процесса с вводом

в пласт (одновременно с воздухом) дополнительного топлива (например, углеводородного газа).

В дальнейшем рассматривается наиболее разработанный к настоящему времени прямоточный процесс внутрипластового горения без ввода в пласт дополнительного топлива, который назовем кратко процессом внутрипластового горения.

Применение процесса внутрипластового горения ограничивается, кроме упомянутых свойств нефти, мощностью пласта (от 1,5 до 15-20 м), проницаемостью (100 миллидарси и выше) и глубиной его залегания (на современном этапе - до 1000 м)

Нижний предел мощности пласта определяется возрастающей долей теплотерь при малой мощности пласта, приводящей к затуханию процесса, а верхний предел - уменьшением охвата процессом мощности пласта при сегрегации окислителя и нефти по мере движения фронта горения.

Минимальная величина проницаемости пласта для осуществления процесса определяется минимальной производительностью скважин по воздуху (около 10 тыс. м³ в сутки) при современных технических возможностях компрессоров для нагнетания воздуха.

Ограничение по глубине залегания пластов для процесса также обусловлено характеристикой современных компрессоров для нагнетания воздуха.

Процесс внутрипластового горения начинается с создания в призабойной зоне пласта нагнетательных скважин фронта горения. Организация горения в пласте может быть достигнута за счет развития окислительных реакций, начиная с пластовой температуры, при закачке в пласт воздуха. Так, например, на залежи нефти Павлова Гора на первом участке фронт горения был создан после закачки в пласт около 600 тыс. км³ воздуха в течение 66 суток. Окислительные процессы нефти, включая перерывы в закачке 5 воздуха, продолжались около четырех месяцев.

Последующий опыт на Павловой Горе и за рубежом показал, что для ускорения процесса создания фронта горения требуется введение некоторого количества тепла в пласт с помощью забойной газовой горелки, забойного электронагревателя, зажигательных химических смесей или других средств. На втором опытном участке Павловой Горы фронт горения был создан после введения в пласт, мощностью 4,5 м, тепла с помощью забойной газовой горелки в количестве около 6 млн. ккал в течение 54 часов.

После удаления фронта горения от нагнетательной скважины при закачке воздуха на некоторое расстояние в пласте по направлению от нагревательной к эксплуатационным скважинам формируется и развивается несколько характерных зон (рис.4). Между забоем нагнетательной и фронтом горения заключена выжженная зона пласта. В вертикальном сечении этой зоны в кровле и подошве пласта наблюдается остаточная нефтенасыщенность, где горение не происходит за счет теплопотерь. Фронт горения представляет собой узкую зону с размерами порядка несколько десятков сантиметров (температура на этом фронте может быть от 350 до 600 °С). Далее следует зона испарения связанной воды и относительно легких фракций нефти. В этой зоне, в непосредственной близости от фронта горения, при воздействии высоких температур в поровом пространстве образуется топливо (коксоподобный остаток). Впереди зоны испарения формируется зона конденсации, где вода находится в состоянии кипения при пластовом давлении (температура в этой зоне может быть порядка 180-250 °С). Здесь вода накапливается за счет испарения связанной воды (из выжженной зоны) и реакции горения углеводородов. Далее при активном теплообмене на фронте конденсации горячей воды с относительно холодным пластом температура резко падает до начальной пластовой. Перед зоной конденсации образуется вал легких углеводородов и воды, сконденсировавшихся из паров легкой фракции нефти и воды,

На основании анализа результатов опытно-промышленных работ по внутрипластовому горению (прежде всего, на Павловой Горе) механизм нефтеотдачи пласта при этом процессе включает ряд факторов, основными из которых являются вытесняющая способность высокотемпературного пароводяного вала, формирующегося в зонах конденсации и испарения, вытесняющая способность газообразных продуктов горения (содержат 10-20% CO_2 , непрерывно фильтрующихся в зонах испарения, конденсации и начальной пластовой температуры, и вытеснения остаточной нефти непосредственно фронтом горения. Причём нефтеотдача в целом по пласту в основном обеспечивается первыми двумя факторами, так как влияние их распространяется почти на всю залежь. С учетом неполного охвата пласта вытеснением нефтеотдача при горении составляет порядка 40-50%.

