

Методы добычи с применением растворителей

Одним из наиболее ранних методов добычи дополнительной нефти является применение растворителей для извлечения нефти из проницаемой среды. В начале 60-х годов большое внимание уделялось закачке сжиженного нефтяного газа небольшими «оторочками» с последующим вытеснением сжиженного нефтяного газа сухим природным «продавочным» газом. С увеличением стоимости растворителя этот процесс стал менее привлекательным с экономической точки зрения. В конце 70-х годов из-за повышения цены на нефть и возросшего доверия в способность более точного определения нефтеотдачи, отмечается возрождение интереса к методам, применяющим растворители. В этот период лидирующее положение среди растворителей заняла двуокись углерода, хотя несколько других жидкостей также нашли свое применение (Сталкап, 1985).

Две жидкости, смешивающиеся во всех пропорциях в одну жидкую фазу, являются смешивающимися жидкостями. Следовательно, смешивающиеся агенты смешивались бы во всех пропорциях с вытесняемой нефтью. Но наиболее рациональные смешивающиеся агенты только частично смешиваются с самой нефтью, поэтому в этом тексте мы используем термин вытеснение нефти *растворителями*. Конечно, многие растворители смешиваются с сырой нефтью при правильно выбранных условиях, но все растворители, представляющие коммерческий интерес, не смешиваются с водной фазой.

Вытеснение нефти растворителями относится к тем методам повышения нефтеотдачи, в которых главная нефтедобывающая функция осуществляется благодаря экстрагированию, растворению, испарению, солюбилизации, конденсации или какому-либо другому фазовому изменению, в котором участвует нефть. В этих методах задействованы другие, иногда очень важные механизмы нефтеотдачи (уменьшение вязкости, увеличение объема нефти вследствие обогащения ее газом, режим растворенного газа), но основным механизмом должна быть экстрагирование.

Это экстрагирование нефти может осуществляться многими жидкостями: органическими спиртами, кетонами, очищенными углеводородами, сжиженным нефтяным газом, природным газом и сжиженным природным газом, двуокисью углерода, воздухом, азотом, отработавшим газом, топливным газом и др. В этой главе мы остановимся на смешиваемом

заводнении с применением газообразных растворителей CO_2 , CH_4 и N_2 , но вы должны помнить, что существует много потенциальных агентов.

7-1 Рассмотрение в общих чертах процесса вытеснения нефти растворителями

Учитывая многообразие растворителей, типов процессов и пластов, в нашем обсуждении мы вынуждены опустить один или несколько интересных вариантов. Поэтому в этом разделе мы рассмотрим вытеснение нефти двуокисью углерода (CO_2), и далее выделим наиболее общие аспекты процесса вытеснения нефти растворителями.

На Рис.7-1 показан идеализированный вертикальный разрез между нагнетательной и добывающей скважинами. Безусловно, наиболее общее применение методов вытеснения нефти растворителями происходит в режиме вытеснения, как показано на рисунке, но сообщалось также и о закачке и добыче через одни и те же скважины (Монгер и Кома, 1986). Закачка растворителей в пласт начинается на какой-то стадии истощения пласта, чаще всего при остаточной нефтенасыщенности или истинных третичных условиях. Большинство процессов вытеснения нефти растворителями проводится в пластах, содержащих легкие нефти (вязкость нефти менее 3 мПа-сек), хотя имеется ряд исключений (Гудрих, 1980). Растворитель может закачиваться непрерывно, неразбавленным, попеременно с водой в процессе попеременной закачки газа и воды, как показано на Рис.7-1, или может закачиваться даже одновременно с водой через парные нагнетательные скважины. Таким способом вода закачивается с растворителем, уменьшая обычно неблагоприятное отношение подвижностей между растворителем и нефтью. В частности, двуокись углерода может закачиваться растворенной в воде при явно несмешивающемся режиме, в результате которого нефть добывается за счет увеличения объема нефти вследствие обогащения ее газом и уменьшения ее вязкости (Мартин, 1951).

Если растворитель полностью (при первом контакте) смешивается с нефтью, процесс дает очень высокий предельный коэффициент вытеснения, т.к. существование остаточных фаз при этом невозможно (см. Раздел 5-4). Если растворитель только частично смешивается с нефтью, общий состав в зоне смешивания (смешивающаяся зона на Рис.7-1) растворителя и нефти может изменяться, образуя или развивая смешиваемость на месте. Независимо от того, является ли вытеснение развиваемым или смешивающимся при первом контакте, растворитель должен несмешивающимся образом вытеснять любую подвижную воду, присутствующую в пласте наряду с пластовыми жидкостями.

Экономика процесса обычно не позволяет закачивать растворитель бесконечно. Поэтому, обычно за ограниченным количеством или *оторочкой* растворителя следует *продавочная* жидкость, функция которой заключается в вытеснении растворителя в направлении добывающих скважин. Эта продавочная жидкость - N_2 , воздух, вода и сухой природный газ (наиболее употребительные для этой цели вещества) - сама по себе может не быть хорошим растворителем. Но ее выбор обусловлен совместимостью с растворителем и наличием в больших количествах. Сходство между продавочной жидкостью в процессе вытеснения нефти растворителями и буферной оторочкой, регулирующей подвижность, в процессе мицеллярно-полимерного заводнения хорошо видно на Рис.7-1 и 9-1.

Хотя процесс, представленный на Рис.7-1, по-видимому, относительно простой, коэффициент вытеснения и объемный коэффициент охвата довольно сложны. В Разделах 7-6 и 7-8 мы применяем теорию, представленную в Главах 5 и 6, к процессу вытеснения нефти растворителями, но сначала мы должны рассмотреть выбранные физические свойства растворителей и систем растворитель – сырая нефть.

ВЫТЭСНЕНИЕ НЕФТИ ДВУОКИСЬЮ УГЛЕРОДА

Этот метод представляет собой процесс смешивающегося вытеснения, применимого ко многим пластам. Наиболее приемлемым методом является закачка оторочки CO_2 с последующей попеременной закачкой воды и CO_2 .

Вязкость нефти уменьшается, обеспечивая более эффективное смешивающееся вытеснение.

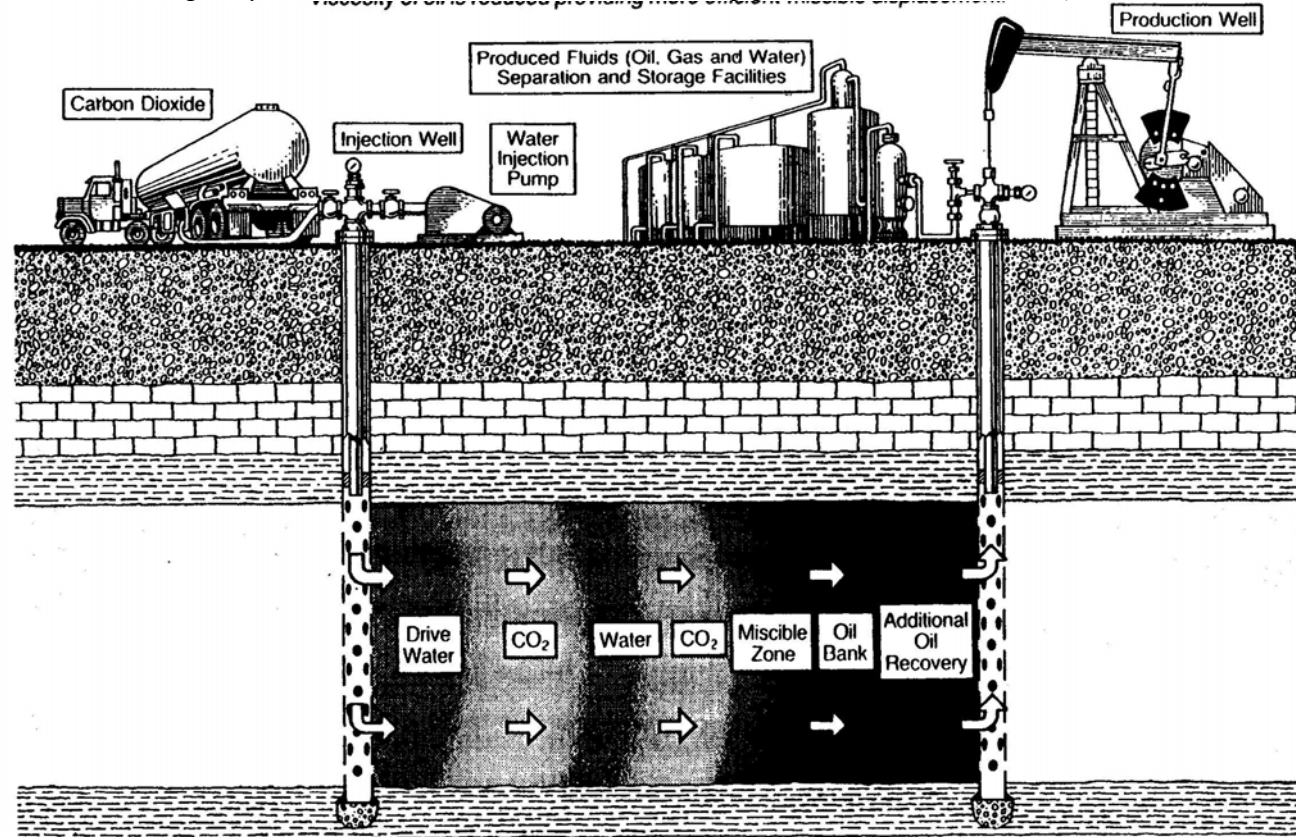


Рис.7-1 Схематическое изображение процесса вытеснения нефти с применением растворителей (рисунок Джо Линдлея, Департамент энергетики США, Бартлесвилл, шт. Оклахома)

7-2 Свойства растворителей

На Рис.7-2 представлены данные фазового поведения (диаграмма зависимости давления от температуры (P-T)) для различных чистых компонентов и воздуха. Для каждой кривой линия, соединяющая тройную и критическую точки, является кривой давления насыщенного пара; продление ниже тройной точки дает кривую сублимации (см. Раздел 4-1). Кривая плавления не показана. График зависимости давления от температуры действительно является огибающей, но его молекулярно-весовое распределение такое узкое, что оно кажется линией на Рис.7-2. Дымовой газ также представляет собой смесь азота, угарного газа и двуокиси углерода с аналогично узким молекулярно-весовым распределением; его кривая зависимости давления от температуры прошла бы рядом с кривой азота на Рис.7-2.

Критические давления для большинства компонентов попадают в относительно узкий диапазон 3.4-6.8 МПа (500 – 1000 фунт./кв. дюйм, но критические температуры колеблются в гораздо более широком диапазоне. Критические компоненты большинства компонентов возрастают с увеличением молекулярного веса. Двуокись углерода (молекулярная масса, $M_w = 44$) является исключением в этой тенденции, его критическая температура равна 304 К (87.8° F), что ближе к критической температуре этана ($M_w = 30$), чем пропана ($M_w = 44$). (Для получения данных о свойствах CO_2 см. Вукаловича и Алтунина (1968).) Большинство пластовых применений происходят в температурном диапазоне 294-394 К (70-250° F) и при давлениях, превышающих 6.8 МПа (1000 фунт./кв. дюйм); следовательно, воздух, N_2 и сухой природный газ - все будут сверхкритическими жидкостями в пластовых условиях. Такие растворители, как сжиженный нефтяной газ с молекулярной массой, равной молекулярной массе бутана или тяжелее, будут жидкостями. Двуокись углерода обычно является сверхкритической жидкостью, т.к. большинство пластовых температур превышает критическую температуру. Близость к критической температуре придает CO_2 скорее свойства жидкости, чем легких растворителей.

На Рис.7-3 и 7-4 приведены коэффициенты сжимаемости для воздуха и двуокиси углерода, соответственно. Из них можно рассчитать плотность жидкости ρ_3

$$\rho_3 = \frac{PM_w}{zRT} \quad (7.2-1)$$

Из этого также следует коэффициент пластового объема при любой температуре и давлении B_3 , удельный молярный объем

$$B_3 = z \frac{P_s}{P} \cdot \frac{T}{T_s} \quad (7.2-2)$$

В уравнении (7.2-2) T_s и P_s – стандартная температура и объем, соответственно. Все флюиды приобретают больше свойств жидкости при постоянной температуре и давлении по мере увеличения молекулярной массы. Аномальное поведение CO_2 опять проявляется при сравнении его плотности и коэффициента пластового объема с теми же параметрами для воздуха. Для CO_2 при 339 К (150° F) и 17 МПа (2500 фунт./кв. дюйм), $\rho_3 = 0.69$ г/см³, а $B_3 = 2.69$ дм³/стандарт. куб. м. Плотность CO_2 гораздо ближе к типичной плотности легкой нефти, чем плотность воздуха; отсюда CO_2 в гораздо меньшей степени подвержен гравитационному разделению в процессе вытеснения, чем воздух. Обычно гравитационное разделение при вытеснении нефти CO_2 , вероятнее всего, происходит в тех случаях, когда водонасыщенность высока, т.к. CO_2 в большей степени стремится отделиться от воды, чем от нефти.

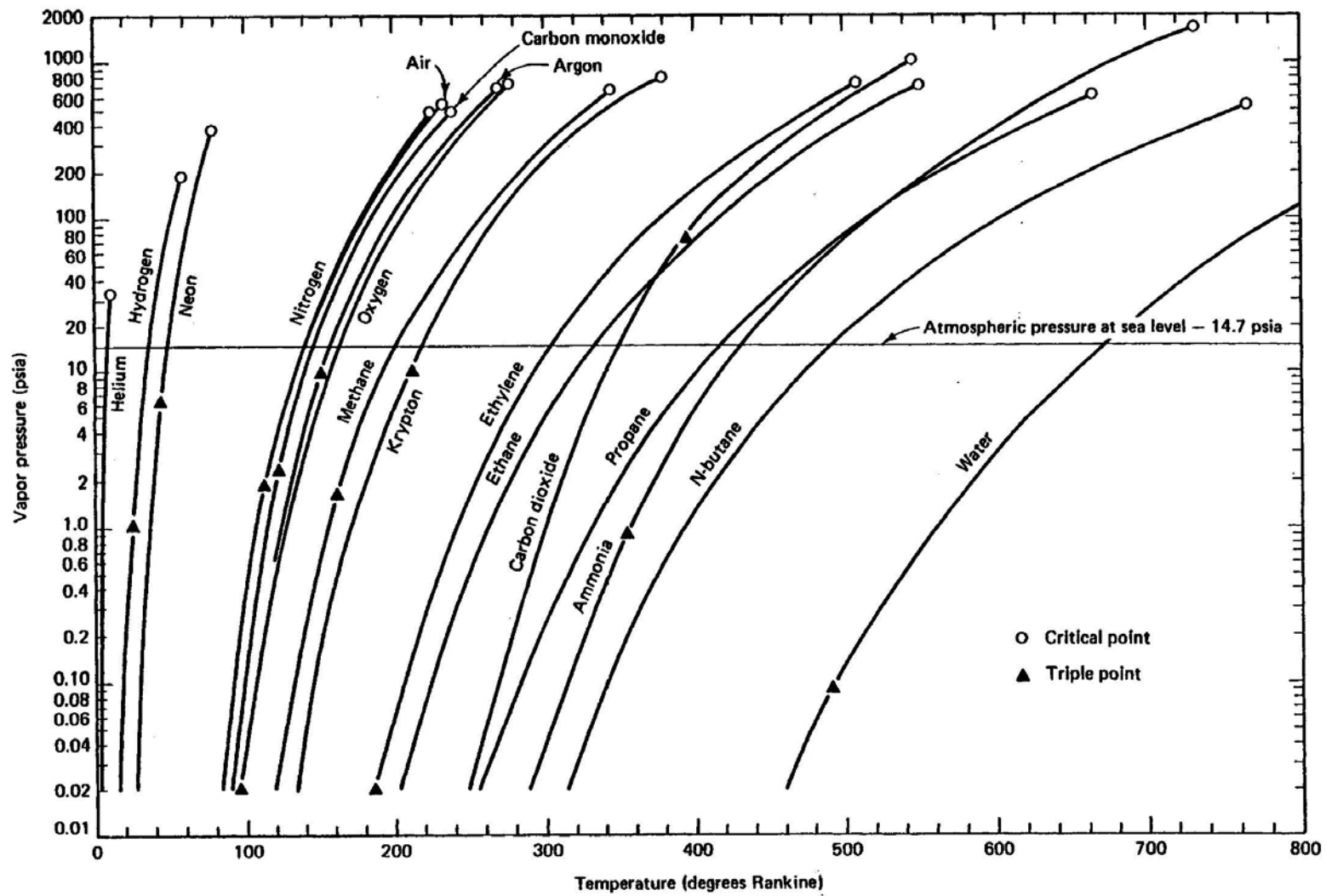


Рис.7-2 Кривые давления насыщенного пара для разных веществ (Гиббс, 1971)

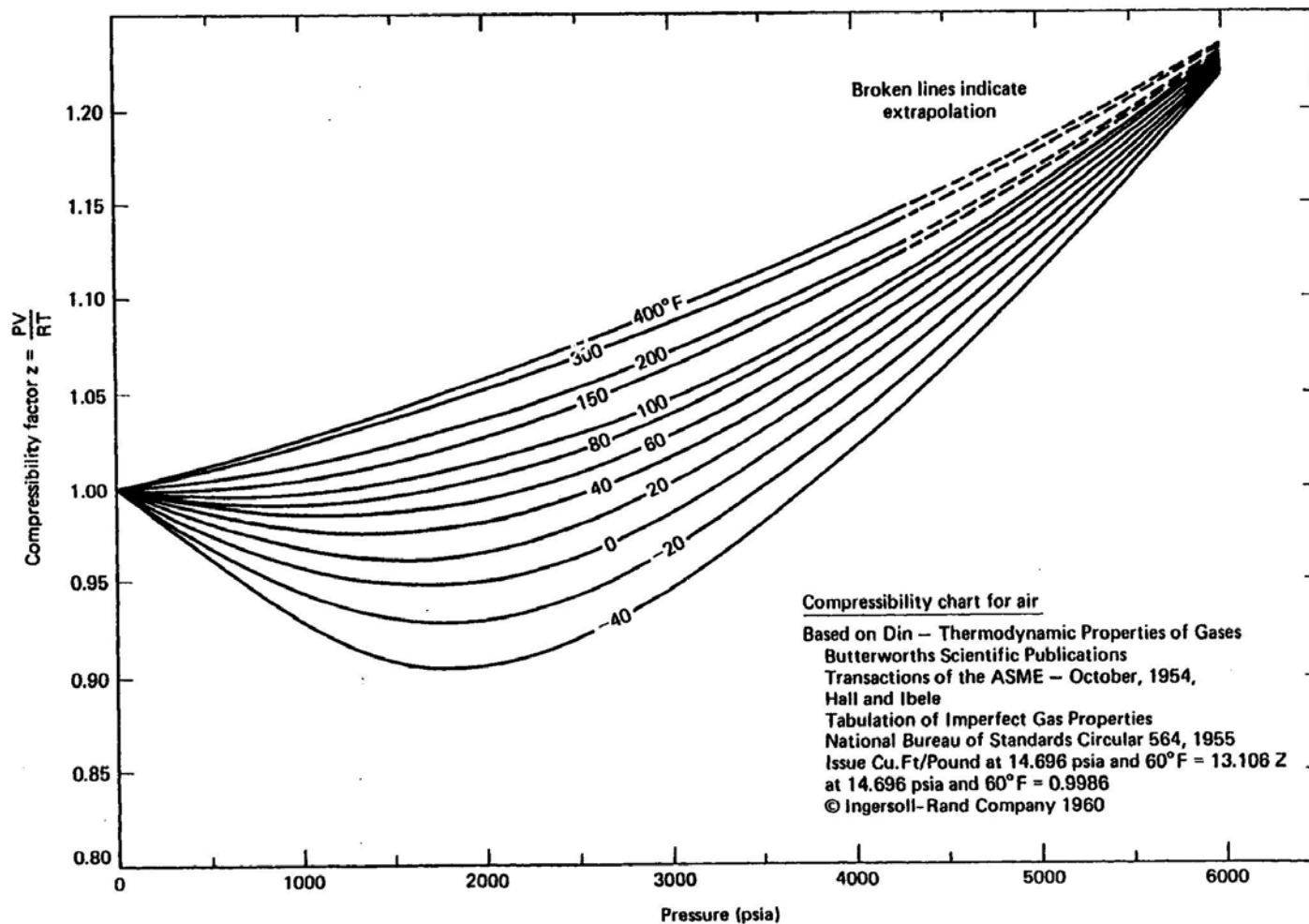


Диаграмма сжимаемости для воздуха

По данным стандарта DIN – Баттеруорт: Термодинамические свойства газов,
Сборник научных публикаций
Американского общества инженеров-механиков,
Октябрь, 1954;
Галл и Ибель: Табуляграммы свойств реальных газов,
Национальное Бюро Стандартов - Циркуляр 564,
выпуск 1955
Куб. фут/фунт при 14.696 фунт./кв. дюйм и 60°F = 13.106
Z при 14.696 фунт./кв. дюйм и 60°F = 0.9986
Ingersoll-Rand Company 1960

Рис.7-3 Диаграмма сжимаемости для воздуха (Гиббс, 1971)

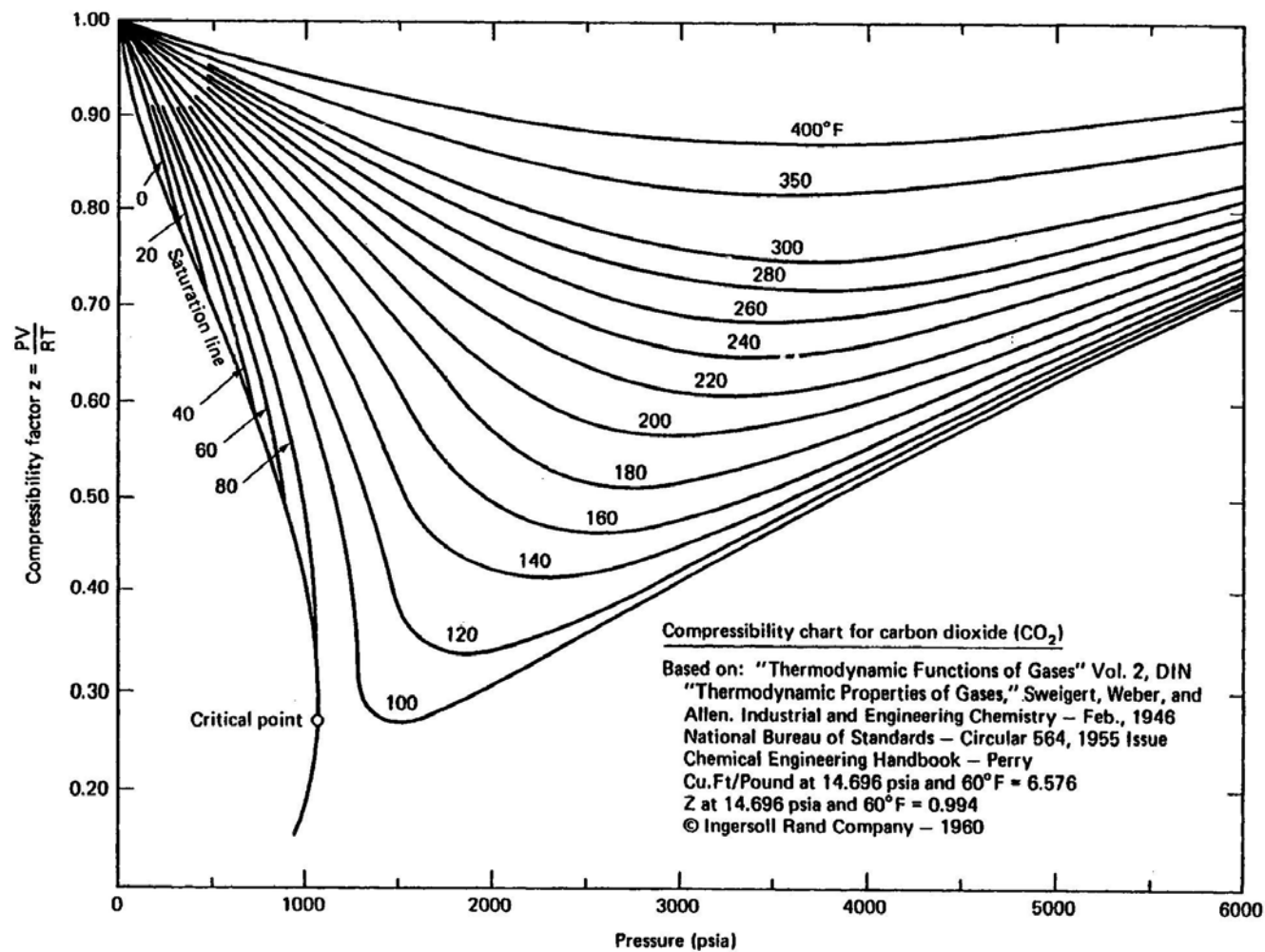


Диаграмма сжимаемости для двуокиси углерода (CO₂)

По данным: «Термодинамические функции газов», том 2,
 DIN «Термодинамические функции газов», Свейгерт, Уэбер,
 Аллен. Промышленная и прикладная химия – февраль, 1946
 Национальное Бюро Стандартов - Циркуляр 564, выпуск
 1955

Руководство по прикладной химии – Перри
 Куб. фут/фунт при 14.696 фунт./кв. дюйм и 60°F = 6.576
 Z при 14.696 фунт./кв. дюйм и 60°F = 0.994
 Ingersoll-Rand Company 1960

Рис.7-4 Диаграмма сжимаемости для двуокиси углерода (CO₂) (Гиббс, 1971)

Исходя из коэффициентов пластового объема, требуется 370 стандартных куб. м CO_2 , чтобы заполнить один кубический метр объема пласта, тогда как для этой же цели требуется только 140 стандартных куб. м воздуха при той же температуре и давлении. Таким образом, для заполнения одного и того же объема пласта требуется почти в три раза больше грамм-молекул (вспомните, что V_3 – это удельный молярный объем) CO_2 , чем воздуха.

На Рис.7-5 и 7-6 приведены вязкости смеси природного газа и чистого CO_2 . В представленном диапазоне давлений и температур, который включает в себя условия, представляющие интерес для процессов повышения нефтеотдачи, вязкости природного газа и CH_4 , воздуха, дымового газа и N_2 почти одинаковы. А вязкость CO_2 обычно в два – три раза выше. Относительно вязкости углеводородной жидкости или воды эти значения все равно низкие, так что заметного облегчения закачки этих растворителей не будет. Однако отношение подвижностей CO_2 – нефти будет в два – три раза меньше, чем при использовании других легких растворителей, отсюда объемный коэффициент охвата обычно лучше при использовании CO_2 . (Соотношения с другими растворителями и смесями растворителей см. у МакКейна, 1973; Рейда и др., 1977; а также издание Gas Processors Suppliers Association, 1973.)

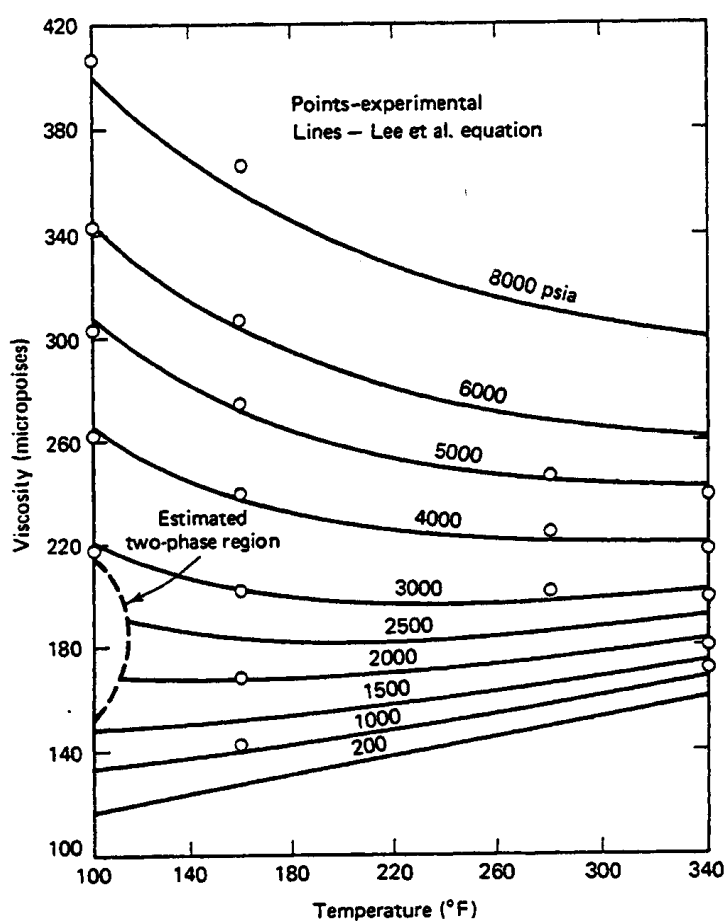


Рис.7-5 Вязкость пробы природного газа (Ли и др., 1966)

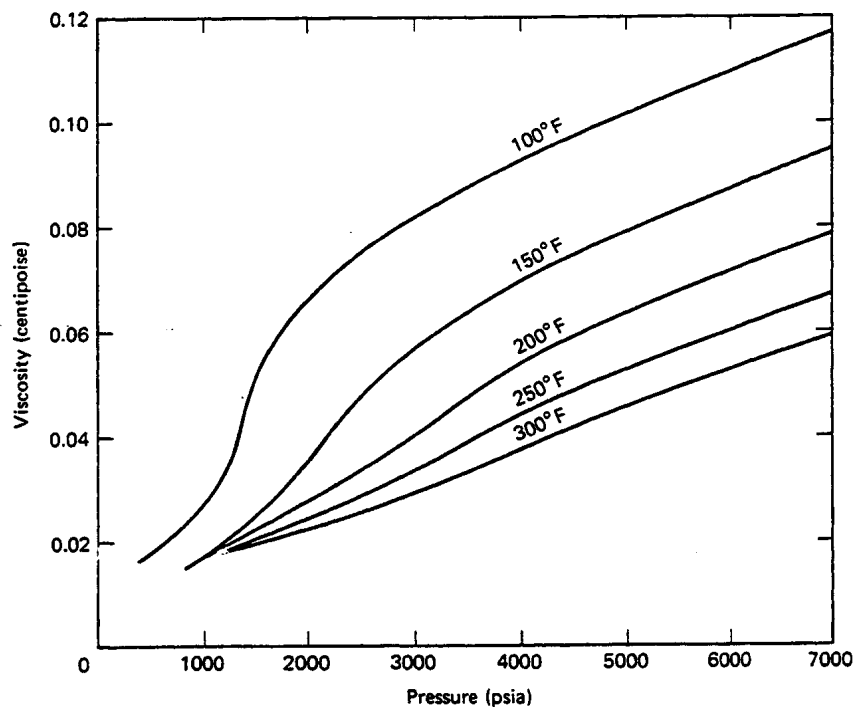


Рис.7-6 Вязкость двуокиси углерода в виде функции давления при разных температурах (Гудрих, 1980)

7-3 Свойства смеси растворителя – сырой нефти

В разделах 4-1 и 4-2 мы рассматривали общие вопросы фазового поведения для чистых компонентов и смесей. В этом разделе мы приведем характерные особенности фазового поведения смеси растворителя – сырой нефти, необходимые для развития в последующих разделах.

На Рис.7-7 и 7-8 показаны диаграммы давление – состав (P-z) для двух разных систем растворителя и сырой нефти. Вспомните, что эти диаграммы представляют собой графики зависимости давления (при постоянной температуре) от суммарного молекулярного процента растворителя, контактирующего с сырой нефтью. Эти графики показывают количество и типы фаз и объемный процент жидкости. На Рис. 7-7 показана рекомбинированная сырая нефть с месторождения Вассон при 105⁰ F (314 K), а на Рис. 7-8 показана сырая нефть с месторождения Уикс Айленд «S» Сэнд при 225⁰ F (381 K). Публикации других диаграмм имеются в литературных источниках (Турек и др., 1980; Опп и Дженсон, 1982). Данные на Рис. 7-7 и 7-8 представляют поведение типичных низко- и высокотемпературных систем. Вспомните, что во время изменения фазового поведения вода отсутствует. Для смесей молекулярный процент может представлять как фазовую, так и суммарную концентрации.

Диаграммы давление – состав (P-z) имеют один и тот же общий вид, независимо от температуры. Левая вертикальная ось дает фазовое поведение сырой нефти, не содержащей CO₂; таким образом, как видно из Рис. 7-7, точка начала кипения рекомбинированной сырой нефти Вассон при температуре 314 K (105⁰ F) составляет 6.81 МПа (1000 фунтов/кв. дюйм). Правая вертикальная ось аналогичным образом

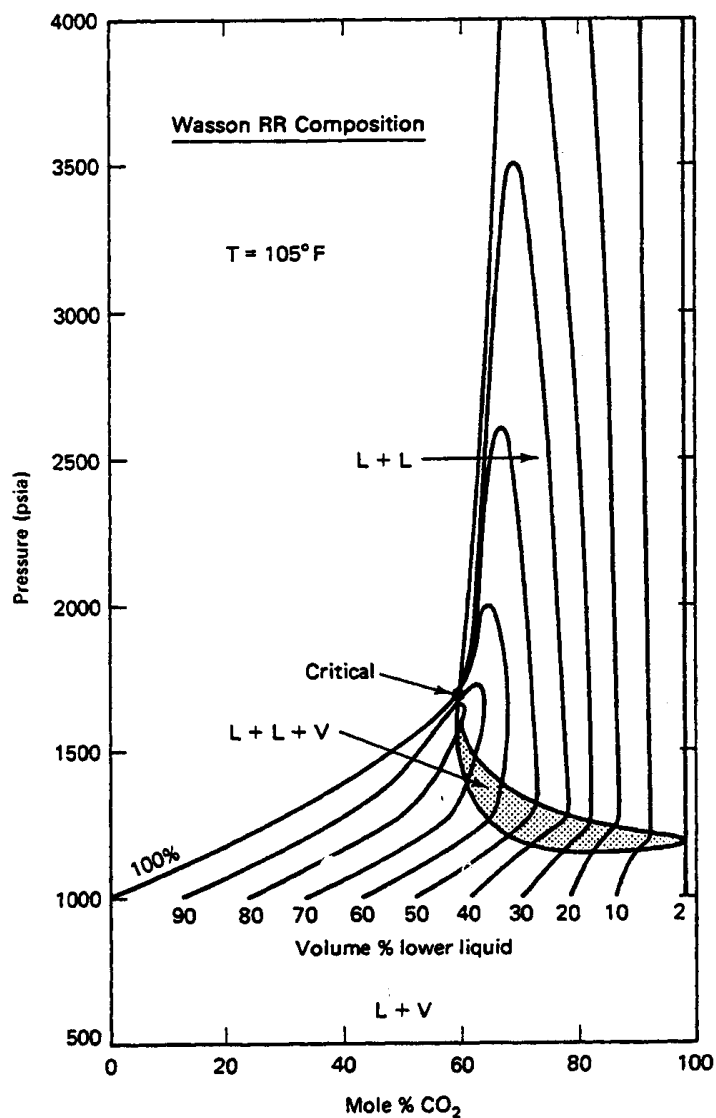


Рис. 7-7 Диаграмма P-z для системы рекомбинированной сырой нефти Вассон - CO₂ (Гарднер и др., 1981)

представляет свойства чистого CO₂, который для Рис. 7-7 и 7-8 будет однофазной жидкостью, так как оба показывают ситуацию выше критической температуры CO₂. При низких давлениях и при всех концентрациях CO₂, за исключением тех, что располагаются очень близко к правой оси, смесь представляет собой двухфазную жидкость и пар. Показаны также линии качества объема жидкости. При высоких давлениях и низкой концентрации CO₂ смесь представляет собой единую фазу. Примерно при 60% CO₂ имеется критическая точка, через которую проходят две однофазные границы. Состав CO₂ в этой точке является критическим составом при постоянной температуре и указанном давлении. Линия фазовой границы ниже критической точки представляет собой кривую начала кипения, а линия фазовой границы выше критической точки является кривой температуры конденсации. Таким образом, верхний левый угол диаграммы P-z является сверхкритической областью жидкости. Система могла бы образовывать жидкую фазу по мере увеличения концентрации легкого компонента при постоянном давлении, превышающем критическое. Это изменение является каким-то типом обратного поведения.

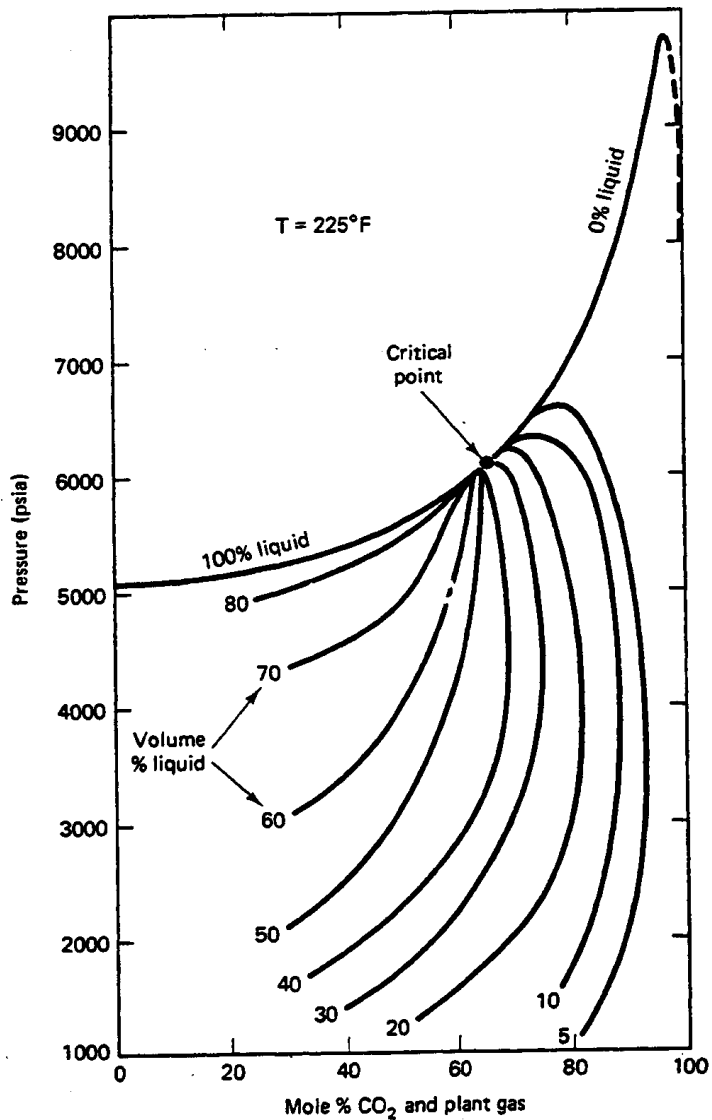


Рис. 7-8 Фазовая огибающая для системы, состоящей из сырой нефти Уикс Айленд «S» Сэнд, 95% CO₂ и 5% газа без жидких фракций при 225⁰ F (Перри, 1978)

Хотя в литературе имеется очень мало диаграмм давление – состав (P-z) для растворителей помимо CO₂, исходя из данных по системе N₂ – сырая нефть, представленных на Рис. 7-9, очевидно, что вышеприведенные качественные характеристики применимы также и к другим растворителям. Критическое давление для смеси, содержащей растворитель N₂, на Рис. 7-9 гораздо выше, чем любое из критических давлений систем, содержащих CO₂, представленных на Рис. 7-7 и 7-8.

