

Ш.К. Гиматудинов
А.И. Ширковский

**ФИЗИКА
НЕФТЯНОГО
И ГАЗОВОГО
ПЛАСТА**

Учебник для вузов

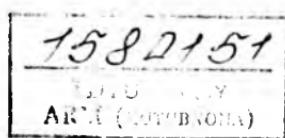
ГИМАТУДИНОВ Ш. К., ШИРКОВСКИЙ А. И.

ФИЗИКА НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ПЛАСТА

Учебник для вузов

*Третье издание допущено Министерством высшего
и среднего специального образования СССР
в качестве учебника для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности
«Технология и комплексная механизация разработки
нефтяных и газовых месторождений»*

Стереотипное издание



Москва
АльянС
2014

УДК 622.276.031:53(075.8)

Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И. Физика нефтяного и газового пласта. / Учебник для вузов. – Стереотипное издание. Перепечатка с третьего издания 1982 г. – М.: Альянс, 2014. – 311 с.

Приведены основные научные данные по физике нефтяного и газового пласта, физико-механическим и тепловым свойствам пород-коллекторов нефти и газа. Описана методика исследования нефтеносных пород, нефти, воды и газа в пластовых условиях. Изложены физические основы вытеснения нефти водой и газом из пористых сред.

Для студентов нефтяных вузов и факультетов. Табл. 30, ил. 127, список лит. 25 назв.

Рецензенты:

кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений Уфимского нефтяного института,
канд. техн. наук Г. Г. Поляков (Грозненский нефтяной институт)

Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И.
ФИЗИКА НЕФТЯНОГО
И ГАЗОВОГО ПЛАСТА

Подписано в печать 06.06.2014. Формат 60x90/16. Усл. печ. л. 19,5. Уч.-изд. л. 30,02.

Печать офсетная. Тираж 200 экз. Заказ № К-1068.

ООО «Издательство Альянс».
125319, Москва, ул. Черняховского, д. 16.
Тел./факс (495) 221-21-95
izdat@aliantsbooks.ru

Отпечатано в полном соответствии с качеством предоставленных диапозитивов
в ОАО «ИПК «Чувашия».
428019, г. Чебоксары, пр. И. Яковleva, 13.

ISBN 978-5-98535-011-8

© Гиматудинов Ш. К., Ширковский А. И.,
1982
© Оформление, ООО «Издательство
Альянс», 2014

ПРЕДИСЛОВИЕ

Процессы разработки и эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений тесно связаны с закономерностями фильтрации углеводородов и воды в горных породах, слагающих продуктивные пласти. Поэтому свойства горных пород и пластовых жидкостей предопределяют рациональную технологию разработки залежей нефти и газа и экономические показатели их извлечения из недр. Материалы курса служат основой, на которой строятся все последующие специальные дисциплины, определяющие специализацию горного инженера, работающего в области разработки, эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.

По методам исследований, составу рассматриваемых материалов курс «Физика нефтяного и газового пласта» близок к курсам «Газонефтепромысловая геология», «Физика» и «Физическая химия». Основные задачи, которые решает физика нефтяного и газового пласта, состоят в изучении коллекторских и фильтрационных свойств горных пород, физических и физико-химических свойств пластовых жидкостей и газов в изменяющихся условиях залегания и в исследовании физических основ повышения нефте- и газоотдачи коллекторов.

В последние годы вовлекаются в эксплуатацию нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения со значительной глубиной залегания пластов. Эта тенденция возрастания глубины продуктивных пластов вновь открываемых месторождений, по-видимому, будет наблюдаться и в будущем. Поэтому в книге уделяется внимание методам анализа свойств горных пород и пластовых жидкостей в условиях высоких давлений и температур.

Продолжает оставаться чрезвычайно острой проблема повышения нефте-, газо- и конденсатоотдачи залежей углеводородов.

В книге приведены материалы о некоторых новых методах повышения эффективности разработки залежей нефти и газа. Одним из средств повышения коэффициента нефтеотдачи является воздействие на пласт химическими реагентами. Поэтому в последние годы наблюдается интенсивный процесс «химизации» нефтепромысловой науки, что также нашло отражение в новом издании книги. Значительно усилены разделы, посвященные свойствам газов и газоконденсатных смесей.

Продолжают быстро развиваться и другие разделы физики пласта. При этом значительно возрастает роль фундаментальных отраслей науки (физики, физико-химии, термодинамики, математики) в развитии физики пласта. В становлении и развитии этой отрасли нефтепромысловой науки продолжают играть

большую роль ученые Советского Союза. Значительный вклад ими сделан во всех областях физики пласта — в теории и практике анализа свойств горных пород и пластовых жидкостей, в приборостроении, в изучении механизма фильтрации и вытеснения нефти, конденсата и газа из пористой среды коллекторов. Труды акад. П. А. Ребиндера, д-ра хим. наук М. М. Кусакова, д-ров техн. наук Ф. И. Котяхова, Ф. А. Требина, Б. Б. Лапука, Б. А. Шейнмана и других по физике пласта продолжают оставаться в этой области основополагающими. Значительный вклад в развитие новых представлений в механике и физико-химии пласта и в развитие новых методов повышения нефтеотдачи залежей нефти сделан д-рами техн. наук В. Н. Щелкачевым, Г. А. Бабаляном, Г. Г. Вахитовым, А. Х. Мирзаджанзаде, И. А. Мархасиным, Ю. П. Коротаевым, Ю. П. Желтовым и другими советскими учеными.

Учебник написан преподавателями кафедр разработки и эксплуатации нефтяных и газовых и газоконденсатных месторождений МИНХ и ГП им. акад. И. М. Губкина. Д-ром техн. наук Ш. К. Гиматудиновым написаны главы I, II, § 1, 2, 7—18 главы III, § 1—4 главы IV и главы V, глава VI, § 1—9 главы VII, глава VIII, д-ром техн. наук А. И. Ширковским написаны § 3—6 главы III, § 6—7 главы IV, § 10 главы VII, д-ром техн. наук Ю. Ф. Макогоном написан § 5 главы IV, а Л. Х. Ибрагимовым — § 5 главы V.

Большую помощь в подборе материала и написании раздела, посвященного теории и практике применения двуокиси углерода (§ 4 главы VIII) для повышения нефтеотдачи пластов, оказал канд. техн. наук И. И. Дунюшкин, которому авторы выражают свою признательность.

Авторы выражают благодарность рецензентам, сделавшим много ценных замечаний, позволивших улучшить содержание книги,— проф. В. В. Девликамову и доц. Г. Г. Полякову.

Глава I

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ И ГАЗА

§ 1. ТИПЫ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

Подавляющая часть нефтяных и газовых месторождений приурочена к коллекторам трех типов — гранулярным, трещинным и смешанного строения. К первому типу относятся коллекторы, сложенные песчано-алевритовыми породами, поровое пространство которых состоит из межзерновых полостей. Подобным строением порового пространства характеризуются также некоторые пласты известняков и доломитов. В чисто трещиноватых коллекторах (обычно сложенных преимущественно карбонатными отложениями, сланцами) поровое пространство слагается системой трещин. При этом участки коллектора, залегающие между трещинами, представляют собой плотные малопроницаемые нетрещиноватые массивы (блоки) пород, поровое пространство которых практически не участвует в процессах фильтрации. На практике, однако, чаще встречаются трещиноватые коллекторы смешанного типа, поровое пространство которых слагается как системами трещин, так и поровым пространством блоков, а также кавернами и карстами. По предложению советских исследователей (Г. И. Баренблatta и Ю. П. Желтова) при изучении процессов фильтрации жидкостей и газов в таких трещиновато-пористых коллекторах принято их поровое пространство рассматривать как непрерывную сложную среду, состоящую из двух сред — трещиноватой и межзерновой, вложенных одна в другую.

Трещиноватые коллекторы смешанного типа в зависимости от наличия в них пустот различного вида подразделяются на подклассы — трещиновато-пористые, трещиновато-каверновые, трещиновато-карстовые и т. д.

Анализ показывает, что около 60 % запасов нефти в мире приурочено к песчаным пластам и песчаникам, 39 % — к карбонатным отложениям и 1 % — к выветренным метаморфическим и изверженным породам. Следовательно, породы осадочного происхождения — основные коллекторы нефти и газа.

В связи с разнообразием условий формирования осадков коллекторские свойства пластов различных месторождений могут изменяться в широких пределах. Характерная особенность большинства коллекторов — слоистость их строения и изменение во всех направлениях свойств пород, толщины пластов и других параметров.

Фильтрационные и коллекторские свойства пород нефтяного и газового пласта характеризуются основными показателями:

- 1) гранулометрическим (механическим) составом пород;
- 2) пористостью;
- 3) проницаемостью;
- 4) капиллярными свойствами;
- 5) удельной поверхностью;
- 6) механическими свойствами (упругостью, пластичностью, сопротивлением разрыву, сжатию и другим видам деформаций);
- 7) насыщенностью пород водой, нефтью и газом.

Упомянутые свойства пород находятся в тесной зависимости от химического состава, структурных и текстурных их особенностей. Структура породы определяется преимущественно размером и формой зерен. По размерам различают структуры: псефитовую (порода состоит из обломков более 2 мм), псаммитовую (0,1—2 мм), алевритовую (0,01—0,1 мм), пелитовую (0,01 мм и менее). К текстурным особенностям породы относят слоистость, характер размещения и расположения пород, взаиморасположение и количественное соотношение цемента и зерен породы и некоторые другие черты строения. Роль цемента часто выполняют глинистые вещества. Встречаются также цементы хемогенного происхождения (карбонаты, окислы и гидроокислы, сульфаты).

§ 2. ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКИЙ (МЕХАНИЧЕСКИЙ) СОСТАВ ПОРОД

Гранулометрический анализ проводится для определения степени дисперсности минеральных частиц, слагающих породу. Дисперсность частиц сцементированных пород изучается по их шлифам под микроскопом. Несцементированные пески и слабо сцементированные песчаники подвергают гранулометрическому анализу, разделяя частицы на фракции.

Гранулометрическим (механическим) составом породы называют количественное (массовое) содержание в породе частиц различной крупности. От степени дисперсности минералов зависят многие свойства пористой среды: проницаемость, пористость, удельная поверхность, капиллярные свойства и т. д.

По механическому составу можно судить о геологических и палеогеографических условиях отложения пород залежи. Поэтому начальным этапом исследований при изучении генезиса осадочных пород может быть их гранулометрический анализ.

Так как размеры частиц песков обуславливают общую их поверхность, контактирующую с нефтью, от гранулометрического состава пород зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его разработки в виде пленок, покрывающих поверхность зерен, и в виде капиллярно удержанной нефти.

Гранулометрический анализ песков используется в нефтепромысловой практике. Например, на основе механического анализа в процессе эксплуатации нефтяных месторождений для предотвращения поступления песка в скважину подбирают фильтры, устанавливаемые на забое.

Размер частиц горных пород изменяется от коллоидных частиц до галечника и валунов. Однако размеры их для большинства нефтесодержащих пород колеблются в пределах 1—0,01 мм.

Наряду с обычными зернистыми минералами в природе широко распространены глинистые и коллоидно-дисперсные минералы с размерами частиц меньше 0,1 мкм (0,001 мм). Значительное количество их содержится в глинах, лессах и других породах.

В составе нефтесодержащих пород коллоидно-дисперсные минералы имеют подчиненное значение. Вместе с тем вследствие значительной по размерам их общей поверхности состав этих минералов влияет на процессы поглощения катионов (и анионов). От их количества в основном зависит степень набухаемости горных пород в воде.

Механический состав пород определяют ситовым и седиментационным анализами. Ситовый анализ сыпучих горных пород применяется для разделения песка на фракции от 0,05 мм и более. Содержание частиц меньшей крупности определяется методами седиментации. В лабораторных условиях обычно пользуются набором штампованных проволочных или шелковых сит. Штампованные сите, применяемые в СССР, имеют отверстия 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5 и 0,25 мм. Существуют различные системы сит и всевозможных механических приспособлений для разделения породы на фракции. В наборе вверху располагают сите с наиболее крупными размерами отверстий. В это сите насыпают 50 г породы, которую просеивают в течение 15 мин. Затем оставшиеся на каждом сите частички породы взвешивают и результаты записывают в таблицу.

Седиментационное разделение частиц по фракциям происходит вследствие различия скоростей оседания зерен неодинакового размера в вязкой жидкости. По формуле Стокса скорость осаждения в жидкости частиц сферической формы

$$v = \frac{gd^2}{18\eta} \left(\frac{\rho_p}{\rho_j} - 1 \right), \quad (I.1)$$

где g — ускорение свободного падения; d — диаметр частиц; v — кинематическая вязкость; ρ_j — плотность жидкости; ρ_p — плотность частицы породы.

Существуют различные мнения о пределах и условиях применимости закона Стокса. Считается, что формула (I.1) справедлива для частиц диаметрами 0,1—0,001 мм. При меньшем

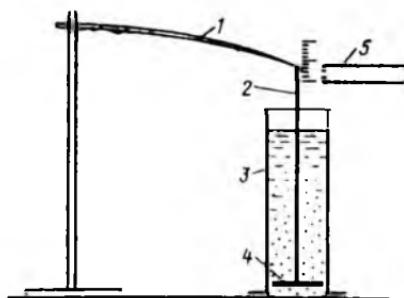


Рис. I.1. Схема весов Фигуровского:

1 — стеклянный стержень; 2 — нить; 3 — цилиндрический сосуд; 4 — стеклянный диск; 5 — отсчетный микроскоп

размере на скорость осаждения частиц влияют броуновское движение и слои адсорбированной воды.

Формула Стокса справедлива при свободном (нестесненном) движении зерен; чтобы концентрация частиц не влияла на скорость их осаждения в дисперсной среде, массовое содержание твердой фазы не должно превышать 1 %.

Существует много методов седиментационного анализа. В лабораториях по исследованию грунтов широко применяют способы отмучивания током воды и путем слива жидкости (метод Сабанина), а также метод взвешивания осадка при помощи весов Фигуровского.

При отмучивании током воды грунт помещают в конический или цилиндрический сосуд, через который воду направляют снизу вверх. Регулированием скорости движения воды добиваются выноса из пределов сосуда частиц определенного диаметра, значение которого можно определить по формуле Стокса.

При сливе жидкости происходит отделение медленно оседающих мелких частиц от быстро оседающих (более крупных и тяжелых) при сливе жидкости, содержащей еще не осевшие частицы на дно сосуда.

Наиболее совершенный метод седиментационного анализа — взвешивание осадка. Осадок в процессе седиментации взвешивается с помощью весов Фигуровского (рис. I.1) или автоматических седиментационных весов (например, модели ВСД-1/50 мкм). В приборе Фигуровского в качестве элемента, воспринимающего нагрузку, используется стеклянный кварцевый стержень (коромысло) 1. В приборе ВСД-1/50 *, предназначенному для гранулометрического анализа дисперсных частиц крупностью от 1 до 50 мкм, осадок взвешивается с помощью электрических весов с автоматической регистрацией и записью массы выпадающего осадка во времени. Наибольший предел регистрируемой массы осадка составляет 500 мг. Хорошо перемешанную суспензию вливают в цилиндрический сосуд 3, в кото-

* Методику работ с весами и обработку результатов см. в лабораторных практикумах.

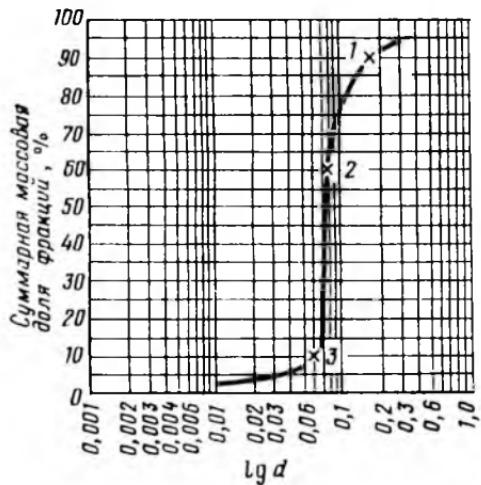


Рис. I.2. Кривая суммарного гранулометрического состава зерен породы

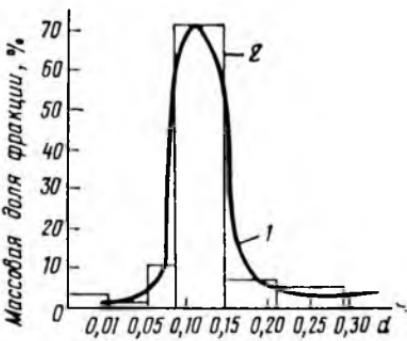


Рис. I.3. Кривая распределения зерен породы по размерам (1) и гистограмма (2)

рый опускают тонкий стеклянный диск 4, подвешенный на плечо весов Фигуровского. Выпадающие частицы суспензии отлагаются на стеклянном диске. По мере отложения осадка равновесие весов нарушается и для восстановления его требуется дополнительная нагрузка. Регистрируя время и нагрузки, получают данные, которые затем обрабатывают. Результаты анализа механического состава пород изображаются в виде таблиц или графиков суммарного состава и распределения зерен породы по размерам (рис. I.2 и I.3), а также в виде гистограмм (рис. I.3 — ступенчатый график 2) и циклограмм. Для построения первого графика по оси ординат откладывают массовые доли фракций в процентах, а по оси абсцисс — диаметр частиц d или $\lg d$.

При построении второго графика по оси абсцисс откладывают диаметры d частиц, а по оси ординат — изменения массы зерен, приходящиеся на единицу изменения их диаметра.

На циклограмме, площадь круга которой принимается за 100 %, величина секторов пропорциональна содержанию фракций.

Степень неоднородности песка характеризуется отношением d_{60}/d_{10} , где d_{60} — диаметр частиц, при котором сумма масс фракций с диаметрами, начиная от нуля и кончая данным диаметром, составляет 60 % от массы фракций (точка 2 на рис. I.2), а d_{10} — аналогичная величина для точки кривой суммарного гранулометрического состава (точка 3 на рис. I.2). По

диаметру, соответствующему точке 1, подбирают размеры отверстий забойных фильтров для нефтяных скважин¹.

Коэффициент неоднородности зерен пород, слагающих нефтяные месторождения, обычно колеблется в пределах 1,1—20.

§ 3. ПОРИСТОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор).

Коэффициентом полной (или абсолютной) пористости $m_{\text{п}}$ называется отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце породы к видимому его объему $V_{\text{обр}}$:

$$m_{\text{п}} = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} . \quad (I.2)$$

Измеряется коэффициент пористости в долях или в процентах объема породы. По происхождению поры и другие пустоты подразделяются на первичные и вторичные. К первичным относят пустоты между зернами, промежутки между плоскостями наслойния и т. д., образующиеся в процессе осадконакопления и формирования породы. Ко вторичным — поры, образующиеся в результате последующих процессов разлома и дробления породы, растворения, возникновения трещин, (например, вследствие доломитизации) и т. д.

Структура порового пространства пород обусловлена гранулометрическим составом частиц, их формой, химическим составом пород, происхождением пор, а также соотношением количества больших и малых пор.

В большой степени свойства пористых сред зависят от размеров поровых каналов. По величине поровые каналы нефтяных пластов условно разделяются на три группы:

- 1) сверхкапиллярные — более 0,5 мм;
- 2) капиллярные — от 0,5 до 0,0002 мм (0,2 мкм);
- 3) субкапиллярные — менее 0,0002 мм (0,2 мкм).

По крупным (сверхкапиллярным) каналам и порам движение нефти, воды и газа происходит свободно, а по капиллярным — при значительном участии капиллярных сил.²

В субкапиллярных каналах жидкости в такой степени удерживаются силой притяжения стенок каналов (вследствие малого расстояния между стенками канала жидкость в ней находится в сфере действия молекулярных сил материала породы), что практически в природных условиях перемещаться в них не могут.

¹ Об этом см. в курсе «Технология и техника эксплуатации нефтяных месторождений».

² О капиллярных явлениях в пористой среде см. главы VI, VII и VIII данной книги.

Породы, поры которых представлены в основном субкапиллярными каналами, независимо от пористости практически не проницаемы для жидкостей и газов (глина, глинистые сланцы). Хорошие коллекторы нефти — те породы, поры которых представлены в основном капиллярными каналами достаточно большого сечения, а также сверхкапиллярными порами. Из сказанного следует, что при существующих в естественных условиях перепадах давлений не во всех пустотах жидкости и газы находятся в движении.

Наряду с коэффициентом полной пористости введены еще понятия коэффициента открытой пористости, а также коэффициентов, характеризующих статическую полезную емкость и динамическую полезную емкость коллектора.

Коэффициентом открытой пористости m_o принято называть отношение объема открытых, сообщающихся пор к объему образца.

Статическая полезная емкость коллектора $P_{ст}$ характеризует объем пор и пустот, которые могут быть заняты нефтью или газом. $P_{ст}$ определяется как разность открытой пористости и доли объема пор, занятой остаточной водой.

В зависимости от перепадов давления, существующих в пористой среде, свойств жидкостей и характера поверхности пород та или иная часть жидкости (неподвижные пленки у поверхности породы, капиллярно удержанная жидкость и т. д.) не движется в порах. Динамическая полезная емкость коллектора $P_{дин}$ характеризует относительный объем пор и пустот, через которые могут фильтроваться нефть и газ в условиях, существующих в пласте.

§ 4. МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПОРИСТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Из определения понятия коэффициента полной пористости вытекают следующие соотношения, которые используются для его измерения:

$$m_n = \frac{V_{пор}}{V_{обр}} = \frac{V_{обр} - V_{зер}}{V_{обр}} = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{обр}}, \quad (I.3)$$

где $V_{обр}$ и $V_{зер}$ — объемы образца и зерен.

Учитывая, что масса образца равна массе слагающих его зерен, формулу (I.3) можно представить в виде

$$m_n = 1 - \frac{\rho_{обр}}{\rho_{зер}}. \quad (I.4)$$

Здесь $\rho_{обр}$ и $\rho_{зер}$ — плотности образца и зерен.

Из формул (I.3) и (I.4) следует, что для определения коэффициента пористости достаточно знать объемы пор и образца, объемы зерен и образца или плотности образца и зерен. Существует много методов определения плотности образца и

зерен и соответственно имеется множество способов оценки коэффициента пористости горных пород.

Для определения объема образца часто пользуются, по И. А. Преображенскому, методом взвешивания насыщенной жидкостью (обычно керосином) породы в той же жидкости и в воздухе (при этом для расчета объема образца используется закон Архимеда). Объем породы можно найти по объему вытесненной жидкости при погружении в нее образца, насыщенного той же жидкостью.

Насыщения образца жидкостью можно избежать, если использовать метод парафинизации (метод Мельчера). При этом способе образец породы перед взвешиванием в жидкости покрывается тонкой пленкой парафина, объем которого определяется по массе породы до и после парафинизации. Метод парафинизации трудоемок и не повышает точности определений.

Объем образца также определяют по его размерам, если придать ему правильные геометрические формы, а объем пор — по методу взвешивания. Объем пор при этом находится по разности давлений Δp массы породы, насыщенной под вакуумом жидкостью, и массы сухого образца:

$$V_{\text{пор}} = \frac{\Delta p}{\rho_j},$$

где ρ_j — плотность жидкости.

Следует учитывать, что методом насыщения и взвешиванием определяется не полная пористость, так как часть пор (замкнутых) не заполняется жидкостью, а так называемая пористость насыщения. Поэтому объем пор часто находят по объему зерен с помощью пикнометров и специальных приборов — жидкостных и газовых порозиметров. Порозиметрами пользуются также для нахождения открытой пористости.

Принцип действия газового порозиметра основан на законе Бойля—Мариотта: изменения в системе объемы газа и давление, по полученным данным подсчитывают объем частиц и пористость.

В жидкостном порозиметре объем зерен или образца, предварительно насыщенного под вакуумом керосином, определяется по объему вытесненной жидкости (керосина) после помещения в камеру прибора твердого тела.

Пористость образца можно представить в виде отношения площади пор к площади всего образца в каком-либо сечении. В этом случае пористость оценивается с помощью методов, основанных на измерении площадей под микроскопом или определении соотношения этих площадей по фотографиям. Для контрастности при изучении степени взаимосвязанности пор последние иногда заполняются окрашенным воском или пластиками.

При выборе методов измерения пористости необходимо учитывать особенности и свойства коллектора. Для песков значения открытой и полной пористости практически одинаковы. В песчаниках и алевролитах, по данным А. А. Ханина, полная пористость может на 5—6 % превышать открытую. Наибольший объем замкнутых пор характерен для известняков и туфов. При оценке пористости пород газовых коллекторов, сложенных алевролитами и песчано-алевролитовыми отложениями, открытую пористость следует измерять газометрическим способом с помощью газовых порозиметров. Пористость их оказывается существенно большей, чем при насыщении этих пород керосином.

Газометрический способ следует также применять для измерения пористости пород, разрушающихся при насыщении керосином, а также образцов с низкой пористостью (менее 5 %), так как в последнем случае объем пленки керосина, покрывающего образец, становится сравнимым с объемом пор, что сильно искажает результаты определений.

Пористость пород нефтяных и газовых коллекторов может изменяться в широких пределах — от нескольких процентов до 52 %. В большинстве случаев она составляет 15—20 %.

Пример. Определение открытой пористости по И. А. Преображенскому. Взвешивают сухой и насыщенный керосином под вакуумом образец в воздухе и образец, насыщенный керосином, — в керосине.

Пусть P_1 — масса сухого образца в воздухе; P_2 — масса образца с керосином в воздухе; P_3 — масса насыщенного керосином образца, помещенного в керосин; ρ_k — плотность керосина. Тогда объем пор в образце

$$V_{\text{пор}} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_k},$$

а объем образца

$$V_{\text{обр}} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_k}.$$

Коэффициент открытой пористости образца

$$m_o = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_3}. \quad (I.5)$$

Динамическую полезную емкость $\Pi_{\text{дин}}$ коллектора (динамическую пористость) можно определить по результатам специальных опытов по вытеснению из кернов нефти водой или газом (или газа водой в случае имитации газовых коллекторов). При вытеснении нефти водой

$$\Pi_{\text{дин}} = \frac{(\alpha_k - \alpha_n) V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = (\alpha_k - \alpha_n) m_o.$$

где m_o — коэффициент открытой пористости; α_k и α_n — конечный и начальный коэффициенты водонасыщенности керна; $V_{\text{пор}}$ — объем пор в объеме $V_{\text{обр}}$ образца породы.

При вытеснении газа водой

$$\Pi_{дин} = \frac{(1 - \alpha_h - \beta_{ог}) V_{пор}}{V_{обр}} = m_o (1 - \alpha_h - \beta_{ог}),$$

где $\beta_{ог}$ — остаточная газонасыщенность породы.

Опыт по вытеснению нефти или газа из керна проводится на специальных приборах (капиллярных установках с полупроницаемой перегородкой — см. § 8 гл. I, рис. I.9). Значение α_h определяется по результатам анализа керна, отобранныго при бурении пласта раствором на нефтяной основе, α_h и $\beta_{ог}$ находят путем экстрагирования образцов после опыта в приборе ЛП-4 (см. § 2 гл. V).

§ 5. ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Проницаемость — фильтрационный параметр горной породы, характеризующий ее способность пропускать к забоям скважин нефть, газ и воду.

Абсолютно непроницаемых тел в природе нет. Однако при сравнительно небольших перепадах давлений в нефтяных пластах многие породы в результате незначительных размеров пор в них оказываются практически мало или совсем непроницаемыми для жидкостей и газов (глины, сланцы и др.).

Большая часть осадочных пород обладает той или иной проницаемостью. Поровое пространство этих пород, кроме пространства с субкапиллярными порами, слагается порами большого размера. По экспериментальным данным, диаметры подавляющей части пор нефtesодержащих коллекторов больше 1 мкм.

В процессе разработки нефтяных и газовых месторождений встречаются различные виды фильтрации в пористой среде жидкостей и газов или их смесей — совместное движение нефти, воды и газа или воды и нефти, нефти и газа или только нефти или газа. При этом проницаемость одной и той же пористой среды для данной фазы в зависимости от количественного и качественного состава фаз в ней будет различной. Поэтому для характеристики проницаемости пород нефtesодержащих пластов введены понятия абсолютной, эффективной (фазовой) и относительной проницаемостей.

Для характеристики физических свойств пород используется абсолютная проницаемость.

Под абсолютной принято понимать проницаемость пористой среды, которая определена при наличии в ней лишь одной какой-либо фазы, химически инертной по отношению к породе. Абсолютная проницаемость — свойство породы, и она не зависит от свойств фильтрующейся жидкости или газа и перепада давления, если нет взаимодействия флюидов с породой. На практике жидкости часто взаимодействуют с породой (глинистые частицы разбухают в воде, смолы забивают поры). Поэтому для оценки абсолютной проницаемости обычно используется воздух или газ, так как установлено, что при движении

жидкостей в пористой среде на ее проницаемость влияют физико-химические свойства жидкостей.

Фазовой называется проницаемость пород для данного газа или жидкости при наличии или движении в порах многофазных систем. Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но также от степени насыщенности порового пространства жидкостями или газом и от их физико-химических свойств.

Относительной проницаемостью пористой среды называется отношение фазовой проницаемости этой среды для данной фазы к абсолютной.

Для оценки проницаемости горных пород обычно пользуются линейным законом фильтрации Дарси, согласно которому скорость фильтрации жидкости в пористой среде пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости:

$$v = \frac{Q}{F} = k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta L}, \quad (I.6)$$

где v — скорость линейной фильтрации; Q — объемный расход жидкости в единицу времени; F — площадь фильтрации; μ — динамическая вязкость жидкости; Δp — перепад давления; L — длина пористой среды.

В этом уравнении способность породы пропускать жидкости и газы характеризуется коэффициентом пропорциональности k , который называют коэффициентом проницаемости:

$$k = \frac{Q \mu L}{\Delta p F}. \quad (I.7)$$

При измерении проницаемости пород по газу в формулу (I.7) следует подставлять средний расход газа в условиях образца:

$$k = \frac{\bar{Q}_g \mu_g L}{\Delta p F}, \quad (I.8)$$

где \bar{Q}_g — объемный расход газа, приведенный к среднему давлению и средней температуре газа в образце. Необходимость использования среднего расхода газа в этом случае объясняется непостоянством его объемного расхода при уменьшении давления по длине образца.

Среднее давление по длине керна

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2},$$

где p_1 и p_2 — соответственно давление газа на входе в образец и на выходе из него.

Полагая, что процесс расширения газа при фильтрации через образец происходит изотермически по законам идеального газа, используя закон Бойля—Мариотта, получим

$$\bar{Q}_r = \frac{2Q_0 p_0}{p_1 + p_2}.$$

Здесь Q_0 — расход газа при атмосферном давлении p_0 .

Тогда формула для определения проницаемости пород по газу запишется в виде

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \mu_r L}{(p_1^2 - p_2^2) F}. \quad (I.9)$$

Единицы измерения проницаемости. В Международной системе единиц величины, входящие в формулу проницаемости, имеют размерности

$$[L] = \text{м}; \quad [F] = \text{м}^2; \quad [Q] = \text{м}^3/\text{с}; \\ [\rho] = \text{Па}; \quad [\mu] = \text{Па}\cdot\text{с}.$$

Следовательно,

$$k = \frac{\frac{\text{м}^3}{\text{с}} \cdot \text{Па}\cdot\text{с}\cdot\text{м}}{\text{Па}\cdot\text{м}^2} = \text{м}^2. \quad (I.10)$$

При $L=1$ м; $F=1$ м²; $Q=1$ м³/с; $\rho=1$ Па и $\mu=1$ Па·с получим значение коэффициента проницаемости $k=1$ м².

Таким образом, в Международной системе (СИ) за единицу проницаемости в 1 м² принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м², длиной 1 м и перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м³/с.

Физический смысл размерности k (площадь) заключается в том, что проницаемость характеризует площадь сечения каналов пористой среды, по которым в основном происходит фильтрация.

Как уже отмечалось, формула (I.6) соответствует закону Дарси при линейном (плоскопараллельном) потоке. Иногда необходимо определять проницаемость образца при радиальной фильтрации жидкости и газа, т. е. как бы при воспроизведении условий притока их в скважину. В этом случае образец породы имеет вид цилиндрического кольца с отверстием в осевом направлении — «скважиной». Фильтрация жидкости или газа в нем происходит в радиальном направлении от наружной поверхности к внутренней. Тогда проницаемость пород по данным опыта определяют по следующим формулам.

При фильтрации жидкости

$$k_{ж} = \frac{\mu_{ж} Q_{ж} \ln \frac{r_h}{r_b}}{2\pi h (p_h - p_b)}. \quad (I.11)$$

При фильтрации газа

$$k_g = \frac{\mu_g \bar{Q}_g \ln \frac{r_h}{r_b}}{2\pi h (p_h - p_b)} = \frac{\mu_g Q_g \ln \frac{r_h}{r_b}}{\pi h (p_h^2 - p_b^2)}. \quad (I.12)^*$$

Здесь $\mu_{ж}$ и μ_g — вязкость жидкости и газа; $Q_{ж}$ — расход жидкости; Q_g , \bar{Q}_g — расходы газа при атмосферном и среднем давлениях в образце; r_h и r_b — наружный и внутренний радиусы кольца; p_h и p_b — давления у наружной и внутренней поверхностей кольцевого образца; h — высота цилиндра.

§ 6. ФАЗОВАЯ И ОТНОСИТЕЛЬНАЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

В природных условиях пустоты пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений заполнены водой, газом или нефтью, т. е. в них одновременно присутствуют две или три фазы. При фильтрации смесей проницаемость породы для одной какой-либо фазы меньше ее абсолютного значения.

Исследования показывают, что фазовая и относительная проницаемости для различных фаз зависят от нефте-, газо- и водонасыщенности порового пространства породы **, физических и физико-химических свойств жидкостей и пористых сред, от градиента давления.

Если часть пор занята какой-либо фазой, то ясно, что проницаемость породы для другой фазы становится меньше. Фазовая проницаемость определяется в основном степенью насыщенности пор разными фазами.

В условиях реальных пластов возникают различные виды многофазных потоков — движение смеси нефти и воды, фильтрация газированной жидкости или трехфазный поток нефти, воды и газа одновременно. Характер каждого из этих потоков изучен экспериментально. Результаты исследований обычно изображают в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от степени насыщенности порового пространства различными фазами (как основного фактора, определяющего значение относительной проницаемости). Эти зависимости широко

* Вывод формул (I.11), (I.12) см. в учебниках подземной гидравлики.

** Нефте-, газо- и водонасыщенность определяются как отношение объема, занимаемого в порах соответствующей фазой, к объему всех пор в образце породы. (Методику определения их см. в гл. V).

используются в теории и практике разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Простейший их анализ позволяет сделать важные выводы о закономерностях притока нефти, воды и газа в скважины. Они используются при определении дебитов скважин, прогнозировании поведения пласта и режима работы скважин по мере эксплуатации залежи, при проектировании процесса разработки месторождений и решении многих технологических задач эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Рассмотрим графики двухфазного потока.

Движение смеси нефти и воды. На рис. I.4 приведена зависимость относительных проницаемостей песка для нефти и воды от насыщенности S порового пространства водой

$$k'_n = \frac{k_n}{k}; \quad k'_w = \frac{k_w}{k}, \quad (I.13)$$

где k_w и k_n — фазовые проницаемости для воды и нефти; k — абсолютная проницаемость.

Если в несцементированном песке содержится 20 % воды, относительная проницаемость для нее все еще остается равной нулю (т. е. вода является неподвижной фазой). Это связано с тем, что при небольшой водонасыщенности вода удерживается в мелких и тупиковых порах, в узких местах контактов зерен, не участвующих в фильтрации жидкостей, а также в виде неподвижных местных пленок и микрокапель располагается на поверхности породы. В некоторой части пор она все же содержится, и поэтому фазовая проницаемость по нефти вскоре после увеличения водонасыщенности быстро уменьшается. Если в порах находится 30 % связанной воды, относительная проницаемость для нефти снижается в два раза. Из этого следует, что необходимо применять меры для предохранения нефтяных пластов и забоев скважин от преждевременного обводнения. При проникновении в породу фильтрата бурового раствора возрастают водонасыщенность пласта в наиболее узкой части потока (в призабойной зоне пласта). В результате значительно уменьшаются относительная проницаемость пород для нефти и дебит скважины. Водные фильтраты бурового раствора (не обработанные специальными веществами) обычно прочно удерживаются породами вследствие гидрофильтральных свойств последних и плохо удаляются из пор пласта при освоении скважин. Поэтому с учетом фазовой проницаемости, смачиваемости и взаимодействия фильтрата бурового раствора с породой составляются рецептуры растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов и обеспечивающих сохранение естественных фильтрационных свойств.

Из рис. I.4 также следует, что если водонасыщенность песка составляет 80 %, относительная проницаемость для нефти равна нулю. Это означает, что при вытеснении нефти водой из несце-

ментированных песков остаточная нефтенасыщенность составляет не менее 20 %, а в песчаниках, как увидим далее, оказывается еще большей. Нефть в таком случае прочно удерживается в породе капиллярными и другими силами.

Изменение физико-химических свойств жидкостей влияет на движение фаз. Известно, например, что с уменьшением поверхностного натяжения на разделе нефть — вода снижается капиллярное давление и увеличивается подвижность нефти и воды, в результате чего повышаются относительные проницаемости породы для жидкости (см. рис. I.4).

Аналогично можно установить изменение относительных проницаемостей среды при совместной фильтрации нефти со щелочными и сильно минерализованными хлоркальциевыми водами — поверхностное натяжение нефти и капиллярное давление менисков на границе со щелочными водами меньше, чем на границе с хлоркальциевыми. Щелочная вода способствует лучшему отделению пленок нефти от породы, и в результате относительные проницаемости на всем интервале изменения водонасыщенности оказываются большими и для нефти, и для щелочной воды.

При высокой проницаемости пород с изменением вязкости нефти соотношение относительных проницаемостей для жидкостей изменяется незначительно. Оно зависит в основном от насыщенности.

Для пород незначительной проницаемости влияние соотношения вязкостей нефти и воды исследовано пока недостаточно. Количественно мало изучена также зависимость относительных проницаемостей от других свойств пластовой системы и условий вытеснения (проницаемости, состава жидкостей и пород, содержания остаточной воды и т. д.). Вероятные же изменения относительных проницаемостей от этих факторов можно установить, исходя из особенностей, которые при этом возникают в процессе движения смесей нефти и воды. Если с изменением какого-либо свойства системы увеличивается подвижность смеси нефти и воды, уменьшаются прилипаемость жидкостей к стенкам поровых каналов и сопротивление среды потоку, то относительные проницаемости пористой среды для нефти и воды растут. Изменения свойств пластовой системы, сопровождающиеся ухудшением условий фильтрации фаз, приводят к уменьшению относительных проницаемостей породы для нефти и воды.

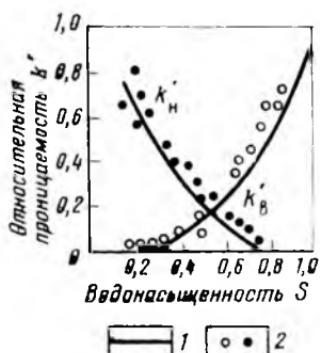


Рис. I.4. Зависимость относительных проницаемостей песка для нефти и воды от насыщенности водой порового пространства. Межфазное поверхностное натяжение жидкостей: 1 — 34 мН/м; 2 — 5 мН/м

С уменьшением проницаемости (например при одинаковом значении пористости) повышается суммарная поверхность поровых каналов. Это означает, что вода, чаще всего смачивающая поверхность породы, лучше, чем нефть, начнет фильтроваться в пористой среде с пониженнной проницаемостью при больших значениях водонасыщенности.

Малопроницаемые породы меньше отдают нефть, так как подвижность ее и воды в этих породах невысока. Поэтому линии проницаемостей располагаются, как правило, ниже, чем соответствующие кривые, полученные для пористых сред большой проницаемости.

Сумма эффективных проницаемостей фаз обычно меньше абсолютной проницаемости породы, а относительная проницаемость изменяется от нуля до единицы.

Следует, однако, отметить, что в последнее время высказывается мнение о возможности получения при определенных условиях относительной проницаемости одной из фаз, превышающей единицу. Например, фазовая проницаемость в опытах А. Е. Евгеньева оказалась выше абсолютного ее значения при фильтрации в низкопроницаемых пористых средах вязкой жидкости (масел). Пористая среда содержала 8—10 % от объема пор остаточной воды, в качестве которой был использован 2 %-ный раствор ОП-7 в воде. Это можно объяснить возникновением скольжения высоковязкой среды при замене поверхности раздела жидкость — твердое тело на поверхность раздела жидкость — пленка раствора ОП-7, адсорбированного поверхностью породы.

Опытами установлено, что на относительную проницаемость системы влияют также градиент давления, поверхностное напряжение на границе раздела фаз и некоторые другие факторы, характеризующие условия фильтрации фаз (например смачивающие свойства жидкостей). Все это указывает на необходимость приближения условий проведения опытов при экспериментальном определении проницаемости к пластовым условиям фильтрации жидкостей и газов. По результатам исследования Д. А. Эфроса, кроме равенства в модели и естественных условиях углов смачивания θ и пористости пород m , должны соблюдаться условия

$$\left[\frac{\sigma}{k | \text{grad } p |} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{\sigma}{k | \text{grad } p |} \right]_{\text{ест}} \quad (I.14)$$

или эквивалентное соотношению (I.14)

$$\left[\frac{\sigma}{\mu v} \right]_{\text{мод}} = \left[\frac{\sigma}{\mu v} \right]_{\text{ест}} .$$

Здесь σ — поверхностное напряжение нефти на границе с водой; k — проницаемость; $| \text{grad } p |$ — модуль градиента давления; v — суммарная скорость фильтрации обеих фаз.

Следовательно, относительные фазовые проницаемости в общем случае — функции водонасыщенности и безразмерного комплекса (I.14).

Нарушение этого условия в опыте приводит к значительным отклонениям в результатах определения относительной проницаемости пород от пластовых ее значений. Если в лабораторных условиях не удается воспроизвести пластовые значения соотношения (I.14), необходимо провести специальные опыты и установить его допустимую величину.

Опыт показывает, что кроме упомянутых факторов относительная проницаемость пород зависит от ряда других — геометрии порового пространства, расположения пор по размерам, свойствам и строению поверхности частиц минералов и т. д. Поэтому для практических расчетов целесообразно использовать зависимости относительных проницаемостей, установленные опытным путем, с применением представительных образцов керна, отобранных из пласта.

В качестве примера влияния специфики строения и состава пород на вид зависимостей $k_h = f(S_v)$ и $k_v = f(S_v)$ на рис. I.5 приведены экспериментальные данные В. М. Добрынина и В. Н. Черноглазова (МИНХ и ГП им. И. М. Губкина) по измерению относительных проницаемостей полимиктовых песчаников пласта БВ₈ Самотлорского месторождения. На этом же рисунке приведены опытные зависимости $k_h = f(S'_v)$ и $k_v = f(S'_v)$ для чистых кварцевых песчаников. Как следует из рис. I.5, особо ощутимые различия в значениях относительной проницаемости полимиктовых пород по сравнению с проницаемостью кварцевых песчаников имеем для воды, что связано со спецификой строения и распределения пор по размерам. Для исследованных полимиктовых песчаников поры имеют размеры от 1 до 22 мкм.

Относительное расположение кривых для образцов с различной проницаемостью также связано со строением порового про-

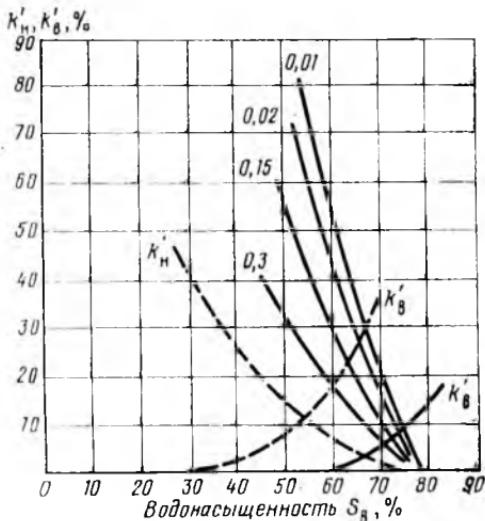


Рис. I.5. Зависимость относительной проницаемости полимиктовых песчаников пласта БВ₈ Самотлорского месторождения от водонасыщенности при совместной фильтрации нефти и воды. Шифр кривых — проницаемость по воде в мкм². Пунктиром нанесены кривые для кварцевого песчаника

странства. Действительно, при одинаковой водонасыщенности различных по коллекторским свойствам образцов, превышающей неуменьшающуюся насыщенность водой песчаника с неизначительной проницаемостью, в последнем «потеря» для нефти «проходных» пор, занятых водой, будет меньшей¹. Поэтому относительные проницаемости для нефти этих образцов при одинаковой водонасыщенности оказываются большими, чем для кернов с повышенной проницаемостью.

Оказалось, что для воды зависимость $k_w = f(S_w)$ полимиктовых песчаников почти не зависит от проницаемости.

Движение смеси жидкости и газа

На рис. I.6 приведены зависимости относительных проницаемостей для воды и газа от насыщенности S жидкостью порового пространства песков, а на рис. I.7 — аналогичные зависимости для песчаников и пористых известняков. Из кривых следует, что при содержании в поровом пространстве несцементированных песков и известняков до 30 %, а в песчаниках — 60 % жидкости относительная проницаемость k_w для жидкой фазы будет равна нулю, а относительная проницаемость для газа k_g составит для песков и известняков 0,6 и для песчаников 0,3. Иначе говоря, жидкость с увеличением ее содержания в пористой среде вначале почти не влияет на фильтрацию газа. Из этих кривых также следует, что при содержании жидкости в породе в пределах 30—60 % от объема пор из пласта можно добывать чистый газ.

При газонасыщенности песка и песчаника до 10—15 %, а известняка до 25—30 % газ остается неподвижным ($k_g \approx 0$). Но в этом случае сильно ухудшаются условия для фильтрации жидкости — относительная проницаемость снижается до 0,22 для известняков, до 0,7 для песков и до 0,6 для песчаников. Это указывает на отрицательное влияние свободного газа, выделяющегося из нефти в пласте, на условия ее фильтрации. Сопоставление кривых относительных проницаемостей для различных пород показывает их приблизительную идентичность. В зависимости от свойств пород кривые относительных проницаемостей сдвигаются вдоль осей и в большей степени сдвигаются вправо кривые для песчаников. Это связано с наличием значительного количества в породах этого типа тонких пор, заполненных водой, через которые газ не фильтруется. По этой же причине вода через песчаники (для которых составлены кривые относительных проницаемостей, приведенные на рис. I.6 и I.7) начинает фильтроваться лишь при высоком ее содер-

¹ О распределении пор по размерам и неуменьшающейся водонасыщенности см. § 8 гл. I.

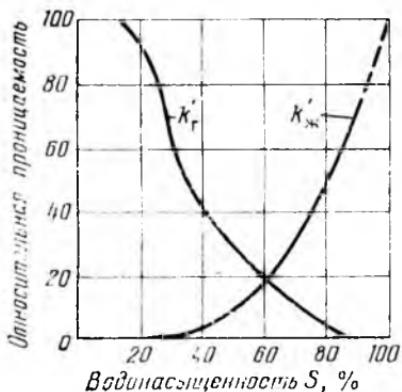


Рис. I.6. Зависимость относительной проницаемости песка для газа и жидкости от водонасыщенности

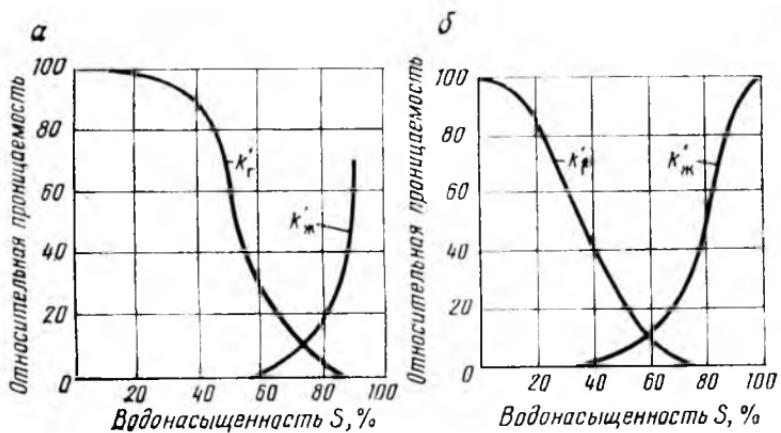


Рис. I.7. Зависимости относительных проницаемостей для жидкости и газа от водонасыщенности:
а — песчаники; б — пористые известняки и доломиты

жании в породе (около 50—55 %). В связи со значительным влиянием на кривые относительной проницаемости распределения пор по размерам направление и сдвиг кривых для различных песчаников могут быть неодинаковыми.

