

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

*Ф.М. Гумеров*

*(Казанский государственный технологический университет)*

По оценкам специалистов, при сохранении современного уровня мировой добычи нефти и достигнутой степени извлечения ее из недр разведанные запасы будут выработаны в течение 40÷60 лет. Если уровень добычи нефти в РФ не будет превышать 400 млн т в год, то обеспеченность разведанными запасами составит порядка 20 лет.

Быстрыми темпами вырабатывается активная часть запасов легкой нефти. Сохранение нынешних темпов приведет к тому, что уже через 10 лет она сократится до 15÷20 % от настоящего объема и составит около 1 млрд т [1]. Уже в ближайшие 5–7 лет следует ожидать повышения доли трудноизвлекаемых запасов в общем объеме добываемой нефти, при этом запасы высоковязких нефтей составят 40÷50 %. Мировые запасы тяжелых нефтей и природных битумов превышают запасы легких нефтей.

Возрастание доли трудноизвлекаемых запасов предопределяет необходимость повышения эффективности их извлечения, и в частности разработки методов увеличения нефтеотдачи. В настоящее время коэффициент извлечения нефти традиционными методами на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами редко превышает 30 %, а на месторождениях высоковязких нефтей он еще меньше.

На первом этапе разработки нефтяных месторождений добыча осуществлялась за счет истощения пластовой энергии (естественного пластового давления сопутствующего природного газа). Спонтанный процесс дополнялся откачиванием. Этот этап, названный первичной добычей, позволял извлекать из подземного резервуара лишь до 10÷25 % [2] от всей содержащейся там нефти.

Разнообразные вспомогательные методы, разработанные в дальнейшем, прежде всего были направлены или на поддержание пластового давления – методы вторичной добычи – или же к улучшению условий для продвижения нефти в пористой структуре породы – методы третичной добычи. К последним относятся и разнообразные подходы увеличения нефтеотдачи истощенных и высокообводненных месторождений.

Эти методы и их вариации, по некоторым оценкам [3] насчитывающие до 250 наименований, включают различные схемы формиро-

вания избыточного давления (прежде всего в результате заводнения), а также нагнетания смешивающихся с нефтью рабочих сред, тепловое воздействие на пласт через подачу горячего пара или формирование фронта горения путем частичного сжигания нефти и, наконец, химическое воздействие в виде использования, как правило, водорастворимых мицеллообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) с широким спектром функционального назначения и возможностей.

Охарактеризуем вкратце подходы, последовавшие после завершения этапа первичной нефтедобычи.

Вторичные методы нефтедобычи начали использоваться вскоре после второй мировой войны, доведя уровень нефтедобычи до 20÷40 % [4] (по иным оценкам, до 30÷50 % [2, 5]) от первоначально существовавших объемов (нижние показатели коэффициента извлечения нефти относятся к месторождениям с трудноизвлекаемыми высоковязкими нефтями). В этом случае речь идет главным образом о водном вытеснении в том числе и сатурированной водой.

Однако вода не идеальна как рабочая среда, и в лучшем случае при тонне извлеченной нефти (в совокупности с результатами первичной добычи) в недрах остается еще тонна неизвлеченной. При этом следует выделить проблемы устойчивости фронта вытеснения и капиллярности. Последнее касается вытеснения нефти из пористого коллектора и связано с несмешиваемостью воды и нефти. Казалось бы, если капиллярные силы препятствуют вытеснению нефти, следует увеличить давление воды. Однако существует предел повышению давления, т.к. его высокие значения разрушают нефтеносные породы и уменьшают эффективность вытеснения.

Кислотная обработка в целях увеличения размера пор и проницаемости породы осуществляется лишь для поверхностной зоны нагнетательной скважины, что позволяет снизить потери давления только вблизи нее.

Существенным является и то, что немало нефти в виде тонкой пленки остается на не смачиваемой водой поверхности породы нефтяного резервуара. В связи с этим необходимо кратко остановиться на химических методах воздействия, суть которых сводится прежде всего к модификации физико-химических свойств системы *порода – нефть – вода*.

Впервые идея применения водорастворимых ПАВ для улучшения процесса извлечения нефти была высказана и зарегистрирована в виде патента Де Гротом в 1930 г. [2]. Применение ПАВ для увеличения нефтеотдачи пластов заключается в том, что определенный их

объем вводится в нагнетательную скважину, куда потом закачивается вода. Первоначально использовались малые количества ПАВ и эффективность процесса оказывалась низкой по причине их адсорбции породой. В дальнейшем появились методы, формирующие и использующие такие термодинамически устойчивые системы, как микроэмульсии. Проходя через нефтеносную породу, микроэмульсия (водная дисперсия нефти, получаемая при добавлении соответствующих ПАВ) как бы смывает нефть с породы (продавливает нефть через сужения пор в породе пласта). Все это возможно благодаря тому, что формирование мицеллярных эмульсий приводит к значительному (до 10000 раз) уменьшению поверхностного натяжения на межфазной границе систем *нефть – вода, нефть – микроэмульсия* [2, 6]. Значительно снижается межфазная вязкость, способствующая слиянию ганглиев нефти и образованию нефтяной зоны, изменяется краевой угол смачивания рабочей среды, улучшающий смачиваемость породы, и, наконец, изменяется заряд на границе раздела фаз. Перечисленные факторы способствуют повышению нефтеотдачи пластов при использовании обсуждаемого метода.