Основное различие между низко- и высокотемпературным фазовым поведением является наличие на Рис. 7-7 небольшой трехфазной области, непосредственно ниже и вправо от критической точки. Эти фазы представляют собой две жидкости – легкая или верхняя фаза и тяжелая или нижняя фаза – и парообразную фазу. Такое поведение обычно не отмечалось при высоких температурах (Рис. 7-8) (Турек и др., 1980). Кроме того, при низких температурах может существовать небольшое количество твердого осадка в некоторых диапазонах композиций и давлений. Осадок состоит, главным образом, из

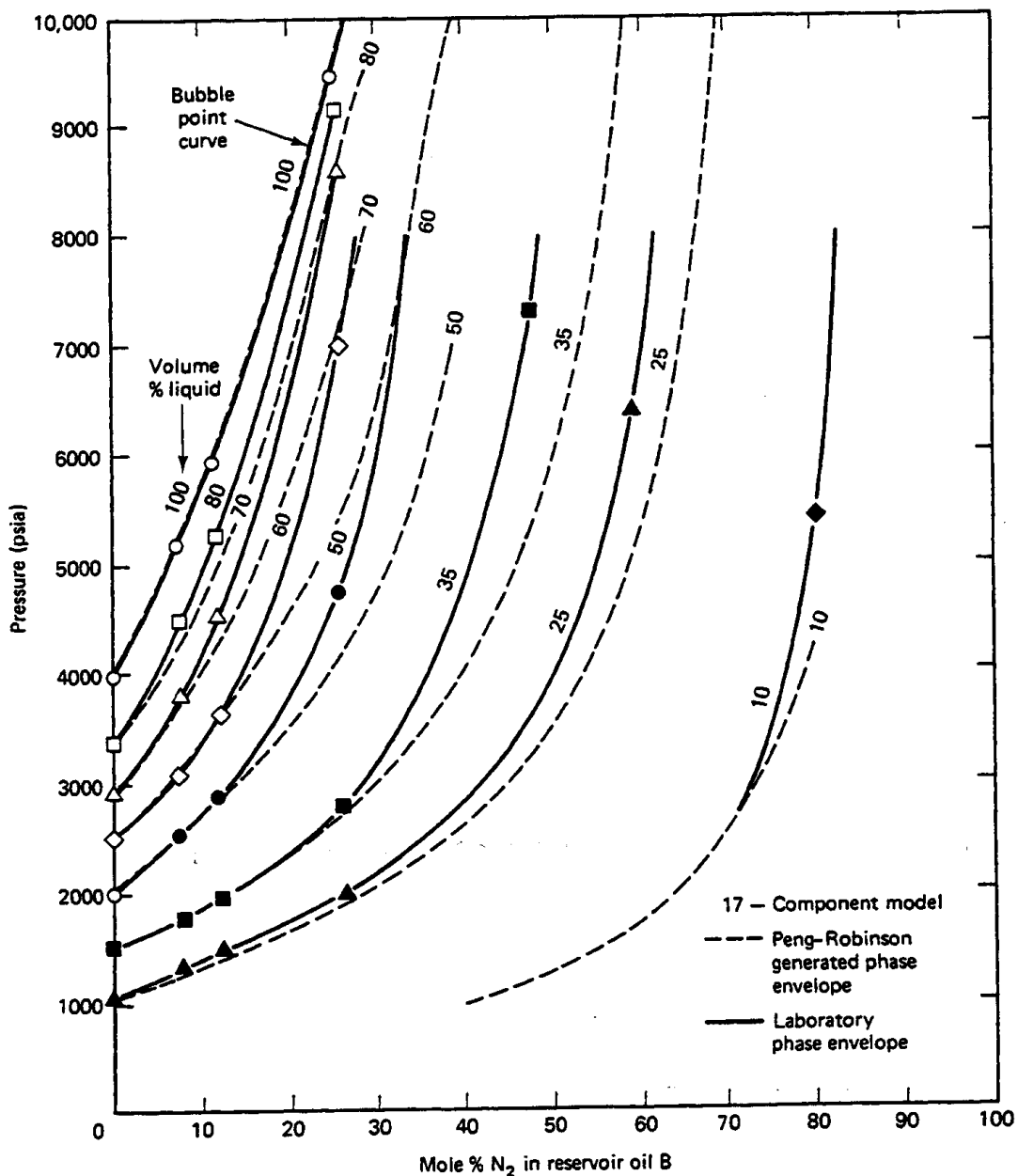


Рис. 7-9 Диаграмма P-z для системы
пластовая жидкость В – азот при 164⁰ F (347 K) (Хонг, 1982)

асфальтенов – фракции сырой нефти, нерастворимой в n-гептане (Гиршберг и др., 1982). Область образования осадка может наложиться на трехфазную область. Это поведение является осложнением для процесса вытеснения и даже может вызвать эксплуатационные проблемы, так как твердый осадок может повлечь за собой закупорку пласта.

Рассмотрим теперь вытеснение нефти чистым растворителем в проницаемой среде в какой-то период времени до прорыва растворителя. Условия на конце среды, куда осуществляется закачка, нанесем на правую вертикальную ось диаграммы P-z, а условия на конце добычи – на левую ось при более низком давлении. Условия в среде между крайними

значениями не представлены на схеме P-z, т.к. относительные количества содержания каждого углеводорода не остаются постоянными в течение вытеснения, как это происходит при измерениях PVT, представленные на Рис. 7-7 – 7-9. Поэтому диаграммы не особенно полезны для классификации вытеснений, основанной на тройных диаграммах, которые мы опишем далее. И все же из этих диаграмм видно, что для полностью смешивающихся вытеснений, т.е. тех, которые являются однофазными при всех концентрациях растворителя, потребовались бы высокие пластовые давления, свыше 66.7 МПа (9,800 фунт./кв. дюйм) для данных, представленных на Рис.7-8.

Тройные диаграммы больше подходят для классификации вытеснений нефти растворителями, т.к. они дают больше информации о составе, чем диаграммы P-z. На Рис.7-10 – 7-12 приводится изображение тройных диаграмм. На этих диаграммах смесь растворителя и нефти представлена тремя компонентами: легкий компонент – на верхней вершине, средняя фракция нефти – на правой вершине, а тяжелая фракция – на левой. Точное разделение между средними и тяжелыми компонентами нефти несущественно для общих признаков фазовых равновесий или классификации смешиваемости. На Рис.7-10 и 7-11 разделение происходит между фракциями с молекулярной массой C_6 и C_7 .

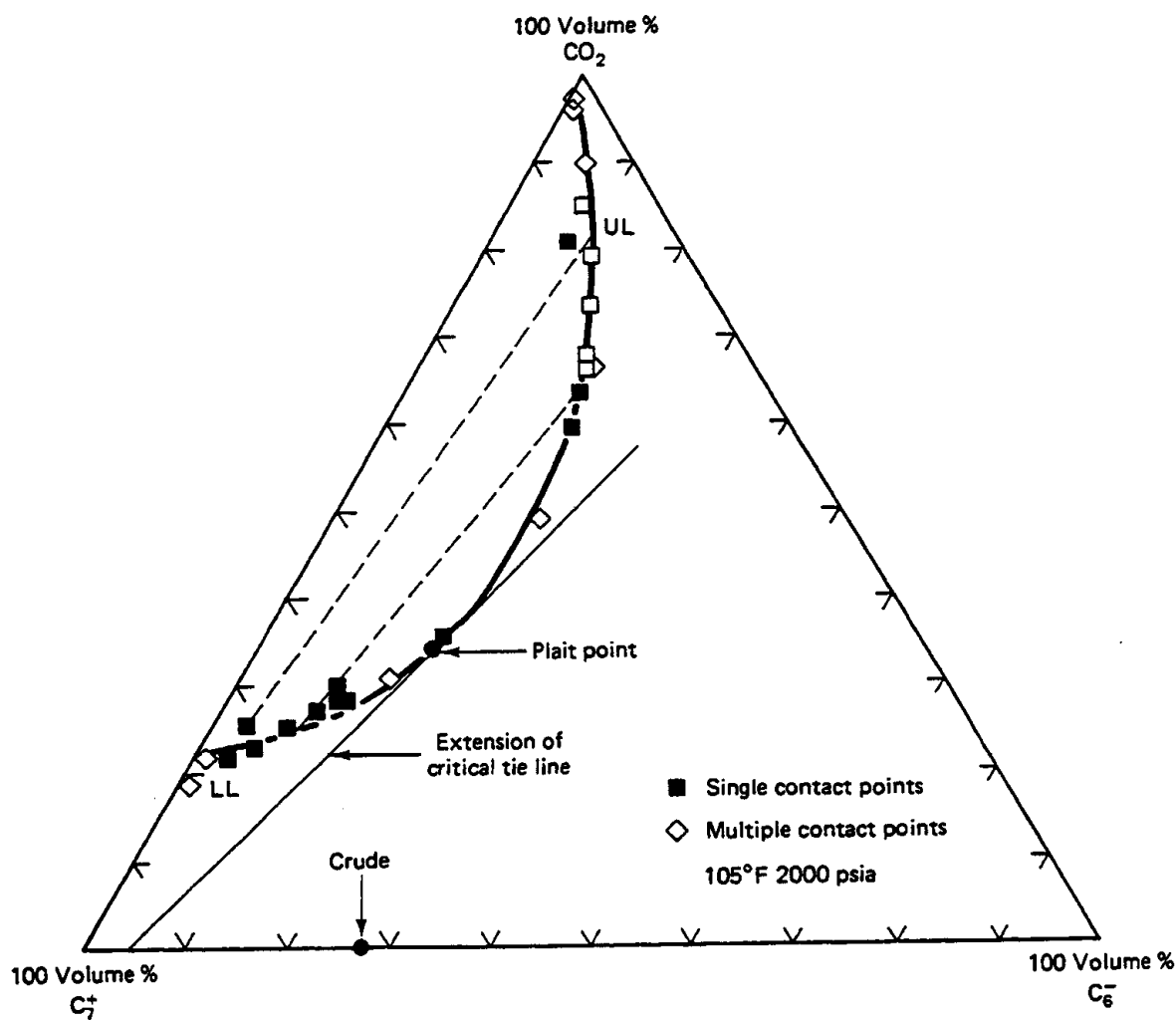


Рис.7-10 Тройное равновесие для смеси CO₂ – рекомбинированная сырая нефть Вассон (Гарднер и др., 1981)

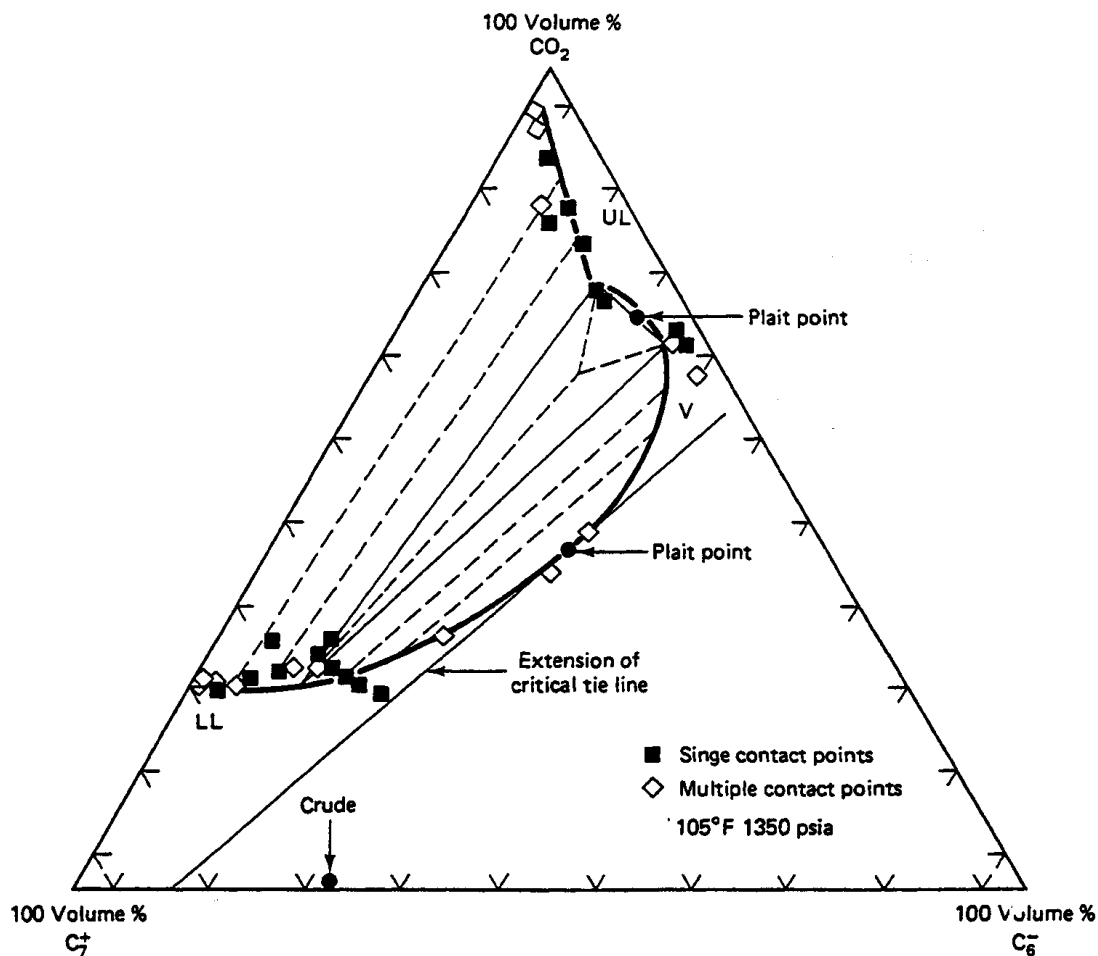


Рис.7-11 Тройные диаграммы для системы CO₂ – рекомбинированная сырая нефть (Гарднер и др., 1981)

Поэтому, ни один из углов этих тройных диаграмм не представляет чистые компоненты, отсюда обозначение – псевдокомпоненты. Как и раньше, вода на диаграммах не показана. Помимо диаграмм, представленных здесь, тройные диаграммы можно найти в нескольких других литературных источниках: для спиртовых растворителей (Холм и Сазар, 1956; Табер и Мэйер, 1965), для растворителей природного газа (Роув, 1967), для CO₂ (Меткалф и Ярборо, 1978; Опп и др., 1981; Опп и Силва, 1982) для растворителей N₂ (Ахмед и др., 1981) и для смесей CO₂, SO₂ и CH₄ (Сазег, 1981).

Хороший пример равновесий CO₂ – сырой нефти показан на Рис.7-10 для рекомбинированной нефти Вассон (сравните Рис.7-10 и 7-11 с Рис.7-8 – диаграммой P-z для той же смеси). В этих системах растворитель – сырая нефть фазовое равновесие сильно зависит от пластовой температуры и давления (вспомните, что тройная диаграмма показана при постоянных T и P). Хотя типично давление выше, чем критическое давление псевдодвойной смеси легкого и среднего компонента; следовательно, эти два компонента смешиваются во всех пропорциях. Это давление меньше, чем давление двойной смеси легкого и тяжелого компонента, и на оси легкого – тяжелого компонента находится область ограниченной смешиваемости или двухфазного поведения.

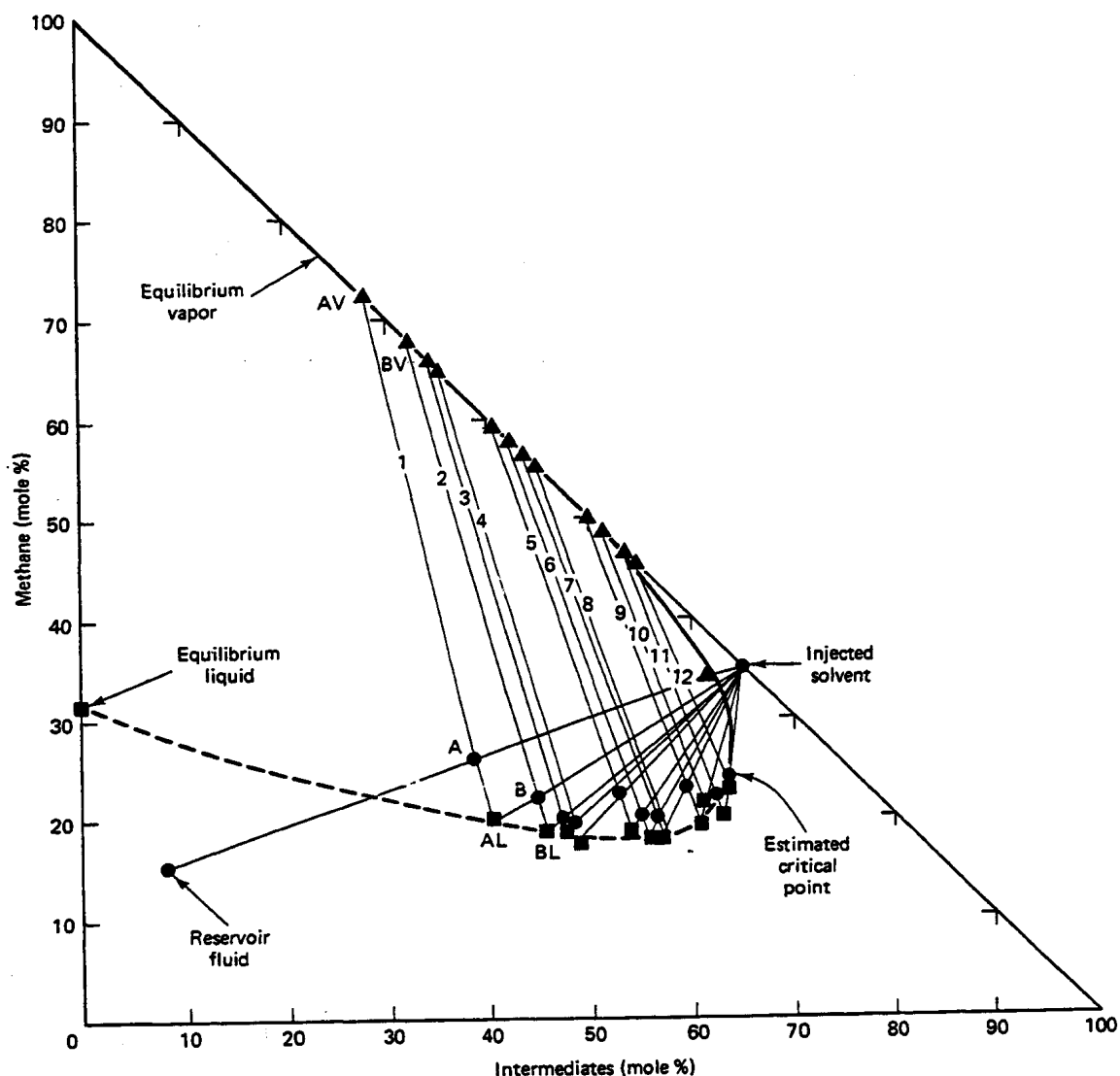


Рис.7-12 Тройная диаграмма фазового поведения смеси метана – сырой нефти (Бенгам и др., 1961)

Эта область фазового поведения простирается во внутреннюю часть тройной диаграммы и ограничена бинодальной кривой (см. Раздел 4-3). Внутри бинодальной кривой расположены рабочие линии, чьи концы представляют состав равновесных фаз. Они сокращаются до точки полного смешения частично смешивающихся жидкостей, где свойства двух фаз неразличимы. Точка полного смешения частично смешивающихся жидкостей является критической смесью при этой температуре и давлении.

Большое значение в том, что следует, имеет критическая рабочая линия – воображаемая рабочая линия, касательная к бинодальной кривой в точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей. Критическая рабочая линия является предельным случаем подлинных рабочих линий по мере приближения точки полного смешения частично смешивающихся жидкостей. По мере возрастания давления двухфазная область сжимается, т.е. возрастает смешиваемость легкого – тяжелого компонентов.

Невозможно в общих чертах высказаться о влиянии температуры, хотя, как правило, двухфазная область увеличивается с повышением температуры. При низком давлении и температуре в двухфазную область может вторгнуться трехфазная область (Рис.7-11).

Эти общие характеристики относятся к растворителям, исключая CO_2 (Рис.7-12). Состав пластовой нефти можно разместить на тройной диаграмме, как может быть размещен состав растворителя. Делая это, мы не учитываем изменение давления, которое, несомненно, является существенной составляющей, которая заставляет течь жидкости в пласте. Даже при этой аппроксимации все составы в зоне смешения растворителя и сырой нефти не располагаются на прямой линии, соединяющей исходный и закачиваемый составы. Это объясняется тем, что на изменения составов влияет фазовое поведение. По сути, эти изменения являются основой для классификации вытеснений нефти растворителями, о чем мы расскажем в следующих параграфах (Хатчинсон и Браун, 1961).

На Рис.7-13 мы на тройной диаграмме представляем одномерное вытеснение нефти растворителем. Нефть находится во внутренней части тройной диаграммы, что означает, что изначально в нефти присутствует какой-то из легких компонентов. Если прямолинейная траектория *разбавления* растворителя и нефти не пересекает двухфазную область, вытеснение будет состоять из единой углеводородной фазы, которая изменяется по составу от нефти до неразбавленного растворителя через зону смешения растворителя и нефти.

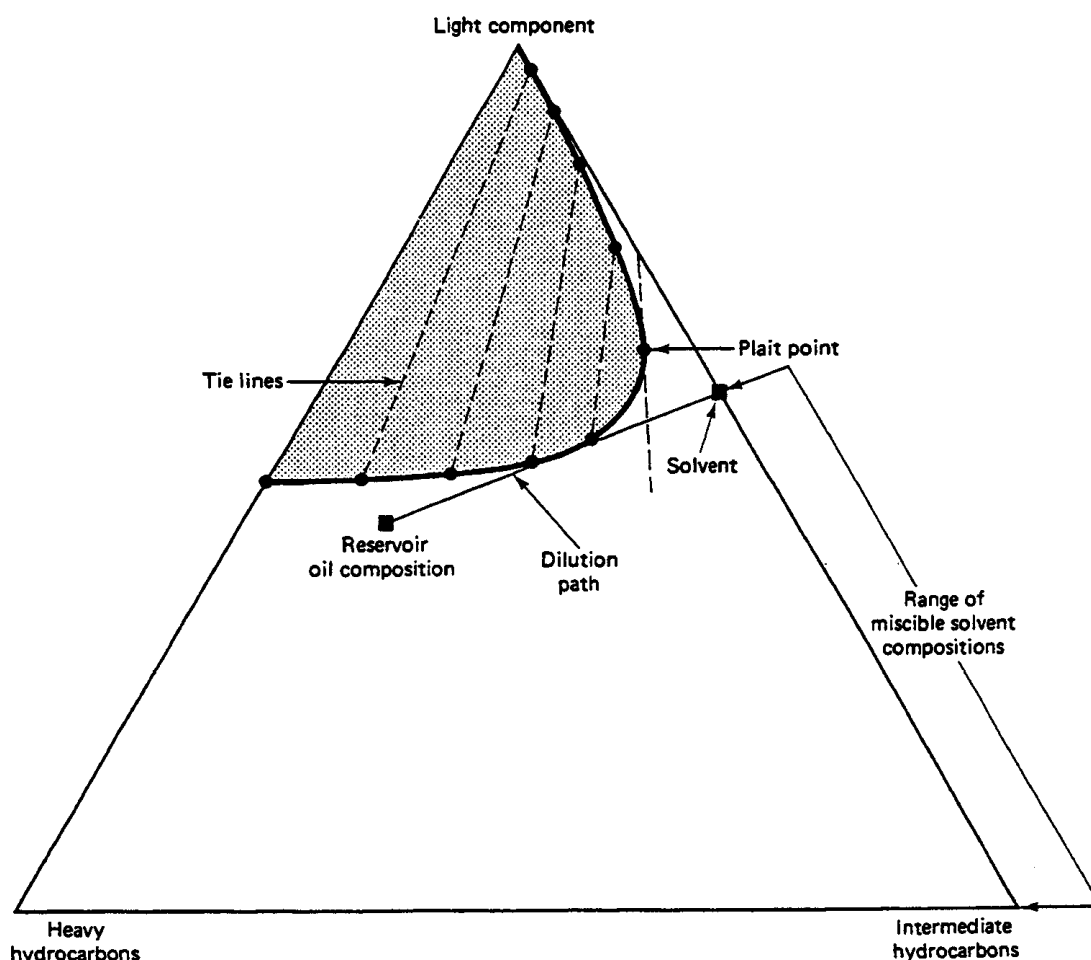


Рис.7-13 Схематическое изображение процесса, смешивающегося при первом контакте

Траектория разбавления является прямолинейной (см. Рис.7-6), т.к. единственным механизмом смешивания является дисперсия; течение воды или эффекты движения отдельных фаз, связанные с единой углеводородной фазой, отсутствуют. Вытеснение, которое полностью происходит в одной углеводородной фазе, является *смешивающимся при первом контакте*. Имеется целый ряд растворителей, которые смешиваются при первом же контакте с нефтью при этой температуре и давлении.

Предположим, что растворитель полностью состоит из легкого компонента (Рис.7-14). Вытеснение не является смешивающимся при первом же контакте, т.е. траектория разбавления проходит через двухфазную область. Вообразите ряд хорошо перемешанных ячеек, которые представляют собой проницаемую среду в одномерном вытеснении. Первая ячейка изначально содержит нефть, к которой мы добавляем какое-то количество растворителя, так что общий состав обозначается как M_1 . Смесь разделится на две фазы – газ G_1 и жидкость L_1 , определяемые рабочими линиями равновесия. Газ G_1 будет обладать гораздо большей подвижностью, чем L_1 , и эта фаза движется преимущественно во вторую ячейку смешения, образуя смесь M_2 . Жидкость L_1 остается позади, смешиваясь с более чистым растворителем. Во второй ячейке смесь M_2 разделяется на газ G_2 и жидкость L_2 ; G_2 течет в третью ячейку, образуя смесь M_3 и т.д.

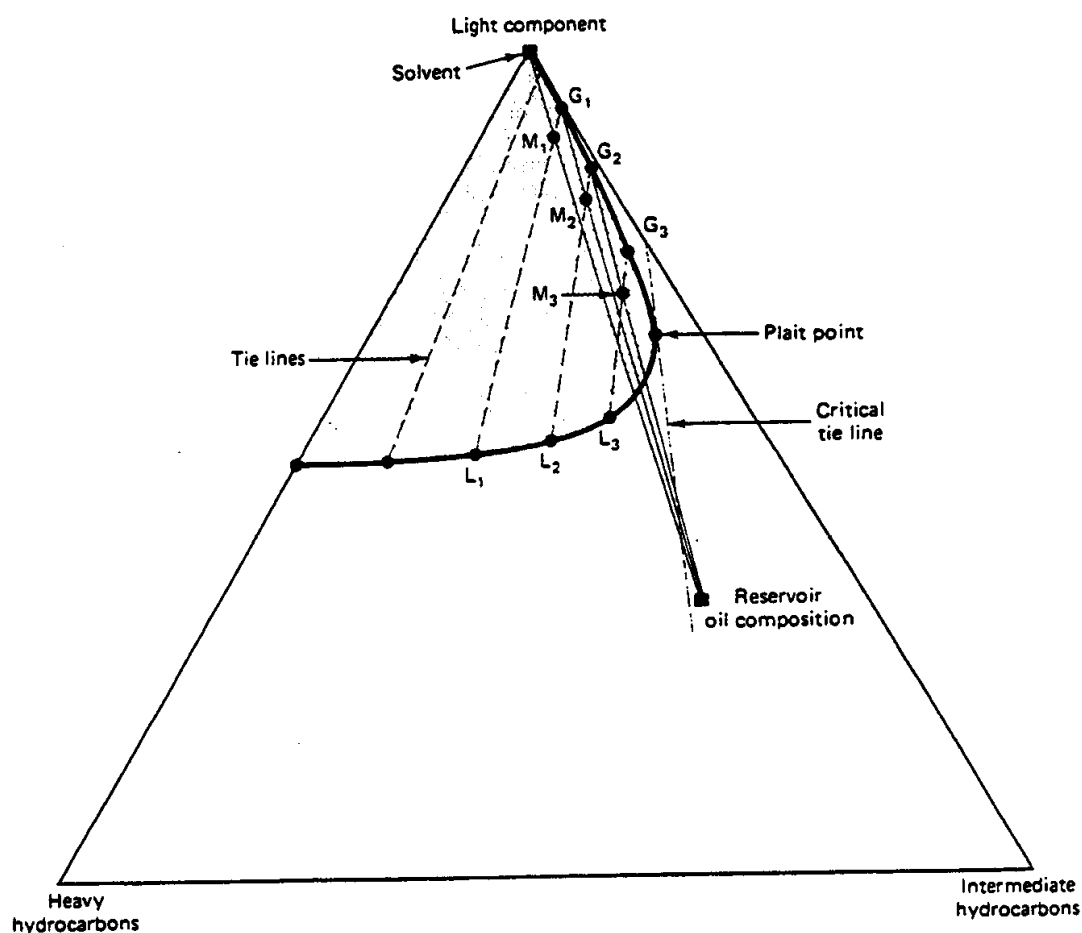


Рис.7-14 Схематическое изображение процесса вытеснения за счет режима испаряющегося газа (Сталкап, 1983)

В какой-то ячейке после третьей (на этой диаграмме) газовая фаза больше не образует две фазы при смешивании с нефтью. С этого момента впредь все составы, участвующие в вытеснении, будут располагаться на прямолинейной траектории разбавления между сырой нефтью и точкой, касательной к бинадальной кривой. Вытеснение будет смешивающимся при первом же контакте при составе растворителя, заданном точкой касания. Процесс *развил смешиваемость*, т.к. растворитель обогатился промежуточными компонентами, чтобы смешиваться с сырой нефтью. Т.к. промежуточные компоненты испаряются из сырой нефти, процесс представляет собой *режим вытеснения испаряющимся газом*. Смешиваемость будет развиваться в этом процессе до тех пор, пока закачиваемый растворитель и сырая нефть находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии.

Предположим, что составы сырой нефти и растворителя опять находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, но в ситуации, противоположной режиму испаряющегося газа (Рис.7-15). В первой ячейке смешивания общий состав M_1 разделяется на газ G_1 и L_1 . Газ G_1 движется в следующую ячейку смешивания, как и раньше, а жидкость L_1 смешивается со свежим растворителем, образуя смесь M_2 . Жидкость L_2 смешивается со свежим растворителем и т.д. Таким образом, в первой ячейке смешивания этот процесс смешивания в конце концов приведет к однофазной смеси.

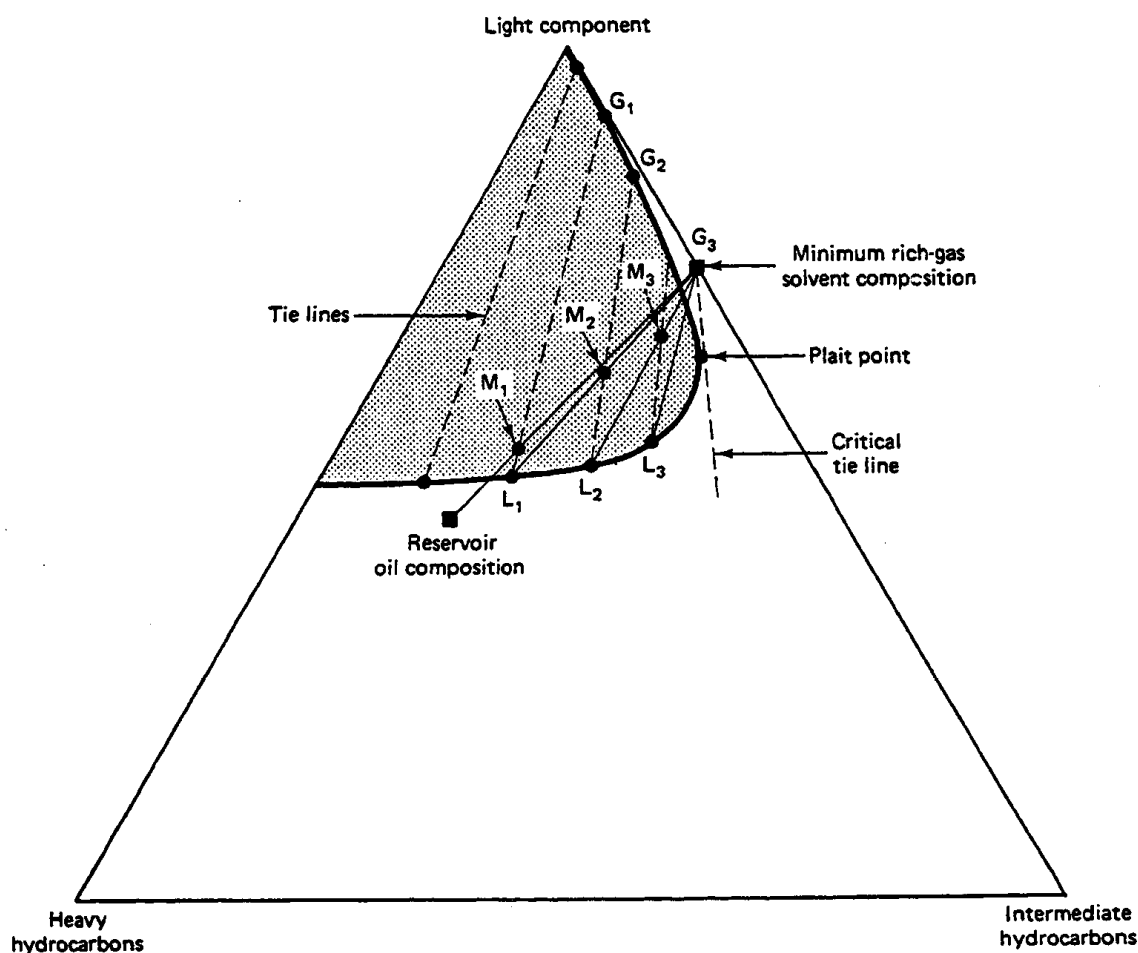


Рис.7-15 Схематическое изображение процесса вытеснения за счет режима обогащенного газа (Сталкап, 1983)

Т.к. газовая фаза уже прошла через первую ячейку, смешиваемость теперь развивается на заднем конце зоны смешивания растворителя – нефти как следствие обогащения жидкой фазы присутствующими здесь средними компонентами. Фронт зоны смешивания является областью несмешивающегося потока благодаря непрерывному контактированию газовых фаз G_1 , G_2 и т.д. с нефтью (это также справедливо в отношении заднего края зоны смешивания при режиме испаряющегося газа). Процесс, изображенный на Рис.7-15, представляет собой процесс *вытеснения обогащенным газом*, т.к. добавились средние компоненты, обогащая закачанный растворитель. Т.к. эти средние компоненты конденсируются в жидкой фазе, процесс иногда называют *процессом вытеснения нефти конденсирующим газом*. Рис.7-16 показывает, что для развития смешиваемости в фактической системе, необходимо более 12 контактов.

На Рис.7-16 схематически изображен процесс несмешивающегося вытеснения. Нефть и растворитель находятся в однофазных областях, но оба расположены на двухфазной стороне критической рабочей линии. Теперь исходная смесь M_1 в первой ячейке смешивания будет образовывать газ G_1 , который будет течь вперед, образуя смесь M_2 и т.д. Этот газ обогащается средними компонентами на переднем крае (передние контакты) зоны смешивания растворителя и нефти, как при режиме испаряющегося газа. Но обогащение не может продолжаться сверх состава газовой фазы, заданного рабочей линией, продолжение которой проходит через состав нефти.