Из сказанного следует, что для промысловых расчетов необходимо пользоваться кривыми относительных проницаемостей, построенными для пород и пластовых жидкостей рассматриваемого месторождения. Однако следует учитывать, что в связи с чрезвычайно сложным характером механизма фильтрации в пористой среде нескольких фаз одновременно при лабораторных методах оценки относительных проницаемостей получают значительный разброс точек. Это затрудняет учет влияния различных факторов на относительную проницаемость. Кроме того, имеющихся данных недостаточно, чтобы установить зависимость проницаемости от насыщенности для всех встречающихся видов пород. Поэтому в приближенных расчетах часто применяют приведенные выше кривые относительных проницаемостей для различных пород от их насыщенности

независимо от конкретных свойств пород рассматриваемого месторождения. При этом полагают, что кривые для пород одного и того же класса, независимо от их абсолютной проницаемости, приблизительно одинаковые и характеризуются в основном лишь степенью насыщенности породы различными фазами. В этом заключается смысл введения понятия «относительная проницаемость».

Движение смеси нефти, воды и газа в пористой среде

Экспериментально изучался поток при одновременном сопротивлении в пористой среде нефти, воды и газа. Опытами установлено, что в зависимости от объемного насыщения порового пространства различными компонентами возможно одно-, двух- и трехфазное движение. Результаты опытов обычно изображают в виде треугольных диаграмм (рис. 1.8). На этом графике нанесены кривые, соединяющие точки с одинаковым содержанием соответствующей компоненты смеси в потоке. На кривой 1 соединены точки, в которых содержание воды в потоке равно 5 %, кривой 2 — точки с содержанием в потоке 5 % нефти и кривой 3 — точки с содержанием в потоке 5 % газа. Вершины треугольника соответствуют 100 %-ному насыщению породы одной из фаз; стороны треугольника, противолежащие вершинам, — нулевому насыщению этой фазы.

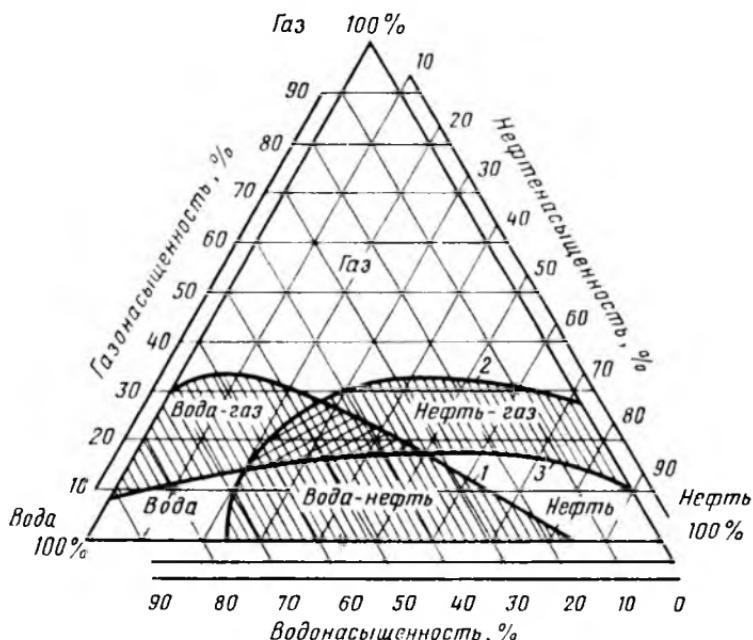


Рис. 1.8. Области распространения одно-, двух- и трехфазного потоков

Кривые линии, проведенные на основании экспериментальных данных, ограничивают на диаграмме возможные области одно-, двух и трехфазного потока. Так, при газонасыщенности среды менее 10 % и нефтенасыщенности менее 20 % в потоке практически будет содержаться одна вода.

Область существования трехфазного потока (заштрихованная центральная часть) расположена в пределах насыщенности песка: нефтью — от 23 до 50 %, водой — от 33 до 64 %, газом — от 14 до 30 %. Эти пределы получены для несцементированных песков; для других пород они могут быть несколько отличными.

При опытах в качестве жидкости и газа использовались керосин вязкостью 1,67 мПа·с (0,25 %-ный раствор поваренной соли) и азот, в качестве пористых сред — пески с проницаемостью \approx 5,4 до 16,2 мкм².

§ 7. ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ ОТ ПОРИСТОСТИ И РАЗМЕРА ПОР

Прямой зависимости между проницаемостью и пористостью горных пород не существует. Например, трещиноватые известняки, имеющие незначительную пористость, часто обладают большой проницаемостью и, наоборот, глины, иногда характеризующиеся высокой пористостью, практически непроницаемы для жидкостей и газов, так как их поровое пространство слагается каналами субкапиллярного размера. Однако на основании среднестатистических данных можно сказать, что более проницаемые породы часто и более пористые¹.

Проницаемость пористой среды зависит преимущественно от размера поровых каналов, из которых слагается поровое пространство. Поэтому изучению структуры, строения и размеров пор уделяется большое внимание.

Зависимость проницаемости от размера пор можно получить с учетом законов Дарси и Пуазейля. Пористую среду представим в виде системы прямых трубок одинакового сечения с длиной L , равной длине пористой среды. По закону Пуазейля расход Q жидкости через такую пористую среду составляет

$$Q = \frac{n\pi R^4 F \Delta p}{8\mu L}, \quad (I.15)$$

где n — число пор, приходящихся на единицу площади фильтрации; R — радиус поровых каналов (или средний радиус пор среды); F — площадь фильтрации; Δp — перепад давления;

¹ Установить зависимость проницаемости зернистой породы от пористости можно с помощью других параметров пористых сред, например удельной поверхности. Об этом см. гл. I, §§ 10 и 11.

μ — динамическая вязкость жидкости; L — длина пористой среды.

Коэффициент пористости среды

$$m = \frac{V_{\text{пор}}}{V_{\text{обр}}} = \frac{nF\pi R^2 L}{FL} = n\pi R^2.$$

Подставляя в формулу (1.15) вместо $n\pi R^2$ значение пористости m , получим

$$Q = \frac{mR^2 F \Delta p}{8\mu L}. \quad (1.16)$$

По закону Дарси расход жидкости через эту же пористую среду

$$Q = \frac{k \Delta p F}{\mu L}. \quad (1.17)$$

Здесь k — проницаемость пористой среды.

Приравнивая правые части формул (1.17) и (1.16), получим

$$k = \frac{mR^2}{8},$$

откуда

$$R = \sqrt{\frac{8k}{m}}. \quad (1.18)$$

Если выразить проницаемость в мкм², то радиус поровых каналов R (в мкм) будет равен

$$R = 2,86 \sqrt{\frac{k}{m}}. \quad (1.19)$$

Величина R , определенная по формуле (1.19), характеризует радиус пор идеальной пористой среды, обладающей пористостью m и проницаемостью k . В приложении к реальной пористой среде величина R имеет условный смысл и не определяет среднего размера пор, так как не учитывает их извилистое и сложное строение.

По предложению Ф. И. Котякова средний радиус пор реальных пористых сред

$$R = \frac{2}{7 \cdot 10^6} \sqrt{\frac{k\phi}{m}}, \quad (1.20)$$

где ϕ — структурный коэффициент, характеризующий отличительные особенности строения порового пространства реальных коллекторов. Значение ϕ можно оценить путем измерения электросопротивления пород. Для керамических пористых сред при изменении пористости от 0,39 до 0,28 по экспериментальным данным ϕ изменяется от 1,7 до 2,6. Структурный коэффици-

ент для зернистых пород можно приблизительно определить по эмпирической формуле

$$\Phi = \frac{0,5035}{m^{1,1}}. \quad (1.21)$$

Другим широко применяемым методом исследования структуры и строения высокодисперсных пористых тел является экспериментальная порометрия — измерение размеров и характера распределения пор по размерам.

§ 8. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПОР ПО РАЗМЕРАМ

Кривые капиллярное давление — насыщенность пор смачивающей фазой

Наиболее часто относительное содержание в пористой среде пор различного размера определяют методом вдавливания ртути в образец или методом полупроницаемых перегородок.

В первом случае отмытый от нефти сухой образец помещают в камеру, заполняемую ртутью после вакуумирования. Ртуть вдавливается в поры образца специальным прессом при ступенчатом повышении давления. «Радиус» пор, в которые при этом вдавливается ртуть, определяется по формуле

$$r_k = \frac{2\sigma \cos \theta}{R}, \quad (1.22)$$

где r_k — капиллярное давление; σ — поверхностное натяжение (для ртути $\sigma = 480 \text{ мН/м}$); θ — угол смачивания (для ртути можно принять $\theta = 140^\circ$); R — радиус пор.

С повышением давления от p_1 до p_2 в камере прибора ртуть вдавливается только в те поры, в которых приложенное давление преодолело капиллярное давление менисков ртути, т. е. ртуть входит в поры, радиус которых изменяется от $R_1 = 2\sigma \cos \theta / p_1$ до $R_2 = 2\sigma \cos \theta / p_2$. Суммарный объем этих пор, очевидно, будет равен объему ртути, вдавленной в образец, при повышении давления от p_1 до p_2 . Повышенная постепенно давление в камере прибора, образец заполняют ртутью до тех пор, пока он не перестанет ее принимать. При этом регистрируют объемы ртути, вдавленной в образец, и соответствующие им давления. Содержание в образце пор различного размера определяют по описанной методике.

При изучении распределения пор по размерам методом полупроницаемых (или малопроницаемых) перегородок обычно пользуются прибором, схема которого изображена на рис. 1.9. Образец 1, насыщенный жидкостью (водой или керосином), устанавливают в камере 2 на полупроницаемую перегородку (мембранны) 3, также насыщенную жидкостью. В качестве полупроницаемой перегородки используют керамические, фарфоровые или другие плитки, размеры пор которых значительно

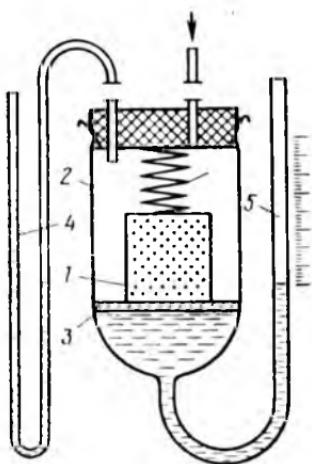


Рис. I.9. Прибор для изучения распределения пор по размерам методом полупроницаемых мембран

I.10), откладывая по оси абсцисс радиусы поровых каналов в микрометрах, а по оси ординат $F(R) = dV/dR$ — изменения объема пор, приходящиеся на единицу измерения их радиуса.

Согласно данным Ф. И. Котякова, по методу полупроницаемых перегородок получают несколько заниженные результаты. Это, по-видимому, происходит потому, что при расчетах по формуле (I.22) угол смачивания принимается равным нулю. Если предположить, что при вытеснении керосина воздухом или азотом из образца угол $\theta = 45^\circ$, результаты опытов совпадают в большей степени.

Измерения показывают, что радиусы пор, по которым в основном происходит движение жидкостей, находятся в пределах 5—30 мкм.

Распределение пор по размерам можно также исследовать центробежным методом. Сущность его заключается в том, что при вращении насыщенного жидкостью образца развиваются центробежные силы, способствующие истечению из пор жидкой фазы. При вращении керна в центрифуге с возрастающей скоростью жидкость удаляется из пор меньшего размера. В процессе опыта регистрируют объемы жидкости, вытекающей из образца при соответствующей скорости вращения. По значению скорости рассчитываются центробежная сила и капиллярное давление, удерживающее оставшуюся жидкость в образце. По значению капиллярного давления устанавливается размер пор, из которых вытекла жидкость при данной

меньше средних пор образца. Жидкость из керна вытесняется азотом, давление которого создается внутри камеры 2, и регистрируется манометром 4. При повышении давления азот вначале проникает в крупные поры образца и жидкость из них уходит через поры 3 в градуированную ловушку 5. Азот из камеры 2 через перегородку 3 может прорваться только тогда, когда давление в ней превысит капиллярное давление менисков в порах мембранны. Повышенная ступенями давление в камере 2 и регистрируя соответствующие объемы жидкости, вытесненные в ловушку при различных давлениях, по формуле (I.22) определяют состав пор по размерам (измерив предварительно σ и θ) *.

Результаты анализа обычно изображают в виде дифференциальных кривых распределения пор по размерам (рис.

* Методы измерения σ и θ см. в лабораторном практикуме.

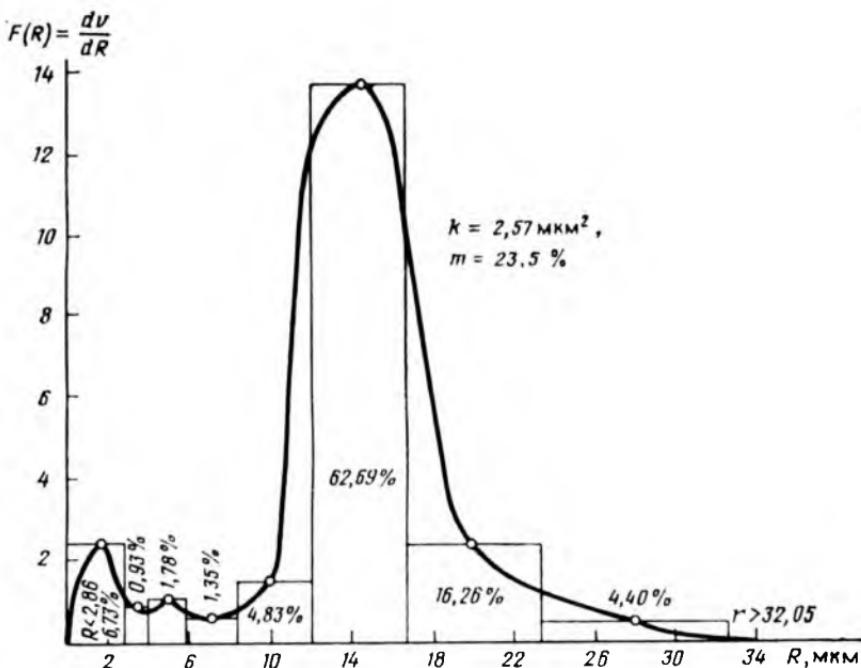


Рис. 1.10. Дифференциальная кривая распределения пор по их размерам (по Ф. И. Котяхову)

скорости вращения. Так получают кривую распределения пор по размерам. Большим преимуществом центробежного метода является быстрота операций.

Легко убедиться, что по данным, полученным в процессе опыта по изучению распределения пор, можно построить кривые капиллярное давление — водонасыщенность пор жидкостью. Типичный ее вид для пород различной проницаемости приведен на рис. 1.11. По оси абсцисс откладывается водонасыщенность породы (в долях единицы или в процентах), а по оси ординат — капиллярное давление p_k , соответствующее данной водонасыщенности S_v .

Считается, что метод полупроницаемых перегородок позволяет получить зависимости $p_k - S_v$, наиболее близкие к пластовым условиям в связи с возможностью использования в опытах воды и нефти в качестве первоначально насыщающей образец фазы и вытесняющей среды. По смачивающим и другим свойствам модельная система приближается к пластовой.

Зависимости $p_k - S_v$ широко используют при оценке остаточной водонасыщенности пород для изучения строения переходной зоны нефть — вода, вода — газ¹.

¹ Об этом см. в гл. III.

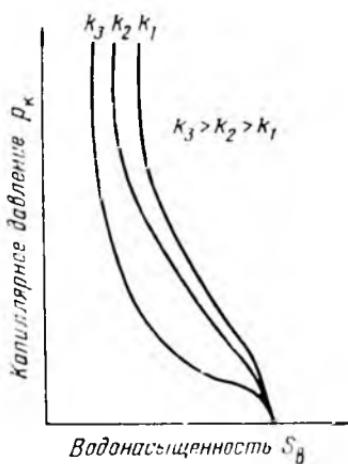


Рис. I.11. Типичные кривые зависимости капиллярное давление — водонасыщенность пористых сред

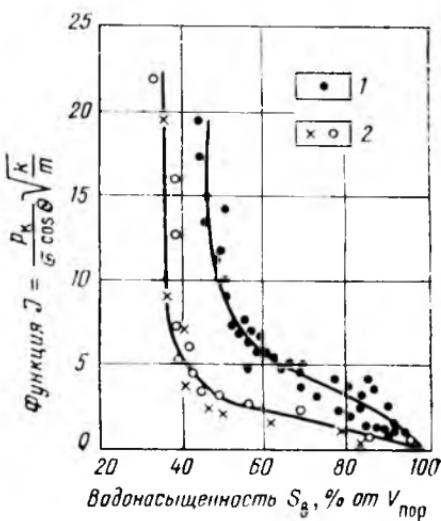


Рис. I.12. Зависимость функции Леверетта J от водонасыщенности (по данным Н. С. Гудок).

1 — алевролиты; 2 — песчаники (пористость пород $m=20-30\%$, проницаемость $k=0,05-0,3 \text{ мкм}^2$)

Как следует из рис. I.11, характер зависимости $p_k=f(S_b)$ в значительной степени определяется проницаемостью пористых сред. Очевидно, другие свойства пород, а также параметры жидкостей влияют на форму кривых $p_k=f(S_b)$. Левереттом была впервые сделана попытка учсть влияние свойств пород и жидкостей и свести данные о зависимости капиллярного давления от насыщенности различных пластов в единую зависимость с помощью функции

$$J(S_b) = \frac{p_k}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{m}} . \quad (I.23)$$

Здесь все обозначения прежние.

Легко установить по формулам (I.19) и (I.22), что функция Леверетта представляет собой отношение капиллярного давления p_k , соответствующего различной степени насыщенности пор, к величине, пропорциональной среднему значению капиллярного давления, развиваемого менисками в порах со средним радиусом. Однако анализ показал, что предположение о вероятном совпадении зависимостей функция Леверетта J — водонасыщенность S_b для всех пород на практике не оправдалась. На рис. I.12 для примера приведены зависимости $J=f(S_b)$, полученные Н. С. Гудок, для различных пород про-

дуктивных пластов нижнего мела прикумской нефтеносной области.

Для корреляции зависимостей $p_k = f(S_b)$, полученных для различных пород, применяются также статистические методы (об этом см. в последующих частях курса).

§ 9. ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД

Проницаемость горных пород зависит от многих факторов—горного давления в условиях их залегания, от температуры, степени взаимодействия флюидов с породой и т. д. Установлено, например, что газопроницаемость в атмосферных условиях существенно выше проницаемости пород даже для неполярных углеводородных жидкостей, практически не взаимодействующих с породой. Это объясняется частичным проскальзыванием газа вдоль поверхности каналов пористой среды вследствие незначительного внутреннего трения молекул газа (эффект Клинкенберга). По данным Н. С. Гудок, иногда проницаемость некоторых пород для газа при атмосферных условиях превышала их проницаемость при давлении 10 МПа в два раза.

Установлено, что с увеличением температуры среды газопроницаемость пород уменьшается, что связано с возрастанием скоростей движения молекул, уменьшением длины свободного их пробега и возрастанием сил трения вследствие интенсификации обмена количеством движения между отдельными слоями. По данным Н. С. Гудок, рост температуры с 20 до 90 °С может сопровождаться уменьшением проницаемости пород на 20—30 %.

Влияние на проницаемость пород давления, температуры, степени взаимодействия флюидов с породой и необходимость измерения проницаемости пород по газу и по различным жидкостям приводит к необходимости конструировать приборы, позволяющие моделировать различные условия фильтрации с воспроизведением пластовых давлений и температур.

Поэтому для определения абсолютной проницаемости горных пород используются разнообразные приборы. Однако принципиальные схемы их устройства большей частью одинаковы — все они состоят из одних и тех же основных элементов: кернодержателя, позволяющего фильтровать жидкость и газы через пористую среду, устройств для измерения давления на входе и выходе из керна, расходомеров и приспособлений, создающих и поддерживающих постоянный расход жидкости или газа через образец породы (рис. I.13). Различаются они лишь тем, что одни из них предназначены для измерения проницаемости при больших давлениях, другие — при малых, а третьи — при вакууме. Одни приборы используются для определения

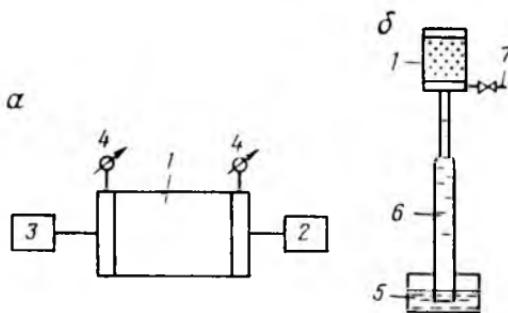


Рис. 1.13. Схемы приборов для определения проницаемости пород:

1 — кернодержатель; 2 — расходомер; 3 — устройство, создающее постоянный расход жидкости или газа через керн; 4 — измерители перепада давления; 5 — сосуд с водой; 6 — стеклянная трубка; 7 — вентиль

проницаемости по воздуху, другие по жидкости. Поэтому отдельные их узлы имеют соответственно различное конструктивное оформление.

Кроме стационарных приборов, схема строения которых приведена на рис. I.13, а, для измерения проницаемости используются также упрощенные устройства. Схема одного из них приведена на рис. I.13, б. Образец в кернодержателе одной стороной соединен с атмосферной трубкой, конец которой опущен под уровень воды. Создав через вентиль 7 разрежение под керном, уровень воды в трубке поднимают на некоторую высоту. После закрытия этого вентиля фильтрация воздуха через керн осуществляется под действием переменного разрежения, характеризующегося высотой столба воды в трубке. Мерой проницаемости породы служит (при постоянстве размеров образца) время опускания мениска в трубке в заданном интервале.

На практике оказывается, что проницаемость для жидкости обычно почти всегда меньше, чем для газа. Лишь при высокой проницаемости пород значения ее примерно одинаковы для жидкости и газа. Уменьшение проницаемости одной и той же породы для жидкости по сравнению с проницаемостью для газа происходит вследствие разбухания глинистых частиц и адсорбции жидкости при фильтрации нефти и воды через породы. (В последующих разделах мы увидим, что толщина адсорбционных слоев нефти иногда достигает размеров поровых каналов малопроницаемой породы). Поэтому абсолютную проницаемость пород принято определять с помощью воздуха или газа. Состав газа на проницаемость пород заметно влияет только при высоком вакууме (при так называемом кнудсеновском режиме течения газа, когда столкновения молекул редки по сравнению с ударами о стенки пор, т. е. когда газ настолько разрежен, что средняя длина пробега молекул сравнима с диаметром поровых каналов). В этих условиях проницаемость пород зависит от среднего давления, молекулярной массы газа и температуры и тем выше, чем меньше молекулярная масса

и давление. В пластовых условиях проницаемость горных пород практически мало зависит от состава газа.

Как уже упоминалось, фазовые проницаемости, кроме степени насыщенности пористой среды различными фазами, зависят от ряда других факторов и специфических свойств конкретной пластовой системы. В результате фактические показатели иногда значительно отличаются от расчетных. Поэтому при определении зависимости относительных проницаемостей от насыщенности следует проводить специальные опыты, поставленные с учетом специфических свойств исследуемой пластовой системы.

Устройство установок, применяемых для этих целей, более сложное, чем установок, рассмотренных ранее, так как необходимо моделировать многофазный поток, регистрировать насыщенность порового пространства различными фазами и расход нескольких фаз. Установки для исследования многофазного потока обычно состоят из следующих основных частей:

- 1) приспособления для приготовления смесей и питания керна;
- 2) кернодержателя специальной конструкции;
- 3) приспособления и устройства для приема, разделения и измерения раздельного расхода жидкостей и газа;
- 4) устройства для измерения насыщенности различными фазами пористой среды;
- 5) приборов контроля и регулирования процесса фильтрации.

Насыщенность порового пространства различными фазами можно определить несколькими способами: измерением электропроводности пористой среды, взвешиванием образца (весовой метод) и т. д. В первом случае измеряется электропроводность участка пористой среды, строится график, который сравнивается с тарировочной кривой (заранее составленной и представляющей собой зависимость электропроводности среды от содержания в порах различных фаз), затем определяется насыщенность порового пространства соответствующими фазами. Такой метод пригоден, если одна из жидкостей, используемых при исследовании, является проводником электричества (соленая вода, водоглицериновые смеси и т. д.).

При весовом методе среднюю насыщенность образца жидкостью и газом определяют по изменению его массы вследствие изменения газосодержания в поровом пространстве среды.

При движении многофазных систем проницаемость для каждой фазы определяется по следующим формулам:

$$Q_B = \frac{k_B F \Delta p}{\mu_B \Delta L}; \quad Q_H = \frac{k_H F \Delta p}{\mu_H \Delta L};$$
$$\bar{Q}_r = \frac{k_r F \Delta p}{\mu_r \Delta L}. \quad (I.24)$$

Здесь Q_v , Q_n и \bar{Q}_g — соответственно расходы в единицу времени воды, нефти и средний расход газа в условиях образца; k_n , k_g и k_v — фазовые проницаемости для нефти, газа и воды; μ_v , μ_n и μ_g — соответственно динамические вязкости воды, нефти и газа; F — площадь фильтрации; Δp — перепад давления, ΔL — длина пористой среды.

Фазовые проницаемости рассчитываются также по результатам вытеснения из пористой среды одной фазы другой и по промысловым данным. Приближенно их можно оценить также по кривым распределения пор по размерам.

§ 10. УДЕЛЬНАЯ ПОВЕРХНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД

Удельная поверхность пород — суммарная поверхность частиц или поровых каналов, содержащихся в единице объема образца, — зависит от степени дисперсности частиц, из которых они слагаются. Вследствие небольших размеров отдельных зерен песка и большой плотности их укладки поверхность порового пространства пласта может достигать огромных размеров, что значительно осложняет задачу полного извлечения нефти из породы.

Проницаемость, адсорбционная способность, содержание остаточной (реликтовой) воды и т. д. зависят от удельной поверхности нефтеносных пород. Работами советских ученых М. М. Кусакова, Б. В. Дерягина, К. А. Зинченко, Ф. А. Требина установлено, что кроме объемных свойств жидкостей и газов (например, плотности, вязкости) на характер фильтрации нефти влияют и молекулярные явления, происходящие на контактах жидкости и породы. Объемные свойства жидкостей (вязкость, плотность) обусловливаются действием молекул, распространенными внутри жидкой фазы. Поэтому в крупнозернистой породе с относительно небольшой удельной поверхностью молекулы, находящиеся на поверхности, почти не влияют на процесс фильтрации, так как их число весьма мало по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема жидкости. Если же пористая среда имеет большую удельную поверхность, то число поверхностных молекул жидкости возрастает и становится сравнимым с числом объемных молекул. Поэтому поверхностные явления в малопроницаемой породе могут оказать более значительное влияние на процесс фильтрации жидкости, чем в крупнозернистой.

Таким образом, удельная поверхность — одна из важнейших характеристик горной породы.

Следует отметить, что, несмотря на кажущуюся простоту понятия удельной поверхности, сложно точно определить ее величину. Дело в том, что поры в пористой среде представлены каналами размерами от десятков и сотен микрометров (по диаметру) до размеров молекул. Поэтому удельная поверхность

глин или других адсорбентов, влияющая на процесс адсорбции, не имеет для данного пористого вещества определенного значения, а зависит от размера адсорбируемых молекул. Только для молекул, имеющих одинаковые размеры, можно по опытным данным получить близкие значения удельных поверхностей одного и того же адсорбента.

У мелкопористых сред при адсорбции существенно отличающихся по размерам адсорбируемых молекул веществ наблюдаются значительные отклонения в размерах удельной поверхности (явление это носит название ультрапористости).

Легко установить, что если бы все частицы имели шарообразную форму (фиктивный грунт), то поверхность всех частиц в 1 м³ породы составила

$$S_{уд} = \frac{6(1-m)}{d}, \quad (I.25)$$

где $S_{уд}$ — удельная поверхность, м²/м³; m — пористость, доли единицы; d — диаметр частиц, м.

Для естественных песков удельная поверхность вычисляется суммированием ее значения по каждой фракции гранулометрического состава

$$S_{уд} = \frac{6(1-m)}{P} \sum \frac{P_i}{d_i}. \quad (I.26)$$

Здесь P — масса породы, кг; P_i — масса данной фракции, кг; d_i — средние диаметры фракций (в м), определяемые по формуле

$$\frac{1}{d} = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{d'_i} + \frac{1}{d''_i} \right), \quad (I.27)$$

где d'_i и d''_i — ближайшие стандартные размеры отверстий сит.

По экспериментальным данным К. Г. Оркина, при определении удельной поверхности по механическому составу в формулу (I.26) следует ввести поправочный коэффициент α , учитывающий повышение удельной поверхности вследствие неншаровидности формы зерен ($\alpha = 1,2 - 1,4$). Меньшие значения α относятся к окатанным зернам, большие — к угловатым.

Используя уравнения, связывающие параметры фиктивного грунта, аналогичные формуле (I.25), можно также установить зависимость между удельной поверхностью и другими параметрами реальных пород. Для этого при выводе соответствующих формул реальный грунт с неоднородными частицами заменяют эквивалентным естественному фиктивному грунту. При этом гидравлическое сопротивление фильтрации жидкости в обоих грунтах и удельная поверхность их должны быть одинаковыми. Диаметр частиц такого фиктивного грунта принято

называть эффективным $d_{\text{эфф}}$. Сопоставляя формулы (I.25) и (I.26), можно видеть, что

$$d_{\text{эфф}} = \frac{P}{\sum \frac{P_i}{d_i}} \quad (\text{I.28})$$

или

$$S_{\text{уд}} = \frac{6(1-m)}{d_{\text{эфф}}} \quad (\text{I.29})$$

С другой стороны, удельную поверхность можно выразить через гидравлический радиус δ :

$$\delta = \frac{md}{6(1-m)} \quad (\text{I.30})$$

или

$$S_{\text{уд}} = \frac{m}{\delta} \quad (\text{I.31})$$

Гидравлический радиус, как известно, равен отношению площади порового канала к его периметру и для поры с круглым сечением радиусом R

$$\delta = \frac{R}{2}$$

Тогда можно написать

$$S_{\text{уд}} = \frac{2m}{R} \quad (\text{I.32})$$

Подставляя в (I.32) значение R из формулы (I.18), получим

$$S_{\text{уд}} = \frac{m \sqrt{m}}{\sqrt{2k}}, \quad (\text{I.33})$$

где k — проницаемость, м^2 ; $S_{\text{уд}}$ — удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{м}^3$.

Если выразить проницаемость в мкм^2 , то получим удельную поверхность в $\text{м}^2/\text{м}^3$:

$$S_{\text{уд}} = \frac{7 \cdot 10^6 m \sqrt{m}}{\sqrt{k}} \quad (\text{I.34})$$

Из формул (I.33) и (I.34) следует, что чем меньше радиус поровых каналов и проницаемость породы, тем больше ее удельная поверхность.

Формула (I.34) представляет собой один из вариантов формул Козени — Кармана, устанавливающих зависимость коэффициента проницаемости от пористости, удельной поверхности

и структуры порового пространства. В общем виде формула Козени — Кармана записывается в виде

$$k = \frac{m^3}{\varphi S_{уд}^2 T^2}, \quad (I.35)$$

где m — пористость породы (характеризующая динамическую полезную емкость коллектора); $S_{уд}$ — удельная поверхность; T — извилистость поровых каналов¹ (отношение среднестатистической длины каналов к длине керна); φ — структурный коэффициент, учитывающий форму поровых каналов.

Значение извилистости T может достигать 6 и более.

§ 11. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

Кроме упомянутых способов определения удельной поверхности пород (по их гранулометрическому составу, по величине пористости и проницаемости), существуют следующие способы оценки этого параметра: фильтрационный, основанный на измерении сопротивления течению через пористое тело разреженного воздуха; адсорбционные, а также метод меченых атомов.

Методы определения удельной поверхности пористых сред, основанные на использовании пуазейлевского режима течения воздуха сквозь объект исследования [т. е. основанные на использовании формул типа (I.35)], применимы только для приближенной оценки поверхности грубозернистых однородных сред, ширина пор в которых намного больше длины свободного пробега молекул воздуха. При этом не нужно учитывать скольжения газа по стенкам пор². Движение газа в мелкодисперсной пористой среде существенно облегчается при скольжении молекул по стенкам пор, и сопротивление среды с высокой удельной поверхностью прохождению через нее газов иногда существенно меньше по сравнению с подсчитанными по формулам типа (I.35), не учитывающим скольжения газа по стенкам. Поэтому в данном случае можно использовать метод, основанный на измерении сопротивления течению через пористое тело разреженного воздуха при кнудсеновском режиме, имеющем скорее диффузионный характер. Кнудсеновский режим наступает, когда максимальные просветы пор становятся меньше длины свободного пробега молекул газа. В этом случае соударения молекул между собой становятся редкими (по сравнению с ударами о стенки пор). Зависимость молярной скорости

¹ Извилистость каналов можно определить электрометрическим и другими способами.

² У стенок поровых каналов скорость движения газа в отличие от скорости движения жидкости не равна нулю.

течения газа от удельной поверхности и других параметров выражается равенством

$$S_{уд} = \frac{24}{13} \sqrt{\frac{2}{\pi}} \frac{m^2}{Q \sqrt{MRT}} \frac{\Delta p}{\Delta x}, \quad (1.36)$$

где $S_{уд}$ — удельная поверхность образца, $\text{м}^2/\text{м}^3$; Q — число киломолей воздуха, протекающего через 1 м^2 поперечного сечения пористой среды толщиной Δx (в м) за 1 с при перепаде давления Δp (в Па); M — относительная молекулярная масса воздуха, $\text{кг}/\text{кмоль}$; R — универсальная газовая постоянная, $\text{Дж}/(\text{кмоль} \cdot \text{градус})$; T — температура опыта, $^{\circ}\text{С}$.

Для определения удельной поверхности пористых тел по результатам измерения кнудсеновского режима фильтрации сконструированы специальные приборы [12].

Горные породы, слагающие пласт, заполнены жидкой средой — водой и нефтью. Удельная поверхность (например, глин и некоторых других пород) под действием водной среды может изменяться, и «сухие» способы ее измерения не всегда соответствуют действительным условиям залегания пород в естественных условиях.

Удельную поверхность пористых сред в водной среде обычно определяют методом адсорбции красителей или методом поверхностного обмера при помощи радиоактивных индикаторов. Площадь поверхности минералов $S_{уд}$ при этом рассчитывают по числу молекул радиоактивного индикатора, поглощенных пористой средой, и по площади, приходящейся на один атом данного радиоактивного вещества на поверхности кристалла:

$$S_{уд} = a_m \omega N,$$

где a_m — число молей (атомов) вещества, связанного с 1 г твердой фазы; ω — площадь, приходящаяся на один атом данного вещества на поверхности кристалла (значение ее известно для многих веществ); N — число Авогадро.

Количество радиоактивного иона, поглощенного веществом при его погружении в раствор, определяется по уменьшению активности фильтрата раствора вследствие поглощения меченого атома твердой фазой.

Особое место по точности занимает адсорбционный метод вследствие того, что поверхность пористой среды промеряется такими малыми объектами, как молекулы адсорбируемого вещества, выстилая ими поверхность пористой среды. По количеству адсорбированного вещества (т. е. по числу его молекул) и площади, приходящейся на один атом данного вещества, вычисляется удельная поверхность пористой среды.

При адсорбционных методах исследования удельной поверхности пористых сред необходимы сложная аппаратура, высококвалифицированные исполнители. Поэтому в лабораториях

физики нефтяного пласта эта поверхность пород обычно оценивается фильтрационными методами.

По результатам измерений Ф. И. Котяхова удельная поверхность кернов изменяется от 38 000 до 113 000 м²/м³.

§ 12. НЕОДНОРОДНОСТЬ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЕЕ ОТОБРАЖЕНИЯ

Изменение условий осадконакопления в различные геологические эпохи, последующие процессы уплотнения пород и их цементация, переотложение солей и многие другие явления, происходившие в процессе генезиса нефтяных и газовых коллекторов, способствовали образованию пластов с неоднородными физическими свойствами пород. Поэтому значительная часть коллекторов характеризуется неоднородностью текстуры, минералогического состава и физических свойств по вертикали и горизонтали.

Физические свойства коллектора по площади залежи изменяются в широких пределах. Эти изменения носят элемент случайности. Поэтому для характеристики неоднородного строения пород используется аппарат математической статистики, теории вероятностей и теории случайных функций. Эти разделы математики позволяют построить статистическую модель фильтрационного поля неоднородной пористой среды.

При использовании методов математической статистики для отображения и учета неоднородного строения пород принимается, что имеющийся керновый материал является выборкой из генеральной совокупности — естественного коллектора. Исследуемые свойства пласта — проницаемость, пористость и т. д. — принимаются за случайные величины с определенной функцией распределения или интегральным законом распределения $F(x)$.

Последняя представляет собой, как известно, соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями их появления. Производная от функции распределения называется плотностью распределения или «плотностью вероятности»:

$$f(x) = F'(x).$$

Функция распределения $F'(x)$ — универсальная характеристика случайной величины, полностью определяющая ее с вероятностной точки зрения. Иногда достаточно использовать лишь числовые характеристики, отображающие наиболее существенные особенности распределения. Например, для указания среднего значения, около которого группируются все возможные значения случайной величины, используются характеристики положения: математическое ожидание, мода, медиана.

Степень отклонения от математического ожидания параметров, характеризующих свойства горных пород, оценивается часто вторым центральным моментом, который называют дисперсией $D(x)$ случайной величины x .

Дисперсия — математическое ожидание квадрата соответствующей центрированной величины x_0 .

$$\mu_2 = D(x) = M(x_0^2)^*.$$

Определяют ее в соответствии с прерывностью или непрерывностью случайной величины по формулам

$$D(x) = \sum_{i=1}^n [x_i - M(x)]^2 p_i \quad (1.37)$$

* Если принять исследуемый параметр за непрерывную случайную величину, то сумма заменяется интегралом.

или

$$D(x) = \int_{-\infty}^{\infty} [x - M(x)]^2 f(x) dx, \quad (I.38)$$

где $M(x)$ — математическое ожидание распределения случайной величины; p_i — вероятности появления различных значений случайной величины; n — общее число измерений случайной величины.

Нетрудно убедиться, что размерность дисперсии — квадрат разномерности случайной величины. Поэтому для удобства пользования введен параметр, размерность которого одинакова с размерностью случайной величины — среднее квадратическое отклонение, равное корню квадратному из дисперсии,

$$\sigma(x) = \sqrt{D(x)}. \quad (I.39)$$

В качестве относительной характеристики рассеивания случайной величины используется также коэффициент вариации (изменчивости), который равен отношению среднего квадратического отклонения к математическому ожиданию,

$$V = \frac{\sigma(x)}{M(x)}$$

или

$$V = \frac{\sigma(x)}{M(x)} \cdot 100. \quad (I.40)$$

Асимметрия распределения случайной величины характеризуется третьим центральным моментом, так как если распределение симметрично относительно математического ожидания, то все моменты нечетного порядка равны нулю.

Коэффициентом асимметрии принято называть безразмерную величину, равную третему моменту μ_3 , деленному на куб среднего квадратического отклонения σ^3 :

$$S_k = \frac{\mu_3}{\sigma^3} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} [x_i - M(x)]^3 p_i}{\sigma^3}. \quad (I.41)$$

Островершинность или плосковершинность распределения случайной величины характеризуется с помощью четвертого центрального момента — эксцесса, который равен

$$E_x = \frac{\mu_4}{\sigma^4} - 3 = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} [x_i - M(x)]^4 p_i}{\sigma^4}. \quad (I.42)$$

При нормальном распределении $\frac{\mu_4}{\sigma^4} = 3$, а эксцесс равен нулю. Это означает, что кривые с более плоской вершиной, чем нормальная кривая, обладают отрицательным эксцессом, с более острой — положительным.

Как уже упоминалось, числовые характеристики указывают лишь на некоторые существенные черты распределения случайной величины. Полная же исчерпывающая характеристика ее с вероятностной точки зрения дается функцией (законом) и плотностью распределения случайной величины.

По результатам многочисленных исследований распределение параметров, характеризующих свойства пород пласта, обычно асимметричное.

В ряде случаев свойства пласта подчиняются логарифмически нормальному распределению, которое характеризуется следующей функцией и плотностью распределения:

$$F(x) = \frac{1}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{\ln x - \ln e}{\sqrt{2}} \right) \right], \quad (I.43)$$

$$F'(x) = f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} e^{-\frac{(\ln x - \ln e)^2}{2\sigma^2}}. \quad (I.44)$$

Здесь σ и e — параметры распределения.

Среднее значение функции

$$M(x) = e e^{\frac{\sigma^2}{2}}. \quad (I.45)$$

Стандартное отклонение

$$\sigma(x) = e^{\sigma^2} \sqrt{1 - e^{-\sigma^2}}. \quad (I.46)$$

Граница применения закона $0 < x < \infty$.

Считается, что более универсальным и лучше отражающим распределение свойств коллекторов нефти и газа является гамма-распределение, интегральная функция которого имеет вид

$$F(x) = \frac{1}{\Gamma(\alpha+1)\beta^{\alpha+1}} \int_0^x t^{\alpha} e^{-\frac{x}{\beta}} dt, \quad (I.47)$$

где α и β — параметры гамма-распределения. Гамма-функция

$$\Gamma(\alpha+1) = \int_0^\infty t^{\alpha} e^{-t} dt.$$

При замене в формуле (I.47) $\frac{x}{\beta}$ на z получают неполную гамма-функцию, которая обычно используется на практике,

$$\Phi(z) = \frac{1}{\Gamma(\alpha+1)} \int_0^z t^{\alpha} e^{-t} dt, \quad (I.48)$$

Эта функция табулирована в ряде справочников.

Плотность вероятности гамма-распределения

$$f(x) = \frac{1}{\Gamma(\alpha+1)\beta^{\alpha+1}} x^{\alpha} e^{-\frac{x}{\beta}}. \quad (I.49)$$

Среднее значение

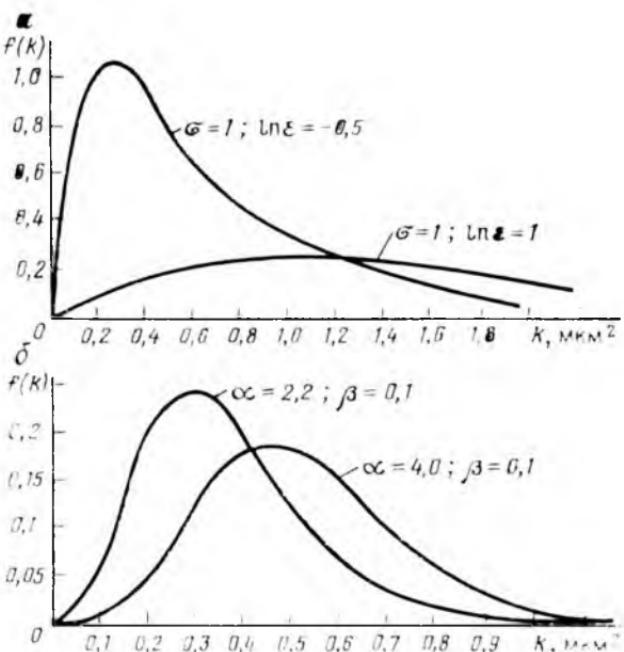
$$M(x) = \beta(\alpha+1). \quad (I.50)$$

Стандартное отклонение

$$\sigma(x) = \beta \sqrt{\alpha+1}. \quad (I.51)$$

На рис. I.14 приведены графики плотностей логарифмического и гамма-распределений для различных значений параметров σ , e , α и β . Рассмотрим далее для примера один из методов построения законов распределения случайных величин на основе опытных данных, который часто применяется в нефтепромысловом деле.

Рис. 1.14. Графики плотностей логарифмического (а) и гамма-распределений для различных значений σ , ε , α и β



Допустим, что имеется значительное число (порядка сотен) n анализов какого-либо свойства x горных пород, слагающих изучаемый пласт. Из этого статистического материала строится статистический ряд, для чего весь диапазон значений x делится на интервалы или разряды. Число их z выбирают равным 10—20. При этом в дальнейшем оперируют числом n_i , случаев x_i , значения которых находятся в пределах соответствующих интервалов. Последние необходимо выбирать так, чтобы они были равны для всех разрядов, а средняя величина рассматриваемого свойства, попавшего в интервал, не должна существенно отклоняться от значения ее в середине данного интервала. Далее подсчитывается число n_i значений x_i , приходящихся на каждый i -й разряд, и, разделив эту величину на общее число n , находят частоту (вероятность) случайного события, соответствующую данному разряду:

$$p_i = \frac{n_i}{n}.$$

Сумма частот должна быть равна единице.

Результаты подсчета изображают в виде следующей таблицы, которую принято называть статистическим рядом:

Границы (разделов) разрядов	x_1-x_2	x_2-x_3	...	x_i-x_{i+1}	...	$x_{z-1}-x_z$
Частота p_i	p_1	p_2	...	p_i	...	p_z

Здесь x_i-x_{i+1} — границы i -го разряда; z — число разрядов.

Графическим изображение статистического ряда служит гистограмма. При ее построении по оси абсцисс откладываются разряды и на каждом из них строится прямоугольник, площадь которого равна частоте соответствующего разряда. Высота прямоугольника находится как частное от деления частоты каждого разряда на его длину и, следовательно, при равенстве длин разрядов высоты прямоугольников будут пропорциональны соответствующим частостям.

Для полученного ряда определяют накопленные частоты (вероятности) на конец каждого интервала, вычисляемые делением соответствующего значения накопленной частоты на общее число случаев. Под частотой понимается число появлений данного события (количество случаев). Графическое изображение накопленной частоты представляет собой статистическую функцию распределения (кумулятивную кривую). При увеличении числа разрядов гистограмма приближается к графику плотности распределения случайной величины, а кумулятивная кривая — к функции распределения.

Однако практически редко имеется достаточно данных о свойствах пластов, и поэтому статистическому распределению свойственны элементы случайности. Чтобы их избежать и определить существенные черты анализируемого материала, статистический ряд выравнивается, т. е. подбирается теоретическая плавная кривая распределения, наилучшим образом описывающая полученное статистическое распределение.

Из смысла функции распределения следует, что каждому значению переменной величины (абсциссе) соответствует значение функции (ордината), по которой можно определить общее число (долю) наблюдений, результаты которых не превышают данного значения переменной величины. Эта абсцисса называется квантилем, соответствующей данной доле. Квантиль, соответствующая накопленной вероятности (частоты) p , называется p -квантилем. Обозначим ее через x_p . Иначе говоря, если функция распределения $p = F(x)$ указывает зависимость вероятности p от значения случайной величины x , то обратная функция $x = G(p)$ определяет значения квантилей, соответствующие данным накопленным вероятностям.

Для быстроты и удобства подбора подходящей теоретической кривой и отыскания числовых характеристик распределения кривая распределения вычерчивается в виде диаграммы квантилей на «вероятностной бумаге». Последняя строится для каждого распределения таким образом, что график соответствующей функции распределения на ней представляет собой прямую линию. Это достигается путем выбора специальной шкалы на оси ординат, построенной так, что график функции распределения на этой сетке изображается прямой линией. При этом на оси ординат откладываются значения накопленных частот, а на оси абсцисс — значение исследуемого параметра. В зависимости от строения шкалы ординат получают «вероятностную бумагу» для исследования различных функций распределения. Предварительный выбор этой бумаги можно сделать по виду гистограммы.

Например, для определения параметров и функции распределения случайной величины, гистограмма которой имеет стогообразный вид, следует воспользоваться вероятностной бумагой, применяемой для изучения нормального закона. Если предположение об ожидаемом законе распределения окажется справедливым, то значения накопленных частот, нанесенные на соответствующую этому закону вероятностную бумагу, будут группироваться около одной прямой. Если нанесенные точки не группируются около одной прямой, то это означает, что исследуемое распределение не подчиняется выбранному закону.

