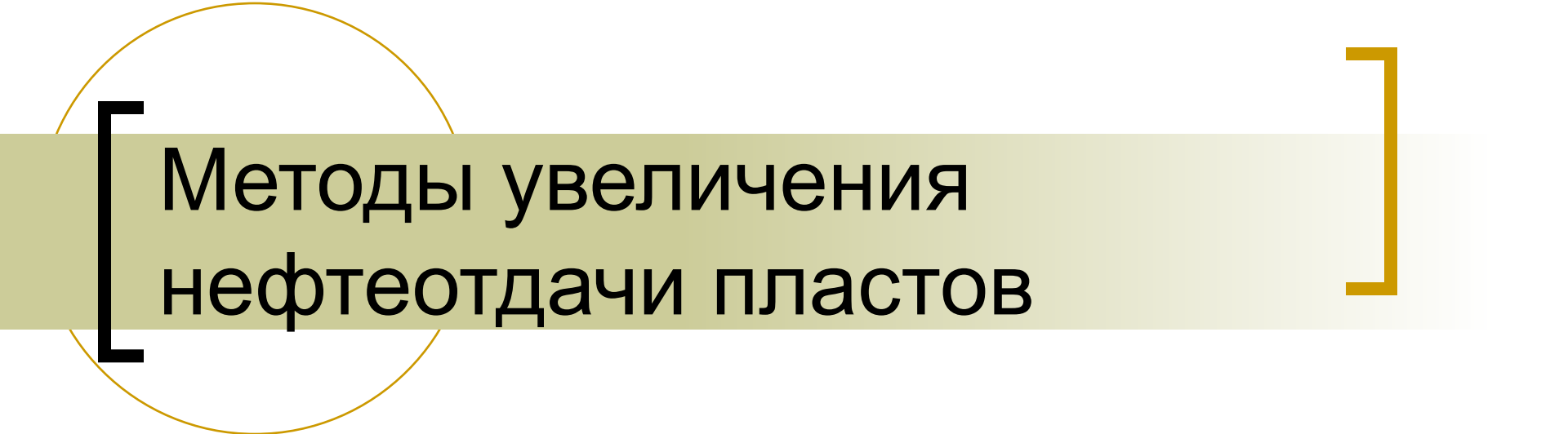


Кубанский государственный технологический университет

A decorative graphic consisting of a thin yellow circle on the left side and a horizontal yellow bar extending to the right. The bar has a gradient and contains the title text. Large black and yellow brackets are positioned on the left and right sides of the bar, respectively.

Методы увеличения нефтеотдачи пластов

г. Краснодар

[Структура запасов]

ТИЗ - запасы, рентабельная разработка которых может осуществляться только с применением методов и технологий, требующих повышенных КВ и ЭЗ в сравнении с традиционно используемыми технологиями.

Доля ТИЗ – 60-70%.

На 30÷40% качественных запасов приходится 70 ÷75% добычи нефти.

Добыча нефти на месторождениях с ТИЗ – не более 25%.

Этапы разработки месторождений

Методы		
Первичные	Использование естественной энергии пласта	Режим растворенного газа Упруговодонапорный режим Режим расширения газовой шапки
Вторичные	Поддержание пластовой энергии	Закачка воды, газа
Третичные	Методы увеличения нефтеотдачи	Увеличение потенциала вытесняющего агента

Методы увеличения нефтеотдачи пластов

Тепловые	Вытеснение нефти теплоносителями (горячая вода, пар), пароциклические обработки призабойных зон скважин, внутрипластовые экзотермические окислительные реакции
Газовые	Вытеснение нефти углеводородным газом, CO_2 , азотом дымовым или другими газами, закачиваемыми в пласт как самостоятельно, так и в смеси с жидкостями (вода)
Химические	Вытеснение нефти водными растворами ПАВ, полимеров, щелочи, мицеллярными растворами, другими композициями химреагентов
Микробиологические	Закачка в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в продуктивном пласте

Потенциальные возможности основных методов увеличения нефтеотдачи

Рабочий агент	Увеличение КИН, %
Теплоноситель (пар)	15-35
Воздух+вода (внутрипластовое горение)	15-30
Двуокись углерода, CO ₂	8-15
Вода+газ	5-10
Полимеры	5-8
Щелочи	2-8
Мицеллярные растворы	8-20

Выбор МУН базируется на анализе данных:

- нефтенасыщенности (водогазонасыщенности) пластов или степени их истощения, заводнения;
- свойствах нефти и пластовой воды – вязкость, содержание серы, парафина, асфальтенов, смол, солей;
- коллектора и его свойствах – проницаемость, толщина, неоднородность, прерывистость, расчлененность, глубина, удельная поверхность, вещественный состав, глинистость, солевой состав
- расположения и технического состояния пробуренных скважин
- затратам на дополнительное обустройство и выработку рабочих агентов

Основные критерии применения физико-химических агентов, увеличивающих нефтеотдачу пластов

Параметры	Закачка CO ₂	Применение водогазовых смесей	Полимерное заводнение	Закачка водных растворов ПАВ	Закачка мицеллярных растворов
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	<15	<25	5-100	<25	<15
Нефтенасыщенность, %	>30		>50		>25
Пластовое давление, МПа	>8	Не ограничено			
Температура пласта, °С	Не ограничена		<70		
Проницаемость пласта, мкм ²	То же		0,1	Не ограничена	>0,1
Толщина пласта, м	25		Не ограничена		<25
Трещиноватость			Неблагоприятна		
Литология	Не ограничена		Песчаник	Песчаник и карбонаты	Песчаник
Соленость пластовой воды, мг/л	То же		20		5
Жесткость воды (наличие солей кальция и магния)			Неблагоприятна	Не ограничена	Неблагоприятна
Газовая шапка	Неблагоприятна	Не ограничена			
Плотность сетки скважин, га/скв	Не ограничена		<24	Не ограничена	<16

Основные критерии применения тепловых МУП

Параметры	Горение	Вытеснение паром	Пароциклическая обработка	Вытеснение горячей водой
Вязкость пластовой воды, мПа·с	>10	>50	>100	>5
Нефтенасыщен- ность, %		>50		
Пластовое давление, Мпа		Не ограничено		
Проницаемость, мкм ²	>0,1	>0,2	Не ограничена	
Толщина, м	>3	>6		>3
Трещиноватость		Не благоприятна		
Литология		Не ограничена		
Глубина, м	>1500	<1200		<1500
Содержание глины в пласте, %	Не ограничено	5-10		
Плотность сетки скважин, га/скв	<16	<6	Не ограничена	