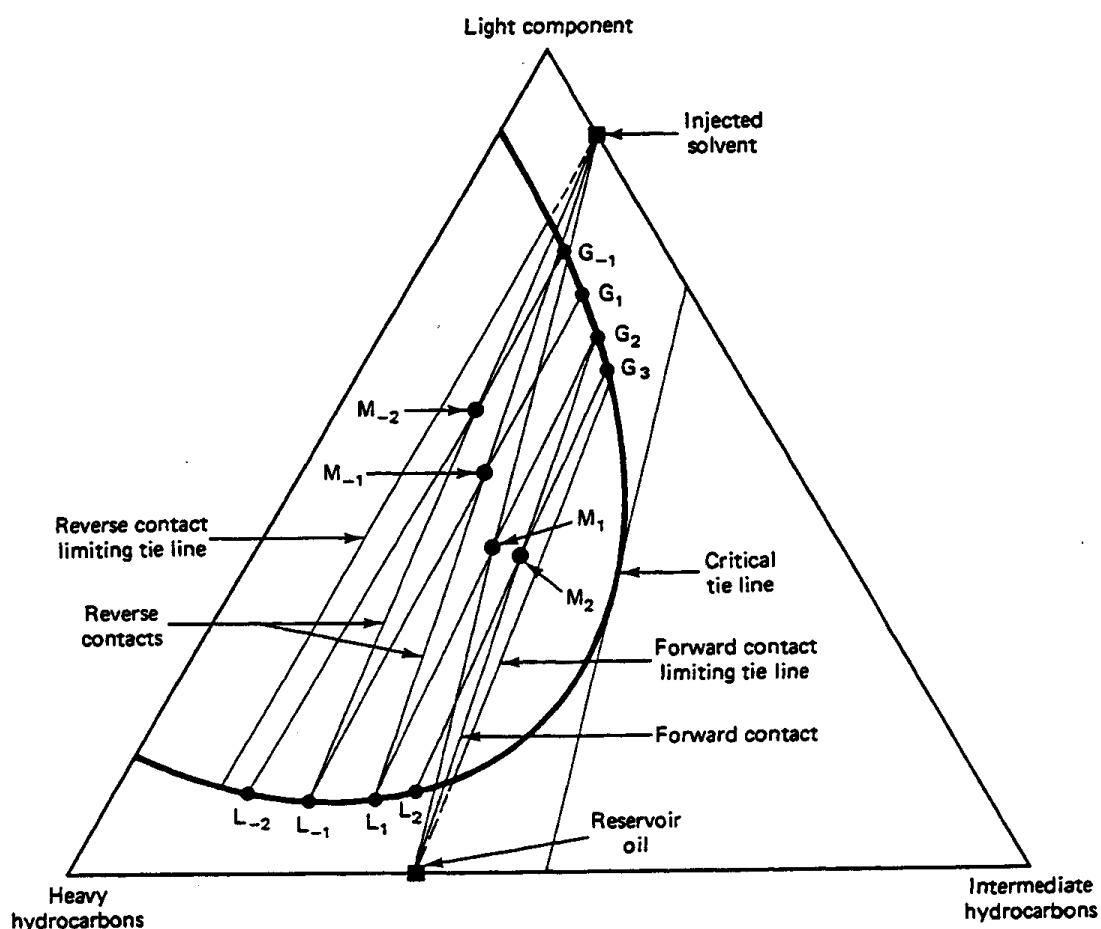


Рис.7-16 Схематическое изображение несмешивающегося вытеснения

При передних контактах на предельной рабочей линии будет происходить несмешивающееся вытеснение нефти смесью. В обратном направлении в первой ячейке смешивания жидкость L_1 смешивается с растворителем, образует смесь M_{-1} , как при вытеснении конденсирующим газом. Вытеснение здесь является несмешивающимся, т.к. однофазный растворитель вытесняет двухфазную нефть. Жидкая фаза постепенно освобождается от средних компонентов (L_{-1} , L_{-2} и т.д.) до тех пор, пока она не достигает другой предельной рабочей линии. В таком случае вытеснение является полностью несмешивающимся как при передних, так и при обратных контактах. Средние компоненты находятся в газовой фазе около конца проницаемой среды, через который производится добыча, и в жидкой фазе на конце закачки. Несмешивающееся вытеснение полностью свободное от закачанных средних компонентов, является вытеснением *сухим природным газом*.

На Рис.7-17 суммирована классификация процесса вытеснения нефти растворителями. Траектория разбавления ($I_2 - J_3$), которая не проходит через двухфазную область, представляет собой вытеснение, смешивающееся при первом контакте. Траектория разбавления, полностью находящаяся на двухфазной стороне критической рабочей линии, составляет несмешивающееся вытеснение ($I_1 - J_1$). Когда исходные и закачанные составы находятся на противоположных сторонах критической рабочей линии, вытеснение представляет собой процесс, протекающий либо в режиме испаряющегося газа ($I_2 - J_1$), либо в режиме конденсирующего газа ($I_1 - J_2$).

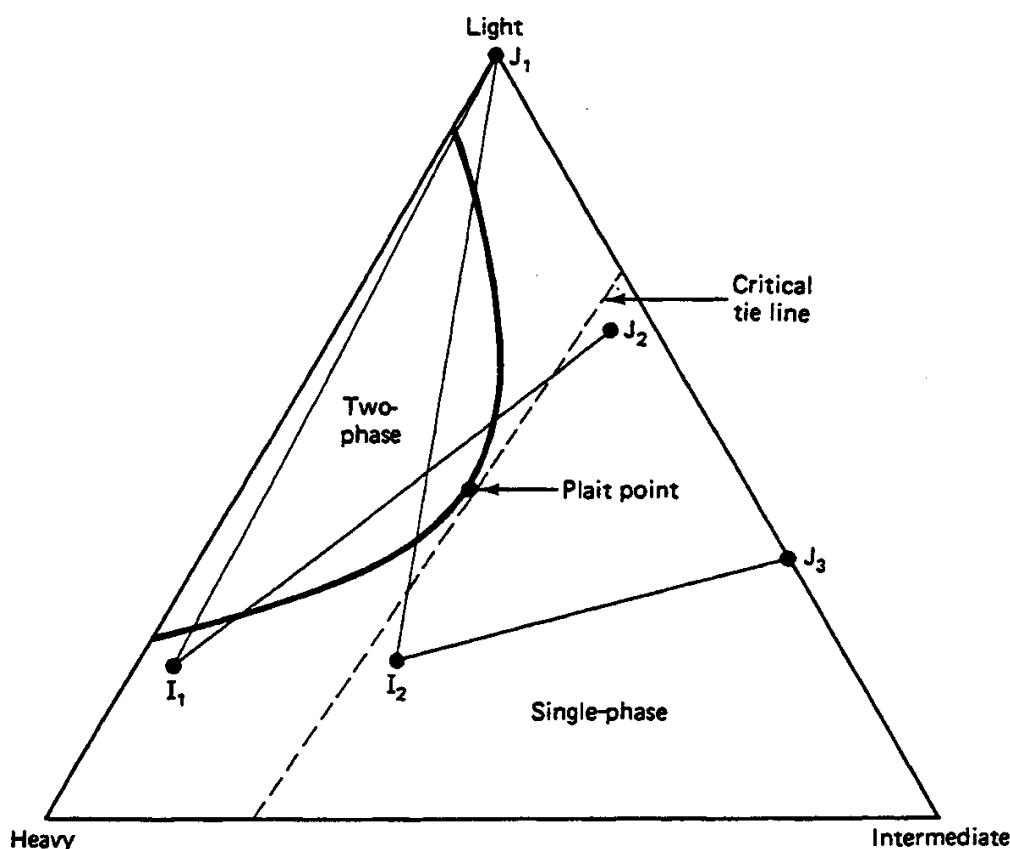


Рис.7-17 Изображение смешиваемости и развившейся смешиваемости

Два последних случая представляют собой развитое или многоконтактное смешивающееся вытеснение.

В условиях, показанных на Рис.7-10, CO_2 вытесняет нефть в режиме испаряющегося газа. При сравнимых условиях (Рис.7-12 и 7-18) N_2 и CH_4 обычно являются несмешивающимися растворителями. Вытеснение CH_4 на Рис.7-12 можно превратить в режим конденсирующего газа, добавив примерно 35 мольных % средних компонентов.

Классификации вытеснения нефти растворителями, приведенные здесь, подтверждаются элементарной теорией волны (см. Раздел 7-7) и экспериментальными результатами. На Рис.7-19 показано изменение выходящего потока в трех процессах вытеснения CO_2 , проводившихся на керне песчаника Береа. В этом вытеснении нефть представляла собой смесь компонентов C_1 - 25 % (мольных), C_4 - 30% (мольных) и C_{10} - 45% (мольных). Три опыта проводились при давлении 10.2 МПа (1,500 фунт./кв. дюйм) (опыт 4) - несмешивающееся вытеснение; 12.9 МПа (1,900 фунт./кв. дюйм) (опыт 5) - смешивающееся вытеснение при первом контакте; и 11.6 МПа (1,700 фунт./кв. дюйм) (опыт 6) - вытеснение при режиме испаряющегося газа. Во всех опытах температура была 344 К (160°F).

Изменения выходящего потока, представленные на Рис.7-19 являются графиками зависимости концентраций C_1 , C_4 и C_{10} , нормализованных по их первоначальным значениям, от порового объема, заполненного закачанным CO_2 (см. Таблицу 5-1). Если бы траектория разбавления нефти и растворителя была бы прямой линией, то нормализованная концентрация всех вытесненных компонентов была бы идентичной. Они идентичны в опыте 5 - смешивающееся при первом контакте вытеснение. Опыт 6 - вытеснение при режиме испаряющегося газа - показывает, что кривая нормализованных концентраций тяжелого компонента C_{10} убывает несколько раньше кривой C_4 (Рис.7-19b). (Состав, использовавшийся в опыте 6, при 0.9 порового объема, занятого углеводородами, относительно насыщен C_4 .)

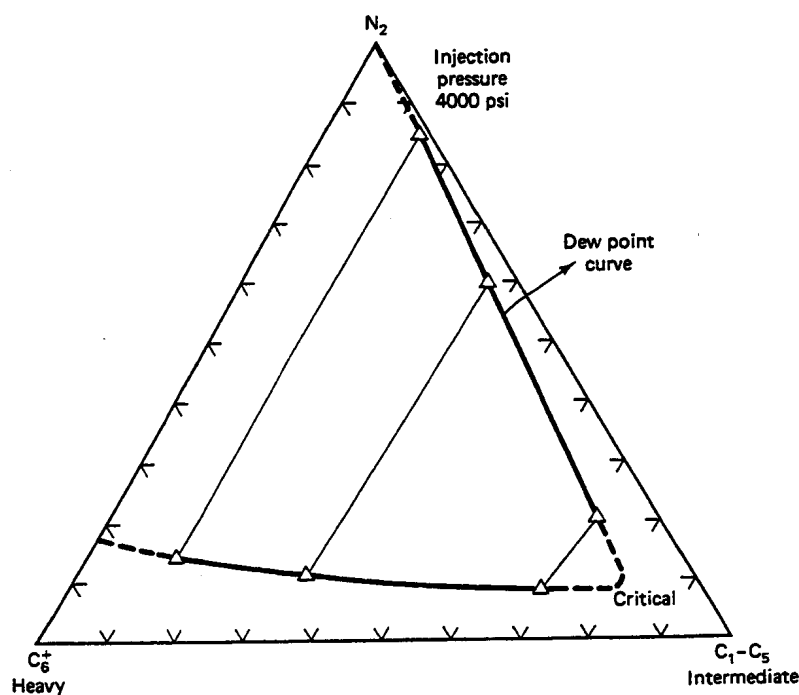
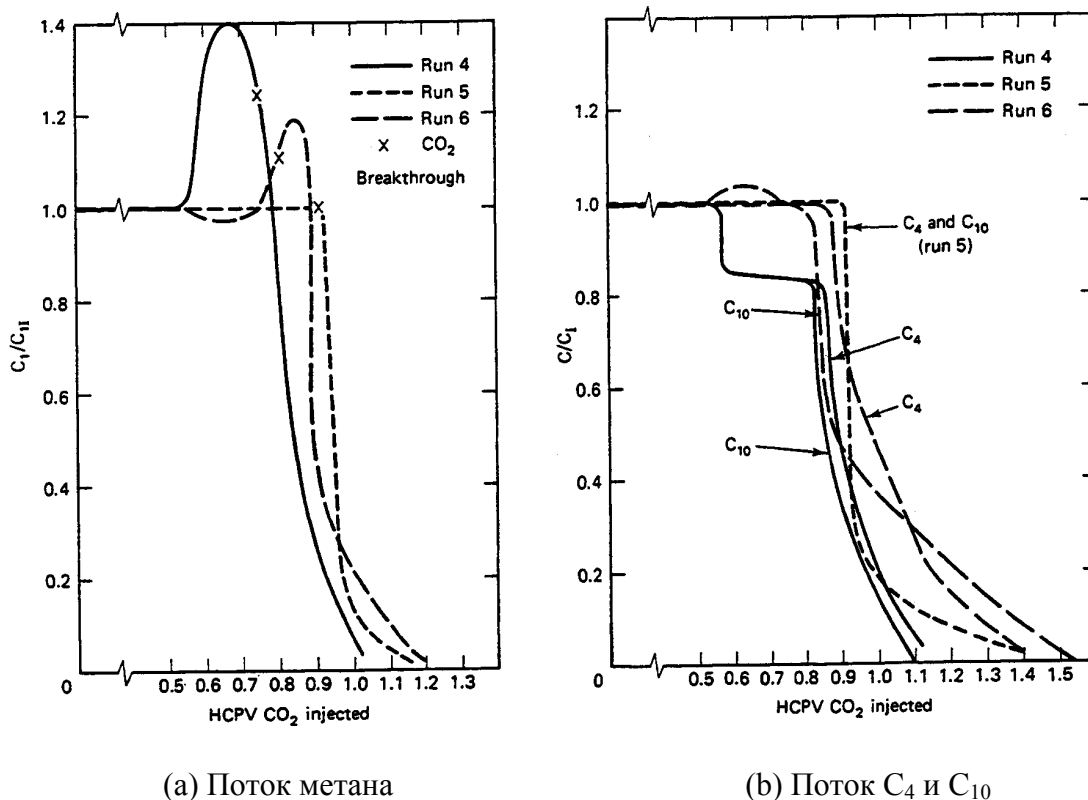


Рис.7-18 Тройное равновесие для смеси N_2 - нефть (Ахмед и др., 1981)



(a) Поток метана

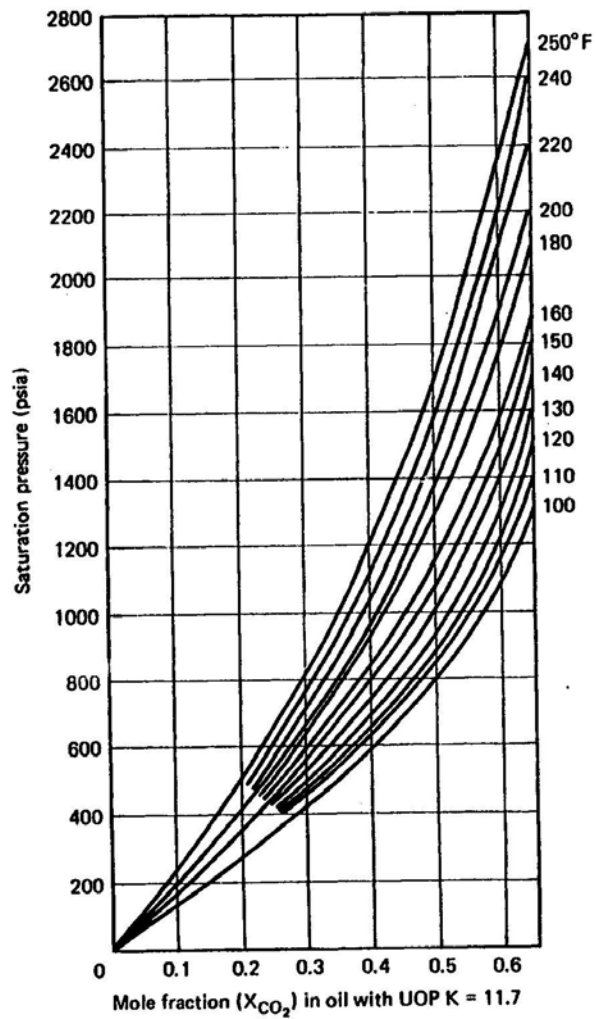
(b) Поток C₄ и C₁₀

Рис.7-19 Изменения выходящего потока, полученные в лабораторных вытеснениях, опыт 4 – несмешивающееся вытеснение, опыт 5 – смешивающееся при первом контакте вытеснение, опыт 6 – многоконтантное смешивающееся вытеснение (Меткалф и Ярборо, 1978)

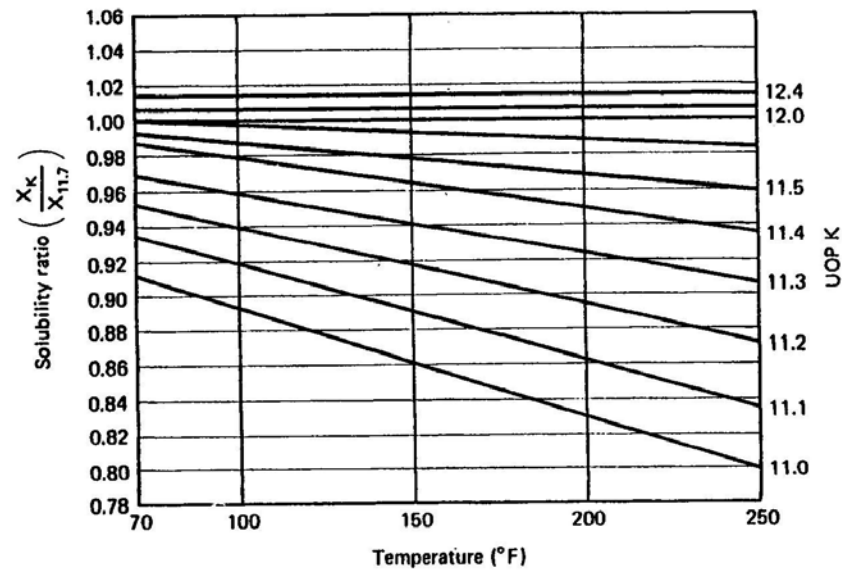
Кроме того, легкие компоненты C₁ проходят через максимум почти в той же точке (Рис.7-19а). Максимум C₁ выражен даже в большей степени в несмешивающемся вытеснении, вероятно, потому, что жидкости могут теперь насыщены C₁. Аналогичный эффект должен произойти в процессе вытеснения конденсирующим газом, хотя в этом случае обогащение происходит на заднем крае зоны смешивания.

Несмешивающееся вытеснение и процесс вытеснения при режиме испаряющегося газа аналогичны, хотя нефтеотдача (коэффициент вытеснения) в несмешивающемся вытеснении была значительно ниже (80%), чем в вытеснении, смешивающемся при первом контакте (97%), или в вытеснении испаряющимся газом (90%). Вытеснения с развитой смешиваемостью могут дать нефтеотдачу, приближающуюся к нефтеотдаче, получаемой в вытеснениях, смешивающихся при первом контакте; несмешивающиеся процессы обычно дают гораздо меньше.

Несмешивающиеся вытеснения имеют свои достоинства, т.к. требуемые давления невысоки, растворители, как правило, дешевле, и они могут дать какое-то количество нефти. Основными механизмами добычи для несмешивающихся растворителей являются следующие: (1) ограниченная степень испарения и экстрагирования, (2) уменьшение вязкости нефти, (3) увеличение объема нефти вследствие обогащения ее газом, (4) режим растворенного газа во время понижения давления и (5) уменьшение межфазного натяжения. Все несмешивающиеся вытеснения добывают нефть таким образом, хотя



(a) CO₂ solubility



(b) Solubility correction

Рис.7-20 Растворимость (мольная доля) двуокиси углерода в нефтях как функция числа \underline{UOP} ? (Симон и Грау, 1965)

наиболее полные данные, демонстрирующие этот эффект – это данные, полученные в несмешивающихся вытеснениях CO₂ (Симон и Грау, 1965).

На Рис.7-20 – 7-22 представлены экспериментальные данные, которые акцентируют механизмы добычи 1-3 в несмешивающемся вытеснении. На Рис.7-20(a) показана зависимость растворимости CO₂ в нефти от температуры и давления насыщения для

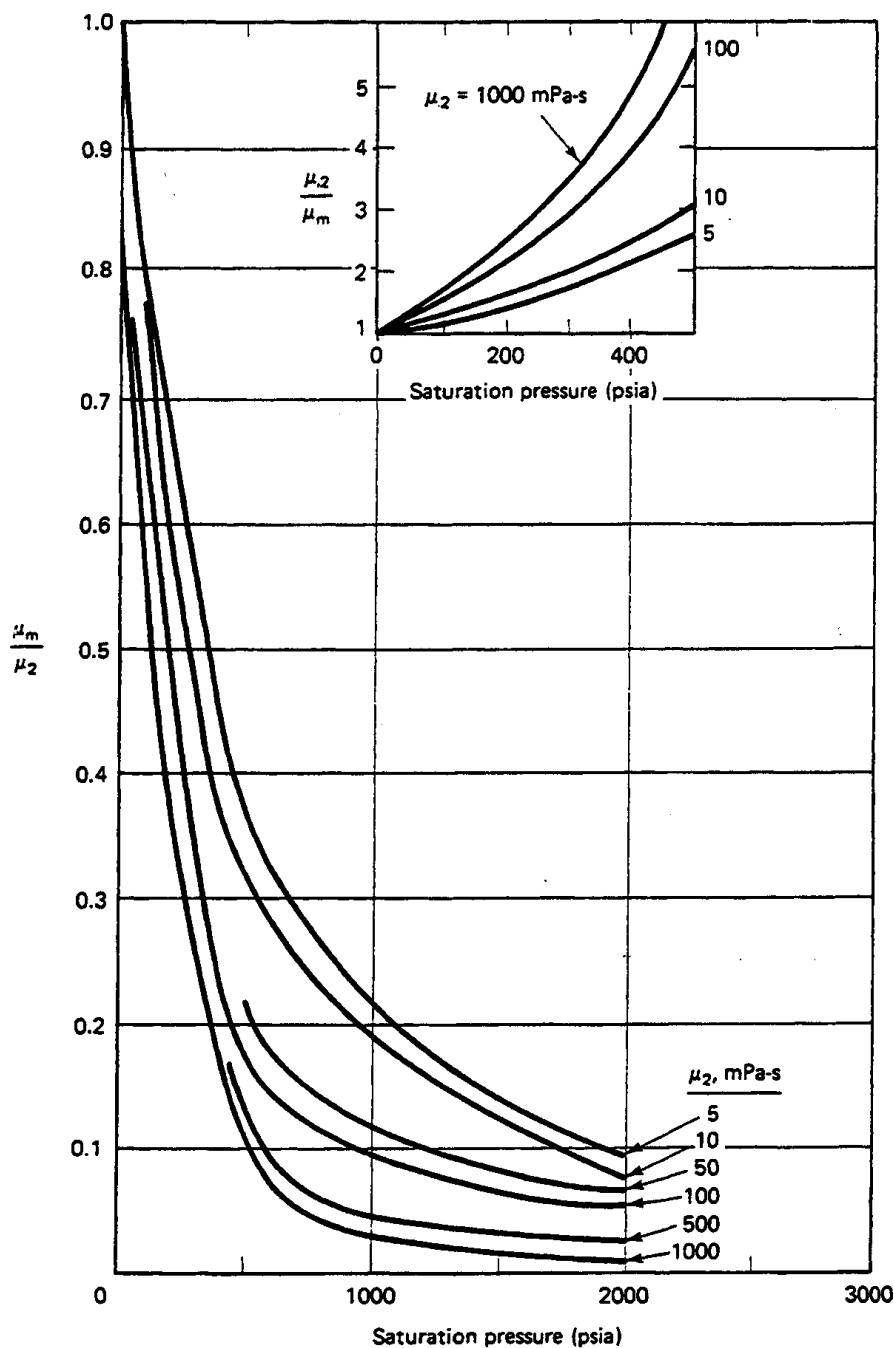


Рис.7-21 Диаграмма корреляции вязкости для смесей двуокись углерода – нефть (Симон и Грау, 1965)

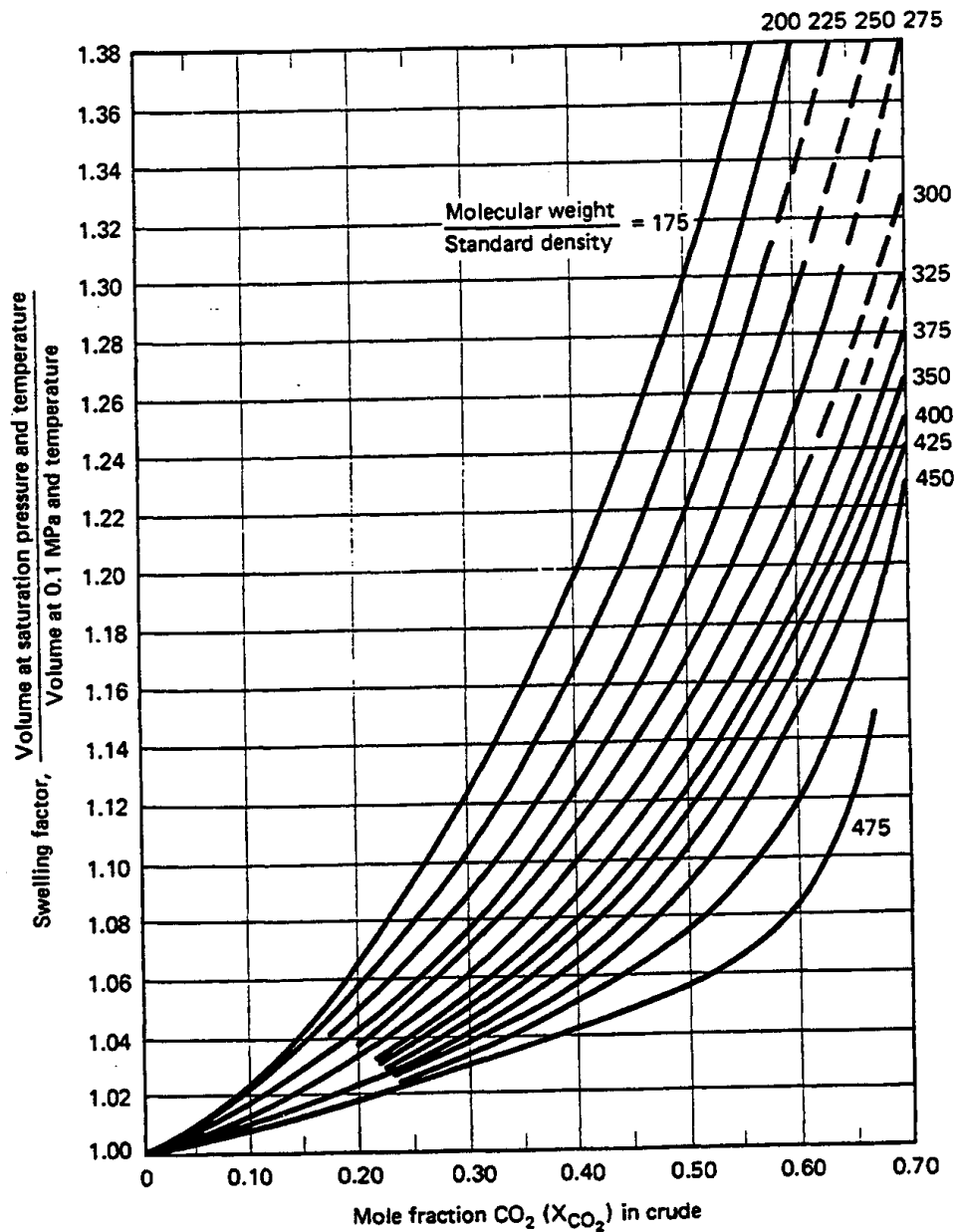


Рис.7-22 Увеличение объема нефти в зависимости от мольной доли растворенной дву-
 окиси углерода (Симон и Грау, 1965)

нефти, имеющей универсальный характеристический фактор (К), равный 11.7. Этот фактор представляет собой отношение кубического корня средней температуры кипения в градусах R к удельной плотности. Его можно соотнести с плотностью в градусах АНИ и вязкостью (Уотсон и др., 1935). Давление насыщения является давлением температуры начала кипения; следовательно, Рис.7-20(а) дает максимальную растворимость CO_2 при указанных температуре и давлении. На Рис.7-20(б) данные растворимости корректируются для других характеристических факторов. На Рис.7-21 приводится соотношение вязкостей нефти, содержащей растворенный CO_2 (μ_m на этом рисунке), и нефти, не со-

держащей CO_2 (μ_0) в виде функции давления. При средних давлениях насыщения уменьшение вязкости ярко выражено, особенно при высоких вязкостях нефти.

На Рис.7-22 показан механизм увеличения объема нефти вследствие обогащения ее газом через коэффициенты увеличения объема нефти, коррелированные отношениями молекулярной массы к стандартной плотности (гр/см^3). Аналогичные данные по увеличению объема нефти вследствие обогащения ее N_2 дают Вогель и Ярборо (1980).

Рис.7-20 – 7-22 являются дополняющими. Определим растворимость CO_2 , уменьшение вязкости нефти и коэффициент увеличения объема для нефти при температуре 389 К (150°F) и давлении 8.2 МПа (1,200 фунт./кв. дюйм). Вспомните, что мы рассчитываем свойства жидкой углеводородной фазы, не смешивающейся с CO_2 . Поэтому, общая мольная доля CO_2 должна быть достаточно большой, чтобы находиться в двухфазной области тройной диаграммы. Соответствующие физические свойства нефти следующие: молекулярная масса = 130, характеристический фактор $\gamma_{\text{UOP}} K = 11.8$, удельный вес = 0.70, нормальная точка (температура) кипения = 311 К (100°F) и вязкость = 5 мПа-сек. Это дает растворимость CO_2 равную 55 мольным %, исходя из Рис.7-20. Эта растворимость является причиной того, что вязкость нефти уменьшается до 1 мПа-сек, исходя из Рис.7-21, а объем нефти увеличивается примерно на 33%, исходя из Рис.7-22. (Для получения дополнительных данных о свойствах нефти, содержащей несмешивающиеся растворители, см. Холм, 1961; де Неверс, 1964; Холм и Джозендаль, 1974; и Тумасин и др., 1969.)

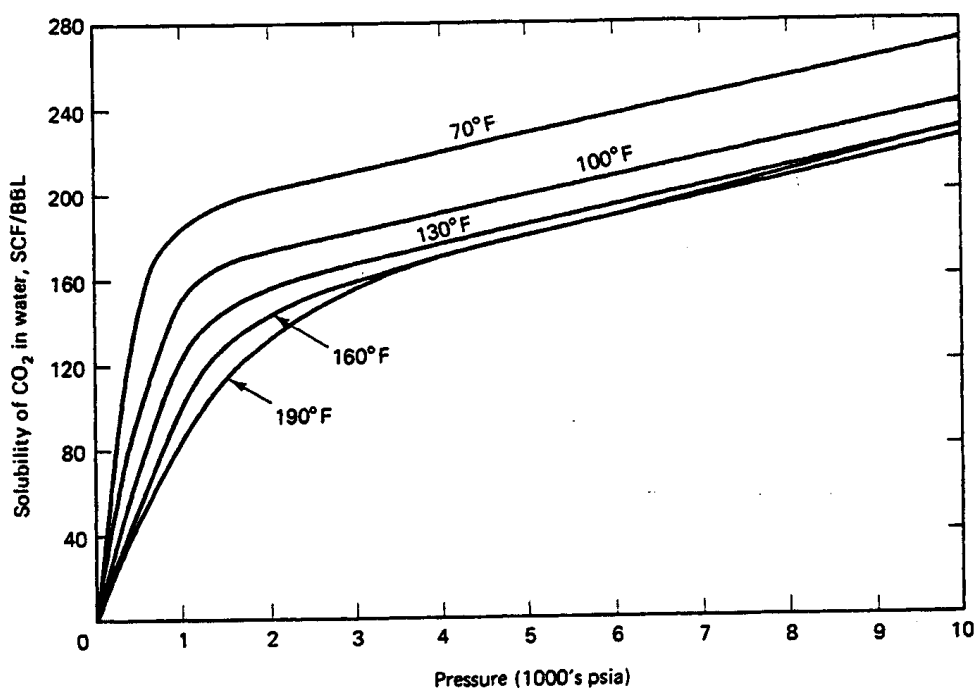


Рис.7-23 Растворимость двуокиси углерода в воде (Крофорд и др., 1963)

7-4 Свойства смеси растворитель – вода

Растворимость CO_2 в воде является функцией температуры, давления и минерализации воды (Макри, 1977). На Рис.7-23 эта растворимость показана в виде отношения растворенного в нефти газа к воде. Данные на Рис.7-23 дают максимальную растворимость CO_2

при указанных температуре и давлении; отсюда горизонтальная ось фактически является давлением насыщения. Данные полностью эквивалентны данным на Рис.7-21(а) для смесей CO_2 – нефть. Отношение растворенного в нефти газа к воде можно легко преобразовать в мольную долю.

Двуокись углерода является единственным растворителем, имеющим достаточно высокую растворимость в воде, в диапазоне температур и давлений, характерных для процессов повышения нефтеотдачи (Калберсон и МакКетта, 1951). CO_2 незначительно увеличивает вязкость воды (Тимасин и др., 1969) и уменьшает плотность (Паркинсон и де Неверс, 1969). Было показано (Уэлч, 1982), что это изменение плотности меньше изменения, прогнозируемого теорией идеального раствора. Маловероятно, чтобы как изменение вязкости, так и изменение плотности сильно повлияло на нефтеотдачу.

7-5 Опыты по определению фазового поведения растворителей

Фазовое поведение растворителя не единственный параметр, который определяет характер процесса вытеснения нефти растворителями, но оно имеет такое существенное значение, что мы посвящаем целый раздел некоторым из общепринятых экспериментов, проводимых для определения фазового поведения. Это обсуждение естественным образом приводит к наиболее часто упоминаемой характеристике фазового поведения растворителей – минимальному давлению смешиваемости.

Единичный контакт

В эксперименте, в котором исследуется единичный контакт, известное количество растворителя помещают в прозрачную ячейку, находящуюся под давлением, содержащую известное количество нефти. После того, как установилось равновесие при требуемой температуре и давлении, отбирают небольшое количество каждой фазы. Фазовые составы представляют концы равновесной рабочей линии. Нужно определить состав только одной фазы, т.к. состав другой фазы можно рассчитать по материальному балансу. Опыты, в которых исследуется единичный контакт, используются для определения диаграмм P-z (давление-состав), т.к. давление может быть изменено при постоянном общем составе путем изменения объема ячейки. Если опыт повторять при разных количествах растворителя, на тройной диаграмме получится траектория разбавления между растворителем и нефтью.

Множественный контакт

Эксперимент, в котором рассматривается множественный контакт, дублирует процесс, описанный в Разделе 7-3, в классификации смешивающегося процесса. В этом эксперименте (Рис.7-24) известные количества растворителя и нефти загружаются в прозрачную ячейку под давлением, как в опыте по определению единичного контакта, но после установления равновесия верхняя фаза сливается и смешивается во второй ячейке со свежей нефтью. Нижняя фаза в ячейке аналогичным образом смешивается со свежим растворителем. Верхняя фаза сливается таким образом неоднократно, чтобы воспроизвести дискретно смешивание, которое имело бы место при передних контактах зоны смешивания растворителя и нефти. Последующие смешивания с нижней фазой представляют собой обратные контакты. Все контакты осуществляются при постоянной температуре и давлении. Исходя из Рис.7-24 – эксперимент с множественными контактами для Рис.7-10, обогащение растворителя при передних контактах или

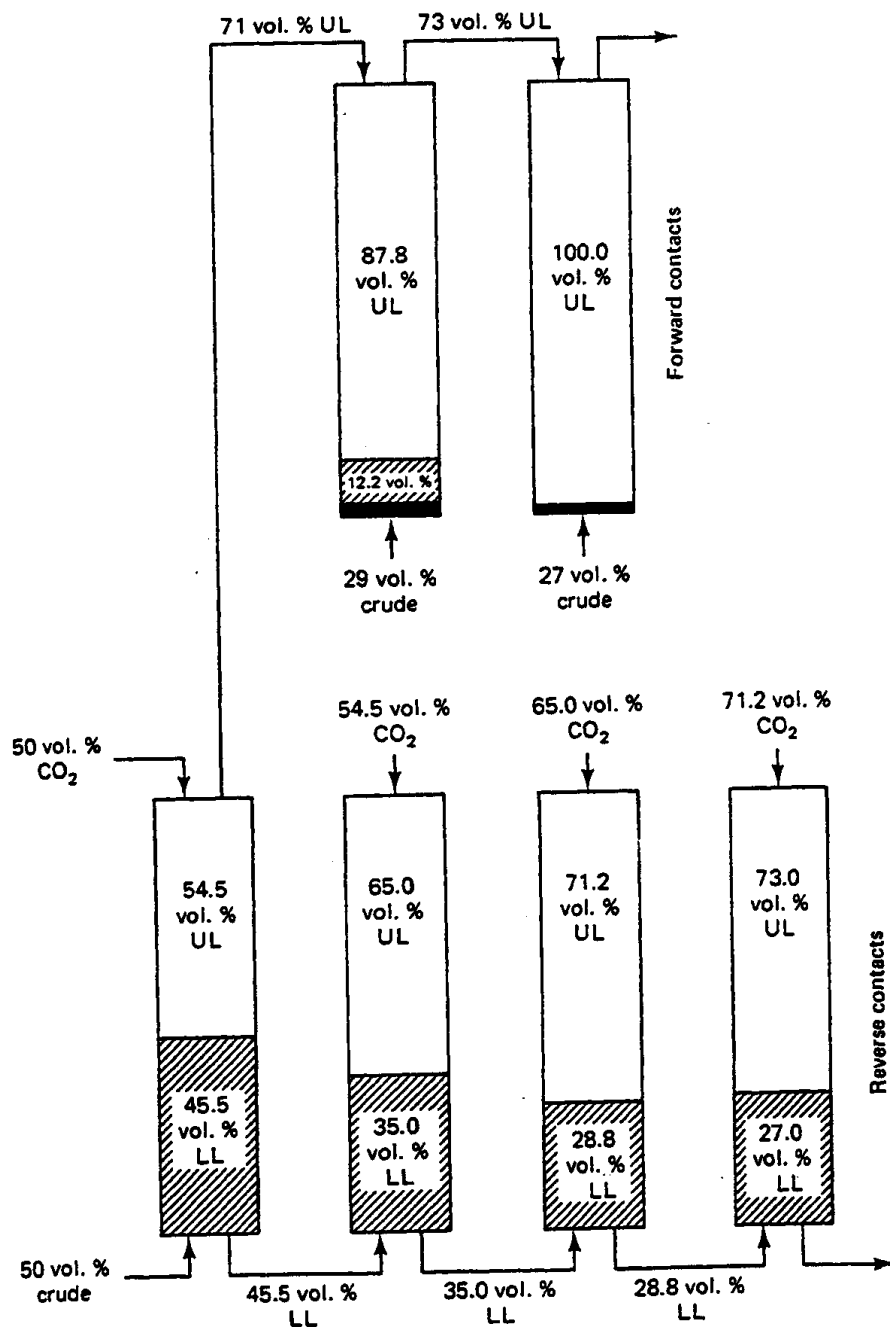


Рис.7-24 Опыт с множественными контактами при 105⁰ F (2,000 фунт. / кв. дюйм) (Гарднер и др., 1981)

обогащение нефти при обратных контактах может явиться причиной исчезновения одной из фаз. Это именно то, что прогнозируется аргументами, использованными в разделе классификации процесса: ячейка единой фазы при передних контактах означает режим испаряющегося газа; при обратных контактах - режим конденсирующего газа; и две или несколько фаз при всех контактах – несмешивающийся процесс. Если исходная ячейка представляет собой единую фазу при всех комбинациях растворителя и нефти, процесс является смешивающимся при первом контакте.

Опыт в какой-то степени зависит от начальной загрузки в первую ячейку, так что результаты являются не более, чем указанием классификации процесса. Если замерять фазовые составы на каждом этапе, на тройную диаграмму можно нанести бинадальную кривую и рабочие линии. Соответствие опытов с единичным и множественными контактами, как на Рис.7-10, подтверждает псевдокомпонентное изображение многокомпонентного равновесия.

