

1

Определение методов добычи с воздействием на пласт с целью повышения нефтеотдачи

Методы повышения нефтеотдачи – это добыча нефти за счет закачки веществ, обычно не присутствующих в пласте. Это определение охватывает все способы добычи нефти (вытеснение, создание репрессивно-депрессивного режима и обработки скважин) и включает в себя многочисленные агенты, используемые в процессе добычи. Наиболее важный момент заключается в том, что это определение не ограничивает методы повышения нефтеотдачи отдельной фазой (первичной, вторичной или третичной) в период разработки коллектора. Первичная добыча – это добыча нефти за счет действия механизмов естественного пластового режима: режима растворенного газа, притока воды, газонапорного режима или гравитационного режима пласта. Вторичная добыча относится к таким методам, как закачка газа или воды, целью которых отчасти является поддержание пластового давления. Третичная добыча – это метод добычи, применяемый после вторичной добычи. Почти все методы повышения нефтеотдачи были испытаны в промысловых условиях в качестве вторичных вытеснений. Многие термические методы применяются в промышленном масштабе, как при первичных, так и при вторичных способах. Большой интерес сосредоточен на третичных методах повышения нефтеотдачи, но это определение не устанавливает никакого ограничения.

Что определение действительно исключает – так это обычное заводнение и подразумевает исключение всех процессов поддержания пластового давления. Иногда последнее разграничение не ясно, т.к. многие процессы поддержания давления носят характер вытеснения. Кроме того, применение таких агентов как метан в вытеснениях газом высокого давления, или двуокись углерода в пласте, содержащем достаточно большое количество CO_2 , не удовлетворяет определению, и тем не менее оба процесса несомненно являются методами увеличения нефтеотдачи. Обычно те случаи, которые не попадают под определение, классифицируются по цели, которая преследуется процессом. В этой главе мы ограничимся отечественной статистикой Соединенных Штатов.

1-1 Введение в методы повышения нефтеотдачи

Цель процесса повышения нефтеотдачи

Большой интерес к процессу повышения нефтеотдачи сосредоточен на количестве нефти, к которому данный процесс потенциально применим. Таблица 1-1 показывает, что эта целевая нефть составляет 278 млрд. баррелей в одних только Соединенных Штатах. Это составляет почти 70% от начального содержания нефти в пласте. Если бы за счет повышения нефтеотдачи можно было бы добыть лишь 10% от этого количества, это привело бы к увеличению более чем в два раза доказанных отечественных запасов.

Таблица 1-1

Добыча, запасы и остаточная нефть в пласте; береговые месторождения США, за исключением Аляски (по данным Геффена, 1973)

Категория	Млрд. баррелей*	% от начального содержания нефти в пласте
Добыто	101	25.2
Доказанные запасы	22	5.5
Цель повышения нефтеотдачи	278	69.3
Итого	401	100.0

1 баррель = 0.159 м³

Вероятность добычи существенного количества дополнительной нефти за счет повышения нефтеотдачи относится по большей части к будущему. Последние тенденции добычи показывают, что отечественная добыча за счет применения методов повышения нефтеотдачи составляет менее 10% (Рис.1-1). Но эта тенденция показывает значительный рост. Ни в тексте, ни в Таблице 1-1 не рассматриваются вопросы повышения газоотдачи.

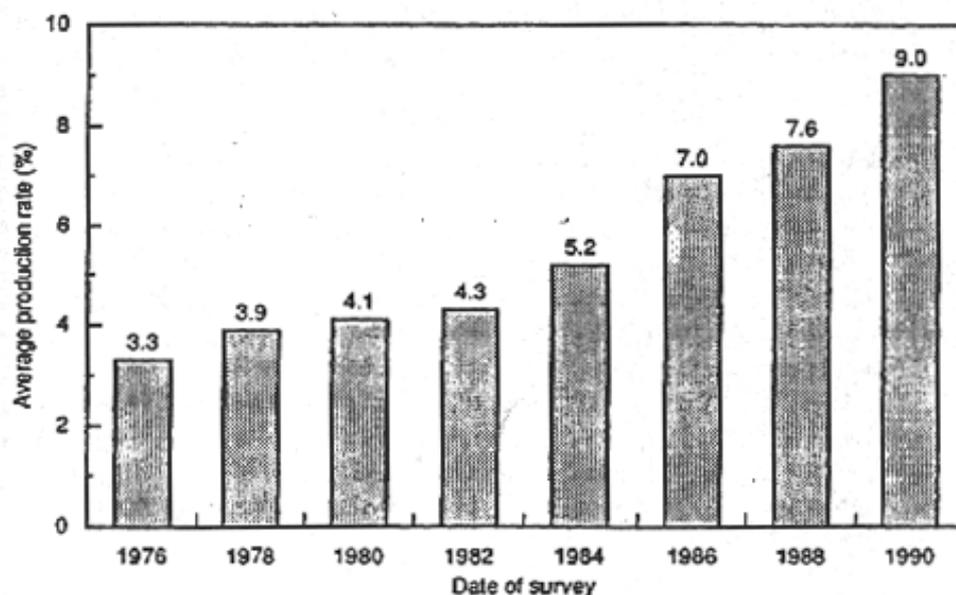


Рис. 1-1 Добыча нефти за счет применения методов повышения нефтеотдачи в виде процента суточной добычи (по данным двухлетнего обзора журнала Oil and Gas Journal)

Категории методов повышения нефтеотдачи

За рядом незначительных исключений все методы повышения нефтеотдачи, бесспорно, попадают в одну из трех категорий: термические методы, химические методы или методы с применением растворителей. Метод добычи с нагнетанием в пласт пены, например, подходит ко всем трем категориям. Каждая категория может дополнительно подразделяться на отдельные процессы (см. Таблицу 1-2), которые в свою очередь имеют несколько разновидностей.