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Пластовый коллектор			
	Порода	Глубина, м	Давление, бар	Температура, °С
Внутрипластовое горение	Песчаник; термостойкие карбонатные породы	>100	Более экономически обусловленного уровня	Не имеет значения
Паротепловые обработки скважин	Песок или песчаник с низким содержанием глин	<1500	-	Не имеет значения
Вытеснение паром	Карбонатные породы	<1000	-	
Вытеснение нагретой водой	Песок. Песчаник. Карбонатные породы	<1500	-	

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Пластовый коллектор			
	Порода	Глубина, м	Давление, бар	Температура, °С
Смешивающееся вытеснение Углеводородный растворитель Низкокалорийный газ Высококалорийный газ CO ₂	Гомогенные песок, песчаник, карбонатные породы	- От 1500 до 2500 <3000	>300 От 200 до 300 >70	
Вытеснение частично растворимым CO ₂ (тяжелая нефть)	Песчаники и карбонатные породы	-	>60	
Полимерное заводнение Мицелярно-полимерное заводнение	Песок. Песчаник. Карбонатные породы Песчаник		Давление нагнетания < давления, обусловленного геостатическими факторами	<70-90 в зависимости от солености <90
Щелочное заводнение	Песчаник Карбонатные породы			<100 Не имеет значения

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Горная порода				Нефть			
	Толщина h , м	Проницаемость k , мД	Пористость Φ , %	Исходная нефтенасыщенность S_{hi} , %	ΦS_{hi} объем /объем	Плотность при стандартных условиях, г/см ³	Вязкость в условиях залегания μ , сП	Характеристики
Внутрипластовое горение	От 2 до 30	>100 при большой вязкости; >25 при низкой вязкости	>18	>30	>0,07	От 0,82 до 0,99	От 2 до 1000	Достаточное содержание тяжелых фракций. Хорошая окисляемость
Паротепловые обработки скважин	>5						>100	Не имеет значения
Вытеснение паром	10÷100						От 1 до 10000	
Вытеснение нагретой водой	10÷100	>100	>18	>50	>0,1	От 0,82 до 1,00	От 50 до 10000	

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Горная порода				Нефть			
	Толщина h , м	Проницаемость k , мД	Пористость, Φ , %	Исходная нефтенасыщенность S_{hi} , %	ΦS_{hi} объем / объем	Плотность при стандартных условиях, г/см ³	Вязкость в условиях залегания μ , сП	Характеристики
Смешивающееся вытеснение								
Углеводородный растворитель								
Низкокалорийный газ			>10			От 0,78 до 0,85		Повышенное содержание легких фракций
	<10			>50			<1	
Высококалорийный газ		>10	>18					
CO ₂	>15		>18	>30		<0,90	<4	С повышенным содержанием средних фракций

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Горная порода				Нефть			
	Толщина h , м	Проницаемость k , мД	Пористость Φ , %	Исходная нефтенасыщенность S_{hi} , %	ΦS_{hi} объем / объем	Плотность при стандартных условиях, г/см ³	Вязкость в условиях залегания μ , сП	Характеристики
Вытеснение частично растворимым CO ₂ (тяжелая нефть)	<15	>50	Не имеет значения	>50		<0,99	<1000	Слабое содержание растворенных газов
Полимерное заводнение	<20÷30	>20	От 18 до 37				От 1 до 200	
Мицеллярно-полимерное заводнение			>15	>25		<0,90	<40	Влияние не изучено
Щелочное заводнение	20÷30	>50÷100 >20	Не имеет значения	>30		<0,94	<40	Индекс кислотности >0,5 мг/г

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Примечания	
	Благоприятные свойства	Неблагоприятные свойства
Внутрипластовое горение	Малая проницаемость вдоль вертикали, низкое содержание серы, $kh/\mu > 5$ мД·м/сП	Газовая шапка. Существенные преимущественные направления дренирования. Высокое содержание набухающих глин (нагнетание пароводяной смеси). Покрывающие породы слишком малой толщины
Паротепловые обработки скважин Вытеснение паром Вытеснение нагретой водой	$kh/\mu > 30$ мД·м/сП	Газовая шапка. Существенные преимущественные направления дренирования

Критерии выбора основных методов повышения нефтеотдачи пластов

Методы повышения нефтеотдачи	Примечания	
	Благоприятные свойства	Неблагоприятные свойства
Смешивающееся вытеснение Углеводородный растворитель Низкокалорийный газ Высококалорийный газ CO₂	Первая стадия разработки Сильное падение пласта Слабая насыщенность природным CO₂	Существенные преимущественные направления дренирования Существенная газовая шапка
Вытеснение частично растворимым CO₂ (тяжелая нефть)		
Полимерное заводнение Мицеллярно-полимерное заводнение	Низкое содержание глины	Значительно растрескавшиеся породы Существенно неоднородные месторождения. Поровая вода со значительным содержанием двухвалентных ионов
Щелочное заводнение	Повышенное содержание полярных веществ (кислоты, асфальтены)	Значительное содержание двухвалентных ионов. Значительное содержание глини или ангидрида. Существенная неоднородность

Критерии, ограничивающие применения МУН

Трещиноватость	Предельная неоднородность вызывает быстрый прорыв рабочих агентов в добывающие скважины и их нерациональное использование. В сильно трещиноватых пластах при низком охвате и малой дополнительной добыче нефти наступает предел экономической рентабельности процесса
Газовая шапка	Неэффективный расход рабочих агентов связан с Их прорывами в газонасыщенную часть пласта, обладающей в $20 \div 100$ раз более высокой проводимостью в сравнении с нефтенасыщенной областью
Нефтенасыщенность	Во многом определяющий критерий для всех МУН. Чем выше исходная нефтенасыщенность, тем выше эффективность любого МУН. В то же время при водонасыщенности более 70-75% проблематично применение всех известных МУН, т.к. вытесняющая способность агентов в этом случае используется лишь на $25 \div 30\%$