В опытах как с единичным, так и с множественными контактами ставка делается на визуальные наблюдения, но при тщательном выборе исходных объемов эти опыты являются удобным способом определения полных данных тройного равновесия. Орт и Силва (1982) предложили метод измерения фазового поведения через непрерывный контакт.

Тонкая трубка

Связующими между вышеупомянутыми статическими измерениями и керновыми заводнениями являются эксперименты, проводимые на тонких трубках. Эти эксперименты представляют собой вытеснение нефти растворителями в отсутствие воды при постоянной температуре. Проницаемая среда состоит из шариков или несцементированного песка, набитого в трубки очень малого сечения и часто большой длины. Вытеснения проводятся при постоянном давлении на одном конце системы, и т.к. проницаемость среды велика, перепады давления незначительны. В Таблице 7-1 приведены характеристики некоторых из опытов на тонких трубках.

Особенностью экспериментов на тонких трубках, не принимаемой во внимание, является большое соотношение геометрических размеров (отношение длины к диаметру). Оно предназначено для подавления образования языков в результате разности вязкостей, т.к. большая длина означает, что во время вытеснения имеется достаточно времени, чтобы поперечная дисперсия подавила все возмущения потока. Небольшие возмущения длины волны не произойдут вовсе, т.к. диаметр трубки меньше критической длины волны (см. Раздел 6-8).

В таком случае, эксперимент на тонкой трубке предназначен для получения однозначно выраженного критерия эффективности растворителя в процессе вытеснения. Но в силу ярко выраженного искусственного характера проницаемой среды и экспериментальных условий (отсутствие воды), это не реальная эффективность. Лучше всего эти результаты рассматривать как критерий свойств фазового поведения в динамическом режиме.

Минимальное давление смешиваемости

Хотя в ходе эксперимента на тонкой трубке можно контролировать составы выходящего потока, до сих пор, безусловно, наиболее общей информации, получаемой в этих экспериментах, является минимальное давление смешиваемости. Так как, смешиваемость растворителя возрастает с увеличением давления, суммарная нефтеотдача должна также возрастать с увеличением давления. Это происходит в действительности, но существует давление, выше которого дополнительное увеличение давления влечет за собой лишь минимальное увеличение нефтеотдачи. Давление, при котором нефтеотдача выравнивается, является минимальным давлением смешиваемости или минимальным *динамическим* давлением смешиваемости. Минимальное давление смешиваемости иначе определяется как:

- Давление, при котором нефтеотдача при $t_D = 1.2$ порового объема закаченного CO_2 , равнялась или была очень близка к максимальной конечной нефтеотдаче, полученной в ряде опытов (Йеллиг и Меткалф, 1980)

Таблица 7-1 Характеристики экспериментов на тонких трубках (взято из Орр и др., 1982)

Автор(ы)*	Длина (метры)	Внутр. диаметр (см)	Геометрия	Набивка (меш)	Проницаемость ($\mu\text{ м}^2$)	Пористость (%)	Скорость (см/ч)	$\frac{K_r \phi}{uL}$
Рудерфорд (1962)	1.5	1.98	Вертикальная трубка	песок Оттава 50-70 меш	24	35	37	0.2
Ярборо и Смит (1970)	6.7	0.46	Плоская спираль	№16 AGS	2.74		66	11.9
Холм и Джозендаль (1974)	14.6 25.6	0.59		Кристаллический песок №60			3.81	109.1
Холм и Джозендаль (1982)	15.8	0.59	Спираль	Кристаллический песок №60	20	39	101-254	12.5 14.9
Хуанг и Трэчт (1974)	6.1	1.65			1.78	43	4.7	4.8
Йеллиг и Миткалф (1980)	12.2	0.64	Плоская спираль	песок 160-200 меш	2.5		5.2-10.2	33.4 58.1
Петерсон (1978)	17.1	0.64		песок 60-65 меш	19			
Ванг и Лок (1980)	18.0	0.62	Катушка спиральная	80-100 меш	13	35	381	12.3
Орр и Табер (1981)	12.2	0.64	Катушка спиральная	стеклянные шарики 170-200 меш	5.8	37	42	13.5
Гарднер, Орр и Паттель (1981)	6.1	0.46	Плоская спираль	стеклянные шарики 230-270 меш	1.4	37	32 64	15.0
Сигмунд и др. (1979)	17.9	0.78		140 меш	5	42		

* Ссылки см. в Орр и др.

- Давление, при котором нефтеотдача составляет 80% в момент прорыва CO_2 и 94% при газовом факторе 40 000 ст. куб. фут/баррелей в нормальных стандартных условиях на поверхности (Холм и Джозендаль, 1974)
- Давление, при котором нефтеотдача составляет 90% при $t_D = 1.2$ углеводородного порового объема закаченного CO_2 (Уильямс и др., 1980)

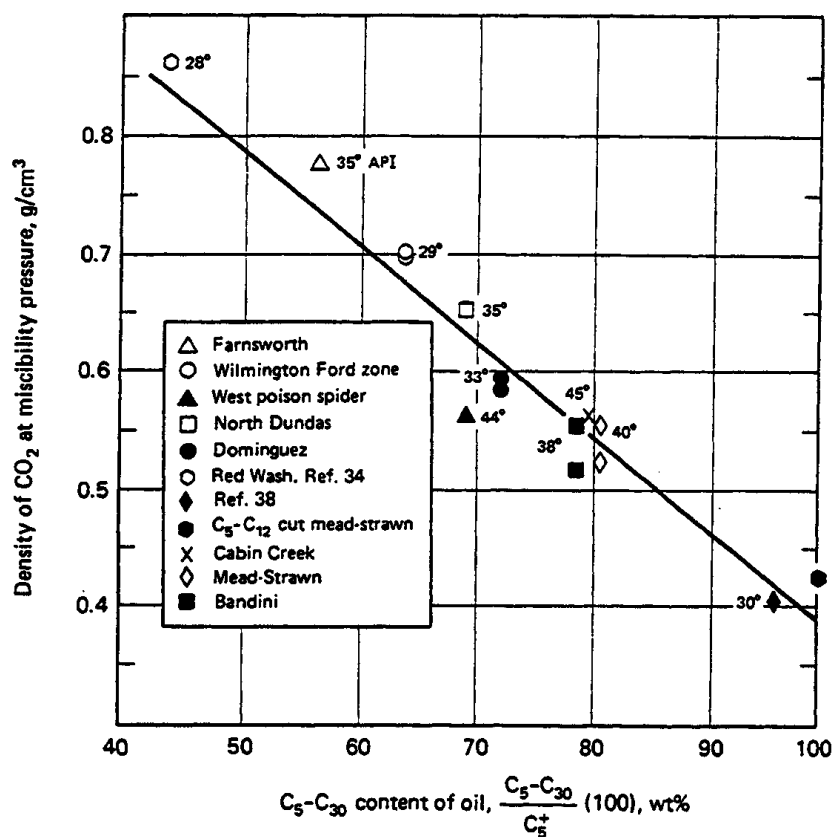
Другие (Перри, 1978; Йеллиг и Меткалф, 1980) подчеркивают качественный характер определения смешиваемости. Важность точного определения неизвестна; все определения показывают одинаковые тенденции при корреляциях.

Результаты экспериментов на тонких трубках дают минимальное давление, развивающее смешиваемость, необходимое для вытеснения. Таким образом, минимальное давление смешиваемости соответствует давлению, при котором критическая рабочая линия проходит через состав нефти. Это давление значительно меньше давления, требуемого для полной смешиваемости или смешиваемости, происходящей при первом контакте (сравните графики минимального давления смешиваемости с диаграммами P-z). Это начало положительного участка кривой на графике зависимости нефтеотдачи от давления: любое дополнительное увеличение давления не увеличивает нефтеотдачу, т.к. выше минимального давления смешиваемости вытеснение проявляет тенденцию к изменению от развитой смешиваемости к смешиваемости, происходящей при первом контакте. Эти наблюдения подтверждаются также и измерениями состава, при которых свойства фаз (вязкость, плотность и состав), добываемых при давлении ниже минимального давления смешиваемости, приближаются друг к другу по мере достижения минимального давления смешиваемости.

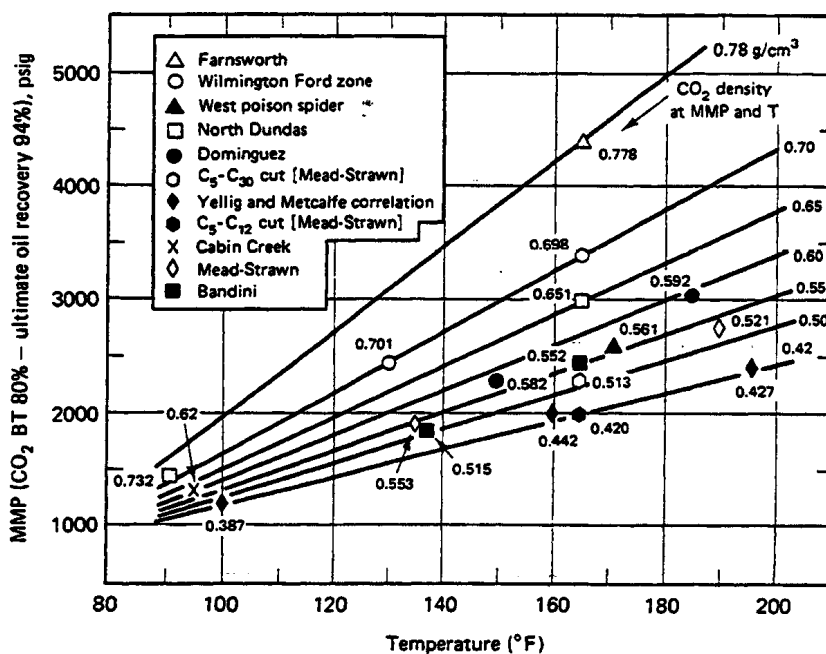
Минимальное давление смешиваемости CO_2 определяется по температуре, давлению, чистоте растворителя и молекулярной массе тяжелой фракции пластовой нефти. Как правило, минимальное давление смешиваемости возрастает с увеличением температуры и молекулярной массой тяжелой фракции. Холм и Джозендаль (1974 и 1982) отмечают, что развитие смешиваемости растворителей на основе CO_2 является результатом экстрагирования углеводородных компонентов в фазу, насыщенную CO_2 . Поэтому, при заданной температуре и составе нефти к растворителю должно быть приложено достаточно большое сжатие, чтобы способствовать его растворяющей способности по отношению к нефти. Эту растворяющую способность выявляет плотность CO_2 при температуре испытания. На Рис.7-25(а) показано плотность CO_2 , требуемая для развития смешиваемости при заданной температуре при процентном содержании $\text{C}_5\text{-C}_{30}$ фракции нефти C_5^+ . Плотность CO_2 может быть связана с минимальным давлением смешиваемости посредством Рис.7-4 или 7-25(б). На минимальное давление смешиваемости CO_2 влияет тип углеводородов (углеводороды ароматического или парафинового ряда), присутствующих в нефти, но в меньшей степени, чем температура и плотность CO_2 (Монгер, 1985).

В нескольких работах дается определение минимального давления смешиваемости для CO_2 , содержащего примеси. На Рис.7-26 показаны результаты воздействия N_2 , H_2S и смесей $\text{H}_2\text{S-CH}_4$ на минимальное давление смешиваемости CO_2 . Метан и особенно азот увеличивают минимальное давление смешиваемости CO_2 , тогда как H_2S уменьшает его. Увеличивают ли примеси или уменьшают минимальное давление смешиваемости зависит от того, была ли увеличена растворяющая способность растворителя. Растворяющая способность улучшается (минимальное давление смешиваемости уменьшается), если CO_2 разбавляется примесью, критическая температура которого больше критической температуры CO_2 . Растворяющая способность ухудшается (минимальное давление смешиваемости возрастает), если CO_2 разбавляется примесью, имеющей критическую температуру меньше критической температуры CO_2 . Сравните тенденции, показанные на Рис.7-26 с критическими температурами, представленными на Рис.7-2.

Упомянутая выше идея относительно растворяющей способности может использоваться для оценки минимального давления смешиваемости CO_2 , содержащего примеси. Себастьян и др. (1984) скоррелировал минимальное давление смешиваемости разбавленного CO_2 следующим образом:

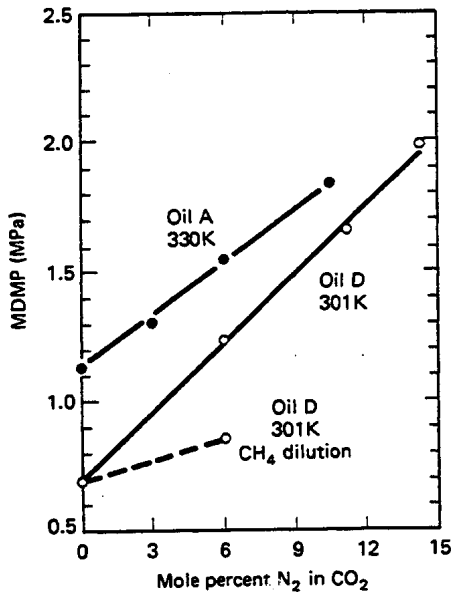


(a) Растворяющая способность CO₂

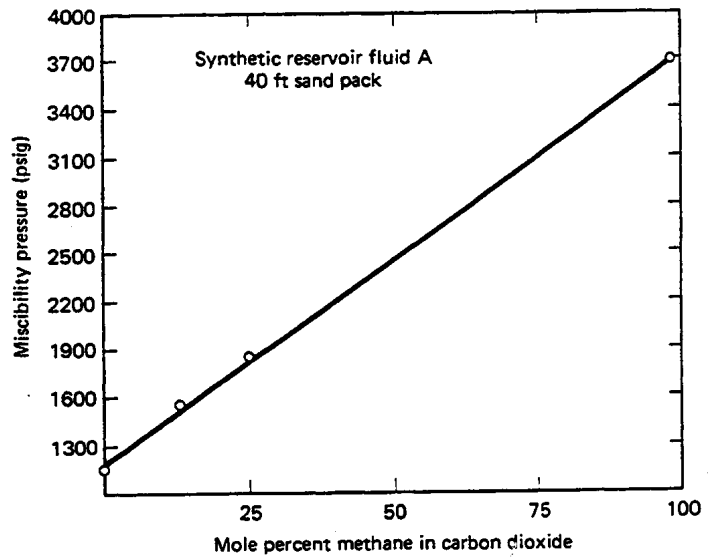


(b) Минимальное давление смешиваемости при данной растворяющей способности

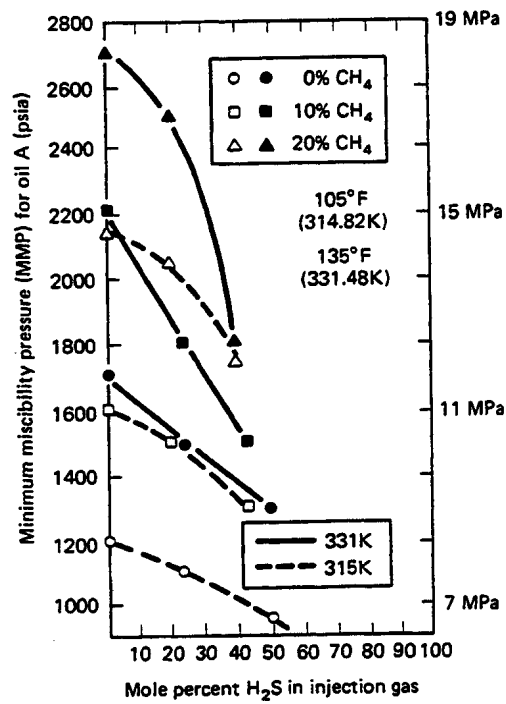
Рис.7-25 Плотность CO₂, требуемая для смешивающегося вытеснения различных нефтей при 90⁰ – 190⁰ F (Холм и Джозендаль, 1982)



a) N_2 и CH_4



(b) CH_4



(c) H_2S и CH_4

Рис.7-26 Влияние примесей на минимальное давление смешиваемости CO_2 (Джонсон и Поллин, 1981; Уайтхед и др., 1980; и Меткалф, 1981)

$$\frac{P_{MM}}{(P_{MM})_{CO_2}} = 1.0 - (2.13 \cdot 10^{-2})(T_{PC} - T_C) + (2.5 \cdot 10^{-4})(T_{PC} - T_C)^2 - (2.35 \cdot 10^{-7})(T_{PC} - T_C)^3 \quad (7.5-1)$$

где $T_{pc} = \sum_i T_{ci} y_i$ - псевдокритическая температура смеси, y_i - мольная доля вещества i в растворителе. Знаменатель в левой части уравнения (7.5-1) можно рассчитать по уравнению 7-25. (Другие корреляции см. у Джонсона и Поллина, 1981.) Ни одна из корреляций минимального давления смешиваемости не является особенно точной; ошибки порядка 0.34 МПа (50 фунтов / кв. дюйм) – обычное явление.

Корреляции минимального обогащения

Для процесса, в котором участвует сухой газ, результаты экспериментов на тонких трубках дадут оценку количества средних фракций, которое должно быть добавлено, чтобы развилась смешиваемость в режиме вытеснения конденсирующим газом. Такие эксперименты предшествовали экспериментам по определению минимального давления смешиваемости (Бенгам и др., 1961). Кривая нефтеотдачи в эти опытах состояла бы из нескольких кривых, каждая из которых была получена при закачке растворителя, несколько более обогащенного средними фракциями по сравнению с предыдущим, но при постоянном давлении закачки. Когда состав растворителя совпадал с продлением рабочей линии (за счет обратных контактов), нефтеотдача прекращала возрастать при дальнейшем обогащении растворителя средними фракциями.

На Рис.7-27 приведен один из 12 графиков Бенгама и др. (1961), который показывает максимальную допустимую концентрацию метана в растворителе (сжиженного нефтяного газа), которая приводит к развитию смешиваемости с рассматриваемой нефтью. Эти авторы коррелировали максимальное разбавление (или минимальное обогащение) с температурой, давлением, молекулярной массой среднего компонента в растворителе и молекулярную массу фракции C_5^+ в нефти.

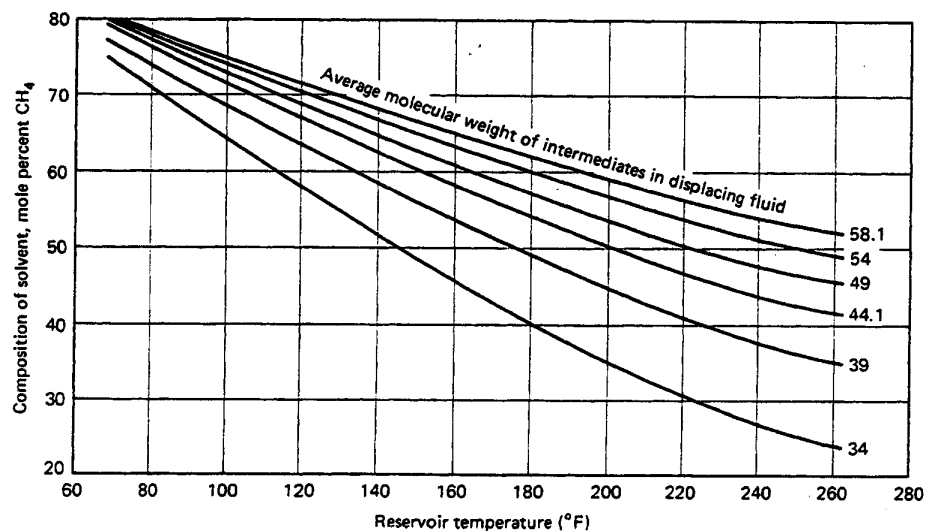


Рис.7-27 Максимальное разбавление метаном растворителя (сжиженного нефтяного газа) для развития смешиваемости при давлении 2,500 фунт./кв. дюйм (абсолют.) и пластовой жидкости, у которой молекулярная масса компонента C_5^+ составляет 240 (Бенгам и др., 1961)

Минимальное разбавление увеличивается с уменьшением молекулярной массы C_5^+ , давления и температуры, и оно увеличивается с увеличением молекулярной массы среднего компонента.

Направление каждой из этих кривых следует из динамики развития фазового поведения и положения нефти и растворителя на тройной диаграмме. И каждая может быть количественно определена на истинных тройных диаграммах с точными термодинамическими свойствами. Но псевдокомпонентное изображение более трех компонентов на тройной диаграмме не является точным, и это приводит к некоторому затруднению при количественном прогнозировании как минимального разбавления, так и минимального давления смешиваемости у фактических систем.

7-6 Дисперсия и процесс вытеснения с применением оторочек

В последующих разделах мы подробно рассмотрим как ведет себя смешивающийся растворитель в процессе вытеснения нефти. Вы должны помнить о том, что поведение растворителя, проявляющего смешиваемость при первом контакте, и развивающего смешиваемость, во многом похоже.

Траектории разбавления

Концентрация компонентов i в вытеснении, смешивающемся при первом контакте, определяется из уравнения (5.5-15):

$$C_i = C_U + \frac{(C_{iJ} - C_{iI})}{2} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x_D - t_D}{2 \sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right) \right] \quad (7.6-1)$$

Чтобы это уравнение было обосновано, не должно быть образования языков в результате разности вязкостей, плотностей и не должно происходить образование слоев; отсюда, оно ограничивается заводнениями, проводимыми при постоянной вязкости и плотности в одномерной среде. В уравнении (7.6-1) x_D - это безразмерная длина, t_D - безразмерное время в долях единиц порового объема, N_{Pe} - число Пекле, а подстрочные индексы I и J относятся к исходным условиям и условиям закачки, соответственно.

Если мы примем, что i относится к легким, средним и тяжелым псевдокомпонентам, о которых упоминалось в Разделе 7-3, мы можем легко показать, исходя из уравнения (7.6-1), что траектории разбавления представляют собой прямые линии на псевдотройной диаграмме. Исключение члена в скобках из трех уравнений дает:

$$\frac{C_1 - C_{1I}}{C_{1J} - C_{1I}} = \frac{C_2 - C_{2I}}{C_{2J} - C_{2I}} = \frac{C_3 - C_{3I}}{C_{3J} - C_{3I}} \quad (7.6-2)$$

C_i в уравнении (7.6-2) лежит на прямой линии в композиционном пространстве; следовательно, траектория разбавления, описываемая в Разделе 7-3, является линейной.

Наложение

Растворители, как правило, дорогостоящи, чтобы их закачивать непрерывно. Поэтому обычно в процессе вытеснения используется какое-то количество или оторочка растворителя, за которой следует менее дорогостоящая продавочная жидкость. Концентрация оторочки следует из уравнения (7.6-1) и принципа *наложения*. Этот принцип применим к линейным дифференциальным уравнениям с частными производными, для которых уравнение (7.6-1) является приближенным решением. В сущности, мы можем вывести реагирование концентрации на бесконечное число ступенчатых изменений начальной концентрации примеси (см. Пример 7С), но мы ограничим обсуждение здесь случаем, когда применяется оторочка одного растворителя, вытесняемая продавочной жидкостью.

Пусть I, J и K обозначают концентрации компонентов i в исходной жидкости, оторочке и продавочной жидкости соответственно. Наложение формулирует, что суммирование отдельных уравнений до линейного дифференциального уравнения также является решением к этому уравнению. На практике это представляется довольно простым делом, но мы должны проявить осторожность при выборе граничных условий отдельных решений, чтобы получить правильное комплексное решение. На Рис.7-28 показаны начальные или наложенные граничные условия задачи с одним фронтом (Рис.7-28b) и начальные или наложенные граничные условия комплексного решения (Рис. 7-28c).

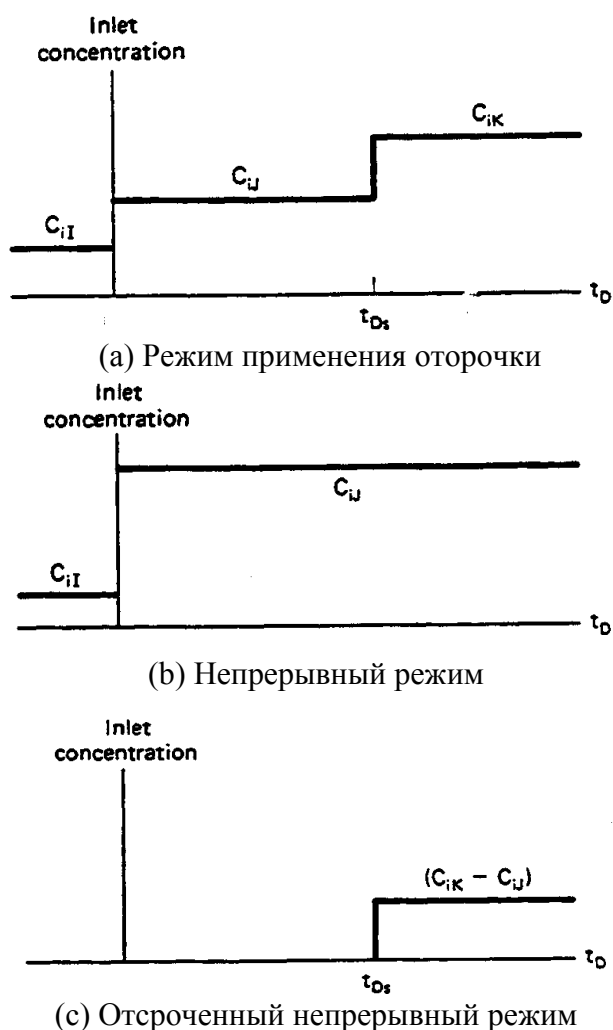


Рис.7-28 Схематическое изображение начальных граничных условий для оторочек

Комплексное решение дает $C_i(x_D, t_D)$ для наложенных условий, показанных на Рис.7-28(a), просто сумму решений к условиям на Рис.7-28(b) и 7-28(c), соответственно. Решением к наложенным условиям на Рис.7-28(b) является уравнение (7.6-1), а решением наложенных условий на Рис.7-28(c) является следующее уравнение:

$$C_i = \frac{C_{iK} - C_{iJ}}{2} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{x_D - (t_D - t_{Ds})}{2\sqrt{\frac{(t_D - t_{Ds})}{N_{Pe}}}} \right) \right] \quad (7.6-3)$$

Путем наложения $C_i(x_D, t_D)$ для начального условия на Рис.7-28(a) получаем сумму уравнений (7.6-1) и (7.6-3)

$$C_i = \frac{C_{iJ} + C_{iK}}{2} + \left(\frac{C_{iI} - C_{iJ}}{2} \right) \operatorname{erf} \left(\frac{x_D - t_D}{2\sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right) + \left(\frac{C_{iJ} + C_{iK}}{2} \right) \operatorname{erf} \left(\frac{x_D - (t_D - t_{Ds})}{2\sqrt{\frac{t_D - t_{Ds}}{N_{Pe}}}} \right), t_D > t_{Ds} \quad (7.6-4)$$

Уравнение (7.6-4) имеет силу при любой величине закачиваемой концентрации.

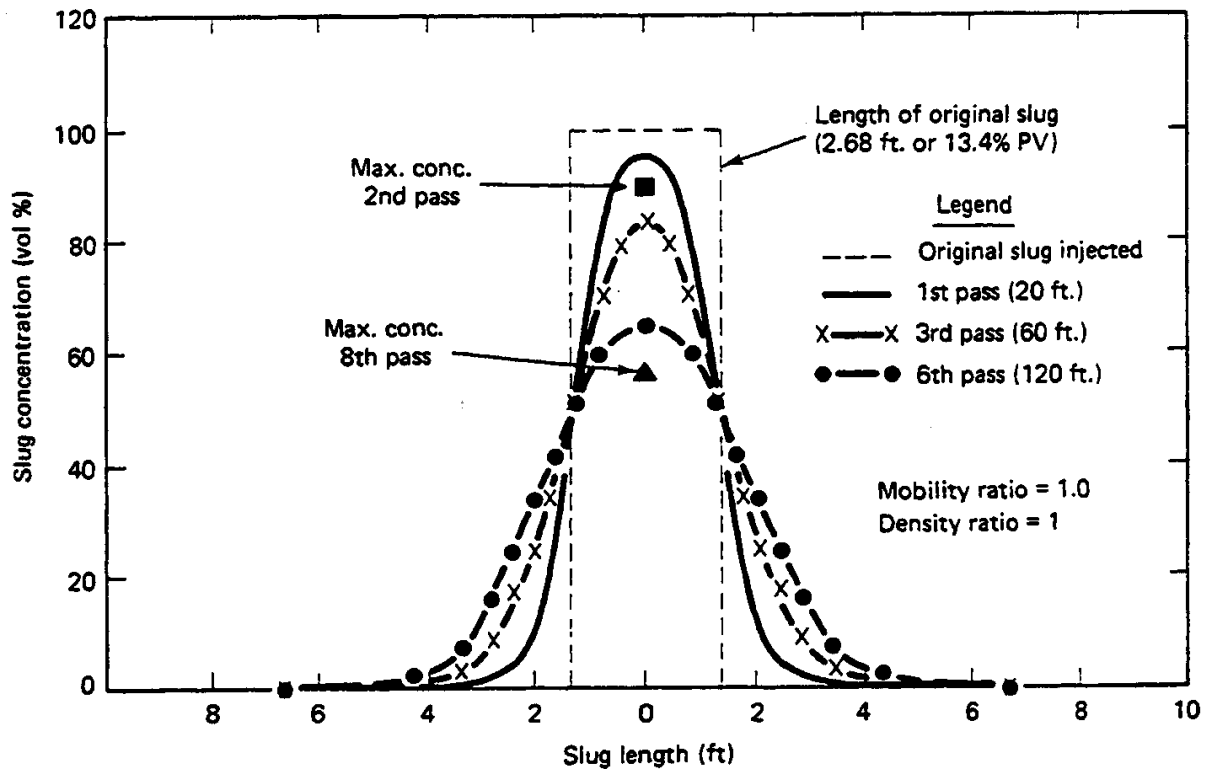
Часто нас интересует концентрация растворителя в середине между $x_D = t_D$ и $x_D = t_D - t_{Ds}$. Решение уравнения (7.6-4) при $x_D = t_D - t_{Ds} / 2$ дает концентрацию \bar{C}_i в этой средней точке.

$$\bar{C}_i = \frac{C_{iJ} + C_{iK}}{2} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{t_{Ds}}{4\sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right) \right] + C_{iJ} \operatorname{erf} \left(\frac{t_{Ds}}{4\sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right) \quad (7.6-5)$$

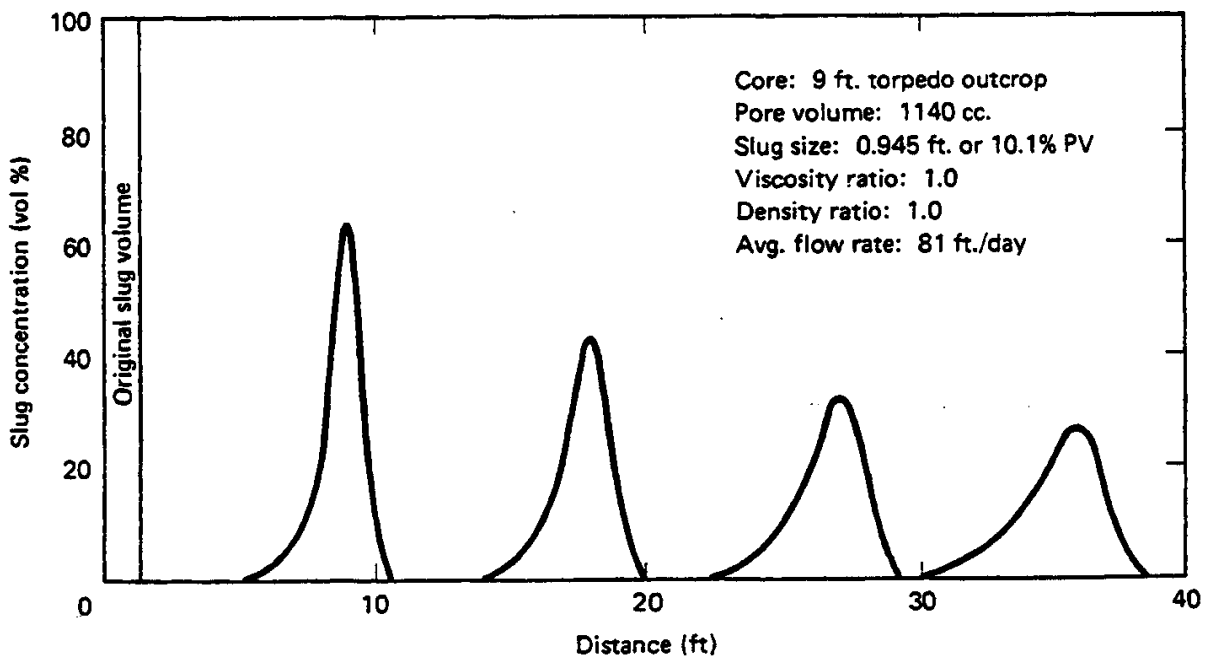
Это уравнение имеет силу только при относительно небольших значениях t_{Ds} , в тех случаях, когда разница между квадратными корнями t_{Ds} и $t_D - t_{Ds}$ в знаменателе аргумента функции ошибок невелика. Если $C_{iJ} > C_{iI}$ и $C_{iJ} > C_{iK}$, концентрация в средней точке обычно называется *максимальной (пиковой)* концентрацией. При $C_{iI} = C_{iK} = 0$ пиковая концентрация падает с увеличением времени в соответствии с

$$\bar{C}_i = C_{iJ} \operatorname{erf} \left(\frac{t_{Ds}}{4\sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right) \quad (7.6-6)$$

Функция ошибок может быть заменена ее аргументом при небольших значениях аргумента. В этом случае пиковая концентрация уменьшается обратно пропорционально квадратному корню времени. Т.к. $x_D = t_D - t_{Ds} / 2$ при пиковой концентрации, она равна \bar{C}_i , уменьшающейся пропорционально обратной величине квадратного корня пройденного расстояния.



(a) Профили концентрации оторочки, приведенные к концентрации оторочки в средней точке



(b) Slug concentration profiles at various times

(b) Профили концентрации оторочки в разное время

Рис.7-29 Профили концентрации смешивающейся оторочки в процессах вытеснения с соответствующей вязкостью и плотностью (Кох и Слобод, 1956)

Снижение пиковой концентрации ниже C_{iJ} является следствием фронта наложения и задних зон смешивания. На Рис.7-29 показаны экспериментальные профили концентрации, полученные в процессе вытеснения нефти смешивающейся оторочкой при разных расходах. На Рис.7-29(a) представлены профили концентрации, приведенные к положению в средней точке $x_D = t_D - t_{Ds} / 2$ на горизонтальной оси. Площади под всеми кривыми одинаковы (материальный баланс сохраняется), но пиковая концентрация снижается по мере того, как число проходов (пройденное расстояние) возрастает. Неприведенные профили на Рис.7-29(b) показывают, что пиковая концентрация уменьшается приблизительно с величиной, обратной квадратному корню t_D в экспериментальных заводнениях.

Концентрации в средней точке также дают прямую линию на псевдотройной диаграмме, т.к. аргументы функции ошибок в уравнении (7.6-5) можно исключить, получив:

$$\frac{\bar{C}_1 - \frac{C_{1K} + C_{1I}}{2}}{C_{1J} - \frac{C_{1K} + C_{1I}}{2}} = \frac{\bar{C}_2 - \frac{C_{2K} + C_{2I}}{2}}{C_{2J} - \frac{C_{2K} + C_{2I}}{2}} = \frac{\bar{C}_3 - \frac{C_{3K} + C_{3I}}{2}}{C_{3J} - \frac{C_{3K} + C_{3I}}{2}} \quad (7.6-7)$$

Это уравнение свидетельствует о том, что с увеличением времени концентрация в средней точке дает прямую между закачанной концентрацией оторочки C_{iJ} и средней концентрацией жидкостей впереди и позади оторочки.

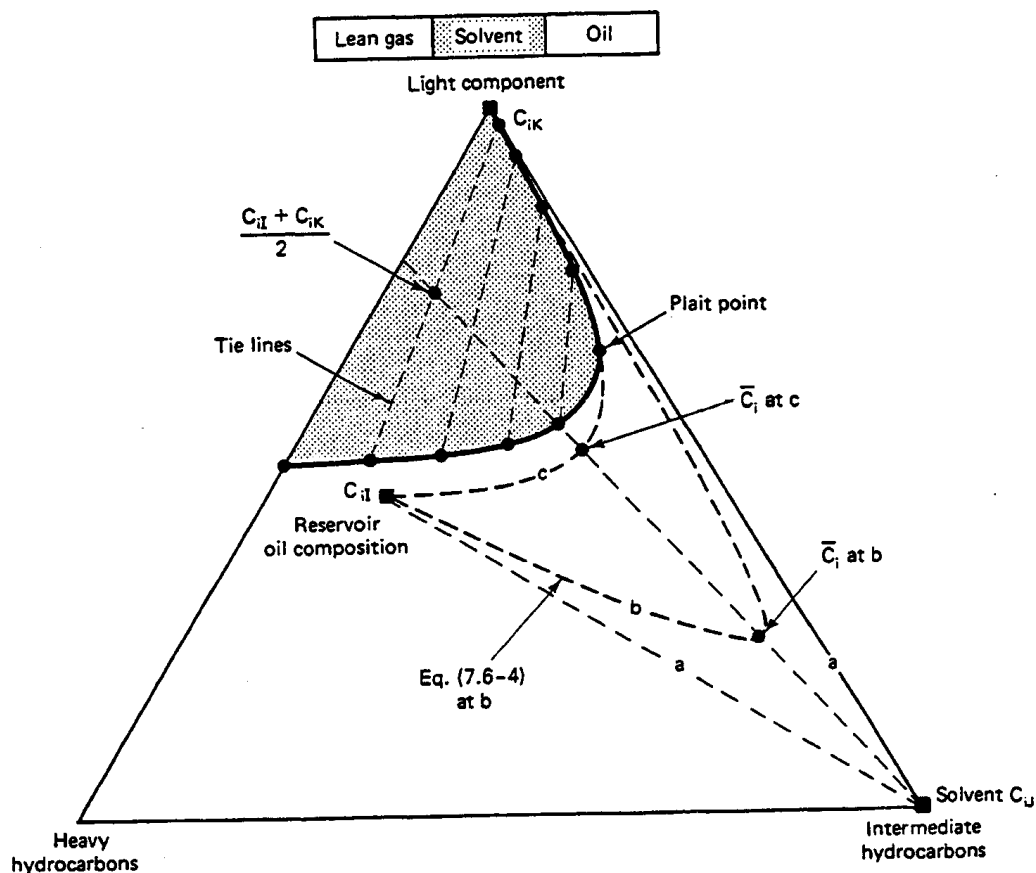


Рис.7-30 Разбавление оторочки растворителя за счет смешивания (Сталкап, 1983)

На Рис.7-30 показаны концентрации в средней точке в последовательные моменты времени a, b и c, как траектории разбавления, которые даются уравнением (7.6-4). Траектории разбавления становятся прямолинейными отрезками от C_{iJ} до \bar{C}_i и затем от \bar{C}_i до C_{iK} при небольших значениях t_{Ds} . Эти соображения имеют силу только до тех пор, пока вся траектория разбавления остается в однофазной области диаграммы. Необязательно \bar{C}_i должно попасть в двухфазную область, чтобы вытеснение перестало быть смешивающимся при первом контакте (см. Пример 7E).