Важным является вопрос о возможности широкомасштабного применения ПАВ. К примеру, если площадь пласта, на которой происходит вытеснение нефти, составляет  $10 \text{ км}^2$  при 25%-ной пористости и слой микроэмульсии, содержащей 15 % ПАВ, имеет толщину 0,3 м, то потребуется около  $3 \cdot 10^8$  кг ПАВ [2]. Следовательно, когда метод будет внедрен в широких масштабах, требуемое количество ПАВ превысит его нынешнее производство и нынешние потребности. Чтобы понизить стоимость ПАВ, их нужно будет производить на месте из добываемой нефти. Таким образом, экономическая целесообразность использования метода в будущем будет зависеть от стоимости добываемой нефти и спроса на ПАВ. Нельзя при этом забывать и о серьезных экологических проблемах, которые могут возникнуть при использовании описанного метода [7].

Одним из основных путей увеличения нефтеотдачи пластов вслед за традиционным заводнением является использование смешивающихся с нефтью рабочих сред. Именно это направление имеет наибольшее число различных вариаций.

Метод нагнетания смешивающегося с нефтью рабочего тела основан на формировании в пласте единого с нефтью раствора, который впоследствии может быть транспортирован и удален из пласта через промысловую скважину. Существуют две разновидности реализации

метода нагнетания в пласт смешивающейся с нефтью рабочей среды. В первом случае речь идет о нагнетании в пласт жидких углеводородов (сжиженного природного газа, парафинов), а во втором – о нагнетании сжатых газов (природного газа, азота и диоксида углерода) [5, 8, 9].

Замещать нефть в пласте одними только растворителями (например, жидким углеводородом, жидким пропаном) нерационально, т.к. даже самые доступные из них являются дорогостоящими продуктами [5]. Расчеты показали экономическую нецелесообразность применения этого метода вытеснения из пласта нефти, особенно когда речь идет о малоценных нефтях. Поэтому рекомендовано закачивать растворитель в оторочку нефтяного пласта с последующим его продвижением другим, более дешевым агентом. К последнему не предъявляется требование взаимной растворимости с нефтью, но он должен смешиваться с растворителем, закачанным в оторочки [5].

Таким образом, если жидкие углеводороды-растворители, прекрасно смешивающиеся с нефтью и успешно решающие проблемы нефтеотдачи пластов, слишком дорогостоящи, то для достижения той же смешиваемости с нефтью более дешевых сжатых газов потребуются создание в нефтяном пласте достаточно высоких давлений (свыше 250 бар), что возможно только на значительной глубине (чтобы порода могла противостоять этим давлениям, сохраняя герметичность).

В промышленности использовались различные варианты нагнетания сжатых газов [8]. По одному из них в залежь нагнетался природный газ (метан) [10]. По мере его продвижения по пласту (в пористой среде) он все более и более обогащался легкими углеводородными фракциями ( $C_2-C_6$ ) нефти. Подобный процесс можно рассматривать как последовательную модификацию рабочей среды, в рамках которой растворяющая способность газовой фазы постепенно увеличивалась. В итоге при длительном контакте такого газа с пластовой нефтью в зоне контакта сформировывалась переходная область смесимости, что, собственно, и является ключевым звеном механизма вытеснения нефти и увеличения нефтеотдачи. Для реализации этого подхода необходимы месторождения, расположенные на значительной глубине (более 2000 м) и с достаточно легкими нефтями ( $\rho < 850 \text{ кг/м}^3$ ). Учитывая относительную дороговизну метана, вслед за его нагнетанием следовала подача в пласт достаточно дешевого и не вызывающего коррозию оборудования азота. Существовали и промышленные проекты по нагнетанию только азота (первый из них был запущен в 1977 г. [10]). Степень вытеснения легких нефтей за пределы пористого коллектора с помо-

щью сжатого азота может достигать 90 % [10]. Эксперименты с газовым конденсатом при давлении азота в 300 бар приводили к 99%-ному извлечению углеводородного сырья.

Однако, если взглянуть на табл. 1 и рис. 1 [8], можно сделать заключение о том, что диоксид углерода более пригоден и предпочтителен (в сопоставлении с метаном и азотом) для решения обсуждаемых задач. В температурных условиях нефтяных месторождений он обладает наибольшей растворяющей способностью, вследствие чего значения давления, отвечающие условию полной смешиваемости диоксида углерода и нефти, оказываются значительно меньшими, чем в альтернативных случаях (*метан – нефть, азот – нефть*). Это является важным аргументом в пользу большей рентабельности процесса с применением диоксида углерода.