Критерии, ограничивающие применения МУН

Вязкость нефти	В большинстве случаев решающий по Экономическим критериям. Все физико-химические методы в сочетании с заводнением применяются при вязкости <30-40 мПа·с. Полимерное заводнение - 100-150 мПа·с. При большей вязкости - термические методы
Свойства воды	Все физико-химические МУН резко снижают Свою эффективность при высокой минерализации (соли кальция, магния) вследствие деструкции молекул, адсорбции химреагентов и снижения вытесняющей способности растворов
Глинистость коллектора	Высокое содержание глин >10% противопоказано для всех МУН. При реализации физико-химических методов нефть вытесняется обедненными растворами ввиду повышенной адсорбции. Набухание глин при закачке теплоносителей резко снижает проницаемость пласта

Вытеснение нефти водным раствором ПАВ

- **Механизм процесса.** Основан на снижении поверхностного натяжения между нефтью и водой от 35-45 до 7-8,5 мН/м и увеличении угла смачивания от 18 до 27; что приводит к уменьшению натяжения смачивания в 8-10 раз.
Оптимальная массовая концентрация ПАВ в воде 0,05-0,01%.
- **Эффективность.** Повышение нефтеотдачи заводненного пласта на 2,5-3%.
Увеличение КИН не более 2-5% по сравнению с традиционным заводнением в случае реализации метода с начала разработки.

Щелочное заводнение

■ **Механизм процесса.** При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются ПАВЫ, снижающие межфазное натяжение на границе раздела нефть-раствор щелочи и увеличивающие смачиваемость породы водой.

Наличие в пластовой воде ионов кальция, магния, железа негативно влияет на эффективность процесса.

Наличие в продуктивном разрезе глин снижает относительный прирост нефтеотдачи на 25%.

Обычная концентрация раствора составляет 0,2-0,4% с учетом адсорбции щелочи.

Водогазовое воздействие

Поочередное нагнетание воды и газа способствует повышению охвата неоднородных пластов заводнением вследствие снижения относительной проводимости высокопроницаемых пропластков, занятых водогазовой смесью.

В отличие от воды, которая в заводненной зоне гидрофильного пласта под воздействием капиллярных сил, занимает мелкие поры и сужения, газ, закачанный в пласт, как несмачивающая фаза в загазованной зоне, наоборот, занимает крупные поры, а под действием гравитационных сил – верхние части пласта.

При оптимальной реализации технологии – равномерное распределение нагнетаемого газа в заводненном объеме залежи, - достигается повышение КИН на 7-15%. Т.к. данное условие не всегда достижимо, то эффективность может быть значительно ниже указанной (до 10%).

Полимерное заводнение

- **Механизм процесса.** Повышение охвата неоднородных пластов заводнением за счет уменьшения вязкостного соотношения нефти и воды.
Основное свойство полимеров – загущение воды. При их концентрации в растворе 0,01-0,1% вязкость его увеличивается до 3-4 мПа·с, что приводит к сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.
В процессе фильтрации полимерных растворов через пористую среду они приобретают кажущуюся вязкость, которая может быть в 10-20 раз выше, чем замеренная вискозиметром.
- **Эффективность.** Увеличение КИН не превышает 7-8% в самых благоприятных условиях применения с начальной стадии разработки месторождения.

Вытеснение нефти двуокисью углерода

Двуокись углерода:

- при растворении в воде увеличивает ее вязкость на 25-30%;
- образующаяся при растворении в воде угольная кислота H_2CO_3 повышает проницаемость песчаников на 5-15%, доломитов – 6-75%;
- снижает набухаемость глинистых частиц;
- растворяется в нефти в 4-10 раз лучше, чем в воде, поэтому может переходить из водного раствора в нефть;
- увеличивает фазовую проницаемость нефти;
- увеличивает объем нефти в 1,5-1,7 раза – основной фактор увеличения КИН при разработке залежей с маловязкими нефтями;
- снижает вязкость нефти – основной фактор увеличения КИН при разработке залежей с высоковязкими нефтями.

Мицеллярно-полимерное заводнение

Направлено на устранение капиллярных сил в заводненных пластах и вытеснение остаточной нефти.

Когда к несмешивающимся в обычных условиях нефти и воде добавляются специальные ПАВ, то в определенных условиях получается однофазный гомогенный раствор или микроэмульсия.

При этом образуются так называемые нефтеводяные мицеллы - агрегаты молекул типа жидких кристаллов с жидким ядром, внутри которых молекулы нефти и воды способны перемещаться относительно друг друга. Такие растворы называются мицеллярными.

Они способны к растворению или поглощению жидкостей, составляющих основу мицелл.

Для устойчивости растворов в пласте добавляется четвертый компонент – различные стабилизаторы.

Изменяя содержание ПАВ, стабилизаторов углеводородов и воды, можно получить мицеллярный раствор с внешней нефтяной, либо с водяной фазами.

[Типы мицеллярных растворов]

- I – неравновесный, с высокой концентрацией ПАВ, растворимый в воде и нефти
- II – уравновешенный с нефтью и растворимый только в воде
- III – уравновешенный с водой и растворимый только в нефти
- IV – нерастворимый ни в воде, ни в нефти, т.е. уравновешенный с нефтью и водой. Обеспечивает смешивающееся вытеснение.

Минерализация воды, различные добавки, могут приводить к ситуации, когда возможно существование растворов различных типов и структур.

Наилучшей вытесняющей способностью обладает IV тип раствора, но он же и наименее устойчив и при изменении концентраций солей может переходить в растворы II и III типа.

Механизм мицеллярно-полимерного заводнения

В силу низкого межфазного натяжения между раствором и пластовыми жидкостями, раствор, устраняя действие капиллярных сил, вытесняет и воду.

При рассеянной остаточной нефтенасыщенности заводненной пористой среды перед фронтом вытеснения мицеллярным раствором разрозненные глобулы нефти сливаются в непрерывную фазу, образуя вал нефти, за которым располагается зона повышенной водонасыщенности. Для проталкивания оторочки мицеллярного раствора в пласт закачивается полимерный раствор вязкостью, близкой к вязкости мицеллярного раствора, а затем обычную воду.

[Тепловые МУН]

Для повышения КИН месторождений ВВН целесообразно повышение температуры пласта.

Вода обладает свойством переносить гораздо большее количества тепла, чем любая другая жидкость, в том же агрегатном состоянии.