7-7 Двухфазный поток в процессах вытеснения нефти растворителями

Наличие двух или нескольких фаз в процессах вытеснения нефти растворителями – явление весьма распространенное. Когда это происходит, теория дисперсии, рассматриваемая в Разделе 7-6, не применяется. Но общие выводы относительно таких вытеснений все же возможны, исходя из теории когерентной или простой волны, впервые рассмотренной в Разделе 5-6. В этой теории не учитываются диссипативные эффекты любого вида; поэтому в последующем обсуждении мы опускаем дисперсию и ограничиваемся центрированными простыми волнами (см. определения в Разделе 5-4).

Рассмотрим два случая двухфазного потока в смешивающихся вытеснениях: (1) вытеснение нефти растворителями в отсутствие водной фазы и (2) вытеснения, смешивающиеся при первом же контакте, в присутствии водной фазы. В обоих случаях вытеснение жидкости происходит в одномерной проницаемой среде при постоянной температуре и несжимаемых жидких и твердых фазах.

Вытеснение нефти растворителями в отсутствие водной фазы

В этом разделе мы даем теоретическую базу для классификаций, приведенных в Разделе 7-3. Рассмотрим трехкомпонентную систему, состоящую из средней углеводородной фракции ($i = 2$), легкой углеводородной фракции ($i = 3$) и тяжелой углеводородной фракции, которая может образовывать не более двух фаз при постоянной температуре и давлении. Как мы уже обсуждали в Разделе 4-3, суммарные концентрации C_i , фазовые концентрации C_{ij} и насыщенности S_j ($j = 2$ или 3) можно удобно изобразить на тройных диаграммах.

Для этой задачи имеет значение топология в двухфазной области. На Рис.7-31 представлена тройная диаграмма с двухфазной областью, преувеличенно расширенной для того, чтобы выделить определенные ориентиры. В пределах двухфазной области имеется семейство кривых качества, которые не пересекаются, и сходятся в точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей. Бинодальная кривая сама по себе является линией качества. Имеются также линии, обозначающие остаточные насыщенности двух фаз. Эти линии, как правило, не совпадают с линиями качества, т.к. остаточные насыщенности должны уменьшаться по мере приближения к точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей (см. Раздел 3-4). Это уменьшение происходит потому, что межфазное натяжение между двумя фазами должно исчезнуть в точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей. Вдоль каждой рабочей линии существует кривая, связывающая движение одной из фаз с ее насыщенностью. Три из этих кривых вдоль рабочих линий $A - A'$, $B - B'$ и $C - C'$ находятся в верхней левой вставке к Рис.7-31. Форма кривых движения отдельных фаз в многофазовом потоке не определяется одним только фазовым поведением, но кривые становятся прямее (смешиваемость возрастает), когда меньше остаточных фаз вдоль рабочих линий около точки полного смешения частично смешивающихся жидкостей. Т.к. фазовые составы постоянны вдоль рабочих линий, C_{ij} , S_j и f_j могут быть преобразованы в концентрацию отдельной фазы и

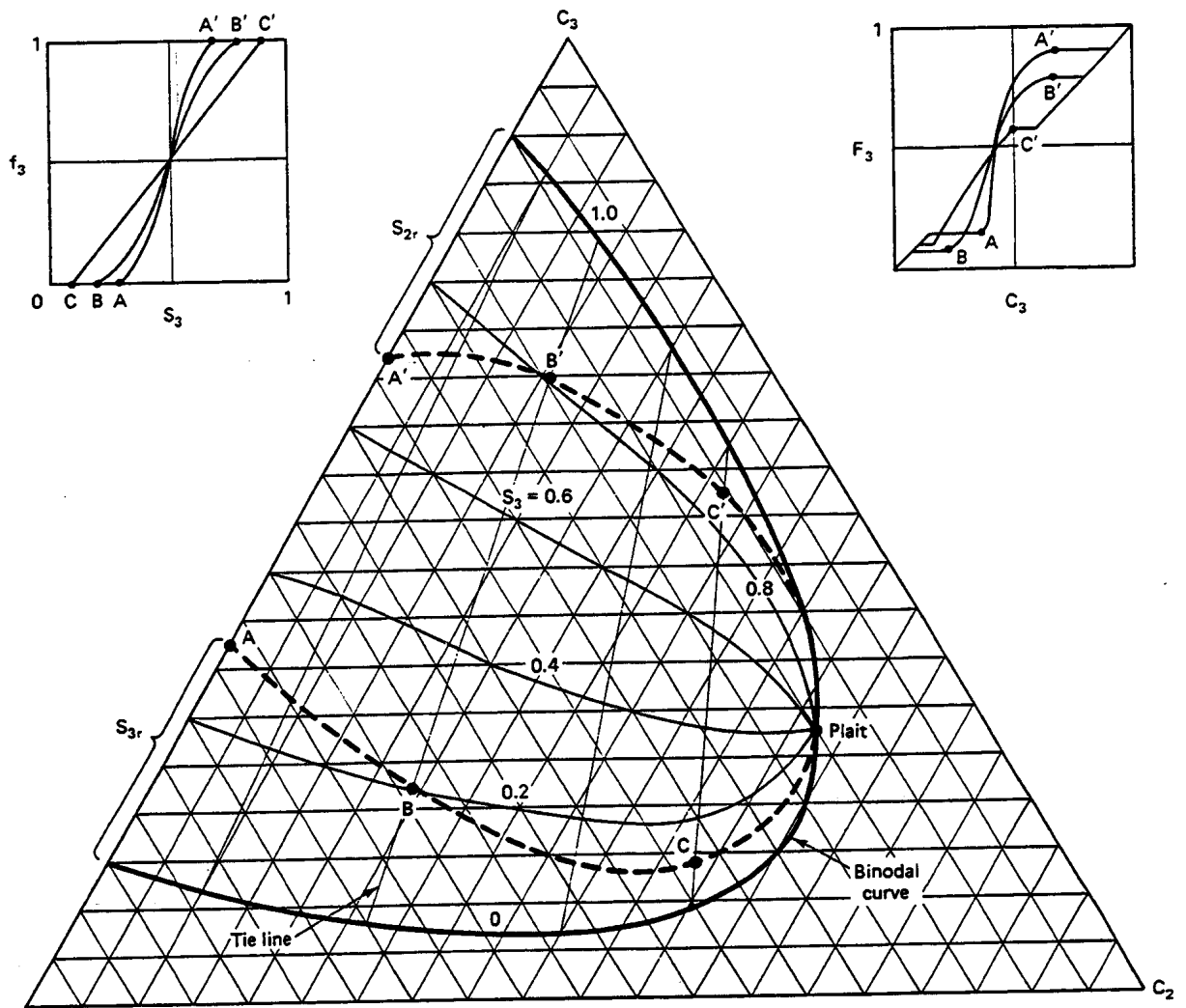


Рис.7-31 Ориентиры на тройной диаграмме, показывающей двухфазную область

суммарную концентрацию с помощью уравнений (5.4-3). Правая верхняя вставка Рис.7-31 показывает $F_3 - C_3$ вдоль трех рабочих линий.

Эта тройная система имеет только два независимых компонента, произвольно обозначенных C_2 и C_3 . Условие когерентности (уравнения 5.4-5 и 5.6-14) для этого случая принимают вид

$$v_{C_2} = \frac{dF_2}{dC_2} = \frac{dF_3}{dC_3} = v_{C_3} \quad (7.7-1)$$

Применяя условие $f_2 + f_3 = 1$ и определения для суммарного потока и концентрации (уравнения 5.4-3а и 5.4-3с), мы можем переписать уравнение (7.7-1) (Гелфферих, 1982) как:

$$v_{C_2} = \frac{f_2(dC_{22} - dC_{23}) + dC_{23} + (C_{22} - C_{23})df_2}{S_2(dC_{22} - dC_{23}) + dC_{23} + (C_{22} - C_{23})dS_2} \quad (7.7-2)$$

Кривая в тройном композиционном пространстве, по которому следует вытеснение (путь следования состава), довольно сложная, но определенные сегменты (траектории состава) без труда прослеживаются из уравнения (7.7-2).

1. Единичные траектории скорости. Они встречаются в любом направлении в однофазной области (все направления когерентные) или вдоль бинодальной кривой. В обоих случаях $f_2 = S_2 = 1$ или $f_3 = S_3 = 1$, в зависимости от стороны точки полного смешения частично смешивающихся жидкостей, и композиционная скорость равна

$$v_{C_2} = v_{C_3} = 1 \quad (7.7-3)$$

Уравнение (7.7-3) дает тот же результат, что и уравнение (5.4-7).

В двухфазной области имеется *равноскоростная* траектория, где $f_2 = S_2$. Эта траектория является пересечением прямой линии, проходящей через $f_2 = S_2 = 0$ и $f_2 = S_2 = 1$, и семейства кривых изменения доли фазы в многофазном потоке (Рис.7-31). Она стремится к точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей, но, как правило, не совпадает с линией качества.

2. Траектории рабочих линий. На рабочих линиях в двухфазной области $dC_{ij} = 0$. Это также удовлетворяет условиям уравнения (7.7-2) На этих траекториях скорости концентрирования равны

$$v_{C_i} = \frac{df_2}{dS_2}, i = 2,3 \quad (7.7-4)$$

Уравнение (7.7-4) то же самое, что и скорость насыщения в теории Баклея-Левретта (уравнение 5.2-10).

Два других типа траекторий выводятся не так легко. Оба следуют из интегрирования кривой траектории состава

$$\frac{dC_2}{dC_3} = \frac{v_{\bar{C}} - F_{22}}{F_{23}} \quad (7.7-5a)$$

где композиционная скорость равна

$$v_{\bar{C}} = \frac{1}{2} \left\{ (F_{22} + F_{33}) \pm [(F_{33} - F_{22})^2 + 4F_{23}F_{33}]^{1/2} \right\} \quad (7.7-5b)$$

и

$$F_{22} = \left(\frac{\partial F_2}{\partial C_2} \right)_{C_3}$$

и т.д.

3. Особые кривые. Вдоль этих кривых скорости быстрой и медленной траекторий равны. Кривые следуют из установки дискриминанта уравнения (7.7-5b) на нуль. Особые кривые являются траекториями состава, т.к. они могут образовываться из уравнения (7.7-5a) до тех пор, пока $F_{23} \neq 0$.
4. Траектории нерабочих линий. В двухфазной области существуют также траектории состава, путь которых не столь очевиден из вышеприведенных уравнений. Рис.7-32 показывает каждую из этих траекторий.

Если рабочие линии простираются до общей точки, скорость концентрирования вдоль траекторий нерабочих линий постоянна (Сир и Занотти, 1985). Фазовые равновесия теперь представлены уравнением (4.4-27b), которое мы повторяем для этого частного случая

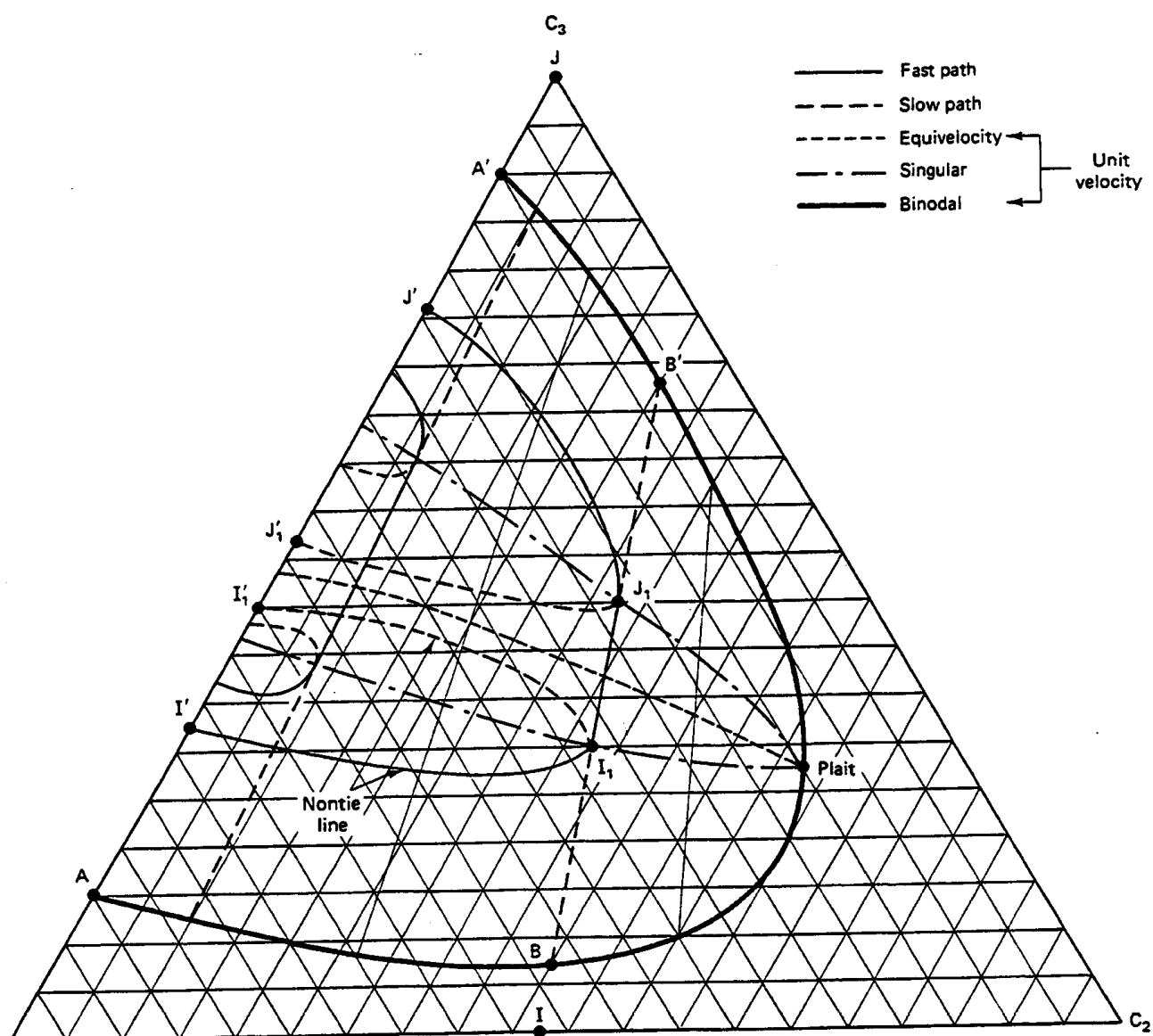


Рис.7-32 Траектория состава в двухфазной области на тройной диаграмме

$$C_{3j} - C_3^0 = \eta(C_{2j} - C_2^0), j = 2 \text{ or } 3 \quad (7.7-6)$$

Конкретная рабочая линия представлена частным значением η . Если мы введем определения суммарного потока и концентрации в когерентное условие уравнения (7.7-1), мы получим

$$\frac{dF_2}{dC_2} = \frac{d(C_{22}f_2 + C_{23}f_3)}{d(C_{22}S_2 + C_{23}S_3)} = \frac{d(C_{32}f_2 + C_{33}f_3)}{d(C_{32}S_2 + C_{33}S_3)} = \frac{dF_3}{dC_3} \quad (7.7-7)$$

Мы можем подставить уравнение (7.7-6) в третий член, чтобы получить после некоторого преобразования и отождествления

$$\frac{dF_2}{dC_2} = \frac{d\eta(F_2 - C_2^0) + \eta dF_2}{d\eta(C_2 - C_2^0) + \eta dC_2} \quad (7.7-8)$$

Наша задача – найти комбинацию переменных, которая делает это уравнение тождеством.

Мы сразу же видим, что равноскоростные траектории и траектории рабочих линий получаются из уравнения (7.7-8), при условиях $F_2 = C_2^0 = C_2$ и $d\eta = 0$ несомненно удовлетворяют условию уравнения. Но существование обеих траекторий является более общим случаем, чем этот, т.к. это следует из уравнения (7.7-2).

Траектории нерабочих линий определяются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} dF_2 &= d\eta(F_2 - C_2^0) + \eta dF_2 \\ dC_2 &= d\eta(C_2 - C_2^0) + \eta dC_2 \end{aligned} \quad (7.7-9)$$

Исключение η в этих двух уравнениях дает обычное дифференциальное уравнение, связывающее F_2 и C_2 вдоль траектории нерабочей линии

$$\frac{dF_2}{dC_2} = \frac{F_2 - C_2^0}{C_2 - C_2^0} \quad (7.7-10)$$

Интегрирование этого уравнения дает линейную зависимость между F_2 и C_2

$$F_2 - C_2^0 = I_c(C - C_2^0) \quad (7.7-11a)$$

где I_c - постоянная интегрирования, независимая ни от F_2 , ни от C_2 . Сразу же из уравнений (7.7-11a) и (7.7-1) следует, что скорость вдоль траектории нерабочей линии постоянна, и что эта постоянная скорость является по существу постоянной интегрирования. Сама траектория дается линейной зависимостью

$$F_i - C_i^0 = v_c(C_i - C_i^0), i = 1, 2 \quad (7.7-11b)$$

Т.к. вышеприведенные выводы применимы к любым независимым группам, мы опускаем подстрочный индекс на v_c .

Как показывает Рис.7-32, вся двухфазная область охвачена сетью траекторий нерабочих линий, вдоль каждой из которых скорость постоянна. Некоторые из этих траекторий пересекают траектории рабочих линий, но другие непрерывно сливаются с ней в точке, где скорость вдоль обеих траекторий равна. Кривая, определяющая геометрическое место этих точек пересечения дается из уравнений (7.7-4) и (7.7-11b) как:

$$\left(\frac{dF_2}{dC_2}\right)_{\text{tieline}} = \left(\frac{F_2 - C_2^0}{C_2 - C_2^0}\right)_{\text{nontieline}} \quad (7.7-12)$$

Эта кривая является особой кривой, рассмотренной выше, где дискриминант уравнения (7.7-5b) стремится к нулю.

На Рис.7-33 показаны две кривые движения отдельных фаз в многофазовом потоке, идущие от точек J к I вдоль линий $A-A'$ и $B-B'$. Они были выбраны потому, что они находятся на рабочих линиях, которые простираются до точек J и I , соответственно. Кривые состоят из трех сегментов: единичного угла наклона, соответствующего однофазным областям на Рис.7-32, горизонтальных участков, соответствующих однофазному потоку в присутствии другой остаточной фазы, и искривленной части, соответствующей двухфазному потоку. Кривая с более сжатой искривленной частью соответствует рабочей линии, ближайшей к точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей.

Кроме того, на Рис.7-33 показано построение особой точки по уравнению (7.7-12). Т.к. угол наклона траектории рабочей линии представляет собой когерентную скорость,

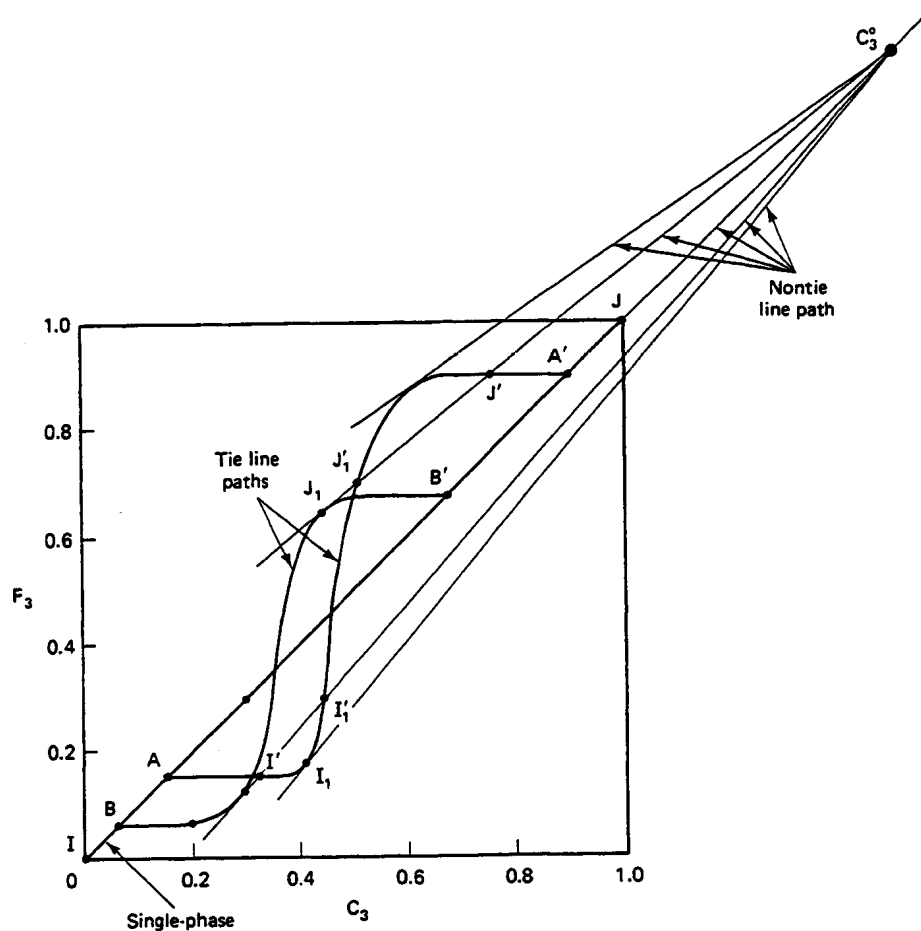


Рис.7-33 Кривые движения отдельных фаз в многофазовом потоке для Рис.7-32

траектории рабочих линий медленные за пределами пересечений особых точек и быстрые внутри этих пересечений. Понимание того, как данная траектория рабочей линии может быть одновременно быстрой и медленной, имеет большое значение для того, что следует.

Вы должны сравнить вышеприведенные построения с построениями, приведенными на Рис.5-12(d). Как раз потому, что на Рис.5-12 существует разнообразие возможностей из-за разнообразия форм движения отдельных фаз в многофазовом потоке, существует несколько возможных типов поведения для особых кривых. Например, кривая без перегиба (Рис.5-12а) будет иметь одну особую кривую, которая совпадает с кривой остаточной фазовой насыщенности.

Мы используем кривые на Рис.7-33 для выбора единственно физически возможного пути следования состава из того, что представлено на Рис. 7-32. Прежде, чем сделать это, мы напомним вам принципы, которые были определены в Разделе 5-6 для центрированных простых волн.

1. Путь следования состава должен оставаться на участках траектории состава на тройной диаграмме.
2. Композиционная скорость должна убывать монотонно в направлении вверх по потоку. (Это правило является по существу частным случаем более общего высказывания о том, что все концентрации должны быть однозначными.)
3. Правильный путь следования состава должен быть нечувствительным к бесконечно малым возмущениям концентрации. (Это правило не требовалось в Главе 5, но нужно здесь.)

Мы строим траекторию состава от I до J в трех сегментах, каждый из которых должен удовлетворять условиям этих правил.

Рассмотрим сначала вытеснение J_1 фазой J . Существует бесконечное число траекторий между J и J_1 , но мы рассмотрим только два крайних пути следования $J \rightarrow J' \rightarrow J_1$ и $J \rightarrow B' \rightarrow J_1$. Вторая траектория нереальна, т.к. она включает в себя быстрый сегмент (в однофазной области) до медленного сегмента между B' и J_1 . Мы могли бы решить это, поместив импульс непосредственно от J до J_1 , но это больше не следовало бы траекториям состава. Путь следования $J \rightarrow J' \rightarrow J_1$ также содержит быстрые траектории до медленных траекторий, но результирующее разрешение в импульсы (Рис.7-34а) остается на траекториях состава. Фактически это единственный путь следования между двумя крайностями, которые мы рассматриваем здесь, который остается таким, потому что переключение с одной рабочей линии на другую, с J' на J_1 , происходит вдоль траектории нерабочей линии.

Мы видим, общепринятое использование траекторий нерабочих линий заключается в том, чтобы переключиться с одной рабочей линии на другую. На Рис.7-34(b) показан композиционный профиль для такого вытеснения. Вытеснение воздействует на насыщенность остаточной фазы 2, приводя к полной добыче этой фазы. Эта добыча, которая случается в отсутствие сниженного межфазного натяжения и развитой смешиваемости, происходит потому, что фаза 2 растворяется в закачанной фазе J . Волны растворения обычно неэффективны, т.к. скорость их распространения невелика (Рис.7-34).

Эти комментарии применимы также и к траектории от I'_1 до I . Из двух путей следования между двумя крайностями, $I'_1 \rightarrow I_1 \rightarrow I$ и $I'_1 \rightarrow A \rightarrow I$, только последний дает путь следования, вдоль которого разрешение в импульсы останется на участках траектории состава. Рис.7-35 показывает построение и соответствующие профили.

Сравнивая пути следования $J \rightarrow J_1$ и $I'_1 \rightarrow I$, мы видим, что как вход, так и выход из двухфазной области, находится вдоль продления рабочих линий.

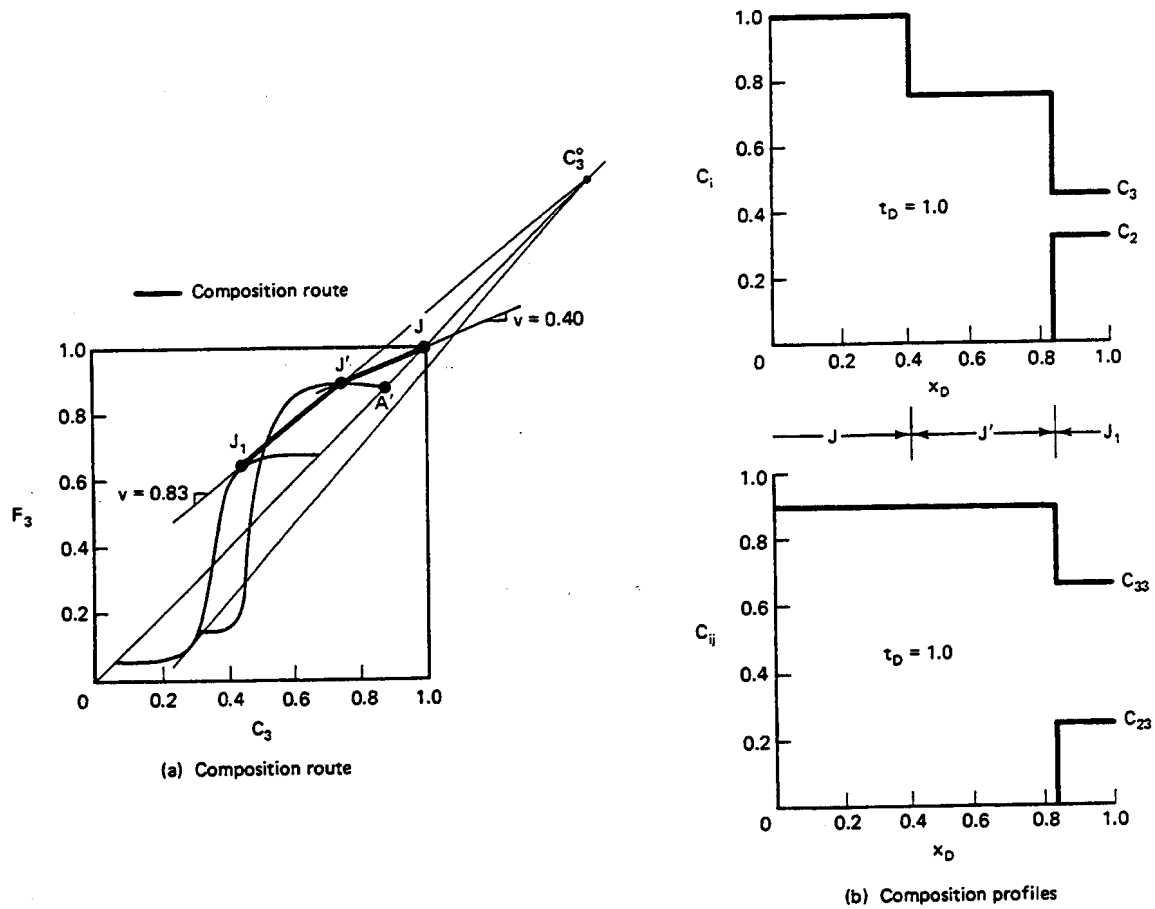
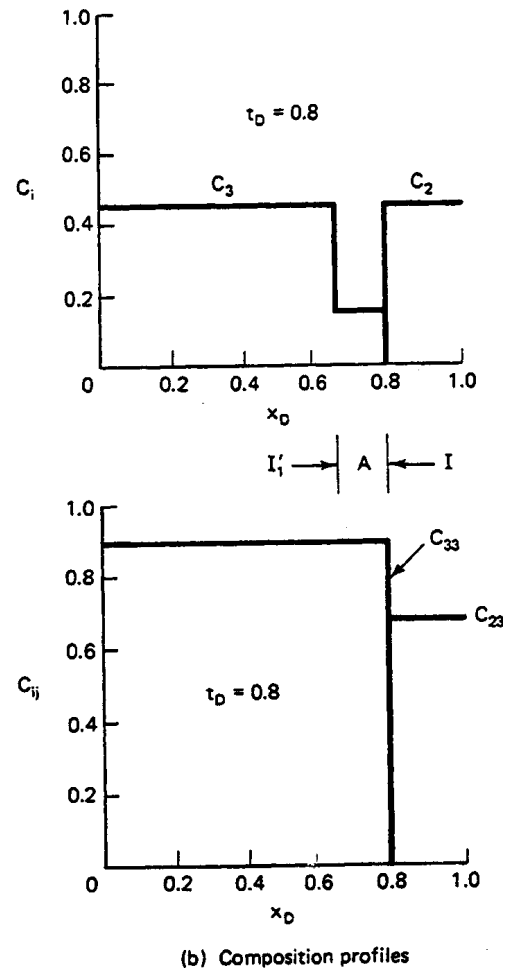
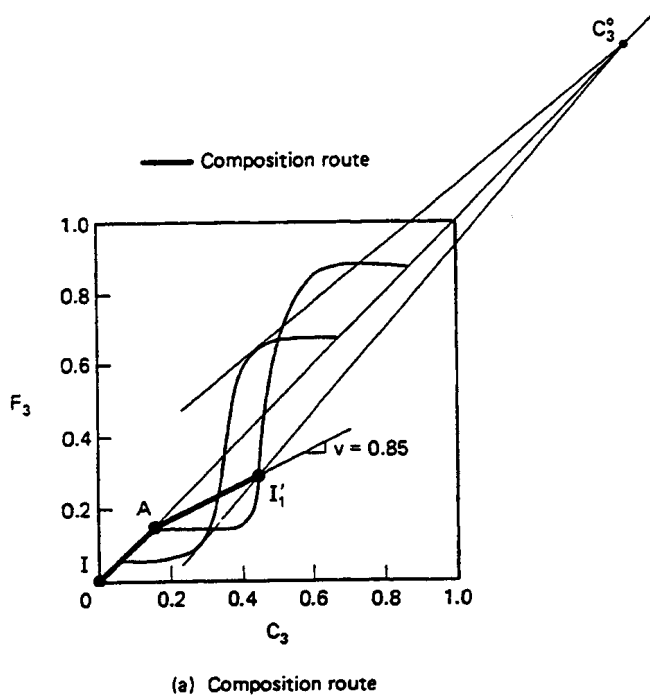


Рис.7-34 Путь следования и профили состава при вытеснении $J \rightarrow I_1$

Кроме того, и вход, и выход содержат медленные импульсы, которые являются непосредственным результатом медленных сегментов кривых движения отдельных фаз. Если бы I'_1 была выше равнораспределительной кривой Рис.7-35(a), путь следовал бы за быстрым импульсом вдоль рабочей линии, ближайшей к точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей.

Третий сегмент, J_1 к I_1 следует по единичной траектории рабочей линии, чья скорость дается построением по теории Баклея – Леверетта (Рис.7-36) на основании уравнения (7.7-4).

В некотором смысле вышеупомянутые построения, особенно $I'_1 - I$, вводят в заблуждение при применении ко всему вытеснению от I до J , потому что правила центрированных простых волн должны применяться глобально, а не индивидуально к сегментам. Чтобы увидеть это, рассмотрим четыре возможных пути следования состава от J к I : $J \rightarrow J' \rightarrow J_1 \rightarrow I$, $J \rightarrow J'_1 \rightarrow J_1 \rightarrow I$, $J \rightarrow I'_1 \rightarrow I_1 \rightarrow I$ и $J \rightarrow I' \rightarrow I_1 \rightarrow I$. После того, как вы тщательно рассмотрите каждый случай при разбросе сегментов импульсов, требование монотонно убывающей скорости концентрирования заставляет вас увидеть, что единственный правильный выбор – это $J \rightarrow J' \rightarrow J_1 \rightarrow I$. Несмешивающееся вытеснение $J \rightarrow I$ будет состоять из двух сегментов импульса, между которыми находится небольшая распространяющаяся волна; это схематично изображено на Рис.7-37а.



(a) Путь следования состава

(b) Профили состава

Рис.7-35 Путь следования и профили состава при вытеснении $I_1' \rightarrow I$

Как и во всех задачах ?МOC?, существует бесконечное множество математических решений, но согласно допущению имеется только одно физическое решение. Физическое решение находят методом проб и ошибок по методике, приведенной ниже:

1. Расположите путь следования экспериментального состава на диаграмме движения отдельных фаз между закачанными и исходными условиями. Этот путь следования состоит из сегментов, соответствующих траекториям, которые мы рассматривали выше.
2. Все физические несогласованности вдоль пути следования экспериментального состава разрешите с помощью импульсов. Выполняя это, сделайте предположение, что дифференциальные и интегральные пути следования состава одинаковы.
3. Отбросьте любое пробное решение, в котором разрешение с помощью импульса дает путь, который не следует по траектории состава. Когда это случается, возвращайтесь к этапу 1, взяв другой путь следования экспериментального состава. Правильное решение обычно находят после нескольких попыток.

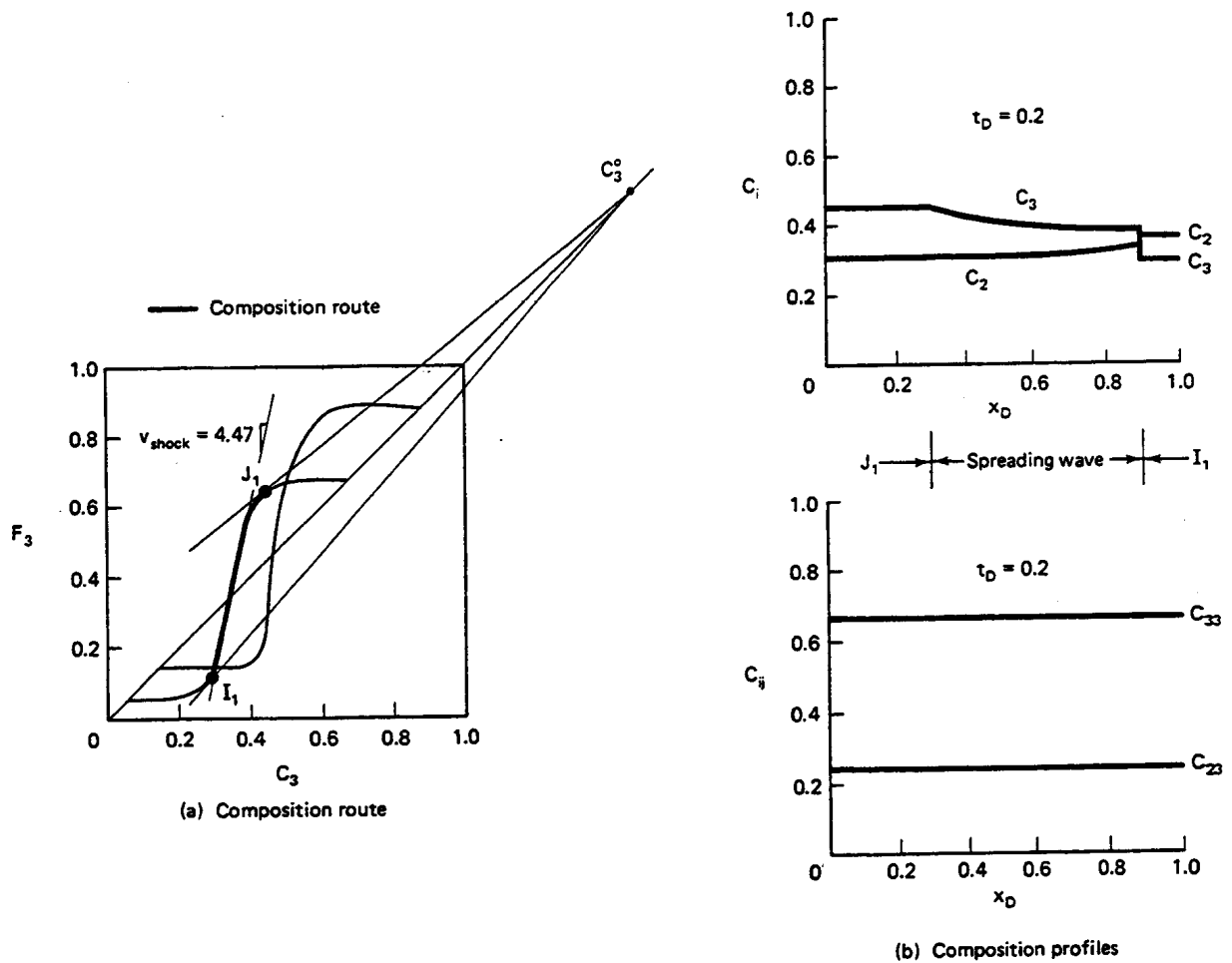
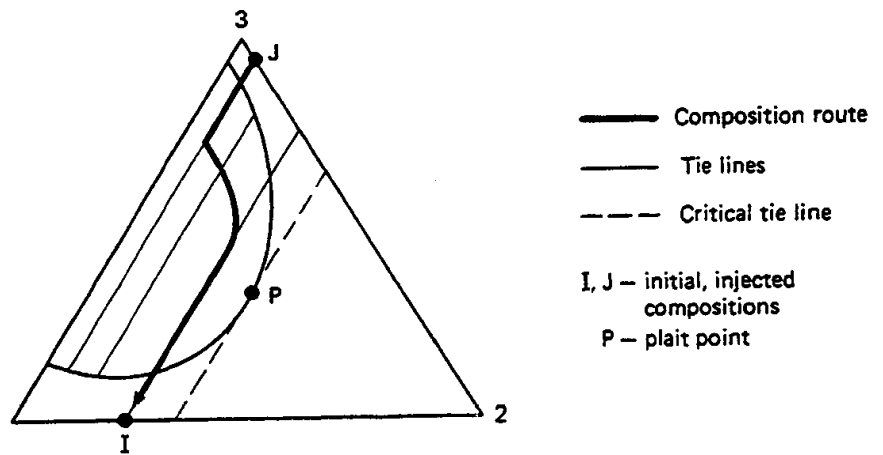
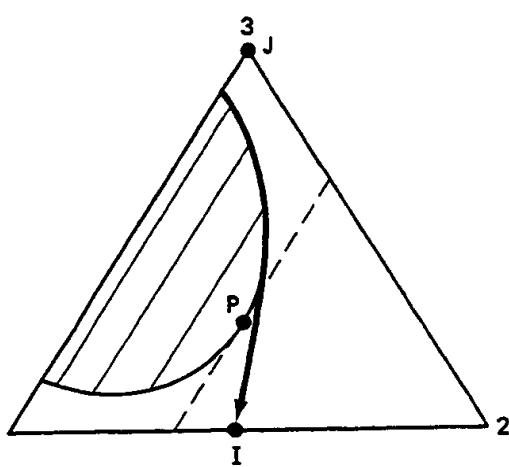


Рис.7-36 Путь следования состава и профили при вытеснении $I_1 \rightarrow I'$

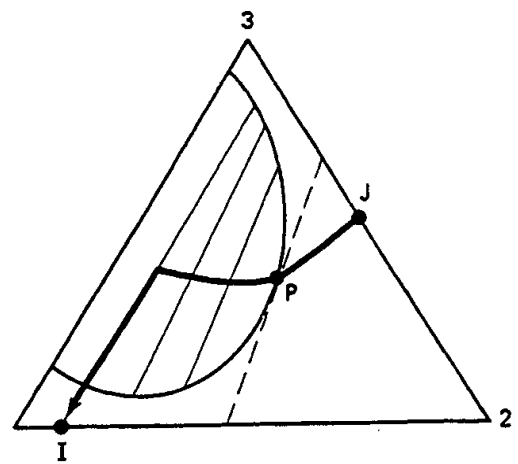
Эти правила позволяют нам описать в общих чертах пути следования состава для трех типов вытеснения (Рис.7-37). Путь следования состава в несмешивающемся вытеснении (Рис.7-37а) входит в двухфазную область и выходит из нее на продлении рабочих линий. Входной сегмент представляет собой чрезвычайно медленный импульс (волна растворения), который является следствием остаточных фазовых насыщенных. Если система включает в себя более трех истинных компонентов, т.е. по крайней мере одна вершина представляла собой псевдокомпонент, вытеснение не вернется к однофазному поведению, как предполагалось на основании Рис.7-37(а) (Гарднер и Ипма, 1982). Сравните Рис.7-37(а) с Рис.7-14.