Методика расчетов технологических показателей процесса разработки залежей с внутрипластовым горением включает уравнения материального баланса и гидротермодинамики.

Например, общий расход воздуха на процесс можно оценить по уравнению:

$$\sum Q_{\text{воз}} = \alpha_v V_{\text{пл}} q_{\text{воз}};$$

Где α_v – коэффициент охвата пласта по объему горением

(можно принять равным около 0,3): $V_{\text{пл}}$ – объем нефтенасыщенного пласта в рассматриваемом элементе:

$q_{\text{воз}}$ – удельный расход воздуха на выжигание 1 м^3 нефтенасыщенной породы (определяется по лабораторным данным).

Минимально необходимый расход воздуха на поддержание горения в пятиточном элементе при радиальной форме фронта ($r_{\text{фz}}$) должен равняться

$$q_{\text{воз}}^{\text{скв}}(\tau) = 4,77 \square q_{\text{воз}} \square r_{\text{фz}}(\tau) h v_{\text{фz}}^{\min}(h, q_{\text{ост}}); \quad (4)$$

Где

$$r_{\phi_2}(\tau) = \sqrt{\frac{\sum Q_{\text{воз}}^{\text{наг}}(\tau) \alpha_{\text{ук}}}{\alpha_h^r \pi h_{\text{эф}} q_{\text{воз}}}}; \quad (5)$$

$q_{\text{ост}}$ - удельное содержание топлива в породе: $\alpha_{\text{ук}}$, α_h^r - коэффициенты использования кислорода воздуха и охвата пласта горением по мощности: $v_{\phi_2}^{\text{min}}$ - минимальная скорость перемещения фронта горения (определяется по зависимости рис 5); $h_{\text{эф}}$ - средняя эффективная мощность пласта по линии фронта горения (в формуле 4) и в выжженной зоне пласта (в формуле 5).

Изменение дебита нефти по скважинам пятиточечного элемента до прорыва воды (из зоны конденсации) определяется по методу эквивалентных фильтрационных сопротивлений с учетом фазовых проницаемостей пласта для воды ($K_{\text{в}}$) и нефти ($K_{\text{н}}$)

в зонах конденсации и начальной пластовой температуры:

$$Q_{\text{н}}(\tau) = \frac{2 \left[\pi(P_{\text{сн}} - P_{\text{сэ}}) - \frac{q_{\text{наг}}^{\text{воз}}(\tau)}{(P_{\text{сн}} - P_{\text{нл}})} \frac{\mu_{\text{воз}}(t_{\text{нл}})}{r_{\text{нл}}} \ln \frac{r_{\phi_2}(\tau)}{r_{\text{спрн}}} \right]}{\frac{\mu_{\text{в}}(t_{\text{к}})}{k_{\text{в}}(\rho_{\text{в}})k_{\text{нл}}h_{\text{в}}} \ln \frac{r_{\text{к}}(\tau)}{r_{\phi_2}(\tau)} + \frac{\mu_{\text{н}}(t_{\text{нл}})}{k_{\text{н}}(\rho_{\text{н}})k_{\text{нл}}h_{\text{н}}} \left[\ln \frac{0.707\alpha}{r_{\text{к}}(\tau)} + \frac{0.785}{\pi} \ln \frac{0.505\alpha}{r_{\text{спрэ}}} \right]}$$

; (6)

где радиус фронта конденсации

$$r_{\text{к}}(\tau) = \sqrt{\frac{\xi \sum Q_{\text{воз}}^{\text{наг}}(\tau)}{\pi h_{\text{эф}} \alpha_h^k c_{\text{нл}}}} \left\{ \frac{\alpha_{\text{ук}} \gamma_{\text{в}} i^{\text{н}}}{q_{\text{воз}} t_{\text{к}}} \left[m \rho_{\text{св}} + \frac{n q_{\text{ост}}}{111(n+12)} \right] + c_{22} \right\}; \quad (7)$$

ξ - коэффициент использования тепла в зоне конденсации:

α - расстояние между нагнетательной и эксплуатационными скважинами: $k_g(\rho_g) \square 0.25$; $k_n(\rho_n) \square 0.6$;

i^n - теплосодержание сухого насыщенного пара при t_k : n - атомное отношение водорода к углероду в топливе: α_h^k - коэффициент охвата пласта по мощности конденсацией: $C_{пл}, C_{гг}$ - теплоемкость нефтенасыщенного пласта и газообразных продуктов горения.