Некоторое представление о популярности отдельных процессов следует и двухлетнего обзора применения методов повышения нефтеотдачи в США, составленного журналом Oil and Gas Journal. Приведенные цифры преуменьшают фактическую деятельность, т.к. они основаны на произвольном обзоре. В обзоре не проводится разграничение между процессами, осуществлявшимися в опытном и промышленном масштабах.

Термические методы, особенно, вытеснение и пропитка паром (эти два процесса объединены в Таблице 1-2), занимают большую часть среди проектов повышения нефтеотдачи, и с 1971 г их количество возросло. Большой удельный вес этого метода отражает устойчивый промышленный успех процесса добычи за счет нагнетания в пласт пара. Все другие процессы также показали некоторый рост, причем рост проектов полимерного заводнения и закачки двуокиси углерода носили взрывной характер, начиная с 1980 г. Конечно, общее количество всех проектов повышения нефтеотдачи неуклонно возрастало до падения цен на нефть в 1986 г.

Таблица 1-2

Действующие отечественные проекты повышения нефтеотдачи (по данным двухлетнего обзора журнала Oil and Gas Journal)

	1971	1974	1976	1978	1980	1982	1984	1986	1988	1990
Термические										
Нагнетание пара										
Внутрипластовое горение										
Закачка горячей воды										
Общее кол-во термических проектов										
Химические										
Мицеллярно-полимерное заводнение										
Полимерное заводнение										
Щелочное заводнение										
Общее кол-во химических проектов										
Добыча с применением растворителя										
Угледородное смешивающееся										
CO ₂ смешивающееся										
CO ₂ несмешивающееся										
Закачка азота										
Закачка дымового газа (смешивающ. и несмешивающееся)										
Общее кол-во проектов с применением растворителей										
Другие										
Заводнение карбонизированной водой										
Итого										

Таблица 1-3

Отечественная добыча за счет применения методов повышения нефтеотдачи по типу процесса (по данным двухлетнего обзора журнала Oil and Gas Journal)

	Добыча (баррелей/сутки или 0.159 м ³ /сутки)					
	1980	1982	1984	1986	1988	1990
Термические						
Нагнетание пара						
Внутрипластовое горение						
Закачка горячей воды						
Общее кол-во термических проектов						
Химические						
Мицеллярно-полимерное заводнение						
Полимерное заводнение						
Щелочное заводнение						
Общее кол-во химических проектов						
Добыча с применением растворителя						
Углеродное смешивающееся						
СО ₂ смешивающееся						
СО ₂ несмешивающееся						
Закачка азота						
Закачка дымового газа (смешивающ. и несмешивающееся)						
Общее кол-во проектов с применением растворителей						
Другие						
Заводнение карбонизированной водой						
Итого						

* Другие методы с применением растворителей, которые в эти годы отдельно не классифицировались.

Количество проектов определяет деятельность, а нефтеотдача определяет успех. В Таблице 1-3 показана суточная добыча нефти в процессах, в которых применялись методы повышения нефтеотдачи. Здесь преобладание процессов, в которых применялась закачка пара – почти 80% от всей добычи за счет применения методов повышения нефтеотдачи – еще более очевидно. Из оставшейся добычи, полученной за счет применения методов повышения нефтеотдачи, почти 80% приходится на долю процессов, в которых применялись растворители.

Тщательное сравнение Таблиц 1-2 и 1-3 выявляет некоторые подробности. Например, добыча за счет полимерного заводнения довольно мала для количества зарегистрированных проектов. Этот процесс, по-видимому, предпочтителен для небольших проектов или для проектов, дающих очень мало нефти в начале. Нефтеотдача на проект почти равна нефтеотдаче, получаемой при закачке пара или двуокиси углерода. Это означает, что разница в нефтеотдаче обусловлена лишь разницей в количестве проектов. Нефтеотдача в проектах мицеллярно-полимерного заводнения и щелочного заводнения отражает предельно высокую себестоимость этих процессов на тот момент, когда составлялся обзор.

1-2 Необходимость методов повышения нефтеотдачи

Даже при приведенной большой разнице коммерческого успеха у различных процессов, нам нужны все виды повышения нефтеотдачи, чтобы сохранять пласты на приемлемом уровне. Это потому, что каждый процесс, даже коммерчески успешный, до сих пор продемонстрировал успех только на какой-то части объекта применения методов повышения нефтеотдачи.

Запасы

Запасы – это смесь жидких углеводородов (сырая нефть и конденсат), добываемых из известных залежей в условиях существующей экономики и технологии. Они определяются следующим уравнением материального баланса:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Настоящие} \\ \text{запасы} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} \text{Былые} \\ \text{запасы} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{c} \text{Прирост} \\ \text{к} \\ \text{запасам} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{Добыча} \\ \text{из} \\ \text{запасов} \end{array} \right)$$

Несомненно, запасы со временем могут меняться, т.к. два последних члена уравнения могут меняться во времени.

На протяжении большей части истории добычи нефти в США запасы увеличивались (Рис.1-2).

Запасы начали уменьшаться в конце 60-х годов – тенденция, которая в 1971г резко изменилась на прямо противоположную с пополнением примерно в 10 млрд. баррелей нефти с месторождения Alaskan North Slope. Однако это уменьшение незамедлительно возобновилось с еще более высокими темпами, чему содействовала нестабильность нефтяных ресурсов за пределами Соединенных Штатов. В начале 80-х, хотя спад значительно замедлился, он не исчез.