(a) Несмешивающееся вытеснение



(b) Режим испаряющегося газа



(c) Режим конденсирующего газа

Рис.7-37 Пути следования состава в процессах несмешивающегося вытеснения и вытеснения с развившейся смешиваемостью

В процессе вытеснения, происходящем при режиме конденсирующего газа (Рис.7-37(с)), путь состава входит в двухфазную область через точку полного смешения частично смешивающихся жидкостей (Хатчинсон и Браун, 1961), следует по равноскоростной траектории и затем выходит из двухфазной области на продлении рабочей линии. Путь определенно проходит через двухфазную область, но в виде импульса, т.к. скорость концентрирования на равноскоростной кривой равна единице, а участок продления рабочей линии представляет собой импульс. Сравните Рис.7-37(с) с Рис.7-15. Экспериментальное исследование этих процессов дают Окзиетт и Чапертон (1981).

Оба случая развившейся смешиваемости проявляются в виде вытеснений, смешивающихся при первом контакте, в отсутствие рассеяния. Сходство процессов вытеснения с развившейся смешиваемостью и смешиваемостью, возникающей при первом контакте, подтверждается, когда аппроксимации, предназначенные для случая смешиваемости при первом контакте, используются для *всех* вытеснений с развившейся смешиваемостью, что будет рассмотрено далее.

Вытеснения, смешивающиеся при первом контакте, в присутствии водной фазы

Вода не влияет на фазовое поведение углеводородов, а растворимость большинства растворителей в воде мала. Но неизбежное присутствие водной фазы может влиять на характер вытеснения за счет изменения доли фазы в многофазном потоке. В этом разделе мы исследуем влияние водной фазы на процесс вытеснения, смешивающийся при первом контакте. Хотя трактовка здесь может быть дана формально, как обсуждалось выше, вместо этого мы представим совершенно равноценный, но более прямой метод, основанный на кривых изменения доли фазы в многофазовом потоке.

Для этого мы сделаем предположение, что жидкости и порода несжимаемые, диссипативные эффекты отсутствуют, относительные проницаемости для растворителя – воды такие же, как и относительные проницаемости для нефти – воды. Таким образом, движение фазы вода – растворитель f_1^s отличается от движения фазы вода – нефть f_1 только на разницу между вязкостями и плотностями используемых растворителя и нефти. На Рис.7-38 представлены кривые f_1 и f_1^s , построенные по данным относительной проницаемости Дичарри и др. (1972). Т.к. относительные проницаемости не меняются, остаточные фазовые насыщенности как водной, так и масляной фазы постоянны. Исходное условие I в одномерном вытеснении постоянно при обводненности f_{1I} .

Мы принимаем произвольное условие закачки J , состоящее из какой-то предопределенной пропорции растворителя и воды f_{1J}^s , заданной кривой растворитель – вода. Совместная закачка воды и растворителя при попеременной закачке воды и газа широко используется в процессе вытеснения нефти растворителями. Смесь растворителя и воды дает лучший коэффициент охвата по объему и в меньшей степени склонна к образованию языков в результате разности вязкостей, чем растворитель в чистом виде (Лодл и Дайз, 1958). Соотношение объемного расхода воды и растворителя в закачиваемой жидкости равно соотношению попеременно закачиваемых воды и газа W_R , которое дается формулой

$$f_{1J}^s = \frac{W_R}{1 + W_R} \quad (7.7-13)$$

В уравнении (7.7-13) и в дальнейшем мы принимаем условие отсутствия растворимости растворителя ($i = 3$) или нефти ($i = 2$) в водной фазе ($i = j = 1$), и мы предполагаем отсутствие растворимости воды в углеводородной фазе ($j = 2$).

В действительных процессах попеременной закачки воды и газа вода и растворитель обычно закачиваются в виде чередующихся оторочек, так что, вообще говоря, суммарные объемы растворителя и воды определяют соотношение попеременно закачиваемых воды и газа, а не уравнение (7.7-13). Уэлч (1982) исследовал различие в характере вытеснения при одновременной, а не попеременной закачке.

Т.к. вытеснение является смешивающимся при первом контакте, волна между закачанным растворителем и нефтью незначительна. Поэтому, из уравнения (5.4-5b) скорость волны нефть – растворитель равна:

$$v_3 = \frac{1 - f_{1J}^s}{1 - S_{1J}} \quad (7.7-14)$$

Уравнение (7.7-14) не учитывает адсорбцию растворителя. v_3 можно также записать в виде изменения водонасыщенности на фронте вытеснения нефти растворителем как:

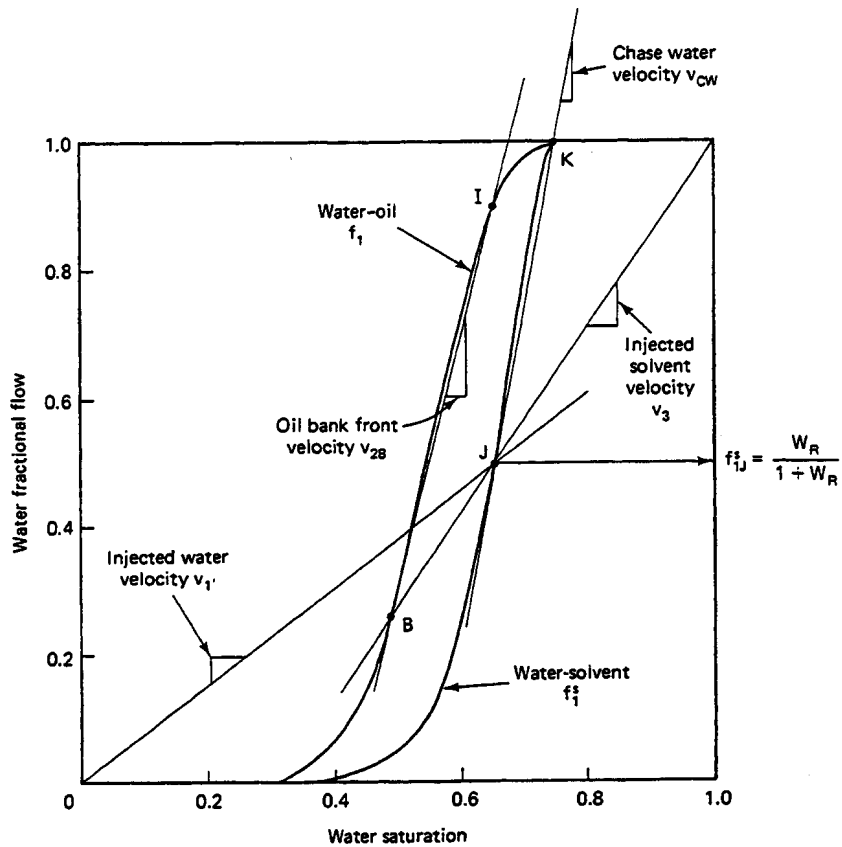


Рис.7-38 Схематическое изображение движения отдельных фаз для процессов вытеснения, смешивающихся при первом контакте, в присутствии водной фазы

$$v_3 = \frac{f_{1J}^s - f_{1B}}{S_{1J} - S_{1B}} \quad (7.7-15)$$

Уравнение (7-7.14) является уравнением прямой линии, проведенной из верхнего правого угла графика движения отдельных фаз через закачиваемые условия (Рис.7-38). Приравнивание уравнения (7.7-14) к уравнению (7.7-15) показывает, что если продлить эту линию, ее пересечение с кривой движения воды – нефти даст водо- и нефтенасыщенность и движение отдельных фаз в области перед волной растворителя – нефти. Т.к. $1 - f_{1B}$ больше, чем $1 - f_{1I}$, вытесненная нефть образует область высокой нефтенасыщенности или *вал нефти* впереди фронта растворителя – воды.

Передний край этого нефтяного вала течет с удельной скоростью v_{2B} , которая дается уравнением:

$$v_{2B} = \frac{f_{1I} - f_{1B}}{S_{1I} - S_{1B}} \quad (7.7-16)$$

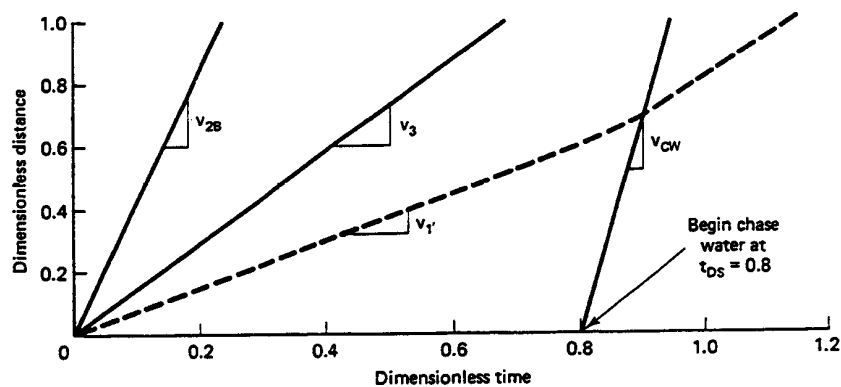
также из уравнения (5.4-5b). Это уравнение прямой линии, проведенной из начальных условий I до нефтяного вала, точки B на Рис.7-38.

Т.к. закачиваемая вода вытесняет воду, находящуюся в пласте, смешиваясь с ней, удельная скорость волны вытесняемой воды v_1' представляет собой прямую линию из нижнего левого угла графика движения отдельных фаз до закачиваемых условий (сравните линии для v_1' и v_3 со случаем В на Рис.5-12).

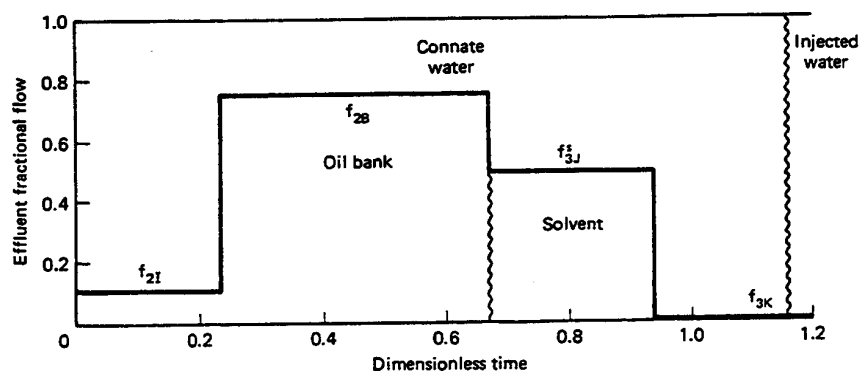
Скорость погребенной воды, собранной в вал закачанной водой, равна:

$$v_1' = \frac{f_{1J}^S}{S_{1J}} \quad (7.7-17)$$

что также показано на Рис.7.38 и 7.39. Вода впереди этой волны представляет собой собранную в вал погребенную воду, которая при вторичном вытеснении нефти растворителем ($f_{1I} = 0$) создает условия обычного заводнения впереди фронта растворителя. Кодл и Дайз (1958) подтвердили экспериментально, что закачка при таком соотношении попеременно закачиваемой воды и газа, при котором собранная в вал погребенная вода не распространялась бы быстрее растворителя, давала оптимальную нефтеотдачу.



(a) Диаграмма расстояния во времени



(b) Изменение характеристик выходящего потока во времени

Рис.7-39 Диаграмма расстояния во времени и изменение характеристик выходящего потока во времени для вытеснения, представленного на Рис.7-38

Можно также рассмотреть поведение оторочки с точки зрения теории изменения доли фазы в многофазном потоке. Предположим, что после закачки, произведенной при условии J , через какое-то безразмерное время t_{Ds} , мы следуем продавочной водой при условии K , показанном на диаграмме. Т.к. угол наклона кривой изменения доли фазы растворитель – вода в многофазном потоке монотонно убывает от K до J , этот фронт вытеснения является импульсом с удельной скоростью:

$$v_{cw} = \frac{1 - f_{1J}^s}{1 - S_{2r} - S_{1J}} \quad (7.7-18)$$

построение линейных участков которого также показано на Рис.7-38. Если бы в качестве продавочной жидкости использовался еще один газ, обладающий теми же свойствами, и смешивающийся при первом контакте с растворителем, то скорость фронта продавочной жидкости – растворителя давалась бы углом наклона кривой $f_1^s - S_1$, т.к. угол наклона этой кривой монотонно возрастает от $S_1 = S_{1r}$ до закачиваемых условий.

На Рис.7-39 представлена диаграмма расстояния и изменения характеристик выходящего потока во времени для процесса вытеснения, показанного на Рис.7-38. Мы приняли $t_{Ds} = 0.8$, чтобы избежать помех между волнами вал нефти – растворитель и растворитель – продавочная жидкость. На графике изменения характеристик выходящего потока во времени фронты смешивающегося вытеснения обозначены волнистой линией.

Из этих графиков следуют несколько общих наблюдений. Во-первых, суммарная нефтеотдача является полной, т.е. конечным условием в системе является нулевая нефтенасыщенность. Конечно, это - естественное следствие вытеснений, смешивающихся при первом контакте, в которых не допускается наличие остаточных фаз. Во-вторых, добыча нефти прекращается, когда происходит прорыв растворителя. Умеренно ранний прорыв растворителя является следствием наличия недоступного для растворителя порового объема, обусловленного присутствием остаточной воды: в отсутствие воды прорыв оторочки растворителя всегда происходит приблизительно при $t_D = 1$. Исходя из углеводородных поровых объемов $(1 - S_{1r})$, прорыв растворителя на Рис.7-39 происходит при $t_D = 0.96$ углеводородного порового объема, что в гораздо большей степени совпадает с дисперсионной теорией. И, наконец, количество добываемого растворителя (0.14 порового объема) значительно меньше закачанного количества (0.4 порового объема). Это уменьшение является следствием улавливания растворителя, смешивающегося с углеводородом, продавочной водой. Если бы размер оторочки растворителя t_{Ds} был меньше 0.6, фронт продавочной жидкости – растворителя обогнал бы фронт растворителя – вала нефти и уловил бы некоторое количество нефти. Это наблюдение предлагает метод, с помощью которого мы могли бы выбрать минимальный размер оторочки растворителя ($t_{Ds} = 0.53$ на Рис.7-39), дающий полную нефтеотдачу.

7-8 Вытеснение нефти растворителями с образованием языков в результате разности вязкостей

К сожалению вытеснения, смешивающиеся при первом контакте, в действительности ведут себя совершенно иначе, чем показано на Рис.7-38. На Рис.7-40 представлены экспериментальные результаты, полученные в процессе развитого смешивающегося вытеснения на керне песчаника Бириа, в котором остаточная нефть вытеснялась CO_2 при $W_R = 0$. Отклонение этого вытеснения от прямолинейного пути следования состава на тройной диаграмме было невелико. В опытном вытеснении исходная обводненность составляла 1.0 и снизилась почти до 0.15 при $t_D = 0.15$.

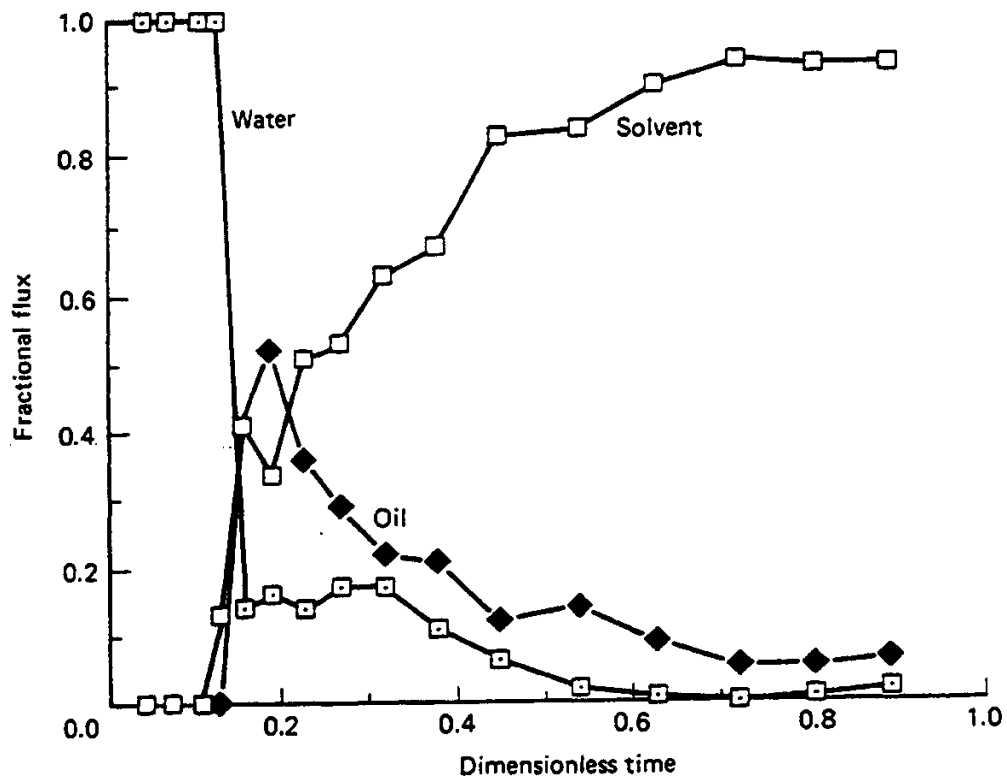


Рис.7-40 Изменение характеристик выходящего потока в заводнении с применением CO_2 (Уайтхед и др., 1981)

Обводненность оставалась по существу постоянной до $t_D = 0.33$, откуда она постепенно уменьшалась до 0. Но когда обводненность первоначально падает до $t_D = 0.14$, происходит прорыв как нефти, так и растворителя. Это дает в итоге остаточную нефтенасыщенность равную примерно 0.25. Неясно, если бы была получена 100% нефтеотдача, продолжался ли бы опыт. Тем не менее, потребовалась бы закачка растворителя в несколько поровых объемов.

Главной причиной одновременного прорыва нефти и растворителя и затянувшейся нефтеотдачи в экспериментальных вытеснениях является образование языков в результате разности вязкостей. В Разделе 6-8 мы сделали вывод, что смешивающиеся вытеснения при использовании обычных растворителей всегда представляют собой процесс с неустановившимся режимом, за исключением гравитационной стабилизации или граничного эффекта, т.к. соотношение подвижностей растворителя и нефти больше 1. Здесь мы приводим описание характера одновременного течения нефти и растворителя с момента образования языков.

Эвристические модели

Из-за хаотического характера образования языков в результате разности вязкостей, применение точной математической теории невозможно. Характер вытеснения при наличии образования языков можно определить с помощью различных эвристических теорий, в том числе: (1) видоизменной теории изменения доли фазы в многофазном потоке (Коваль, 1963), (2) массообмена с регулируемой скоростью между языками растворителя и нефти (Догерти, 1963), (3) определения вязкости взвешенной надлежащим образом смеси (Тодд и Лонгстафф, 1972), (4) определения непосредственного смешивания в языках (Файерс, 1984) и (5) определения коэффициента дисперсии, зависящего от состава (Янг, 1986).

В этом разделе мы рассмотрим только теорию Ковалья; другие мы оставим для примера. Исключив другие теории из рассмотрения, мы не подразумеваем, что метод Ковалья лучше, т.к. все тео-

рии включают в себя эмпирические параметры, которые необходимо определить путем сопоставления (подбора) характеристик во времени. Однако теория Коваля общеупотребительна и естественно подходит к нашей теме о движении отдельных фаз в многофазовом потоке.

Длина зоны смешивания (безразмерное расстояние между заранее определенными значениями усредненного по сечению профиля концентрации) в процессе вытеснения, в котором происходит образование языков, при отсутствии граничных эффектов, растет пропорционально времени. Это наблюдение побудило Коваля рассмотреть теорию изменения доли фазы в многофазном потоке применительно к ситуации образования языков в результате разности вязкостей. Если языки возникают и распространяются, их рост в горизонтальном плоском потоке будет выглядеть наподобие поперечного разреза, представленного на Рис.7-41, где нефть и растворитель находятся в разделившемся потоке. Вытеснение является смешивающимся при первом контакте, диссипативные эффекты и вода отсутствуют. Если рассеяние может размыть языки в вертикальном направлении, зона смешивания будет расти пропорционально квадратному корню времени, как в дисперсионной теории. Этот рост может быть совсем небольшим, если продольная дисперсия невелика или длина системы значительна (Холл и Геффен, 1965).

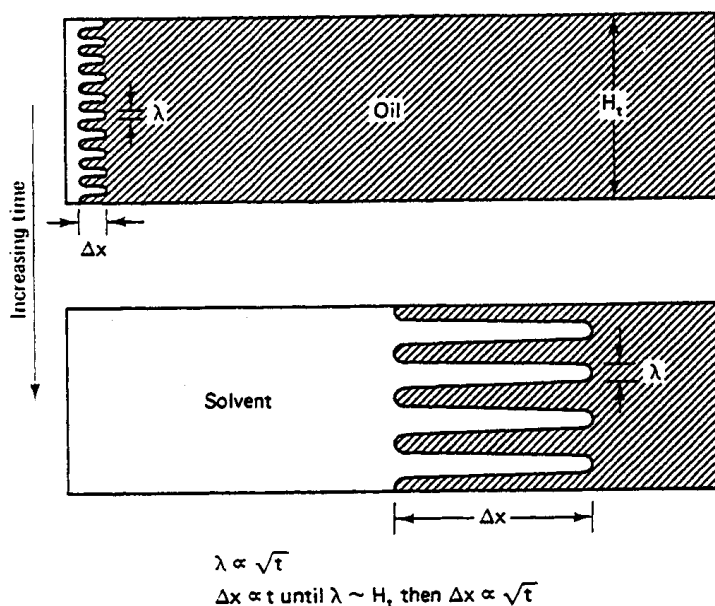


Рис.7-41 Идеализация распространения языков, образовавшихся в результате разности вязкостей (Гарднер и Иппа, 1982)

С этими оговорками объемная скорость потока растворителя через вертикальную плоскость в зоне смешивания равна:

$$q_3 = -\frac{A_3 k}{\mu_3} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) \quad (7.8-1a)$$

и нефти:

$$q_2 = -\frac{A_2 k}{\mu_2} \left(\frac{\partial P}{\partial x} \right) \quad (7.8-1b)$$

где A_3 и A_2 – площади поперечного сечения потока нефти и растворителя. В этих уравнениях нет относительных проницаемостей или капиллярных давлений, т.к. вытеснение является смешивающимся при первом контакте. Эти уравнения предполагают горизонтальное вытеснение. Движение фазы растворителя в масляной фазе через ту же вертикальную плоскость равно:

$$f_{32} = \frac{q_3}{q_3 + q_2}$$

по определению, которое, когда подставляем уравнение (7.8-1), дает:

$$f_{32} = \frac{A_3 / \mu_3}{A_3 / \mu_3 + A_2 / \mu_2} \quad (7.8-2)$$

Уравнение (7.8-2) предполагает, что градиенты давления в направлении x равны в языках нефти и растворителя. Т.к. вытеснение происходит в плоском потоке, площади поперечного сечения нефти и растворителя пропорциональны средним концентрациям или

$$f_{32} = \left(1 + \frac{1}{\nu} \left(\frac{1 - \bar{C}_{32}}{\bar{C}_{32}} \right) \right)^{-1} \quad (7.8-3)$$

где ν - отношение вязкостей нефти и растворителя, а \bar{C}_{32} - средняя концентрация растворителя в масляной фазе в поперечном сечении.

Уравнение (7.8-3) представляет собой описание отделившихся языков потока, показанных на Рис.7-41. Коваль должен был модифицировать определение ν , чтобы оно соответствовало экспериментальным вытеснениям. Конечная форма движения фазы растворителя представляет собой:

$$f_{32} = \left(1 + \frac{1}{K_{val}} \left(\frac{1 - \bar{C}_{32}}{\bar{C}_{32}} \right) \right)^{-1} \quad (7.8-4)$$

где K_{val} - коэффициент Ковалья.

Поправки Ковалья

Коэффициент Ковалья следующим образом видоизменяет соотношение вязкостей, учитывая локальную неоднородность и поперечное смешивание:

$$K_{val} = H_K \cdot E \quad (7.8-5)$$

Параметр E изменяет соотношение вязкостей, учитывая локальное смешивание:

$$E = (0.78 + 0.22\nu^{1/4})^4 \quad (7.8-6)$$

Следствием уравнения (7.8-6) является то, что численное значение величины E обычно меньше численного значения ν . Т.е. эффект образования языков не так сильно выражен, как это следует из первоначального соотношения вязкостей. Коэффициенты 0.22 и 0.78 в уравнении (7.8-8) означают, что языки растворителя в среднем содержат 22% нефти, что вызывает уменьшение коэффициента вязкости по правилу смешивания четвертой степени. Фактически Коваль избегал этой интерпретации, отметив, что численные множители использовались просто для того, чтобы улучшить соответствие с экспериментальными результатами. Это казалось бы ограничивает уравнение (7.8-6) определенным классом экспериментов, о которых сообщал Коваль. Примечательно, что Кларидж (1980) показал, что множитель 0.22 – 0.78 точно описывают процессы вытеснения с образованием языков для широкого диапазона поперечной дисперсии. Весьма вероятно, что разбавление языка обуславливается вязкостным перетоком, т.к. этот механизм согласуется с ростом зоны линейного смешивания (Ваггонер и Лэйк, 1987).

Коэффициент неоднородности H_K корректирует приведенное соотношение вязкостей для условий локальной неоднородности среды. Выбор правильного значения H_K является наиболее субъективным свойством теории Коваля. На Рис.6-8 коэффициент неоднородности был рассчитан по коэффициенту Дикстра-Парсонса. Кроме того, он был коррелирован по числу Пекле в продольном направлении (Гарднер и Ипма, 1982).

Выражение изменения доли фазы в многофазном потоке (уравнение 7.6-4) то же самое, что и движение водной фазы при заводнении, где нефть и вода имеют прямолинейные относительные проницаемости. Для такого случая (см. Пример 5Е) уравнение Баклея – Леверетта (уравнение 5.2-10) можно проинтегрировать аналитически, получив нижеследующее выражение для движения отдельных фаз в выходящем потоке:

$$f_{32} |_{x_D=1} = \begin{cases} 0 & t_D < \frac{1}{K_{val}} \\ \frac{K_{val} - \left(\frac{K_{val}}{t_D}\right)^{1/2}}{K_{val} - 1}, & \frac{1}{K_{val}} < t_D < K_{val} \\ 1 & K_{val} < t_D \end{cases} \quad (7.8-7)$$

Движение нефтяной фазы представлено как $1 - f_{32} |_{x_D=1}$. Это уравнение сопоставлялось с экспериментальными данными, приведенными в оригинальной статье Коваля и данными других авторов (Кларидж, 1980; Гарднер и Ипма, 1982).

Теория Коваля и подвижная вода

Теория Коваля применяется к вытеснениям, смешивающимся при первом контакте, в отсутствие текущей воды. Эта теория может быть без труда обобщена за счет видоизменения определений общего потока и концентрации (см. Раздел 5-4), что позволит включить случаи вытеснения, смешивающегося при первом контакте, с образованием языков, в присутствии воды. Общий поток для нефти и растворителя принимает вид:

$$F_2 = (1 - f_{32})f_2 \quad (7.8-9a)$$

$$F_3 = f_{32}f_2 \quad (7.8-9b)$$

где f_1 и f_2 - функции изменения доли фактической водной и углеводородной фазы, а f_{32} дается уравнением (7.8-4). Чтобы сохранить соответствие с уравнением (7.8-6), вязкость углеводородной фазы как в f_1 , так и в f_2 дается правилом смешивания четвертой степени.

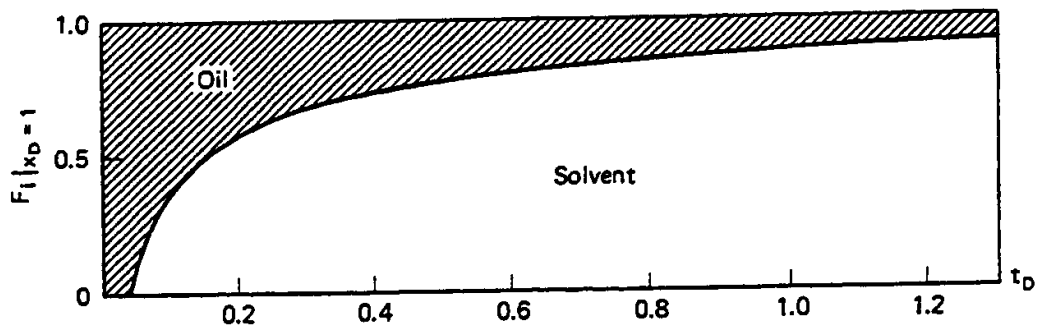
Суммарные концентрации нефти и растворителя равны:

$$C_2 = (1 - \bar{C}_{32})S_2 \quad (7.8-9a)$$

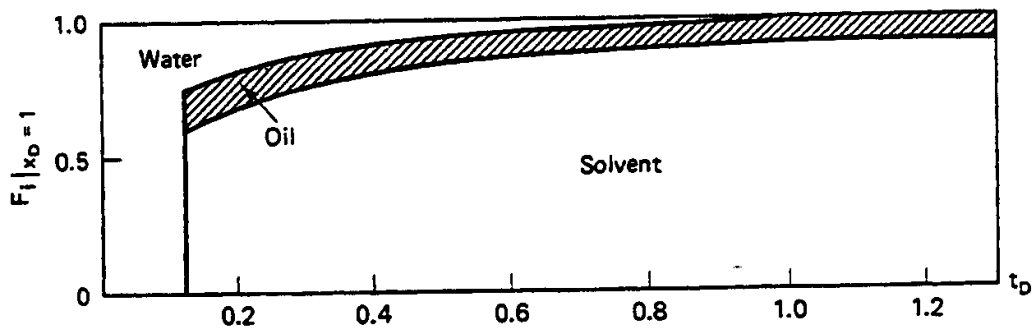
$$C_3 = \bar{C}_{32}S_2 \quad (7.8-9b)$$

Концентрация воды равна просто S_1 , т.к. в водной фазе растворимость растворителя отсутствует. Уравнения (7.8-8) и (7.8-9), подставленные в уравнения сохранения для нефти и растворителя, могут быть в таком случае решены путем применения методики простой волны, рассмотренной в Разделе 5-7 для задачи нефть – газ – вода.

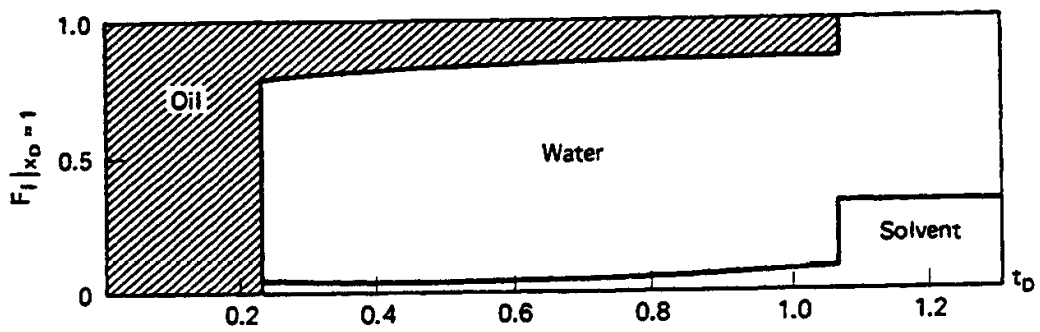
На Рис.7-42 показаны выходящие потоки, рассчитанные по этой методике, для четырех вытеснений. Рис.7-42(a) – вторичное заводнение без попеременной закачки воды и газа, на котором просто представлены результаты оригинальной теории (уравнение 7.8-7). Рис.7-42(b) – третичное



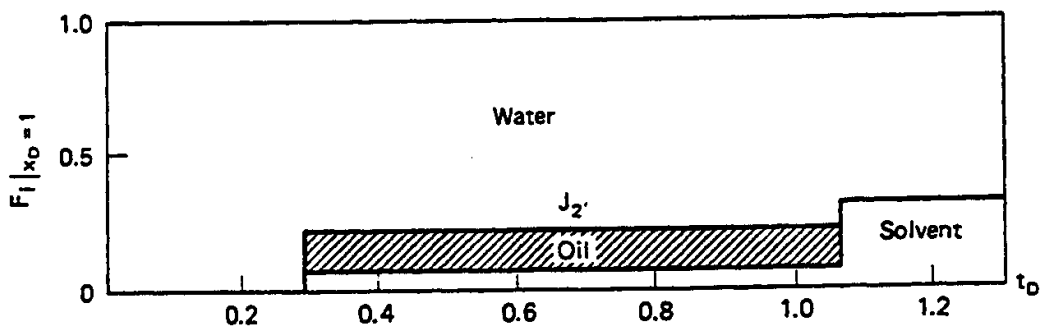
(a) $W_R = 0, S_{1I} = S_{1r}$



(b) $W_R = 0, S_{2I} = S_{2r}$



(c) $W_R = 2, S_{1I} = S_{1r}$



(d) $W_R = 2, S_{2I} = S_{2r}$

Рис.7-42 Характеристика изменения потока для четырех случаев образования языков

вытеснение без попеременной закачки воды и газа. Рис.7-42(с) и 7-42(д) – вторичное и третичное вытеснение, в которых вода и газ закачивались попеременно ($W_R = 2$).

Относительные проницаемости нефти и воды на Рис.7-39 и 7-42 одинаковы, так что сравнение Рис.7-39 и 7-42(д) должно показать влияние образования языков на вытеснение, смешивающееся при первом контакте в присутствии воды.

В обоих случаях нефть добывается в виде вала с постоянным содержанием. Но в случае вытеснения, в котором происходит образование языков, доля нефти в вале меньше, и нефть появляется у выходного конца позже, также как и полное вытеснение происходит позднее. В случае образования языков происходит одновременное появление нефти и растворителя на выходе, хотя доля растворителя меньше. Сравнивая Рис.7-42(а) и 7-42(с) с Рис.7-42(б) и 7-42(д), мы видим, что независимо от начальных условий, метод попеременной закачки воды и газа задерживает прорыв растворителя и ускоряет полную нефтеотдачу.

На основании сравнений Рис.7-42 очевидно, что попеременная закачка воды и газа лучше, чем закачка только одного растворителя, особенно когда рассматривается эффективность растворителя. Однако присутствие начальной подвижной водонасыщенности является причиной остаточной нефтенасыщенности даже в вытеснениях, смешивающихся при первом контакте (см. Раздел 7-9), и возможно, что процесс попеременной закачки воды и газа также является причиной этого.

Другие методы, кроме попеременной закачки воды и газа, улучшающие регулирование подвижностей в процессе смешивающегося заводнения, включают в себя использование полимеров (Хеллер и др., 1984) и пен. До настоящего времени только пены исследованы достаточно широко, и, предвидя, что пены будут использоваться в качестве вытесняющего агента в самых разных процессах повышения нефтеотдачи, мы отложим рассмотрение этого вопроса до Главы 10 после мицеллярно-полимерного заводнения.