При температуре, не слишком близкой к критической, сухой пар переносит гораздо большее количество теплоты, чем вода (в 3,5 раза при 20 атм, в 1,8 – при 150 атм).

Не вся тепловая энергия расходуется на увеличение нефтеотдачи (потери по стволу и в окружающие породы).

Физические процессы

происходящие при вытеснении нефти
теплоносителями

Повышение температуры пласта влечет за собой:

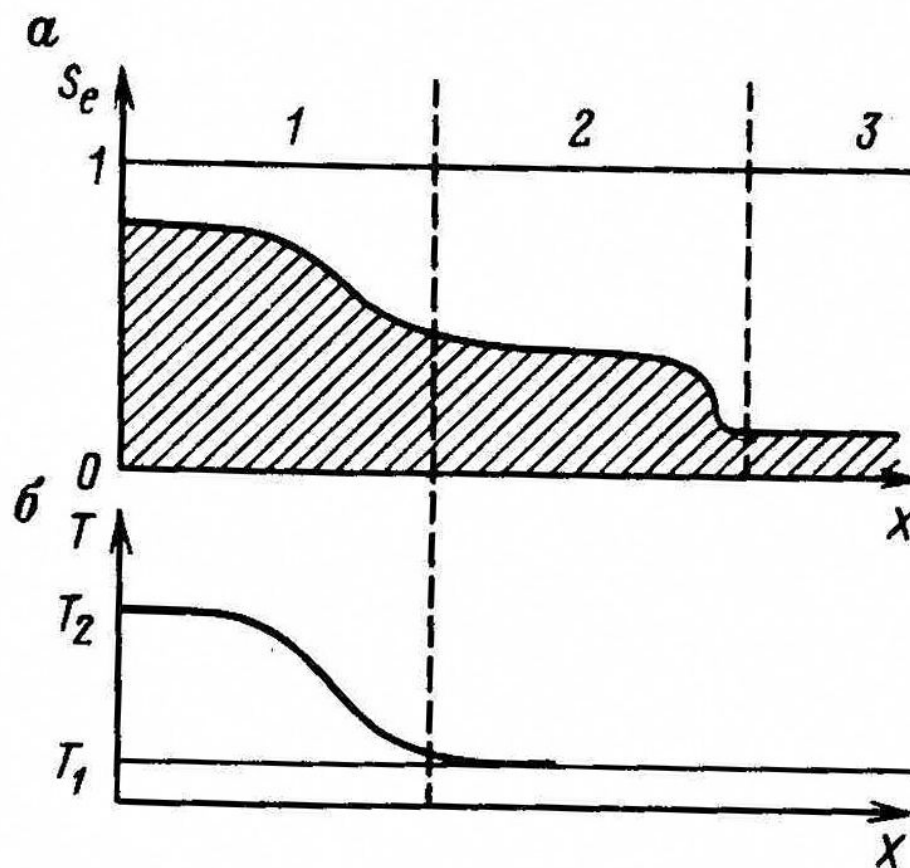
- уменьшение вязкости нефти и, соответственно, изменение подвижностей нефти и воды;
- тепловое расширение твердого тела и жидкостей;
- изменение межфазного натяжения на границе нефть-вода;
- изменение смачиваемости

Относительное влияние различных факторов

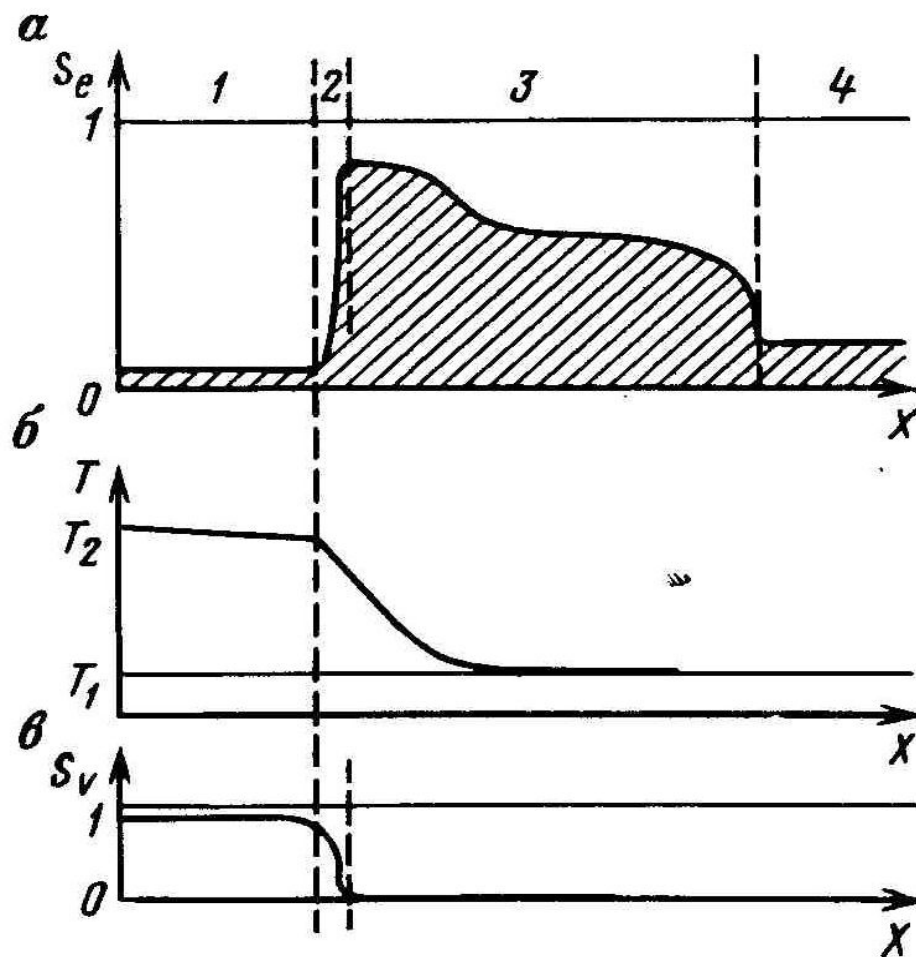
На эффективность процесса оказывает влияние каждый из факторов:

- снижение вязкостного соотношения нефти и воды приводит к замедлению перемещения фронта воды и, тем самым увеличению добычи нефти до прорыва воды;
- при добыче легкой нефти большее значение имеет термическое расширение, так как вязкостное соотношение очень слабо зависит от температуры;
- для тяжелой нефти вязкостное соотношение резко падает с ростом температуры и смачиваемость стенок коллектора более существенно воздействует на вытеснение нефти