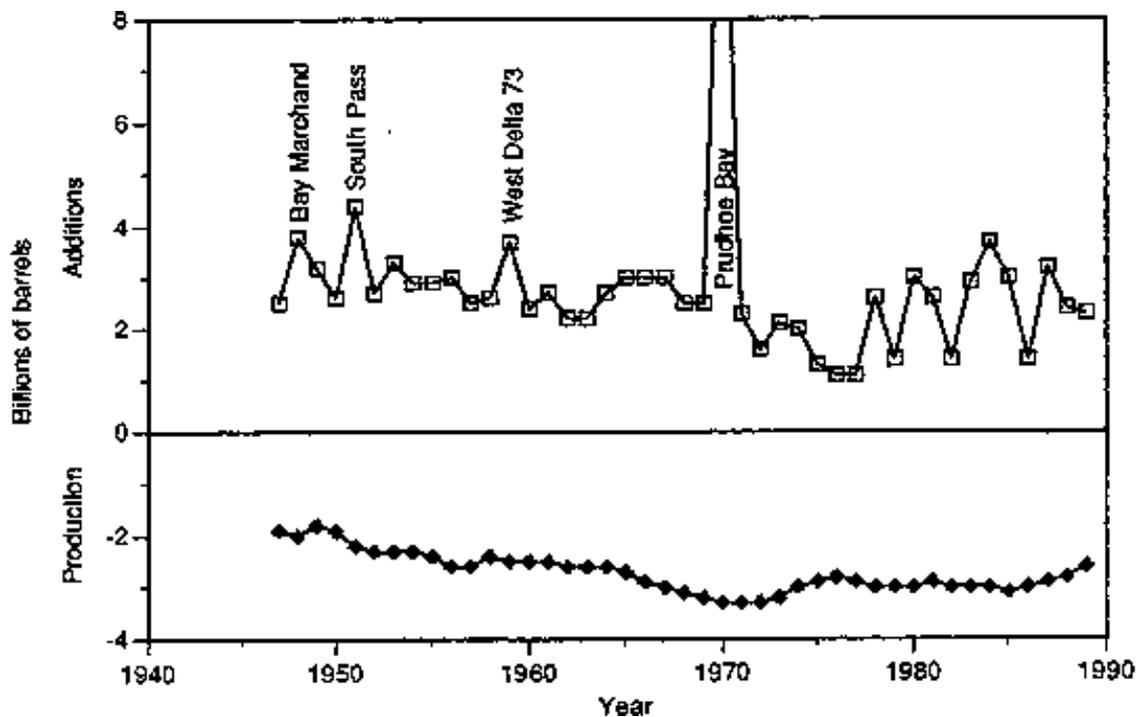


Рис.1-2 Запасы нефти в Соединенных Штатах (по данным ВаСис Petroleum Data Book, 1986)

Рис.1-2 также показывает, что соотношение запасов и добычи было относительно постоянным до начала 60-х, а затем с 60-х до конца 70-х отмечался спад. Очевидная стабилизация, начавшаяся в 1980г, является результатом выравнивания запасов и ограничения добычи – реакция на рост цены на нефть в предыдущее десятилетие. Как запасы, так и соотношение добычи и запасов еще раз испытают спад из-за падения цены на нефть в 1986г. Методы повышения нефтеотдачи являются одним из нескольких способов, сдерживающих этот спад.

Увеличение запасов

Ниже перечислены четыре категории увеличения запасов:

1. Открытие новых месторождений
2. Открытие новых залежей
3. Расширение пластов известных месторождений
4. Повторное определение запасов, обусловленное изменениями в экономике технологии добычи.

В оставшейся части этого текста мы рассмотрим категорию 4. Здесь мы приведем обоснование важности упомянутой категории, коротко рассмотрев категории 1-3.

Естественно возникает вопрос о возможности увеличения запасов за счет категорий 1-3. Рис.1-3 показывает, что поскольку добыча является скорее

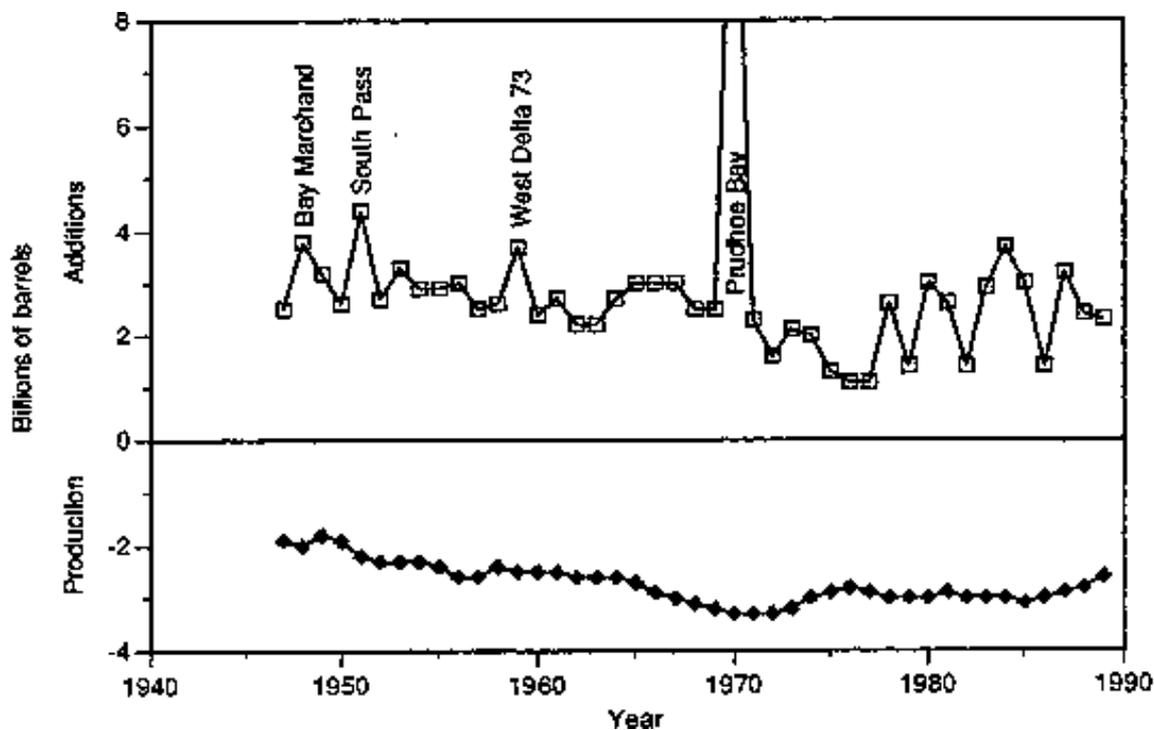


Рис.1-3 Вклад новой нефти в запасы Соединенных Штатов (по данным ВаСис Petroleum Data Book, 1986)

плавно изменяющейся функцией времени, увеличения запасов за счет новой нефти являются в большей степени случайными. За исключением лет, когда происходят открытия крупных месторождений, добыча превышает увеличение, даже когда процент запаса достаточно постоянный. Поэтому темп истощения запасов может быть хоть сколько-нибудь серьезно изменен только за счет открытия крупных месторождений.