Таблица 1

Содержание н-декана в газовой фазе систем  
диоксид углерода – н-декан; метан – н-декан; азот – н-декан

$P$ , кгс/см <sup>2</sup>	$y \cdot 10^2$ , мольные доли					
	$t = 104,4 \text{ } ^\circ\text{C}$			$t = 137,7 \text{ } ^\circ\text{C}$		
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub>
60	0,60	0,55	0,31	1,55	1,30	0,62
100	0,75	0,60	0,35	1,65	1,20	0,63
120	1,18	0,72	0,37	2,00	1,40	0,64
150	3,00	0,97	0,40	3,20	1,85	0,65
160	4,25	1,05	0,41	3,85	2,05	0,66
200	-	-	0,45	-	-	0,70
250	-	-	0,50	-	-	0,82
350	-	-	0,72	-	-	1,40

Кроме того, в обсуждаемых температурных условиях сжимаемость диоксида углерода значительно отличается от сжимаемости метана и азота, особенно при высоких давлениях. На рис. 1 представлен характер изменения коэффициента сжимаемости  $Z = PV/RT$  природного газа, смеси, состоящей из 90 % CO<sub>2</sub> + 10 % CH<sub>4</sub>, и чистого диоксида углерода. К примеру, при 9.0 МПа  $Z$  вышеуказанных сред соотносятся, как 0.9 : 0.5 : 0.3. При прочих равных условиях и характеристиках это означает, что мощность компрессора, затрачиваемая на сжатие природного газа, в три раза превосходит ту, что необходима для сжатия диоксида углерода.

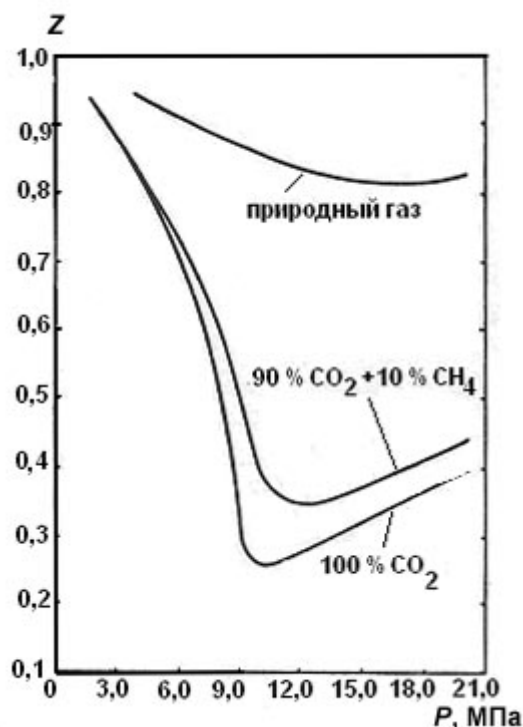


Рис. 1. Зависимость коэффициента сжимаемости различных газов от давления при 40 °C [11]

Строго говоря, диоксид углерода не является средой, непосредственно смешивающейся с нефтью. Однако по мере продвижения по пласту диоксид углерода все больше растворяет в себе легкие углеводороды, одновременно и сам растворяясь в нефти. Все это приводит к образованию переходной зоны, и при длительном контакте возможно полное смешение диоксида углерода с нефтью. Таким образом, формируются условия для перемещения всей (включая высокомолекулярные компоненты) нефти в пласте. При этом важно отметить и то, что фактор растворения диоксида углерода в нефти обуславливает ее набухание (рис. 2) и снижение ее вязкости (рис. 3), проявляющиеся, начиная с давлений, намного меньших значения давления взаимной смешиваемости диоксида углерода и нефти. Это не менее значимо для усиления нефтеотдачи, чем растворение легких фракций нефти в диоксиде углерода. В результате насыщения диоксидом углерода нефтяных ганглий, сосредоточенных в пористом коллекторе, их объем увеличивается, некоторые из них сливаются, и часть нефти начинает вытекать из пласта. Увеличение объема нефти способствует росту объема пор, что создает благоприятные условия для продвижения и лучшего вытеснения нефти из пласта. Снижение вязкости нефти приводит к росту

ее подвижности и меньшему расходу вытесняющей фазы для достижения определенного коэффициента извлечения.