По линейной зависимости, построенной на вероятностной бумаге, определяют параметры распределения $M(x)$ и σ . Для этого в случае, например, нормального закона на диаграмме распределения находят квантили, соответствующие накопленным вероятностям, равным 0.5 и 0.159. В математической статистике доказывается, что первая из них будет оценкой для величины средней

$$M(x) = x_{0.5}, \quad (I.52)$$

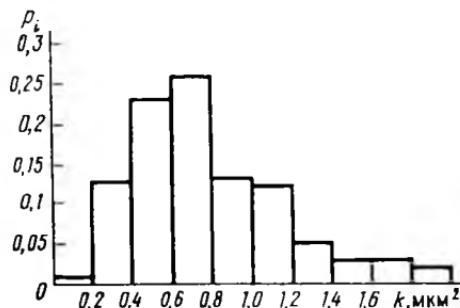


Рис. I.15. Гистограмма распределения проницаемости пород

вероятности, равной 0,5 на оси абсцисс, а величина стандартного отклонения $\sigma(\ln x) = \ln \epsilon - \ln x_2$, где $\ln x_2$ — на оси абсцисс точка с накопленной вероятностью $F(\ln x_2) = 0,159$. Степень соответствия найденного теоретического и статистического распределения проверяется с помощью различных критерии.

Рассмотрим в качестве примера определение закона распределения проницаемости по опытным данным.

Пример. Статистический ряд проницаемости пород, найденный геофизическими методами, представлен в табл. I.1. Найти теоретический закон распределения проницаемости и основные характеристики.

На рис. I.15 приведена гистограмма распределения проницаемости пород, вид которой свидетельствует о том, что имеет место несимметричное распределение. Предположим, что оно может быть описано логарифмически нормальным законом распределения. Чтобы убедиться в справедливости этого, нанесем данные статистического ряда из табл. I.1 на «вероятностную бумагу», соответствующую логарифмически нормальному закону (рис. I.16). Как следует из графика, экспериментальные точки ложатся близко у прям-

а разность между двумя найденными квантилями — оценкой для стандартного отклонения нормального распределения

$$\sigma = x_{0.5} - x_{0.159}. \quad (I.53)$$

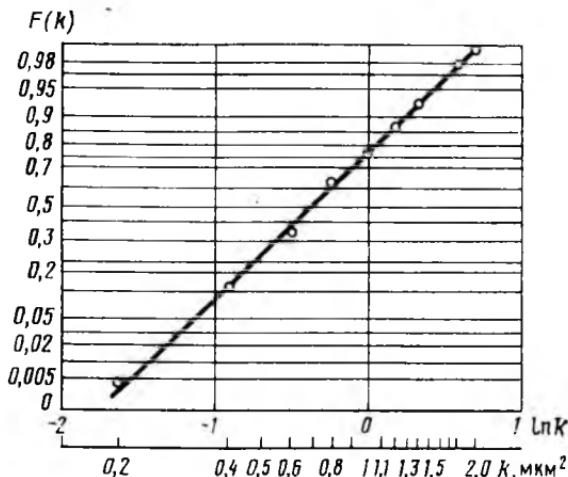
Если распределение подчиняется логарифмически нормальному закону, по аналогии с предыдущим, полученные точки накопленных частот статистического распределения будут группироваться около прямой на логарифмически вероятностной бумаге. При этом математическое ожидание логарифма исследуемой величины $M(\ln x) = \ln \epsilon$ будет соответствовать точке соответствующей накопленной

Таблица I.1

Статистический ряд проницаемости

№ интервалов	Интервал проницаемости k , мкм ²	Число случаев (частота) n_i	$p_i = \frac{n_i}{1000}$	Накопленное число случаев $\sum_{i=1}^i n_i$	Накопленная частость	
					$\frac{\sum_{i=1}^i n_i}{\sum_{i=1}^{20} n_i} =$	$\frac{\sum_{i=1}^i n_i}{1000}$
1	0—0,2	4	0,004	4		0,004
2	0,2—0,4	126	0,126	130		0,130
3	0,4—0,6	230	0,230	360		0,360
4	0,6—0,8	260	0,260	620		0,62
5	0,8—1,0	130	0,130	750		0,75
6	1,0—1,2	120	0,120	870		0,87
7	1,2—1,4	50	0,050	920		0,92
8	1,4—1,6	30	0,030	950		0,95
9	1,6—1,8	30	0,030	980		0,98
10	1,8—2,0	20	0,020	1000		1,00

Рис. I.16. Диаграмма квантилей для логарифмически нормального распределения проницаемости пород



мой и поэтому можно считать, что сделанное предположение о соответствии распределения проницаемости пород логарифмически нормальному закону справедливо. Тогда на рис. I.16 найдем параметры распределения по формулам, аналогичным (I.52) и (I.53):

$$M(\ln k) = (\ln k)_{0,5} = -0,36; \quad k_{0,5} = 0,7 \text{ мкм}^2; \quad (\ln k)_{0,159} = -0,87;$$

$$\sigma(\ln k) = -0,36 + 0,87 = 0,51.$$

Кроме упомянутых статистических показателей неоднородностей свойств пород эксплуатационных объектов, для характеристики неоднородного строения коллектора широко используются специальные показатели, получаемые в результате геолого-промышленных исследований строения пласта: коэффициент распространенности коллектора, коэффициент расчлененности, коэффициент песчанистости и т. д. Эти показатели отражают степень и характер изменчивости основных свойств пласта, которые учитываются при решении различных вопросов разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: определение слоистости пород, изменение их свойств по площади в связи с фациальной изменчивостью, распространенность коллекторов по площади и т. д.

Коэффициентом распространенности коллектора принято называть отношение площади распространения коллектора к общей площади залежи в пределах внешнего контура нефтеносности. При равномерной сетке скважин коэффициент распространения коллектора можно получить по отношению числа скважин, вскрывших коллекторы, к общему числу пробуренных скважин.

Коэффициент расчлененности связан со средним числом прослоев коллектора в разрезе эксплуатационного объекта. Он определяется как отношение числа пропластков коллектора в разрезах всех скважин к общему числу скважин, вскрывших эксплуатационный объект.

Коэффициент песчанистости равен отношению эффективной толщины эксплуатационного объекта к общей его толщине.

Предложены другие показатели, характеризующие неоднородное строение пород.

§ 13. КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ТРЕЩИНОВАТЫХ ПОРОД

Вследствие совершенствования методов исследования коллекторов нефтяных месторождений и накопления богатого промышленного материала в последние годы стало известно, что во

многих залежах коллекторские свойства пластов характеризуются не только обычной межзерновой пористостью, но в значительной степени также и наличием трещин.

Иногда емкость коллектора и промышленные запасы нефти в нем определяются преимущественно объемом трещин.

Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным породам, а в некоторых районах (Восточные Карпаты, Иркутский район и др.) и к терригенным отложениям. Пласти этих месторождений сложены плотными породами, очень часто неспособными практически фильтровать сквозь себя жидкости (т. е. обладающими низкой межзерновой проницаемостью). Вместе с тем из них получают значительные притоки нефти к скважинам, что обеспечивается наличием разветвленной сети трещин, пронизывающих эти коллекторы.

Существуют различные мнения о том, что составляет емкость трещиноватого коллектора. Иногда емкость такого коллектора определяется только объемом трещин. В большинстве же случаев она обусловливается пустотами трех видов.

1. Межзерновым поровым пространством. Пористость 2—10 %.

2. Кавернами и микрокарстовыми пустотами. Пористость, слагаемая пустотами этого вида, характерна для карбонатных пород, где она составляет значительную часть (13—15 %) полезной емкости трещиноватого коллектора.

3. Пространством самих трещин, составляющих трещинную пористость. Пустоты этого вида составляют десятые и сотые доли процента относительно объема трещиноватой породы. Пока известно мало залежей, где трещинная емкость пород оказалась бы сопоставимой с объемом добываемой из них нефти. Чаще всего трещины, по-видимому, играют в основном роль путей фильтрации нефти и газа, связывающих воедино межзерновое пространство блоков, пустоты каверн и микрокарстов.

Исходя из основных коллекторских свойств, обуславливающих емкость и пути фильтрации в трещиноватых коллекторах, последние можно подразделить на следующие основные виды.

1. Коллекторы кавернозного типа. Емкость пород слагается из полостей каверн и карстов, связанных между собой и скважинами системой микротрещин. Приурочены в основном к карбонатным породам. Фильтрация жидкостей и газов в них осуществляется по микротрещинам, соединяющим мелкие каверны.

2. Коллекторы трещинного типа. Емкость коллектора определяется в основном трещинами. Коллекторы такого типа приурочены к карбонатным породам, а также к плотным песчаникам, хрупким сланцам и другим плотным породам. Фильтрация нефти и газа происходит только по системам микротрещин

с раскрытием свыше 5—10 мкм. Такие виды коллекторов мало распространены.

3. Коллекторы смешанные, представляющие собой сочетания и переходы по площади и по разрезу трещиноватого или кавернозного коллекторов с нормальными. Коллекторы этого вида широко распространены.

Установлено, что закономерности развития трещиноватости в горных породах связаны с тектоникой и направлением дислокаций и трещиноватость, как правило, выражена правильными геометрическими системами трещин.

По результатам исследований Е. М. Смехова и других, сеть трещин обычно состоит из двух основных систем вертикальных нарушений сплошности, обладающих двумя взаимно перпендикулярными направлениями. Иногда сетка представляется одной системой горизонтальных трещин по отношению к плоскостям напластования (тонкослоистые и сланцеватые породы) или системой трещин с различной ориентацией (глины). Значительная же часть систем трещин имеет падения, близкие к вертикальным (относительно сплошности пород).

Часто наблюдается ориентированность трещиноватости по странам света. Простирание систем трещиноватости в общем согласуется с основным направлением крупных тектонических деформаций. В отдельных районах основные системы трещиноватости совпадают по всей толще осадочных пород независимо от их возраста.

Все это дает основание полагать, что ориентированность проницаемости отдельных участков продуктивных пластов относительно залежи, по-видимому, объясняется наличием ориентированной системы трещин и зависимостью между направлениями основных систем трещиноватости и простиранием складок. Это подтверждается совпадением линий, соединяющих скважины с относительно большими дебитами, с направлением простирания основных систем трещиноватости.

Обычно строгой закономерности в распределении систем трещиноватости по элементам структур, к которым приурочены нефте- и газосодержащие залежи, не наблюдается, так как предполагается, что, кроме тектонического фактора, на распределение систем трещин на структуре влияют в некоторой степени и свойства самих пород. Вообще же наиболее трещиноваты те участки структуры, где изменяются углы падения пород — переклинали на пологих складках и своды на структурах с крутыми крыльями.

О раскрытии трещин на глубине также существуют различные мнения. В шахтах, по сравнению с нефтяными скважинами, имеющими незначительную глубину, иногда встречаются трещины с раскрытием до 10 см (шахты Норильского района и Ухты, озокеритовые месторождения Борислава). Большинство исследователей, однако, считают, что при значительных

величинах горного давления на больших глубинах зияющие трещины не могли сохраниться. По результатам исследования ВНИГРИ, раскрытость трещин нефтесодержащих пластов обычно составляет 10—20 мкм, и лишь иногда она возрастает до 30 мкм. В породах же, подверженных процессам растворения и перекристаллизации минералов, встречаются каверны и карсты значительных размеров. Так, например, при бурении скважин на месторождении Надьлендел в Венгрии наблюдались провалы инструмента в карбонатных коллекторах до 2—3 м на глубинах около 3000 м.

Методика исследования коллекторских свойств трещиноватых горных пород имеет свои особенности. Их качества как коллектора характеризуются густотой и раскрытостью трещин, которые определяют трещинную пористость и проницаемость, обусловленную наличием в породе трещин.

Здесь следует подчеркнуть, что понятие «раскрытость» включает в себя некоторую условность. Существование трещин на больших глубинах в условиях проявления горного давления возможно только при многочисленных контактах между стенками трещины. Площадь контактов по сравнению с поверхностью стенки мала, и поэтому наличие их существенно не влияет на емкость и фильтрационные свойства трещин. На этом основании вводят понятие раскрытости трещин как преобладающей величины расстояний стенок трещин между контактами.

Уже отмечалось, что подавляющее большинство трещин, по-видимому, имеет тектоническое происхождение и объединяется в ориентированные системы. Поэтому далее будем рассматривать трещиноватость, характеризующуюся системами трещин, стенки которых можно принять за плоскости.

Исследованиями Е. М. Смехова и других установлено, что интенсивность трещиноватости зависит от литологических свойств пород. Трещиноватость карбонатных пород обычно больше, чем аргиллитов и песчано-алевритовых пород, песчаников и солей.

Раскрытость трещин также зависит от литологического состава пород и их происхождения. Раскрытость трещин различных пород колеблется в пределах 14—80 мкм.

Интенсивность трещиноватости горной породы, рассеченной совокупностью трещин, характеризуется объемной T и поверхностной P плотностью трещин, которые определяются следующими соотношениями:

$$T = \frac{S}{V}, \quad P = \frac{l}{F}, \quad (I.54)$$

где S — площадь половины поверхности всех стенок трещин, секущих объем V породы; l — суммарная длина следов всех трещин, выходящих на поверхность площадью F .

Мерой трещиноватости породы одной системы трещин служит густота трещин Γ , представляющая собой отношение числа трещин Δn , секущих нормаль их плоскостей, к элементу длины ΔL этой нормали:

$$\Gamma = \frac{\Delta n}{\Delta L}. \quad (I.55)$$

Для однородной трещиноватости, т. е. когда трещины находятся на равном расстоянии друг от друга, густота трещин

$$\Gamma = \frac{1}{L}, \quad (I.56)$$

где L — расстояние между трещинами в системе.

Объемная плотность T характеризует трещиноватость с любой геометрией пласта. Очевидно, поверхностная плотность P зависит от ориентации площади измерения (рис. I.17, линия 2) относительно направления трещин (рис. I.17, линия 1), а густота Γ их характеризует только выделенную систему трещин.

Плотность трещиноватости пород может изменяться в широких пределах. Объемная плотность трещин девонских отложений Южно-Минусинской впадины (по наблюдениям в обнаружениях на дневной поверхности), например, изменяется в пределах 9—60 1/м.

Между T , P и Γ существует следующая связь:

$$T = \sum_{i=1}^N \Gamma_i; \quad T = \sum_{i=1}^N \frac{P_i}{\cos \alpha_i}; \quad P = \sum_{i=1}^N \Gamma_i \cos \alpha_i, \quad (I.57)$$

где N — число систем трещин; α_i — угол между перпендикуляром к плоскости i -й системы трещин и площадкой, на которой измеряется величина P (см. рис. I.17).

Трещинная пористость для одной системы трещин

$$m_{Ti} = b_i \Gamma_i, \quad (I.58)$$

где b_i — раскрытие трещин.

Для системы трещин имеем

$$m_T = \sum_{i=1}^N m_{Ti} = \sum_{i=1}^N b_i \Gamma_i. \quad (I.59)$$

При $b_i = \text{const} = b$

$$m_T = bT. \quad (I.60)$$

Зависимость проницаемости пород от трещинной пористости и раскрытия трещин можно получить при помощи уравнения

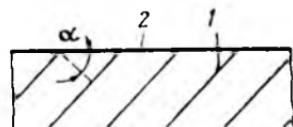


Рис. I.17.

Буссинеска, согласно которому расход жидкости, приходящийся на единицу протяженности щели,

$$q = \frac{b^3}{12\mu} \frac{dp}{dx}, \quad (I.61)$$

где b — раскрытие трещины; μ — динамическая вязкость жидкости; dp/dx — градиент давления.

Следовательно, расход жидкости через площадь фильтрации породы

$$Q = l \frac{b^3}{12\mu} \frac{dp}{dx}. \quad (I.62)$$

Приняв действительным равенство $m_t = b \frac{l}{F}$, получим

$$Q = \frac{F m_t b^2}{12\mu} \frac{dp}{dx}. \quad (I.63)$$

По закону Дарси расход жидкости через эту же породу

$$Q = \frac{k_t F}{\mu} \frac{dp}{dx}. \quad (I.64)$$

Здесь k_t — проницаемость трещин.

Приравнивая правые части уравнений (I.63) и (I.64), получим

$$k_t = 85000 b^2 m_t, \quad (I.65)$$

где b — раскрытие трещины, мм; k_t — проницаемость, мкм^2 ; m_t — трещинная пористость, доли единицы.

Формула (I.65) действительна для случая, когда трещины перпендикулярны к поверхности фильтрации. В действительности трещины могут располагаться произвольно, в результате чего проницаемость трещиноватой породы будет зависеть от простириания их систем и направления фильтрации. Поэтому важно знать ориентированность трещин. Она определяется известными методами фиксации положения плоскости в пространстве — по азимуту падения δ и углу падения ω или же по направляющим косинусам единичного вектора нормали к плоскости трещины ($\cos \alpha_1, \cos \alpha_2, \cos \alpha_3$, где α_1, α_2 и α_3 — углы между единичным вектором и осями координат, рис. I.18).

В общем случае, если трещины располагаются произвольно, а проницаемость рассчитывается для любого

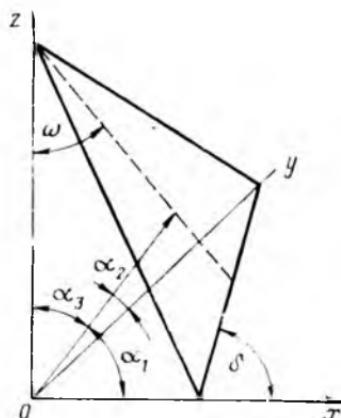


Рис. I.18. Ориентирование плоскости трещин в пространстве

горизонтального направления фильтрации, то формула для расчета проницаемости имеет вид

$$k_t = 8,5 \cdot 10^6 \sum_{i=1}^N b_i^3 \Gamma_i (\sin^2 \omega_i \cos^2 \varphi_i + \cos^2 \omega_i), \quad (I.66)$$

где b_i и Γ_i — раскрытие и густота трещин соответственно в см и 1/см; ω_i — угол падения трещин данной системы; φ_i — угол между задаваемым направлением фильтрации и простиранием данной системы трещин.

Параметры трещиноватости находят также по керновому материалу и по шлифам. При микроскопическом исследовании шлифа определяются раскрытие трещин, их протяженность и площадь шлифа. Параметры трещиноватых пород подсчитывают по формулам

$$k_t = A \frac{b^3 l}{F}, \quad (I.67)$$

$$m_t = \frac{b l}{F}, \quad (I.68)$$

$$P = \frac{l}{F}. \quad (I.69)$$

Здесь k_t — трещинная проницаемость, мкм²; A — численный коэффициент, зависящий от геометрии систем трещин в породе¹ (для трех взаимно перпендикулярных систем трещин $A = 2,28 \cdot 10^6$; для хаотически расположенных трещин $A = 1,71 \cdot 10^6$); l — протяженность трещин в шлифе, см; F — площадь шлифа, см²; m_t — трещинная пористость, доли единицы; P — поверхностная плотность трещин.

Для определения параметров трещиноватости используются геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования трещиноватых пород.

При геологических методах получают достоверные сведения о плотности трещин и их ориентированности по данным исследования трещиноватости пород в их обнажениях на дневной поверхности, а также в шахтах и других горных выработках. Раскрытие же поверхностных трещин подвержена влиянию эрозии.

Геофизические методы исследования трещиноватых коллекторов основаны на зависимости свойств потенциальных полей (электрических, гравитационных, упругих и т. д.) от параметров трещиноватости. Эти методы находятся в стадии развития и становления. Все более широко применяют гидродинамические методы, основанные на использовании результатов исследования скважин. Показатели работы скважин (зависимость

¹ Подробное описание метода, практику измерений см. в работе [24].

дебита от забойного давления, скорость восстановления давления в остановленной скважине и т. д.) зависят от параметров трещиноватости коллектора. Эти методы подробно излагаются в курсах разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

Многочисленные измерения показывают, что трещинная пористость от общей пористости трещиноватой породы обычно не превышает 1 % и часто бывает менее 0,1 %. В противоположность этому проницаемость трещинного коллектора обычно определяется пропускной способностью трещин, ибо трещинные коллекторы, как правило, связаны с плотными и хрупкими породами, межзерновая проницаемость блоков которых редко превышает $0,1 \text{ мкм}^2$.

Глава II

ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИЕ И ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Упругость, прочность на сжатие и разрыв, пластичность — наиболее важные механические свойства горных пород, влияющие на ряд процессов, происходящих в пласте в период разработки и эксплуатации месторождений. Физико-механические свойства горных пород необходимо знать и учитывать при строительстве скважин, нефтяных шахт, хранилищ газа в истощенных нефтяных и газовых пластах, в толщах каменной соли, в искусственно размываемых полостях.

Так, например, упругие свойства горных пород и упругость пластовых жидкостей влияют на перераспределение давления в пласте в процессе эксплуатации месторождения. Сильно сжатые породы и жидкости при снижении давления могут быть значительным источником энергии, под действием которой происходит движение нефти по пласту к забоям скважин. Действительно, если пластовое давление снижается, то жидкость (вода и нефть) расширяется, а поровые каналы сужаются. Упругость пород и жидкостей очень мала, но вследствие огромных размеров пластовых водонапорных систем в процессе эксплуатации значительное количество жидкости (упругий запас) дополнительно вытесняется из пласта в скважины за счет расширения объема жидкости и уменьшения объема пор при снижении пластового давления.

Не менее существенный эффект упругости жидкости и пласта заключается в том, что давление в пласте перераспределяется не мгновенно, а постепенно после всякого изменения режима работы скважины, после ввода новой или остановки старой скважины. Таким образом, при большой емкости пласта и высоком пластовом давлении с начала эксплуатации пласт будет находиться в условиях, для которых характерны длительные неустановившиеся процессы перераспределения пластового давления. Скорости этих процессов в значительной мере определяются упругими свойствами пород и жидкостей. Оказывается, что по скорости перераспределения давления при известных упругих свойствах пород и жидкости можно судить о проницаемости и других параметрах¹.

В процессе разработки месторождения важно знать также и прочность пород на сжатие и разрыв. Эти данные наряду с модулем упругости необходимы при изучении процессов ис-

¹ Об этом подробнее см. в курсе «Технология добычи нефти».

кусственного воздействия на породы призабойной зоны скважин (торпедирование, гидроразрыв пласта), применяемых в нефтепромысловом деле для увеличения притоков нефти.

В Советском Союзе развивается строительство подземных газохранилищ в районах крупных городов и промышленных центров. Некоторые из них представляют собой искусственно размытые полости в растворимых в воде отложениях. Устойчивость стенок таких полостей определяется физико-механическими свойствами окружающих полость пород.

В нашей стране накоплен значительный и ценный опыт по разработке месторождений тяжелой нефти и битуминозных песчаников шахтным способом. Можно с уверенностью утверждать, что роль шахтной добычи тяжелой нефти в будущем будет непрерывно возрастать. При проектировании шахт, штолен и других горных выработок при расчете нагрузок на крепи широко используются данные о напряженном состоянии горных пород в условиях их залегания; о влиянии скважин и других горных выработок на напряженное состояние пород в окружающих их зонах. О зависимости деформаций пород от напряжения можно судить лишь при наличии сведений, описывающих физико-механические свойства пород.

§ 1. НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕГАНИЯ В МАССИВЕ

Породы, залегающие в недрах земли, находятся под влиянием горного давления, которое обуславливается весом пород, тектоническими силами, пластовым давлением и термическими напряжениями, возникающими под влиянием тепла земных недр. В результате воздействия на породу комплекса упомянутых сил элемент (кубик) породы, выделенный из массива,

может находиться в общем случае в условиях сложного напряженного состояния, характеризующегося тем, что результирующие векторы напряжений, действующих на грани, не являются перпендикулярными к его граням. Разлагая эти результирующие векторы по направлению ортогональных осей, можно представить, что на каждой плоскости кубика будут действовать (рис. II.1) по три компоненты напряжений — одна нормальная σ , направленная перпендикулярно к грани кубика, и две касательные

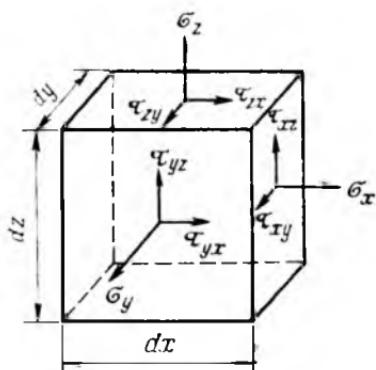


Рис. II.1. Компоненты напряжений, действующих в элементе породы

ные τ , действующие касательно к поверхности грани кубика. Учитывая, что выделенный элементарный кубик находится в равновесии, касательные напряжения, направленные противоположно друг другу в одной плоскости, должны быть равны, так как суммарный момент действующих на кубик сил равен нулю,

$$\tau_{yx} = \tau_{xy}; \quad \tau_{xz} = \tau_{zx}; \quad \tau_{yz} = \tau_{zy}.$$

Компоненты напряжений зависят от ориентации выделенного элементарного объема породы в пространстве. Его можно ориентировать таким образом, что касательные напряжения будут равными нулю и напряженное состояние выделенного элемента будет характеризоваться только нормальными составляющими. Они в этом случае называются главными нормальными напряжениями, а грани, на которые они действуют, называют главными плоскостями.

Нормальные и касательные напряжения, действующие на элемент породы, вызывают соответствующие деформации его граней. Нормальные составляющие напряжений вызывают деформации сжатия элемента или растяжения ϵ_x , ϵ_y и ϵ_z , а касательные напряжения — деформации сдвига граней γ_{xy} , γ_{yz} , γ_{xz} (деформация сдвига обычно измеряется углами сдвига, так как из-за малости их величины $\operatorname{tg} \gamma = \gamma$). Суммарная деформация граней, γ_{xy} , γ_{yz} и γ_{xz} — величина, на которую уменьшается прямой угол между соответствующими гранями в результате сдвига. Каждый из них является следствием проявления иложения друг на друга двух бесконечно малых сдвигов от двух пар касательных напряжений, стремящихся вращать элемент в противоположные стороны.

Для примера на рис. II.2 приведена схема проявления касательных напряжений в случае чистого сдвига грани xy (т. е. когда по внешним граням элемента отсутствуют нормальные напряжения). На рис. II.2, а показан сдвиг грани элемента при влиянии одной пары касательных напряжений τ_{xy} с углом

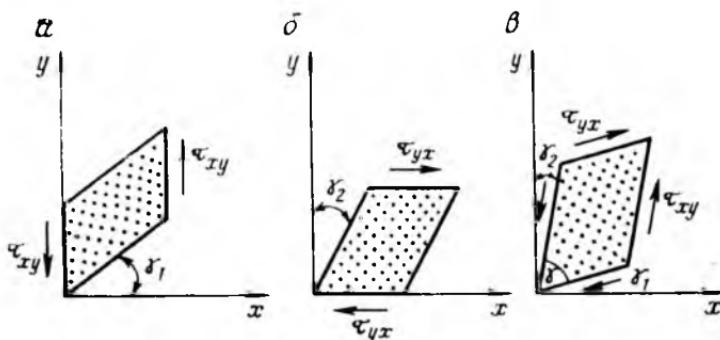


Рис. II.2. Схема деформаций грани xy под влиянием касательных напряжений (чистый сдвиг)

сдвига γ_1 , а на рис. II.2, б — сдвиг γ_2 под влиянием другой пары τ_{yx} . В результате наложения этих сдвигов деформация грани будет иметь вид, изображенный на рис. II.2, в. В результате сдвига прямой угол грани уменьшится на сумму этих углов

$$\gamma_{xy} = \gamma_1 + \gamma_2.$$

Если породы однородны и изотропны, то $\gamma_1 = \gamma_2 = \gamma$. При этом суммарный угол сдвига составит

$$\gamma_{xy} = 2\gamma. \quad (\text{II.1})$$

В случае полностью изотропного тела связь между напряжениями и деформациями можно выразить следующими уравнениями, которые согласно закону Гука имеют вид

$$\epsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - v(\sigma_y + \sigma_z)], \quad (\text{II.2})$$

$$\epsilon_y = \frac{1}{E} [\sigma_y - v(\sigma_z + \sigma_x)], \quad (\text{II.3})$$

$$\epsilon_z = \frac{1}{E} [\sigma_z - v(\sigma_y + \sigma_x)], \quad (\text{II.4})$$

$$\gamma_{xy} = \frac{1}{G} \tau_{xy}, \quad (\text{II.5})$$

$$\gamma_{yz} = \frac{1}{G} \tau_{yz}, \quad (\text{II.6})$$

$$\gamma_{zx} = \frac{1}{G} \tau_{zx}, \quad (\text{II.7})$$

где E — модуль продольной упругости (модуль Юнга); v — коэффициент Пуассона¹; G — модуль сдвига.

В пределах упругих деформаций между этими упругими характеристиками однородных изотропных материалов существуют следующие зависимости:

$$\left. \begin{aligned} E &= 2(1+v)G; & v &= \frac{E}{2G-1}; & G &= \frac{E}{2(1+v)}; \\ \beta &= \frac{E}{3(1-2v)} = \frac{2}{3} \frac{1+v}{1-v} G. \end{aligned} \right\} \quad (\text{II.8})$$

Здесь β — модуль объемного (всестороннего) сжатия, который выражает связь между давлением и относительным изменением объема $\Delta V/V$ материала.

¹ Тела деформируются по направлению действия силы. При этом происходят поперечные деформации, перпендикулярные к направлению силы, т. е. тело расширяется при сжатии или сужается при растяжении. Поперечная деформация ϵ_p составляет часть продольной ϵ : $\epsilon_p = -v\epsilon$.

Модуль Юнга E для большей части горных пород изменяется от 10^9 до 10^{11} Па, а коэффициент Пуассона ν — от 0 до 0,5.

Практическое изучение напряженного состояния горных пород в условиях их естественного залегания осложняется анизотропией их свойств, проявлением трещиноватости, большим разнообразием механических и физических свойств пород, входящих в массив, зависимостью упругих характеристик пород (E , ν , G и β) от давления, температуры, влажности и т. д. По этой причине пока нет достаточно обоснованной единой теории, описывающей напряженное состояние горных пород. И задачи из этой области с применением теории упругости обычно решаются для частных случаев. При этом результаты относятся лишь к частным конкретным геологическим условиям.

Некоторые данные о значениях главных напряжений в неизреженном массиве (σ_x , σ_y и σ_z) получены в процессе горных работ.

До нарушения условий залегания пород скважиной внешнее давление от действия собственной массы вышележащих пород и возникающие в породе ответные напряжения находятся в условиях равновесия.

Составляющие этого нормального поля напряжений имеют следующие значения.

По вертикали

$$\sigma_z = \rho g H,$$

где σ_z — вертикальная составляющая напряжений; ρ — плотность породы; g — ускорение свободного падения; H — глубина залегания пласта.

По горизонтали (в простейшем случае)

$$\sigma_y = \sigma_x = n \rho g H,$$

где n — коэффициент бокового распора.

Значение n для пластичных и жидких пород типа плавунов равно единице (тогда напряжения определяются гидростатическим законом), а для плотных и крепких пород в нормальных условиях, не осложненных тектонически, выражается во многих случаях долями единицы.

Коэффициент бокового распора и горизонтальное напряжение можно приблизенно оценить следующим образом.

Выделим элементарный объем горной породы. Относительная деформация, которую это тело получило бы, например, вдоль оси x при сжатии его тремя взаимно перпендикулярными, равномерно распределенными силами, выраженным главными напряжениями $\sigma_z = \sigma_1$; $\sigma_y = \sigma_2 = \sigma_x = n \sigma_1$), согласно формулам (II.2) — (II.4)

$$\epsilon_x = -\frac{1}{E} [\sigma_z - \nu (\sigma_y + \sigma_z)]. \quad (II.9)$$

Если принять, что в процессе осадконакопления происходило только сжатие пород в вертикальном направлении, а в горизонтальном направлении деформаций не было, то

$$\epsilon_x = \epsilon_y = 0.$$

Тогда, исходя из уравнения (II.9), получим

$$\sigma_x = \sigma_y = \frac{v}{1-v} \sigma_z, \quad (\text{II.10})$$

т. е. коэффициент бокового распора

$$n = \frac{v}{1-v}, \quad (\text{II.11})$$

тогда $0 < n < 0.5$. При выполнении упомянутых условий горизонтальные напряжения в породах меньше вертикальных, что, по-видимому, часто имеет место при небольшой глубине залегания, если в разрезе нет пород с пластическими свойствами. В случае пластичных и текучих горных пород $n=1$, для крупных пород значения n составляют 0,3—0,7.

Формула (II.10) выведена для условия, когда справедливо предположение об отсутствии деформации пласта в горизонтальном направлении и когда не учитывается пластичность горных пород. В условиях реальных пластов эти предположения не всегда справедливы, и в них поэтому возможны более сложные напряженные состояния горных пород.

При достаточно больших давлениях на значительных глубинах (2500—3000 м), по-видимому, происходит выравнивание напряжений вплоть до величин, определяемых гидростатическим законом, так как предполагается, что за длительные геологические периоды породы испытывают пластические или псевдопластические деформации. Однако чаще всего вследствие интенсивных тектонических процессов, происходивших в земной коре в течение геологических периодов, горные породы многократно деформировались, что, по-видимому, сопровождалось возникновением значительных различий между главными напряжениями. В областях, где в результате тектонических процессов происходили боковое сдавливание пород и образование надвига, наибольшим должно быть горизонтальное напряжение, которое, по-видимому, может иногда в 2—3 раза превышать вертикальное горное давление. В зонах возникновения сбросов, не сопровождавшихся боковым сжатием, вертикальные напряжения пород должны значительно превышать горизонтальные.

Для изучения напряженного состояния горных пород применяются аналитические, лабораторные методы и натурные исследования. Лабораторные и производственные исследования осуществляются с помощью специальной аппаратуры и приборов. Важным преимуществом производственных методов изучения напряженного состояния пород является измерение напря-

жений в естественных условиях залегания и возможность непосредственного применения результатов опытов для решения задач практики. Один из широко распространенных способов — измерение напряжений и деформаций горных пород внутри скважины (пробуренной в массиве) с помощью деформометров и датчиков напряжений. Перспективны геофизические методы, которые основаны на зависимости скорости распространения упругих колебаний в породах, зависимости удельного сопротивления и других физических свойств пород от их напряженного состояния.

§ 2. НАПРЯЖЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПОРОД В РАЙОНЕ ГОРНЫХ ВЫРАБОТОК

Призабойная зона скважин представляет собой область пласта, от характеристики которой зависит производительность скважин. Эта область (самого узкого сечения потока) в процессе вскрытия пластов и эксплуатации скважин подвержена воздействию глинистого раствора, воды, цемента, отложений парафина, солей и смол, заливания и т. д., в результате чего уменьшается приток нефти и газа. Поэтому свойствам пород призабойной зоны и процессам, происходящим в этой области, уделяется особое внимание. С бурением скважин изменяется начальное напряженное состояние пород, так как происходят возмущения в естественном поле напряжений. В глубине пластов породы всесторонне сжаты, а по мере приближения к скважине они будут находиться в условиях, близких к одноосному сжатию. В результате пластичные породы (некоторые глины и глинистые сланцы) частично выдавливаются в скважину удаляются в процессе бурения. В результате вертикальное горное давление на породы нефтяного пласта в районе скважины оказывается частично уменьшенным. При этом в простом естественном поле напряжений появляется зона аномалий. В горном деле установлено, что область аномалий, имеющая практическое значение, невелика; она только в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Вместе с тем в этой области существенно изменяются условия залегания горных пород, что может быть причиной значительных изменений их фильтрационных свойств.

Новое поле напряжений, образующееся вокруг выработок, зависит от их глубины, геометрии и размеров, а также от состояния и физико-механических свойств массива пород. В зависимости от

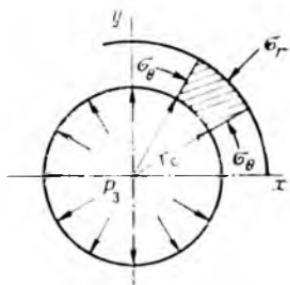


Рис. II.3. Схема распределения действующих напряжений в элементе породы призабойной зоны скважин (без учета влияния фильтрации флюидов на напряженное состояние пород)

конкретных условий залегания пород и состояния массива при расчетах используют различные гипотезы о проявлении горного давления — в отдельных случаях считают, что порода подчиняется законам сжимающих тел, в других — законам теории упругости и т. д.

В простейшем случае (если рассматривать призабойную зону, как однородный упругий толстостенный сосуд) поиски распределения напряжений в этой зоне можно свести к решению задачи Ламе (рис. II.3).

Как известно, напряжение в толстостенном цилиндре, сечение которого образованы концентрическими окружностями, подверженном действию равномерно расположенных сил, определяется соотношениями

$$\sigma_r = \frac{E}{1-\nu^2} \left[C_1 (1+\nu) + C_2 (1-\nu) \frac{1}{r^2} \right], \quad (II.12)$$

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1-\nu^2} \left[C_1 (1+\nu) - C_2 (1-\nu) \frac{1}{r^2} \right], \quad (II.13)$$

где σ_r — радиальная компонента нормального напряжения; σ_θ — окружное или тангенциальное нормальное напряжение (в направлении касательной к окружности, на которой выделен элементарный объем dV на рис. II.3); r — расстояние от оси; C_1 и C_2 — постоянные интегрирования, которые можно определить из граничных условий.

При $r=r_c$ значение $\sigma_r=p_3$ (забойному давлению). При $r=\infty$ значение $\sigma_\theta=\sigma_r=\rho g H$ (горному давлению).

Для упрощения формулы (II.12) и (II.13) запишем с другими постоянными в виде

$$\begin{aligned} \sigma_r &= C + \frac{D}{r^2}, \\ \sigma_\theta &= C - \frac{D}{r^2}. \end{aligned} \quad (II.14)$$

По этим формулам можно вычислить окружные и радиальные напряжения на разных расстояниях r от оси скважины.

Из граничных условий найдем:

при $r=r_c$

$$\sigma_r = p_3 = C + \frac{D}{r_c^2},$$

при $r=\infty$

$$\sigma_r = \rho g H = C + \frac{D}{\infty} = C.$$

Следовательно,

$$\sigma_r = \rho g H \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right) + p_3 \frac{r_c^2}{r^2}, \quad (\text{II.15})$$

$$\sigma_\theta = \rho g H \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right) - p_3 \frac{r_c^2}{r^2}. \quad (\text{II.16})$$

Таковы напряжения вокруг выработки круглой формы в скальных породах, если первоначальное напряженное состояние нетронутого массива было гидростатическим.

В упругом и изотропном массиве вокруг скважины (с открытым забоем) с учетом коэффициента бокового распора n радиальные и тангенциальные напряжения рассчитываются по уравнениям

$$\sigma_r = \frac{\nu}{1-\nu} \rho g H \left(1 - \frac{r_c^2}{r^2} \right) + p_3 \frac{r_c^2}{r^2}, \quad (\text{II.17})$$

$$\sigma_\theta = \frac{\nu}{1-\nu} \rho g H \left(1 + \frac{r_c^2}{r^2} \right) - p_3 \frac{r_c^2}{r^2}. \quad (\text{II.18})$$

На рис. II.4 приведены эпюры изменения радиальных и тангенциальных напряжений в прискважинной зоне, построенные по формулам (II.15) и (II.16).

Из формул (II.15) и (II.16) следует:

при $r=r_c$

$$\sigma_r = p_3; \quad \sigma_\theta = 2\rho g H - p_3, \quad (\text{II.19})$$

т. е. на стенке скважины могут действовать окружные сжимающие напряжения, которые при $p_3=0$ достигают двойного значения горного давления. Это означает, что при наличии пород недостаточной прочности в призабойной зоне возможно их разрушение под действием тангенциальных напряжений и ухудшение фильтрационных свойств пород вследствие их сжатия под влиянием этих нагрузок.

Из (II.18) следует, что стенки ствола скважины или вертикального шахтного ствола будут устойчивы, если

$$\sigma_\theta = \frac{2\nu}{1-\nu} \rho g H < \sigma_{\text{сж}}, \quad (\text{II.20})$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ — предел прочности породы при двухосном сжатии.

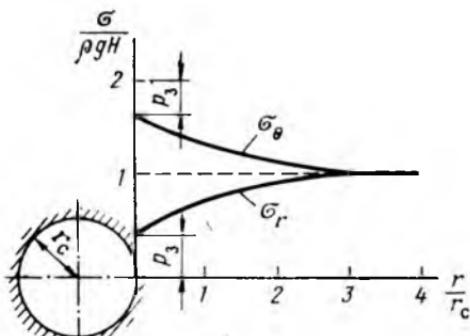


Рис. II.4. Эпюры радиальных и тангенциальных напряжений вокруг скважины

Область аномалий напряжений, имеющая практическое значение, невелика; она лишь в несколько раз превосходит размеры горной выработки. Но последствия от нарушения скважиной начального поля напряжений могут существенно влиять на качество скважины и показатели ее работы в целом или отдельных участков продуктивного пласта. Поэтому целесообразно увеличивать глубину перфорационных каналов, вскрывающих пласт, не только для преодоления зоны загрязнения буровыми растворами, но и для выхода за пределы особо интенсивной части зоны аномалий напряжений пород.

Особо сложный характер распределение напряжений в зоне выработки имеет при неоднородных свойствах пород, при наличии в разрезе пропластков, подверженных пластическим деформациям. Исследованиями С. А. Христиановича и Ю. П. Желтова установлено, что в процессе бурения скважин пластические породы разреза способны частично «вытекать» в скважину и удаляться из нее, что сопровождается уменьшением вертикальных напряжений σ_z , которые оказываются в зоне возникновения пластических деформаций ниже вертикального горного давления $\rho g H$. По данным С. А. Христиановича и Ю. П. Желтова, радиус области разгрузки горного давления вследствие пластической деформации пород определяется формулой

$$r_p = 0,61 r_c \exp \left[\frac{(\rho_n - \rho_v) g H}{2 K_n} \right], \quad (II.21)$$

где ρ_n и ρ_v — плотности пород и воды; r_c — радиус скважины; H — глубина скважины; K_n — коэффициент пластичности породы.

Например, при $H = 1500$ м, $K_n = 30,0 \cdot 10^5$ Па, $\rho_n = 2500$ кг/м³, $\rho_v = 1000$ кг/м³ и $r_c = 0,15$ м радиус области разгрузки горного давления составит $r_p \approx 4$ м.

Очень часто давления разрыва пластов при их гидоразрыве оказываются меньше вертикального горного, что, вероятно, объясняется проявлением зоны разгрузки, возникающей в призабойной зоне скважин в связи с пластической деформацией пород некоторых пропластков.

На напряженное состояние пород и на деформацию существенно влияют обсадные трубы, цементное кольцо, их физико-механические свойства, геометрия перфорационных каналов и депрессия давления, возникающая при эксплуатации скважин.

§ 3. ДЕФОРМАЦИОННЫЕ И ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

Большая часть горных пород при отсутствии высокого всестороннего давления как в условиях одноосного, так и сложного напряженного состояния при быстром нагружении или раз-

грузке в большом диапазоне напряжений хорошо подчиняется закону Гука.

По мере увеличения напряжения на сжатие усиливается и деформация (рис. II.5). При нагрузке, соответствующей пределу прочности образца $\sigma_{\text{сж}}$, происходит его разрушение. Характер зависимости между напряжением и деформацией определяется продолжительностью действия нагрузки на образец — при медленном нагружении деформация почти всех горных пород отклоняется от закона прямой пропорциональности (кривая с $t = \infty$). Рассматривая кривые $t=0$ и $t=\infty$ (см. рис. II.5), можно заметить, что при напряжениях, меньших σ_s , остаточной деформации не наблюдается как при мгновенной нагрузке ($t=0$), так и при нагрузке и разгрузке с длительной выдержкой ($t=\infty$).

У большей части пород необратимые пластические деформации при медленном нагружении появляются при напряжениях σ_s составляющих 10—15 % от разрушающих. Пластические деформации при многократной нагрузке и разгрузке постепенно уменьшаются в каждом цикле. В ряде случаев под влиянием нагрузки некоторые горные породы приобретают специфические реологические свойства.

Реологическими свойствами горных пород принято называть изменение механических их характеристик под влиянием длительно действующих нагрузок. Установлено, что многие горные породы подвержены явлению крипа (ползучести), которое характеризуется постепенным нарастанием деформации при постоянном напряжении. Явления крипа в наибольшей степени свойственны глинам, аргиллитам, глинистым сланцам, каменной соли. Деформация ползучести зависит от структуры породы, нагрузки, времени и направления их действия. При нагрузках, действующих перпендикулярно к плоскости напластования, ползучесть возрастает. Этот вид деформации отличается от пластической тем, что она возникает при длительном воздействии напряжений, не превышающих предела упругости породы, в то время как пластическая деформация происходит при возрастающих напряжениях за пределами упругости пород.

При изучении причудливого строения складок осадочных пород возникает вопрос: как могут твердые породы изменять свою форму без появления видимых трещин и какие процессы при этом происходят внутри породы?

Почти все породы при различных

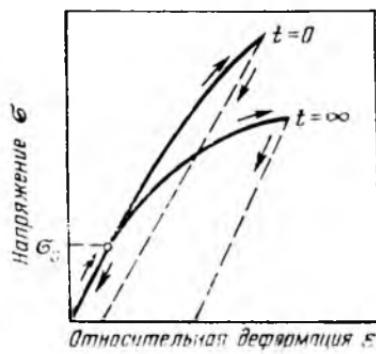


Рис. II.5. Схематические зависимости деформации глинистого сланца от напряжений при одноосном сжатии

условиях приложения нагрузки могут вести себя и как хрупкие, и как пластичные тела. При растяжении, изгибе и однозначно сжатии пластические свойства горных пород почти не проявляются. Разрушение пород происходит без заметной пластической деформации. При всестороннем сжатии многие горные породы, хрупкие при простых деформациях, приобретают пластические свойства. Правда, горные породы, как правило, ограниченно пластичны.

В процессе лабораторных испытаний таких пород, как песчаник, глинистый сланец и другие, не обнаружен переход в пластическое состояние при всестороннем сжатии с давлением, соответствующим глубине залегания более 3000 м. Вместе с тем практика горных работ показывает, что и на меньших глубинах происходят деформации пород, похожие на пластические.

В зависимости от состава и свойств пород, условий их залегания и действия нагрузки механизм пластических деформаций может быть различен. Иногда пластические деформации пород происходят вследствие межзерновых и трансляционных движений и явлений перекристаллизации. Если сжимать породы типа песчаников, известняков и другие, состоящие из скементированных зерен кварца или мелких сросшихся кристаллов кальцита, отдельные зерна могут двигаться независимо друг от друга. Каждое зерно под нагрузкой движется и вращается около соседних. В результате такого перемещения зерен, которое можно рассматривать как межзерновое, порода приобретает ограниченные пластические свойства.

Большое значение в пластической деформации материалов имеют трансляционные движения, происходящие под воздействием внешней нагрузки, смещающие атомы внутри отдельных кристаллов вдоль плоскостей, известных под названием плоскостей скольжения. Такая природа пластических деформаций присуща, по-видимому, каменной соли и некоторым другим минералам, обладающим кристаллическим строением.

Иногда пластической деформации пород, по-видимому, способствуют явления перекристаллизации минералов. Часто пластичность горных пород проявляется под действием длительной нагрузки, вызывающей изменение структуры породы.

«Плавные» изгибы большинства нефтесодержащих пластов, сложенных упруго-хрупкими минералами, по-видимому, объясняются их псевдопластической деформацией, так как вследствие сравнительно небольшой глубины их залегания горное давление недостаточно для перевода большинства горных пород в пластическое состояние. По-видимому, лишь глины и глинистые породы и небольшое число минералов типа каменной соли могут претерпевать значительные пластические деформации. Пластические деформации пластов песчаника, известняков, доломитов и других пород часто происходят в результате появления многочисленных микротрешин, позволяющих отдельным

участкам пластов скользить и перемещаться вдоль плоскостей трещин. При этом происходят незаметные для глаза ступенеобразные опускания отдельных участков пород, создающие впечатление плавных изгибов пластов.

Какова бы ни была природа ползучести и пластических деформаций пород, деформация их происходит даже на сравнительно небольших глубинах. Установлено, что с течением времени нарушенное поле естественных напряжений вокруг горных выработок и нефтяных скважин в значительной мере восстанавливается и давление на крепь выработки и на обсадные трубы нефтяных скважин после окончания бурения длительное время возрастает, что объясняется проявлением ползучести и пластичности некоторых пород.