Но вероятность открытия крупных месторождений идет на убыль. На Рис.1-4 показана кривая открытия значимых (1 миллион баррелей или больше) месторождений с указанием даты открытия. На рисунке также показано количество разведочных скважин, пробуренных в том же году. Если бы между двумя кривыми существовала корреляция, кривая бурения опережала бы кривую открытия, но произошло противоположное. Это может опять произойти в кривой открытий в восьмидесятые годы. Кривая открытий завершается на 6 лет раньше кривой бурения, т.к. именно это время в среднем уходит на то, чтобы проверить запасы. Обе кривые свидетельствуют о незначительной взаимосвязи между количеством пробуренных скважин и частотой открытия значимых месторождений.

В таком случае, на основании Рис.1-2 – 1-4 мы можем подытожить необходимость в методах повышения нефтеотдачи следующим образом:

1. Запасы Соединенных Штатов стабильны, но вероятно идут на убыль.
2. С точки зрения поисково-разведочных работ только открытие крупных месторождений может повлиять на темпы убывания запасов.

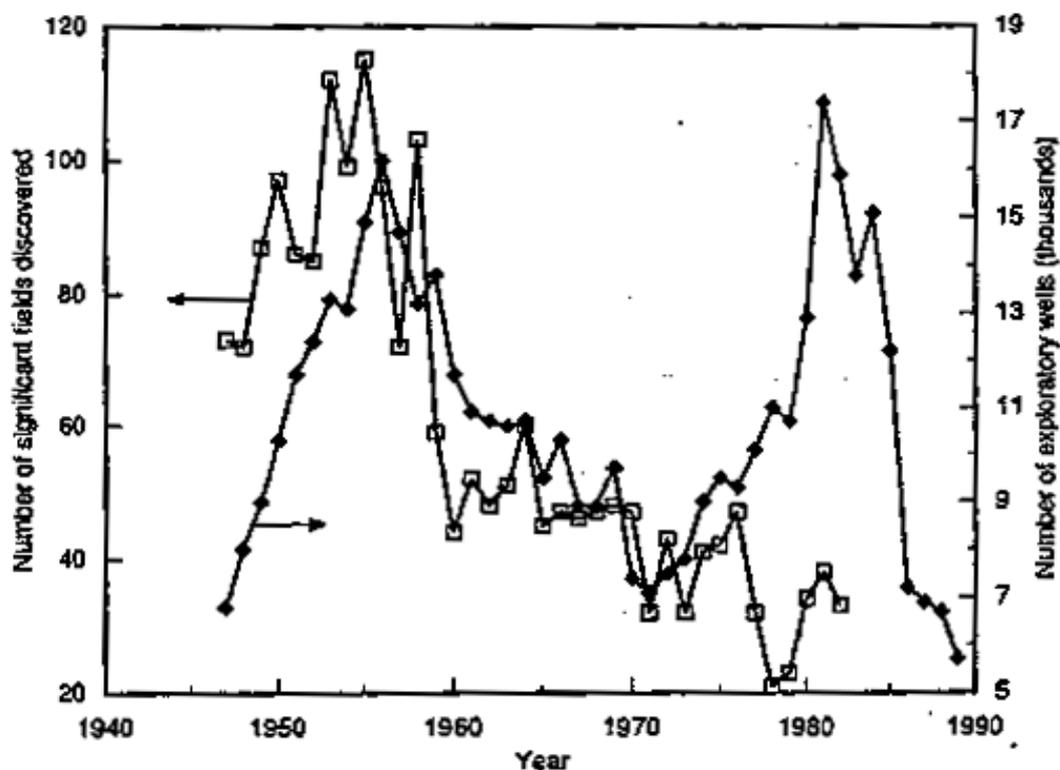


Рис.1-4 Темпы открытия месторождений и бурение (по данным ВаСИС Petroleum Data Book, 1991)

3. Темп открытия крупных месторождений не сопоставим с количеством пробуренных скважин.

Эти наблюдения свидетельствуют о том, что для пополнения запасов Соединенных Штатов требуются иные методы, чем бурение и поисково-разведочные работы. Учитывая цель, составляющую 278 миллиардов баррелей, эти другие методы сосредоточены на повышении нефтеотдачи.

1-3 Дополнительная нефть

Универсальным техническим критерием успеха процесса повышения нефтеотдачи является количество дополнительно добытой нефти. На Рис.1-5 дается определение дополнительной нефти. Представьте месторождение, коллектор или скважину, дебит нефти из которых снижается с А до В. При дебите, равном В, начинают осуществлять проект повышения нефтеотдачи, и в случае успеха, дебит должен показать отклонение от проекции спада в какой-то момент после В. Дополнительная нефть – это разность между тем, что было фактически добыто, В-D, и тем, что было бы добыто, если бы не осуществили процесс повышения нефтеотдачи, В-С. На Рис.1-5 – это заштрихованная область.