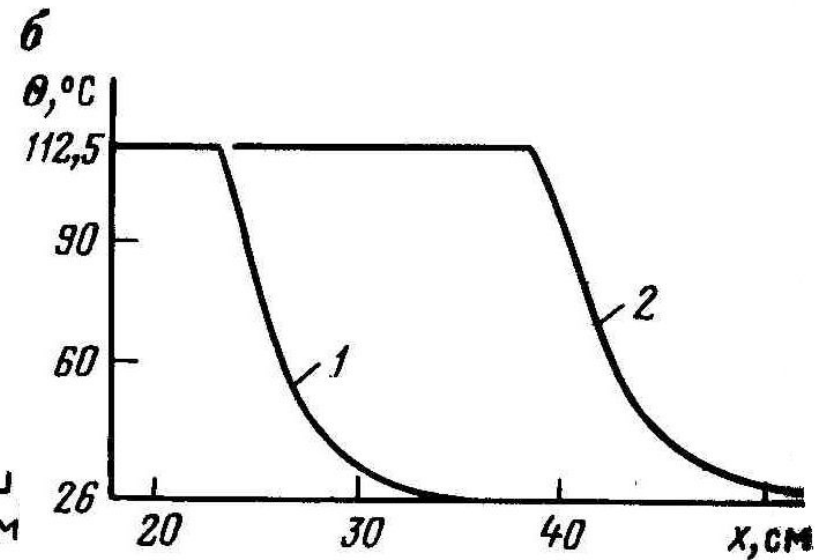
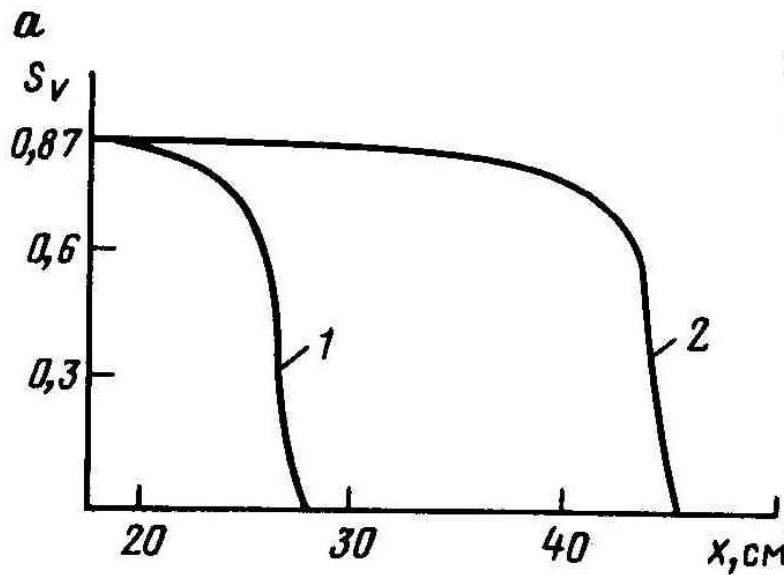
Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти



Профиль температуры (б), паро- (в) и водонасыщенности (а) при одномерном вытеснении нефти водяным паром

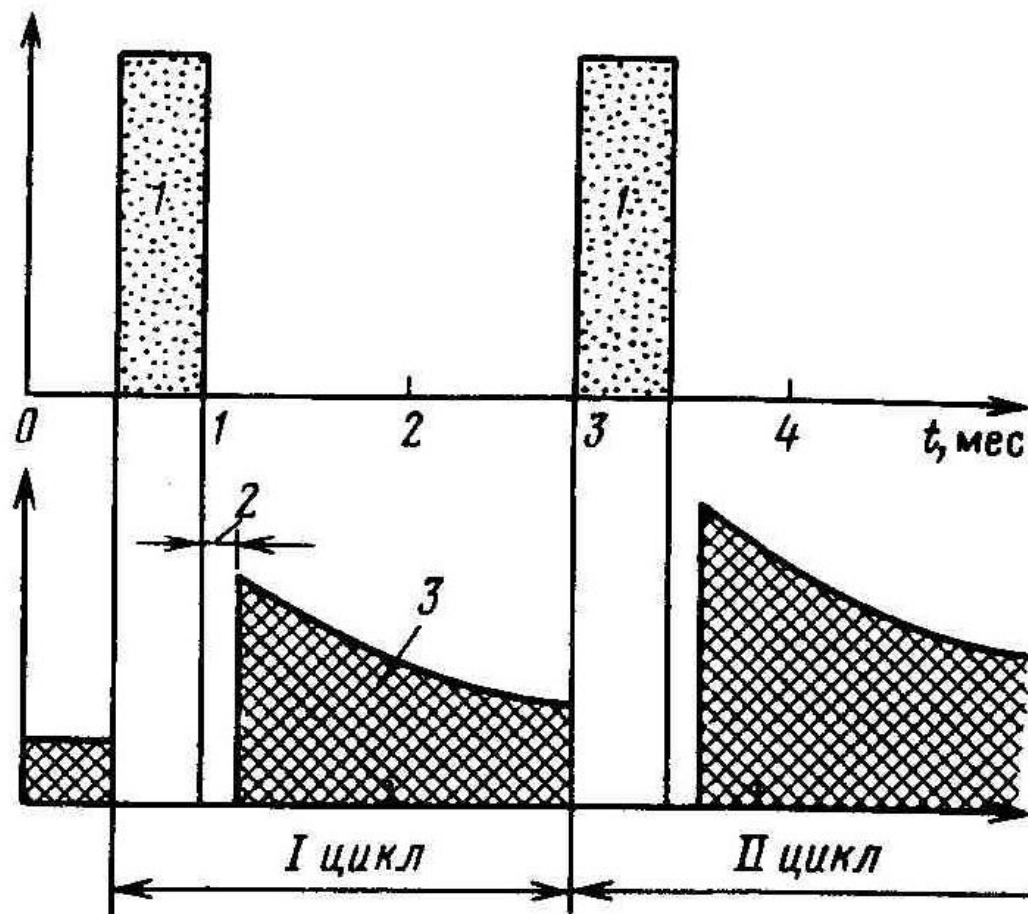


Профили паронасыщенности (а) и температуры (б), наблюдаемые при вытеснении воды водяным паром