Пластические свойства горных пород еще недостаточно изучены. Вместе с тем эти свойства весьма важно знать при проектировании процессов искусственного воздействия на призабойную зону скважин. Поэтому изучению пластических свойств пород в последние годы уделяется возрастающее внимание.

Широкое разнообразие условий возникновения горных пород — причина значительных различий в механических свойствах пористых сред даже одного класса.

Для горных пород характерна анизотропия механических свойств (модули упругости при одноосном сжатии образца вдоль напластования и перпендикулярно к напластованию не одинаковы). Упругие параметры пород зависят от давления. По данным М. П. Воларовича и Е. И. Баюка, модуль Юнга, например, песчаников пористостью 24—26 % при всестороннем сжатии может возрастать на 140 %. При этом наиболее резкое изменение упругих свойств происходит при низких давлениях порядка 60—100 МПа и продолжается до давлений 150—200 МПа.

Модуль пропорциональности напряжений и деформаций, наблюдаемый при однократном нагружении, модуль нормальной упругости, наблюдающийся в результате исключения обратимых деформаций многократным нагружением и разгруз-

Таблица II.1

**Механические свойства горных пород Донецкого бассейна,
определенные при испытаниях на сжатие**

Породы	Модуль Юнга $E \cdot 10^{-1}$, МПа		Коэффициент Пуассона, ν	
	по слоям	перпендикулярно к слоям	по слоям	перпендикулярно к слоям
Глинистые сланцы	3,16	1,54	0,22	0,22
Песчаные сланцы	3,63	2,42	0,25	0,16
Песчаники	3,47	3,98	0,13	0,13
Известняки	6,36	7,25	0,28	0,3

Таблица II.2

**Модули Юнга горных пород нефтяных месторождений
Волго-Уральской области, определенные методом вдавливания штамна**

Породы	Модуль Юнга $E \cdot 10^{-4}$, МПа
Алевролиты кварцевые	0,56—0,83
Известняки пелитоморфные (глинистые)	2,0
Доломиты мелкозернистые	4,37
Аргиллиты	0,55
Песчаники кварцевые мелкозернистые	0,24—0,47
» » среднезернистые	1,76
» »	1,08—1,3

кой, и динамический модуль упругости (вычисляемый по скорости распространения упругой волны), как правило, не одинаковы. Модуль нормальной упругости оказывается большим модуля пропорциональности в 1,2—1,5 раза, а модуль динамической упругости больше в 2—2,2 раза.

Установлено, что имеется значительная разница в прочностях одной и той же породы в условиях одноосного сжатия $\sigma_{ск}$, изгиба $\sigma_{изг}$ и одноосного растяжения $\sigma_{рас}$. Для твердых пород $\sigma_{ск} > \sigma_{изг} > \sigma_{рас}$.

При всестороннем сжатии однородные сплошные породы разрушаются лишь при больших давлениях. При этом, когда разность главных напряжений достигает некоторого значения, многие породы переходят вначале в пластическое состояние.

Результаты исследований последних лет показывают, что горные породы при изучении их механических свойств в массивах и при использовании образцов достаточно больших размеров имеют постоянные характеристики (модуль упругости, коэффициент Пауссона, прочностные показатели и т. д.).

В табл. II.1 и II.2 приведены значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона для некоторых пород.

**§ 4. УПРУГИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ
В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТИНЫХ
И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Важное значение в процессе разработки нефтяных и газовых месторождений имеют деформации пород, происходящие вследствие изменения пластового давления, которое может уменьшаться со временем и вновь восстанавливаться при искусственных методах поддержания давления в залежи.

Представим себе элемент породы (рис. II.6), заключенный в непроницаемую эластичную оболочку и испытывающий горное давление σ , а в порах пласта, насыщенного жидкостью, — давление p .

До начала эксплуатации залежи пластовое давление жидкости способствует уменьшению нагрузки, передающейся на скелет породы от массы вышележащих отложений (если кровля пласта непроницаема). Тогда давление на скелет породы (эффективное давление)

$$\sigma_{\text{эфф}} = \sigma - p. \quad (\text{II.22})$$

При извлечении нефти на поверхности пластовое давление p падает и давление на скелет пород $\sigma_{\text{эфф}}$ увеличивается.

Установлено, что с падением пластового давления объем порового пространства пласта уменьшается вследствие упругого расширения зерен породы и возрастания сжимающих усилий, передающихся на скелет от массы вышележащих пород. При этом зерна породы испытывают дополнительную деформацию и пористость среды уменьшается также вследствие перераспределения зерен и более плотной упаковки их и изменения структуры пористой среды.

Некоторые из упомянутых процессов, вызывающие изменения объема пор, являются обратимыми, как, например, упругое расширение зерен цемента и деформации их в сторону пустот, не занятых твердым веществом, под действием массы вышележащих пород. Другие же процессы, например, перегруппировка зерен, скольжение их по поверхности соприкосновения и разрушение и дробление зерен,— процессы необратимые. В результате с возрастанием пластового давления должны появиться значительные остаточные деформации и пористость пород не восстанавливается. Последние деформации пород, по-видимому, характерны для глубоко залегающих пластов.

Объем V внешнего скелета пористой среды складывается из объемов твердой фазы V_t и порового пространства V_n , и поэтому с изменением в породах среднего нормального напряжения σ и пластового давления p происходят упругие изменения всех трех величин. Тогда объемная деформация пород при всестороннем сжатии описывается тремя коэффициентами сжимаемости, которые определяют по следующим соотношениям:

$$\beta = -\frac{1}{V} \left[\frac{\partial V}{\partial (\sigma - p)} \right]_p, \quad (\text{II.23})$$

$$\beta_n = -\frac{1}{V_n} \left[\frac{\partial V_n}{\partial (\sigma - p)} \right]_p, \quad (\text{II.24})$$

$$\beta_t = -\frac{1}{V_t} \left[\frac{\partial V_t}{\partial (\sigma - p)} \right]_{(\sigma - p)}, \quad (\text{II.25})$$

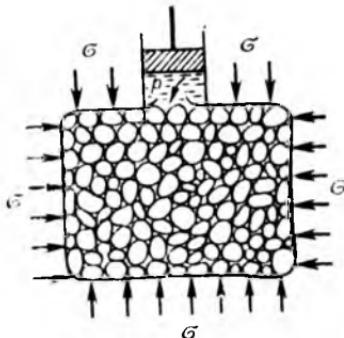


Рис. II.6. Схема проявления горного и эффективного давлений в элементе породы

где β , β_n и β_t — коэффициенты сжимаемости породы, пор и твердой фазы.

Индексы при скобках указывают на условия определения частных производных: при постоянном p или постоянной разности напряжений ($\sigma - p$).

Очевидно, что коэффициенты сжимаемости имеют размерность $[\beta] = \text{Па}^{-1}$.

Объемная деформация коллекторов в реальных условиях при всестороннем сжатии зависит одновременно от разности ($\sigma - p$) и от давления в порах p . Эффективное напряжение ($\sigma - p$) определяет деформацию внешнего скелета породы, а изменение давления в пласте — деформацию твердой фазы. Тогда, с учетом формул (II.23), (II.24) и (II.25) относительные суммарные упругие деформации скелета, пор и твердой фазы будут определяться соотношениями

$$\frac{\partial V}{V} = \beta d(\sigma - p) + \beta_t dp, \quad (\text{II.26})$$

$$\frac{dV_n}{V_n} = \beta_n d(\sigma - p) + \beta_t dp, \quad (\text{II.27})$$

$$\frac{dV_t}{V_t} = \frac{1}{(1-m)} \beta_t d(\sigma - p) + \beta_t dp, \quad (\text{II.28})$$

где m — открытая пористость коллектора.

Между β , β_n и β_t существует следующая связь:

$$\beta = m\beta_n + \beta_t. \quad (\text{II.29})$$

Как показано В. Н. Щелкачевым, особое значение в процессах, протекающих в пластах при эксплуатации нефтяных, газовых и водоносных горизонтов, имеет коэффициент объемной упругости пласта β_c :

$$\beta_c = \frac{1}{V} \frac{dV_n}{dp} = m\beta_n. \quad (\text{II.30})$$

Из (II.27) и (II.29) найдем

$$\beta_c = m\beta_n \left(1 - \frac{d\sigma}{dp} \right) - m\beta_t. \quad (\text{II.31})$$

Коэффициент β_c иногда определяют, изменяя давление жидкости в порах при $\sigma = \text{const}$. В этом случае формула (II.31) принимает вид

$$(\beta_c)_\sigma = m(\beta_n - \beta_t)$$

или

$$\beta_c = (\beta_c)_\sigma - m\beta_n \frac{d\sigma}{dp}. \quad (\text{II.32})$$

Таблица II.3

Коэффициенты сжимаемости пор некоторых осадочных пород

Породы	Коэффициент сжимаемости пор породы β_p , ГПа $^{-1}$				
	$\sigma_{\text{эфф}} = 8,0 \text{ МПа}, h = 300-500 \text{ м}$	$\sigma_{\text{эфф}} = 16,0 \text{ МПа}, h = 650-1000 \text{ м}$	$\sigma_{\text{эфф}} = 32,0 \text{ МПа}, h = 1300-2000 \text{ м}$	$\sigma_{\text{эфф}} = 64,0 \text{ МПа}, h = 2500-4000 \text{ м}$	$\sigma_{\text{эфф}} = 96,0 \text{ МПа}, h = 4000-6000 \text{ м}$
Песчаники, сцементированные глинистым цементом	1,15	0,95	0,45	0,35	0,25
Песчаники и алевролиты, крепко сцементированные глинисто-карбонатным цементом	2,75	1,50	0,70	0,32	—
Аргиллиты сильно уплотненные	2,45	1,45	0,75	0,32	—

По формулам (II.30) — (II.32) можно определить коэффициент объемной упругости пласта β_c , если известен из лабораторных данных коэффициент сжимаемости пор β_p . В табл. II.3 приведены коэффициенты сжимаемости пор некоторых осадочных пород при различных значениях эффективного давления. Кроме того, указаны глубины залегания пород, соответствующие эффективным давлениям на скелет породы [10].

При практических оценках β_c некоторых пород значениями коэффициента сжимаемости β_t можно пренебречь в связи с малостью β_t . Например, коэффициент сжимаемости кварца или кальцита мало изменяется от давления (до 200 МПа) и равен для кварца $\beta_t = (30-35) \text{ Т}\cdot\text{Па}^{-1}$; для кальцита — 25 Т·Па $^{-1}$; для доломита — 12 Т·Па $^{-1}$ и известняков — (25-27) Т·Па $^{-1}$.

Как следует из приведенных формул, для определения β_c в условиях залегания реальных коллекторов необходимо знать характер изменения напряженного состояния пород в пласте при изменении пластового давления $\left(\frac{d\sigma}{dp}\right)$. Эта величина зависит от глубины залегания пласта и тектонической обстановки (начального напряженного состояния горных пород), упругих свойств и т. д. В простейшем случае (если пренебречь относительными боковыми смещениями пород при деформации) величину $\frac{d\sigma}{dp}$ можно определить из соотношения

$$\frac{d\sigma}{dp} = \frac{2}{3} \left(\frac{1-2v}{1-v} \right) \left(1 - \frac{\frac{\beta_t}{m\beta_p}}{1 + \frac{\beta_t}{m\beta_p}} \right). \quad (\text{II.33})$$

Таблица II.4

Коэффициенты объемной упругости трещинных известняков и вторичных пустот (трещин)

Месторождения	Горное давление σ , МПа	Пластовое давление p_1^* МПа	Коэффициент объемной упру- гости трещинной среды $\beta_{\text{ст}}$ $T \cdot \text{Па}^{-1}$	Коэффициент трещинной (вторичной) пористости m_1 , %	Коэффициент сжимаемости трещин $\beta_{\text{тр}}$ ГПа^{-1}
Карабулак-Ачалуки:					
Северо-западная площадь	53,1	33,3	60÷70	0,6	10,7÷12,3
Юго-восточная площадь	53,1	33,3	30÷40	0,41	7,1÷9,5
Заманкул	52,0	34,0	25÷15	0,18	13÷21,5
Малгобек-Вознесенское —					
Алиюровское	72,0	48,4	48÷54	0,75÷1,3	4,1÷6,4
Хаян-Корт (Западная пло- щадь)	88,5	54,5	50	0,58	9,2

По расчетам В. М. Добрынина, при коэффициенте Пуассона $\nu=0,2$ значение $d\sigma/dp$ изменяется от 0,25 до 0,5, если $\beta_{\text{т}}/m_{\text{пп}}$ находится в пределах 0—1.

Как следует из табл. II.3, коэффициент сжимаемости пор $\beta_{\text{пп}}$ в значительной мере зависит от эффективного давления (сжимаемость сокращается с ростом давления). В соответствии с этим коэффициент объемной упругости $\beta_{\text{с}}$ пород зернистых коллекторов изменяется в широких пределах: $\beta_{\text{с}}=(3÷30) T \cdot \text{Па}^{-1}$ в интервале внешнего давления от 0 до 100 МПа.

В связи со спецификой строения пород карбонатных трещиноватых коллекторов их сжимаемость, как правило, выше, чем у зернистых пород. В табл. II.4 приведены данные СевКавНИИ о коэффициентах объемной упругости трещинной среды (известняков) и сжимаемости трещин ряда месторождений Грозного, полученные в начальный период разработки залежей.

Для измерения упругих характеристик горных пород используются специальные приборы. На рис. II.7 приведена схема простейшего прибора, позволяющего измерять коэффициент объемной упругости $\beta_{\text{с}}$ образцов горных пород.

Прибор состоит из камеры 1 высокого давления, в которую

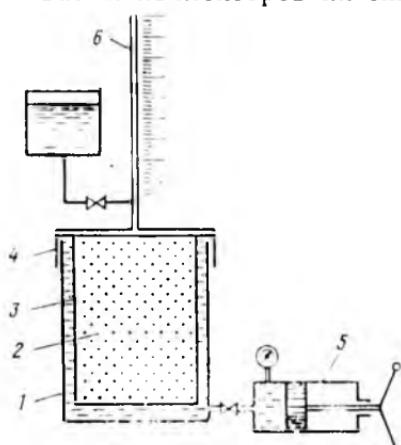


Рис. II.7. Схема прибора для изучения коэффициента объемной упругости пород $\beta_{\text{с}}$ (конструкция Уфимского нефтяного института)

вставляется образец 2 керна, помещенный в эластичную непроницаемую оболочку 3. Предварительно керн насыщается под вакуумом жидкостью (водой). После установки крышки 4 прибора «горное» давление в камере 1 вокруг оболочки создается прессом 5. Изменение объема образца породы регистрируется по шкале пресса 5, а изменение объема пор — по объему вытесненной из керна жидкости в калиброванный капилляр 6.

Коэффициент объемной упругости трещиноватых пород по кернам не удается определить, так как керновый материал обычно не является представительным с точки зрения реального строения, раскрытости и других характеристик трещин. Для трещиноватых пород β_c определяется по результатам разработки залежи с учетом ее объема, количества извлеченной жидкости и падения пластового давления.

§ 5. ВЛИЯНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД

В условиях залегания в пласте коллекторские свойства пород вследствие их сжимаемости отличаются от свойств на поверхности.

В первом приближении упругое изменение пористости пород с изменением давления в интервале $p_1 - p$ можно вычислить по формуле

$$\frac{m_{(\sigma-p)}}{m_{(\sigma-p)_1}} \approx \left[\frac{(\sigma-p)_1}{(\sigma-p)} \right]^{\beta_n(\sigma-p)_1}, \quad (\text{II.34})$$

где $m_{(\sigma-p)}$ и $m_{(\sigma-p)_1}$ — коэффициенты пористости пласта при значениях эффективных напряжений соответственно $(\sigma-p)$ и $(\sigma-p)_1$.

По результатам исследований уменьшается пористость песчаников на 20 % при давлениях около 15 МПа, пористость плотных аргиллитов при том же давлении уменьшается примерно на 6 %.

В ряде случаев изменение пористости при действии эффективного напряжения описывается экспоненциальной зависимостью

$$m = m_0 \exp [-\beta_n (\sigma - \sigma_0)], \quad (\text{II.35})$$

где m_0 — пористость при начальном эффективном напряжении σ_0 ; β_n — коэффициент сжимаемости пор,

$$\beta_n = \beta_c / m_0;$$

здесь β_c — коэффициент объемной упругости породы [(см. формулу II.30)]. При небольших значениях $(\sigma - \sigma_0)$ формулу (II.34) можно заменить соотношением

$$m : m_0 [1 - \beta_n (\sigma - \sigma_0)] = m_0 - \beta_c (\sigma - \sigma_0). \quad (\text{II.36})$$

Значительно более подвержена изменению проницаемость горных пород. Если считать, что коэффициент пористости изменяется лишь вследствие уменьшения или увеличения объема пор породы, зависимость упругих изменений проницаемости для плотных пород от давления можно выразить соотношением

$$\frac{k_{(\sigma-p)}}{k_{(\sigma-p)_1}} \approx \left[\frac{(\sigma-p)_1}{(\sigma-p)} \right]^n, \quad (II.37)$$

где $k_{(\sigma-p)}$, $k_{(\sigma-p)_1}$ — коэффициенты проницаемости породы, находящейся под действием давлений $(\sigma-p)$ и $(\sigma-p)_1$.

$$n = 2 \frac{(3+\alpha)}{(2+\alpha)} \beta_{n1} (\sigma-p)_1.$$

Здесь α — коэффициент, характеризующий структуру поровых каналов. Для сцементированных песчаников α находится в интервале минус 1,25 — минус 1,8.

По результатам исследований коэффициент проницаемости при упругом деформировании, например, песчано-глинистых пород, залегающих на глубине 1300—2000 м, может уменьшаться по сравнению с данными, полученными при атмосферных условиях, на 10—40 %.

Как уже упоминалось, деформации горных пород могут сопровождаться пластическими явлениями. При этом порода при снятии с нее напряжений не восстанавливает свою геометрию, изменяются вследствие остаточных деформаций ее пористость и проницаемость. Существенные необратимые деформации пород могут происходить в глубокозалегающих нефтяных и газовых пластах вследствие роста эффективного давления $(\sigma-p)$ с уменьшением пластового давления p в процессе разработки месторождений, что существенно сказывается на процессах фильтрации жидкости. Эти явления учитываются в теории упруго-пластического режима пласта.

§ 6. УПРУГИЕ КОЛЕБАНИЯ В ПОРОДАХ И ИХ АКУСТИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

В практике разработки нефтяных месторождений в последние годы возрастает объем технологических операций, связанных с возбуждением в пласте упругих колебаний и волновых процессов. Повышение дебитов добывных и поглотительной способности нагнетательных скважин иногда достигается путем обработки призабойной зоны пласта гидравлическими и акустическими вибраторами, возбуждающими в коллекторе волны давлений, которые способствуют возникновению новых и раскрытию имеющихся трещин в породе, увеличивают проводимость

прискважинной части пласта для жидкости и газов¹. Установлено также, что при прогреве пласта электропечами для удаления из пор парафина и смол процесс передачи тепла в глубь пласта значительно интенсифицируется, если совместить тепловую обработку пород с ультразвуковой.

Мощные колебательные процессы возбуждаются в коллекторах нефти при взрывах атомных устройств и различных взрывчатых веществ, применяемых для воздействия на пласт с целью увеличения его нефтеотдачи. Поэтому акустические параметры пород используются в настоящее время в возрастающем объеме для прогнозирования результатов различных технологических процессов, связанных с возбуждением в пласте упругих колебаний. Последние представляют собой процесс распространения в породах пласта упругих деформаций ее частиц с переменным знаком. Акустическими параметрами породы принято называть величины, которые характеризуют их свойства передавать (распространять) упругие колебания — скорость распространения упругих волн, коэффициент поглощения упругих колебаний, волновое сопротивление, их способность отражать и преломлять волны.

В промысловой практике приходится встречаться с упругими волнами различной частоты: более 20 000 Гц — ультразвуковые, от 20 до 20 000 Гц — звуковые, до 20 Гц — инфразвуковые. Сейсмические волны низкой частоты появляются при взрывных работах в скважинах.

Под влиянием вибраторов, работающих в скважине, в пласте распространяются продольные и поперечные упругие волны. Первый вид волн характеризуется продольным распространением в породе деформаций попеременного объемного сжатия и растяжения. В твердых телах они вызывают поперечные деформации сдвига — в виде поперечных упругих волн.

Скорость распространения упругих волн зависит от упругих характеристик породы.

Скорости продольной $v_{\text{пр}}$ и поперечной $v_{\text{поп}}$ упругих волн можно определить по формулам

$$v_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{E}{\rho} \frac{(1-v)}{(1+v)(1-2v)}}, \quad (\text{II.38})$$

$$v_{\text{поп}} = \sqrt{\frac{G}{\rho}} = \sqrt{\frac{E}{2\rho(1+v)}}, \quad (\text{II.39})$$

где ρ — плотность породы (остальные обозначения прежние).

Несцементированные пески обладают слабым внутренним трением и оказывают небольшое сопротивление сдвиговым

¹ В подземной гидравлике количественно проводимость пород характеризуют величиной kh/μ , где k — проницаемость; h — толщина пласта; μ — динамическая вязкость.

усилениям. Поэтому в них, как в жидкой среде, возникают только продольные волны.

В случае консолидированных осадочных пород соотношение скоростей продольных и поперечных волн находится в пределах $v_{\text{пр}}/v_{\text{поп}} = 1,5 - 14$ (возрастая для пород малопрочных со значительной пористостью в связи с присущим этим породам низких значений сопротивлению сдвигу).

Скорость распространения упругих волн практически не зависит от их частоты. С ростом модуля Юнга E скорости продольных и поперечных волн увеличиваются. Возрастание коэффициента Пуассона сопровождается ростом скорости продольной волны и уменьшением скорости поперечной. Поэтому скорость упругих волн в пористых породах значительно меньше, чем в плотных.

Интенсивность упругой волны по мере ее распространения в пласте уменьшается вследствие рассеивания энергии волны в разных направлениях в зонах неоднородного строения и вследствие поглощения энергии упругой волны породой на преодоление сил трения частиц в процессе их деформации.

Амплитуда упругих колебаний в зависимости от расстояния, пройденного волной от источника излучения, затухает по экспоненциальному закону

$$A = A_0 e^{-\theta x}, \quad (\text{II.40})$$

где A — текущая амплитуда колебаний; A_0 — начальная амплитуда колебаний; θ — коэффициент поглощения; x — расстояние от источника излучения.

Если обозначить расстояние, в пределах которого амплитуда уменьшается в e раз через x_0 , то

$$\theta x_0 = 1 \quad \text{и} \quad \theta = \frac{1}{x_0}.$$

Коэффициент поглощения θ зависит от упругих характеристик породы и частоты колебаний $\omega = 2\pi f$. С ростом частоты θ интенсивно увеличивается (иногда по квадратическому закону):

$$\theta = \frac{2}{3} \frac{\omega^2 \eta}{v^3 \rho},$$

где η — коэффициент внутреннего трения породы; v — скорость упругой волны; ρ — плотность породы). По экспериментальным данным, коэффициент поглощения θ для глинистых пород пропорционален $\lg n$. С увеличением пористости пород θ возрастает.

Произведение плотности пород на скорость упругой волны принято называть удельным волновым сопротивлением $z = \rho v$ (удельным акустическим импедансом). Эта величина связана со способностью материала горных пород отражать и преломлять упругие волны. Отражение и преломление

Таблица II.5

Акустические параметры пород

Порода	Плотность ρ , кг м ⁻³	Скорость продольной волны $v_{\text{пр}}$, м с	Скорость попереч- ной волны $v_{\text{поп}}$, м с	Коэффициент поглощения		Удельное волновое сопротив- ление $z \cdot 10^{-5}$, кг/(м ² с)
				продоль- ной волны $\theta_{\text{пр}}$, 1 м	попереч- ной волны $\theta_{\text{поп}}$, 1 м	
Гранит	2710	5100	2690	0,130	0,22	—
Песчаник	2500	3500	1865	0,264	1,09	—
Алевролит	2600	1610	—	—	—	42,0
Известняк	2300—3000	3200—5500	—	—	—	73÷165

волны при возбуждении колебательных процессов в скважинах наблюдаются при переходе упругой волны из жидкой среды, заполняющей скважину, в пласт и далее на границах пористых сред с различными акустическими свойствами.

Коэффициентом отражения принято называть отношение $K_{\text{от}} = \frac{\mathcal{E}_0}{\mathcal{E}_{\text{п}}}$, где $\mathcal{E}_{\text{п}}$ и \mathcal{E}_0 — соответственно энергия падающей и отраженной волн.

С увеличением разницы в волновых сопротивлениях двух сред z_1 и z_2 возрастает и коэффициент отражения

$$K_{\text{от}} = \left(\frac{z_1 - z_2}{z_1 + z_2} \right)^2.$$

Поэтому, например, при переходе звуковой волны из нефти или воды (среды с малым волновым сопротивлением) в породу (среду с большим волновым сопротивлением) отражается до 80—85 % энергии волны.

Считается, что отражение упругих волн от границ раздела происходит по законам оптики.

Для примера в табл. II.5 приведены акустические характеристики некоторых горных пород [23].

§ 7. ТЕПЛОВЫЕ СВОЙСТВА ГОРНЫХ ПОРОД

В нефтепромысловом деле для решения ряда геологических и технических задач (изучение пород, слагающих разрез скважин, по их тепловым свойствам, выявление в разрезе скважин горизонтов, содержащих полезные ископаемые, изучение технического состояния скважин и обсадных колонн и т. д.) широко применяют термические исследования скважин. Особенно часто промысловые работники встречаются с тепловыми свойствами пород при проектировании различных методов тепло-

вого воздействия на пласт (введение в пласт горячей воды или других теплоносителей для увеличения количества извлекаемой нефти из пласта, обработка забоев и стволов скважин горячими агентами для удаления парафина и т. д.).

Тепловые свойства горных пород характеризуются удельной теплоемкостью c , коэффициентом теплопроводности λ или удельного теплового сопротивления $\Sigma = 1/\lambda$ и коэффициентом температуропроводности a .

Удельная (массовая) теплоемкость породы характеризуется количеством теплоты, необходимой для нагрева единицы массы породы на один градус,

$$c = \frac{dQ}{MdT}, \quad (II.41)$$

где M — масса породы; dT — прирост температуры от количества теплоты dQ , переданной породе.

Коэффициент теплопроводности λ , пород характеризует количество теплоты dQ , переносимой в породе через единицу площади S в единицу времени при градиенте температуры $\Delta T/\Delta x$, равном единице,

$$dQ = \lambda \frac{\Delta T}{\Delta x} S dt. \quad (II.42)$$

Коэффициент температуропроводности a характеризует скорость прогрева пород, т. е. скорость распространения изотермических границ в них. При нагреве породы расширяются. Способность пород к расширению характеризуется коэффициентами линейного α_L и объемного α_V теплового расширения:

$$\alpha_L = \frac{dL}{dT L}, \quad \alpha_V = \frac{dV}{dT V}, \quad (II.43)$$

где L и V — начальные длина и объем образца породы; dL и dV — приращение длины и объема образца при повышении температуры на dT .

Удельная теплоемкость горных пород возрастает с уменьшением их плотности в пределах 0,4—2 кДж/(кг · К). По результатам многочисленных измерений значение c горных пород, слагающих продуктивные пласти нефтяных месторождений, во многих случаях находится в пределах 0,63—1,0 кДж/(кг · К). Объемная теплоемкость пород c_p обычно находится в пределах $1,5 \cdot 10^3 < c_p < 3 \cdot 10^3$ кДж/(м³ · К).

Теплоемкость пород зависит от их минералогического состава и не зависит от строения, структуры и дисперсного состояния минералов.

Установлено, что с увеличением влажности и температуры теплоемкость пород возрастает.

Теплопроводность и температуропроводность горных пород по сравнению с металлами очень низка — (0,1—7 Вт/(м · К)).

Таблица II.6

Тепловые свойства некоторых горных пород, нефти и воды

Горная порода	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость c , кДж/(кг·К)	Коэффициент температуропроводности $a \cdot 10^3$, м ² /с	Коэффициент линейного расширения $\alpha_L \cdot 10^5$, 1/К
Глина	0,99	0,755	0,97	—
Глинистый сланец	154—218	0,772	0,97	0,9
Доломит	1,1—4,98	0,93	0,86	—
Известняк кристаллический	2,18	1,1	0,5—1,2	0,5—0,89
Известняк доломитизированный	1,51	—	—	—
Каменная соль	7,2	0,853	0,89	—
Кварц	2,49	0,692	1,36	1,37
Мергель	0,915—2,18	—	—	—
Песок (сухой)	0,347	0,8	0,2	—
Песок (влажность 20—25 %)	3,42	—	—	—
Песчаник плотный	1,27—3,01	0,838	1,39	0,5
Нефть	0,139	2,1	0,069—0,086	—
Вода	0,582	4,15	0,14	—

Поэтому для прогрева на 60—70 К пород призабойных зон скважин даже на небольшую глубину (2—3 м) необходимо выдерживать нагревательные приборы, применяемые для этой цели, в течение нескольких десятков часов¹.

Из основных минералов, слагающих нефте-газоносные пласти, наибольшей теплопроводностью обладает кварц ($\lambda = 7-12$ Вт/(м·К)). Вдоль напластования теплопроводность выше, чем поперек напластования пород на 10—50 %.

Теплопроводность горных пород, заполненных нефтью и водой, значительно повышается за счет конвективного переноса тепла жидкой средой. По этой причине для усиления прогрева пород пласта и увеличения глубины прогрева забой скважины одновременно подвергается ультразвуковой обработке, в результате чего ускоряется процесс передачи тепла за счет конвекции, возникающей вследствие упругих колебаний среды.

Коэффициент линейного расширения α_L пород уменьшается с ростом плотности минералов. Значительными коэффициентами линейного расширения обладают кварц, каменная соль.

Крупнозернистые породы расширяются при нагреве при одних и тех же условиях в большей степени, чем мелкозернистые.

¹ Мощность электрических печей, применяемых для прогрева призабойных зон скважин, составляет 10—20 кВт.

Зависимость коэффициента температуропроводности от других термических свойств пород определяется соотношением

$$a = \frac{\lambda}{c\rho},$$

где a — коэффициент температуропроводности, $\text{м}^2/\text{с}$; λ — коэффициент теплопроводности, $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$; c — удельная теплоемкость, $\text{Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$; ρ — плотность породы, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Температуропроводность горных пород повышается с уменьшением пористости и с увеличением влажности. В нефтенасыщенных породах она более низка, чем в водонасыщенных, так как теплопроводность нефти меньше, чем воды. Температуропроводность пород почти не зависит от минерализации пластовых вод. Вдоль напластования температуропроводность пород выше, чем поперек напластования.

В табл. II.6 приведены тепловые свойства некоторых горных пород, нефти и воды.

Глава III

СОСТАВ И ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И НЕФТЕЙ

§ 1. ФИЗИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ В ЗАЛЕЖИ

Углеводороды в зависимости от их состава, давления и температуры могут находиться в залежи в различных состояниях — газообразном, жидким или в виде газожидкостных смесей. Газ располагается в виде газовой шапки в повышенной части структуры. При этом часть жидких углеводородов нефти в виде паров содержится и в газовой фазе. Под высоким давлением в пласте плотность газа приближается к плотности легких углеводородных жидкостей. В таких условиях некоторое количество тяжелых углеводородов растворяется в сжатом газе. В результате нефть иногда оказывается в значительной степени растворенной в сжатом газе. Если же количество газа в залежи по сравнению с объемом нефти незначительно, а давление достаточно высокое, газ полностью растворяется в нефти и тогда газонефтяная смесь залегает в однофазном (жидком) состоянии.

Поэтому в зависимости от условий залегания и количественного соотношения нефти и газа залежи подразделяются на:

- 1) чисто газовые;
- 2) газоконденсатные;
- 3) газонефтяные (с большой газовой шапкой и нефтяной оторочкой);
- 4) нефтяные (с различным содержанием нефтяного газа).

В связи с широким разнообразием сочетания давления, температуры и состава углеводородов природных залежей нефти и газа резко очерченных границ, разделяющих месторождения на отдельные типы, не существует.

В газонефтепромысловой литературе США залежи углеводородов по значению газоконденсатного фактора, плотности и цвету извлекаемых жидких углеводородов иногда условно разделяют на газовые, газоконденсатные или газонефтяные. Газоконденсатный фактор — это количество газа в кубических метрах, приходящееся на 1 м³ получаемой жидкой продукции — конденсата. К газоконденсатным относят залежи, из которых добывают слабоокрашенные или бесцветные углеводородные жидкости плотностью 740—780 кг/м³ с газоконденсатным фактором от 900 до 1100 м³/м³.

Следует отметить, что в 1 м³ нефти содержание растворенного газа может достигать более 1000 м³. С этой точки зрения между нефтегазовыми и газоконденсатными месторождениями

не существует строгой границы раздела. Поэтому нефтью принято называть все углеводороды, которые в пластовых условиях находятся в жидком состоянии.

Упомянутые цвет и плотность конденсата, как определяющие характеристики, необходимо считать условными. По данным А. Г. Дурмишьяна, в поровом пространстве многих газовых и газоконденсатных месторождений Советского Союза содержится наряду с остаточной водой также и остаточная нефть. По залежи горизонта VII Карадагского газоконденсатного месторождения, например, количество связанной нефти в газовой части пласта в среднем составляет 12 % от объема пор, достигая местами 27 %. Поэтому из некоторых скважин, расположенных далеко от нефтяной оторочки, извлекается конденсат с темной окраской, который содержит смолы.

Для более обоснованного подразделения залежей углеводородов на газовые, газоконденсатные или газонефтяные пользуются характеристиками фазовых превращений, протекающих по-разному в зависимости от состава углеводородов и условий в залежи (об этом см. в последующих разделах).

Обычно считалось, что углеводороды находятся в земной коре лишь в свободном, жидким или газообразном состояниях. Из скоплений углеводородов образуются нефтяные, газовые и газоконденсатные залежи.

В последние годы советскими учеными доказано существование газогидратных залежей, содержащих газ в твердом (гидратном) состоянии. Наличие такого газа в земной коре обусловлено свойством его при определенных давлениях и температурах соединяться с водой и образовывать гидраты. Газогидратные залежи резко отличны по физическим параметрам от залежей, содержащих углеводороды в свободном состоянии, поэтому подсчет запасов газа и разработка таких залежей во многом отличаются от применяемых для обычных месторождений природного газа.

Расположение газогидратных залежей в земной коре определяется термодинамической характеристикой разреза, составом газа и минерализацией пластовых вод.

Районы распространения газогидратных залежей в основном приурочены к зоне распространения многолетней мерзлоты. Глубина залегания газогидратных залежей достигает 2—2.5 тыс. м.

В процессе разработки месторождений физическое состояние и свойства углеводородов с изменением давления и температуры не остаются постоянными. Для правильного установления технологического режима эксплуатации месторождения и систем сбора нефти и газа необходимо знать изменение состояний и свойств углеводородов в широком диапазоне давления и температур.

§ 2. СОСТАВ И КЛАССИФИКАЦИЯ НЕФТЕЙ

Наиболее широко в нефти представлены углеводороды трех основных классов: метанового (или парафинового) ряда — алканы общего состава C_nH_{2n+2} , полиметиленовые или нафтеновые углеводороды (циклоалканы) C_nH_{2n} и ароматические.

Большой интерес для промысловой практики представляют некоторые другие классы органических соединений на присутствие которых указывает содержание в нефти кислорода, азота, серы и других элементов. Количество этих соединений (нафтеновые кислоты, асфальтены, смолы и т. д.) в составе природных нефтей незначительно. Но кислород и серусодержащие вещества существенно влияют на свойства поверхностей раздела в пласте, на распределение жидкостей и газов в поровом пространстве и, следовательно, на закономерности движения жидкостей и газов¹. Это обусловливается сравнительно высокой поверхностной активностью большинства кислород- и серусодержащих соединений нефти, так как в результате адсорбции на поверхности поровых каналов и других поверхностях раздела изменяются их свойства. С этими веществами также тесно связаны процессы, имеющие важное промысловое значение, — образование и разрушение нефтеводяных эмульсий, выделение из нефти и отложение парафина в эксплуатационных трубах и в поровых каналах пласта.

Кислород содержится в смолистых и кислых веществах нефти (нафтеновые и жирные кислоты, фенолы). Содержание нафтеновых и жирных кислот изменяется от сотых долей процента до 2 %. Со щелочами они образуют соли, хорошо растворимые в воде и являющиеся поверхностно-активными веществами. Поэтому некоторые нефти (содержащие повышенные количества нафтеновых и жирных кислот) на границе с щелочной пластовой водой обладают очень низкими значениями поверхностного натяжения (десятие доли Н/м).

Содержание серы в нефтях СССР достигает 6 %. Она существует и в свободном состоянии, и в виде сероводорода, но чаще входит в состав сернистых соединений и смолистых веществ (меркаптаны, сульфиды, дисульфиды и др.).

Меркаптаны ($R-SH$) по строению аналогичны спиртам, этиломеркаптан и высшие гомологи при нормальных условиях жидкости, метилмеркаптан CH_3SH — газообразное вещество с температурой кипения 7,6 °C. Со щелочами и окислами тяжелых металлов они образуют меркаптиды. Эти вещества вызывают сильную коррозию металла.

Содержание асфальто-смолистых веществ достигает 40 %. Они представляют собой высокомолекулярные органические

¹ Об этом более подробно см. в последующих разделах курса.

сочинения, в состав которых входит углерод, водород, кислород, сера и азот.

Большая часть асфальто-смолистых веществ нефти представлена нейтральными смолами, которые в чистом виде — жидкие или полужидкие вещества от темно-желтого до коричневого цвета плотностью 1000—1070 кг/м³. Темная окраска нефти обусловлена в основном присутствием в ней нейтральных смол, которые хорошо адсорбируются на силикагеле, отбеливающих глинах и на других адсорбентах.

К особенностям нейтральных смол относится их способность превращаться в асфальтены. Этот процесс может протекать самопроизвольно просто на свету, а наиболее интенсивно — при нагревании с одновременным продуванием воздуха.

Асфальтены по химическим свойствам близки к смолам и являются также нейтральными веществами. Они представляют собой кислородные полициклические соединения, содержащие, кроме углерода и водорода, также серу и азот. Асфальтены при растворении (например, в бензоле) в отличие от нейтральных смол набухают с увеличением объема и дают коллоидные растворы. Из этого следует, что в нефтях асфальтены находятся, по-видимому, в виде коллоидных систем.

В зависимости от содержания легких, тяжелых и твердых углеводородов, а также различных примесей нефти делятся на классы и подклассы. По количеству серы нефти подразделяются на три класса: малосернистые (при содержании серы не более 0,5 %), сернистые (при содержании серы более 0,5—2,0 %) и высокосернистые (при содержании серы более 2 %).

По содержанию смол нефти подразделяются на подклассы: малосмолистые (содержание смол ниже 18 %), смолистые (от 18 до 35 %) и высокосмолистые (выше 35 %).

Нефти относят к малопарафиновым при содержании парафина менее 1,5 % по массе, к парафинистым — при содержании его от 1,5 до 6,0 % и к высокопарафиновым — более 6 % парафина.

Парафин в скважинах и промысловых нефтесборных трубопроводах отлагается при содержании его в нефти в пределах 1,5—2,0 %. Причины выпадения парафина из нефти в скважинах: понижение температуры при погружении нефти на поверхность, выделение из нефти газовой фазы и уменьшение растворяющей способности нефти и т. д. В отдельных случаях (нефти месторождения Узень Казахской ССР) содержание парафина достигает 35 %. При этом температура его кристаллизации оказалась близкой к пластовой. Для предотвращения выпадения парафина в пласте поддержание пластового давления необходимо осуществлять нагнетением вод с повышенной температурой.

Условия выпадения парафина (температуру и давление начала его кристаллизации) изучают с помощью специальных акустических или оптических приборов. Принцип их действия зак-

лючается в том, что после начала кристаллизации парафина наступает «замутнение» слоя нефти в приборе, которое улавливается фотоэлементами или регистраторами интенсивности ультразвука.

Очищенный парафин представляет собой бесцветную кристаллическую массу, не растворимую в воде. Хорошо растворяется парафин в эфире, хлороформе, бензоле, минеральных маслах. Плотность чистого парафина колеблется от 907 до 915 кг/м³ при 15 °С. Температура его плавления ввиду неоднородности химического состава находится в пределах 40—60 °С.

Природа нефтяного парафина сложна, и данные о строении и свойствах углеводородов, входящих в его состав, еще далеко не полны. Установлено, что нефтяной парафин — это смесь двух групп твердых углеводородов, резко отличающихся друг от друга по свойствам, — парафинов и церезинов.

Парафины — углеводороды состава C₁₇—C₃₅, имеющие температуру плавления 27—71 °С. Нефтяные церезины имеют более высокую относительную молекулярную массу (состав их C₃₆—C₅₅), а температура плавления — 65—88 °С. При одной и той же температуре плавления церезины по сравнению с парафинами имеют более высокую плотность и вязкость. Отличаются они также и по строению кристаллов. Парафины образуют переплетающиеся пластинки и пластинчатые ленты. Размеры кристаллов легкоплавкого парафина большие, чем тугоплавкого. Церезины же кристаллизуются в виде мелких игл, плохо соединяющихся между собой, и поэтому они не образуют прочных застывающих систем, как парафины. Церезин и парафин обладают различными химическими свойствами.

Предполагается, что парафиновые и церезиновые углеводороды образуют два независимых гомологических ряда состава C_nH_{2n+2}, причем парафины, по-видимому, обладают нормальным строением. Церезины же относятся к углеводородам, имеющим изостроение, т. е. они представляют собой смесь изопарафинов.

Физические и физико-химические свойства нефтяных парафинов, а также условия их выделения из нефти и отложения в скважинах изучены недостаточно, что задерживает усовершенствование методов борьбы с их отложениями.

§ 3. СОСТАВ И КЛАССИФИКАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Природные газы, добываемые из чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений, состоят из углеводородов гомологического ряда метана с общей формулой C_nH_{2n+2}, а также неуглеводородных компонентов: азота (N₂), углекислого газа (CO₂), сероводорода (H₂S), меркаптанов (RSH), редкоземельных (инертных) газов (гелия, аргона, криптона, ксенона),

Таблица III.1

Составы сухого газа, жидкого газов и газового бензина

Компоненты	Название смеси
Метан, этилен, этан	Сухой газ
Пропан, пропилен, изобутан, нормальный бутан, бутилен	Жидкий газ
Изопентан, нормальный пентан, амилены, гексан и др.	Бензин

ртути. Число углеродных атомов в молекуле углеводородов n может достигать 18 и более.

Метан (CH_4), этан (C_2H_6) и этилен (C_2H_4) при обычных условиях давления ($p=0,1 \text{ МПа}$) и температуры ($T=288-303 \text{ К}$) являются газами.

Пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), изобутан ($i\text{-C}_4\text{H}_{10}$), нормальный бутан ($n\text{-C}_4\text{H}_{10}$), бутилены (C_4H_8) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях — в жидким состояниии. Они входят в состав жидких углеводородных газов.

Углеводороды, начиная с изопентана ($i\text{-C}_5\text{H}_{12}$) и более тяжелые ($17 \geq n > 5$), при атмосферных условиях находятся в жидким состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 атомов углерода (от $\text{C}_{18}\text{H}_{38}$) и более расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

В табл. III.1 приведены составы сухого газа, жидкого газов и газового бензина.

Природные газы подразделяются на три следующие группы.

1. Газы, добываемые из чисто газовых месторождений и представляющие собой сухой газ, свободный от тяжелых углеводородов.

2. Газы, добываемые вместе с нефтью. Это физические смеси

Таблица III.2

Объемный состав природных газов, добываемых из чисто газовых месторождений (в %)

Месторождение	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12+}	N_2+R^{**}	CO_2	H_2S	Относительная плотность
Медвежье *	98,78	0,1	0,02	0,002	—	1,0	0,1	—	0,56
Заполярное *	98,6	0,07	0,02	0,013	0,01	1,1	0,18	—	0,56
Уренгойское *	97,8	0,10	0,03	0,02	0,01	1,7	0,3	—	0,56
Ширяевское	58,86	1,88	0,60	0,23	0,12	0,81	11,0	26,5	0,855

* Сеноманская залежь; ** R — редкоземельные инертные газы: гелий, аргон, криптон, ксеноны.

Таблица III.3

Объемный состав природных газов, добываемых из газоконденсатных месторождений (в %)

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂ + R	CO ₂	H ₂ S	Относительная плотность
Вуктыльское	74,8	8,7	3,9	1,80	6,40	4,3	0,1	—	0,882
Оренбургское	84,0	5,0	1,6	0,7	1,8	3,5—4,9	0,5—1,7	1,3—5	0,68—0,70
Уренгойское:									
БУ-8	88,28	5,29	2,42	1,0	2,52	0,48	0,01	—	0,707
БУ-14	82,27	6,56	3,24	1,49	5,62	0,32	0,50	—	0,813

сухого газа, пропан-бутановой фракции (жидкого газа) и газового бензина.

3. Газы, добываемые из газоконденсатных месторождений,— смесь сухого газа и жидкого углеводородного конденсата. Углеводородный конденсат состоит из большого числа тяжелых углеводородов, из которых можно выделить бензиновые, лигроиновые, керосиновые, а иногда и более тяжелые масляные фракции.

В табл. III.2 III.3, III.4 приведены составы природных газов некоторых чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Основные физико-химические свойства алканов (предельных парафиновых углеводородов) приведены в табл. III.5.

Таблица III.4

Объемный состав природных газов, добываемых вместе с нефтью (в %)

Месторождение	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂₊	N ₂	CO ₂	H ₂ S	Относительная плотность
Бавлинское	35,0	20,7	19,9	9,8	5,8	8,4	0,4	—	1,181
Мухановское	30,1	20,2	23,6	10,6	4,8	6,8	1,5	2,4	1,186
Ишимбайское	42,4	12,0	20,5	7,2	3,1	11,0	1,0	2,8	1,046
Ромашкинское	38,8	19,1	17,8	8,0	6,8	8,0	1,5	—	1,125

§ 4. ГАЗОВЫЕ СМЕСИ

Плотность газа

Под плотностью или объемной массой тела понимают отношение массы тела в состоянии покоя к его объему.

Плотность газа в нормальных физических условиях может быть определена по его молекулярной массе

$$\rho_0 = \frac{M}{22,41} \quad [\text{кг}/\text{м}^3]. \quad (\text{III.1})$$

Таблица III.5

Физико-химические свойства алканов

Показатели	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Изопентан	н-Пентан	Гексан
Химическая формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	C_6H_{14}
Молекулярная масса	16,043	30,070	44,097	58,124	58,124	72,151	72,151	88,178
Массовая доля углерода, %	74,87	79,96	81,80	82,66	83,66	83,23	83,23	83,62
Газовая постоянная, Дж/(кг·К)	521	278	189	143	143	115	115	96
Температура плавления при нормальном давлении, $^{\circ}\text{C}$	—182,5	—172,5	—187,5	—145,0	—135,0	—160,6	—129,7	—95,5
Температура кипения при нормальном давлении, $^{\circ}\text{C}$	—161,3	—88,6	—42,2	—10,1	—0,5	—28,0	+36,2	+69,0
Критические параметры:								
температура, К	190,7	306,2	369,8	407,2	425,2	461,0	470,4	508,0
давление абсолютное, МПа	4,58	4,86	4,34	3,72	3,57	3,28	3,30	2,96
плотность, кг/м ³	162	210	225,5	232,5	225,2	—	232	—
удельный объем, м ³ /кг	0,00617	0,0047	0,00443	0,0043	0,0044	—	0,0043	—
Плотность газа при нормальном давлении и 0 С, кг/м ³	0,717	1,344	1,967	2,598	2,598	3,220	3,220	3,880
Относительная плотность газа (по воздуху)	0,5545	1,038	1,523	2,007	2,007	2,488	2,488	2,972
Удельный объем газа при нормальном давлении и 0 С, м ³ /кг	1,4	0,745	0,510	0,385	0,385	0,321	0,321	0,258

П р о д о л ж е н и е

Показатели	П р о д о л ж е н и е						
	Метан	Этан	Пропан	Изобутан	н-Бутан	Циалоен-тантан	н-Пентан
Предел взрываемости, об. %:							
низший	5,35 14,9	3,2 12,5	2,3 9,5	1,8 8,4	1,9 8,5	1,32 —	1,40 7,80
высший	442,1	311,1	272,9	229,4	237,5	204,6	206,6
Объем газа после испарения жидкости, приведенный к нормальному давлению и к 0 °С, м³/м³							
Коэффициент динамической вязкости при 0 °С и нормальном давлении, 10⁻⁷ Па·с	103	83	75	69	69	52	62
Критический коэффициент сжимаемости z_{kp}	0,290	0,285	0,277	0,283	0,274	0,268	0,269
Критический мольный объем V_{kp} , см³/моль	99,5	148	200	263	255	308	311
Ацентрический фактор ϕ	0,013	0,105	0,152	0,192	0,201	0,208	0,252
Плотность в жидком состоянии при температуре кипения и нормальном давлении, кг/м³	416	546	585	582	600	625	637
Удельная теплоемкость (при 0 °С), кДж/(кг·К):							
газа c_p при постоянном давлении	2,220 1,690	1,729 1,430	1,560 1,350	1,490 1,315	1,490 1,315	1,450 1,290	1,450 1,290
газа c_v при постоянном объеме	1,31	1,198	1,161	1,144	1,144	1,121	1,121
Отношение теплоемкости газа c_p/c_v при 0 °С	570	490	427	352	394	357	341
Теплота испарения при нормальном давлении, кДж/кг	60,7	95,1	80,0	77,6	75,5	70,8	116,2
Теплота плавления при нормальном давлении, кДж/кг	0,1082	0,0650	0,0532	0,0486	0,0486	0,0461	0,0461
Теплопроводность, кДж/(м·ч·°С) при 0 °С)							—

Если плотность газа задана при нормальном давлении, то пересчет ее на другое давление ρ (при той же температуре) для идеального газа проводится по формуле

$$\rho = \frac{\rho_0 p}{1,033}. \quad (\text{III.2})$$

Часто для характеристики газа применяют относительную плотность его по воздуху при нормальных условиях $\Delta_0 = \rho_0 / 1,293$.