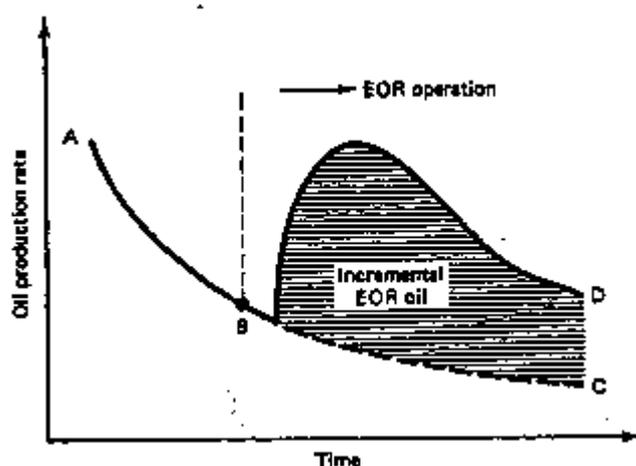


Рис.1-5 Дополнительная нефтеотдача в типичном проекте повышения нефтеотдачи (Пратс, 1982)

Насколько эта концепция проста на Рис.1-5, настолько повышение нефтеотдачи трудно определить на практике. Для этого есть несколько причин.

1. Совместная добыча из скважин, включенных в процесс повышения нефтеотдачи, и скважин, не задействованных в нем. Такая добыча затрудняет определение количества нефти, добытой за счет процесса повышения нефтеотдачи. Происходит смешивание, когда, а дело обычно обстоит именно так, проект повышения нефтеотдачи поэтапно осуществляется на месторождении, на котором осуществляется другой тип добычи.
2. Нефть из других источников. Обычно при осуществлении проекта повышения нефтеотдачи происходит существенная очистка скважин или другие улучшения. Нефть, добываемую в результате такой обработки, нелегко отличить от нефти, получаемой за счет повышения нефтеотдачи.

3. Неточная оценка гипотетического спада. Кривая от В до С на Рис.1-5 должна оцениваться точно. Но т.к. этого не случилось, нет способа определения этой точности. К методам, от анализа кривой спада до численного моделирования, нужно подходить критически.

1-4 Сравнение категорий

Основным предметом обсуждения в данном тексте являются тонкости процессов повышения нефтеотдачи. Здесь мы вносим на рассмотрение некоторые вопросы и сравниваем характеристики трех основных процессов повышения нефтеотдачи. Последние представлены в виде типичной нефтеотдачи (дополнительная нефть, выраженная в виде % от начального содержания нефти в пласте) и по различным коэффициентам использования. В основе лежит фактический опыт.

В Таблице 1-4 показано, что чувствительность к высокому содержанию солей является общей чертой для всех химических методов повышения нефтеотдачи. Обще количество растворенных твердых веществ не должно превышать 100,000 гр/м³, а жесткость должна быть менее 2,000 гр/м³. Кроме того, происходит потеря химических реагентов при взаимодействии породы и жидкости. Постоянной проблемой является поддержание на должном уровне приемистости нагнетательной скважины. Статистические данные показывают, что нефтеотдача колеблется от небольшой до умеренно большой. Коэффициенты использования химреагентов имеют смысл только при сравнении со стоимостью отдельных агентов; полимер, например, обычно в три-четыре раза дороже (за единицу массы) поверхностно-активных веществ.

Таблица 1-4

Химические процессы повышения нефтеотдачи (по данным Табера и Мартина, 1983)

Процесс	Механизм нефтеотдачи	Проблемы	Типичная нефтеотдача (%)	Типичное использование агента*
Полимерное заводнение	Повышает коэффициент охвата по объему за счет уменьшения подвижности	Приемистость Стабильность Высокое содержание солей	5	0.3-0.5 фунт. полимера на баррель добытой нефти
Мицеллярно-полимерное заводнение	То же, что и при полимерном заводнении, плюс уменьшает капиллярные силы	Те же, что и при полимерном заводнении, плюс присутствие химреагента, удерживание и высокая минерализация	15	15-25 фунт. ПАВ на баррель добытой нефти
Щелочно-полимерное заводнение	То же, что и при мицеллярно-полимерном заводнении, плюс солюбилизация нефти и изменение смачиваемости	Те же, что и при мицеллярно-полимерном заводнении, плюс состав нефти	5	35-45 фунт. химреагента на баррель добытой нефти

* 1 фунт/баррель \approx 2.86 кг/м³

В Таблице 1-5 приведено аналогичное сравнение для тепловых методов. В этих процессах нефтеотдачи обычно выше, чем при применении химических методов. И опять, проблемы в заданной категории аналогичные, основными из которых являются: потеря тепла, перемещение пара по верхней части коллектора и загрязнение воздуха. Загрязнение воздуха происходит, т.к. пар обычно получают путем сжигания части добываемой нефти.

Таблица 1-5

Тепловые методы повышения нефтеотдачи (по данным Табера и Мартина, 1983)

Процесс	Механизм нефтеотдачи	Проблемы	Типичная нефтеотдача (%)	Типичное использование агента*
Пар (вытеснение и воздействие на скважину)	Уменьшает вязкость нефти Испарение легких фракций	Глубина Потери тепла Перемещение пара по верхней части коллектора Загрязнение	50-65	0.5 барреля расходуемой нефти на баррель добытой нефти
Внутрипластовое горение	Тот же, что и при закачке пара, плюс образование трещин	Те же, что и при закачке пара, плюс регулирование горения	10-15	10 тыс. куб. фут. воздуха на баррель добытой нефти*

* 1 тыс. куб. фут./баррель в стандартных условиях \approx 178 станд. куб. м газа / станд. куб. м нефти

Если это горение происходит на поверхности, продукты выделения загрязняют воздух; если горение происходит в пласте, источником загрязнения могут быть добывающие скважины.

В Таблице 1-6 сравниваются процессы заводнения с применением растворителей. В эту категорию входят только две группы, в соответствии с тем, смешивается растворитель или нет с нефтью. Нефтеотдачи обычно ниже, чем при мицеллярно-полимерных заводнениях. Коэффициенты использования растворителей, а так же относительная дешевизна растворителей, привели эти процессы, в частности заводнение двуокисью углерода, к промышленному применению. Различие между смешивающимся и несмешивающимся процессом незначительно.