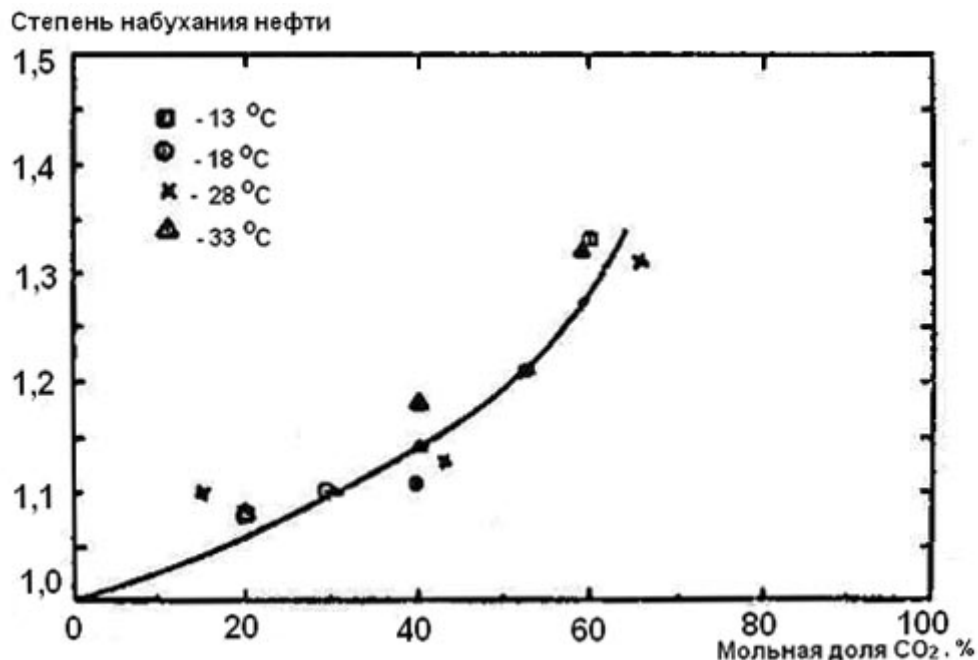


Рис. 2. Степень набухания нефти в результате растворения в ней диоксида углерода (отношение объема насыщенной диоксидом углерода нефти к объему сырой нефти) [12]

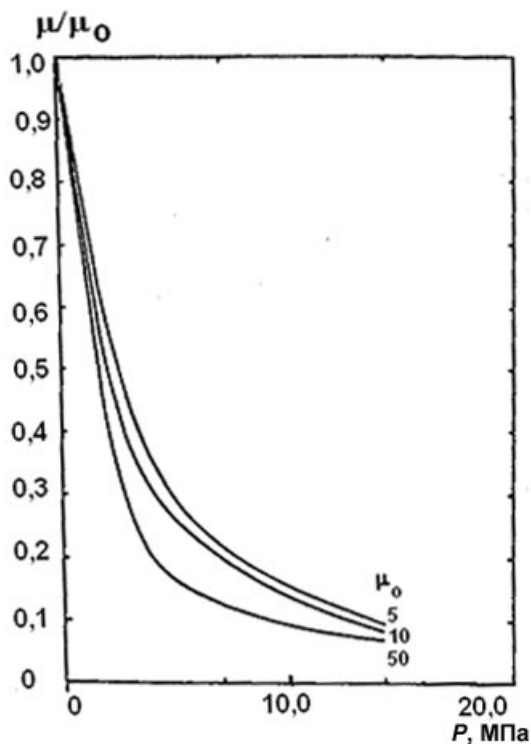


Рис. 3. Влияние диоксида углерода, растворенного в нефти, на ее вязкость при 32 °C ( $\mu_0$  – исходная вязкость нефти, сП) [12]

Что касается перспектив использования метода нагнетания в пласт диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи истощенных и высокообводненных месторождений, характеризующихся присутствием в технологическом процессе водной фазы (погребенной и нагнетаемой), остановимся на влиянии фактора растворения диоксида углерода в воде. Во-первых, водный раствор  $\text{CO}_2$ , вступая в реакции и растворяя отдельные составляющие породы, увеличивает проницаемость пористого коллектора. Во-вторых, вязкость воды возрастает, что ведет к снижению ее подвижности, а в совокупности с увеличением подвижности нефти (по причине растворения в ней диоксида углерода) это способствует важному для эффективности процесса выравниванию подвижности воды и нефти. И наконец, изменения в свойствах воды и нефти ведут к снижению поверхностного натяжения на границе раздела фаз *нефть – вода* и увеличивают смачиваемость породы водой. Все это в комплексе способствует более эффективному смыванию нефтяной пленки [13].

В этой благоприятной для возможности извлечения нефти ситуации остается одна, и очень важная проблема неустойчивости смещаемого фронта. Вызвана она тем, что вязкость нефти, даже несмотря на значительное ее снижение (благодаря растворению диоксида углерода), по-прежнему остается намного больше вязкости диоксида углерода. В результате происходит «пальцеобразование», и диоксид углерода в некоторых направлениях перемещается быстрее и преждевременно достигает промысловой скважины, снижая тем самым эффективность использования вытесняющей нефть среды.

Существуют различные подходы [9, 12] к снижению подвижности диоксида углерода, однако при этом неизбежно снижение его объемов и соответственно уменьшение количества вытесняемой нефти.