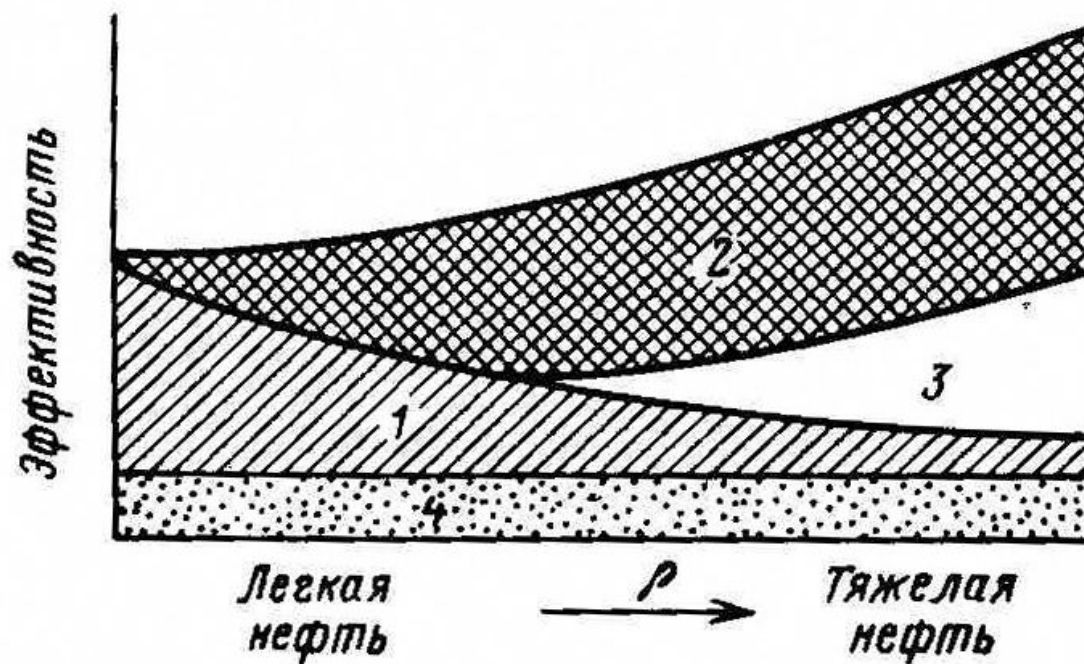
1 – $t=1\text{ч}$, 2 – $t=2\text{ч}$

Схема двух циклов паротеплового воздействия на скважину



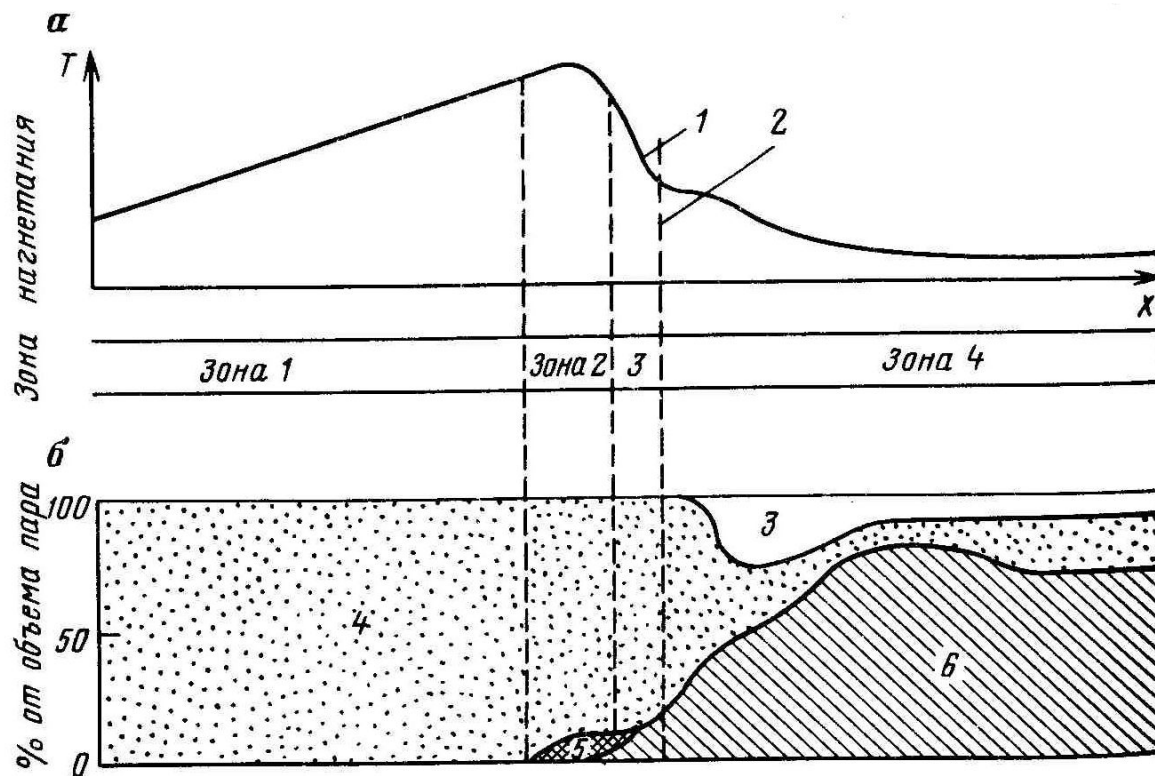
1 – нагнетание пара, 2 – время ожидания, 3 – добыча нефти

Влияние различных процессов на эффективность вытеснения нефти нагретой водой при отсутствии испарения