Нефтеотдача пласта оценивается равной:

$$\alpha_k = \alpha_\tau \left(1 - \frac{\rho_{осм} + \rho_{yc}}{\rho_n} \right) + \alpha_{гг} (1 - \alpha_{np});$$

(8)

где $\rho_{осм}, \rho_{yc}, \rho_n$ - доли нефти, израсходованные на образование топлива и углеводородных газов и начальная нефтенасыщенность пласта, отнесенные к объему порового пространства: $\alpha_{гг}$ - коэффициент вытеснения нефти газами горения.

Первый крупный промышленный эксперимент по внутрипластовому горению в нашей стране проводится с 1966 г. на залежи нефти 1 майкопского горизонта Павловой Горы Краснодарского края.

Характеристика западного залива этой залежи следующая: глубина залегания пласта - до 250 м, эффективная мощность на опытных участках - 7 и 4 м, пористость - 25 и 23%, проницаемость - 11—410 миллидарси, плотность дегазированной нефти - 0,945 г/см³ и вязкость пластовой нефти - 170 сантипауз

Фронт горения на первом участке (северная часть залежи) был создан в марте 1967 г., а на втором (юго-западная часть залежи) - в феврале 1969 г.

На залежи в основной период осуществления процесса работало 12 эксплуатационных, 2 нагнетательных и 6 наблюдательных скважин.

С самого начала процесса добыча нефти повысилась в 4-5 раз по сравнению с исходной. На процесс реагировали почти все эксплуатационные скважины, в том числе и расположенные от нагнетательной на расстояниях до 400 м.

Контроль за процессом осуществлялся путем наблюдений за содержанием в добываемом вместе с нефтью газа CO_2 , O_2 , CO , за изменением пластовой температуры (на забоях наблюдательных скважин), дебитов нефти, и воды (по эксплуатационным скважинам) и др. показателю. По первому показателю было обнаружено создание внутрислоевого фронта горения на участках и наблюдалось поддержание его при осуществлении процесса (по данным о высоком содержании CO_2 , малом содержании или отсутствии O_2 и по наличию в газе CO). Замеры температуры по мощности пласта позволили проследить перемещение на участках упомянутых выше характерных зон, включая зоны конденсации, испарения и горения. Кроме того, распределение и изменение температуры по мощности пласта позволяют судить о теплопотерях в кровлю и подошву пласта по зонам во времени. Комплекс средств контроля и, в первую очередь, наблюдения за изменением дебитов газа и воды по эксплуатационным скважинам использовался при определении мероприятий по регулированию процесса.

На опытном объекте разработаны и испытаны следующие способы регулирования процесса внутрислоевого горения: установление минимально необходимого расхода воздуха по нагнетательным скважинам (исходя из текущего радиуса фронта горения и мощности пласта), изменение дебитов газа и жидкости по эксплуатационным скважинам (окружающих нагнетательную), перераспределение расхода воздуха по нагнетательным скважинам на соседних участках (для предотвращения преждевременного обводнения нефтяных скважин, расположенных между нагнетательными), одновременная или чередующаяся закачка в нагнетательные скважины воздуха и воды (для предотвращения преждевременного прорыва воздуха к отдельным

эксплуатационным скважинам и для снижения удельного расхода воздуха на добываемую нефть) и временная закачка воздуха в эксплуатационные скважины, в направлении которых наблюдается затухание процесса внутрипластового горения, для его интенсификации.

Особое значение в данном комплексе имеет одновременная закачка воздуха и воды в пласт при внутрипластовом горении. Это мероприятие обеспечивает непрерывный перенос тепла на области позади фронта горения, откуда оно при «сухом» горении в значительной степени рассеивается в выше и ниже лежащие отложения. Кроме того, при одновременной подаче в пласт воздуха и воды создаются условия на преимущественное сгорание из состава топлива водорода, а не углерода, на которое расходуется меньше воздуха. При определенном оптимальном соотношении вода-воздух, колеблющаяся в зависимости от конкретных условий в диапазоне 2-7 лм, фронт горения может исчезнуть и окислительные реакции между нефтью и кислородом воздуха происходят целиком в зоне конденсации (кипения) воды. За счет указанных положительных явлений при осуществлении вариантов «влажного» или «сверхвлажного» внутрипластового горения удельный расход воздуха на добываемую нефть снижается от 1,5 до 3 раз по сравнению с вариантом «сухого» горения (без подачи в пласт воды). В результате существенно повышается экономическая эффективность процесса внутрипластового горения.