В результате подробного изучения и анализа проблемы увеличения нефтеотдачи пластов с использованием диоксида углерода авторы работы [13] пришли к следующим выводам, которые в целом являются обобщающими:

- в зависимости от условий вытеснение нефти может протекать при полной или ограниченной смесимости компонентов, при этом оно сопровождается активным массообменом, капиллярными и гравитационными эффектами, взаимодействием практически несмешивающихся компонентов. Наилучшие результаты получаются в том случае, если условия позволяют проводить процесс в режиме неограниченной смесимости нефти и диоксида углерода;



- количественный эффект увеличения нефтеотдачи в каждом конкретном случае зависит от многих факторов – как естественных, так и технологических. На его величину влияют физико-химические свойства нефтей, геолого-физические условия их залегания, свойства коллектора и пластовой (погребенной) воды и другие параметры. Кроме того, нефтеотдача зависит от времени разработки месторождения и ее состояния, способа воздействия на пласт при нагнетании диоксида углерода, режима проведения процесса, объемов и состава реагента и проталкивающей жидкости и прочих причин и факторов. Для нагнетания диоксида углерода необходимо в каждом конкретном случае проводить детальные лабораторные эксперименты с целью изыскания оптимального способа разработки конкретного объекта. Полученные при этом данные нельзя использовать для прогноза показателей разработки других месторождений;

- нефтеотдача, достигаемая вытеснением нефти с помощью диоксида углерода при давлениях более 63 бар, превышает нефтеотдачу при обычном заводнении;

- применимость к широкому диапазону типов месторождений нефти, существующие возможности для повторного использования диоксида углерода (рецикл до 70 %), а также его нагнетания в жидком и газообразном состояниях являются факторами, благоприятствующими промышленной реализации и определяющими высокую вероятность рентабельности обсуждаемого метода.

Эффективность применения диоксида углерода для повышения нефтеотдачи пластов доказана не только экспериментальными и теоретическими работами многочисленных исследователей, но и результатами промышленных испытаний и реализаций.

Прежде чем мы перейдем к углубленному рассмотрению промышленных (технико-экономических) аспектов метода, использующего для увеличения нефтеотдачи диоксид углерода, остановимся на тепловых методах воздействия на пласт. Реализуются они, как правило, через подачу горячей воды или пара и внутрипластовое горение [1, 4, 7, 14]. Использование этих методов целесообразно прежде всего в процессах добычи трудноизвлекаемых высоковязких нефтей и природных битумов. Механизм извлечения в этом случае определяется главным образом тепловым расширением нефти, снижением ее вязкости и, как следствие, увеличением подвижности. Влияние этих факторов зависит от температуры нагрева пласта и площади теплового воздействия. Вместе с тем такого рода воздействие может сопровождаться изменением

свойств и состава добываемой продукции, процессами деструкции и окисления, а также поликонденсации с образованием высокоустойчивых водных эмульсий. Тем не менее, к примеру, в США в настоящее время именно тепловые методы воздействия наравне с использованием диоксида углерода обеспечивают 49,5 % дополнительно добываемой нефти и только 1 % приходится на так называемые химические методы воздействия [4].

Завершив своего рода обзор основных методов увеличения нефтеотдачи пластов, остановимся на динамике их развития и промышленного использования. При этом объектом нашего внимания будет прежде всего энергетическая система США, т.к. именно там уделяется повышенное внимание изучению и промышленной реализации различных способов увеличения нефтеотдачи.

В 1970-е – начале 1980-х гг. количество проектов увеличения нефтеотдачи пластов методами нагнетания смешивающихся углеводородных растворителей, инертных газов и диоксида углерода в США было сопоставимо (рис. 4) [12]. В конце XX и начале XXI столетия метод нагнетания диоксида углерода – это не просто быстроразвивающийся технологический процесс, а приоритетное направление, которое имеет устойчивую тенденцию роста (рис. 5).



Рис. 4. Количество проектов увеличения нефтеотдачи пластов методом нагнетания различных веществ в 1970–1982 гг. в США



Рис. 5. Количество проектов увеличения нефтеотдачи пластов методом нагнетания диоксида углерода и дополнительно добываемая при этом нефть (1 барр. = 158,988 дм<sup>3</sup>) в 1980–2004 гг. в США

Не должен вводить в заблуждение незначительный на первый взгляд прирост количества проектов в период с середины 1980-х гг. по настоящее время, т.к. за этот же период объем производимого диоксида углерода вырос в 7 раз, а расходы только Министерства энергетики США и только на показательные проекты в шести штатах в период 1993–2003 гг. составили около 100 млн долл. [15].

Мировые объемы нефти, которые будут добыты прежде всего методами третичной добычи, весьма внушительны и составляют, по разным оценкам, от 304 до 377 млрд барр. [2, 4], что объясняет повышенный интерес к ним.

Из рис. 5 следует, что в 2004 г. доля дополнительно добытой методом нагнетания диоксида углерода нефти в США оказалась равной 206000 барр./сут, что составляет 4 % от нефтедобычи в целом. Согласно последним прогнозам Министерства энергетики США, добыча нефти методом нагнетания диоксида углерода в пласт может увеличиться в 2 раза к 2010 г. и в 4 раза к 2020 г. [15].

Вернувшись к информации о росте производства диоксида углерода, признаем, что одной из ключевых позиций при реализации обсуждаемого метода увеличения нефтеотдачи пластов является возможность получения необходимых объемов диоксида углерода. При этом необходимо помнить, что при вытеснении нефти смесью газов, содержащей диоксид углерода, нефтеотдача снижается с уменьшением его содержания в смеси, поэтому целесообразно использовать смесь,

содержащую как минимум 50 % диоксида углерода. Для достижения того же уровня нефтеотдачи при пониженной концентрации диоксида углерода требуется соответствующее и, как следствие, энергозатратное повышение давления процесса вытеснения.