Коммерческие расчеты в газовой промышленности производятся при стандартных физических условиях: давлении 0,1013 МПа и температуре 20 °С.

Состав газовой смеси

Газовые смеси (как и смеси жидкостей и паров) характеризуются массовыми или молярными концентрациями компонентов. Объемный состав газовой смеси примерно совпадает с молярным, так как объем 1 кмоля идеального газа при одинаковых физических условиях, по закону Авогадро, имеет одно и тоже численное значение, в частности при 0 °С и 760 мм рт. ст. равен 22,41 м³.

Для характеристики газовой смеси надо знать ее среднюю молекулярную массу, среднюю плотность в кг/м³ или относительную плотность по воздуху.

Если известен молярный состав смеси в процентах, то средняя молекулярная масса

$$M_{\text{см}} = \frac{y_1 M_1 + y_2 M_2 + \dots + y_n M_n}{100}, \quad (\text{III.3})$$

где y_1, y_2, \dots, y_n — молярные (объемные) доли компонентов, %; M_1, M_2, \dots, M_n — молекулярные массы компонентов.

Если задан массовый состав смеси в процентах, то ее средняя молекулярная масса вычисляется по формуле

$$M_{\text{см}} = \frac{100}{\frac{g_1}{M_1} + \frac{g_2}{M_2} + \dots + \frac{g_n}{M_n}}, \quad (\text{III.4})$$

где g_1, g_2, \dots, g_n — массовые доли компонентов, %.

Плотность смеси $\rho_{\text{см}}$ определяют по вычисленному значению средней молекулярной массы $M_{\text{см}}$ по формуле, аналогичной (III.1):

$$\rho_{\text{см}} = \frac{M_{\text{см}}}{22,41} [\text{кг}/\text{м}^3]. \quad (\text{III.5})$$

Относительную плотность определяют по формуле

$$\Delta_{\text{см}} = \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\rho_{\text{см}}}{1,293}, \quad (\text{III.6})$$

где $\rho_{\text{см}}$ и $\rho_{\text{в}}$ — плотность смеси и воздуха при температуре 0 °С и нормальном давлении.

Содержание тяжелых углеводородов в газе

Для полной характеристики природного газа необходимо также знать содержание в нем тяжелых углеводородов. Принято считать, что в газе три фракции: пропановая, бутановая и газовый бензин, причем последний, для подсчета ресурсов, принимается состоящим из $\frac{1}{3}$ бутана и $\frac{2}{3}$ пентана (по массе).

Если дан массовый или молярный состав газа, то содержание тяжелых углеводородов определяется по формуле

$$G_i = 10g_i \rho_{cm} = 10y_i \rho_i, \quad (III.7)$$

где g_i — массовая доля данного тяжелого углеводорода в газе, %; ρ_{cm} — средняя плотность природного газа, кг/м³; y_i — молярная доля данного тяжелого углеводорода в газе, %; ρ_i — плотность данного тяжелого углеводорода, кг/м³.

После определения содержания в газе каждого отдельного углеводорода (пропана, бутана, пентана и высших) делают пересчет на содержание пропана, бутана, газового бензина. Для этого прибавляют к пентану требуемое количество бутана, чтобы получить газовый бензин.

Пример. По данному массовому составу газа требуется определить содержание в нем пропана, бутана и газового бензина (в г/м³). Массовый состав газа (в %): метан — 19,50; этан — 11,80; пропан — 37,95; изобутан — 3,25; н-бутан — 12,05; пентан и выше — 8,15; азот — 7,30.

Решение. Для определения средней плотности газа найдем среднюю молекулярную массу газа по формуле (III.4)

$$M_{cm} = \frac{\frac{100}{19,50}}{\frac{16,04}{19,50} + \frac{11,81}{30,07} + \frac{37,95}{44,10} + \frac{15,30}{58,12} + \frac{8,15}{72,15} + \frac{7,30}{28,02}} = \\ = \frac{100}{3,11} = 32,15.$$

Средняя плотность газа по формуле (III.5)

$$\rho_{cm} = \frac{32,15}{22,41} = 1,43 \text{ кг/м}^3.$$

Состав газа определим по формуле (III.7)

$$\text{пропана } 10 \cdot 37,95 \cdot 1,43 = 542 \text{ г/м}^3$$

$$\text{изобутана } 10 \cdot 3,25 \cdot 1,43 = 46,5 \text{ г/м}^3$$

$$\text{n-бутана } 10 \cdot 12,05 \cdot 1,43 = 172 \text{ г/м}^3$$

$$\text{пентана и выше } \frac{10 \cdot 8,15 \cdot 1,43 = 117 \text{ г/м}^3}{\text{Итого: } 877,5 \text{ г/м}^3}$$

Газового бензина (пентана две части и и-бутана одна часть) будет

$$117 + \frac{117}{2} = 175,5 \text{ г/м}^3,$$

и-бутана	172 — 58,5 = 113,5 г/м ³
изобутана	46,5 г/м ³
пропана	542,0 г/м ³
Всего тяжелых углеводородов	877,5 г/м ³

Парциальное давление и парциальный объем компонента в смеси идеальных газов

Смеси идеальных газов характеризуются аддитивностью парциальных давлений и парциальных объемов. Это означает, что каждый газ в смеси идеальных газов ведет себя так, как если бы он в данном объеме был один.

Парциальное давление компонента газовой смеси — давление, которое оказывает он при удалении из объема, занимаемого смесью, остальных компонентов при неизменном первоначальном объеме и температуре.

Парциальный объем — объем, который занимал бы данный компонент смеси газов, если бы из нее были удалены остальные компоненты при условии сохранения первоначального давления и температуры.

Аддитивность парциальных давлений выражается законом Дальтона

$$p = \sum p_i, \quad (\text{III.8})$$

где p — общее давление смеси газов; p_i — парциальное давление i -го компонента в смеси.

$$p_i/p = n_i/N = y_i \quad (\text{III.9})$$

или

$$p_i = y_i p, \quad (\text{III.10})$$

где n_i — число молей i -го компонента в смеси; N — общее число молей в смеси; $y_i = n_i/N$ — молярная доля i -го компонента в смеси.

Парциальное давление компонента в смеси идеальных газов равно произведению его молярной доли в смеси y_i на общее давление смеси газов p .

Аддитивность парциальных объемов компонентов газовой смеси выражается законом Амага

$$V = \sum V_i, \quad (\text{III.11})$$

где V — общий объем смеси; V_i — парциальный объем i -го компонента в смеси.

$$V_i/V = n_i/N = y_i \quad (\text{III.12})$$

или

$$V_i = y_i V. \quad (\text{III.13})$$

Парциальный объем компонента в смеси идеальных газов равен произведению его молярной доли в смеси y_i на общий объем смеси газов V .

§ 5. ЖИДКИЕ СМЕСИ

Состав и характеристика жидкой смеси

Состав жидкой смеси характеризуется массовыми или молярными концентрациями компонентов.

Средняя молекулярная масса жидкой смеси определяется по формулам (III.4) и (III.14).

Средняя плотность жидкой смеси

$$\rho_{\text{см}} = \frac{100}{\frac{g_1}{\rho_1} + \frac{g_2}{\rho_2} + \dots + \frac{g_n}{\rho_n}} = \frac{100 M_{\text{см}}}{x_1 M_1 + x_2 M_2 + \dots + x_n M_n}, \quad (\text{III.14})$$

где g_1, g_2, \dots, g_n — массовые доли компонентов жидкой смеси, %; x_1, x_2, \dots, x_n — молярные доли компонентов жидкой смеси, %; M_1, M_2, \dots, M_n — молекулярные массы компонентов; $M_{\text{см}}$ — средняя молекулярная масса смеси $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ — плотности компонентов жидкой смеси, кг/м³.

Объем паров после испарения жидкости

Объем паров, получаемый после испарения жидкого углеводорода (в нормальных физических условиях), можно подсчитать по формуле

$$V_0 = \frac{G}{\rho_0} = 22,41 \frac{G}{M}, \quad (\text{III.15})$$

где M — молекулярная масса углеводорода; ρ_0 — плотность паров углеводорода при нормальном давлении и температуре 0 °C; G — масса жидкого углеводорода, кг.

Если же имеется смесь жидких углеводородов, то объем паров определяется по формуле (III.15) с подстановкой средней молекулярной массы смеси испарившихся углеводородов ($M_{\text{см}}$ вместо M).

Пример. Определить объем паров после испарения 80 кг смеси состава: пропана — 70 %, бутана — 30 %.

Решение. Определим среднюю молекулярную массу смеси по формуле (III.4)

$$M_{\text{см}} = \frac{100}{\frac{70}{44,097} + \frac{30}{58,124}} = 47,5.$$

Объем паров найдем по формуле (III.15)

$$V_0 = \frac{22,41 \cdot 80}{47,5} = 37,8 \text{ м}^3.$$

§ 6. КОЭФФИЦИЕНТ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Для определения многих физических свойств природных газов (коэффициента сверхсжимаемости, плотности, энталпии, энтропии, коэффициента летучести др.) используются уравнения состояния.

Уравнением состояния называется аналитическая зависимость между параметрами, описывающими поведение простого или сложного вещества. В качестве таких параметров используются давление, объем и температура.

Менделеев—Клапейрон предложили следующее уравнение состояния идеальных газов:

$$\rho V = GRT, \quad (\text{III.16})$$

где ρ — абсолютное давление, Па; V — объем, м^3 ; G — масса вещества, кг; T — абсолютная температура, К; R — удельная газовая постоянная, кДж/(кг · К).

Идеальным называется газ, силами взаимодействия между молекулами которого пренебрегают.

С термодинамической точки зрения идеальным называется газ, для которого справедливы равенства (III.17), (III.18).

$$\left(\frac{\partial E}{\partial V} \right)_T = 0, \quad (\text{III.17})$$

где E — внутренняя энергия парообразования, Дж/моль.

$$z = \frac{\rho V}{GRT} = 1. \quad (\text{III.18})$$

Здесь z — коэффициент, характеризующий степень отклонения реального газа от закона идеальных газов (коэффициент сверхсжимаемости).

Экспериментальная проверка уравнения (III.16), проведенная многими исследователями, показала, что все реальные газы не подчиняются законам идеальных газов.

Голландский физик Ван-дер-Ваальс в 1879 г. предложил учитывать собственный объем молекул газа и силы их взаим-

ного притяжения посредством введения дополнительных членов в уравнение Менделеева—Клапейрона

$$\left(p + \frac{a}{v^2} \right) (v - b) = RT, \quad (\text{III.19})$$

где v — удельный объем газа, a/v^2 — константа сцепления молекул; b — поправка на объем молекул.

В уравнении (III.19) слагаемое a/v^2 выражает внутреннее давление, которое является как бы равнодействующей сил притяжения всех молекул в объеме v . Оно прибавляется к внешнему давлению.

Ван-дер-Ваальс нашел, что поправка на объем молекул b , имеющих шарообразную форму, равна собственному объему молекул, увеличенному в 4 раза.

Уравнение (III.19) приближенное. Оказалось, что коэффициенты a и b в действительности — сложные функции объема температуры, формы молекул газа.

Это уравнение состояния удовлетворительно описывает поведение реальных газов лишь при давлениях до 10 МПа и температурах 283—293 К, но оно не может численно описывать поведение природных углеводородных газов гомологического ряда метана.

Дальнейший прогресс науки и техники требовал разработки более точного уравнения состояния природных газов, способного правильно описывать поведение их при давлениях до 100 МПа и температурах до 573 К в процессах добычи газа и при давлениях до 20 МПа и низких температурах до 123—93 К в процессах переработки природных газов.

В решении этой проблемы выявились два направления: 1) введение коэффициента z в уравнение состояния идеального газа, учитывающего отклонение реального газа от идеального; 2) добавление в уравнение состояния идеального газа большего числа констант. Так появились уравнения состояния Битти—Бриджмена с пятью константами, Бенедикта—Вебба—Рубина с восемью константами и др.

Рассмотрим подробнее два этих направления. Д. Браун и Д. Катц на основании изучения результатов своих экспериментальных измерений коэффициента отклонения реальных газов от законов идеального газового состояния z установили, что если приведенные параметры различных природных газов одинаковы ($P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}$), то они находятся в соответственных состояниях, при которых их физические и термодинамические свойства (z , плотность и др.) одинаковы, т. е. $z=z(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$.

Приведенными параметрами индивидуальных компонентов называются безразмерные величины, показывающие, во сколько раз действительные параметры состояния газа

(давление, абсолютная температура, объем, плотность, коэффициент отклонения) больше или меньше критических.

$$\begin{aligned} p_{\text{пр}} &= p/p_{\text{кр}}; & T_{\text{пр}} &= T/T_{\text{кр}}; & V_{\text{пр}} &= V/V_{\text{кр}}; \\ \rho_{\text{пр}} &= \rho/\rho_{\text{кр}}; & z_{\text{пр}} &= z/z_{\text{кр}}. \end{aligned} \quad (\text{III.20})$$

Реальные природные газы — физические смеси большого числа углеводородных и неуглеводородных компонентов, простых и сложных газов. Молекулы простых газов (метан, гелий, аргон, крипто, ксено и др.) имеют сферическую форму, а молекулы сложных газов и жидкостей — несферическую. Для простых газов силы притяжения, действующие вдоль линии, соединяющей центры сферических молекул, пропорциональны расстоянию в шестой степени. Для сложных газов и жидкостей силы притяжения (или отталкивания) между различными группами молекулярных пар не могут быть представлены лишь одной силой притяжения между центрами молекул. Для учета других, нецентрических сил вводится ацентрический фактор ω . Он является третьим после приведенного давления и температуры параметром, оценивающим меру отклонения коэффициента сверхжимаемости природных газов от его значения, определяемого классической двухпараметрической теоремой соответственных состояний

$$z = z(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}, \omega) \quad (\text{III.21})$$

или

$$z_{\text{см}} = z_0(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}) + z_1(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}}) \omega_{\text{см}}, \quad (\text{III.22})$$

где $z_0(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$ — коэффициент сверхжимаемости простого газа, определяемый величинами $p_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ при $\omega=0$; $z_1(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$ — поправка к обобщенному коэффициенту сверхжимаемости сложных газов и жидкостей, являющаяся функцией только приведенного давления и температуры; $\omega_{\text{см}}$ — ацентрический фактор смеси газов,

$$\omega_{\text{см}} = \sum_{i=1}^n y_i \omega_i, \quad (\text{III.23})$$

где ω_i — ацентрический фактор i -го компонента в смеси. Часто он определяется по формуле Эдмистера

$$\omega_i = \frac{3}{7} \left[\frac{\lg \frac{p_{\text{кр}i}}{p_{\text{ат}}}}{\left(\frac{T_{\text{кр}i}}{T_{\text{кип}}} - 1 \right)} \right] - 1. \quad (\text{III.24})$$

Здесь $p_{\text{ат}}$ — атмосферное давление; $T_{\text{кип}}$ — температура кипения компонента при атмосферном давлении. Ацентрический фактор многих веществ изменяется в пределах 0—0,4 (см. табл. III.5).

Отношение абсолютной критической температуры компонента к абсолютной температуре кипения при нормальных физических условиях зависит от типа углеводородов: парафиновых, нафтеновых или ароматических. Для углеводородов парафинового ряда отношение температур можно определить, например, по корреляционной зависимости Г. Р. Гуревича

$$T_{\text{кр},i}/T_{\text{кип}} = 2,1898 - 0,1735 \left(\frac{T_{\text{кр},i}}{100} \right) + 0,006854 \left(\frac{T_{\text{кр},i}}{100} \right)^2, \quad (\text{III.25})$$

где $540 \leq T_{\text{кр}} \leq 775$ К; $372 \leq T_{\text{кип}} \leq 625$ К.

Приведенными параметрами для смесей газов называются безразмерные величины отношения действительных давлений, температуры, объема, плотности и коэффициента отклонения к псевдокритическим (среднекритическим) параметрам

$$\rho_{\text{пр.см}} = p/p_{\text{кр.см}}; \quad T_{\text{пр.см}} = T/T_{\text{кр.см}}; \quad V_{\text{пр.см}} = V/V_{\text{кр.см}},$$

$$\varphi_{\text{пр.см}} = \rho/\rho_{\text{кр.см}}; \quad z_{\text{пр.см}} = z/z_{\text{кр.см}},$$

где псевдокритические (среднекритические) параметры смеси ($\rho_{\text{кр.см}}$, $T_{\text{кр.см}}$, $V_{\text{кр.см}}$, $\varphi_{\text{кр.см}}$, $z_{\text{кр.см}}$) вычисляются по какому-либо правилу, чаще всего по правилу аддитивности КЭЯ. Аддитивным называется суммарное физическое свойство смеси, определяемое как сумма произведений молярных концентраций компонентов в смеси на свойства этих компонентов,

$$\begin{aligned} \rho_{\text{кр.см}} &= \sum_{i=1}^n y_i \rho_{\text{кр},i}; & T_{\text{кр.см}} &= \sum_{i=1}^n y_i T_{\text{кр},i}; & V_{\text{кр.см}} &= \sum_{i=1}^n y_i V_{\text{кр},i}; \\ \varphi_{\text{кр.см}} &= \sum_{i=1}^n y_i \varphi_{\text{кр},i}; & z_{\text{кр.см}} &= \sum_{i=1}^n y_i z_{\text{кр},i}, \end{aligned} \quad (\text{III.26})$$

где y_i — молярная доля компонента i в смеси газов; $\rho_{\text{кр},i}$, $T_{\text{кр},i}$, $V_{\text{кр},i}$, $\varphi_{\text{кр},i}$, $z_{\text{кр},i}$ — критические давление, абсолютная температура, молярный объем, плотность и коэффициент отклонения i -го компонента смеси соответственно; n — число компонентов в смеси.

Критические давление, температура, молярный объем, плотность, коэффициент сверхжимаемости z и другие величины приведены в табл. III.5.

Во многих случаях состав природных углеводородных газов определяется не полностью, а до бутана (C_4H_{10}) или гексана (C_6H_{14}) включительно, а все остальные компоненты объединяются в остаток (или псевдокомпонент) C_{5+} (или C_{7+}).

Псевдокритические параметры такого остатка (C_{7+}) при неизвестном групповом составе можно рассчитать по измеряемым величинам: его молекулярной массе — $M_{C_{7+}}$ и относитель-

ной (по воде) плотности $\rho_{C_{7+}}$ по зависимостям (III.28) и (III.29) или по графикам, приведенным в [6].

$$p_{kp\ C_{7+}} = 0,1 \left(\frac{3570}{M_{C_{7+}}} \right) \left(\frac{\rho_{C_{7+}}}{0,8} \right) [\text{МПа}], \quad (\text{III.27})$$

$$T_{kp\ C_{7+}} = \left(353,5 + 22,35 M_{C_{7+}}^{1/2} \right) \left(\frac{\rho_{C_{7+}}}{0,8} \right)^{1/2} [\text{К}] \quad (\text{III.28})$$

$$\text{при } 100 \leq M_{C_{7+}} \leq 240, \quad 0,70 \leq \rho_{C_{7+}} \leq 0,95.$$

Если состав газоконденсатной смеси неизвестен, а измерена ее относительная плотность по воздуху Δ_{cm} , псевдокритические параметры смеси можно рассчитать по уравнениям

$$p_{kp\ cm} = 0,1 (55,3 - 10,4 \Delta_{cm}^{1/2}) [\text{МПа}], \quad (\text{III.29})$$

$$T_{kp\ cm} = 12 + 238 \Delta_{cm}^{1/2} [\text{К}] \quad (\text{III.30})$$

$$\text{при } 0,5 \leq \Delta_{cm} \leq 1.$$

Если в составе природного газа содержится сероводород (менее 5 % по объему), критические параметры смеси можно определить по формулам

$$T_{kp\ cm} = 125,64 + 113 \Delta_{cm} + 1,97 y_{H_2S} [\text{К}], \quad (\text{III.31})$$

$$p_{kp\ cm} = 0,1 (51,95 - 10,87 \Delta_{cm} + 0,762 y_{H_2S}) [\text{МПа}]. \quad (\text{III.32})$$

Пусть $y_{H_2S} = 0$ и 1,4 % по объему, $\Delta_{cm} = 0,7$. Определим влияние H_2S на $P_{kp\ cm}$ и $T_{kp\ cm}$. По формуле (III.30) без учета влияния H_2S

$$T_{kp\ cm} = 12 + 238 \cdot 0,7^{1/2} = 211 \text{ К.}$$

С учетом влияния H_2S

$$T_{kp\ cm} = 125,64 + 113 \cdot 0,7 + 1,97 \cdot 1,4 = 207,5 \text{ К},$$

Аналогично имеем

$$p_{kp\ cm} = 0,1 (55,3 - 10,4 \cdot 0,7^{1/2}) = 4,661 \text{ МПа},$$

$$p_{kp\ cm} = 0,1 (51,95 - 10,87 \cdot 0,7 + 0,762 \cdot 1,4) = 4,328 \text{ МПа}.$$

Таким образом, коэффициент отклонения природной углеводородной смеси z можно определить графически, зная приведенные параметры $p_{pr\ cm}$ и $T_{pr\ cm}$ (рис. III.1), или рассчитать по алгоритму и программе, составленным в 1961 г. Сейримом.

$$z = \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^6 A_{ij} p_i(x) p_j(y), \quad (\text{III.33})$$

где A_{ij} — 36 числовых коэффициентов; $p_j(y)$ — полиномы от аргументов

$$x = \frac{2p_{np} - 15}{14,8}; \quad y = \frac{2T_{np} - 4}{1,9}. \quad (\text{III.34})$$

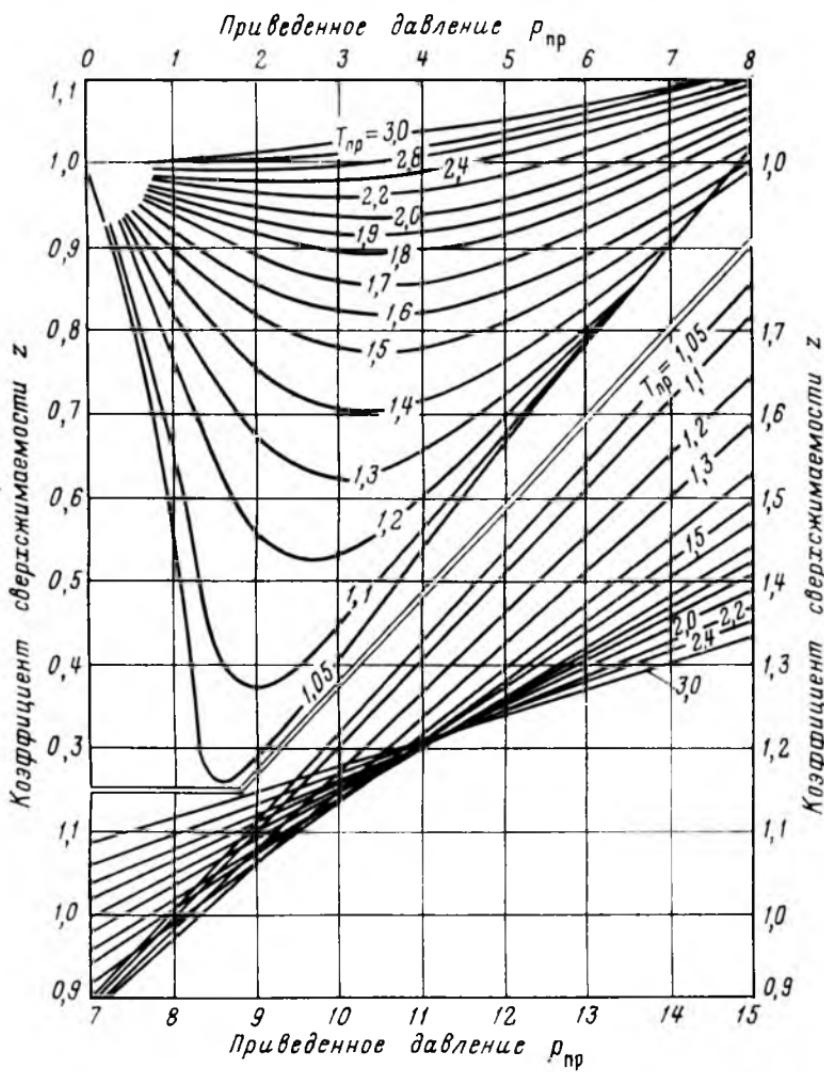


Рис. III.1. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости природного газа z от приведенных абсолютных давлений $p_{\text{пр}}$ и температуры $T_{\text{пр}}$

Коэффициент z по программе Сейрима можно определять с погрешностью, не превышающей 5 % от истинного значения, в довольно широком диапазоне приведенных давлений и температур: $0,01 \leq p_{\text{пр}} \leq 20$; $1,05 \leq T_{\text{пр}} \leq 3$.

Сравнение вычисленных значений коэффициентов сжимаемости газоконденсатных смесей, содержащих углеводороды различного строения (парафиновые, нафтеновые и ароматические), с данными экспериментальных измерений показало, что присутствие нафтеновых и ароматических углеводородов до

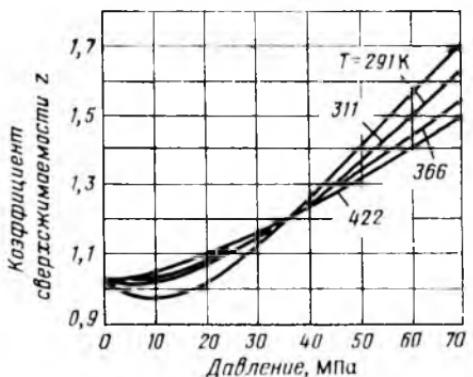


Рис. III.2. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости азота от давления и температуры

На рис. III.2 показаны графические зависимости коэффициента сверхсжимаемости азота от давления и температуры.

При решении задач, связанных с добычей, транспортом, хранением и переработкой природных газов, наиболее употребительны уравнения состояния Редлиха — Квонга [7] и Бенедикта — Вебба — Рубина [7, 25]. Уравнение состояния Редлиха — Квонга записывается следующим образом:

$$\left(p + \frac{a}{T^{0.5} V (V - b)} \right) (V - b) = RT. \quad (\text{III.36})$$

Для определения коэффициента z уравнение Редлиха — Квонга преобразуется к виду

$$z^3 - z^2 + z(a^2 - b^2 p - b)p - a^2 b p^2 = 0, \quad (\text{III.37})$$

где

$$a^2 = 0,4278 T_{\text{кр}}^{2.5} / p_{\text{кр}} T^{2.5}, \quad (\text{III.38})$$

$$b = 0,0867 T_{\text{кр}} / p_{\text{кр}} T. \quad (\text{III.39})$$

Сравнение результатов расчета коэффициента z по уравнению (III.37) с данными экспериментальных измерений показало, что погрешность вычислений не превышает 2 % при $0,01 \leq p_{\text{пр}} \leq 12$; $1,05 \leq T_{\text{пр}} \leq 1,6$.

Пример. Определить степень отклонения природной газоконденсатной смеси от закона идеального газового состояния тремя методами: 1) по графикам Брауна — Катца; 2) по программе Сейрима; 3) по уравнению состояния Редлиха — Квонга при следующих исходных данных: состав смеси в объемных долях (в %): CH_4 — 82,55; C_2H_6 — 9,01; C_3H_8 — 4,62; $i\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 0,74; $n\text{-C}_4\text{H}_{10}$ — 1,26; $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,32; $n\text{-C}_5\text{H}_{12}$ — 0,22; C_6H_{14} — 0,38; CO_2 — 0,90; $p = 13,6$ МПа; $T = 310,9$ К; $R = 8,314$ Дж/(моль · К). Экспериментально определенное значение $z_0 = 0,7495$.

10 % по объему практически не влияет на характер изменения коэффициента отклонения z .

При содержании неуглеводородных компонентов в составе природного газа (N_2 , CO_2 , H_2S) следует вводить поправку в рассчитанное значение z по правилу аддитивности:

$$z = y_a z_a + (1 - y_a) z_y, \quad (\text{III.35})$$

где y_a — молярная доля азота в смеси газов; z_a , z_y — коэффициенты сверхсжимаемости азота и углеводородной части смеси газов.

Таблица III.6

Справочные и расчетные величины

Компонент	M_i	$\rho_{kp,i}$, 0,1 МПа	$T_{kp,i}$, К	$V_{kp,i}$, см ³ /моль	$z_{kp,i}$	ε_i	Молярные доли компонента y_i	$y_i \rho_{kp,i}$	$y_i T_{kp,i}$
CH ₄	16,04	45,8	190,7	99,5	0,290	0,013	0,8255	37,900	157,50
C ₂ H ₆	30,07	48,6	306,0	148,0	0,285	0,105	0,0901	4,380	27,55
C ₃ H ₈	44,09	43,4	369,8	200,0	0,277	0,152	0,0462	2,050	17,06
i-C ₄ H ₁₀	58,12	37,2	407,2	263,0	0,283	0,192	0,0074	0,275	3,02
n-C ₄ H ₁₀	58,12	35,7	425,2	255,0	0,274	0,201	0,0126	0,450	5,35
i-C ₅ H ₁₂	72,15	32,8	461,0	308,0	0,268	0,208	0,0032	0,105	9,47
n-C ₅ H ₁₂	72,15	33,0	470,4	311,0	0,269	0,252	0,0022	0,073	1,03
C ₆ H ₁₄	86,17	29,6	508,0	368,0	0,264	0,290	0,0038	0,113	1,93
C ₇ H ₁₆₊	100,2	27,0	540,3	426,0	0,259	0,352	—	—	—
N ₂	28,02	34,6	126,1	90,1	0,291	0,040	—	—	—
CO ₂	44,01	74,96	304,2	94,0	0,274	0,420	0,0090	0,676	2,74
H ₂ S	34,08	88,9	373,6	95,0	0,268	0,100	—	—	—
H ₂ O	18,02	225,65	647,35	56,0	0,230	0,348	—	—	—
							1,0000	46,022	217,65

Необходимые для расчетов критические параметры компонентов смеси и данные вычисления приведены в табл. III.6.

Решение. $\rho_{kp} : 136/46 = 2,95$; $T_{kp} : 310,9/217,65 = 1,43$.

1) по графикам Брауна—Катца (см. рис. III.1) $z_r = 0,749$;

2) по программе Сейрима $z_{cm} = 0,75$;

3) по уравнению состояния Редлиха—Конга

$$a^2 = 0,4278 \frac{217,65^{2,5}}{46 \cdot 310,9^{2,5}} = 3,8 \cdot 10^{-3},$$

$$b = 0,0867 \frac{217,65}{46 \cdot 310,9} = 1,32 \cdot 10^{-3},$$

$$(a^2 - b^2 p - b) p = 0,305; \quad a^2 b p^2 = 0,0926; \\ z^3 - z^2 - 0,305z + 0,0926 = 0; \quad z = 0,754.$$

§ 7. ПЛОТНОСТИ ПРИРОДНОГО ГАЗА, СТАБИЛЬНОГО И НАСЫЩЕННОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО КОНДЕНСАТА

Плотность природного газа в газовой фазе можно определить по формуле

$$\rho_{p,t} = \rho_{p_0 t_0} \frac{p_0 z_0 T_0}{z_0 p_0 T}, \quad (\text{III.40})$$

где $\rho_{p,t}$ и $\rho_{p_0 t_0}$ — плотности газа соответственно при давлении p_1 и температуре t и нормальном давлении p_0 и температуре t_0 .

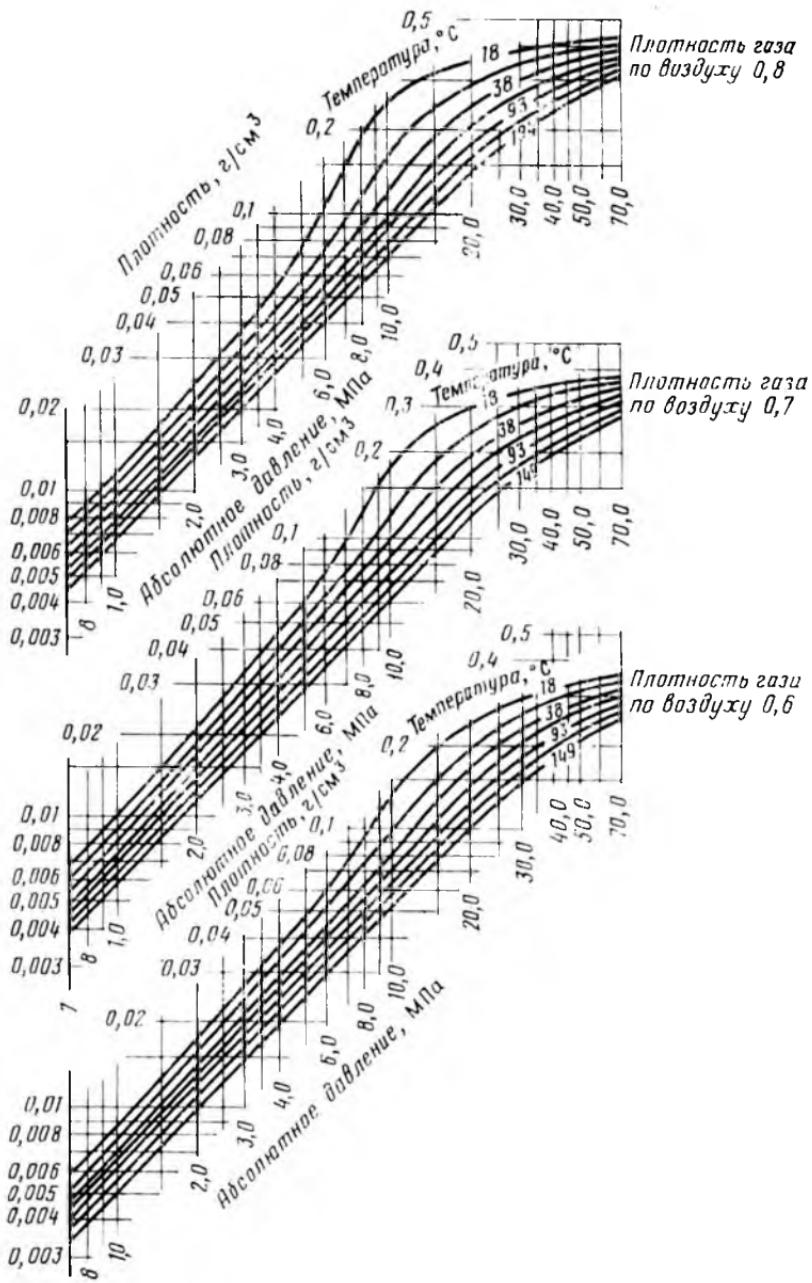


Рис. III.3. Номограмма для определения плотности углеводородных газов

Таблица III.7

Исходные данные и результаты расчета плотности насыщенного конденсата

Компонент	x_i	$x_i p_{\text{кр } i}$	$x_i T_{\text{кр } i}$	$x_i V_{\text{кр } i}$	$x_i z_{\text{кр } i}$	$x_i M_i$
CH_4	0,22006	10,08	41,90	21,90	0,064	3,52
C_2H_6	0,02130	1,03	6,51	3,15	0,0061	0,64
C_3H_8	0,01270	0,54	4,70	2,54	0,0035	0,56
$i\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,01240	0,46	5,04	3,26	0,0035	0,72
$n\text{-C}_4\text{H}_{10}$	0,00815	0,47	3,47	2,08	0,0022	0,47
$i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0,00770	0,25	3,55	2,37	0,0021	0,56
$n\text{-C}_5\text{H}_{12}$	0,00446	0,15	2,10	1,39	0,0012	0,32
C_6H_{14}	0,00783	0,23	4,00	2,88	0,0021	0,67
C_7H_{16+}	0,70523	9,41	546,00	705,23	0,1480	208,00
N_2	0,00017	0,06	0,02	0,01	0,0001	0,00
Σ	1,00000	22,68	617,29	744,81	0,2328	215,46

Плотность углеводородных газов можно определить по номограмме, приведенной на рис. III.3.

Пример. Определить плотность насыщенного углеводородного конденсата по приведенным давлению и температуре, используя зависимость приведенной плотности от критического коэффициента сверхжидкости. Компонентный состав жидкого углеводородного конденсата в молярных долях при абсолютном давлении $p=7,0$ МПа и абсолютной температуре $T=399,8$ К, критические параметры компонентов и результаты вычислений приведены в табл. III.7.

$$M_{\text{C}_7+} = 295; \quad \rho_{\text{C}_7+} = 0,8838.$$

Решение. По формулам (III.27) и (III.28) найдем

$$P_{\text{кр } \text{C}_7+} = 0,1 \left(\frac{3570}{295} \right) \left(\frac{0,8838}{0,8} \right) = 1,335 \text{ МПа.}$$

$$T_{\text{кр } \text{C}_7+} = (353,5 + 22,35 \cdot 295^{1/2}) \left(\frac{0,8838}{0,8} \right)^{1/2} = 775 \text{ К.}$$

Согласно формуле (III.25)

$$T_{\text{кр } \text{C}_7+}/T_{\text{кип}} = 2,1898 - 0,1735 \left(\frac{755}{100} \right) + 0,006854 \left(\frac{772}{100} \right)^2 = 1,26.$$

По формуле (III.24)

$$\omega_{\text{C}_7+} = \frac{3}{7} \left[\frac{\lg 1,335}{(1,26 - 1)} \right] - 1 = 0,855.$$

$$z_{\text{кр } \text{C}_7+} = 0,2918 - 0,0928 \cdot 0,855 = 0,21.$$

$$V_{\text{кр } \text{C}_7+} = \frac{0,21 \cdot 82,057 \cdot 775}{13,35} = 1000 \text{ см}^3/\text{моль.}$$

$$T_{\text{нр}} = \frac{399,8}{617,29} = 0,647.$$

$$\rho_{\text{пр}} = 1,20 + (5,563 - 11,03 \cdot 0,2328) (1 - 0,647)^{0,8 \cdot 0,2328+31} = 2,99.$$

$$\rho = \frac{215,46 \cdot 2,99}{744,82} = 0,863 \text{ г/см}^3.$$

§ 8. ВЯЗКОСТЬ ГАЗОВ И УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОНДЕНСАТОВ

Вязкость газа в зависимости от изменения параметров, характеризующих его состояние, изменяется сложным образом. При низких давлениях и температурах свойства реальных газов приближаются к идеальным. Закономерности изменения вязкости газов при различных давлениях и температурах можно объяснить, исходя из некоторых положений кинетической теории газов. Динамическая вязкость газа связана с его плотностью ρ , средней длиной свободного пробега молекул λ и средней скоростью молекул v соотношением

$$\mu = \frac{\rho v \lambda}{3}. \quad (\text{III.54})$$

По формуле (III.54) определяется зависимость динамической вязкости газа от давления и температуры. С повышением давления плотность газа возрастает, но при этом уменьшается средняя длина свободного пробега молекул, а скорость их не изменяется. Поэтому с увеличением давления динамическая вязкость газа вначале практически остается постоянной. Из формулы (III.54) также следует, что с увеличением температуры вязкость газа должна возрастать, так как средняя скорость молекул v увеличивается, а ρ и λ остаются постоянными при постоянном объеме газа. Отмеченный характер изменения вязкости газов объясняется спецификой проявления внутреннего трения. Количество движения из слоя в слой передается вследствие перелета молекул газа в движущиеся друг относительно друга слои. При этом возникают силы, тормозящие движение одного слоя и увеличивающие скорость движения другого. С повышением температуры увеличиваются скорость и

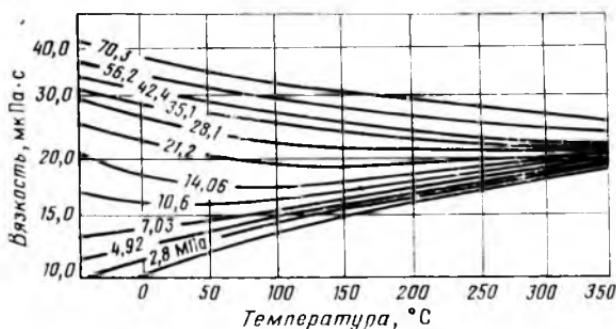


Рис. III.4. Зависимость коэффициента динамической вязкости метана от давления и температуры

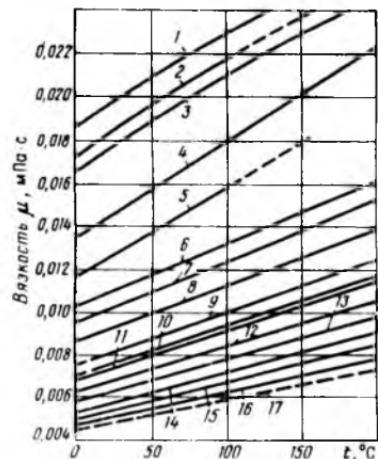


Рис. III.5. Динамическая вязкость газов при атмосферном давлении в зависимости от температуры:
1 — гелий; 2 — воздух; 3 — азот; 4 — углекислый газ; 5 — сероводород; 6 — метан;
7 — этилен; 8 — этан; 9 — пропан; 10 — п-бутан; 11 — т-бутан; 12 — пентан; 13 — гексан; 14 — гептан; 15 — октан; 16 — нона; 17 — декан

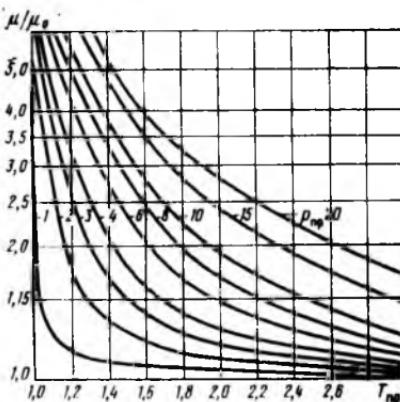


Рис. III.6. Зависимость отношения вязкости μ/μ_0 от приведенных давлений и температур

количество движения, передаваемое в единицу времени, и, следовательно, больше будет вязкость. Вязкость газов мало зависит от давлений, если они близки к атмосферному. Однако с повышением давления эти закономерности нарушаются — с увеличением температуры понижается вязкость газа, т. е. при высоких давлениях вязкость газов изменяется с повышением температуры аналогично изменению вязкости жидкости. Газы с более высокой молекулярной массой, как правило, имеют и большую вязкость. В сжатом газе перелет молекул в движущиеся друг относительно друга слои затруднен и передача количества движения из слоя в слой происходит в основном, как у жидкостей, за счет временного объединения молекул на границе слоев. При повышении температуры ухудшаются условия для объединения молекул вследствие увеличения скоростей их движения и поэтому вязкость сильно сжатых газов уменьшается с повышением температуры. На рис. III.4 приведена зависимость динамической вязкости метана от давления и температуры, а на рис. III.5 — вязкости различных газов при атмосферном давлении в зависимости от температуры. В широком диапазоне давлений и температур вязкости смесей углеводородных (неполярных) газов можно определить по графикам на рис. III.6, составленным в приведенных координатах на основе закона соответственных состояний (по вертикальной оси

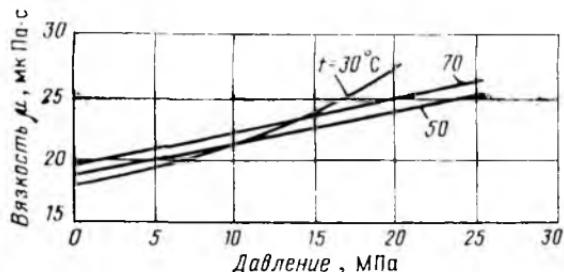


Рис. III.7. Зависимость динамической вязкости азота от давления и температуры

отложено отношение вязкости μ при различных давлениях к вязкости μ_0 при атмосферном давлении).

При содержании в газе более 5 % азота следует учитывать его влияние на вязкость газа и определять средневзвешенную вязкость смеси по формуле

$$\mu = y_a \mu_a + (1 - y_a) \mu_y, \quad (\text{III.55})$$

где μ — динамическая вязкость смесей углеводородных газов и азота; μ_a и μ_y — динамические вязкости азота (рис. III.7) и углеводородной части смеси газов; y_a — молярная доля азота в составе газа.

Для экспериментального определения вязкости газов при различных условиях разработано много методов. Основные из них — метод, основанный на измерении скорости падения шарика в исследуемом газе, методы, основанные на регистрации скорости вращения цилиндров и затухания вращательных колебаний диска, подвешенного в исследуемом газе.

Коэффициент динамической вязкости природных газов можно рассчитать по приведенным параметрам [25].

Например, при высоких давлениях ($p > 5$ МПа) коэффициент динамической вязкости газа можно подсчитать по формуле

$$(\mu - \mu_0) e = 10,8 \cdot 10^{-5} \times \\ \times \left(e^{1,439 p_{\text{пр}}} - e^{-1,111 p_{\text{пр}}^{1,858}} \right). \quad (\text{III.56})$$

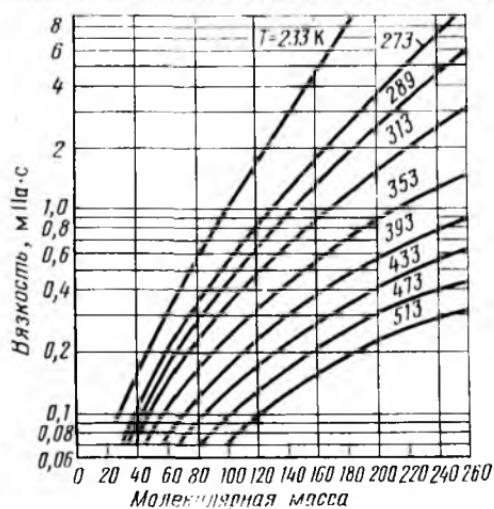


Рис. III.8. Зависимость коэффициента динамической вязкости жидкых углеводородов при атмосферном давлении от молекулярной массы при различных температурах

Здесь μ_0 — коэффициент динамической вязкости газов при давлении $p = 0,1$ МПа, мПа·с

$$\epsilon = T_{\text{кр}}^{1.6} / M^{1.2} p_{\text{кр}}^{2/3}. \quad (\text{III.57})$$

Коэффициент динамической вязкости стабильного конденсата многих газоконденсатных месторождений при различных давлениях и температурах (при $30 \leq t \leq 200$ °C; $1 \leq p \leq 50,0$ МПа) можно приблизенно рассчитать по формуле

$$\mu_{c_{\text{вн}}} = \left(\frac{100}{t} \right)^{3/4} \left(0,34 + 4 \cdot 10^{-4} \frac{p}{p_{\text{ат}}} \right) \text{ мПа} \cdot \text{с.} \quad (\text{III.58})$$

Зависимость вязкости жидких углеводородов при атмосферном давлении от температуры и молекулярной массы показана на рис. III.8.