Минимально необходимый расход воздуха на поддержание процесса устанавливается в зависимости от текущей площади поперечного сечения фронта горения (окисления) и расхода топлива. Для вариантов «влажного» и «сверхвлажного» горения устанавливается уменьшенный расход воздуха, который предварительно определяется по данным опытно-промышленных работ.

Изменение дебитов газа и нефти по эксплуатационным скважинам производится с целью достижения равномерного

распространения фронта горения и предотвращения преждевременных прорывов воздуха к скважинам.

По результатам опытных работ на Павловой Горе в течение полутора лет установлено, что за счет вытеснения нефти пароводяным валом и непосредственно фронтом горения дополнительно добыто около 50 и 20% нефти, а за счет вытеснения нефти газообразными продуктами горения из зоны начальной пластовой температуры не менее 30%.

За рубежом проведено около 1—промышленных опытов по разработке залежей нефти с внутрипластовым горением (в основном в США). По данным отечественных и зарубежных исследований наиболее перспективным направлением развитием этого процесса является сочетание внутрипластового горения и заводнения.

б) Закачка в пласт теплоносителей

Этот метод предусматривает либо непрерывную закачку в пласт, содержащий высоковязкую нефть (20-30 сантипуаз и более), теплоносителя, либо закачку теплоносителя с последующим проталкиванием его холодной водой.

При прогреве пласта теплоносителем снижается вязкость, увеличивается объемный коэффициент нефти и происходит испарение легких ее фракций. Степень вытеснения нефти горячим теплоносителем (водяным паром или горячей водой) для высоковязких нефтей значительно выше, чем холодной водой (80-90% против 20-40%). Кроме того, при прогреве слабопроницаемых включений пласта увеличивается охват его вытеснением.

Переход от закачки теплоносителя к закачке холодной воды обеспечивает ускоренную продавку горячей оторочки воды, за счет чего достигается меньшей удельный расход теплоносителя на добываемую нефть.

Применение теплоносителя ограничивается, кроме величин вязкости пластовой нефти, глубиной залегания пласта (до 5---700 м) и мощностью его (10-15 м и более). С ростом глубин нагнетательных скважин резко возрастают

потери тепла по отводу скважин. С увеличением мощности пласта уменьшаются относительные потери тепла в его кровлю и подошву. Поэтому в указанных границах обеспечивается более высокая эффективность осуществления процесса закачки теплоносителя.

В связи с затруднениями прогрева пласта теплоносителями расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами обычно ограничиваются 100м.

При расчетах процесса закачки теплоносителя в пласт важно определять его температурное поле. Для этого используется дифференциальные уравнения тепломассопереноса (для прогрева продуктивного пласта и окружающих пород);

$$\frac{\partial^2 t}{\partial r^2} + \left(1 - \frac{q_{жс} c_{жс}}{2\pi h \lambda_{нл}}\right) \frac{1}{r} \frac{\partial t}{\partial r} + \frac{\partial^2 t}{\partial z^2} = \frac{c_{нл}}{\lambda_{нл}} \frac{\partial t}{\partial \tau}; \quad (9)$$

$$\frac{\partial^2 \theta}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial \theta}{\partial r} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial z^2} = \frac{c_{он}}{\lambda_{он}} \frac{\partial \theta}{\partial \tau}; \quad (10)$$

где t , θ - распределение температуры в пласте и в окружающих породах; c , λ - коэффициенты теплоемкости и теплопроводности (пл-пласта, ж-теплоносителя и оп-окружающих пород); $q_{жс}$ - расход теплоносителя.