Таблица 1-6

Методы повышения нефтеотдачи с применением растворителей (по данным Табера и Мартина, 1983)

Процесс	Механизм нефтеотдачи	Проблемы	Типичная нефтеотдача (%)	Типичное использование агента*
Несмешивающееся вытеснение	Уменьшает вязкость нефти Увеличение объема нефти Растворенный в нефти газ	Стабильность Перемещение по верхней части коллектора Поставка	5-15	10 тыс. куб. фут. растворителя на баррель добытой нефти
Смешивающееся вытеснение	То же, что и при несмешивающемся вытеснении, плюс развитие смешивающегося вытеснения	Те же, что и при несмешивающемся вытеснении	5-10	10 тыс. куб. фут. растворителя на баррель добытой нефти

* 1 тыс. куб. фут./баррель в стандартных условиях \approx 178 станд. куб. м растворителя / станд. куб. м нефти**1-5 Будущее методов повышения нефтеотдачи**

Прогнозирование этих процессов при неустойчивой экономической обстановке – занятие в лучшем случае рискованное. Тем не менее, прогнозирующие тенденции развития методов повышения нефтеотдачи дают некоторое представление о существующем на данный момент мнении.

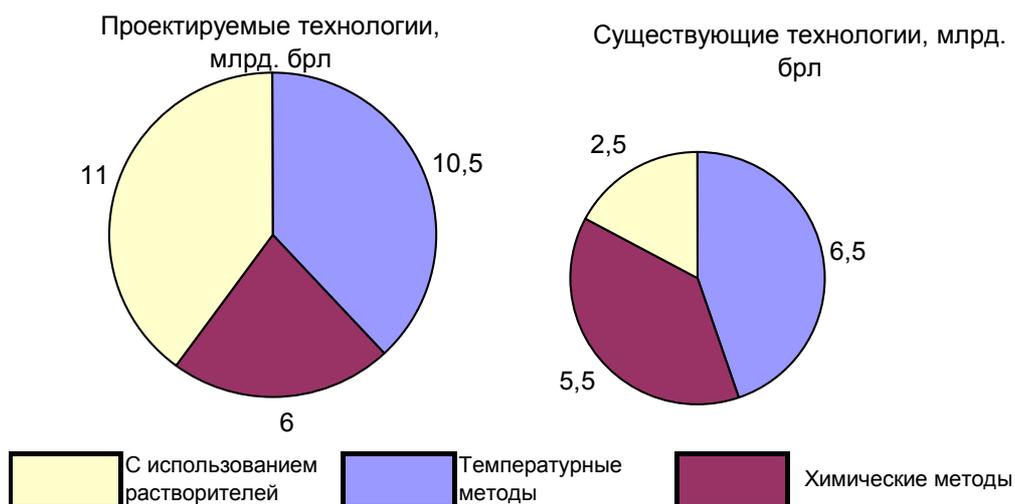


Рис.1-6 Прогноз развития методов повышения нефтеотдачи (по данным Национального Нефтяного Совета, 1984)

На Рис.1-6 представлен прогноз, составленный Национальным Нефтяным Советом в 1984 г. В этих прогнозах базисная цена на нефть принимается равной 30 \$ за баррель, а минимальная норма прибыли от капиталовложений принимается равной 10%. Реализуемая технология, без дополнительного технического развития показывает, что наибольший потенциал имеют тепловые методы добычи, за которыми следует заводнение с применением растворителей, и затем – химическое заводнение. Прогноз по всем методам повышения нефтеотдачи составляет 14.5 миллиардов баррелей. Это потрясающе мало – всего 5% от общего количества извлекаемой нефти приведенного в Таблице 1-1. Цель, преследуемая здесь, заключается в том, чтобы дать объяснение, почему этот процент так мал, и кратко обозначить, что может быть сделано для улучшения ситуации.

Техническое развитие может коренным образом изменить эту картину. На Рис. 1-6 также показана ситуация из того же исследования, проведенного Национальным Нефтяным Советом, когда при использовании передовой технологии потенциал тепловых методов почти удваивается, а потенциал химического заводнения увеличивается более чем в четыре раза. В случае химических методов, когда только потенциал мицеллярно-полимерного заводнения представляет 10 миллиардов баррелей, усовершенствованная технология может превратить процесс с минимальным потенциалом в процесс с максимальным потенциалом. С другой стороны, заводнение с применением растворителей считается довольно хорошо развитым методом. Потенциал передовой технологии в 27.5 миллиардов баррелей представляет более 10% от нефти, планируемой добыть за счет методов повышения нефтеотдачи. Эта величина больше доказанных запасов, приведенных в Таблице 1-1.

Чтобы подчеркнуть трудности, связанные с применением передовой технологии, мы завершим этот раздел отрезвляющим вопросом. Мы рассматривали объект применения методов повышения нефтеотдачи, будто он останется постоянным. То, что это не так, показано Рис. 1-7, прогнозом трех типов запасов, приведенном в Таблице 1-1 на следующее столетие. Объектом применения методов повышения нефтеотдачи является количество между верхней и второй линиями. Эта цифра свидетельствует о том, что количество

нефти, которую предполагают добыть за счет применения методов повышения нефтеотдачи, со временем будет довольно быстро сокращаться, снизу – за счет фактической добычи, и сверху – за счет потерянной нефти. Потерянная нефть может быть обусловлена техническими или экономическими причинами. Когда месторождение действительно ликвидировано, маловероятно, что методы повышения нефтеотдачи могут оказаться успешными, т.к. немногие процессы могут выдержать расходы, связанные с бурением новых скважин.