7-9 Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении с применением растворителей

Остаточная нефтенасыщенность в вытеснении нефти растворителями может быть вызвана двумя явлениями: (1) локальной неоднородностью (тупиковыми порами) в проницаемой среде и (2) взаимодействием дисперсии или образования языков (в результате разности вязкостей) с фазовым поведением. Первое явление имеет место в вытеснениях, смешивающихся при первом контакте, а второе – в развившемся смешивающемся заводнении.

Определение остаточной нефти в смешивающемся заводнении (парадоксальная величина) несколько отличается от определения, принятого в обычном заводнении. В обычном заводнении остаточная нефть остается позади в виде капель, уловленных капиллярами, и никакое количество агента не вытеснит эту нефть без некоторого изменения локального капиллярного числа. В заводнении, смешивающемся при первом контакте, или с развившейся смешиваемостью, вся нефть, даже «уловленная» под действием какого-либо механизма, будет, в конце концов, добыта за счет экстрагирования, если закачать достаточное количество растворителя. В таком случае под остаточной нефтью в смешивающемся заводнении мы подразумеваем то количество нефти, которое осталось после вытеснения растворителем при какой-то предельной практической величине доли нефти, темпе отбора нефти, ВНО или газовом факторе (данные на Рис.7-40 дают газовый фактор вплоть до 550 ст. куб м / ст. куб. м). По общему признанию здесь не хватает точности определения, используемого для случая обычного заводнения, но сточки зрения экономики добычи нефти это различие не существенно. По этому определению нефть, обойденная в результате образования языка за счет разницы вязкостей, является остаточной нефтью. Т.к. мы рассматривали вопрос остаточной нефти, уловленной капиллярными силами ранее, в Разделе 3.4, здесь мы рассмотрим другие причины.

Локальная неоднородность

Чтобы исследовать влияния локальной неоднородности на уловленную нефтенасыщенность, исследователи проводили лабораторные опыты на кернах, осуществляя процессы вытеснения, смешивающиеся при первом контакте (Раймонди и Торкасо, 1964; Сталкап, 1970; Шелтон и Шнайдер, 1975; Спенс и Уоткинс, 198). В этих опытах образование языков в результате разности вязкостей подавлялось путем стабилизации плотности или путем подбора вязкости и плотности вытесняющей и вытесняемой жидкостей.

Оказалось, что остаточная нефтенасыщенность в смешивающемся вытеснении зависит от нескольких факторов, наиболее важным из которых является наличие высокой подвижной водонасыщенности. Примером этих экспериментальных данных (Рис.7-43) является график зависимости уловленной нефтенасыщенности S'_{2r} , стандартной для обычного заводнения, от текущей в установившемся режиме воды. По этим данным стандартные уловленные нефтенасыщенности приближаются к 1 при высоких водонасыщенностях и близки к 0 при водонасыщенностях менее 50%. Крутизна кривых и величина остаточной нефтенасыщенности при высокой водонасыщенности представляют интерес для вытеснений, где присутствует высокая водонасыщенность (третичные заводнения или процессы вытеснения за счет попеременной закачки воды и газа). Данные, представленные на Рис.7-43, получены в процессе вытеснения в сильно гидрофильной среде. В гидрофобной среде или в среде с промежуточной смачиваемостью улавливание выражено не так явно. Таким образом, уловленная нефтенасыщенность коррелировалась гистерезисом кривой капиллярного давления (Шелтон и Шнайдер, 1975), соотношением относительных проницаемостей отдельных фаз (Раймонди и Торкасо, 1964) и безразмерной величиной насыщенности нефтяного вала (Сталкап, 1970).

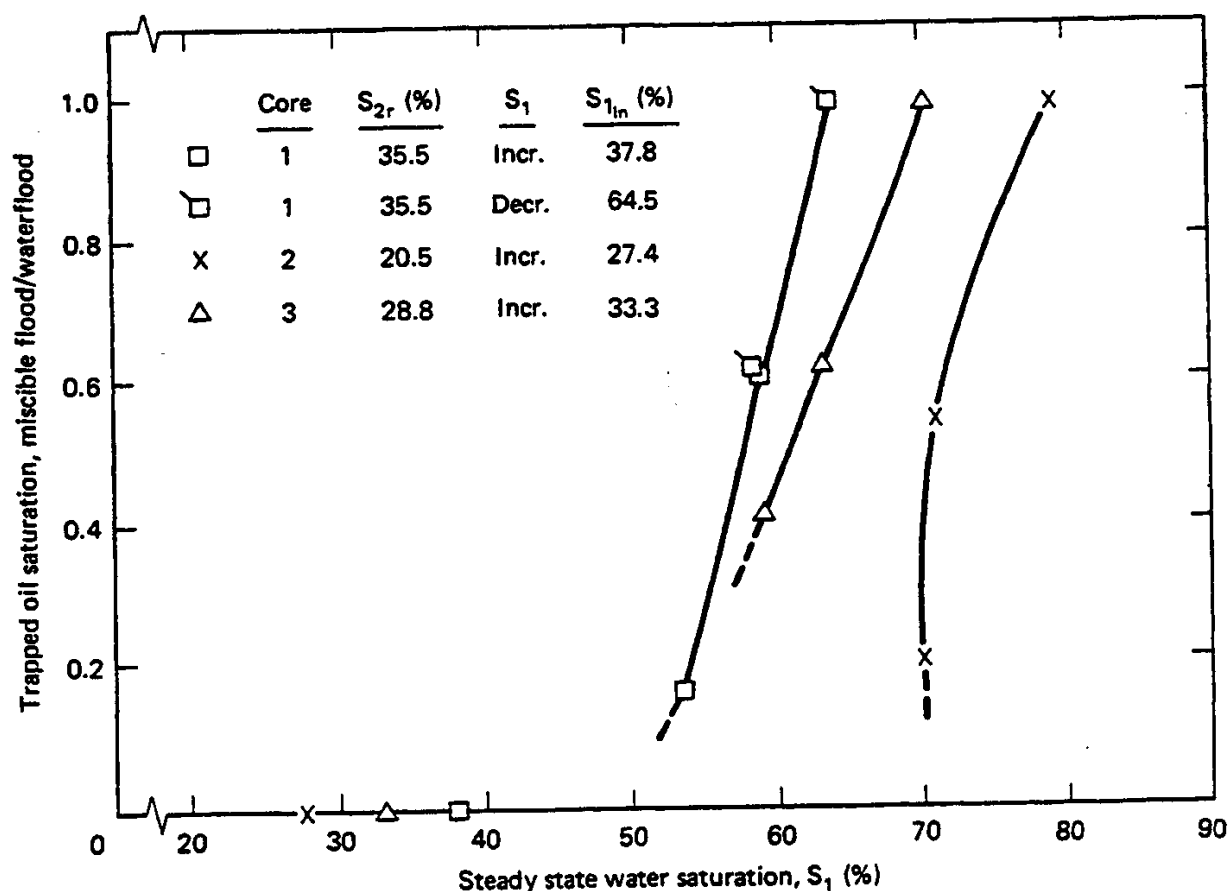


Рис.7-43 Нефть, уловленная при впитывании, представленном в виде функции водонасыщенности (Раймонди и Торкасо, 1964)

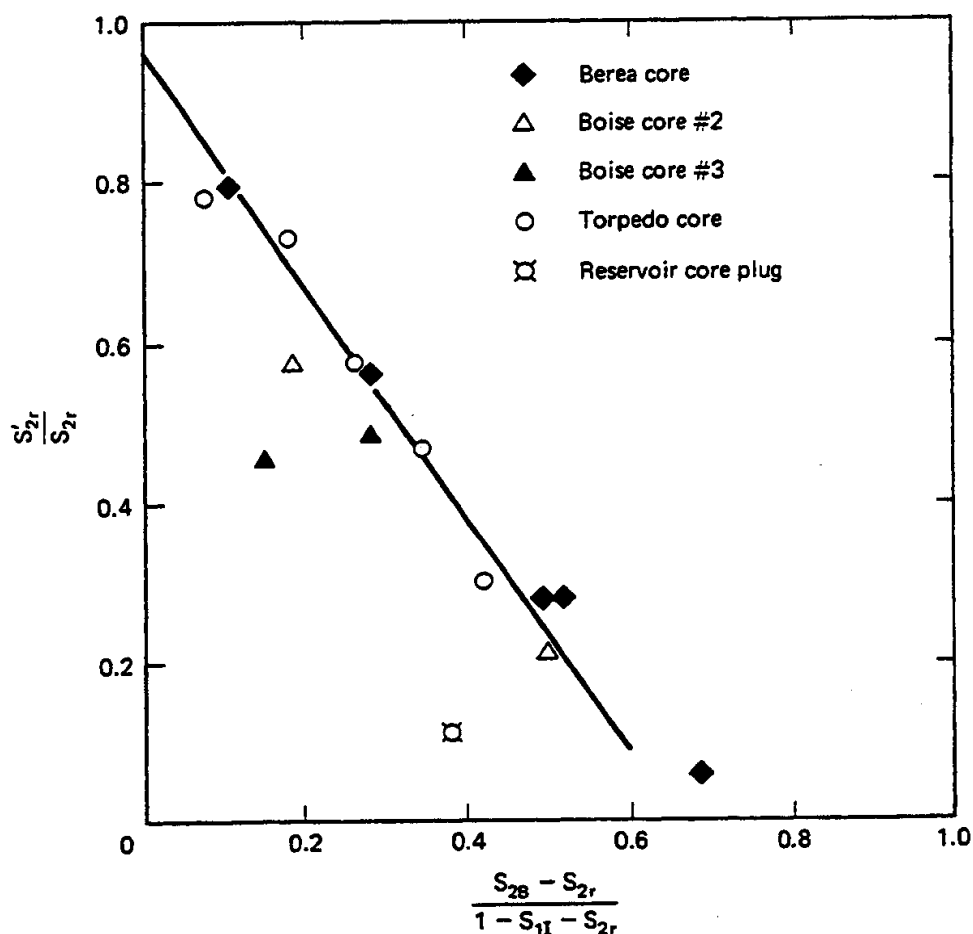


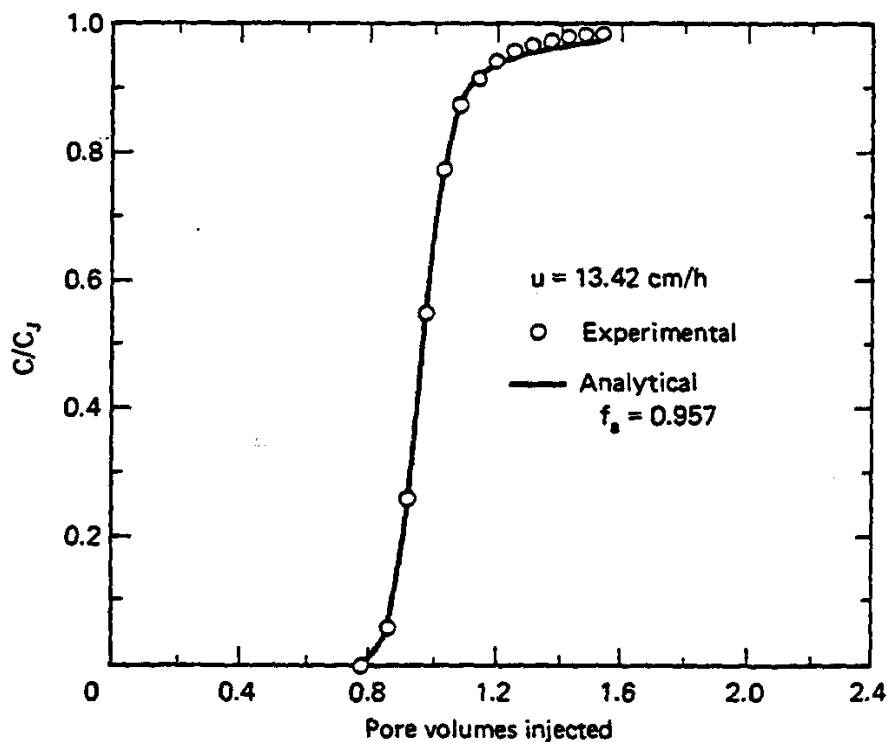
Рис.7-44 Влияние насыщенности вала нефти и остаточной нефтенасыщенности на насыщенность не текучими углеводородами (Сталкап, 1970)

На Рис.7-44 показана корреляция насыщенности уловленной или не текучей нефти безразмерной величиной насыщенности нефтяного вала. S_{2B} - насыщенность нефтяного вала, определенная из графического построения, представленного на Рис.7-39, и должна содержать поправки на смачиваемость среды, т.к. смачиваемость содержится в кривых изменения доли фазы в многофазном потоке. Насыщенность нефтяного вала должна содержать поправки на закаченную воду, т.к. соотношение попеременно закачиваемых воды и газа также влияет на построение.

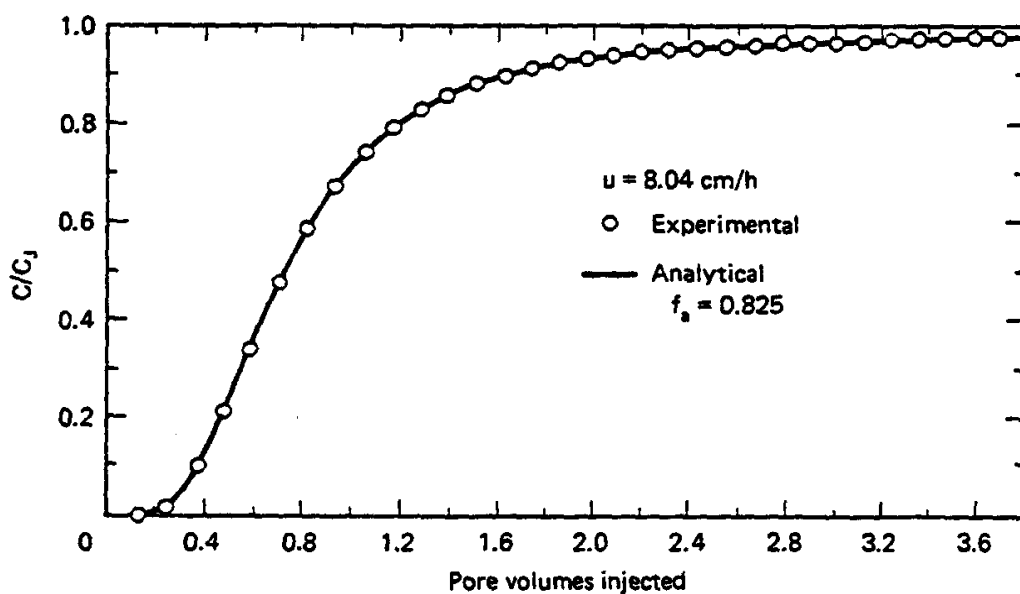
Влияние подвижной воды на уловленную нефтенасыщенность в смешивающемся заводнении чаще всего объясняется тем, что на микроскопическом уровне вода экранирует или блокирует растворитель, не давая ему контактировать с нефтью. Это объяснение также учитывает с качественной точки зрения влияние смешиваемости, т.к. нефтяная и водная фазы, в зависимости от смачиваемости, по-разному распределяются в среде. В гидрофильной среде нефть содержится в крупных порах, по большей части удаленных от поверхности породы. Вода является более связанной фазой по сравнению с нефтяной фазой, и, поэтому, могла бы служить экраном для нефти, изначально присутствовавшей в порах, а не главных каналах течения. Для гидрофобной среды картина фазового распределения противоположная – более непрерывной фазой является нефть, а вода – менее эффективным экраном.

Интерпретация блокирования застойных пор водой до некоторой степени напоминает модель тупиковых пор, которая используется для объяснения характера вытеснения в отсутствие воды, смешивающегося при первом контакте.

Емкостная модель или модель тупиковой поры первоначально была предложена для объяснения «хвостовой части» концентрации, отмечавшейся в кривых прорыва, получаемых при проведении одно-контактных стабильных смешивающихся вытеснений. Этот «хвост» более отчетливо выражен в карбонатах, чем в песчаниках (Рис.7-45), т.к. поровая структура типичного карбоната более неоднородная (Спенс и Уоткинс, 1980). Математические решения хорошо соответствуют кривым прорыва (Рис.7-45), хотя физическая интерпретация параметров в модели тупиковой поры вызвала сомнения (Коатс и Смит, 1964).



(a) Среда песчаника



(b) Карбонатная среда

Рис.7-45 Типичные кривые прорыва (Спенс и Уоткинс, 1980)

Модель тупиковой поры, кроме того, объясняет с качественной точки зрения другие особенности улавливания, происходящего в процессе заводнения, смешивающегося при первом контакте, так что здесь мы можем подвести итог математической теории.

Рассмотрим процесс стабильного вытеснения, смешивающегося при первом контакте, в отсутствии воды, текущей в проницаемой среде, где часть порового пространства f_a доступна для потока, а часть $(1 - f_a)$ – является застойной зоной. Растворитель может течь в (или из) застойные или тупиковые поры только за счет диффузии, представленной коэффициентом массообмена k_m . Уравнение сохранения для растворителя в отсутствии дисперсии принимает вид

$$\Phi f_a \frac{\partial C_{32}}{\partial t} + u \frac{\partial C_{32}}{\partial x} = -k_m (C_{32} - C_{3s})$$

$$(1 - f_a) \frac{\partial C_{3s}}{\partial t} = k_m (C_{32} - C_{3s})$$
(7.9-1)

где C_{32} и C_{3s} - концентрации растворителя в порах, через которые проходит поток, и в тупиковых порах. С безразмерным расстоянием и временем эти уравнения принимают вид

$$\Phi f_a \frac{\partial C_{32}}{\partial t_D} + u \frac{\partial C_{32}}{\partial x_D} = -N_{Da} (C_{32} - C_{3s})$$

$$(1 - f_a) \frac{\partial C_{3s}}{\partial t_D} = N_{Da} (C_{32} - C_{3s})$$
(7.9-2)

где $N_{Da} = k_m L \phi / u$ - число Дамкелера – безразмерная величина, которая представляет собой соотношение скоростей диффузии из тупиковых пор в общий поток жидкости. Уравнение (7.9-2) представляет собой двухпараметрическое (f_a и N_{Da}) изображение потока в отсутствии дисперсии. Динс (1963) дает аналитическое решение уравнения (7.9-2), при условии ступенчатого изменения концентрации входящего растворителя:

$$\frac{C_{32}}{C_{3J}} = \begin{cases} 0, & Z \leq 0 \\ 1 - e^{-Z} \int_0^Y e^{-\xi} - I_0(2\sqrt{\xi Z}) d\xi, & Z \geq 0 \end{cases}$$
(7.9-3)

где $Z = N_{Da} (t_D - x_D f_a) / (1 - f_a)$, $Y = N_{Da} x_D$, а I_0 - видоизмененная функция Бесселя первого вида, нулевого порядка. Уравнение (7.9-3) показывает, что концентрация растворителя резко меняется от 0 до $C_{32}/C_{3J} = e^{-Y}$ при $Z = 0$.

Характеристика изменения выходящего потока растворителя (при $x_D = 1$) следует из уравнения (7.9-3)

$$\frac{C_{32}}{C_{3J}} = \begin{cases} 0, & t_D \leq f_a \\ 1 - e^{-Z} \int_0^{N_{Da}} e^{-\xi} - I_0(2\sqrt{\xi Z}) d\xi, & t_D \geq f_a \end{cases}$$
(7.9-4)

На Рис.7-46 уравнение (7.9-4) представлено графически при постоянном значении f_a и разных значениях N_{Da} . При очень небольших значениях N_{Da} кривая прорыва имеет нормальный вид при условии, что поровое пространство сократилось на $(1 - f_a)$. Для этого случая насыщенность

уловленной нефтью в смешивающемся заводнении будет равна $(1 - f_a)$, умноженное на нефтенасыщенность в тупиковых порах, т.к. растворитель не может войти в застойные поры. Но при очень большом значении N_{Da} эффект застойного порового пространства исчезает, т.к. происходит быстрый массообмен в текущую фазу и из нее. При этом экстремальном значении уловленная нефтенасыщенность должна исчезнуть.

Эти наблюдения отчасти объясняют зависимость уловленной нефтенасыщенности в смешивающемся заводнении от скорости и длины системы.

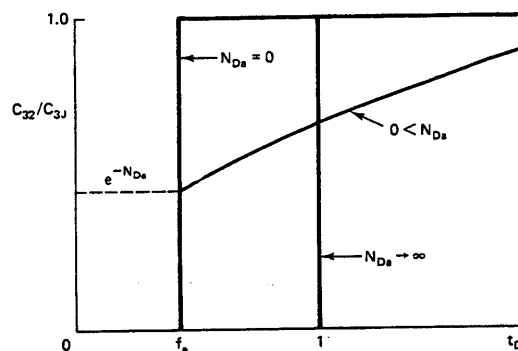


Рис.7-46 Концентрация растворителя в выходящем потоке при постоянной текущей фазе f_a и разных N_{Da} ; дисперсия отсутствует

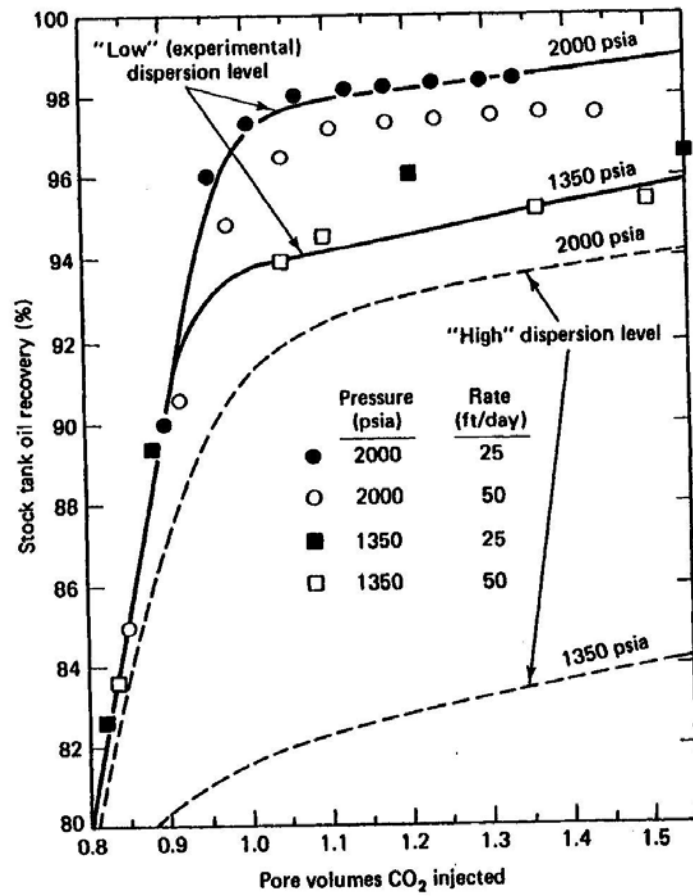
По определению числа Дамкелера уловленная нефтенасыщенность должна уменьшаться с уменьшением скорости и увеличением длины системы. В условиях промысла – при большой длине и маленькой скорости – число Дамкелера обычно гораздо больше, чем в лабораторных опытах. Таким образом, лабораторные испытания могут давать завышенную уловленную нефтенасыщенность в смешивающихся заводнениях.

Включение дисперсии в уравнение (7.9-1) требует численного решения (Коатс и Смит, 1964). Конечно, решения, полученные таким образом, в большей степени соответствуют экспериментальным данным, чем уравнение (7.9-4), но не меняют общих выводов.

Эффект образования водного барьера трудно увидеть из предшествующего математического решения. Для концептуальной ясности лучше всего разделить эффекты образования водного барьера и тупикового порового пространства, разделив поровое пространство проницаемой среды на участки, в которых происходит течение, изолированные и дендритные участки (Солтер и Моганти, 1982). Поровое пространство, в котором происходит течение, это участок, через который фаза течет, по крайней мере, в одно поровое сужение и из него. Дендритный участок соединен с участком, в котором происходит течение, через коэффициент массообмена, как было показано выше, но сам течения не проявляет. Изолированная часть фазы полностью окружена другой фазой, через которую диффузия произойти не может. Количество и свойства всех участков являются функциями фазовых насыщенных, смачиваемости среды и изменения характеристики насыщенности во времени. Как правило, изолированные и дендритные участки исчезают по мере увеличения насыщенности несмачивающей фазой. Но при низких насыщенностях несмачивающей фазой эти два участка, в которых нет течения, могут занимать большую часть всего порового пространства.

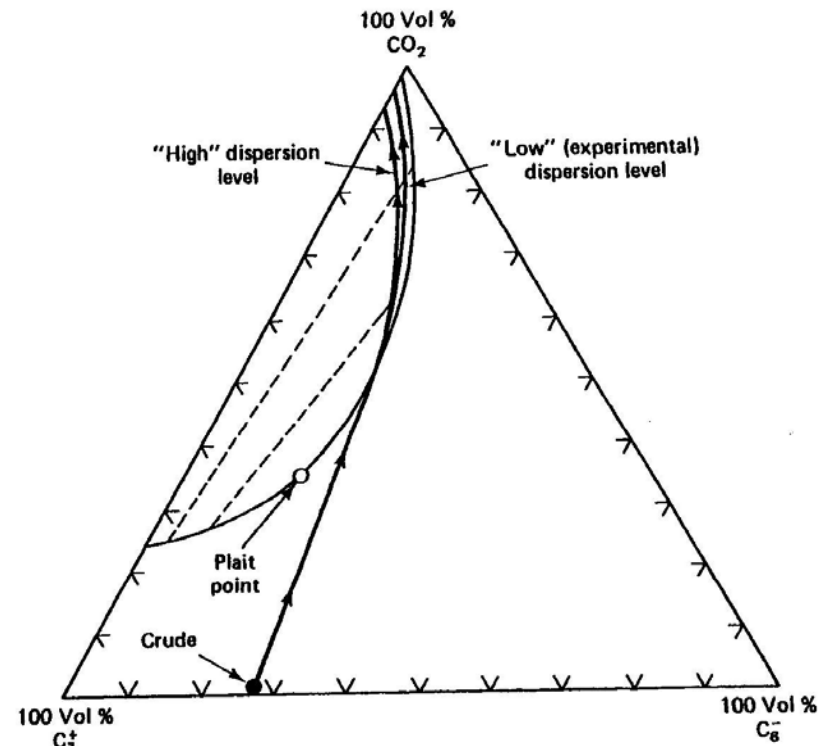
Взаимовлияние фазового поведения

Когда в процессе вытеснения развивается смешиваемость, анализ в значительной степени осложняется, т.к. помимо эффекта образования водного барьера, нефть при вытеснении растворителем может улавливаться за счет взаимодействий с фазовым поведением. На Рис.7-47 представлены результаты вытеснений CO_2 при двух разных уровнях давления и дисперсии, полученные в комбинированном экспериментально - теоретическом исследовании, предпринятом Гарднером и др. (1981). При обоих давлениях вытеснения происходят при режиме испаряющегося газа.



(a) Experimental effluent histories

(a) Характеристика изменения



(b) Composition route (2000 psia)

(b) Траектория состава (2000 фунт./кв.дюйм) выходящего потока

Рис.7-47 Результаты вытеснений CO₂, полученные при двух разных уровнях давления и дисперсии (Гарднер и др., 1981)

По-прежнему более низкое давление дает в должной мере более низкую нефтеотдачу, чем более высокое давление. Этот эффект относительно не чувствителен к скорости, и подвижная вода отсутствовала, указывая на то, что более низкая нефтеотдача обусловлена чем-то еще помимо эффекта тупиковых пор.

На Рис.7-47(b) показана траектория состава в вытеснении, проводившемся при давлении 13.6 МПа (2000фунт./кв. дюйм) (Рис.7-47(a)). Из-за дисперсии траектория состава в этом вытеснении с развившейся смешиваемостью входит в двухфазную область (сравните со случаем, когда дисперсия отсутствует, Рис.7-37b). Это вторжение снизит нефтеотдачу, т.к. уловленные фазовые насыщенности в двухфазной области велики, межфазное натяжение между двумя углеводородными фазами большое. Несмотря на то, что влияние дисперсии на экспериментальные данные («низкий» уровень дисперсии) незначительно, моделируемый эффект при высоком уровне дисперсии резко выражен.

Вытеснения, представленные на Рис.7-47, были гравитационно-стабильными, поэтому образование языков в результате разности вязкостей можно не учитывать. То, что это явление также влияет на уловленную нефтенасыщенность в вытеснении при неустановившемся режиме, показали в своей работе Гарднер и Ипма (1982). На Рис.7-48 показаны данные из литературных источников по уловленной нефтенасыщенности в процессе смешивающегося вытеснения для нескольких вторичных заводнений CO_2 , которые представлены в виде графика зависимости от времени пребывания ($L\phi/u$). Уменьшение уловленной нефтенасыщенности с увеличением времени пребывания очень напоминает уменьшение, связанное с увеличением N_{Da} в вытеснениях, смешивающихся при первом контакте, рассмотренных ранее. Но вытеснения, представленные на Рис.7-48, были, как правило, при неустановившемся режиме при отсутствии подвижной воды.

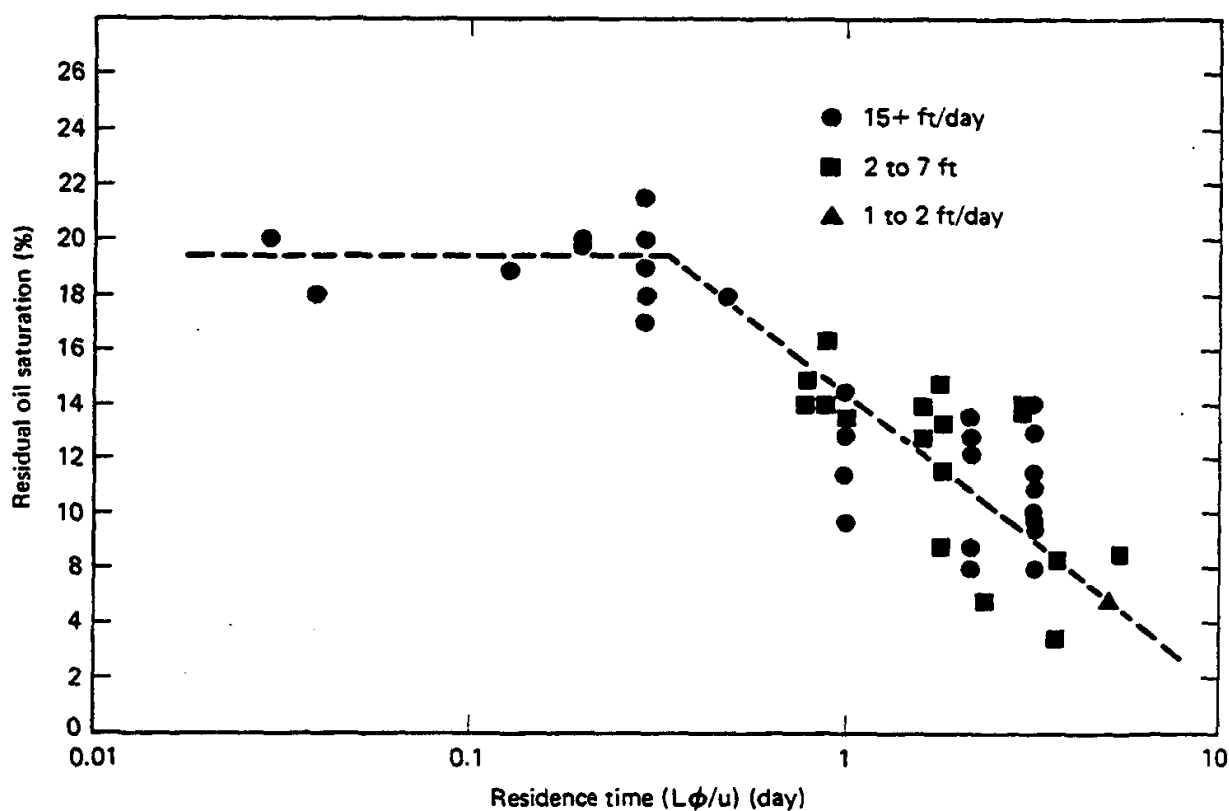


Рис.7-48 Данные из литературных источников по уловленной нефтенасыщенности в смешивающихся заводнениях, представленные в виде графика зависимости от времени пребывания (Гарднер и Ипма, 1982)

Гарднер и Ипма интерпретируют большие остаточные нефтенасыщенности при небольшом времени пребывания как следствие синергетического эффекта между фазовым поведением и образованием языков в результате разности вязкостей. Они аргументируют это тем, что в продольном направлении на конце языка смешиваемость между растворителем и нефтью развивается наподобие того, как показано на Рис.7-37b. В поперечном направлении смешивание происходит из-за поперечной дисперсии и, возможно, вязкостного перетока. Как мы уже видели, смешивание вследствие дисперсии является причиной прямолинейных траекторий разбавления на псевдотройных диаграммах (см. Рис.7-13). Такое смешивание не вызывает развитую смешиваемость до тех пор, пока не будут иметь место очень длительное время пребывания или очень высокая поперечная дисперсия. Таким образом, нефть сначала вымывается продольным движением языка, конец которого содержит растворитель CO_2 , обогащенный легкими фракциями, а затем течет назад в язык из поперечного направления в область чистого CO_2 . Т.к. CO_2 и нефть не смешиваются при первом контакте, в языке образуются множественные фазы и происходит улавливание. В самом деле, в моделировании отмечалось, что уловленная нефть действительно присутствовала в самых больших количествах в областях, через которые язык растворителя уже прошел, из-за этого эффекта повторного насыщения и фазового поведения. Хотя кажется парадоксальным, что самая большая остаточная нефтенасыщенность находится в зоне, отмытой растворителем, эта точка зрения подтверждается корреляцией данных на Рис.7-48 в зависимости от группы поперечной дисперсии, воспроизведением этой корреляции при моделировании и, наконец, подбором характеристики выходящего потока в лабораторных опытах, соответствующей результатам моделирования. Интересно, что траектории составов зон как внутри, так и за пределами языков, хорошо переходили внутрь двухфазной области тройной диаграммы. Когда поперечная дисперсия велика, поперечное смешивание происходит до того,

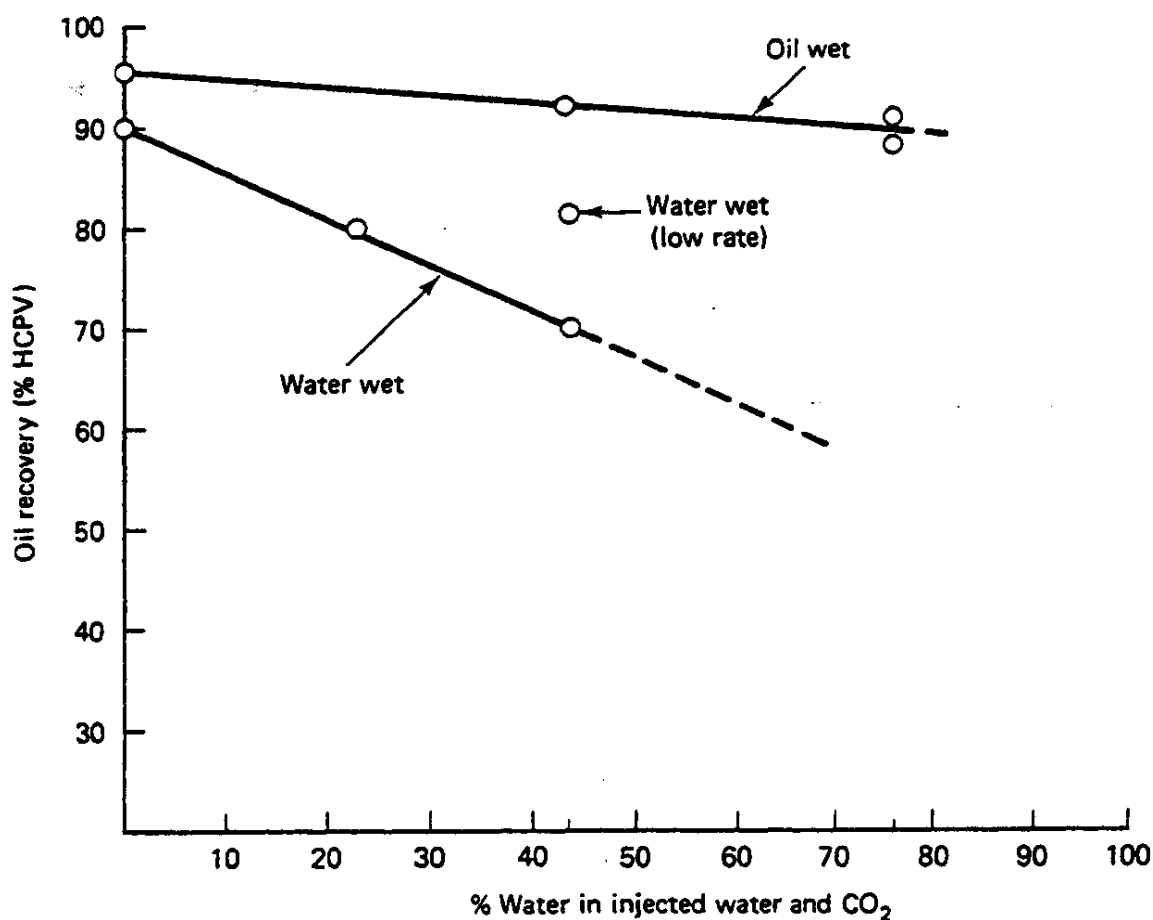


Рис.7-49 Нефтеотдача в зависимости от доли закачанной воды в третичных вытеснениях CO_2 в гидрофильной и гидрофобной среде (Тиффин и Йеллиг, 1982)

как языки растворителя освобождаются от вытесняющей смеси, и уловленная нефтенасыщенность уменьшается.

Несомненно, взаимодействие с фазовым поведением, дисперсией и образованием языков в результате разности вязкостей – все это играет роль для понимания этих сложных явлений. И все же, кажется убедительным, что смачиваемость среды играет центральную роль, особенно, поскольку эффект смачиваемости, по-видимому, существует даже в наиболее сложных нестабильных вытеснениях с развитой смешиваемостью (Рис.7-49).

7-10 Оценка нефтеотдачи в условиях промысла

В этом разделе мы объединим влияния коэффициента охвата по площади и коэффициента вытеснения.

Предположим, у нас есть график зависимости средней концентрации растворителя и нефти от безразмерного времени при одномерном вытеснении. Он может быть построен по суммарному материальному балансу, полученному в лабораторном опыте, или может быть результатом расчета движения отдельных фаз в многофазовом потоке, рассмотренном в Разделах 7-7 и 7-8. На Рис.7-52 показаны средние концентрации, взятые из экспериментальных данных, приведенных на Рис.7-40. Сплошные линии являются решением для движения отдельных фаз в многофазовом потоке.