Потери тепла по стволу нагнетательной скважины (за счет теплообмена с окружающими породами) могут быть рассчитаны по уравнению:

$$\square t_{заб} = \square t_y e^{-H\beta} + f(\Gamma, H, \beta); \quad (11)$$

где

$$f(\Gamma, H, \beta) = \Gamma H - \frac{\Gamma}{\beta} (1 - e^{-H\beta}); \quad (12)$$

Γ - геометрический градиент, °C на м; H - глубина скважин;

$$\beta = \frac{\pi K}{q_{жс} c_{жс}}; \quad (13)$$

$$K = \frac{2\lambda_{он}}{\ln \frac{r_{\tau}}{r_{скв}}}; \quad (14)$$

$$r_{\tau} \approx 2\sqrt{a\tau}; \quad (15)$$

где a - коэффициент температуропроводности пласта.

С технологической точки зрения целесообразно применение в качестве теплоносителя перегретого сухого водяного пара (при температурах 300 °C и выше), но по соображениям экономики предпочтительнее применение горячей воды (при температурах около 200 °C). Закачка теплоносителя считается обязательной при внутриконтурном заводнении залежей с высокопарафинистой нефтью, характеризующейся температурой начала кристаллизации парафина, близкой к начальной пластовой. В таких случаях оказывается необходимым не только поддержание

пластового давления при разработке залежей, но и начальной пластовой температуры.

На рис. 6 показано, что если во внутриконтурные нагнетательные скважины на первом этапе в течение определенного времени закачивать горячую воду или пар, то после вытеснения парафинистой нефти из пласта (на расстоянии порядка 100м) можно переходить на закачку холодной воды. При этом в конце первого этапа стабилизируется зона прогрева пласта, а на втором этапе - стабилизируется зона его остывания. Расчетами должен быть обоснован процесс перехода от закачки горячей к закачке холодной воды, при котором фронт охлаждения пласта должен всегда отставать от фронта вытеснения нефти водой.

Следовательно, при внедрении внутриконтурного заводнения на залежах с высокопарафинистой нефтью нет необходимости в осуществлении закачки горячей воды в течение всего периода их разработки. Оказывается достаточным осуществление ее только в начальный период разработки залежей (начиная с освоения нагнетательных скважин), а далее может осуществляться закачка холодной воды. Продолжительность первого этапа в зависимости от приемистости скважин и возможностей по подготовке горячей воды составляет около 1 года-3 лет

Применение процесса закачки пара-горячей воды наиболее эффективно на залежах высоковязкой нефти при малых глубинах скважин (до 300м) и сравнительно плотных сетках пробуренных скважин (до 100м).

Так, например, с 1967 г. на месторождении Оха (о. Сахалин) успешно применена закачка сухого насыщенного пара при температуре около 300 С.

Залежь разрабатывалась с 1929 г, в основном, без воздействия на пласт. Вязкость пластовой нефти на стадии применения процесса составляет 165 сантипуаз. Глубина Залегания пласта-90-160 м. Проницаемость – до 2000 миллидарси. Текущая нефтеотдача пласта на момент начала процесса -17%. Залежь разбурена скважинами с расстоянием в 40-60м.

Закачка пара, подаваемого от мощной стационарной теплоцентрали на месторождении, проводилась в начале выборочно в имеющиеся эксплуатационные скважины. Затем количество одновременно действующих нагнетательных скважин было доведено до 20-30 штук с общей производительностью более 1000 т пара в сутки.

Производительность опытного участка залежи увеличилась в два раза по сравнению с первоначальной.

В процессе опытных работ была разработана и внедрена на месторождении технология проталкивания тепловых оторочек в пласте холодной водой. В скважины на первом этапе закачивалось 20-50 тыс.т. пара, а затем - холодная вода. По результатам опытных работ в течение 5 лет оказалось, что удельный расход пара на добываемую нефть уменьшился от 4-5 т/т (при непрерывной закачке пара) до 2 т/т.

За рубежом в большинстве случаев применяется циклические паротепловые обработки скважин с целью интенсификации добычи нефти и реже – непрерывная закачка теплоносителя в пласт. Крупный эксперимент по закачке пара проводится на месторождении Шонебек (Нидерланды). Циклические паротепловые обработки привлекают предпринимателей малыми капиталовложениями для осуществления и короткими сроками до получения дополнительной добычи нефти.

3. Закачка в пласты растворителей.