В работе [10] суточная потребность в нагнетаемом в пласт газе в пилотном и промышленном вариантах реализации оценивается соответственно в  $30 \div 100$  и  $300 \div 10000$  т/сут, что свидетельствует о необходимости наличия доступных источников диоксида углерода. Этим в значительной степени обусловлен тот факт, что около половины всех реализованных проектов увеличения нефтеотдачи пластов с помощью диоксида углерода в мире реализовано в штатах Техас и Нью-Мехико (США), расположенных недалеко от его крупнейших естественных источников.

В Венгрии открыто несколько месторождений диоксида углерода с довольно значительными запасами. Промышленные запасы диоксида углерода месторождений района Южная Зала оцениваются в 10 млрд м<sup>3</sup> [13]; средняя глубина залежи 3000 м; начальное пластовое давление 333 бар; температура в пласте 164,5 °С; состав газа: CO<sub>2</sub> – 80 %; CH<sub>4</sub> – 16,2 %; N<sub>2</sub> – 2,3 %; H<sub>2</sub>S – 0,3 %; более тяжелые углеводороды – 0,5 %. Это предопределило успехи Венгрии в нефтедобыче. Ее представители на XII Европейском симпозиуме по увеличению нефтеотдачи пластов (Казань, Россия, 2003 г.) констатировали успешную и рентабельную в промышленных масштабах эксплуатацию метода с использованием диоксида углерода вплоть до 2020 г. Там же говорилось о ближайших планах Норвегии по использованию метода нагнетания диоксида углерода, благодаря наличию его природных источников, под дном Северного моря. Природные источники диоксида углерода установлены также в Югославии и Турции [10].

Очевидна целесообразность поиска и иных промышленных источников диоксида углерода. Речь идет, прежде всего, о получении его из дымовых газов теплоцентралей и цементного производства, а также в виде побочного продукта производств аммиака и этанола, процесса газификации угля и других.

Интерес к процессу нагнетания диоксида углерода непрерывно растет и, как следствие, стоимость различных аспектов реализации процесса существенно падает. В частности, компания *Kinder Morgan CO<sub>2</sub> L.P.* отмечает, что за последние два десятилетия стоимость производимого промышленностью диоксида углерода снизилась на 40 % [15].

Обсуждаемая технология нефтеотдачи позволяет решить экологическую проблему изоляции эмиссии огромного количества выделяемого промышленностью  $\text{CO}_2$ .

Остановимся на некоторых датах и фактах реализации обсуждаемой технологии (более подробная информация по этой проблеме имеется в многочисленных тематических обзорах, и в частности в [2, 8, 13, 16]).

Первое опытное нагнетание диоксида углерода в пласт в США (штат Нью-Йорк) было осуществлено в 1949 г. Его результаты оказались положительными, после чего в достаточно короткие сроки в США разработали и осуществили промышленные эксперименты еще на десяти новых месторождениях. Промышленные эксперименты, как правило, проводились в нефтяных пластах, в которых до этого уже применялось заводнение, т.е. процесс вытеснения нефти диоксидом углерода использовался как третичный метод разработки. В 1964 г. компанией *Union Oil* на месторождении *Mid-Stoun* применен метод закачки в оторочку нефтяного пласта диоксида углерода, в результате чего была достигнута остаточная нефтенасыщенность в 5÷10 %. С тех пор нагнетание диоксида углерода успешно использовалось и используется на многих нефтяных месторождениях США (в частности, в штатах Техас, Нью-Мексико, Канзас, Миссисипи, Вайоминг, Оклахома, Колорадо, Юта, Монтана, Аляска, Пенсильвания) [4]. При этом в одном из последних по времени проектов под названием *Solt Creek and Monell* (штат Вайоминг), реализуемом компанией *Anadarko*, не только ставится задача дополнительно добыть из истощенного нефтяного пласта 150 млн барр. нефти, но и одновременно качественным образом изолировать 29,0 млн т диоксида углерода, создающего парниковый эффект [17].

Первые проекты нагнетания диоксида углерода в целях увеличения нефтеотдачи пластов в Канаде были запущены в действие в 1983 и 1984 гг. на месторождениях *Weyburn* и *Joffre Viking* [16, 18]. С 1999 г. начата реализация второго этапа на месторождении *Weyburn*, ставшем классическим примером международного сотрудничества [19]. Проект, основанный нефтяным центром г. Сэкетчеван и корпорацией *En Cana Resources*, привлек 15 спонсоров от правительств и промышленных кругов Канады, США, Европейского сообщества и Японии.

Успешное использование технологий нагнетания диоксида углерода в Венгрии начато в 1969 г. на опытном участке месторождения Будафа [13]. Норвегия, использующая эту технологию под дном

Северного моря, планирует достигнуть максимальной добычи в 2015–2020 гг. [20].