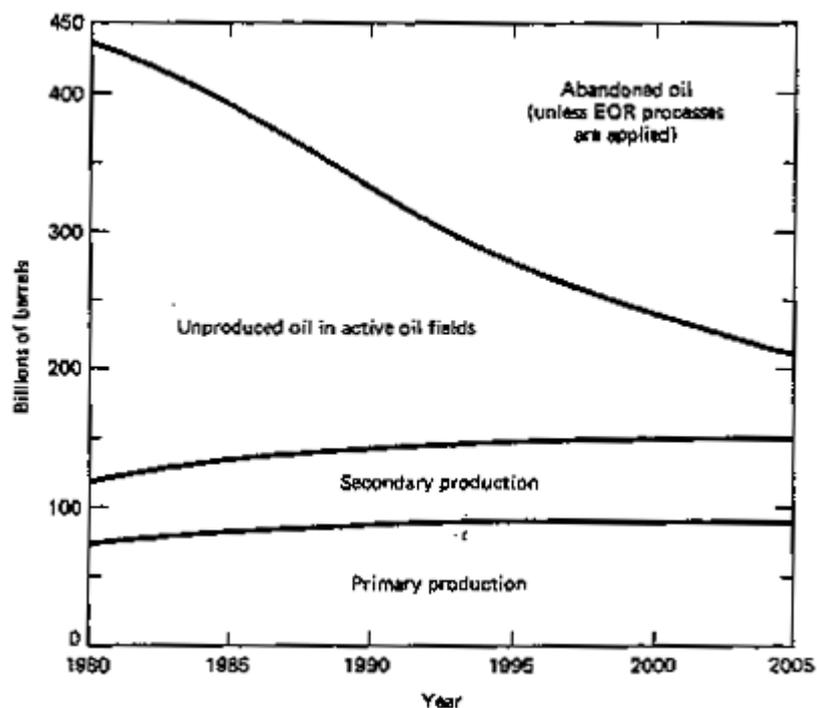


Рис.1-7 Уменьшение количества нефти, которую предполагают добыть за счет применения методов повышения нефтеотдачи (по данным Клариджа, 1982)

Преимущество методов повышения нефтеотдачи над разведочным бурением заключается в том, что мы знаем местоположение нефти, и большая часть оборудования уже находится на месте.

Уменьшающееся количество нефти, которая может стать объектом применения методов повышения нефтеотдачи, вызывает ощущение безотлагательности реализации методов повышения нефтеотдачи. Чтобы осуществить это, мы должны неустанно изыскивать возможности для методов повышения нефтеотдачи и затем добиваться их успешного выполнения. Для выполнения этого потребуются техническое совершенствование всех ступеней добывающего объединения. Обеспечение этого совершенствования является одной из задач данной публикации.

1-6 Единицы измерений и система обозначений

Единицы СИ

Основной системой измерений в данной публикации является Международная система СИ. Мы не строго придерживаемся единиц СИ, потому что большое количество цифр и таблиц изложены в более традиционных единицах. Было бы непрактично преобразовывать здесь все эти цифры; поэтому в этом разделе в Таблице 1-7 мы приводим перечень наиболее важных преобразований и даем некоторые полезные указатели.

Таблица 1-7

Сокращенный перечень единиц системы СИ (по данным Кэмпбелла и др., 1977)

Основные величины и единицы измерения системы СИ			
Основная величина или размер	Единица измерения системы СИ	Обозначение единицы измерения в системе СИ (латинский шрифт)	Обозначение размерности, принятое Обществом инженеров-нефтяников США (латинский шрифт)
Длина	Метр	m	L
Масса	Килограмм	kg	m
Время	Секунда	s	t
Абсолютная температура	Кельвин	K	T
Количество вещества	Грамм-моль*	mol	

* Когда используется грамм-моль, необходимо определить начальные категории; это могут быть атомы, молекулы, ионы, электроны, другие частицы или определенные группы таких частиц. Термины килограмм-моль, фунт-моль и т.д. часто ошибочно сокращают до грамм-моля.

Некоторые общепринятые производные единицы системы СИ			
Параметр	Единица измерения	Обозначение единицы измерения в системе СИ (латинский шрифт)	Формула (латинский шрифт)
Ускорение	Метр на секунду в квадрате	-	m/s^2
Площадь	Квадратный метр	-	m^2
Плотность	Килограмм на куб. метр	-	kg/m^3
Энергия, работа	Джоуль	J	$N \cdot m$
Сила	Ньютон	N	$kg \cdot m/s^2$
Давление	Паскаль	Pa	N/m^2
Скорость	Метров в секунду	-	m/s
Вязкость, динамическая	Паскаль-секунда	-	$Pa \cdot s$
Вязкость, кинематическая	Метр квадратный в секунду	-	m^2/s
Объем	Кубический метр	-	m^3

Некоторые переводные коэффициенты		
Перевести из	в	Умножить на
Акр (съемка США)	Метр ² (m ²)	4.46 872 E + 03
Акры	Футы ² (ft ²)	4.356 000 E + 04
Атмосфер (стандартных)	Паскаль (Pa)	1.013 250 E + 05
Бар	Паскаль (Pa)	1.000 000 E + 05
Баррель (для нефти 42 галлона)	Метр ³ (m ³)	1.589 873 E - 01
Баррель	Футы ³ (ft ³)	5.615 E + 00
Британская тепловая единица (международная таблица)	Джоуль (J)	1.055 056 E + 03
Дарси	Метр ² (m ²)	9.869 232 E - 13
Сутки (солнечные)	Секунда (s)	8.640 000 E + 04
Дина	Ньютон (N)	1.000 000 E - 05
Галлон (мера жидкости США)	Метр ³ (m ³)	3.785 412 E - 03
Грамм	Килограмм (kg)	1.000 000 E - 03
Гектар	Метр ² (m ²)	1.000 000 E + 04
Миля (съемка США)	Метр (m)	1.609 347 E + 03
Фунт (из британской системы единиц массы)	Килограмм (kg)	4.535 924 E - 01
Тонна (американская, 2000 английских фунтов)	Килограмм (kg)	9.071 847 E + 02