При закачке в пласт растворителей, то есть агентов, смешивающихся с нефтью в пластовых условиях, граница раздела фаз отсутствует и формируется зона смесимости. При этом устраняется влияние капиллярных сил, которые при несмешивающемся вытеснении (например, нефти водой) определяют наличие остаточной нефтенасыщенности пласта за фронтом вытеснения.

На рис.7 показано распределение концентрации растворителя в зоне смесимости (переходной зоне) от

растворителя к нефти по длине пласта. Размеры этой зоны в начальный период увеличиваются, а затем сокращаются (последнее за счет увеличения радиуса зоны раздела фаз).

Величина коэффициента вытеснения нефти растворителями достигает более 0,9. Однако за счет относительно низкой вязкости растворителей (по сравнению с вязкостью нефти) величина коэффициента охвата пласта вытеснением растворителем обычно ниже, чем водой. Величина же нефтеотдачи пласта при закачке растворителей в определенных условиях может быть даже ниже, чем при заводнении. В связи с этим метод закачки растворителей применяется на залежах, осуществление на которых заводнения затруднено или невозможно (в основном за счет низкой проницаемости пласта).

В качестве растворителей применяется следующее: углеводородный газ высокого давления (или газы горения) и сжиженный нефтяной газ (смесь пропана и бутана).

Смесимость растворителей с нефтью в пластовых условиях при современных технических средствах достигается только в случае так называемых легких нефтей (при плотности дегазированной нефти менее $0,8 \text{ г/см}^3$).

Отсюда область применения растворителей для увеличения нефтеотдачи пластов ограничивается залежами легких нефтей, приуроченных к слабопроницаемым пластам (с проницаемостью единицы или десятки миллидарси). Иногда применение растворителей или закачки газов вообще для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пластов на залежах с пластами нормальной проницаемости обусловлено разбухаемостью глинистых включений при закачке воды.

Известны следующие разновидности способов увеличения нефтеотдачи пластов путем закачки растворителей;

- а) закачка сухого газа (углеводородного или газа горения)
- б) вытеснение нефти оторочкой обогащенного газа (с добавками к углеводородному газу сжиженного газа), проталкиваемой сухим газом;

в) вытеснение нефти оторочкой сжиженного газа, проталкиваемой сухим газом.

Для легких нефтей разновидность метода требует давление нагнетания газа около или более 250 кгс/с м^2 , вторая-в диапазоне $150\text{-}200 \text{ кгс/с м}^2$ и третья $\text{-}80\text{-}100 \text{ кгс/с м}^2$.

Термодинамическая сущность указанных разновидностей процесса иллюстрируется с помощью тройной диаграммы для углеводородной системы, которая моделируется метаном (C_1), промежуточными компонентами ($C_2 - C_6$) и тяжёлыми ($C_7 +$), рис.8.

Фазовые состояние газов и жидкостей определяются значением давления, температуры и их составов. Поэтому треугольные диаграммы для различных составов строятся для постоянных давления и температуры (в пластовых условиях). Метан находится в газообразном состоянии, компоненты $C_7 +$ в жидком, а фазовые состояния промежуточных компонентов определяется конкретными значениями температур и давлений.

Из рис.8 видно, что при заданных условиях существует двухфазная область (с одновременным наличием газа и жидкости). Линия 3 соединяет две точки, в которых жидкая и газовая фаза находится в равновесии. Предельная касательная линия (в направления увеличения промежуточных компонентов) проходит через критическую точку. При дальнейшем увеличении концентрации промежуточных компонентов получаем критические области смесей, которые не являются только газовой или жидкой фазой. Их можно разбить на область, В, состав которой при заданных давлении и температуре смешиваются с сухим газом области А, и на область, С, состав которой смешивается во всех соотношениях с нефтью в области Д.

Учитывая возрастание стоимости сжиженного газа и увеличении потребности в нем нефтехимии, и наиболее перспективным направлением применения растворителей для увеличении нефтеотдачи пластов является использование закачки сухого углеводородного газа или смесей углекислого

газа (выхлопного газа или природной смеси газа, состоящий в основном из углекислоты) под высоким давлением.

Размеры оторочек обогаченного или сжиженного газа должен составлять 2-10% (чаще 4-5%) от нефтенасыщенного пласта.