В СССР промысловая реализация процесса вытеснения нефти диоксидом углерода в восточной части Туймазинского месторождения была начата в 1971 г. Этому предшествовал большой объем предварительных исследований, однако в 1980–1985 гг. эта работа была приостановлена [8].

Сегодня (по оценкам 2000 г.) в мире в стадии реализации находятся 84 проекта увеличения нефтеотдачи пластов методом нагнетания диоксида углерода. Из них 72 (96 %) осуществляются на территории США, что свидетельствует о ее лидерстве в этом важном научно-технологическом направлении. Интересно, что в работе [16] второе место отводится Турции, проекты которой, по экспертным оценкам, позволяют рассчитывать на значительный коммерческий успех.

В табл. 2 приведены характеристики шести наиболее крупных (по состоянию на 2000 г.) проектов, использующих метод нагнетания диоксида углерода. Все проекты реализованы в США и обеспечивают 47 % от всей дополнительно добываемой в мире нефти [16].

Таблица 2

Шесть крупнейших проектов, использующих метод нагнетания диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов

Компания-владелец	Месторождение	Бассейн / Регион	Площадь, км <sup>2</sup>	Кол-во промысловых скважин	Кол-во нагнетательных скважин	Дополнительная нефтедобыча, барр./сут
<i>Altura</i>	<i>Wasson (Den-ver)</i>	<i>Permian</i>	113	735	385	29000
<i>Amerada Hess</i>	<i>Semi-nose (Main)</i>	<i>Permian</i>	64	408	160	25900
<i>Chevron</i>	<i>Rangely Weber Sand</i>	<i>Rocky Mountain</i>	61	341	209	11208
<i>Exxon Mobil</i>	<i>Salt Creek</i>	<i>Permian</i>	49	137	100	9300
<i>Devon Energy</i>	<i>SACROC</i>	<i>Permian</i>	202	325	57	9000
<i>Altura</i>	<i>Wasson (ODC)</i>	<i>Permian</i>	32	293	290	9000

Таким образом, в настоящее время, когда цена на нефть высока (многие зарубежные аналитики считают [15], что она может сохра-

ниться на неопределенный срок, а возможно и навсегда), метод нагнетания диоксида углерода для увеличения нефтеотдачи пластов будет востребован, т.к. он рентабелен, несмотря на затраты, связанные с целевым промышленным производством диоксида углерода. Кроме того, на протяжении многих лет ведется непрерывная и кропотливая работа по оптимизации этого технологического процесса с использованием новейших подходов, и в частности компьютерного моделирования. Разработаны новейшие высокочувствительные методы сканирования земной толщи с возможностью регистрации потоков воды и пара, диоксида углерода и нефти в пласте (*Crosswell Electromagnetic Imaging* [15]). Дополнительным аргументом в пользу реализации этого процесса является то, что большинство месторождений нефти уже эксплуатировалось методами первичной и вторичной добычи. Следовательно, созданная под эти методы инфраструктура может быть использована для реализации третичной добычи методом нагнетания диоксида углерода. Проблема высокой стоимости антикоррозионного оборудования может быть решена путем создания дополнительной инфраструктуры на этапе регенерации и очистки диоксида углерода [15].

Итак, снижение запасов углеводородного топлива, увеличение доли трудноизвлекаемых высоковязких нефтей и природных битумов, все более очевидные негативные последствия от действия парникового эффекта и, наконец, Киотские соглашения делают проекты увеличения нефтеотдачи пластов методом нагнетания диоксида углерода еще более привлекательными (рис. 6).

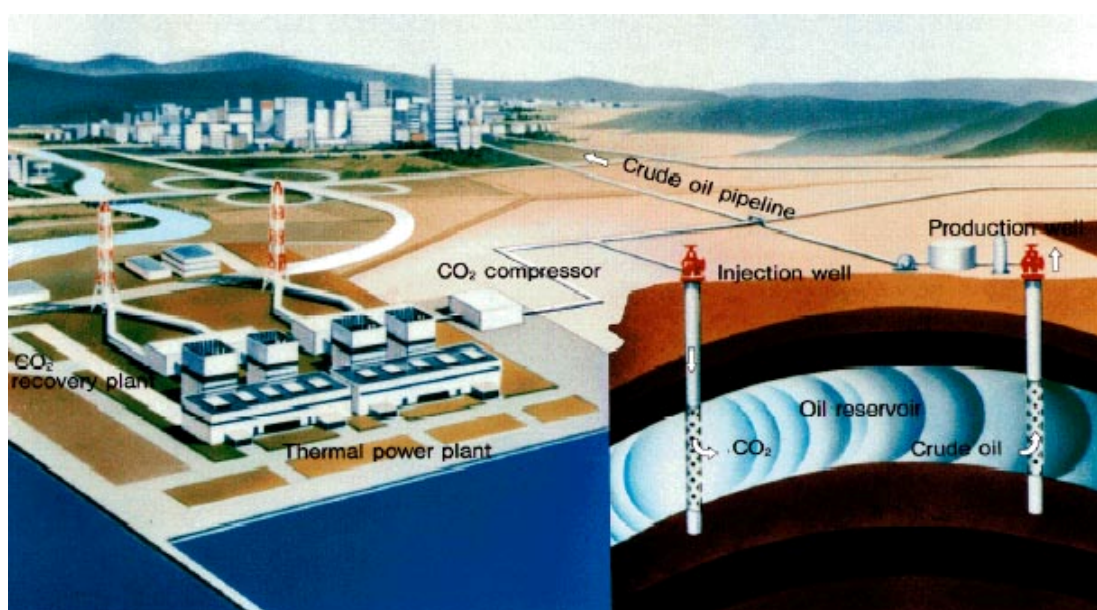


Рис. 6. Схема проекта увеличения нефтеотдачи пластов  
методом нагнетания диоксида углерода