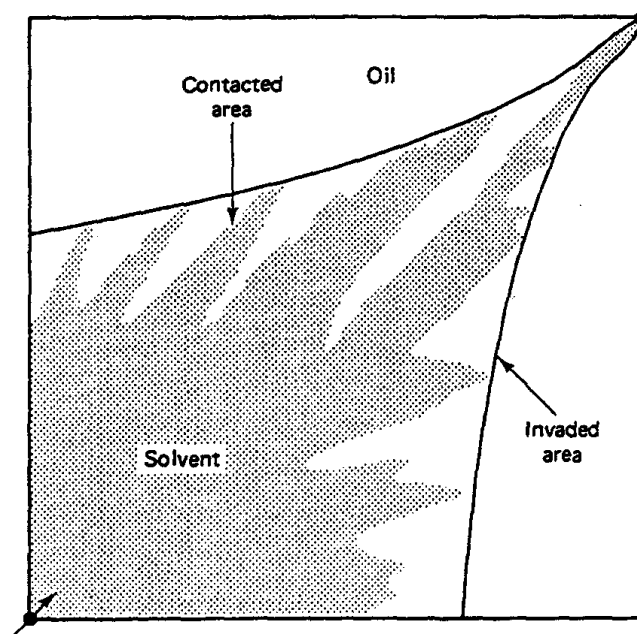


Рис.7-50 Схематическое изображение контактной зоны и зоны проникновения при пяти-точечной схеме размещения скважин (четвертая часть)

В этом разделе мы проиллюстрируем поправку этих данных только на коэффициент охвата по площади. Поправка на коэффициент охвата по мощности делается аналогичным образом, за исключением того, что мы должны использовать функцию коэффициента охвата по мощности, а не по площади. Поправка, исходя из охвата по площади, была бы так же правильной, если усредненные кривые концентрации скорректировать по охвату по мощности, т.е. если их усреднить по поперечному сечению, используя псевдофункции.

Т.к. мы явно включаем образование языков в результате разности вязкостей в среднюю функцию концентрации, важно *не* включить его также в корреляцию охвата по площади. Кларидж предвидел это событие, определив коэффициент охвата «зоны проникновения», как показано на

Рис.7-51. Он определил, что корреляция охвата по площади Кодла и Уитта (1959) лучше всего аппроксимировала охват зоны проникновения, и вывел уравнения для описания потока в условиях ограниченной пяти-точечной схемы размещения скважин. Кроме того, он разработал методику комбинирования охвата по площади и мощности для вторичных процессов вытеснения, в которых не применяется попеременная закачка воды и газа. Наша методика – это обобщение методики Клариджа для заводнений, смешивающихся при первом контакте, с произвольным соотношением попеременно закачиваемых воды и газа и произвольных исходных условий.

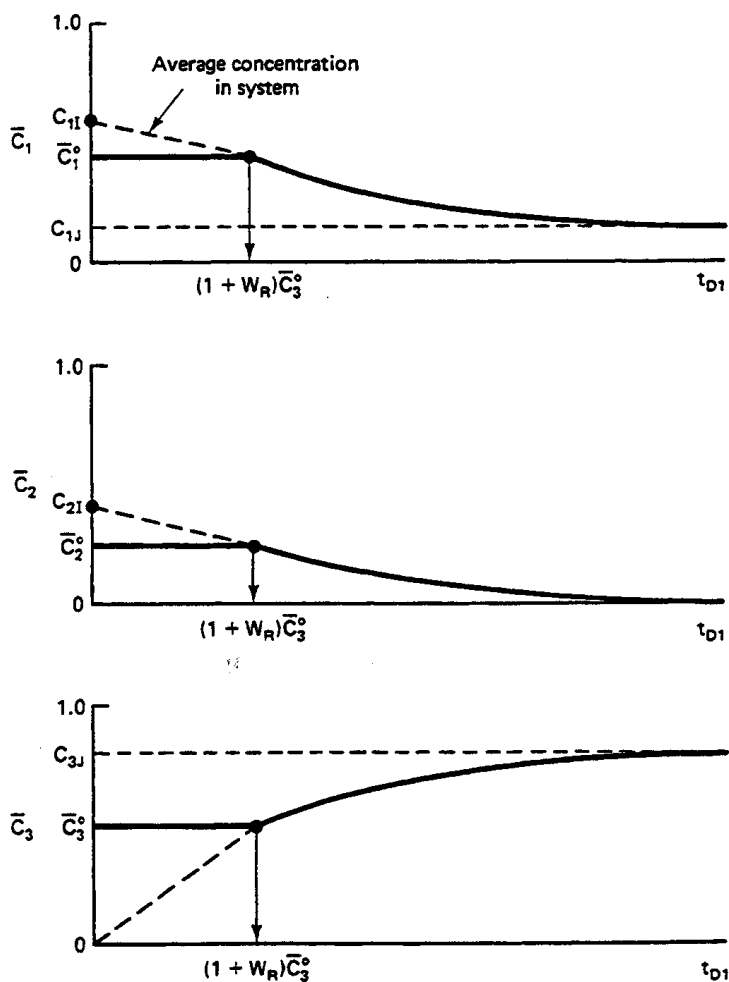


Рис.7-51 Схематическое изображение поведения средних концентраций

Участок проникновения определяется кривой, соединяющей противоположные концы языков (Рис.7-50), и дается произведением E_A - коэффициента охвата участка проникновения по площади, и площади участка. E_A , как функция безразмерного времени и соотношения подвижностей, дается в статье Клариджа; здесь она не повторяется, хотя ее можно было бы дать графически для конкретного случая. На Рис.7-50 контактная площадь – это площадь, фактически занимаемая языками растворителя.

Центральное место в этой методике занимает идея средних концентраций позади фронта. Мы определяем их как средние концентрации в зоне проникновения:

$$\bar{C}_i = \frac{\text{Объем компонента } i \text{ в зоне проникновения}}{\text{Объем зоны проникновения}} \quad (7.10-1)$$

Средними концентрациями в контактной зоне являются $(C_1, C_2, C_3)_J$, закачанные концентрации. \bar{C}_i равны функциям средних концентраций после прорыва; до этого они постоянны и равны их величине в момент прорыва \bar{C}_i^0 (см. Рис.7-52).

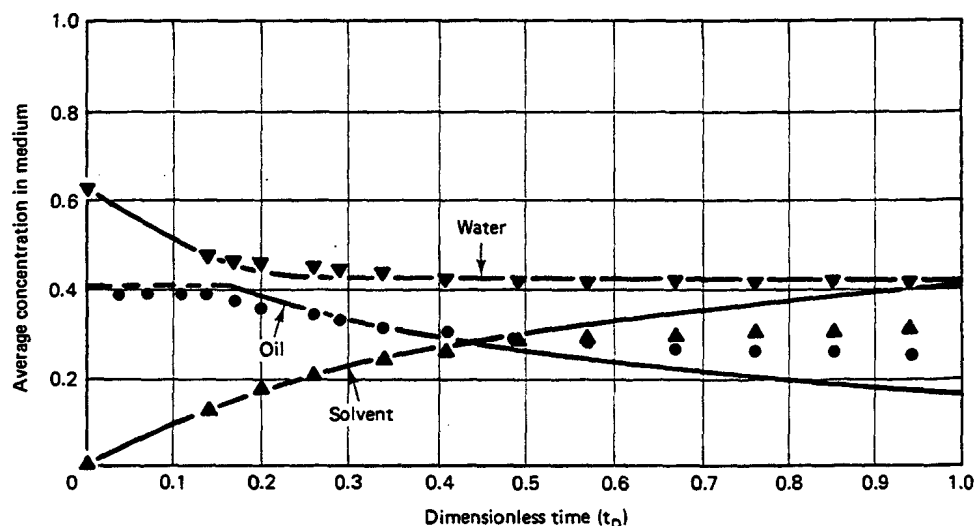


Рис.7-52 Средняя концентрация, полученная в экспериментальном вытеснении, показанном на Рис.7-40

Т.к. E_A и \bar{C}_i являются известными функциями времени, суммарная добыча компонента i равна:

$$N_{pi} = \int_0^t F_{ij} q dt - V_p E_A (\bar{C}_i - \bar{C}_{ij}), i = 1, 2, 3 \quad (7.10-2)$$

по материальному балансу (уравнение 2.5-2). В уравнении (7.10-2) q - это скорость закачки-добычи, V_p - общий поровый объем, а t - время. Все объемы в этом уравнении – это поровые объемы. Для нефти, в частности, мы можем написать

$$N_{p2D} = E_A \left(1 - \frac{\bar{C}_2}{C_{2I}}\right) \quad (7.10-3)$$

где N_{p2D} - суммарная добытая нефть, выраженная в виде доли нефти, содержащейся в пласте на начало закачки растворителя $(N_{p2} / V_p C_{2I})$. Чтобы выразить нефтеотдачу в виде доли начального (на момент открытия месторождения) количества нефти в пласте, уравнение (7.10-3) нужно умножить на отношение C_{2I} к $(1 - S_{1r})$ - начальную нефтенасыщенность.

Здесь мы начинаем использовать t_{D1} в виде функции времени для C_1 и t_{D2} для E_A , т.к. ни одна функция, как правило, не зависит явно от реального безразмерного времени t_D в уравнении (7.10-3). Ниже мы устанавливаем соотношение между t_{D1} , t_{D2} и t_D .

Прорыв происходит при $t_{D1} = (1 + W_R) \bar{C}_3^0$, где \bar{C}_3^0 - это средняя концентрация растворителя позади фронта или перед прорывом. На Рис.7-52 построенные кривые показывают зависимость средней концентрации в одномерной системе от t_{D1} (пунктирные линии). В последующем выводе мы не используем средние концентрации системы; мы показываем их на Рис.7-52 для полноты.

Средние концентрации системы и средние концентрации позади фронта после прорыва совпадают.

Представьте непрерывную одномерную проницаемую среду с известными $\bar{C}_2 = \bar{C}_2(t_{D1})$ и $\bar{C}_3 = \bar{C}_3(t_{D1})$. Соответствующим определением для t_{D1} является следующее:

$$t_{D1} = \frac{\text{Объем растворителя + закачанная вода}}{\text{объем в зоне проникновения}} \quad (7.10-4)$$

Если мы определяем области, в которых течение отсутствует, с помощью областей, в которые не было проникновения, показанные на Рис.7-51, безразмерное время t_{D1} принимает вид:

$$t_{D1} = \frac{t_D}{E_A} \quad (7.10-5)$$

С другой стороны, рассмотрим равномерную пятиточечную систему с известным $E_A = E_A(t_{D2})$, в которую одновременно закачивают растворитель и воду. Если нефть и вода в области проникновения рассматриваются как часть скелета породы, соответствующее безразмерное время t_{D2} принимает вид:

$$t_{D2} = \frac{\text{Объем закачанного растворителя}}{\text{Объем растворителя в области проникновения}} \quad (7.0-6)$$

который можно разложить на следующие части:

$$t_{D2} = \frac{\text{Объем закачанного растворителя}}{\text{объем растворителя + закачанная вода}} \times \frac{\text{Объем растворителя + закачанная вода}}{\text{объем системы}} \times \frac{\text{Объем системы}}{\text{объем растворителя в области проникновения}} \quad (7.10-7)$$

После прорыва t_{D2} можно записать по нашей терминологии, как:

$$t_{D2} = \frac{t_D}{(1 + W_R)C_3} \quad (7.10-8)$$

Уравнения (7.10-5) и (7.10-8) являются соотношениями между различным безразмерным временем. Кларидж называет t_{D1} и t_{D2} кажущимися поровыми объемами, закачанными при соответствующей переменной. t_D можно исключить из уравнений (7.10-5) и (7.10-8), получив следующее:

$$t_{D1} = \frac{t_{D2}}{E_A} (1 + W_R) \bar{C}_3 \quad (7.10-9)$$

Определения в уравнениях (7.10-5) и (7.10-9) можно подтвердить, отметив, что, когда прорыв происходит в площадном измерении, он также происходит и в одномерном измерении. Так, при прорыве мы имеем $t_{D2} = E_A$ и $\bar{C}_3 = \bar{C}_3^0$, из чего следует, что $t_{D1} = (1 + W_R) \bar{C}_3^0$ из уравнения (7.10-9). Рис.7-52 показывает, что это действительно правильное безразмерное время прорыва для одномерной системы.

Метод расчета правильных t_{D1} , t_{D2} и t_D является итеративным.

1. Рассчитайте соотношение подвижностей \bar{M} , которое должно использоваться в корреляции охвата по площади. Мы определяем соотношение подвижностей, исходя из средних концентраций позади фронта в момент прорыва

$$\bar{M} = \frac{(\lambda_{ri})_{\bar{C}_i^0}}{(\lambda_{ri})_{\bar{C}_{ii}}} \quad (7.10-10a)$$

Для этого нужны кривые относительной проницаемости. Если кривых нет, \bar{M} можно рассчитать по одномерным данным следующим образом:

$$\bar{M} \cong \frac{(q/\Delta P)_{final}}{(q/\Delta P)_I} \quad (7.10-10b)$$

где q = объемный расход, а ΔP = суммарный перепад давления. Численная величина \bar{M} не меняется во время расчета.

2. Для этой величины \bar{M} найдите коэффициент охвата по площади в момент прорыва $t_{D2}^0 = E_A^0$. Безразмерное время прорыва для комбинированного коэффициента охвата по площади и вытеснения равно $t_D^0 = E_A^0(1 + W_R)\bar{C}_3^0$ из уравнения (7.10-8). Итеративные вычисления начинаются с t_D^0 .
3. Установите $t_D > t_D^0$.
4. Выберите $t_{D1} > \bar{C}_3^0(1 + W_R)$.
5. Рассчитайте $\bar{C}_3(t_{D1})$ из одномерных результатов.
6. Рассчитайте t_{D2} из уравнения (7.10-8).
7. Рассчитайте $E_A(t_{D2})$ из корреляции охвата по площади.
8. Рассчитайте t_{D1} из уравнения (7.10-5).
9. Тест на сходимость. Если t_{D1} , рассчитанные на этапах 4 и 8, разнятся менее, чем на какую-то небольшую установленную допустимую величину, сходимость получена; если нет, повторно рассчитайте t_{D1} и вернитесь к этапу 4.
10. Рассчитайте суммарную добычу нефти по уравнению (7.10-3) и рассчитайте комбинированное движение отдельных фаз каждого компонента из

$$F_i^T = \left(1 - \frac{dE_A}{dt_{D2}}\right) F_i(t_{D1}) + \frac{dE_A}{dt_{D2}} F_{ij} \quad (7.10-11)$$

11. Увеличьте t_D и вернитесь к этапу 3 для более позднего времени. Вся процедура продолжается до тех пор, пока t_D не будет больше, чем некий установленный максимум. Процедура дает сходимость за 2 – 4 итерации на этап путем простой подстановки. Комбинированное движение отдельных фаз в уравнении (7.10-11) представляет собой вклад зоны проникновения (первый член) и зоны, в которую проникновения не было (второй член), причем все выражения рассчитывались при последовательных значениях t_{D1} , t_{D2} и t_D . Члены F_i в уравнении (7.10-11) взяты из одномерных кривых, и производные получили численную оценку. Раз $F_i^T(t_D)$ известно, мы рассчитываем скорости компонентов в стандартных объемах, как

$$q_i = \frac{q F_i^T}{B_i}, i = 1, 2, 3 \quad (7.10-12a)$$

соответствующие реальному времени t путем преобразования

$$t_D = \int_0^t \frac{q dt}{V_p} \quad (7.10-12b)$$

На Рис.7-53 показаны результаты поправок на коэффициент охвата по площади, применительно к данным, представленным на Рис.7-52. Ось y показывает суммарную добытую нефть в виде доли от начального количества нефти в пласте на начало закачки растворителя, а ось x показывает каждое из трех безразмерных времен. Случай, в котором используется комбинированный коэффициент охвата по площади вытеснения, показывает более ранний прорыв, чем два других случая, и за исключением более раннего времени, везде дает меньшие показатели. Комбинированная долевая нефтеотдача в конкретное безразмерное время не является просто произведением коэффициента площадного охвата и вытеснения в это время. Соответствующее безразмерное время для последовательно определяемых двух последних факторов дается уравнениями (7.10-5) и (7.10-8). Для этого конкретного случая Рис.7-53 показывает, что комбинированная нефтеотдача приблизительно в равной степени зависит от коэффициента охвата по площади и коэффициента вытеснения.

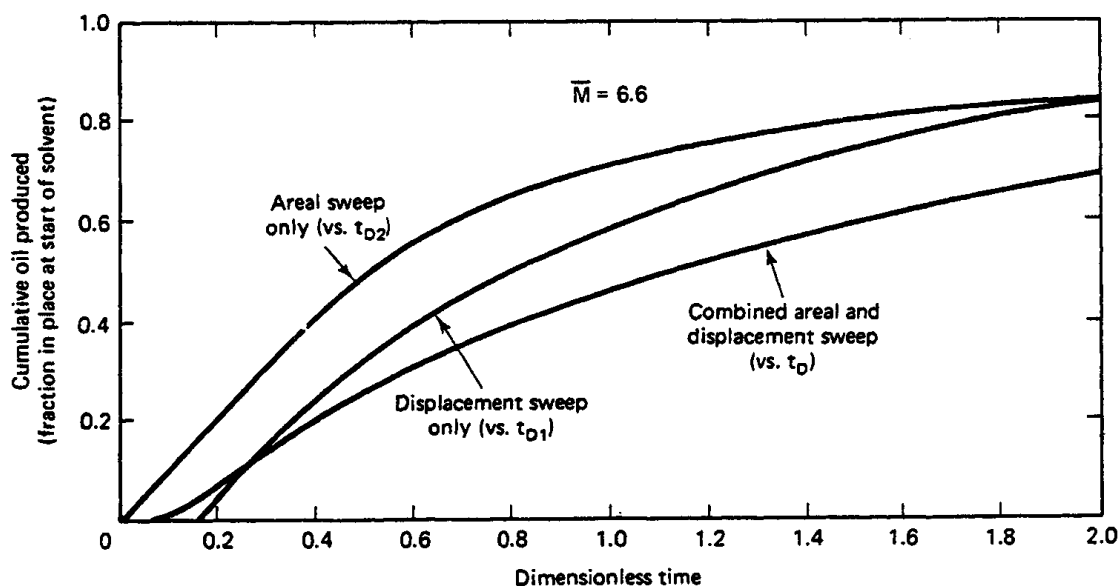


Рис.7-53 Расчетное суммарное количество добытой нефти

7-11 Заключительные замечания

В настоящее время методы вытеснения нефти растворителями составляют большую часть из числа осуществляемых методов повышения нефтеотдачи. Для пластов определенного класса — низкая проницаемость, довольно глубокое залегание, легкая нефть — это, несомненно, предпочтительный метод. Технологии будущего, особенно те, что связаны с методами гравитационной стабилизации и регулирования подвижности, могли бы в какой-то степени расширить этот диапазон, но, тем не менее, имеется огромное количество нефти, которая может быть добыта этим методом уже в настоящее время.

Особое значение в этой главе придается таким вопросам, как классификация процессов вытеснения нефти растворителями, пригодность корреляций минимального давления смешиваемости и образование языков в результате разности вязкостей. Важность вязкостного языкообразования остается сильно недооцененной в крупномасштабном вытеснении из-за малопонятных эффектов

неоднородности; однако, несомненно, то, что это явление, возможно в сочетании с другими факторами, является причиной большой разницы в нефтеотдаче, получаемой в лабораторных и промышленных условиях. Данные о дисперсии и оторочках, а также о течении фаз растворителя – воды - нефти могут сформировать основу для многих методик расчета. Оба вопроса легко можно представить в графическом изображении, которому отведено большое место в этой работе.

ПРИМЕРЫ

7А. Несмешивающийся растворитель. Конкретная нефть имеет удельный вес 0.76, нормальную температуру кипения 324 К (124⁰ F), молекулярный вес 210 кг / кг- моль и вязкость 15 мПа·с. При давлении 8.16 МПа (1200 фунт./кв. дюйм) и температуре 322 К (120⁰ F) определите:

- (a) Растворимость CO₂ в нефти
- (b) Вязкость насыщенной смеси CO₂ – нефти
- (c) Коэффициент набухания смеси
- (d) Растворимость CO₂ в воде и выразите это в виде мольной доли

Используйте корреляции Симона и Гро (Рис.7-20 – 7-22), а также корреляции растворимости в воде (Рис.7-23).

7В. Расчет минимального давления смешиваемости. Ниже приведен анализ сепарированной нефти при двух разных уровнях растворенного газа. Используя корреляцию Холма и Джозендаля, 1982 (Рис.7-25), определите минимальное давление смешиваемости для сепарированной нефти и нефти, в которой содержится 53.4 и 106.9 ст. куб. м растворенного газа / ст. куб. м нефти.

Компонент	Весовой %		
	Сепарированная нефть	Нефть + 53.4 ст. куб. м газа / ст. куб. м нефти	Нефть + 106.9 ст. куб. м газа / ст. куб. м нефти
C ₁		21.3	53.0
C ₂		7.4	18.4
C ₃		6.1	15.1
C ₄		2.4	6.0
C ₅ – C ₃₀	86	54.0	6.5
C ₃₁ ⁺	14	8.8	1.1

Какой вывод вы можете сделать относительно влияния растворенного газа на минимальное давление смешиваемости? Как вы объясните это с помощью тройной диаграммы?

7С. Наложение и множественные оторочки. Используя принцип наложения, применяемый для ступенчатых изменений входящего потока М в одномерной среде, покажите, что комплексным решением для уравнения конвекционной диффузии является следующее:

$$C_i = \frac{C_{i0} + C_{iM}}{2} - \frac{1}{2} \sum_{j=1}^M (C_{ij} - C_{ij-1}) \Phi(t_D - \sum_{k=1}^j t_{Dk}) \quad (7C-1)$$

где C_{ij} = закачанная концентрация компонента i в промежуток времени j (C_{i0} то же, что и C_{i1}), t_{Dj} = продолжительность интервала j , и где

$$\Phi(t_D) = \operatorname{erf} \left\{ \frac{x_D - t_D}{2 \sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right\}$$

Уравнение (7С-1) имеет силу только при $t_D > \sum_{k=1}^j t_{Dk}$.

7D. *Траектории разбавления на тройных диаграммах.* Постройте график для следующих условий:

(а) Профили концентрации при $t_D = 0.5$ при вытеснении нефти, имеющей состав $(C_2, C_3)_I = (0.1, 0)$, небольшой оторочкой ($t_{Ds} = 0.1$), имеющей состав $C_{2J} = 1.0$, за которой следует продавочный газ, имеющий состав $C_{3K} = 1.0$. Возьмите число Пекле равным 100.

(б) Траектория разбавления профиля концентраций, полученного в части (а), на тройной диаграмме, как на Рис.7-30.

7E. *Разбавление обогащенного газа.* Исходя из тройной диаграммы, показанной на Рис.7Е, при исходном составе нефти $(C_2, C_3)_I = (0.1, 0)$,

(а) Определите минимальную концентрацию промежуточного компонента (C_{2J}), которая могла бы использоваться в непрерывной смеси сухого газа промежуточной вытесняющей жидкости, которая обеспечит развившуюся смешиваемость.

(б) Используя (C_{2J}), упомянутую в части (а), в качестве нижнего предела, определите размер оторочки растворителя, необходимый для обеспечения смешиваемости при первом контакте при $t_D = 1$ для ряда значений (C_{2J}). Постройте график зависимости общего количества закачанного промежуточного компонента ($C_{2J}t_{Ds}$) от размера оторочки, чтобы определить оптимальное количество. Возьмите число Пекле равным 1000.

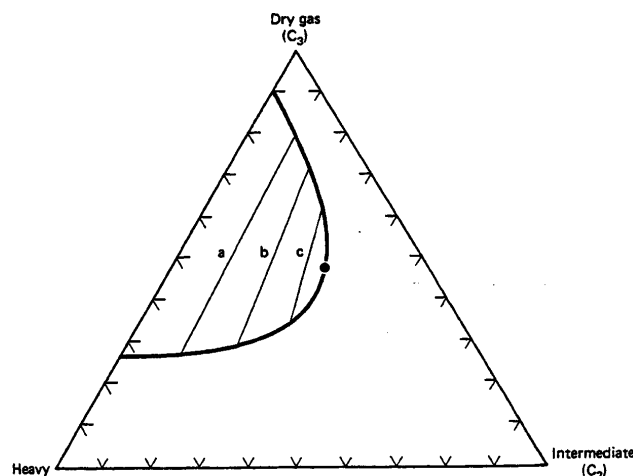


Рис.7Е Тройная диаграмма для задачи с использованием обогащенного газа

7F. *Изменение доли фазы в многофазном потоке при несмешивающемся вытеснении.* На Рис.7F показаны кривые изменения доли фазы в многофазном потоке вдоль трех рабочих линий, представленных на Рис.7Е. Более прямые кривые (с меньшими остаточными фазовыми насыщенностями) находятся ближе к точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей. Фаза 3 – это фаза, самая обогащенная компонентом 3.

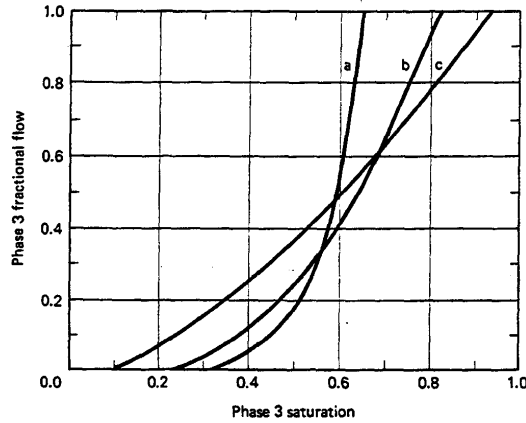


Рис.7F Кривая изменения доли фазы в многофазном потоке для Примера 7F

(а) Нанесите на тройную диаграмму линии остаточной насыщенности, особую(ые) кривую(ые), равноскоростную траекторию и, по возможности больше траекторий нерабочих линий.

(б) Постройте все возможные кривые движения отдельных фаз в многофазовом потоке, какие вы можете построить. Исходный состав нефти равен $(C_2, C_3)_I = (0.28, 0)$, а состав закачанного растворителя равен $(C_2, C_3)_J = (0.09, 0.91)$. Эти составы находятся на продлении линий: самой далекой и ближайшей к точке полного смешения частично смешивающихся жидкостей, соответственно.

(с) Отберите физически возможные решения из кривых части (б), и постройте профили насыщенности и концентрации при $t_D = 0.8$.

7G. *Расчеты попеременно закачиваемой воды и газа.* На Рис.7G приведены характерные кривые относительных проницаемостей для Slaughter Estate Unit (SEU). Вязкости воды, нефти и растворителя равны 0.5, 0.38 и 0.037 мПа·с, соответственно.

(а) Постройте кривые движения фаз вода – нефть и вода – растворитель. Предположите, что кривые относительной проницаемости для этих пар одинаковы, и возьмите $\alpha = 0$.

(б) Определите оптимальное соотношение попеременно закачиваемых воды и газа для вторичного вытеснения, смешивающегося при первом контакте, в отсутствие вязкостного языкообразования и дисперсии.

(с) Если используется оптимальное соотношение попеременно закачиваемых воды и газа, рассчитайте минимальный размер оторочки растворитель – вода (t_{Ds}) для полного вытеснения. В качестве продавочной жидкости используется вода.

(д) Если размер оторочки вода – растворитель на 50% больше размера, рассчитанного в части (с), постройте график зависимости расстояния от времени и график изменения выходящего потока во времени для этого вытеснения.

(е) Оцените уловленную нефтенасыщенность S'_{2r} в смешивающемся заводнении по Рис.7-44.

7H. *Скорость растворителя при растворимости в воде – нефти*

(а) Покажите, что за счет включения растворимости растворителя в воде и растворимости растворителя в уловленной нефти удельная скорость растворителя (уравнение 7.7-14) становится равной

$$v_3 = \frac{1 - f_{1j}^s(1 - C_{31})}{1 - S_{1j}(1 - C_{31}) - S'_{2r}(1 - C_{32})} \quad (7H-1)$$

где C_{31} = растворимость растворителя в воде = $R_{31}B_3/B_1$, а C_{32} = растворимость растворителя в нефти = $R_{32}B_3/B_2$. R_{ij} - растворимость компонента i в фазе j в стандартных объемах i на стандартные объемы j . См. Рис.7-20 и 7-23.

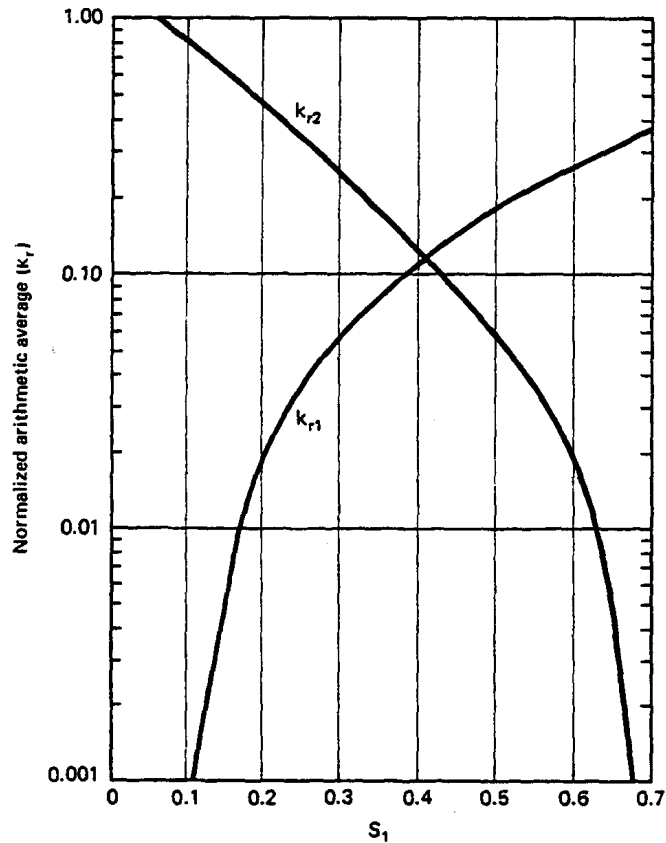


Рис.7G Кривые относительной проницаемости для Slaughter Estate Unit (Адер и Стайн, 1982)

(b) Используя S'_{2r} из части (е) Примера 7G и принимая $R_{31} = 17.8$ ст. куб. м / ст. куб. м, $R_{32} = 214$ ст. куб. м / ст. куб. м, $B_3 = 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{ст. куб. м}$, $B_1 = 1 \text{ м}^3 / \text{ст. куб. м}$ и $B_2 = 1.2 \text{ м}^3 / \text{ст. куб. м}$ повторите части (b-d) Примера 7G.

(c) Повторите части (c) и (d) Примера 7G, если в качестве продажной жидкости используется газ со свойствами, идентичными свойствам растворителя, а не вода.

7I. Движение отдельных фаз при заводнении карбонизированной водой. Одним из первых методов повышения нефтеотдачи является вытеснение нефти водой, насыщенной CO_2 . Этот метод поддается анализу движения отдельных фаз в многофазном потоке (де Ниверс, 1964).

(a) Покажите, удельная скорость поршнеобразного фронта вытеснения карбонизированной водой дается следующим уравнением:

$$v_{\Delta C_3} = \frac{1 - \frac{K_{21}^3}{K_{21}^3 - 1}}{1 - S_{2r} - \frac{K_{21}^3}{K_{21}^3 - 1}} \quad (7I-1)$$

Уравнение (7I-1) предполагает, что течение позади фронта происходит при наличии остаточной нефтяной фазы, насыщенной CO_2 .

(b) Подбрав удельную скорость заднего края нефтяного вала к условиям уравнения (7I-1), покажите, что насыщенность нефтяного вала и движение отдельных фаз должны удовлетворять следующим условиям:

$$v_{\Delta C_3} = \frac{1 - \frac{f_1 - C_{32}}{1 - C_{32}}}{1 - \frac{S_1 - C_{32}}{1 - C_{32}}} \quad (7I-2)$$

В этих уравнениях K_{21}^3 - объемный коэффициент распределения CO_2 ($i = 3$) между водной ($j = 1$) и нефтяной ($j = 2$) фазами, а C_{32} - объемная доля CO_2 в нефти. $f_1(S_1)$ - кривая движения водной фазы.

(с) Определите C_{32} и K_{21}^3 по Рис.7-20 при давлении 15 МПа и температуре 340К. Вы можете предположить идеальное смешивание в обеих фазах.

(d) Рассчитайте и постройте диаграмму доли нефти в выходящем потоке при вытеснении нефти карбонизированной водой из одномерной проницаемой среды при начальной (равномерной) доле нефти 0.1.

(е) На том же графике постройте кривую изменение движения нефтяной фазы в выходящем потоке в случае вытеснения некарбонизированной водой. И наконец, постройте график зависимости дополнительной нефтеотдачи от t_D .

Для этой задачи используйте следующие параметры в экспоненциальных кривых относительной проницаемости:

Молекулярный вес нефти равен 200 кг/кг-моль, плотность нефти равна 0.78 г/см^3 , а коэффициент ω_{OP} равен 11.2.

7J. *Вязкостное языкообразование и коэффициент вытеснения.* Применяя теорию Коваля (уравнение 7.8-7), постройте кривую изменения характеристики выходящего потока при вытеснении, смешивающемся при первом контакте, в котором соотношение вязкостей нефти и растворителя равно 50, а коэффициент неоднородности равен 5.

7K. *Вязкостное языкообразование и коэффициент смешивания.* Обозначение вязкостного языкообразования Годда - Лонгстаффа (1972), коэффициент Коваля K_{val} в уравнении (7.8-4) заменяется на K_{TL} , где:

$$K_{TL} = \frac{M_{2e}}{M_{3e}} = \nu^{1-\omega} \quad (7K-1)$$

где M_{2e} и M_{3e} = эффективные вязкости растворителя и нефти в зоне смешивания, ν = соотношение вязкостей, а ω = коэффициент смешивания ($0 < \omega < 1$).

(а) Повторите пример **7J** при $\omega = 1/3$.

(b) Определите соответствие между K_{val} и K_{TL} , приняв $K_{TL} = K_{val}$ в уравнении (7.8-5) и построив график зависимости ω от ν при разных значениях H_k .

7L. *Дисперсия как нормальное распределение.* Согласно одному из мнений, дисперсия является результатом смешивания большого количества частиц жидкости вдоль независимых траекторий. Если так, то распределение частиц должно следовать нормальному распределению. В этом примере мы показываем, что уравнения в Разделе 7-6 преобразуются до такого вида.

(а) Покажите, что уравнение (7.6-4), применимое к единичной оторочке $C_{il} = C_{ik} = 0$ и

$$t_{Ds} C_{ij} = 1 \quad (7L-1)$$

преобразуется до

$$C_i = \frac{1}{2t_{Ds}} \left\{ \operatorname{erf} \left[\frac{x_D - (t_D - t_{Ds})}{2\sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right] - \operatorname{erf} \left[\frac{x_D - t_D}{2\sqrt{\frac{t_D}{N_{Pe}}}} \right] \right\} \quad (7L-2)$$

при $t_D \gg t_{Ds}$.

(b) Используя определение для функции ошибок (уравнение 5.5-14), покажите, что уравнение (7L-2) принимает вид

$$C_i = \left(\frac{N_{Pe}}{4\pi t_D} \right)^{1/2} e^{-[(x_D - t_D)^2 / (4t_D / N_{Pe})]} \quad (7L-3)$$

по мере того, как $t_{Ds} \rightarrow 0$. Уравнение (7L-3) показывает, что распределение большого количества частиц при $x_D = 0$ первоначально стремится к нормальному распределению со средним положением $x_D = t_D$ и стандартным отклонением $2\sqrt{t_D / N_{Pe}}$.

7M. Расчет нефтеотдачи при вытеснении нефти растворителями. На Рис.7M показан объемный коэффициент охвата в процессе третичного вытеснения нефти растворителями.

(a) Используя методику, приведенную в Разделе 7-10, определите суммарную нефтеотдачу и постройте график зависимости суммарной нефтеотдачи (доли нефти в пласте на начало закачки растворителя) и доли нефти от безразмерного времени. Используйте средние концентрации, представленные на Рис.7-50.

(b) Если коэффициент пластового объема нефти равен $1.2 \text{ м}^3 / \text{ст. куб. м}$, поровый объем пласта – 160 гм^3 , а средняя скорость закачки – $80 \text{ м}^3 / \text{сутки}$, рассчитайте и постройте график количества суммарной добытой нефти и темпа добычи во времени.

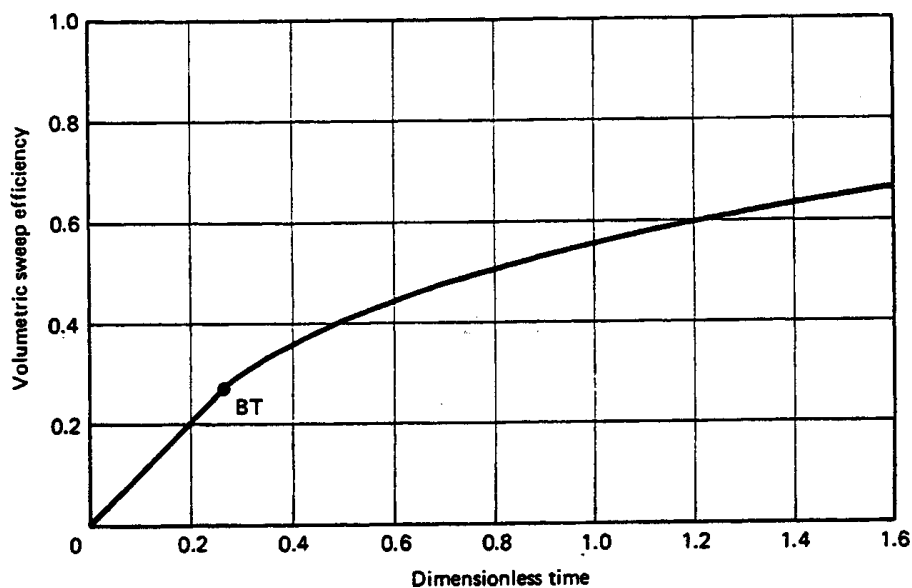


Рис. 7M Объемный коэффициент охвата при смешивающемся вытеснении