§ 9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОБАРНОЙ МОЛЯРНОЙ ТЕПЛОЕМКОСТИ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ

Удельная теплоемкость — количество теплоты, сообщаемой единице массы вещества, чтобы изменить его температуру на один градус. Для газов различают изобарную c_p и изохорную c_v удельные теплоемкости,

$$c_p = \left(\frac{\partial Q}{\partial T} \right)_p, \quad c_v = \left(\frac{\partial Q}{\partial T} \right)_V, \quad (\text{III.59})$$

где индексы у скобок означают давление $p = \text{const}$ и объем $V = \text{const}$.

Согласно первому началу термодинамики имеем

$$dQ = di - Vdp, \quad (\text{III.60})$$

где Q — количество теплоты; V — объем системы; i — энталпия (теплосодержание).

$$di = c_p dT + \left[V - T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \right] dp. \quad (\text{III.61})$$

При изобарном процессе ($p = \text{const}$) изменение количества теплоты системы равно изменению ее энталпии

$$dQ = di = C_{p\text{и}} dT \quad (\text{III.62})$$

или

$$C_{p\text{и}} = \left(\frac{di}{dT} \right)_p. \quad (\text{III.63})$$

Изобарная молярная теплоемкость идеальных газов $C_{p\text{и}}$ зависит от температуры. Зависимость молярной теплоемкости компонентов природных газов при атмосферном давлении от температуры приближенно можно выразить формулой

$$C_{p\text{и}} = 0,523 (8,36 + 0,00892t) M_i^{3/4}, \text{ кДж/(кмоль} \cdot \text{К}), \quad (\text{III.64})$$

где M_i — молекулярная масса углеводорода, являющегося компонентом природного газа (от метана до гептана включительно).

Погрешность расчетов по формуле (III. 64) для углеводородов CH_4 — C_5H_{12} в интервале температур минус 40 °С плюс 120 °С не превышает 5 %, для углеводородов C_6H_{14} — C_7H_{16} в том же интервале температур не превышает 10 %.

Изобарная молярная теплоемкость неуглеводородных компонентов природных газов (азота, углекислого газа, сероводорода) равна примерно половине теплоемкости углеводорода с одинаковой молекулярной массой при одинаковой температуре.

Например, изобарная молярная теплоемкость CO_2 ($C_{p\text{и}}=44$) равна половине молярной теплоемкости пропана C_3H_8 ($C_{p\text{и}}=44$), которая рассчитывается по формуле (III.64).

Теплоемкость смесей газов определяется по правилу аддитивности

$$C_p \text{ см} = \sum_{i=1}^n y_i C_{p i} = 0,125 (8,36 + 0,00892 t) \sum_{i=1}^n y_i M_i^{3/4} = \\ = 0,523 (8,36 + 0,00892 t) \sum_{i=1}^n y_i M_i^{3/4}, \text{ кДж/(кмоль·К)}, \quad (\text{III.65})$$

где y_i — молярная доля i -го компонента в смеси; $c_{p i}$ — изобарная молярная теплоемкость i -го компонента.

Изобарная молярная теплоемкость реальных природных газов зависит от давления и температуры

$$C_p = C_{p\text{и}}(t) + \Delta C_p(p, t), \quad (\text{III.66})$$

где $\Delta C_p(p, t)$ — изотермическая поправка теплоемкости на давление (рис. III.9).

Изобарную молярную теплоемкость природного газа можно рассчитать и по формуле, предложенной Л. М. Гухманом и Т. В. Нагаревой:

$$C_p = 3,15 + 0,02203T - 0,149 \cdot 10^{-4} T^2 + \frac{0,238 M P^{1,124}}{\left(\frac{T}{100}\right)^{5,08}}. \quad (\text{III.67})$$

При решении задач, связанных с добычей, транспортом, хранением и переработкой природных газов, наиболее употребительны двухконстантные уравнения состояния и восьмиконстантные.

Последней, наиболее удачной модификацией двухконстантного уравнения состояния природных газов, предложенной в 1975 г., является уравнение состояния Пенга — Робинсона

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{V(V + b) + b(V - b)}, \quad (\text{III.68})$$

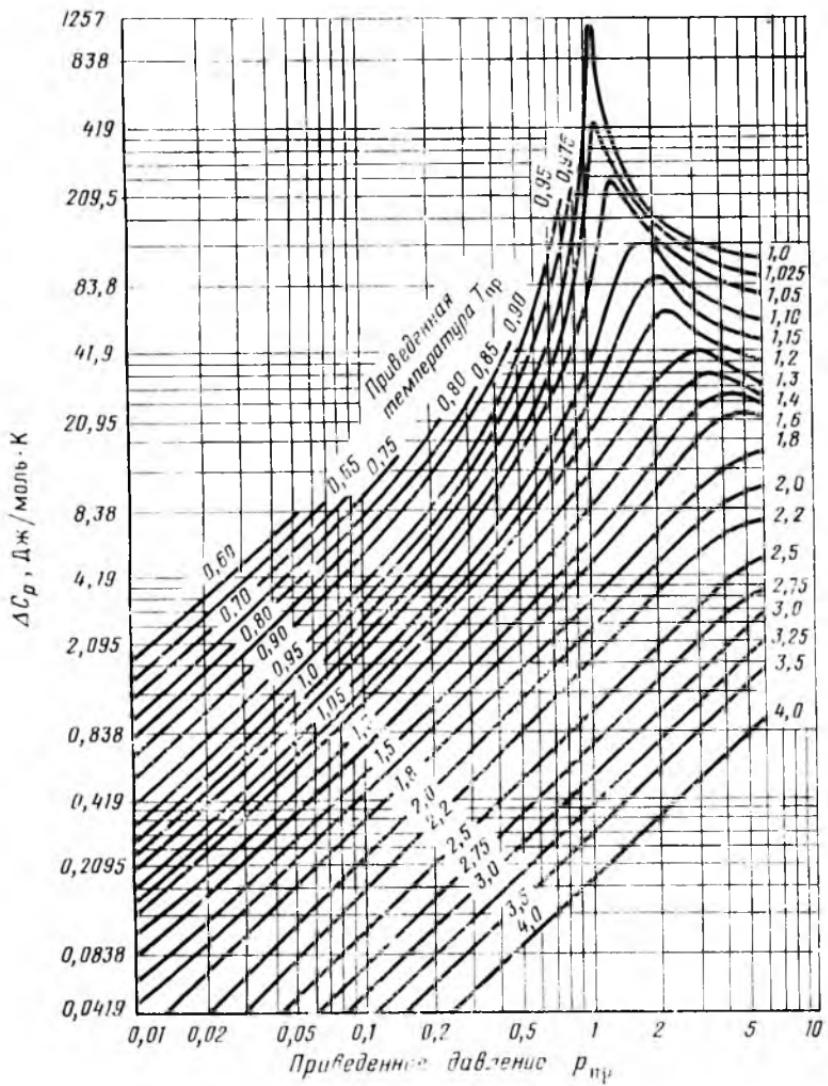


Рис. III.9. Зависимость изотермической поправки изобарной мольной теплоемкости ΔC_p (p, t) от приведенных абсолютных давления $p_{\text{пр}}$ и температуры $T_{\text{пр}}$

где V — молярный объем; $a(T), b$ — коэффициенты уравнения, определяемые критическими параметрами вещества (коэффициент $a(T)$ — фракция температуры).

Уравнение состояния Пенга — Робинсона, записанное относительно коэффициента сверхжимаемости z , имеет вид

$$z^3 - (1 - B)z^2 + (A - 3B^2 - 2B)z - (AB - B^2 - B^3) = 0, \quad (\text{III.69})$$

где

$$A = \frac{a(T)p}{R^2 T^2}; \quad B = \frac{bp}{RT}. \quad (\text{III.70})$$

Уравнение (III.69) имеет один или три действительных корня. Если смесь находится в двухфазном состоянии, то больший корень относится к паровой фазе, а наименьший положительный корень — к жидкой фазе.

При критических условиях ($z_{kp} = 0,307$)

$$a(T_{kp}) = 0,45724 \frac{R^2 T_{kp}^2}{p_{kp}}; \quad b(T_{kp}) = 0,0778 \frac{RT_{kp}}{p_{kp}}. \quad (\text{III.71})$$

При температурах, отличных от критической,

$$a(T) = a(T_{kp}) \alpha(T_{np}\omega); \quad b(T) = b(T_{kp}), \quad (\text{III.72})$$

где $\alpha(T_{np}\omega)$ — безразмерная функция приведенной температуры T_{np} и ацентрического фактора ω ; при критической температуре $\alpha = 1$.

Для всех веществ зависимость между $a^{0.5}$ и $T_{np}^{0.5}$ может быть аппроксимирована уравнением прямой

$$\alpha^{0.5} = 1 + m(1 - T_{np}^{0.5}), \quad (\text{III.73})$$

где коэффициент m , определяющий угол наклона прямой к оси $T_{np}^{0.5}$, является функцией ацентрического фактора ω :

$$m = 0,37464 + 1,5422b\omega - 0,26992\omega^2. \quad (\text{III.74})$$

При использовании уравнения Пенга — Робинсона для расчета термодинамических и физических свойств многокомпонентных смесей коэффициенты $a_{cm}(T)$ и b_{cm} вычисляют по следующим формулам:

$$a_{cm}(T) = \sum_{i=1}^N y_i a_i; \quad b_{cm} = \sum_{i=1}^N y_i b_i, \quad (\text{III.75})$$

$$a_i = 0,45724 \frac{R^2 T_{kp,i}^2}{p_{kp,i}} \alpha_i. \quad b_i = 0,0778 \frac{RT_{kp,i}}{p_{kp,i}}. \quad (\text{III.76})$$

Отклонение теплофизических свойств реальных природных газов от идеальных можно определить с использованием уравнения состояния Пенга — Робинсона.

Отклонение энталпии реального газа

$$H - H^0 = RT_{kp} \left\{ z - 1 + 2,08(1+m)[1 + m(1 - T_{np}^{0.5})] \times \right. \\ \left. \times \ln \frac{(z + 2,414B)}{(z - 0,414B)} \right\}, \quad (\text{III.77})$$

где H^0 — энталпия идеального газа.

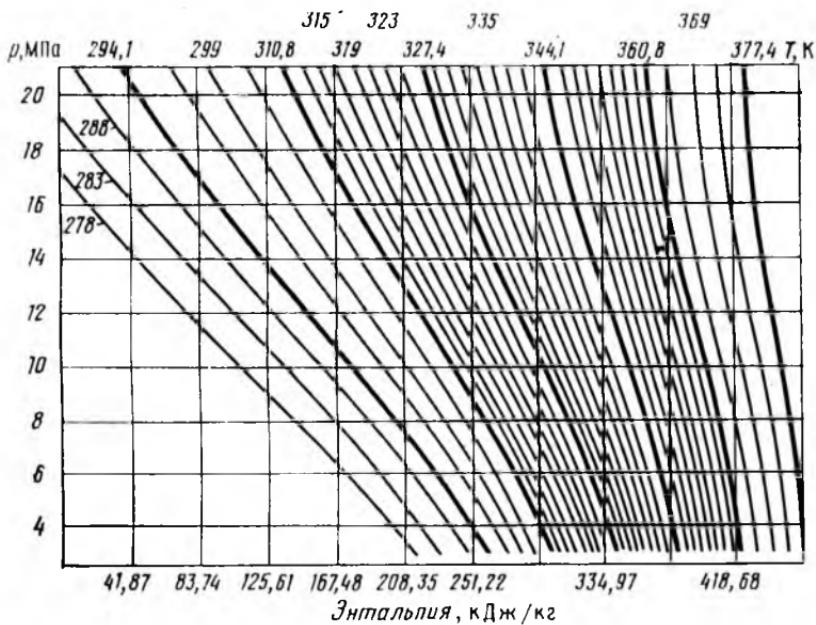


Рис. III.10. Энталпийная диаграмма природного газа

Энталпийная диаграмма природного газа изображена на рис. III.10.

Отклонение молярной изобарной теплоемкости реального газа

$$\Delta C_p = \frac{\partial}{\partial T_{np}} \left(\frac{H - H^\circ}{T_{kp}} \right)_{p_{np}} . \quad (\text{III.78})$$

Зависимость ΔC_p от p_{np} и T_{np} изображена на рис. III.9.

Разность изобарной и изохронной молярных теплоемкостей реального газа

$$C_p - C_V = \frac{R \left[z + T_{np} \left(\frac{\partial z}{\partial T_{np}} \right)_{p_{np}} \right]^2}{z - p_{np} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{np}} \right)_{T_{np}}} , \quad (\text{III.79})$$

где

$$\begin{aligned} & - \left\{ \left[\frac{\partial (B-1)}{\partial T_{np}} \right]_{p_{np}} z^2 + \left[\frac{\partial (3B^2 + 2B - A)}{\partial T_{np}} \right]_{p_{np}} z + \right. \\ & \left. + \left[\frac{\partial (B^3 + B^2 - AB)}{\partial T_{np}} \right]_{p_{np}} \right\} \\ \left(\frac{\partial z}{\partial T_{np}} \right)_{p_{np}} = & \frac{3z^2 + 2(B-1)z + 3B^2 + 2B - A}{3z^2 + 2(B-1)z + 3B^2 + 2B - A} , \end{aligned} \quad (\text{III.80})$$

$$\left(\frac{\partial z}{\partial p_{\text{пп}}}\right)_{T_{\text{пп}}} = \frac{-\left\{ \left[\frac{\partial (B-1)}{\partial p_{\text{пп}}} \right]_{T_{\text{пп}}} z^2 + \left(\frac{\partial (3B^2+2B-A)}{\partial p_{\text{пп}}} \right)_{T_{\text{пп}}} z + \right. \right.}{\left. \left. + \left[\frac{\partial (B^3+B^2-AB)}{\partial T_{\text{пп}}} \right]_{T_{\text{пп}}} \right\} z^2 + 2(B-1)z + 3B^2 + 2B - A}.$$
(III.81)

§ 10. УПРУГОСТЬ НАСЫЩЕННЫХ ПАРОВ

Насыщенный пар представляет собой двухфазную систему — смесь жидкости и пара с граничными значениями $x=0$ и $x=1$, где x — паросодержание смеси. Состояние насыщенного пара вполне определяется давлением (или температурой) и паросодержанием.

На рис. III.11 показаны кривые упругости паров углеводородов, построенные в полулогарифмических координатах.

Если углеводороды содержатся в смеси, то общее давление смеси влияет на упругость паров каждого компонента. Наблюдения показали, что упругость паров компонента повышается с увеличением общего давления. Это влияние ничтожно при низких давлениях (примерно до 1 МПа), при высоких же давлениях упругость паров резко увеличивается. У индивидуального углеводорода в чистом виде упругость паров — функция

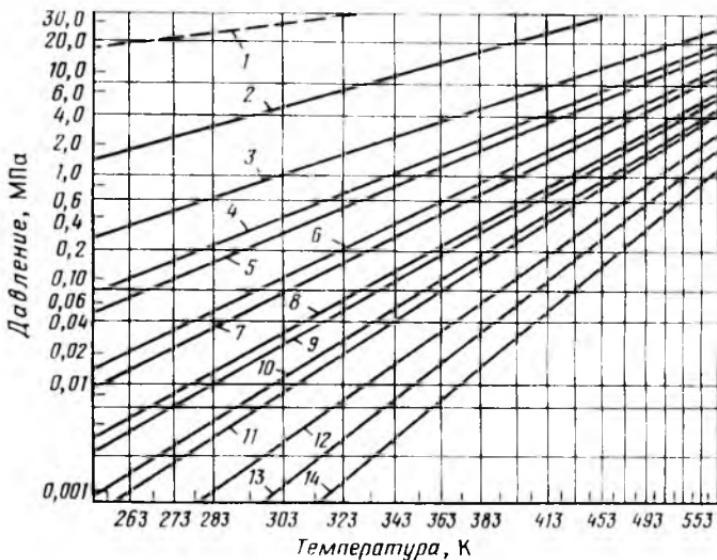


Рис. III.11. Кривые упругости насыщенных паров чистых углеводородов мечтавового ряда

1 — метан; 2 — этиан; 3 — пропан; 4 — изобутан; 5 — бутан; 6 — изопентан; 7 — пентан; 8 — изотексан; 9 — гексан; 10 — изогептан; 11 — гептан; 12 — октан; 13 — nonан; 14 — декан

только температуры $Q=f(t)$. У смеси углеводородов упругость паров — функция и температуры, и общего давления, т. е. $Q=f(t, p)$. По опытам Ларсона и Блека, проведенным со смесью аммиака, азота и водорода под общим давлением 5,0 МПа при 0 °С, упругость насыщенных паров аммиака оказалась на 17 % выше, чем при $p=0,1$ МПа. При общем давлении 100 МПа упругость паров аммиака в 5 раз превышала его упругость в чистом виде.

Упругость паров жидкой смеси (т. е. общее ее давление) по закону суммы парциальных давлений зависит от упругости паров отдельных компонентов при данной температуре и от их молярных концентраций. Парциальное давление каждого компонента определяется как произведение его молярной концентрации на упругость паров в чистом виде. Сумма же парциальных давлений всех компонентов равна общему давлению над смесью или упругости паров жидкой смеси.

На рис. III.12 показан график состояния двухкомпонентной системы. AD — линия парциальных давлений низкокипящего компонента (н. к. к.), более летучего. В точке A его концентрация и парциальное давление равны нулю, в этой точке жидкость состоит из одного высококипящего компонента (в. к. к.). BC — линия парциальных давлений высококипящего компонента.

Обе эти линии для углеводородных смесей можно принять прямыми. CD — линия общего давления или упругости паров жидкой смеси, которая зависит от состава смеси (в данном случае температура смеси неизменна).

Возьмем смесь с концентрацией x низкокипящего компонента (точка E). Парциальное давление н. к. к. будет изменяться отрезком EG , а высококипящего — отрезком EF . Эти отрезки соответственно равны FH и HG , а $EG+EF=GH$.

§ 11. РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В НЕФТИ И В ВОДЕ

От количества растворенного в пластовой нефти газа зависят все ее важнейшие свойства: вязкость, сжимаемость, термическое расширение, плотность и т. д.

Сложность состава нефти и значительные пределы изменения пластовых давлений и температур затрудняют применение термодинамических уравнений для расчетов газонасыщенности нефти при высоких давлениях. Поэтому газонасыщенность нефти при различных давлениях и температурах обычно определяют по экспериментальным данным.

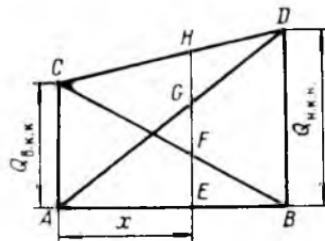


Рис. III.12. Изменение упругости паров двухкомпонентной системы ($t=\text{const}$)

При небольших давлениях и температурах растворимость газов в нефти практически подчиняется закону Генри — количество газа V_r , растворенного при данной температуре в объеме $V_{ж}$ жидкости, пропорционально давлению p газа над поверхностью:

$$V_r = \alpha p V_{ж}, \quad (\text{III.82})$$

где α — коэффициент растворимости газа [$\text{м}^2/\text{Н}$],

$$\alpha = \frac{V_r}{V_{ж} p}. \quad (\text{III.83})$$

Из формулы (III.83) следует, что коэффициент растворимости учитывает количество газа, растворяющегося в единице объема жидкости при увеличении давления на единицу.

Коэффициент растворимости реальных газов — величина не постоянная и зависит от рода жидкости и газа, от давления, температуры и от других факторов, которые сопутствуют растворению газа в жидкости.

Получение зависимостей концентрации газа в жидкости от давления затрудняется не только вследствие отклонения реальных газов от законов идеального, но также и потому, что в растворе реальный газ приобретает специфические свойства. Внешнее выражение этих свойств — увеличение объема раствора при введении в него газа. Повышение объема влияет на концентрацию газа в жидкости. Приращение объема раствора определяется количеством растворенного газа, свойствами жидкости и газа, температурой и давлением. Увеличение объема жидкости обычно характеризуется каждущимся удельным объемом растворенного газа в жидкой фазе v , т. е. приращением объема жидкости при растворении в ней 1 кг газа:

$$v = \frac{\Delta V}{G},$$

где G — масса растворенного газа.

Смысл понятия «каждущийся удельный объем» заключается в том, что приращение объема ΔV жидкости (нефти) не отражает истинного объема растворенного газа в нефти, а является результатом взаимодействия молекулярных сил растворенного газа и жидкости. В химической термодинамике величину v называют парциальным молярным объемом.

При растворении газов в нефти коэффициент растворимости газов в зависимости от давления может увеличиваться и уменьшаться (рис. III.13).

Перегиб кривой растворимости и возрастание коэффициента α некоторых газов происходят в связи с увеличением объема жидкости и влиянием этого процесса на концентрацию газа в ней. Приращение объема раствора и ее интенсивность зави-

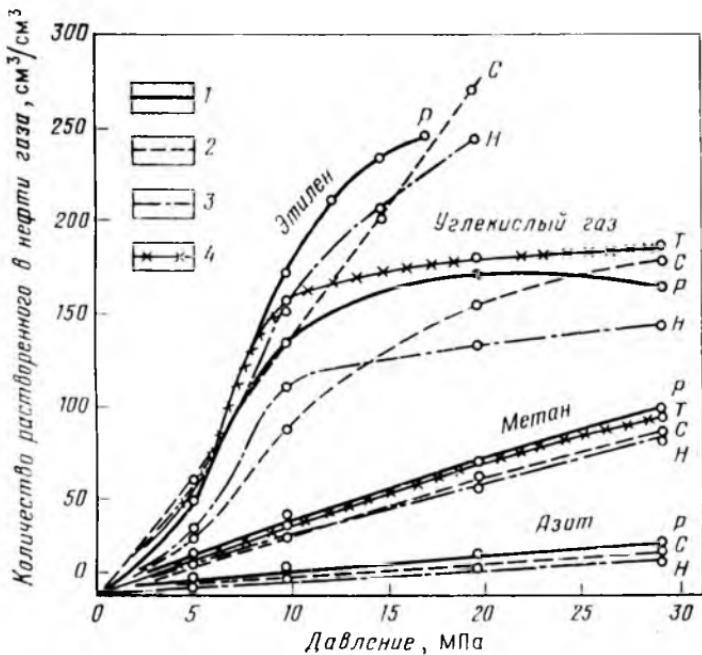


Рис. III.13. Изотермы растворимости газов в различных нефтях при температуре 50 °C (по Т. П. Сафоновой и Т. П. Жузе). Нефть месторождений: 1 — Ромашкинского (P); 2 — Сурханского (C); 3 — Небитдагского (H); 4 — Туймазинского (T)

сят от количества растворенного газа, свойств жидкостей и газов и их состава. Наконец, значительное влияние на растворимость газов оказывают процессы обратного испарения (об этом см. гл. IV).

Различные компоненты нефтяного газа обладают неодинаковой растворимостью, причем с увеличением молекулярной массы газа коэффициент растворимости его возрастает. Особенно плохо растворяется азот. Из рис. III.13 следует, что растворимость газов в нефти, помимо давления, температуры и природы газа, зависит также от свойств нефти. Установлено, что разница в абсолютных значениях растворимости газов в исследованных нефтях и характер изотерм растворимости связаны с различным фракционным и углеводородным составом нефтей. Растворимость газов увеличивается с повышением содержания в нефти парафиновых углеводородов (нефти Туймазинского и Ромашкинского месторождений содержат во фракциях, выкипающих до 300 °C, около 52 % парафиновых углеводородов; в нефтях Сурханского и Небитдагского месторождений их содержится 42—43 %). Установлено также, что при высоком содержании ароматических углеводородов в нефти ухудшается растворимость в ней газов.

Форма изотерм растворимости для различных газов также не одинакова. Для плохо растворимых газов (азот, метан) они характеризуются пологим подъемом, почти равномерным во всем интервале изменения давления (т. е. малорасторимые газы лучше подчиняются закону Генри, чем хорошо растворимые). Изотермы хорошо растворимых газов (CO_2 , C_2H_6 , C_3H_8) характеризуются резким подъемом до определенных давлений, а затем они выполаживаются. Последнее объясняется обратными процессами растворения компонентов нефти в сжатом газе при высоких давлениях. Это явление в ряду углеводородных газов усиливается с ростом молекулярной массы газа. Для азота он незначителен, а если метан растворяется в нефти, обратное испарение его наблюдается лишь при очень высоких давлениях (о природе процессов обратного испарения см. гл. IV).

Из рис. III.13 также следует, что на растворимость газов в нефти природа газа влияет в большей степени, чем состав нефти.

Коэффициент растворимости нефтяных газов изменяется в широких пределах и достигает $(4-5) \cdot 10^{-5} \text{ м}^3 / (\text{м}^3 \cdot \text{Па})$.

Углеводородные газы хуже растворяются в нефти с повышением температуры. Так, например, в нефти Ромашкинского месторождения при давлении 15 МПа и температуре $t = 40^\circ\text{C}$ в 1 м³ нефти растворяется 59 м³ газа, а при температуре $t = 60^\circ\text{C} — 53 \text{ м}^3$.

Установлено, что количество растворяющегося или выделяющегося из нефти газа при одних и тех же условиях зависит еще от характера процесса — протекает ли он контактно или дифференциально. Контактными (или одноступенчатыми) принято называть такие процессы, при которых весь выделяющийся газ находится в контакте с нефтью. При дифференциальном процессе выделяющийся из раствора газ непрерывно отводится из системы. При этом, очевидно, и состав нефтегазовой смеси в процессе разгазирования непрерывно изменяется. Строгое соблюдение условий дифференциального дегазирования в лабораторных условиях затруднено, и обычно оно заменяется ступенчатым (или многократным) разгазированием. В этом случае количество выделившегося из нефти газа измеряется порциями по мере снижения давления в смеси и отвода выделившегося газа.

Если процесс дифференциальный, то количество остающегося в растворенном состоянии газа при одинаковых давлениях будет больше, чем при контактном. Это связано с преимущественным переходом в паровую фазу метана в начале процесса дегазации. С удалением его из системы увеличивается содержание тяжелых углеводородов в составе оставшихся в системе газов. Вследствие этого повышается растворимость их в нефти. В промысловых условиях протекают и контактные, и диффе-

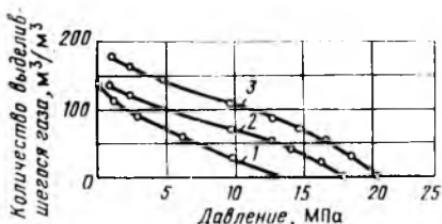


Рис. III.14. Кривые разгазирования нефти Новодмитриевского месторождения (по данным ВНИИ)

1 — плотность 809 кг/м³ при $t = 20^{\circ}\text{C}$; 2 — плотность 809 кг/м³ при $t = 104^{\circ}\text{C}$; 3 — плотность 824 кг/м³ при $t = 105^{\circ}\text{C}$

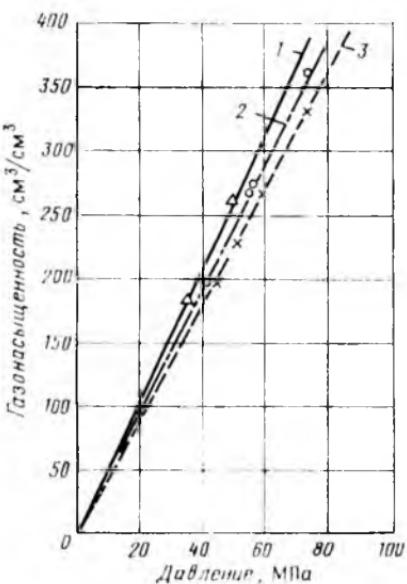


Рис. III.15. Изотермы растворимости газа относительной плотностью 0,68 в нефти ($\rho_n = 865$ кг/м³)

Температура в °С: 1 — 69; 2 — 95; 3 — 127

ренциальные процессы дегазирования. Например, в начальные периоды снижения давления ниже точки насыщения, когда газ в пласте еще неподвижен относительно нефти, процесс более походит на контактное дегазирование. В последующие периоды, когда насыщенность пор газом увеличивается, он по мере выделения из нефти быстрее движется к забоям скважин и процесс дегазирования напоминает дифференциальный.

Представление о количестве газа, выделившегося из нефти при снижении давления, дают кривые разгазирования (рис. III.14). Большая часть кривых разгазирования нефтей обычно похожа на кривую 1.

Коэффициентом разгазирования принято называть количество газа, выделяющегося из единицы объема нефти при снижении давления на единицу. Обычно по мере снижения давления коэффициент разгазирования увеличивается, но закономерность эта не всегда соблюдается. Иногда этот коэффициент при высоких давлениях оказывается больше, чем при низких. В области очень высоких температур и давлений коэффициент разгазирования возрастает в связи с явлениями обратного испарения.

В последние годы значительно возросли глубины залегания пластов, вовлекаемых в разработку. Проводились исследования свойств нефтей при давлениях до 100 МПа. На рис. III.15 приведены изотермы растворимости газа с относительной плотностью 0,68 в нефти ($\rho_n = 865$ кг/м³).

Как следует из рис. III.15, в области высоких давлений зависимость газонасыщенности нефти от давления может быть

принята за линейную. На основании опытных данных Н. А. Тринус и А. К. Ахмедов получили следующее уравнение для вычисления количества газа (плотностью 0,62), растворенного при давлении p и температуре t в нефтях месторождений Азербайджана с плотностью ρ_n :

$$Q = [9 \cdot 10^{-9} (t - 40) p] + [756 - 2,6 (t - 40) + 1,2 \cdot 10^{-5} p] \times \\ \times (0,93 - \rho_n), \quad (\text{III.84})$$

где p — давление, Па; t — температура, °С; ρ_n — плотность нефти, г/см³.

Растворимость углеводородных газов в воде незначительна. Однако следует учитывать, что площадь контакта газовой залижи с подстилающей водой может быть большой, а давление в пласте достигать 50—70 МПа. В этих условиях значительные количества газа в воде могут находиться в растворенном состоянии.

Процессы растворения и фазовые переходы углеводородов в водных системах, по-видимому, играли важную роль при миграции углеводородов и формировании газовых залежей. Поэтому вопросы растворимости углеводородов в воде привлекают внимание исследователей.

Содержание растворенного газа в воде можно выразить в виде молярных долей

$$\bar{N}'_i = \frac{n_i}{\sum n_i + n_b}, \quad (\text{III.85})$$

или же в виде объема газового компонента, растворенного в единице массы, или объема V_b воды

$$b'_i = \frac{V_i}{G}; \quad C_i = \frac{V_i}{V_b}. \quad (\text{III.86})$$

В этих формулах n_i и n_b — соответственно число молей (грамм-молекул) i -го компонента в водном растворе и число молей воды; V_i — объемы газового компонента, приведенного к нормальным условиям; G — масса воды в (г), в которой растворен компонент.

Величины N'_i и b_i связаны соотношением

$$N'_i = \frac{b_i}{\sum b_i + \frac{22416}{18,016}} = \frac{b_i}{\sum b_i + 1244}, \quad (\text{III.87})$$

где 22416 — объем моля идеального газа при нормальных условиях; 18,016 — молекулярная масса воды.

Значение $\sum b_i$ для большинства газов (за исключением уг-

лекислого газа и сероводорода) значительно меньше, чем 124,4 и поэтому можно принять

$$N_i' = \frac{b_i}{1244} = 0,804 \cdot 10^{-3} b_i. \quad (\text{III.88})$$

Для выражения растворимости газа в воде используется также константа равновесия¹

$$K_i = \frac{N_i''}{N_i'}; \quad N_i'' = \frac{N_i'}{K_i}, \quad (\text{III.89})$$

где N_i'' и N_i' — молярные доли компонента в газовой и жидкой фазах.

Законы растворимости газов в воде отличаются некоторыми особенностями. Как уже упоминалось, растворимость углеводородных (неполярных) газов в воде по сравнению с их растворимостью в органических жидкостях весьма мала (рис. III.16). С увеличением температуры растворимость газов вначале уменьшается, а затем возрастает, пройдя через минимум. Причем температура минимальной растворимости различных газов возрастает с увеличением размера молекулы газа [17]. Температура минимальной растворимости газов зависит от давления (рис. III.17). С повышением минерализации ухудша-

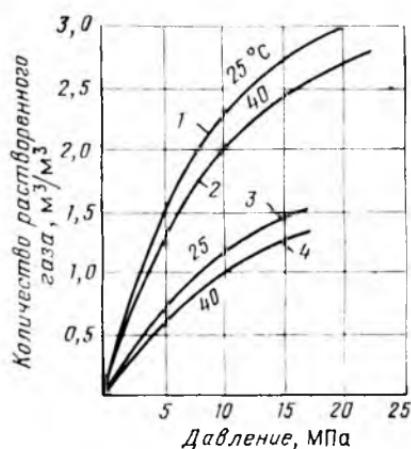


Рис. III.16. Кривые растворимости газа в чистой и соленой воде при различных температурах и давлениях (по данным ВНИИ)

1, 2 — дистиллированная вода; 3, 4 — раствор NaCl

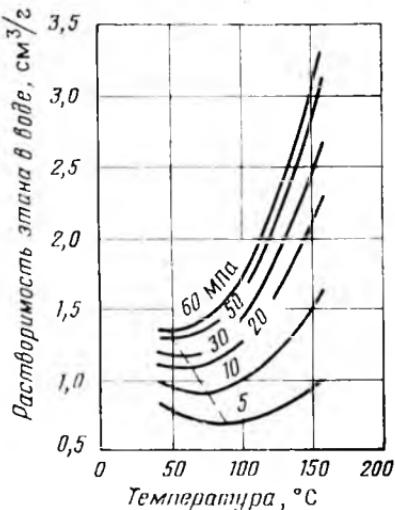


Рис. III.17. Изменение температуры минимальной растворимости этана в зависимости от давления при 0 °C

¹ О константах равновесия см. в гл. IV.

ется растворимость газов в воде. По данным ВНИИ, растворимость азота в дистиллированной воде, например, при $p = 15,0$ МПа и $t = 25^\circ\text{C}$ составляет около $1,52 \text{ м}^3/\text{м}^3$, а в четырехмолярном растворе NaCl лишь около $0,48 \text{ м}^3/\text{м}^3$, т. е. более чем в 3 раза меньше.

Растворимость различных газов в воде определяется по соотношению (III.89). Константы равновесия компонентов природного газа приведены в работе [17]. Они не зависят от состава и являются функцией только температуры и давления. (В общем случае константы равновесия компонентов и в водных системах также зависят от состава газа. Однако естественный газ состоит в основном из метана и влиянием других составляющих на перераспределение компонентов пренебрегают).

Влияние содержащихся в пластовой воде солей на растворимость природного газа учитывается уравнением Сеченова

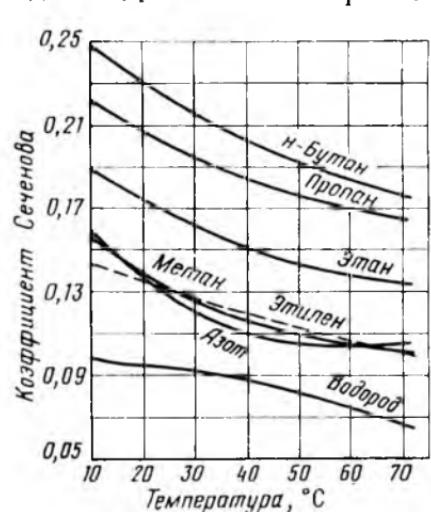
$$N_i' = N_i \cdot 10^{-a_i n} \quad \text{или} \quad b_i' = b_i^{-a_i n}, \quad (\text{III.90})$$

где a_i — коэффициент Сеченова, характеризующий влияние данной соли на растворимость i -го газового компонента; n — концентрация растворенной в воде соли, г-экв/л; N_i' — молярная доля газового компонента в воде, содержащей растворенные соли.

Согласно уравнению Сеченова

$$K_i' = K_i \cdot 10^{a_i n} \quad (\text{III.91})$$

Здесь K_i' — константа равновесия в минерализованной воде.



На рис. III.18 приведены значения коэффициентов Сеченова для основных составляющих природных газов. Считается, что значение давления на коэффициент Сеченова влияет незначительно и поэтому при расчетах можно использовать коэффициенты Сеченова, определенные для атмосферных условий. Степень минерализации начинает заметно влиять на коэффициент Сеченова при концентрации солей, превышающей 0,5 моль/л. Влияние состава солей, давления и других факторов на коэффициент Сеченова изучено недостаточно и обычно поправки на эти факторы не учитываются.

Рис. III.18. Изменение коэффициента Сеченова для основных составляющих природных газов

§ 12. ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ

Давлением насыщения пластовой нефти называют максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти при изотермическом ее расширении в условиях термодинамического равновесия.

Давление насыщения зависит от соотношения объемов нефти и растворенного газа, от их состава и пластовой температуры. При всех прочих равных условиях с увеличением молекулярной массы нефти (и плотности) этот параметр увеличивается. С увеличением в составе газа количества компонентов, относительно плохо растворимых в нефти, давление насыщения также увеличивается. Особенно высокими давлениями насыщения характеризуются нефти, в которых растворено значительное количество азота. Например, давление насыщения нефти Туймазинского месторождения, равное 9,4 МПа, при отсутствии азота было бы порядка 5 МПа*. С повышением температуры давление насыщения может значительно увеличиваться. Из графика, приведенного на рис. III.19, следует, что во избежание больших ошибок давление насыщения необходимо определять при строгом соблюдении температурных условий пласта.

В природных условиях давление насыщения может соответствовать пластовому или же быть меньше его. При первом условии нефть будет полностью насыщена газом, при втором — недонасыщена. Разница между давлениями насыщения и пластовым может колебаться в значительных пределах — от десятых долей до десятков МПа. Так, например, в месторождении Вентура Авеню (США) превышение пластового давления над давлением насыщения составляет около 33 МПа. Для проб нефти, отобранный из одной и той же залежи, давление насыщения часто бывает различным. Например, на Туймазинском месторождении оно изменяется от 8 до 9,4 МПа. Это связано с изменением свойств и состава нефти и газа в пределах залежи.

Давление насыщения и закономерности выделения газа изучаются в лаборатории по пробам нефти, отобранным с забоя скважин. Опыты обычно проводятся при отсутствии пористой среды. По результатам исследований можно сделать вывод, что в пластовых условиях на закономерности выделения газа из нефти оказывают некоторое влияние тип породы, количество остаточной воды и ее свойства и другие факторы, обусловленные законами капиллярности и физико-химическими свойствами пластовых жидкостей и горных пород. По имеющимся экспериментальным данным, сама порода способствует

* В нефти пласта Д Туймазинского месторождения содержится 0,84 % азота.

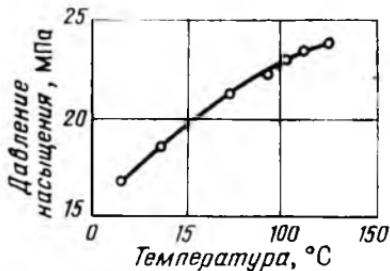


Рис. III.19. Зависимость давления насыщения пластовой нефти Новодмитриевского месторождения от температуры (по данным ВНИИ)

тесно связано с изменением углеводородного состава нефти в капиллярных каналах в результате адсорбции некоторых углеводородов на границах раздела и с зависимостью давления парообразования от смачиваемости поверхности поровых каналов пластовыми жидкостями.

Предполагается, что пузырьки газа при снижении давления вначале образуются у твердой поверхности, так как работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением полного смачивания поверхности жидкостью), меньше, чем для его образования в свободном пространстве жидкости.

По данным теоретических исследований, соотношение работы W_1 образования пузырька, ограниченного со всех сторон жидкостью, и работы W_2 образования пузырька на твердой поверхности в зависимости от смачивающих свойств жидкости при равенстве объемов образующихся пузырьков составляет

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{1 + \operatorname{tg} \frac{\theta}{2}}{\sqrt[3]{3 \operatorname{tg}^2 \frac{\theta}{2} + 1}}, \quad (\text{III.92})$$

где θ — угол смачивания.

Анализ соотношения (III.92) показывает, что при $\theta > 0$ $W_1 > W_2$. Это означает, что газ легче выделяется из раствора на поверхности твердого тела и тем легче, чем больше θ . Лишь при $\theta = 0$ $W_1 = W_2$.

Большой интерес представляет сравнительное изменение газонасыщенности различных участков залежи, обладающих неодинаковыми физическими свойствами горных пород, при понижении давления ниже точки выделения газа. В связи с различием состава нефтей и содержанием остаточной воды рост газонасыщенности на участках, сложенных малопроницаемыми породами, значительно отстает от относительного газо содержания более проницаемых участков коллекторов.

некоторому повышению давления насыщения. Так, например, по данным МИНХ и ГП, газ начинает выделяться из пермской нефти, насыщенной метаном с примесью азота (2 % объемной доли), в пористой среде независимо от значения ρ_n при давлении на 0,4—0,5 МПа выше, чем при выделении газа из той же нефти в металлическом сосуде при отсутствии пористой среды.

Влияние пористой среды на давление начала выделения газа

§ 13. СЖИМАЕМОСТЬ НЕФТИ. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ

Нефть, как и все жидкости, обладает упругостью, т. е. способностью изменять объем под действием внешнего давления. Упругость жидкостей измеряется коэффициентом сжимаемости (или объемной упругости), определяемым из соотношения

$$\beta_n = -\frac{1}{V} \cdot \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (\text{III.93})$$

где ΔV — изменение объема нефти; V — исходный объем нефти; Δp — изменение давления.

Для жидкости следует использовать термин сжимаемость, а для газов — сверхсжимаемость.

Из формулы (III.93) следует, что коэффициент сжимаемости характеризует относительное изменение единицы объема нефти при изменении давления на одну единицу.

Коэффициент сжимаемости зависит от состава пластовой нефти, температуры и абсолютного давления. Нефти, не содержащие растворенный газ, обладают сравнительно низким коэффициентом сжимаемости, порядка $(0,4 \div 0,7)$ ГПа $^{-1}$. Легкие нефти, содержащие значительное количество растворенного газа, обладают повышенным коэффициентом сжимаемости (β_n достигает $14,0$ ГПа $^{-1}$). Чем выше температура, тем больше коэффициент сжимаемости (рис. III.20). Высокие коэффициенты сжимаемости свойственны нефтям, находящимся в пласте в условиях, близких к критическим, и, в частности, нефтям, окаймляющим газоконденсатные залежи.

Из графика (рис. III.21) следует, что с уменьшением пластового давления вплоть до давления насыщения коэффициент сжимаемости продолжает увеличиваться. При определении коэффициента для нефти следует учитывать, что процесс измене-

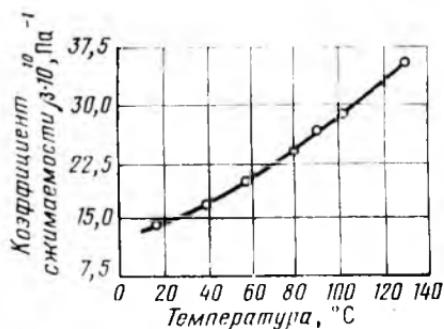


Рис. III.20. Зависимость коэффициента сжимаемости от температуры для нефти Новодмитриевского месторождения (по данным ВНИИ)

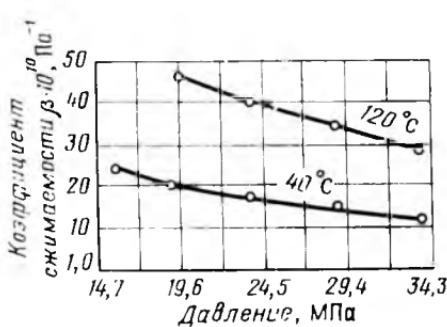


Рис. III.21. Зависимость коэффициента сжимаемости от давления и температуры для нефти плотностью 800 кг/м 3 Новодмитриевского месторождения (по данным ВНИИ)

ния пластового давления во многих залежах происходит очень медленно и близок к квазистатическому¹. При этом нефти в области давлений насыщения свойственны явления вторжения [21], т. е. состояния нефтегазовых растворов могут характеризоваться по фазовой диаграмме точкой, соответствующей фазовому состоянию, в котором вещество в действительности не находится. Например, если взять нефть при температуре T_1 , находящуюся в равновесии с газом при давлении p_1 , и отделить затем жидкость от газа, то для начала выделения газа требуется некоторое растяжение жидкости (т. е. понижение давления до p_2 , меньшей, чем p_1). Или же для этого требуется перегрев нефтегазового раствора до температуры $T_2 > T_1$. Состояния перегретой, переохлажденной или растянутой жидкости называются метастабильными состояниями.

Нефтегазовые растворы в метастабильном состоянии характеризуются относительной устойчивостью. Переход нефти из такого состояния в устойчивую фазу затрудняется на первых порах при понижении давления в связи с развитием процесса в сторону возрастания свободной энергии системы из-за возникновения новых границ раздела нефть—газ.

Мерой вторжения в данном случае жидкого состояния в область газожидкостной смеси может служить отношение равновесного давления p_1 к давлению фактического начала парообразования p_2 .

Квазиравновесные режимы исследований нефтегазовых растворов, используемые при изучении фазовых переходов, позволили обнаружить значительные отклонения свойств нефти при давлении насыщения p_n их газом от их свойств, характеризующихся точкой, отмеченной на значительном расстоянии от давления начала парообразования. Эти отклонения получаются перед выделением макрообъемов газа в связи с изменениями, происходящими в строении и свойствах жидкостей, вызванными образованием новой фазы.

По результатам исследований В. А. Каревского, аномальные состояния нефти наблюдаются при давлениях, не только непосредственно примыкающих к давлению выделения газа, но и при более высоких его значениях, превышающих величину p_n до 10—15 МПа. В этой области наблюдаются аномальные изменения акустических характеристик и сжимаемости газожидкостных систем при квазиравновесном режиме изменения давления. Сжимаемость нефти в этой области может возрастать в 2 раза и более (по сравнению с соседней областью).

С количеством растворенного газа в нефти связан также объемный коэффициент b , характеризующий соотношение

¹ Квазистатический процесс — равновесный процесс, при котором система проходит через непрерывный ряд равновесных состояний.

объемов нефти в пластовых условиях к объему этой же нефти после отделения газа на поверхности:

$$b = \frac{V_{\text{пл}}}{V_{\text{дег}}}, \quad (\text{III.94})$$

где $V_{\text{пл}}$ — объем нефти в пластовых условиях; $V_{\text{дег}}$ — объем этой же нефти при атмосферном давлении и температуре $t = 20^{\circ}\text{C}$ после дегазации.

Объем нефти в пластовых условиях превышает объем сепарированной нефти в связи с повышенной пластовой температурой и содержанием большого количества растворенного газа в пластовой нефти. Однако высокое пластовое давление само по себе обуславливает уменьшение объемного коэффициента, но так как сжимаемость жидкостей весьма мала, это давление мало влияет на значение объемного коэффициента нефти (рис. III.22). При снижении первоначального пластового давления от p_0 до давления насыщения p_n объемный коэффициент нефти незначительно увеличивается в связи с расширением жидкости (кривая ab на рис. III.22). В точке b начала выделения газа значение b достигает максимума, и дальнейшее падение давления приводит к выделению газа из нефти и уменьшению объемного коэффициента.

На точность определения объемного коэффициента в лаборатории при разных условиях дегазации влияет изменение температуры. С падением температуры количество газа, выделяющегося из нефти, уменьшается, вследствие чего искажаются значения объемного коэффициента нефти. Поэтому для получения более точных значений объемного коэффициента нефти условия опыта стараются приблизить к пластовым условиям дегазации.

Объемный коэффициент некоторых пластовых нефти более трех (например, у нефти месторождения Хаян-Корт).

Используя объемный коэффициент, можно определить усадку нефти, т. е. уменьшение объема пластовой нефти при извлечении ее на поверхность (в процентах).

Усадка нефти

$$U = \frac{b - 1}{b} \cdot 100. \quad (\text{III.95})$$

Иногда усадку U относят к объему нефти на поверхности. Тогда

$$U = (b - 1) 100 \, \%$$

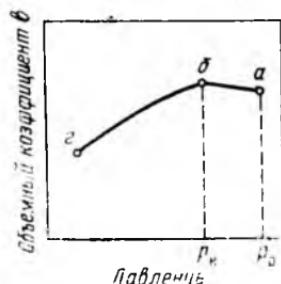


Рис. III.22. Схематическая кривая зависимости объемного коэффициента от давления для недонасыщенной газом нефти

Усадка некоторых нефти Советского Союза достигает 45—50 %.