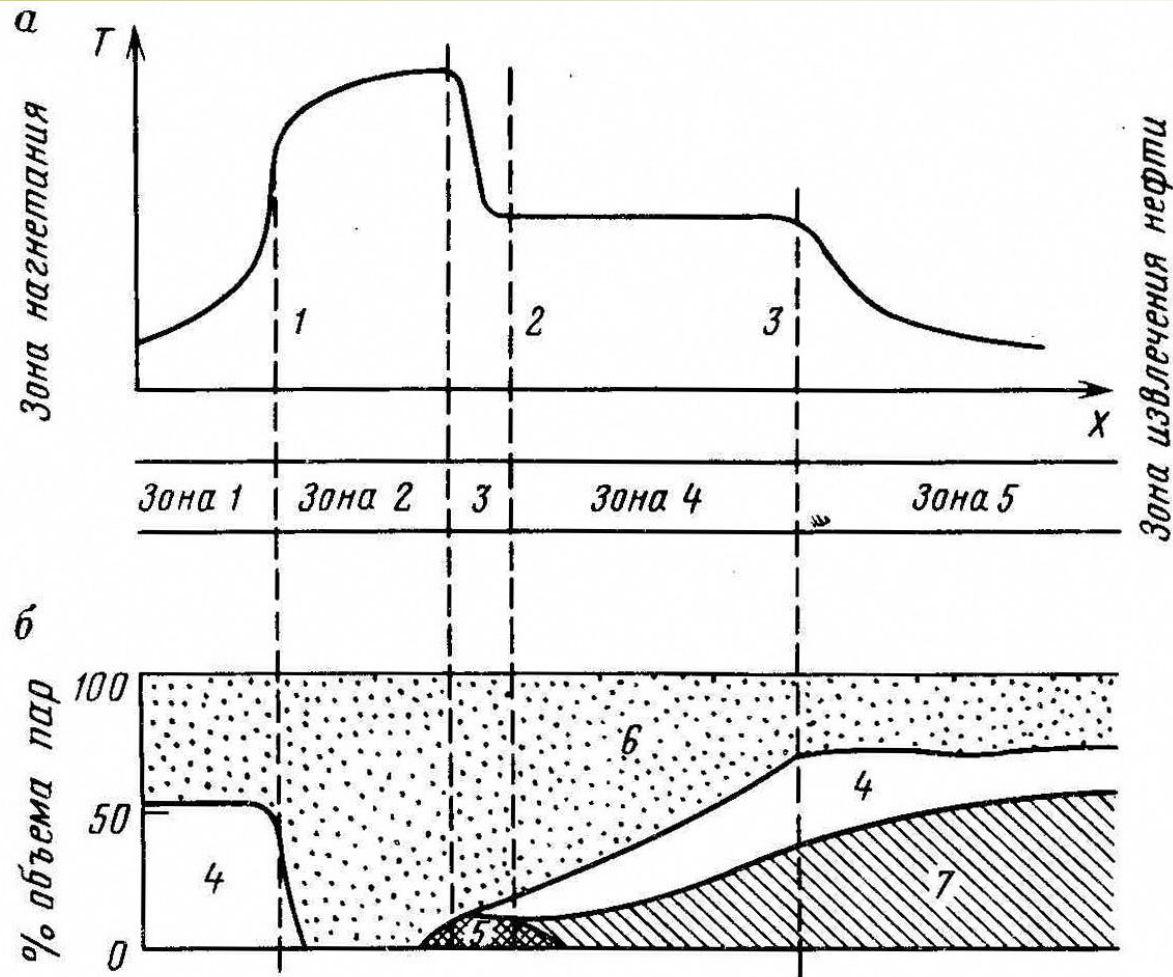
1 — термическое расширение, 2 — уменьшение вязкости, 3 — смачиваемость, 4 — межфазное напряжение в системе нефть-вода (в некоторых случаях)

Профили температуры (а) и насыщенности (б) при внутрипластовом прямоточном горении



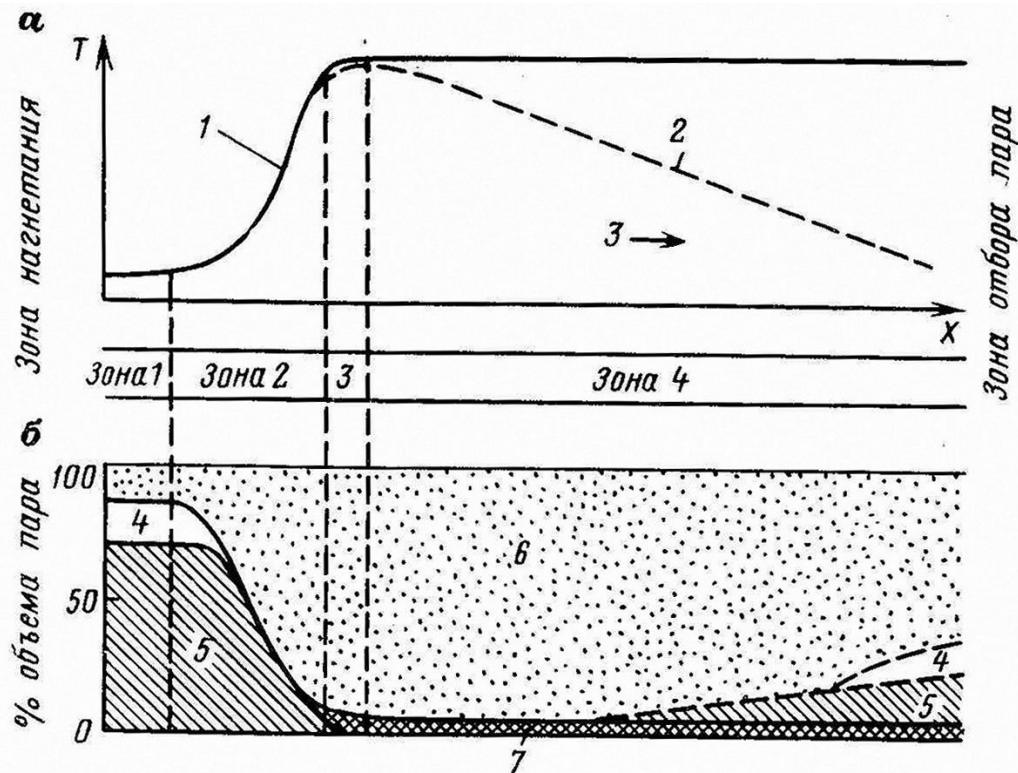
1 – распространение фронта, 2 – перемещение воздуха,
3 – вода, 4 – газ, 5 – кокс, 6 – нефть

Профили температуры (а) и насыщенности (б) при влажном прямоточном горении



1 – фронт парообразования, 2 – фронт горения, 3 – фронт конденсации, 4 – вода, 5 – кокс, 6 – газ, 7 – нефть