Таблицы 1-7 продолжение

Некоторые префиксы единиц измерения системы СИ				
Коэффициент	Префикс системы СИ	Обозначение префикса в системе СИ (латинский шрифт)	Значение (США)	Значение в других странах
10^{12}	тера-	T	Триллион	Биллион
10^9	гига-	G	Миллиард	Миллиард
10^6	мега-	M	Миллион	
10^3	кило-	k	Тысяча	
10^2	гекто-	h	Сто	
10	дека-	da	Десять	
10^{-1}	деци-	d	Одна десятая	
10^{-2}	санти-	c	Одна сотая	
10^{-3}	милли-	m	Одна тысячная	
10^{-6}	микро-	μ	Одна миллионная	
10^{-9}	нано-	n	Одна миллиардная	Одна биллионная

1. Между единицами системы СИ и единицами системы МКСА существует несколько родственных величин, имеющих точное или приближенное численное значение. Наиболее употребительными в области добычи нефти являются следующие:

$$1 \text{ спз} = 1 \text{ мПа-сек}$$

$$1 \text{ дина/см} = 1 \text{ мН/м}$$

$$1 \text{ Брит.тепловая единица} \approx 1 \text{ кДж}$$

$$1 \text{ Дарси} \approx 1 \mu\text{м}^2$$

$$1 \text{ часть на млн} \approx 1 \text{ гр/м}^3$$

2. Использование префиксов единиц измерения (нижняя часть Таблицы 1-7) удобно, но требует осторожности. Когда единица с префиксом возводится в степень, показатель степени относится к префиксу, также как и к единице измерения. Так, $1 \text{ км}^2 = 1(\text{км})^2 = 1(10^3 \text{ м})^2 = 1 \times 10^6 \text{ м}^2$. Мы уже использовали это преобразование в тех случаях, когда $1 \mu\text{м}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2 \approx 1 \text{ Дарси}$.
3. Затруднения вызывают два преобразования - давления (147 абсолютное давление в фунтах на кв. дюйм $\approx 1 \text{ МПа}$) и температуры ($1 \text{ К} = 1.8 \text{ градусов Реомюра}$). Т.к. ни шкала Фаренгейта, ни шкала Цельсия не является абсолютной, требуется дополнительный перевод.

$$^{\circ} \text{C} = \text{K} - 273$$

и

$$^{\circ} \text{F} = \text{R} - 460$$

Верхний индекс $^{\circ}$ не используется на абсолютной шкале температур.

4. Перевод объема осложняется взаимозаменяемым использованием весовых и стандартных объемов. Таким образом, мы имеем:

$0.159 \text{ м}^3 = 1$ баррелю нефти в пластовых условиях, или bbl

и

0.159 SCM стандартных кубических метров = 1 баррелю в нормальных стандартных условиях на поверхности, или stb

Обозначение SCM, стандартный кубический метр, не является стандартом системы СИ; оно означает количество массы, содержащейся в одном кубическом метре, определенной при стандартной температуре и давлении.

Совместимость

Во всех случаях важно сохранять совместимость единиц измерения. Как единицы измерения, так и численные значения должны выполняться до конца во всех расчетах. Такая практика гарантирует, что перевод единиц измерения из одной системы в другую сделан правильно, и показывает, верна ли сама по себе методика расчета. Для сохранения совместимости единиц измерения, требуется осуществить три этапа.

1. Освободитесь от всех префиксов единиц измерения.
2. Сократите все единицы до наиболее простого требуемого уровня. Во многих случаях это означает возвращение к основным единицам, приведенным в Таблице 1-7.
3. После завершения расчетов опять введите префиксы в единицы измерения так, чтобы численное значение результата по возможности было близко к единице. Многие применяют преобразования, в которых используются только префиксы, являющиеся кратными 1000.

Соглашение об индексах

Многообразие методов повышения нефтеотдачи делает невозможным принятие условных обозначений без того, чтобы не произошло дублирование или ненужное осложнение. В надежде, что последний фактор будет сведен к минимуму за счет незначительного дублирования, в Таблице 1-8 даны обозначения фаз и компонентов, используемые на всем протяжении данной публикации. В разделе, посвященном терминологии, дается определение другим обозначениям.

Фазы всегда имеют подстрочный индекс j , который занимает второе положение в величине, имеющей два подстрочных индекса. $j = 1$ – это всегда вода или водная фаза, таким образом, значок w освобождается для обозначения смачивания (а nw – для обозначения несмачивания). Подстрочный индекс s обозначает твердую не текучую фазу.

Подстрочный индекс i , занимающий первую позицию, обозначает компонент. Величины с одним подстрочным индексом означают компоненты. Обычно $i = 1$ – это всегда вода; $i = 2$ – нефть или углеводород; а $i = 3$ относится к вытесняющему компоненту, либо ПАВ, либо легкому углеводороду. Индексы, применяемые для обозначения компонентов, чьи значения превышают 3, используются исключительно в Главах 8-10, в которых рассматривается процесс химического заводнения.

Таблица 1-8

Наименование индексов, используемых для обозначения фаз и компонентов

Фазы		
<i>j</i>	Идентичность	Встречается в тексте
1	Вода или водный	По всему тексту
2	Масло или олеиновый	По всему тексту
3	Газ или легкий углеводород Микроэмульсия	Разделы 5-6 и 7-7 Глава 9
<i>s</i>	Твердый	Главы 2, 3 и 8-10
<i>w</i>	Смачивание	По всему тексту
<i>nw</i>	Несмачивание	По всему тексту

Компоненты		
<i>i</i>	Идентичность	Встречается в тексте
1	Вода	По всему тексту
2	Масло или промежуточный углеводород	По всему тексту
3	Газ Легкий углеводород ПАВ	Раздел 5-6 Раздел 7-6 Глава 9
4	Полимер	Главы 8 и 9
5	Анионы	Разделы 3-4 и 9-5
6	Двухвалентные	Разделы 3-4 и 9-5
7	Двухвалентный поверхностно-активный компонент	Раздел 9-6
8	Одновалентный	Разделы 3-4 и 9-5