Объемный коэффициент нефти определяют экспериментально (см. ниже). Если же известны данные о плотности газа, значение U можно приблизительно вычислить.

§ 14. ПЛОТНОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

В связи с изменением в пластовых условиях объема нефти под действием растворенного газа и температуры плотность ее в пласте обычно ниже плотности сепарированной нефти. Известны нефти, плотность которых в пласте меньше 500 кг/м³ при плотности сепарированной нефти 800 кг/м³.

Не все газы, растворяясь в нефти, одинаково влияют на ее плотность. С повышением давления плотность нефти значительно уменьшается при насыщении ее углеводородными газами (метаном, пропаном, этиленом). Плотность нефти, насыщенных азотом или углекислым газом, несколько возрастает с ростом давления.

Рост давления выше давления насыщения нефти газом также способствует некоторому увеличению ее плотности (рис. III.23, правая ветвь кривой).

§ 15. ВЯЗКОСТЬ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной вследствие большого количества растворенного газа, повышенной пластовой температуры и давления. При этом все нефти подчиняются следующим закономерностям: вязкость их уменьшается с повышением количества газа в растворе, с увеличением температуры; повышение давления вызывает некоторое увеличение вязкости.

Увеличение вязкости нефти с ростом давления заметно лишь при давлениях выше давления насыщения. До этого увеличение вязкости с ростом давления значительно перекрывается понижением ее вследствие влияния растворяющегося газа (рис. III.24). Зависимость вязкости нефти от количества растворенного газа и температуры для некоторых нефтей показана на рис. III.25 и III.26.

Вязкость нефти зависит также от состава и природы растворенного газа. При растворении азота вязкость увеличивается, а при растворении углеводородных газов она понижается тем больше, чем выше их молекулярная масса. Практически вязкость нефти в пластовых условиях различных месторождений изменяется от многих сотен мПа·с до десятых долей мПа·с. Открыто много залежей нефти, в которых вязкость углеводоро-

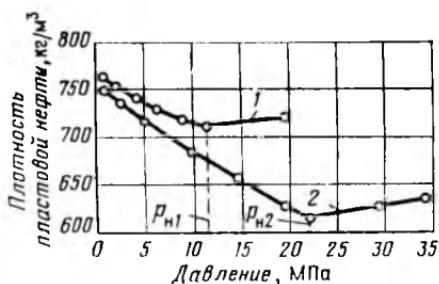


Рис. III.23. Зависимость плотности пластовой нефти от давления и количества растворенного газа (по данным ВНИИ)

1 — нефть Ахтырского месторождения при $t=70$ °С; 2 — нефть Новодмитриевского месторождения при $t=84$ °С

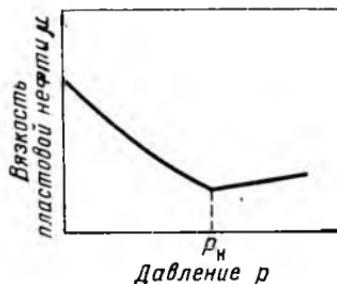


Рис. III.24. Зависимость вязкости пластовой нефти от давления

дов столь велика, что нефть остается неподвижной в порах коллектора даже при высоких градиентах давления. Например, вязкость битумов в песчаниках Атабаски (Канада) составляет 2—3 тыс. мПа·с, некоторые нефти ухтинских залежей имеют аналогичную вязкость.

В пластовых условиях вязкость нефти может быть в десятки раз меньше вязкости сепарированной нефти (например, новодмитриевской — более чем в 10 раз, ромашкинской — в 5,5 раза).

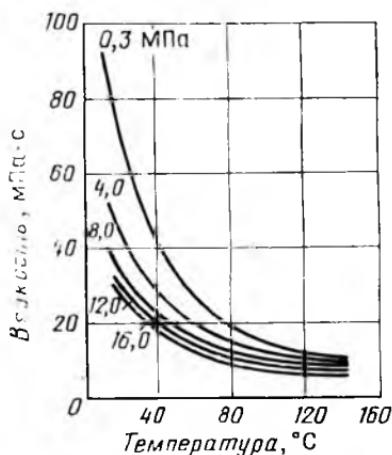


Рис. III.25. Влияние растворенного газа и температуры на вязкость пластовой нефти (по Х. М. Халилову). Давление насыщения нефти газом указано в начале каждой кривой

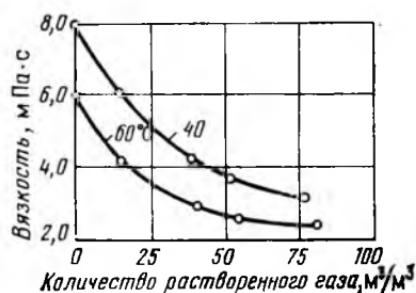


Рис. III.26. Изменение вязкости балаханской нефти при насыщении ее газом

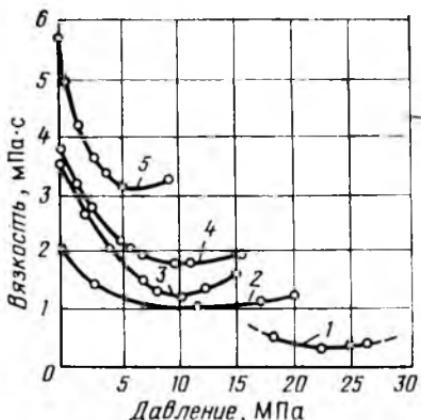


Рис. III.27. Изменение вязкости ряда пластовых нефтей при понижении пластового давления (по данным ВНИИ)

1 — нефть Новодмитриевского месторождения; 2 — нефть Ахтырского месторождения; 3 — нефть месторождения Зыбза; 4 — нефть Песчаного Умата; 5 — нефть Жирновского месторождения

ных она может быть оценена приблизительно расчетным способом.

§ 16. СТРУКТУРНО-МЕХАНИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНО-ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Реологические характеристики нефтей в значительной степени определяются содержанием в них смол, асфальтенов и парафина. Асфальтены, представляющие собой наиболее высокомолекулярные соединения нефти, плохо растворяются в углеводородах и поэтому нефти, содержащие асфальтены, представляют собой коллоидные системы. Мицеллы асфальтенов стабилизируются смолами.

При значительном содержании парафина и асфальтенов вязкость нефти зависит от скорости сдвига, т. е. она приобретает свойства неиньютоновских жидкостей вследствие возникновения пространственных структур, состоящих из коллоидных частиц асфальтенов, парафина и смол. При высоких пластовых температурах структурно-механические свойства нефтей проявляются значительно слабее. Особо интенсивно в пластовых условиях образование пространственной сетки происходит при понижении температуры пласта вследствие нагнетания холодной воды ниже температуры начала кристаллизации парафина. В отличие от парафинов частицы асфальтенов, окруженные сольватными слоями углеводородов, способны образовывать пространственные структуры в нефти при температурах и выше пластовых.

Следует учитывать, что с понижением давления вязкость пластовой нефти непрерывно изменяется (рис. III.27). При отсутствии азота перелом на кривых зависимости вязкости от давления наступает в области, близкой к давлению насыщения. Если в растворе содержатся значительные количества азота, перелом кривой может не соответствовать давлению насыщения в связи с уменьшением вязкости нефти при выделении азота из раствора.

Вязкость пластовой нефти определяется специальными вискозиметрами высокого давления по забойным пробам (см. § 17 гл. III). При отсутствии экспериментальных дан-

Толщина сольватных слоев, окружающих частицы асфальтенов, возрастает при увеличении в составе нефти концентрации смол и ароматических углеводородов. Асфальтены коагулируют и могут выпадать в осадок вследствие десольватации частиц при разбавлении нефти предельными углеводородами. Считается, что процесс десольватации активизируется при растворении в нефти азота, метана и этана, т. е. основных составляющих газов, растворенных в нефти. Десольвированные частицы асфальтенов способны создавать более прочные пространственные структуры.

Значительное влияние на структурно-механические свойства нефтей оказывают состав, свойства и строение пористой среды. Под влиянием материала стенок процесс образования и упрочнения пространственных структур интенсифицируется тем больше, чем меньше проницаемость пород.

Структурированные нефти обладают свойством тиксотропии — при перемешивании их прочность пространственных структур уменьшается, а в покое — возрастает.

В зависимости от состава нефтей реологические свойства их характеризуются различными линиями консистентности, т. е. им присущи соответствующие свойствам пространственных структур графики зависимости между напряжением сдвига и скоростью сдвига

$$\frac{d\gamma}{dt} = f(\tau).$$

Вязкость μ ньютоновских жидкостей зависит только от температуры и давления и касательное напряжение τ , развивающееся в движущихся слоях жидкости (рис. III.28), пропорционально градиенту скорости $\frac{dv}{dy}$, т. е.

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy}. \quad (\text{III.96})$$

Уравнение (III.96) записывается в форме, аналогичной закону упругости Гука, путем следующих преобразований:

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy} = \mu \frac{d}{dy} \left(-\frac{dx}{dt} \right) = \mu \frac{d}{dt} \left(-\frac{dx}{dy} \right). \quad (\text{III.97})$$

где x — длина пути в направлении скорости движения v ; t — время.

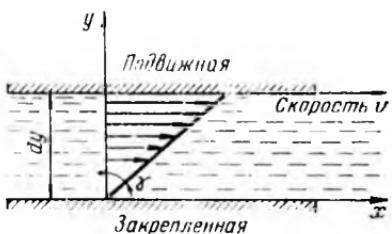


Рис. III.28. Схема сдвига слоев жидкости

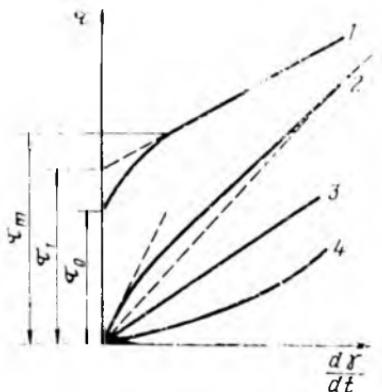


Рис. III.29. Виды линий консистентности

1 — бингамовские пластики; 2 — псевдопластики; 3 — ньютоны и жидкости; 4 — дилатантные жидкости

Вязкость неニュтоновской жидкости зависит не только от давления и температуры, но и от скорости деформации сдвига и истории состояния жидкости (от времени ее нахождения в спокойном состоянии).

В зависимости от вида функции $f(\tau)$ эти жидкости разделяются обычно на три вида: бингамовские пластики, псевдопластики и дилатантные жидкости.

Линии консистентности для различных типов реологически стационарных неニュтоновских жидкостей приведены на рис. III.29. Реологическая кривая 1 относится к бингамовским пластикам, в состоянии равновесия обладающим некоторой пространственной структурой и способным сопротивляться сдвигующему напряжению, пока оно не превысит значение τ_0 статического напряжения сдвига. В последующие моменты (после достижения некоторой скорости сдвига) они начинают течь, как ньютоны и жидкости. Для определения аномальной вязкости η_a таких пластичных тел Ф. Н. Шведовым предложено следующее реологическое уравнение:

$$\eta_a = E\lambda + \frac{\tau_1}{v}, \quad (III.99)$$

где E — модуль Юнга; τ_1 — динамическое напряжение сдвига; v — скорость деформации; λ — период релаксации (определяет время, необходимое для «рассасывания» упругих напряжений, возникающих в теле при постоянной деформации),

$$\lambda = \mu/E.$$

Уравнение Бингама, описывающее аналогичное вязко-пластичное течение, имеет вид

$$\tau - \tau_1 = \eta_a \frac{d\gamma}{dt}. \quad (III.100)$$

Величина $\frac{dx}{dy}$ в (III.97) характеризует сдвиг γ слоев (деформацию), и следовательно, у ньютоновских жидкостей скорость сдвига пропорциональна касательному напряжению и обратно пропорциональна вязкости жидкостей:

$$\frac{d\gamma}{dt} = \frac{\tau}{\mu}. \quad (III.98)$$

Уравнение типа (III.98), устанавливающее связь между напряжением и скоростью сдвига, называется реологическим уравнением.

Как следует из формулы (III.100), деформация системы начинается, когда касательные напряжения τ достигают значения динамического напряжения сдвига τ_1 . Напряжение сдвига τ_m соответствует точке предельного разрушения структуры. Уравнение Бингама отклоняется от истинного закона течения при малых скоростях сдвига.

Уравнения (III.99) и (III.100) идентичны и обычно объединяются в одну формулу Шведова — Бингама

$$\tau = \tau_1 + \eta \left(\frac{d\gamma}{dt} \right), \quad (\text{III.101})$$

где τ_1 — динамическое напряжение сдвига; η — пластическая вязкость, не зависящая от скорости сдвига и равная угловому коэффициенту линейной части зависимости $\frac{d\gamma}{dt} = f(\tau)$ (см. рис. III.29).

За эффективную (кажущуюся) вязкость пластичных тел принимается вязкость некоторой ньютоновской жидкости

$$\eta_{\text{eff}} = \frac{\tau}{d\gamma/dt}. \quad (\text{III.102})$$

Эффективная вязкость пластичных тел — величина переменная.

Псевдопластики (линия 2 на рис. III.29) характеризуются отсутствием предела текучести, а также тем, что эффективная их вязкость понижается с увеличением скорости сдвига. Псевдопластиками такие жидкости называют потому, что в определенном интервале напряжений они подчиняются уравнению Шведова — Бингама. Теоретические кривые псевдопластиков обычно имеют две области, в которых эффективные вязкости постоянны. В области небольших значений эффективной вязкости наблюдается реологическая кривая, свойственная ньютоновским жидкостям. Пластическая вязкость η системы в интервале между η_{\min} и η_{\max} постоянна. Считается, что проявление псевдопластичности связано с ориентацией асимметричных частиц и молекул полимеров системы большими осьми вдоль потока с возрастанием скорости сдвига. Эффективная вязкость убывает с увеличением скорости сдвига до тех пор, пока сохраняется возможность ориентации частиц и молекул высокополимеров вдоль линий тока.

Дилатантные жидкости также относятся к телам, у которых отсутствует предел текучести, однако их эффективная вязкость в отличие от псевдопластиков повышается с возрастанием скорости сдвига. Такой тип течения характерен также для суспензий с большим содержанием твердой фазы. Предполагается, что в покое жидкость равномерно распределяется между плотно упакованными частицами и при сдвиге с небольшой скоростью жидкость служит смазкой, уменьшающей трение частиц. При больших скоростях сдвига плотная упаковка частиц нарушается.

ется, система расширяется и жидкости становится недостаточно для смазки трещущихся поверхностей. Действующие напряжения в таком случае должны быть значительно большими.

Движение псевдопластиков и дилатантной жидкости аппроксимируется степенным законом зависимости касательного напряжения и модуля скорости деформации

$$\tau = K \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^n, \quad (\text{III.103})$$

где K — мера консистенции жидкости (с увеличением вязкости возрастает); $n < 1$ соответствует псевдопластикам; $n > 1$ — дилатантной жидкости.

В соответствии со степенным законом (III.103) происходит движение также полимерных материалов и термопластиков. Свойства дилатантных жидкостей проявляют растворы некоторых полимеров, применяемых в нефтепромысловом деле, т. е. кажущаяся вязкость их с увеличением скорости сдвига возрастает.

Вследствие проявления тиксотропии некоторые нефти, содержащие парафин и асфальтены, по данным Уфимского нефтяного института (УНИ), обладают особо сложными линиями консистентности (рис. III.30) — проявляется сверханомалия вязкости нефти, которая заключается в том, что в определенных пределах каждому значению напряжения сдвига τ соответствует несколько значений коэффициента вязкости (явление многозначности вязкости). По данным УНИ, сверханомалии вязкости нефти наблюдаются у высокопарафинистых нефтей месторождения Узень при снижении пластовой температуры на 10—15 °С вследствие закачки пластовой воды (нефть содержит в среднем 18 % парафина по весу).

В начальный момент течения (участок $0a$) напряжение сдвига прямо пропорционально скорости сдвига. Это область течения с высокой кажущейся вязкостью η_0 при еще не нарушенной структуре. Далее увеличение скорости сдвига сопровождается интенсивным разрушением структуры и существенным снижением сопротивления течения (участок ab — область аномальной вязкости). При этом напряжение сдвига вначале возрастает, а затем уменьшается с увеличением скорости деформации. Наибольшее значение напряжения сдвига, соответствующее точке b , называют критическим (τ_{kp}). Участок bg отно-

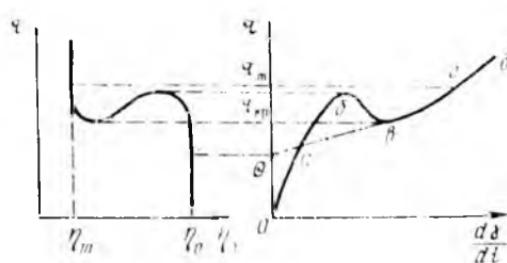


Рис. III.30. Схематические кривые консистентности $\tau = f(d\gamma/dt)$ и эффективной вязкости η_e для аномально вязких систем

Таблица III-8

Показатели	Нефть скважин			
	№ 952, Арлан, каменно- угольные отложения	№ 693, Шкапово, девонс- кие от- ложения	№ 27*, Сабанчинс- кое (Татария). каменно- угольные отложения	№ 149*, Ромашкино, каменно- угольные отложения
Пластовая температура, °С	24	39	25	23
Плотность при давлении 10,0 МПа, кг/м ³	882	835	883	873
Давление насыщения, МПа	7,23	7,8	6,38	5,62
Газовый фактор, м ³ /м ³	11,6	28,9	6,6	18,2
Вязкость при давлении 10 МПа, мПа·с:				
с разрушенной структурой	8,8	4,2	17,4	30,1
с неразрушенной структурой	150	60	250	130
Предельное динамическое напряжение сдвига при давлении 10 МПа, Па	0,0093	0,0039	0,0134	0,0314
Массовое содержание, %:				
асфальтенов	2,9	3,6	5,5	4,6
силикагелевых смол	20	11	17,0	15,0
парафинов	3,0	3,1	1,7	2,0

* Исследование проводилось при давлении 12 МПа.

ится к области перехода зоны сверханомалий к обычным аномалиям вязкости; *гд* — область ньютоновского течения жидкости при напряжениях, превышающих напряжение сдвига τ_m .

В табл. III.8 для примера приведены значения предельного напряжения сдвига и кажущейся вязкости пластовых нефтей с разрушенной и неразрушенной структурой, а также другие свойства некоторых пластовых нефтей Башкирии и Татарии (по данным УНИ).

По данным УНИ, напряжения сдвига, возникающие в результате эксплуатации скважин под влиянием градиента давления в пластовых условиях в зонах, удаленных от скважин, могут быть в ряде случаев близкими по величине предельным динамическим напряжениям сдвига. В пластовых условиях месторождений Башкирии и Татарии в зонах, удаленных от скважин, напряжения сдвига, возникающие под влиянием градиентов давлений, находятся в пределах 0,05—10,0 Па.

Исследованиями установлено, что проводимость горных пород при фильтрации в них структурированных нефтей в значительной степени зависит от градиентов давления. При небольших значениях градиентов давлений проводимость песчаников может быть в десятки раз меньше, чем при высоких.

Низкая нефтеотдача, быстрое обводнение скважин, неравномерность профилей притока, по-видимому, объясняется, кроме

влияния прочих факторов, также проявлением в ряде случаев структурно-механических свойств пластовых нефтей. Это вызывает необходимость усиления исследовательских работ для более глубокого изучения природы структурно-механических свойств нефтей в пластовых условиях, чтобы разработать научно обоснованные и рациональные методы борьбы с отрицательным проявлением этого свойства нефти.

В связи с тем, что эффективная вязкость нефтей с аномальными свойствами зависит от градиента давления, линейный закон Дарси при их фильтрации в пористой среде нарушается. Для описания процесса фильтрации аномальных нефтей предложены различные виды обобщенного закона Дарси, учитывающие характерные особенности реологических кривых. Для нефтей, ведущих себя как бингамовские пластики, обобщенный закон Дарси может быть записан в виде

$$\vec{v} = -\frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{\operatorname{grad} p_0}{|\operatorname{grad} p|} \right) \operatorname{grad} p \quad (\text{III.104})$$

при следующем граничном условии:

$$\vec{v} = 0 \quad \text{при } |\operatorname{grad} p| < \operatorname{grad} p_0,$$

где \vec{v} — скорость фильтрации; k — проницаемость; μ — динамическая вязкость нефти; $\operatorname{grad} p_0$ — начальный градиент давления, необходимый для наступления процесса фильтрации; $\operatorname{grad} p$ — переменный градиент давления.

Уравнение (III.104) представляет собой уравнение прямой, отсекающей на оси градиентов давления отрезок, равный $\operatorname{grad} p_0$. Иначе говоря, уравнение (III.104) описывает случай, когда фильтрация наступает лишь при увеличении градиента давления выше значений $\operatorname{grad} p_0$.

Из рис. III.29 следует, что реологические кривые в ряде случаев имеют более сложную геометрию, чем это принято при составлении обобщенного закона Дарси в форме (III.104). Поэтому предложены другие формы записи обобщенного закона Дарси, описывающего фильтрацию неньютоновских жидкостей.

В случае криволинейных реологических линий, характерных для псевдопластиков, обобщенный закон Дарси, по предложению А. Т. Горбунова, Н. А. Ефремова и Я. Хорнеша, записывается в виде степенной зависимости

$$\vec{v} = -\frac{k}{\eta_m (1 + ae^{-by})} y, \quad (\text{III.105})$$

где $y = dp/dx$ — действующий градиент давления; a и b — постоянные, значения которых находятся в результате эксперимента, η_m — вязкость системы при разрушенной структуре.

По предложению Уфимского нефтяного института, обобщен-

ный закон Дарси для случая фильтрации аномально вязких нефти записывается в виде

$$\vec{v} = - \frac{\left(\frac{k}{\eta}\right)_m [1 + \exp c(y - y_n)]}{[1 + \exp c(y - y_n)] + \Delta\eta}, \quad (\text{III.106})$$

где $y = dp/dx$ — действующий градиент давлений; $\Delta\eta = \eta_0 - \eta_t$ — разность между наибольшей предельной вязкостью ненарушенной структуры и наименьшей вязкостью при полностью разрушенной структуре; c и y_n — постоянные, определяемые по экспериментальным данным; $\left(\frac{k}{\eta}\right)_m$ — подвижность нефти при практической разрушенной структуре (k — проницаемость породы).

Для практического изучения аномальных фильтрационных свойств нефти и измерения структурно-механических ее показателей используются лабораторные и расчетные методы, а также методы, основанные на использовании результатов гидродинамических исследований скважин.

Для получения реологических характеристик рассмотренных типов неильтоновских жидкостей применяются различные приборы. В вискозиметрах, представляющих собой ротационные устройства в виде соосных цилиндров, связь напряжения со скоростью деформации устанавливается путем приложения к образцу напряжения однородного сдвига и измерения соответствующего напряжения сдвига. Исследуемая жидкость помещается в зазор между цилиндрами. Один из них (внутренний) приводится во вращательное движение с различной скоростью, а другой при этом испытывает закручивающее усилие, измеряемое в процессе опыта. Изменение крутящего момента (степени закручивания) в зависимости от частоты вращения цилиндра интерпретируется как связь между напряжением и скоростью сдвига.

Для каждого класса жидкостей применяется своя схема опыта и обработки опытных данных. Например, напряжения сдвига бинггамовского пластика при небольшом крутящем моменте, действующем на поверхность внешнего цилиндра, будут ниже предела текучести τ_0 и течение в материале не возникает. С повышением крутящего момента напряжение сдвига возрастает, причем на стенке внутреннего цилиндра τ_b всегда больше, чем для внешнего τ_h .

При $\tau_h < \tau_0 < \tau_b$ течение возникает сначала только вблизи внутреннего цилиндра и предел текучести τ_1 будет достигаться на радиусе r_1 . С увеличением напряжения сдвига относительное смещение слоев жидкости распространяется по направлению к наружному цилинду до установления равновесия.

Значения η и τ_1 обычно рассчитываются графическим путем. Результаты опыта наносят в виде графика $\Delta\phi = f(\omega)$ зависимо-

сти угла закручивания внутреннего цилиндра $\Delta\varphi$ от угловой скорости вращения ω . Величина η определяется как тангенс угла наклона прямолинейной части кривой $\Delta\varphi = f(\omega)$:

$$\eta = m \frac{\Delta\varphi'' - \Delta\varphi'}{\omega'' - \omega'}, \quad (\text{III.107})$$

где m — константа прибора, определяемая с помощью эталонных жидкостей с известной вязкостью; $\Delta\varphi''$ и $\Delta\varphi'$ — соответствующие углы закручивания динамометра прибора; ω'' и ω' — угловые скорости вращения.

Прямолинейная часть графика при ее продолжении влево на оси $\Delta\varphi$

$$\Delta\varphi_1 = \frac{\tau_1}{m} \ln \frac{r_u}{r_b}, \quad (\text{III.108})$$

по которому определяют τ_1 :

$$\tau_1 = \frac{\Delta\varphi m}{\ln \frac{r_u}{r_b}}. \quad (\text{III.109})$$

Для исследования реологических свойств жидкостей в условиях высоких давлений и температур существуют герметизированные вискозиметры.

Положительными качествами ротационных вискозиметров являются компактность, небольшой расход жидкости, воспроизведение в среде равномерной скорости сдвига, доступность предварительного перемешивания жидкости при определенной скорости сдвига, легкость осуществления необходимого температурного режима, возможность определения многих реологических параметров (η ; τ_1 ; τ_t ; упругих и релаксационных параметров ненарушенной структуры).

Недостатками этих вискозиметров являются необходимость учета концевого эффекта вблизи торца, не являющегося свободной поверхностью; малая их пригодность для исследования грубодисперсных суспензий и необходимость тщательной подготовки жидкостей к опыту (иначе результаты измерений оказываются невоспроизводимыми).

Капиллярные вискозиметры состоят из калиброванной капиллярной трубки определенной длины l радиуса R и устройств для приложения разности давлений и измерения скорости течения. Для определения η и τ_0 строится кривая зависимости расхода q от давления p . Вычисления проводят по формулам Букингама:

$$\eta = \frac{\pi R^4}{8ql} \left(p - \frac{4}{3} p_0 + \frac{1}{3} \cdot \frac{p_0^4}{p^3} \right), \quad (\text{III.110})$$

где давление, при котором исследуемый раствор начинает двигаться в капилляре,

$$p_0 = \frac{2l\tau_0}{R}.$$

Для исследования фильтрационных свойств нефти с аномальными реологическими свойствами в пластовых условиях создана специальная аппаратура и разработана методика [9].

§ 17. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ ПЛАСТОВЫХ НЕФТЕЙ

Наиболее достоверные данные о свойствах пластовых жидкостей в условиях их залегания в недрах получают по результатам лабораторных исследований проб, поднятых с забоя скважин с сохранением пластового давления. Для этой цели применяют также специальные методы определения характеристик пластовой нефти путем их измерения непосредственно на забое скважины. Приближенно параметры пластовой нефти можно определить и расчетными методами.

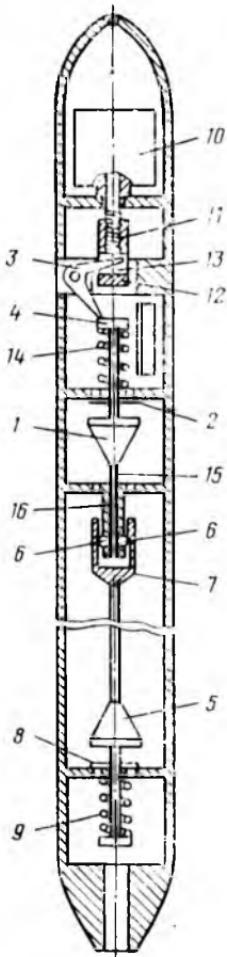
Нефти, имеющие пластовые свойства, поднимаются с забоя скважин с помощью пробоотборников: проточных, непроточных, комбинированных, одно- и многокамерных. Проточный пробоотборник спускается в скважину с открытыми клапанами и при движении к забою скважины полость его непрерывно промывается восходящим потоком.

В случае высокой вязкости нефти и малого дебита скважины замещение смеси, ранее попавшей в пробоотборник, на забойную пробу затрудняется. Поэтому такого типа пробоотборники целесообразно применять для отбора проб нефти из высокодебитных скважин при малой вязкости нефти.

Непроточные пробоотборники спускаются на забой с закрытыми клапанами, которые открываются на забое, что позволяет отобрать истинную забойную пробу нефти.

На рис. III.31 приведена схема простейшего промывного пробоотборника ПД-ЗМ (с открытыми клапанами) с объемом приемной камеры 800 см³. При подготовке к спуску нижний клапан открывают деревянным штоком, вводимым в отверстие пробоотборника снизу, а верхний клапан отжимают в нижнее положение через специальное отверстие, имеющееся в теле пробоотборника. При этом игла 15 верхнего клапана 1 раздвигает шарики 6, муфта 7 упирается в них внутренними выступами и нижний клапан 5 остается открытм. Верхний клапан удерживается в открытом положении рычагом 3, упирающимся в шток 4 верхнего клапана. При спуске в скважину полость пробоотборника промывается нефтью. Часовой механизм 10 вращает через валик 11 ходовую гайку 12, соединенную с рычагом 3.

Рис. III.31. Схема пробоотборника ПД-ЗМ



1 — верхний клапан; 2 — седло верхнего клапана; 3 — рычаги спускного механизма; 4 — шток верхнего клапана; 5 — нижний клапан; 6 — шарики замка; 7 — муфта замка; 8 — седло нижнего клапана; 9 — пружина; 10 — часовой механизм; 11 — валик; 12 — ходовая гайка; 13 — штифт; 14 — пружина; 15 — игла верхнего клапана; 16 — втулка замка

который, поворачиваясь вокруг оси, соскальзывает со штока 4, и верхний клапан под действием пружины 14 закрывается*. При этом игла 15 выходит из шарикового замка, муфта 7 освобождается и нижний клапан 5 закрывается. Для установки необходимой выдержки времени валик привода ходовой гайки 12 вращают за фрикцион, отсчитывая угол поворота по стрелке и шкале времени, в течение которого рычаг 3 соскальзывает со штока 4.

На забое пробоотборник выдерживают с открытыми клапанами в течение 10—20 мин, чтобы нефть в нем полнее соответствовала пластовой.

Из непроточных пробоотборников серийно выпускается прибор конструкции ВНИИ (ВПП-300).

Для увеличения точности определения свойств пластовых нефей целесообразно отбирать несколько проб из одной и той же скважины. Ускорение трудоемких работ по отбору проб может быть достигнуто с помощью многокамерных пробоотборников, которые дают возможность за один рейс прибора отобрать одновременно несколько проб из заданной глубины. Предложены многообъемные пробоотборники, позволяющие отбирать несколько проб с различных глубин.

Разработаны конструкции пробоотборников, которые позволяют отбирать пробы нефти через межтрубное пространство из скважин, эксплуатирующихся глубинными насосами. Отбирать глубинные пробы лучше на ранней стадии разработки месторождений.

Методика отбора пробы зависит от условий эксплуатации залежи. Если пластовое давление намного превышает давление насыщения, отбор качественной пробы не вызывает затруднений.

* В связи с ненадежной работой часового механизма используются различные реле времени (гидравлические, термометрические, силовые механизмы).

ний. При забойных давлениях ниже давления насыщения, когда газ из нефти выделяется только в призабойной зоне (в области воронки депрессии), перед отбором пробы изменяют режим работы скважины так, чтобы забойное давление было при новом режиме выше начального давления насыщения. Нефть, отобранныю пробоотборником, переводят с помощью специальных прессов и устройств в контейнеры для транспортировки в лабораторию.

Если давление в нефтяном пласте стало ниже давления насыщения, пробы пластовой нефти, соответствующие начальным условиям в залежи, приготавливают искусственно, смешивая нефть и газ в необходимых пропорциях.

В связи со значительной изменчивостью свойств нефти в пределах пласта (см. § 19, гл. III) для более точной оценки ее осредненных свойств отбор проб необходимо производить из скважин, расположенных на залежи. Оптимальное число проб определяют методами математической статистики, исходя из изменчивости параметров нефти по залежи, точности применяемой аппаратуры для анализов.

Установка АСМ-300М для исследования пластовых нефтей

Комплекс приборов АСМ-300М (рис. III.32) применяется для проведения опытов по разгазированию нефтей, по определению зависимости «давление — объем» газонефтяных смесей при различных температурах (p -, V -, T -соотношения), определению вязкости пластовой нефти и исследованию температуры начала кристаллизации парафина. По данным этих опытов можно подсчитать давление насыщения и коэффициент сжимаемости, определить газосодержание, плотность, объемный коэффициент и усадку, коэффициент растворимости газа в нефти.

Опыты, связанные с изменением объема нефти и нефтегазовой смеси, проводятся при помощи пресса 1, представляющего собой толстостенный цилиндр, в котором передвигается поршень. Проба нефти в прессе переводится из пробоотборника 7 или специального контейнера при помощи приборов блока перевода пробы, состоящего из жидкостного насоса 13, промежуточной емкости 14 и бачка 11. Насос нагнетает масло из бачка 11 в верхнюю часть промежуточной емкости, заполненную соленой водой, которая через вентиль нижней переходной головки поступает в пробоотборник. Проба нефти через вентиль верхней переводной головки поступает в трубопровод и через манифольд в пресс. (Верхний клапан пробоотборника при этом поддерживается в открытом состоянии при помощи специального штока). Плунжер пресса выдвигается с такой же скоростью, с какой насос вытесняет нефть из пробоотборника. Плунжер передвигается электродвигателем через червячный редук-

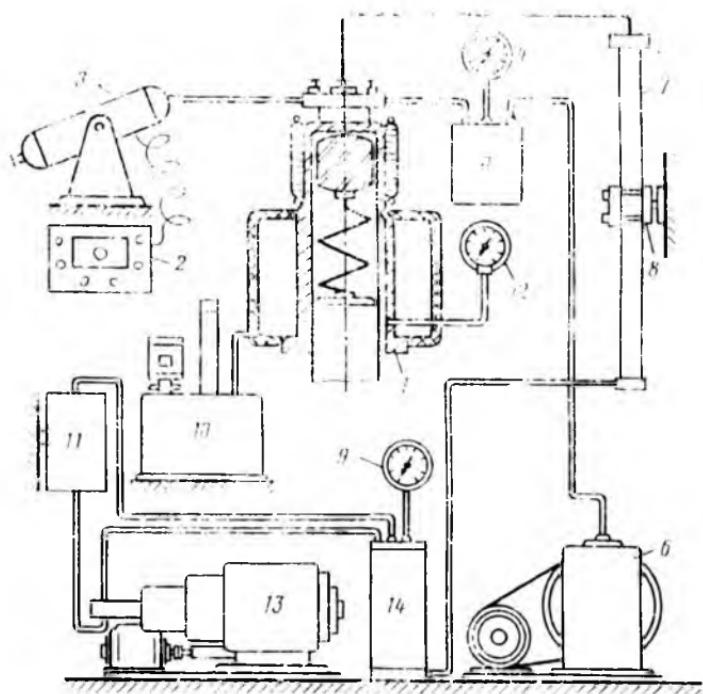


Рис. III.32. Схема установки АСМ 300М для исследования пластовых нефей
 1 — измерительный пресс; 2 — усилитель (к вискозиметру ВВДУ); 3 — вискозиметр ВВДУ; 4 — вакуумметр; 5 — вакуумловушка; 6 — вакуумнасос; 7 — пробоотборник; 8 — качалка для раскачивания пробоотборника; 9 и 12 — манометры; 10 — термостат; 11 — напорный бачок; 13 — насос жидкостный; 14 — промежуточная емкость.

тор или ручным приводом. Аналогичным способом пробу нефти можно вытеснить в вискозиметр 3. Полезная емкость пресса 200 см^3 , максимальное давление 30 МПа . Объем газонефтяной смеси, находящейся внутри пресса, измеряют по линейной неподвижной шкале с точностью до 1 см^3 и по вращающемуся лимбу с точностью до $0,02 \text{ см}^3$. Рабочая температура (максимальная) 100°C .

Для управления и автоматического регулирования процессов исследования аппаратура снабжена блоком автоматики и регулирования, т. е. комплексом пускорегулирующей аппаратуры (реле, магнитные пускатели, вариатор, предохранители). Блок управления расположен на специальном щите и представляет собой панель, на которой смонтированы устройства (кнопки управления, выключатели) и сигнальная аппаратура. Исследуемая проба перемешивается складывающейся мешалкой. Напряжение на статор привода мешалки подается через вариатор (автотрансформатор ЛАТР), регулирующая ручка которого выведена на лицевую сторону блока автоматики.

Рис. III.33. Схема устройства вискозиметра высокого давления

1 — проходной штуцер; 2 — соленоидная катушка; 3 — железный сердечник; 4 — стальной шарик; 5 — рубашка термостата; 6 — калиброванная трубка; 7 — толстостенный цилиндр; 8 — индуктивные катушки; 9 — проходной вентиль

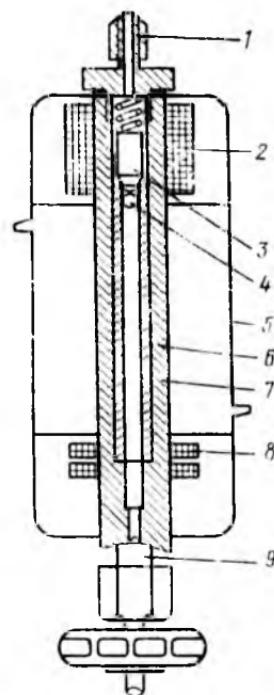
Объем газа, выделившегося из нефти при различных давлениях, измеряется специальной бюреткой (не показана на рис. III.32), куда газ выдавливается из пресса через манифольд при ходе плунжера вверх. Все трубопроводы и приборы до заполнения пробой нефти освобождаются от воздуха с помощью вакуум-насоса 6.

Определение физических свойств нефти. Рассмотрим для примера методику определения некоторых параметров пластовых нефтей: вязкости, давления насыщения, коэффициента сжимаемости нефти.

Вязкость определяется с помощью вискозиметра (рис. III.33) высокого давления (ВВДУ) по времени качения шарика внутри немагнитной трубы 6, заполненной исследуемой нефтью или пластовой водой. В верхнем положении шарик удерживается соленоидной катушкой 2, образующей с сердечником 3 электромагнит. В нижней части цилиндра установлены индуктивные катушки 8, соединенные с усилителем и электрическим секундомером. При включении секундомера автоматически отключается электромагнит и шарик начинает падать в исследуемой жидкости. Дойдя до нижней части трубы, он попадает в поле индуктивных катушек 8 и создает дополнительную электродвижущую силу, под действием которой срабатывают реле, разрывающие электрическую цепь секундометра. При повторном опыте шарик возвращают в верхнее положение поворотом вискозиметра.

Вязкость рассчитывают по формуле $\mu = \tau (\rho_{ш} - \rho_{ж}) K$, где μ — абсолютная вязкость; τ — время качения шарика; $\rho_{ш}$ и $\rho_{ж}$ — плотность шарика и жидкости; K — постоянная вискозиметра, определяющаяся для каждого вискозиметра калибровкой. Зависит эта постоянная от размеров шарика и трубы и от угла его наклона.

Для калибровки используют жидкости с известной вязкостью. ВВДУ предназначен для определения вязкости пластовых нефтей и вод от 0,5 мПа·с и более при давлении до 50 МПа и температуре до 80 °C.



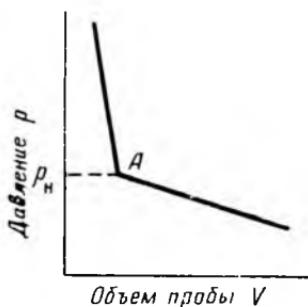


Рис. III.34. Схематический график зависимости приращения объема системы от степени понижения давления

По зависимости между объемом нефти V и давлением в области выше давления насыщения сравнительно просто подсчитывается и коэффициент сжимаемости нефти β_n ,

$$\beta_n = \frac{\Delta V}{V \Delta p}.$$

Объемный коэффициент, газосодержание и плотность пластовой нефти определяют по данным, полученным при однократном разгазировании пластовой нефти. При опыте из пресса выпускается некоторое количество пластовой нефти в предварительно взвешенный стеклянный сепаратор, где газ отделяется от нефти. Объем выделившегося газа V_r измеряют бюреткой, предварительно заполненной соленой водой.

Объем $V_{\text{дег}}$ дегазированной нефти определяется по массе и плотности нефти, находящейся в сепараторе. Объем нефти $V_{\text{пл}}$ в пластовых условиях находят по измерительной шкале пресса вычитанием отсчетов по шкале положения пресса до (N_1) и после (N_2) выпуска из него нефти:

$$V_{\text{пл}} = N_1 - N_2.$$

По результатам опыта рассчитываются соответствующие параметры: объемный коэффициент $b = V_{\text{пл}}/V_{\text{дег}}$; газосодержание $G = V_r/M_{\text{пл}}$, где V_r — объем выделившегося газа, приведенный к стандартным условиям; плотность пластовой нефти $\rho_{\text{пл}} = M_{\text{пл}}/V_{\text{пл}}$, где $M_{\text{пл}}$ — масса пластовой нефти (равна сумме масс сепарированной нефти и выделившегося газа).

Подробно методика определения характеристик пластовой нефти описана в специальных руководствах по анализу нефтей в пластовых условиях.

Кроме аппаратуры АСМ-300М, АСМ-600 для исследования свойств нефтей и их изменений в зависимости от пластовых условий используются различные приборы, созданные научно-

исследовательскими институтами и лабораториями. Физические свойства нефтей находятся в тесной связи с их электрическими, акустическими и другими параметрами. Принцип действия приборов для оценки свойств нефтей основан на измерении упомянутых характеристик. Например, в момент начала выделения газа из нефти при снижении давления в пробе проводимость среды для ультразвука резко снижается. Давление, соответствующее точке излома кривой зависимости интенсивности ультразвука от давления, будет соответствовать давлению насыщения нефти газом. Существует много типов разнообразных малогабаритных пробоотборников, портативных установок для исследования пластовых нефтей, установок для анализа их свойств в полевых условиях и т. д. По всем этим вопросам необходимо обращаться к специальной литературе.

Для повышения оперативности работ по анализу свойств пластовой нефти создана передвижная лаборатория (ПЛИН-1), позволяющая отбирать и исследовать свойства пластовой и поверхностной нефти и газа непосредственно на промыслах. Оборудование лаборатории, смонтированное в кузове автомашины высокой проходимости, состоит из ряда блоков, позволяющих отбирать пробы нефти и газа, исследовать физические свойства нефти, определять газосодержание нефти и плотность газа, проводить их хроматографический анализ.

Создан комплекс приборов для исследования свойств пластовых нефтей непосредственно на забое скважины. В качестве примера на рис. III.35 приведена схема устройства глубинного капиллярного вискозиметра ВНИИ. Принцип его действия основан на измерении времени втекания известного объема нефти из скважины в емкость A через капилляр I при заданном перепаде давления на концах капилляра. Емкость A перед спуском заполняется газом под давлением p_r несколько меньшим, чем давление p_c в скважине на глубине измерения вязкости нефти. Под давлением нефти плавающий разделитель 2 и шток 3 вместе с пером движутся вниз. При этом перо записывает диаграмму на бланке барабана 4, который вращается часовым механизмом с постоянной скоростью. Вид диаграммы приведен на рис. III.36 — по оси ординат регистрируется перемещение разделителя 2, которое соответствует объему вошедшей в емкость A через капилляр нефти, а по оси абсцисс — время. Вязкость подсчитывают по формуле

$$\mu = \frac{(p_c - \bar{p}_r) \Delta x m}{\Delta y} K, \quad (\text{III.111})$$

где K — константа вискозиметра, определяемая при калибровке его по жидкости с известной вязкостью; m — масштаб времени по оси абсцисс; Δy и Δx — соответствующие отрезки на графике рис. III.36; p_r — среднее давление в камере A за время $\Delta x m$.

Вискозиметр рассчитан для работы при давлениях до 30 МПа

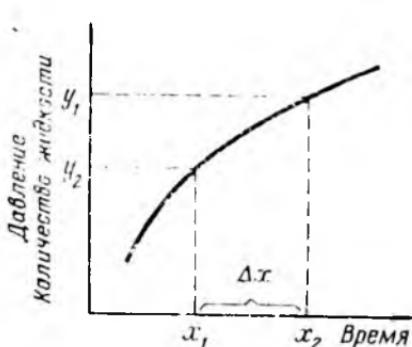
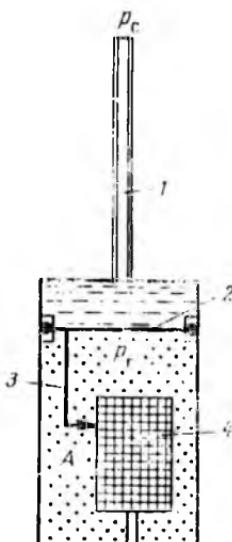


Рис. III.35. Схема строения глубинного вискозиметра

Рис. III.36. Диаграмма записи глубинного вискозиметра ВНИИ

и температурах до 100 °С, объем емкости для нефти составляет 100 см³.

Комплекс приборов включает также глубинный экспансиметр (для измерения коэффициента сжимаемости), глубинный сатуриметр (для измерения давления насыщения нефти газом), триометр, позволяющий измерять плотность, газосодержание и объемный коэффициент нефти.

Экспериментальные методы определения свойств пластовых нефей связаны с применением специальной аппаратуры высокого давления и трудоемки. Поэтому для их оценки используются также расчетные и графо-аналитические методы, базирующиеся на результатах обработки большого объема опытных данных.

§ 18. ФОТОКОЛОРИМЕТРИЯ НЕФТИ

Физические свойства нефти и ее состав в пределах одного и того же пласта не остаются постоянными. Одним из методов исследования изменения свойств нефти по залежи является фотоколориметрия, которая основана на определении степени поглощения исследуемым раствором (интенсивности окраски его) с использованием фотоэлементов и гальванометра.

Колориметрические свойства нефти зависят от содержания асфальто-смолистых веществ. Вместе с изменением содержания последних в нефти изменяются ее вязкость, плотность и другие свойства. Поэтому по изменению колориметрических свойств нефти можно судить и об изменении других ее параметров.

Если световой поток падает на кюветку с раствором, то часть потока поглощается жидкостью, а другая проходит через кю-

ветку. П. Бугером и И. Ламбертом установлен закон, согласно которому слои вещества одинаковой толщины при прочих равных условиях всегда поглощают одну и ту же часть падающего из них светового потока. Это означает, что при прохождении светового потока, например, с начальной интенсивностью в 100 единиц последовательно через несколько слоев раствора одинаковой толщины с потерей каждый раз половины интенсивности из первого слоя выйдет поток интенсивностью 50 единиц, из второго — 25 единиц и т. д. Следовательно, графическая зависимость между интенсивностью светового потока, прошедшего через слои различной толщины, и размерами этих слоев имеет вид, представленный на рис. III.37.

Уравнение этой линии будет

$$I_t = I_0 e^{-Kt}, \quad (\text{III.112})$$

где I_t — интенсивность светового потока после прохождения через раствор; I_0 — интенсивность падающего светового потока; t — толщина слоя; K — коэффициент поглощения.

Из (III.112) следует, что отношение интенсивности светового потока, прошедшего через слой раствора, не зависит от абсолютной интенсивности падающего светового потока.

По закону Бера коэффициент K пропорционален концентрации поглащающего вещества

$$K = K_{\text{сп}} C, \quad (\text{III.113})$$

где $K_{\text{сп}}$ — коэффициент светопоглощения; C — концентрация вещества.