**Список литературы**

1. Боксерман А.А. Перспективы шахтной и термошахтной разработки нефтяных месторождений / А.А. Боксерман, Ю.П. Коноплёв, Б.А. Тюнькин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 42–45.
2. Фриберг С.Е. Микроэмульсии. Структура и динамика / С.Е. Фриберг, П. Боторель. – М.: Мир, 1990. – 320 с.
3. Муслимов Р.Х. Уметь добывать нефть – значит разрабатывать месторождение с умом / Р.Х. Муслимов // Республика Татарстан. – 2004. – № 195. – С. 4.
4. Enhanced oil recovery. CO<sub>2</sub> injection // U.S. Department of Energy office of Fossil Energy. – <http://www.fe.dol.gov//programs/oilgas/eor/>. 2005.
5. Забродин П.И. Вытеснение нефти из пласта растворителями / П.И. Забродин, Н.Л. Раковский, М.Д. Розенберг. – М.: Недра, 1968. – 224 с.
6. Фридрихсберг Д.А. Курс коллоидной химии / Д.А. Фридрихсберг. – Л.: Химия, 1984. – 368 с.
7. Дадашев М.Н. Перспективы использования сверхкритической технологии в различных отраслях промышленности / М.Н. Дадашев, А.А. Кухаренко, В.А. Винокуров // Сверхкритические флюидные технологии: инновационный потенциал России: материалы I Международной научно-практической конф. – Ростов-на-Дону, 2004. – С. 44–48.
8. Жузе Т.П. Роль сжатых газов как растворителей / Т.П. Жузе. – М.: Недра, 1981. – 165 с.
9. Enhanced oil recovery using carbon dioxide: Patent US. – № 4.609.043 / A.S. Cullick (US); 1986.
10. Behar E. Application des fluids supercritiques a la production d'hydrocarbures. Exploitation des gisements par recuperation assistee et applications diverses: petrole, sables, schistes, charbons / E. Behar, P. Mikitenko // Revue de l'institut Fransais du Petrole. – 1985. – № 1. – P. 33–49.
11. Mc Intyre K.J. Design considerations for carbon dioxide injection facilities / K.J. Mc Intyre // J. of Canadian Petroleum Technology. – 1986. – № 2. – P. 90–95.
12. Orr F.M. Carbon dioxide flooding for enhanced oil recovery: promise and problems / F.M. Orr, J.P. Heller, J.J. Taber // JAOCS. – 1982. – Vol. 59. – № 10. – P. 810A–817A.
13. Балинт В. Применение углекислого газа в добыче нефти / В. Балинт, А. Бан, Ш. Долешал. – М.: Недра, 1977. – 240 с.



14. Сабирзянов А.Н. Суб- и сверхкритические флюиды в процессах нефте- и битумодобычи / А.Н. Сабирзянов, Ф.М. Гумеров, Ф.Р. Габитов // Повышение нефтеотдачи пластов: материалы 12 Европейского симпозиума. – Казань, 2003. – С. 133.
15. CO<sub>2</sub> EOR // US Department of Energy Technology Laboratory Strategic Center for National gas and oil. – <http://www.netl.gov/business>; <http://www.nete.doe.gov/scngo/petroleum>. 2004.
16. Heddle G., Herzog H., Klett M. The economics of CO<sub>2</sub> storage // Eds Massachusetts Institute of Technology, USA. – 2003. – 111 p.
17. CO<sub>2</sub> sequestration // Anadarko Petroleum Corporation 2005. – [http://www.Anadarko.com/global\\_activities/north\\_america/western\\_states/CO<sub>2</sub> sequest](http://www.Anadarko.com/global_activities/north_america/western_states/CO2_sequest). 2005.
18. Ko S.C.M. Tertiary recovery potential of CO<sub>2</sub> flooding in Joffre Viking Pool Alberta / S.C.M. Ko, P.M. Stanton, D.J. Stephenson // J. of Canadian Petroleum. – 1985. – № 1. – P. 36–43.
19. Successful CO<sub>2</sub> sequestration and enhanced oil recovery project heads into phase II // Environmental News Link 2005. – <http://www.caprep.com/0904041.htm>. 2005.
20. Balbinski E. CO<sub>2</sub> flooding of UKCS reservoirs / E. Balbinski // Sharp IOR News letter. – 2003. – № 4. – <http://www.ior.zme.CO.uk>. 2003.