Для увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением при закачки растворителей осуществляют чередование закачки газа и воды. Ожидаемое увеличение нефтеотдачи пласта при этом по сравнению с заводнение составляет 10-15%.

Размеры зоны смешивания нефти и растворителя может быть рассчитан по уравнению продольной дисперсии, которое для соотношения коэффициентов подвижностей вытесняющей и вытесняемой фаз меньше или равно единице имеет вид:

$$\frac{\partial C}{\partial \tau} = D \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}; \quad (16)$$

где c - концентрация растворителя в объёмных долях: τ - время: D -коэффициент дисперсии: x - расстояние от центральной точки вытеснения.

Отсюда выражение для профиля концентрации растворителя в пористой среде радиального пласта получено в виде:

$$C = erf \left(\sqrt{\frac{3R^4}{64Dr^3}} \right); \quad (17)$$

где для проталкивания нефти сухим газом $D=0,133$.

В СССР с 1966 г. на месторождении Озер-Суат (Ставропольский край) в X111 пласт нижнего мела производится закачка добываемого из месторождения

попутного нефтяного газа под давлением 300-350 кгс/см². Заводнение на этом объекте не удалось из-за низкой проницаемости пласта (десятки миллидарси).

На Ключевом месторождении (Краснодарского края) на залежи !! майкопского горизонта с 1969 г. применяется способ создания оторочки обогащенного газа (с добавкой к попутном нефтяному газу 60% весовых сжиженного нефтяного газа) высокого давления (около 200 кгс/см²).

За рубежом аналогичные процессы осуществлены на месторождениях Блок-31 (девон, США), Хаси-Мессауд (Алжир) и др. объектах.

С начала 60-х годов для увеличения нефтеотдачи пластов разрабатывается способ закачки мицелярных растворов, которые можно отнести к усовершенствованию процесса заводнения или к закачке растворителей. Мицелярные раствор – это тонкодисперсная эмульсия, состоящая из ПАВ (сульфат аммония и др.), легкие фракции нефти, воды и стабилизатора. В пласте создается оторочка раствора (2-4% от порового объёма), которая вытесняет нефть и большую часть воды. Затем оторочка вытесняется водой, загущенной полимером. Внедрения метода ограничивается сравнительно высокой стоимостью мицелярного раствора и трудностью обеспечения стабилизации раствора в пластовых условиях.

Все рассмотренные методы увеличения нефтеотдачи пластов в настоящее время проходят широкое испытание на нефтяных месторождения в различных условиях. Промышленное применение их будет обеспечено в ближайшие 10-20 лет.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бернштейн М.А., Сургучев М.Л. О состоянии в перспективах внедрения новых методов увеличения нефтеотдачи пластов. «Нефтяное хозяйство», 1973, N 5, с. 25-27.
2. Кукин В.В., Меркулов В.П., Палин П.А. и др. опытно промышленное заводнение Орлянского месторождения с применением полиакриламида. «Нефтяное хозяйство», 1973, N8, с. 35-38.
3. Бабалян Г.А., Ованесов Г.П., Пелевин Л.А. и др. Первые результаты опытно-промышленных работ по применению ПАВ при заводнении. «Нефтяное хозяйство», 1969 N6 с. 41-45.
4. Тумасян А.Б., Пантелеев В.Г., Бабалян Г.А. Применение углекислоты для увеличения нефтеотдачи пластов и темпов разработки. «Нефтяное хозяйство», 1968 N7 с. 22-24.
5. Амелин И.Д., Сергеев А.И., Гейхман Г.М., и др. Осуществление процесса внутрислоевого горения на месторождении Павлого Гора. М. ВНИИОЭКГ, 1972 с.65
6. Боксерман А.А., Кувшинов Н.С., Раковский Н.Л., Тарасов А.Г. Анализ разработки залежи высоковязкой нефти месторождения Оха с применением теплового воздействия на пласт. «Нефтяное хозяйство», 1972 N7 с. 42-47.
7. Горбунов А.Т., Садчиков П.Б., Сургучёв М.Л. Применение новых методов увеличения нефтеотдачи пластов за рубежом. «Нефтяное хозяйство», 1972 N8 с. 65-70.