Профили температуры (а) и насыщенности (б) при противоточном горении



1 – направление распространения фронта, 2 – то же, с учетом тепловых потерь, 3 – направление перемещения воздуха, 4 – вода, 5 – нефть, 6 – газ, 7 – кокс (пунктир – профили с учетом тепловых потерь)

Объекты МУН, подготовленные к реализации в США

PLANNED PROJECTS

TABLE A

Type and operator	Field	Location	Pay zone	Size, acres	Depth, ft	Gravity, °API	Start date
CO₂ immiscible							
Anadarko	Salt Creek	Wyo.	Wall Creek 1 (Frontier)	600	1,600	35	1/2010
Core Energy	Niagaran "A"	Otsego, Mich.	Brown Niagaran	120	5,700	43	2011
Core Energy	Niagaran "B"	Otsego, Mich.	Brown Niagaran	140	5,700	43	2012
Core Energy	Chester 5	Otsego, Mich.	Silurian-A1/Niagaran	2,011	100	2	11/10
Kinder Morgan	Katz, East River Unit	King County, Tex.	Strawn	1,340	4,800	39	12/10
Kinder Morgan	Katz, CB Long & SW River Unit	Stonewall County, Tex.	Strawn	4,295	4,800	39	12/10
Occidental	North Dollarhide	Andrews County, Tex.	Clearfork	270	6,500	40	2011
Occidental	Southeast Levelland Unit	Hockley County, Tex.	San Andres	1,260	4,900	34	2010
Whiting Petroleum	Northeast Hardesty	Texas County, Okla.	Morrow		6,350	39.6	10/11
CO₂ miscible							
Denbury	Delhi	Richland Parish, La.	Holt-Bryant	8,000	3,300	42	11/10
Denbury	West Hastings	Brazoria County, Tex., Galveston County, Tex.	Frio	1,455	5,700	35	12/10
Denbury	Oyster Bayou	Chambers County, Tex.	Frio	3,900	8,200	36	05/10
Steam							
MegaWest	Deerfield	Vernon County, Mo.	Warner	40	250	17.6	1/11
MegaWest	Riverside	Butler County, Ky.	Big Clifty	10	650	10	5/12
NAM	Schoonebeek	Drenthe, Netherlands	Bentheim	1,700	2,625	25	10/10
PDVSA	Bare	Venezuela, Anzoategui	MFB 53/U2,3	1,200	2,650	9.8	4/10
Wintershall	Emlichheim Block 11	Germany/Lower Saxony/ Graftschaft Bentheim/ Emlichheim	Valanginian	35	2,500- 2,700	25	2011
Wintershall	Emlichheim Block 4	Germany/Lower Saxony/ Graftschaft Bentheim/ Emlichheim	Valanginian	320	2,500- 2,700	25	2012
Polymer							
Wintershall	Bockstedt	Lower Saxony, Germany	Valanginian	1	3,600- 4,300	24	2010
Petrobras	Papa Terra		Cretaceous				
Combustion							
Petrobras	Rio Preto Oeste	Brazil onshore	Mucuri	1,045	3,380	17	2012

Добыча нефти за счет МУН в США

US EOR PRODUCTION

Table 1

	1988	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Thermal												
Steam	455,484	444,137	454,009	415,801	419,349	439,010	417,675	365,717	340,253	286,668	275,192	273,448
Combustion in situ	6,525	6,090	4,702	2,520	4,485	4,760	2,781	2,384	1,901	13,260	17,025	16,868
Hot water	2,896	3,985	1,980	250	250	2,200	306	3,360	3,360	4,370	1,776	1,676
Total thermal	464,905	454,212	460,691	418,571	424,084	445,970	417,675	371,461	345,514	304,298	293,993	291,992
Chemical												
Micellar-polymer	1,509	617	254	64								
Polymer	20,992	11,219	1,940	1,828	139	139	1,598					70
Caustic/alkaline												
Surfactant		20					60	60	60			
Total chemical	22,501	11,856	2,194	1,892	139	139	1,658	60	60			70
Gas												
Hydrocarbon miscible/immiscible	25,935	55,386	113,072	99,693	96,263	102,053	124,500	95,300	97,300	95,800	81,000	81,100
CO ₂ miscible	64,192	95,591	144,973	161,486	170,715	179,024	189,493	187,410	205,775	235,344	240,313	272,109
CO ₂ immiscible	420	95	95				66	66	102	2,698	9,350	9,160
Nitrogen	19,050	22,260	22,580	23,050	28,017	28,117	14,700	14,700	14,700	14,700	19,700	9,000
Flue gas (miscible and immiscible)	21,400	17,300	11,000	—	—	—	—					
Other			6,300	4,400	4,350	4,350	—					
Total gas	130,997	190,632	298,020	288,629	299,345	313,544	328,759	297,476	317,877	348,542	350,363	371,369
Other												
Carbonated waterflood												
Microbial			2	2								
Total other			2	2								
Grand total	618,403	656,700	760,907	709,094	723,568	759,653	748,092	668,997	663,451	652,840	644,356	663,431

Количество реализованных проектов МУН в США

ACTIVE US EOR PROJECTS

Table 2

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2006	2008	2010
Thermal											
Steam	137	119	109	105	92	86	55	46	40	43	46
Combustion in situ	8	8	5	8	7	5	6	7	12	12	12
Hot water	9	6	2	2	1	1	4	3	3	3	3
Total thermal	154	133	116	115	100	92	65	56	55	58	60
Chemical											
Micellar-polymer	5	3	2								
Polymer	42	44	27	11	10	10	4	4		1	1
Caustic/alkaline	2	2	1	1	1						
Surfactant	1									1	2
Total chemical	50	49	30	12	11	10	4	4		2	3
Gas											
Hydrocarbon miscible/immiscible	23	25	15	14	11	6	7	8	13	13	13
CO ₂ miscible	52	52	54	60	66	63	66	70	79	101	109
CO ₂ immiscible	4	2	1	1		1	1	1	2	5	5
Nitrogen	9	7	8	9	10	4	4	4	3	4	3
Flue gas (miscible and immiscible)	3	2									
Other		1	1								
Total gas	91	89	79	84	87	74	78	83	97	123	130
Other											
Microbial		2	1	1	1						
Total other		2	1	1	1						
Grand total	295	273	226	212	199	176	147	143	152	183	193