С учетом формул (III.112) и (III.113) уравнение основного закона колориметрии — закона Бугера — ЛамBERTA — Бера записывается в виде

$$I_t = I_0 e^{-K_{\text{сп}} C t}. \quad (\text{III.114})$$

Отношение интенсивности I_t прошедшего светового потока к интенсивности I_0 падающего потока характеризует прозрачность τ или светопропускание среды.

$$\tau = \frac{I_t}{I_0} = e^{-K_{\text{сп}} C t}. \quad (\text{III.115})$$

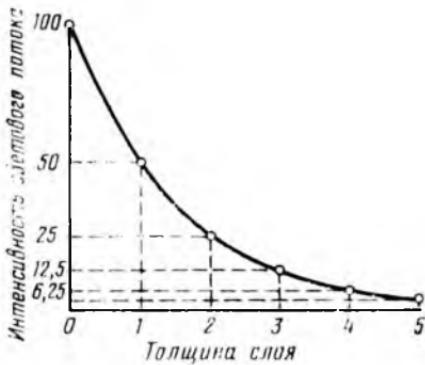


Рис. III.37. Зависимость интенсивности прошедшего через раствор светового потока от толщины поглащающего слоя

Величина τ , отнесенная к толщине слоя в 1 см, называется коэффициентом светопропускания.

Логарифмы величины, обратной светопропусканию, называются оптической плотностью D :

$$D = \lg \frac{1}{\tau} = \lg \frac{I_0}{I_t} \quad (\text{III.116})$$

или

$$D = 0,4343 \ln \frac{I_0}{I_t}, \quad I_t = I_0 e^{-\frac{D}{0,4343}}. \quad (\text{III.117})$$

Из (III.114) и (III.117) получим

$$K_{\text{сп}} Cl = \frac{D}{0,4343}, \quad (\text{III.118})$$

$$K_{\text{сп}} = \frac{D}{0,4343 Cl},$$

т. е. размерность коэффициента светопоглощения

$$[K_{\text{сп}}] = \frac{1}{\text{см}}.$$

Единицу светопоглощения можно определить из соотношения (III.118)

$$K_{\text{сп}} = \frac{D}{0,4343 Cl} = \frac{0,4343 \ln \frac{I_0}{I_t}}{0,4343 Cl} = \frac{\ln \frac{I_0}{I_t}}{Cl}.$$

При $C=1$ и $l=1$ см

$$1(K_{\text{сп}}) = \ln \frac{I_0}{I_t} \quad \text{или} \quad \frac{I_0}{I_t} = e.$$

Следовательно, за единицу $K_{\text{сп}}$ принимается коэффициент светопоглощения такого вещества, при пропускании света через слой в 1 см которого интенсивность светового потока уменьшается в 2,718 раза.

Коэффициент светопоглощения является параметром, не зависящим от толщины слоя раствора. Он представляет собой постоянную величину, которая зависит от длины волны падающего света, природы растворенного вещества и температуры раствора. $K_{\text{сп}}$ нефти быстро уменьшается с увеличением длины волны света.

Коэффициент светопоглощения определяется при помощи фотоколориметра. На рис. III.38 приведена схема светоколориметра ФЭК, принцип действия которого основан на уравнивании двух световых пучков при помощи переменной щелевой диафрагмы. Поток света от лампы L , проходя светофильтры C_1 и C_2 , кюветки A_1 и A_2 , попадает (отразившись от зеркал Z_1 и Z_2) на фотоэлементы Φ_1 и Φ_2 , включенные по дифференциальному

ной схеме, «компенсирующей ток». При равенстве освещенностей обоих фотоэлементов токи от них в цепи гальванометра компенсируются и стрелка стоит на нуле. Для усиления или ослабления освещенности фотоэлемента Φ_2 используется щелевая диафрагма D , ширина которой меняется во время вращения связанного с ней барабана, а для изменения освещенности фотоэлемента Φ_1 применяется фотометрический нейтральный клин K . С диафрагмой соединены два отсчетных барабана, имеющих по две шкалы — коэффициента светопропускания τ и оптической плотности D . При опытах измеряется оптическая плотность чистого растворителя и исследуемого раствора нефти в бензole, толуоле, четыреххлористом углероде или керосине. Практически для определения оптической плотности раствора измеряется интенсивность I_0 светового потока, прошедшего через кюветку длиной l с чистым растворителем, и интенсивность I_t потока, прошедшего через кюветку той же длины l с раствором нефти. Уравнивание фототоков осуществляется по показанию гальванометра Γ изменением ширины щели диафрагмы, соединенной с отсчетными барабанами, градуированными в единицах оптической плотности и процентах светопропускания.

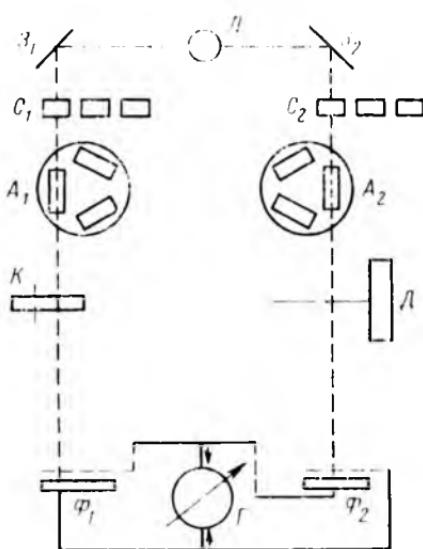


Рис. III.38. Схема фотоколориметра ФЭК

Концентрацию нефти в растворителе выбирают равной 0,5—1,5 % с учетом толщины кюветки l таким образом, чтобы обеспечивались наименьшие погрешности при определении оптической плотности на фотоколориметре ($D=0,3—0,7$).

Как уже упоминалось, коэффициент светопоглощения зависит от содержания асфальтенов и смолистых веществ в нефти. В свою очередь от концентрации последних зависят плотность, вязкость и другие свойства нефти. Это означает, что по коэффициенту светопоглощения нефтей различных скважин можно судить о степени неоднородности свойств нефти в залежи.

По изменениям $K_{\text{сп}}$ со временем удается получить данные о процессах, происходящих в пласте при его разработке. Например, систематические результаты измерения $K_{\text{сп}}$ можно использовать для решения геолого-промышленных задач: определения направления и скорости перемещения нефти в залежи; оценки дебита отдельных пластов в скважинах, вскрывших

одним фильтром несколько пластов, определение пласта, в котором образовалась трещина при гидроразрыве; контроль за эффективностью досстрела новых пластов; проверка результатов ремонтных (изоляционных работ); выявление изменений в работе отдельных пластов при изменении режима работы скважин и т. д. Методика этих исследований подробно описана в специальной литературе.

Фотоколориметрические исследования быстро развиваются и совершенствуются.

Предложен способ измерения $K_{\text{сп}}$ неразбавленных пластовых нефтей. Для этой цели используется инфракрасная область спектра, так как известно, что чем больше длина волны, тем меньше оптическая плотность D .

Глава IV

ФАЗОВЫЕ СОСТОЯНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ

§ 1. СХЕМЫ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В процессе разработки месторождений в пластах непрерывно изменяются давление, количественное соотношение газа и нефти, а иногда и температура. Это сопровождается непрерывными изменениями состава газовой и жидкой фаз и переходом различных углеводородов из одной фазы в другую.

Особо интенсивные процессы таких превращений происходят при движении нефти по стволу скважины от забоя к устью. Вследствие быстрого падения давления из нефти выделяется значительное количество газа и около устья поток превращается иногда в тонкодисперсную взвесь микрокапель нефти в газовой среде.

Точно так же и дальнейшее движение нефти и газа к потребителю сопровождается непрерывными фазовыми превращениями. Например, газ, содержащий значительное количество бензиновых фракций в парообразном состоянии, проходит специальную обработку, при которой из него извлекается газовый бензин; из нефти, уже не содержащей газ, стараются извлечь и уловить наиболее летучие жидкые фракции для уменьшения потерь нефтепродуктов от испарения при хранении их в резервуарах и т. д.

Закономерности фазовых переходов и фазовое состояние газонефтяных смесей при различных условиях необходимо знать для решения многих задач. Например, с учетом закономерностей фазовых изменений углеводородов составляется проект разработки газоконденсатных месторождений. Теорией фазовых изменений пользуются для расчета количества и состава газа, выделяющегося из нефти при различных давлениях и температурах, количества и состава бензиновых фракций, содержащихся в газе, и т. д.

Схема фазовых превращений однокомпонентных систем

Известно, что углеводородные газы изменяют объем подобно всем индивидуальным веществам в зависимости от температуры и давления в соответствии с графиками, приведенными на рис. IV.1, а. Каждая из кривых соответствует фазовым изменениям однокомпонентного газа при постоянной температуре и имеет три участка. Справа от пунктирной линии отрезок соответствует газовой фазе, горизонтальный участок — двухфазной газожидкостной области и левый участок — жидкой фазе. Отрезок пунктирной кривой вправо от максимума в точке

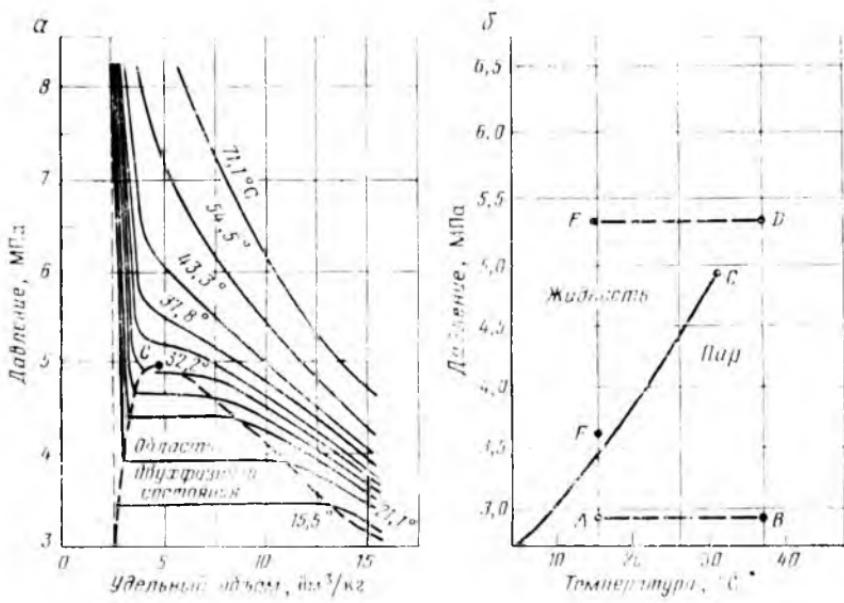


Рис. IV.1. Диаграмма фазового состояния чистого этана

С называется кривой точек конденсации (или точек росы), а влево от максимума — кривой точек парообразования (кипения). В точке *C* пунктирной линии кривые парообразования и конденсации сливаются. Эта точка называется критической.

С приближением давления и температуры к их критическим значениям свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, поверхность раздела между ними исчезает и плотности их уравниваются. Следовательно, с приближением к критической точке по кривой начала кипения плотность жидкой фазы будет непрерывно убывать. Если же к ней приближаться по линии точек конденсации, то плотность пара будет непрерывно возрастать.

Для изотермических фазовых превращений однокомпонентных газов характерно постоянство давления в двухфазной области, т. е. после начала конденсации газа дальнейшее превращение его в жидкость с уменьшением объема системы происходит при постоянном давлении до тех пор, пока весь газ не превратится в конденсат.

Точно так же со снижением давления после начала парообразования дальнейшее кипение (испарение) жидкой фазы происходит при постоянном давлении.

Обе фазы (жидкость и пар) при данной температуре присутствуют в системе только в том случае, если давление равно упругости насыщенного пара этой жидкости.

Фазовые превращения углеводородов можно представить также в координатах давление p — температура T (рис. IV.1, б). Для однокомпонентной системы кривая давления насыщенного пара на графике давление — температура является одновременно кривой точек начала кипения и линией точек росы. При всех других давлениях и температурах, значения которых не располагаются на этой кривой, вещество находится в однофазном состоянии — в жидком, если при данной температуре давление выше кривой давления насыщенного пара; если при той же температуре давление ниже давления насыщенного пара, вещество находится в паровой или газовой фазе в ненасыщенном состоянии.

Фазовая диаграмма индивидуальных углеводородов в координатах давление — температура ограничивается критической точкой C . Для однокомпонентных систем эта точка определяется наивысшими значениями давления и температуры, при которых еще могут существовать две фазы одновременно. Критические давления и температуры основных компонентов природного газа приведены в табл. III.5.

Из рис. IV.1, б видно, что путем соответствующих изменений давления и температуры углеводороды можно перевести из парообразного состояния в жидкое, минуя двухфазную область. Действительно, газ, характеризующийся параметрами в точке A , можно путем изобарического нагрева довести до температуры в точке B , а затем, повысив давление в системе при постоянной температуре, перевести вещество в область (точка D), расположенную выше критической точки C , и далее в область точки E . Свойства системы при этом изменяются непрерывно и разделения углеводорода на фазы не произойдет. При дальнейшем охлаждении системы (от точки D до точки E), а затем и при снижении давления до значения в точке F вещество приобретает свойства жидкости, минуя область двухфазного состояния вещества.

Значительно сложнее закономерности фазовых переходов двух- и многокомпонентных систем.

Схема фазовых превращений двух и многокомпонентных систем

С появлением в системе двух компонентов и более в закономерностях фазовых изменений возникают свои особенности. В качестве примера на рис. IV.2, а приведена зависимость объем — давление для смеси пентана и гептана с массовой долей последнего 52,4 %. Зона вправо от пунктирной линии (кривой точек конденсации) — область чистого газа, в которой изотермы двух- и многокомпонентных систем аналогичны изотермам чистых компонентов. Влево от кривой точек парообразования изотермы жидкой фазы круто возрастают с уменьше-

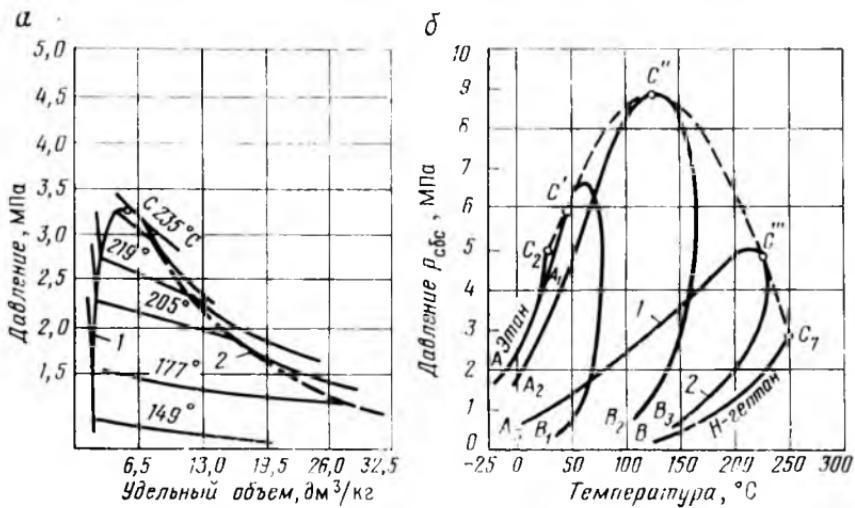


Рис. IV.2. Диаграммы фазового состояния двухкомпонентных систем.

а — зависимость давление — удельный объем для смеси н-пентана и н-гептана, содержащей 52,4 % н-гептана; *б* — диаграммы давление — температура для смесей этапа с н-гептаном (точки *C'*, *C''* и *C'''* — критические точки смесей, содержащих соответственно 90,22, 50,25 и 9,8 %этан); 1 — линия точек начала парообразования; 2 — линия точек росы

нием объема, и они также аналогичны изотермам области жидкости чистых компонентов. В двухфазной же области двух- и многокомпонентных систем имеются значительные изменения. Было показано (см. рис. IV.1), что в области двухфазного состояния чистых углеводородов изотермы характеризуются горизонтальными линиями, т. е. давление не изменялось до полной конденсации газа. Для двух- и многокомпонентных систем, как это следует из рис. IV.2, *а*, давление в процессе сжатия в двухфазной области не остается постоянным, и для конденсации газа необходимо повышать его для полного превращения газовой фазы в жидкость. Поэтому давление точки парообразования (кипения) для двух- и многокомпонентной смеси выше точек давления начала конденсации. В соответствии с этим не одинаков и состав жидкой и газовой фаз в точках парообразования и конденсации. Вскоре после начала конденсации газа состав последнего еще близок к составу всей системы. Точно так же вблизи точки парообразования состав жидкой фазы близок к составу исходной смеси. В двухфазной же области состав жидкой и газовой фаз отличен от состава исходной смеси и он непрерывно изменяется в соответствии с давлением и объемом системы.

Бинарные и многокомпонентные системы также имеют свои особенности и в области, лежащей вблизи критических давлений и температур. Критическая точка чистых веществ (или однокомпонентных систем) характеризуется самыми высокими

давлениями и температурой, выше которых невозможно одновременно существование двух фаз — жидкой и газообразной. В бинарных и многокомпонентных системах критическая точка характеризуется лишь одинаково интенсивными свойствами газовых и жидких фаз. При этом в зоне пересечения кривых точек конденсации и парообразования образуется область, в которой могут существовать две фазы даже при температурах и давлениях, превышающих критические значения.

С появлением в системе второго компонента большие различия появляются также в диаграммах давление — температура. Кривые точек начала кипения и точек росы не совпадают и образуют фазовую диаграмму, на вид которой, кроме температуры и давления, влияет исходный состав смеси. Крайние левая и правая кривые на диаграмме (рис. IV.2, б) соответствуют давлениям насыщенного пара для чистых компонентов — этана и н-пентана с критическими точками C_2 и C_7 . Между ними расположены фазовые диаграммы смесей этана с н-пентаном с массовой долей этана 90, 22,50, 25 и 9,8 % с соответствующими критическими точками C' , C'' и C''' . Пунктирная линия представляет собой огибающую критических точек системы этан — н-пентан. Линии A_1C' , A_2C'' и A_3C''' — линии точек начала кипения рассматриваемых смесей (выше и слева от них смесь находится в жидким состоянии), B_1C' , B_2C'' и B_3C''' — линии точек росы соответствующих смесей. Ниже и справа от этих линий смесь находится в газообразном состоянии. Между линиями точек начала кипения и точек росы располагается двухфазная область. Из рис. IV.2, б видно, что с увеличением содержания н-гептана в системе критическая точка, располагающаяся вначале слева от максимальных значений давления и температуры, при которых две фазы могут существовать в равновесии, сдвигается вправо от нее. Кривые же точек росы и начала кипения при этом приближаются к кривой давления насыщенного пара, преобладающего в смеси компонента — н-гептана. Аналогично изменяются также критические температуры и давления при изменении состава смеси.

Критическая температура различных смесей находится между критическими температурами компонентов. По имеющимся экспериментальным данным, для ее вычисления можно использовать свойство аддитивности (расчетные значения критических температур при этом получаются более близкими к действительным при выражении состава в процентах по массе, а не в молярных).

Критическое же давление смеси обычно выше, чем критическое давление чистых компонентов, кроме тех случаев, когда в смеси один из компонентов содержится в значительном количестве (т. е. правило аддитивности для вычисления $p_{кр}$ смеси нельзя применять). Отклонение фактического значения $p_{кр}$ от вычисленного критического давления по правилу аддитивности

возрастает с увеличением разницы между молекулярными массами чистых компонентов. Наибольшее критическое давление обычно наблюдается у смеси с близким массовым содержанием обоих компонентов.

Как видно из рис. IV.2, б, размеры двухфазной области также зависят от состава смеси — они возрастают по мере того, как в составе смеси распределение между компонентами становится более равномерным.

В связи со сложностью состава конденсатных систем и значительным преобладанием метана в смеси закономерности фазовых переходов для упрощения изучают обычно на бинарных смесях отдельных компонентов. При этом многокомпонентная смесь условно приводится к бинарной (или тройной системе), основным компонентом которой является метан, а вторым и третьим — остальные компоненты. Полученные результаты далее считаются действительными для многокомпонентных углеводородных смесей. Допустимость такого метода изучения фазовых переходов углеводородных смесей доказана специальными исследованиями.

Для иллюстрации влияния состава углеводородов на фазовое состояние бинарных смесей при различных значениях температуры рассмотрим сначала схематическую фазовую диаграмму зависимости давление — состав для бинарной смеси (рис. IV.3). Составы сосуществующих газовой и жидкой фаз на этих кривых определяются в конечных точках отрезков постоянного давления. Бинарная система с молярной долей более летучего компонента n_0 при изотермическом сжатии начинает



Рис. IV.3. Фазовая диаграмма зависимости давление — состав для бинарной системы при постоянной температуре (изотерма) фазовых равновесий.

1 — кривая точек конденсации; 2 — кривая точек преобразования; 3 — двухфазная область; 4 — жидкость; 5 — газ

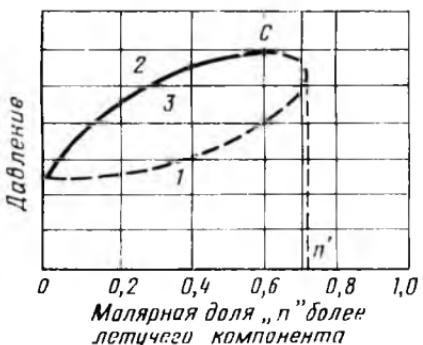


Рис. IV.4. Фазовая диаграмма зависимости давление — концентрация для бинарной системы при температуре в интервале между критическими температурами компонентов.

1, 2 — кривые точек конденсации и парообразования; 3 — двухфазная область; С — критическая точка

конденсироваться в точке D . При этом состав жидкой фазы будет характеризоваться молярной долей легкого компонента $n_{\text{ож}}$.

При давлении p_i содержание легкого компонента в газовой фазе будет $n_{\text{г}i}$, а в жидкой — $n_{\text{ж}i}$. В точке B , соответствующей концу процесса конденсации, в последних следах газовой фазы молярная доля легкого компонента составит $n_{\text{гв}}$.

Относительное количество углеводородов в газовой V и жидкой L фазах при давлении p_i составит

$$L = \frac{n_{\text{г}i} - n_0}{n_{\text{г}i} - n_{\text{ж}i}} = \frac{OB}{AB},$$

$$V = \frac{n_0 - n_{\text{ж}i}}{n_{\text{г}i} - n_{\text{ж}i}} = \frac{OA}{AB}.$$

Диаграмма, приведенная на рис. IV.3, составлена для давления и температуры ниже критических для обоих компонентов. В других условиях диаграмма не может включать всего диапазона изменения концентрации. Если температура системы выше критической для легкого компонента и ниже, чем критическая температура второго компонента, в области $n' = 1$ кривые, ограничивающие двухфазную область, отсутствуют (рис. IV.4). Последняя возникает, когда концентрация более тяжелого компонента в системе превысит значение $(1-n')$. При концентрациях более летучего компонента меньших, чем n' , смысл диаграммы, приведенной на рис. IV.4, аналогичен диаграмме на рис. IV.3.

Для иллюстрации влияния на фазовые состояния давления, температуры и состава конкретных углеводородов рассмотрим поведение их бинарных смесей с метаном. На рис. IV.5 изображены диаграммы равновесных составов газовой и жидкой фаз смесей метана с парафиновыми углеводородами нормального строения для температуры 80°C в координатах давление — состав системы. Смысл графиков, приведенных на рис. IV.5, такой же, как и на рис. IV.4. Здесь кривая точек начала кипения (левая ветвь) и кривая точек начала конденсации (правая ветвь) соединяются в критической точке. Между ними заключена область двухфазного состояния. Левее и выше кривой точек начала кипения расположена область жидкого состояния системы, а правее и ниже кривой точек росы — область парообразного состояния. Как было упомянуто, кривые представляют собой изотермы и, следовательно, точки, лежащие на одной горизонтали и принадлежащие линиям начала кипения и конденсации, имеют одинаковые давления и температуру. Составы в этих точках аналогичны составам существующих фаз (жидкой и газообразной). Например, для системы метан — C_7 имеем: при давлении 20 МПа и $t=80^{\circ}\text{C}$ в составе жидкой фазы будет $0,63$ молярной доли метана и $0,37$ молярной доли C_7 в существующем с этой жидкой фазой газе будет содержаться $0,93$ молярной доли метана и $0,07$ молярной доли C_7 .

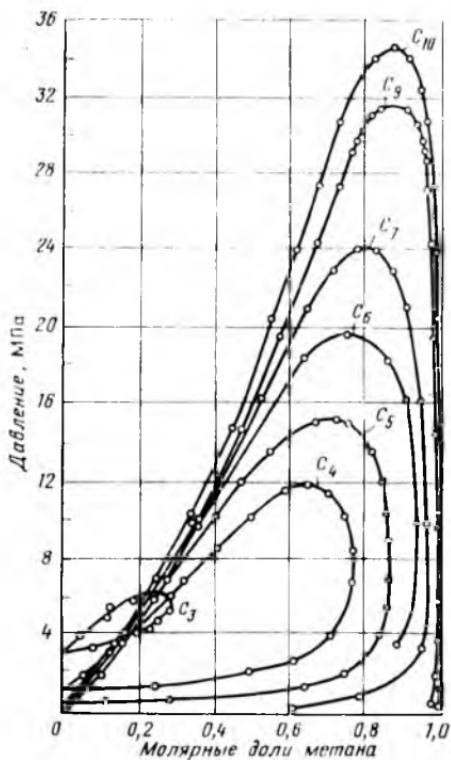


Рис. IV.5. Изотермы фазовых равновесий метана с парафиновыми углеводородами нормального строения при $t = 80^{\circ}\text{C}$ (по А. С. Великовскому и Я. Д. Савиной)

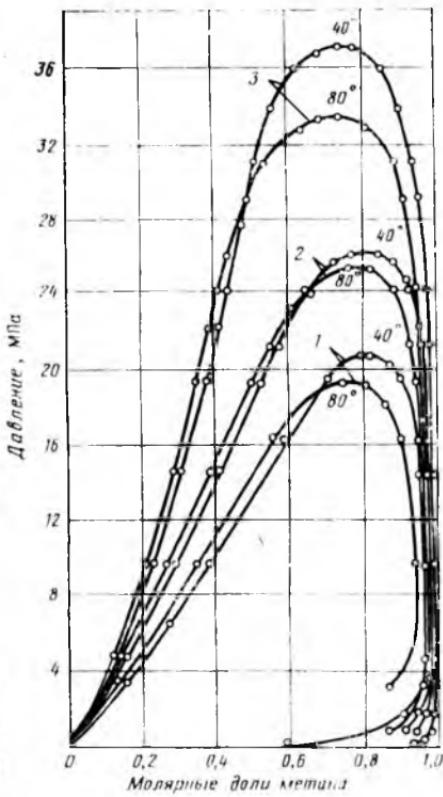


Рис. IV.6. Изотермы фазового равновесия метана с углеводородами различных групп (углеводороды с одинаковым числом атомов в молекуле) (по А. С. Великовскому и Я. Д. Савиной).

1 — метан — $n\text{-гексан}$; 2 — метан — циклогексан; 3 — метан — бензин

Из рис. IV.5 следует, что с увеличением молекулярной массы углеводорода (т. е. чем выше температура кипения) требуется большее давление для перевода его в газообразное состояние в смеси с метаном. Например, при давлении 19,5 МПа и $t = 80^{\circ}\text{C}$ в газообразное состояние в смеси с метаном переходит 22 % гексана (C_6) или 2 % декана (C_{10}). С понижением температуры задерживается переход углеводородов в газовое состояние в смеси с метаном. По данным Я. Д. Савиной и А. С. Великовского, при давлении 19,5 МПа и температуре 40°C в газовое состояние в смеси с метаном может перейти лишь 8 % гексана либо 0,4 % декана.

Из рис. IV.5 также следует, что критическое давление смеси повышается с увеличением ее молекулярной массы

(или с увеличением температуры кипения второго компонента системы).

При одинаковой молекулярной массе температуры кипения изомерных парафиновых углеводородов более низкие, чем нормальных, и поэтому изомеры растворяются в метане в больших количествах, чем нормальные. Это относится также и к процессам обратного испарения — при одинаковых условиях изомерные углеводороды должны переходить в газовое состояние в большем количестве, чем нормальные углеводороды с той же молекулярной массой.

На рис. IV.6 приведены изотермы бинарных смесей метана с н-гексаном, циклогексаном и бензолом. Все эти углеводороды имеют одинаковое число атомов углерода в молекуле и во всех этих системах менее летучий компонент имеет одинаковую температуру кипения. Критическое же давление бензола значительно отличается от критического давления других тяжелых компонентов.

Из рис. IV.6 следует, что в системах с нафтеновым углеводородом изотермы с одинаковой температурой находятся в области более высоких давлений, чем в системе с парафиновым углеводородом. Изотерма системы с ароматическим углеводородом лежит в области еще более высоких давлений. Следовательно, при одинаковых давлениях и температурах парафиновые углеводороды растворяются в метане лучше нафтеновых и ароматических той же температуры кипения. И для перевода ароматических углеводородов в однофазное газовое состояние требуется значительно большее давление, чем для нафтеновых, и еще более значительное, чем для парафиновых углеводородов.

В смесях метана с более тяжелыми углеводородами, имеющими критические давления, близкие к критическому давлению смеси метан — бензол, растворимость бензола в метане больше растворимости парафиновых углеводородов. Это же можно сказать о смесях толуола с метаном и парафиновыми углеводородами — т. е. при одинаковых критических давлениях ароматический углеводород растворяется в метане лучше, чем парафиновый.

Приведенные выше изотермы позволяют судить также и о растворимости метана в различных углеводородах.

Как уже было упомянуто, растворимость метана характеризуется расположением левой ветви изотерм, начинающейся на диаграмме давление — состав от точки, соответствующей упругости пара чистого менее летучего компонента (нулевое содержание метана) и продолжающейся до критической точки.

Из рис. IV.5 и IV.6 следует, что с уменьшением молекулярной массы углеводородов нормального строения растворимость метана в них при одинаковых условиях повышается (за исключением области давлений, близких к упругости паров индиви-

дуальных компонентов). С приближением к критической области для всех углеводородов характерно более резкое повышение растворимости метана.

Изомерные парафиновые углеводороды растворяют метан хуже, чем углеводороды нормального строения. Это объясняется тем, что нормальные углеводороды по строению молекул отличаются от метана меньше, чем изомерные (на растворимость метана в парафиновых углеводородах влияет сходство в строении).

Растворимость метана в парафиновых углеводородах выше, чем в ароматических.

Приведенные изотермы бинарных систем позволяют также проследить за влиянием давления и температуры на растворимость в метане углеводородов, образующих конденсат.

Как уже упоминалось, для каждой углеводородной бинарной смеси свойственно увеличение растворимости жидких углеводородов в газе с повышением давления и температуры. При этом с ростом давления увеличивается переход в газовую фазу все более тяжелых углеводородов (см. рис. IV.5). Более слабо на переход углеводородов в газовое состояние в присутствии метана влияет повышение температуры (если давление значительно отличается от критического). Рост температуры при постоянном давлении приближает систему к критической области, где растворимость углеводородов в метане значительно увеличивается. При контакте метана с тяжелыми углеводородами (нефтью) с увеличением давления в системе заметно утяжеляется состав углеводородов, растворяющихся в метане. Повышение температуры слабо влияет на этот процесс. Общее же количество жидких углеводородов, перешедших из нефти в газовое состояние, растет с повышением как давления, так и температуры.

Поведение бинарных и многокомпонентных систем в критической области

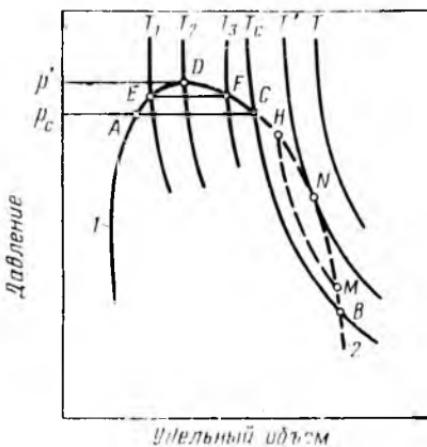
Схематические изотермы многокомпонентных углеводородных смесей вблизи критической области показаны на рис. IV.7. Как уже упоминалось, основной признак критической точки — одинаково интенсивные свойства газовой и жидкой фаз, т. е. она находится в точке соединения кривых начала конденсации и парообразования (в точке *C*). Из этого рисунка следует, что в критической точке давление и температура не обязательно наибольшие, при которых еще возможно одновременное существование обеих фаз. Действительно, если давление несколько меньше p' , но больше, чем критическое p_c , в системе появляется газовая фаза, находящаяся в равновесии с жидкой. Это относится ко всей области *ADCA*. Точно так же в области *CNBC* существуют одновременно две фазы несмотря на то, что при

этом температура в системе выше критической T_c . Наибольшее давление (p' на рис. IV.7), при котором жидкость и пар могут существовать в равновесии, принято называть криконтенбаром. Наивысшая температура (T' на рис. IV.7), при которой жидкость и пар существуют в равновесии, называется крикондентером.

В области выше критической с изменением температуры и давления в многокомпонентной системе происходят необычные фазовые превращения. Чтобы убедиться в этом, рассмотрим изобарическое расширение насыщенной газом жидкости по линии EF (см. рис. IV.7) вследствие повышения температуры от T_1 до T_3 . В точке E с увеличением температуры жидкость закипает. По мере увеличения температуры вначале объем газовой фазы увеличивается. Однако с дальнейшим повышением температуры объем газовой фазы, достигнув максимума, очевидно, вновь начинает уменьшаться, так как в точке F , так же, как и в точке E , лежащей на кривой начала парообразования, содержание паровой фазы в системе равно нулю.

Необычные процессы испарения и конденсации возможны также и при температурах выше критических — в области $CN\bar{C}$. Например, при изотермическом расширении от точки H до M , расположенных на линии точек начала конденсации, система проходит двухфазную область. Причем количество конденсата в ней вначале увеличивается. После достижения максимума жидкая фаза далее в точке M исчезает. Аналогичные явления в области выше критических p_c и T_c наблюдаются не только при изотермическом или изобарическом расширении и сжатии смеси, но и при осуществлении процесса по другой кривой.

Рассмотренные необычные процессы фазовых превращений двух- и многокомпонентных систем в области выше критической называются процессами обратного или ретроградного испарения и конденсации. Они сопровождаются непрерывным изменением состава и объемного соотношения жидкой и паровой фаз. На рис. IV.8 нанесены дополнительные кривые, характеризующие количество (в процентах) углеводородов в системе, находящихся в жидком состоянии при различных давлениях и температурах. По изотерме (допустим, AH) от давления



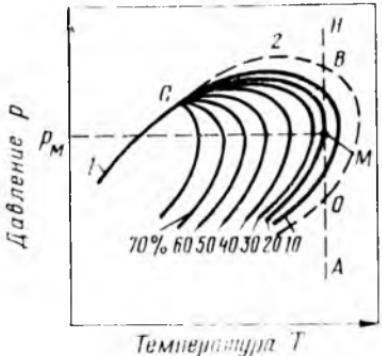


Рис. IV.8. Схема фазовой диаграммы с дополнительными кривыми, характеризующими распределение углеводородов между жидкой и газовой фазами при различных p и T

шай близости молекул. С этого момента молекулы сконденсировавшихся углеводородов начинают вновь втягиваться в паровую фазу. С увеличением давления выше p_m взаимодействие молекул в жидкости также несколько уменьшается вследствие растворения в ней легких углеводородов. Относительная плотность газовой фазы увеличивается, и компоненты жидкой фазы начинают все более и более растворяться в плотной газовой фазе до тех пор, пока не закончится процесс ретроградного испарения. Из сказанного следует, что процесс ретроградного испарения можно упрощенно рассматривать как процесс растворения тяжелых компонентов в плотной паровой фазе подобно тому, как тяжелые фракции нефти растворяются в легком бензине.

Описанные явления обратной конденсации часто встречаются в природных условиях. Залежи, которым свойственны ретроградные явления, называются газоконденсатными.

§ 2. КРИТИЧЕСКАЯ ТЕМПЕРАТУРА И КРИТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Эти параметры многокомпонентных углеводородных смесей относятся к числу основных, характеризующих их объемное и фазовое поведение. По значению критического давления и температуры углеводородной смеси можно судить о фазовом состоянии ее при различных p и t . Критические параметры широко используются при расчетах сжижения и компрессии углеводородных смесей, а также при выборе их для закачки в пласт с целью увеличения нефтеотдачи и т. д.

В предыдущих разделах (см. § 1 гл. IV) отмечалось, что критические параметры даже простейших бинарных смесей ме-

начала конденсации до области более высоких давлений можно проследить за характером ретроградного процесса. При давлении, соответствующем точке O , образуется жидкая фаза, состоящая в основном из тяжелых углеводородов. Этот процесс будет происходить до давления p_m . При этом давлении выделяется максимальное количество жидкой фазы, и называется оно давлением максимальной конденсации. С дальнейшим повышением давления притяжение между легкими молекулами, оставшимися в газе, до этого слабое, станет более эффективным из-за боль-

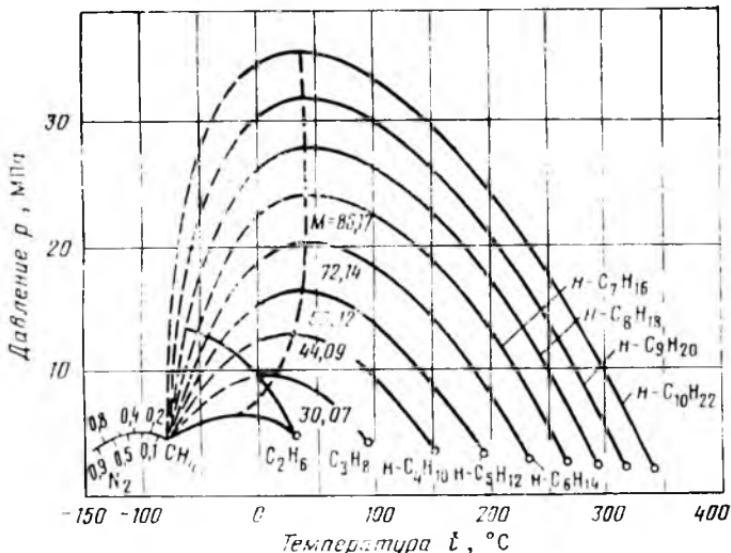


Рис. IV.9. Критические кривые бинарных смесей метана с парафиновыми углеводородами и азотом.

— критическая кривая смеси азот—этан

тана с более тяжелыми углеводородами в широком диапазоне изменяются в зависимости от состава. При изменении количественного соотношения компонентов, как было показано на рис. IV.2, б, критические точки различных смесей C' , C'' , C''' и т. д. образуют кривую, которую принято называть огибающей критических точек системы (или критической кривой). Имеется достаточно экспериментальных данных о критических параметрах лишь простых компонентов, по которым можно построить огибающие критических точек этих простых систем. Для сложных многокомпонентных смесей построение таких огибающих сильно усложняется из-за недостатка данных о значениях критических параметров чрезвычайно широкого многообразия смесей, которые встречаются на практике. Поэтому критические параметры сложных смесей обычно определяют расчетным способом.

Г. С. Степановой, например, предложен следующий способ оценки параметров в критической точке многокомпонентных систем¹. Сложная углеводородная смесь условно приводится к бинарной системе, одним из компонентов которой является метан, а вторым — все остальные компоненты (C_{2+}). Далее для определения критических параметров этой условной бинарной системы используются известные свойства истинных бинарных смесей метана с индивидуальными парафиновыми углеводоро-

¹ О других способах оценки критических параметров углеводородных систем см. в гл. III и в последующих разделах.

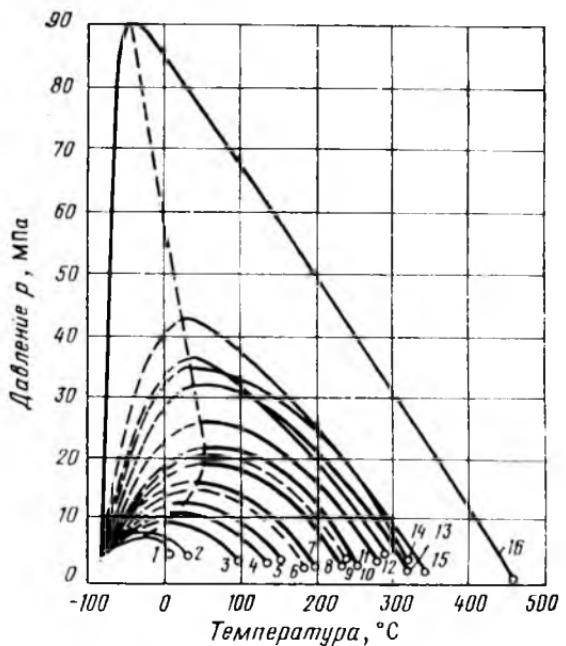


Рис. IV.10. Критические кривые бинарных систем.

1 — метан—этилен; 2 — метан—этан; 3 — метан—пропан; 4 — метан—изобутан; 5 — метан—бутан; 6 — метан—циклогептантан; 7 — метан—пентан; 8 — метан—тексан; 9 — метан—циклогептантан; 10 — метан—изогептантан; 11 — метан—циклогексан; 12 — метан—бензол; 13 — метан—ионан; 14 — метан—толуол; 15 — метан—декан; 16 — метан — легкая нефть

рода. Между ними находятся критические точки смесей с различным содержанием метана и второго компонента. Во всех случаях критическое давление в системе вначале по мере увеличения в смеси количества более тяжелого углеводорода возрастает и, достигнув максимума, уменьшается. При этом с увеличением молекулярной массы тяжелого компонента критическое давление при одной и той же температуре также возрастает, и по существу характер кривой (или, точнее сказать, ее расположение) определяется критическими параметрами второго компонента. (Несколько иной характер имеют критические кривые ароматических углеводородов (см. рис. IV.10) — они пересекаются с другими кривыми). Это означает, что по молекулярной массе второй тяжелой части системы можно определить кривую критических точек, соответствующую данной смеси. Но следует учитывать, что изопарафиновые и нафтеновые углеводороды при одинаковой молекулярной массе с их нормальными аналогами имеют критические параметры, отличные от критического давления и температуры нормальных парафиновых углеводородов. Поэтому критические кривые изопарафинов при-

дами. На рис. IV.9 и IV.10 приведены критические кривые (геометрическое место или траектории критических точек) бинарных смесей метана с парафиновыми и другими углеводородами и азотом, а также бинарной смеси азот — этан.

Как следует из рис. IV.9, характер траекторий критических параметров смесей метана в зависимости от содержания тяжелого компонента для различных углеводородов одинаковый. Левая точка со знаком CH_4 соответствует критическим параметрам чистого метана. Каждая кривая справа оканчивается точкой, соответствующей критическим параметрам второго более тяжелого углеводо-

ходится рассматривать как бы принадлежащими углеводородам нормального строения, но с другой фиктивной (или эквивалентной) молекулярной массой. Например, из рис. IV.10 следует, что кривая смеси метана с изобутаном (молекулярная масса 58,12) расположена на месте огибающей критических точек смеси метана с фиктивным парафиновым углеводородом, молекулярная масса которого должна бы быть равной приблизительно 48. Эта величина и принимается за эквивалентную молекулярную массу изобутана. Г. С. Степановой построены диаграммы, позволяющие быстро установить фиктивные молекулярные массы наиболее часто встречающихся в составах конденсатов изопарафиновых, парафиновых и ароматических углеводородов. Очевидно, что эквивалентная масса парафиновых углеводородов равна их действительной молекулярной массе.

Если смесь многокомпонентная, то сначала определяется средняя эквивалентная молекулярная масса сложного компонента C_{2+} , которую можно найти по формуле

$$M_{\text{экв}} = \sum g_i M_{\text{экв}i}, \quad (\text{IV.1})$$

где g_i — массовые концентрации углеводородов, входящих в состав второго компонента; $M_{\text{экв}i}$ — их эквивалентные молекулярные массы.

По значениям эквивалентной молекулярной массы $M_{\text{экв}}$ на рис. IV.9 наносится критическая кривая исследуемой смеси (положение ее определяется простой интерполяцией). На этой кривой и будет лежать критическая точка углеводородной смеси. Конкретное ее положение зависит от критической температуры $T_{\text{кр}}$ смеси,

$$T_{\text{кр}} = T_{\text{пк}} + \Delta T, \quad (\text{IV.2})$$

где $T_{\text{пк}}$ — псевдокритическая температура,

$$T_{\text{пк}} = \sum N_i T_{\text{кр}i}, \quad (\text{IV.3})$$

ΔT — поправка на разность между истинной критической и псевдокритической температурами, устанавливаемая по экспериментальным данным; N_i — молярные концентрации входящих в смесь компонентов; $T_{\text{кр}i}$ — критические температуры компонентов.

Необходимость учета поправки ΔT возникает в связи с отклонением псевдокритической температуры углеводородов от истинной критической температуры. С увеличением молекулярной массы углеводорода, составляющего смесь с метаном, отклонение истинной критической температуры от псевдокритической возрастает. На рис. IV.11 приведена зависимость разности между критической и псевдокритической температурами от молярного содержания метана в смеси, построенная по данным, опубликованным в литературе об истинных значениях $T_{\text{кр}}$ различных смесей. При определении критической температуры

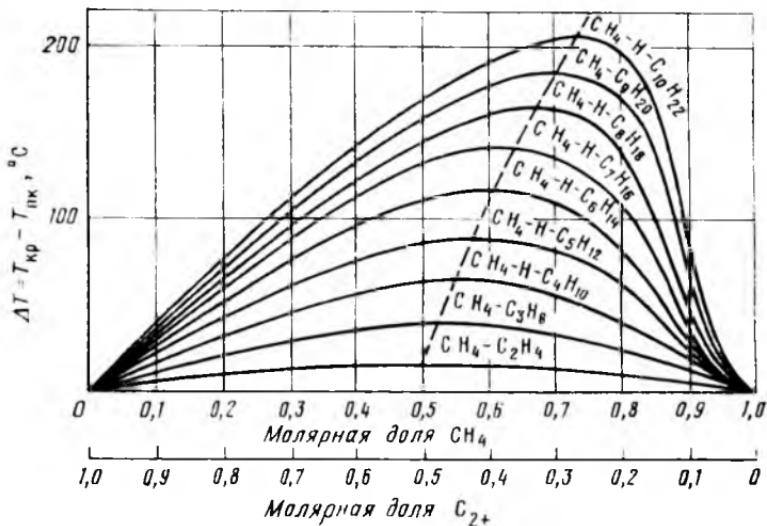


Рис. IV.11. Зависимость разности между истинной критической и псевдокритической температурами от мольного содержания метана в бинарных смесях его с парафиновыми углеводородами

в качестве характеристики состава второго сложного компонента следует пользоваться средней (кажущейся) молекулярной массой \bar{M} , которая рассчитывается по известной молярной концентрации входящих в смесь компонентов,

$$\bar{M} = N_1 M_1 + N_2 M_2 + \dots + N_n M_n = \Sigma N_i M_i, \quad (\text{IV.4})$$

где M_i — относительные молекулярные массы соответствующих компонентов.

В итоге критическая температура многокомпонентных углеводородных смесей по методике Г. С. Степановой определяется в следующей последовательности:

1) вычисляется псевдокритическая температура смеси по формуле (IV.3);

2) разделив смесь условно на два компонента (метан и C_{2+}), рассчитывают молекулярную массу сложного компонента по формуле (IV.4), при этом азот относят к первому компоненту системы;

3) используя графики на рис. IV.11, определяют отклонение истинной критической температуры от псевдокритической ΔT (по молярному содержанию в смеси второго сложного компонента C_{2+} и его молекулярной массе \bar{M}). При несовпадении значений вычисленной молекулярной массы \bar{M} с указанными на графиках рис. IV.11 значения ΔT определяются простой интерполяцией по молекулярной массе второго сложного компонента при данном его молярном содержании в смеси.

В пластовых газах часто содержится азот, и поэтому на рис. IV.9 приведены также кривые азот — метан и азот — этан. С их помощью можно построить критическую кривую для углеводородных смесей, содержащих азот. Цифры на критической кривой азот — метан соответствуют молярному содержанию азота в смеси с метаном. Как уже упоминалось, при разделении углеводородов на условную бинарную смесь азот относят к первому компоненту. Левая начальная точка такой бинарной смеси начинается на кривой азот — метан, и положение ее определяется молярным содержанием азота в первом компоненте. Далее из этой точки проводят две кривые эквидистантно двум критическим кривым бинарных смесей метана с углеводородами, молекулярные массы которых наиболее близки к средней эквивалентной молекулярной массе компонента C_{2+} . И далее интерполяцией между построенными кривыми при данной критической температуре определяют p_{kp} смеси по значению \bar{M}_{ekv} компонента C_{2+} .

Сравнение расчетных и экспериментальных данных показало, что критические параметры по методу Г. С. Степановой определяются с удовлетворительной точностью для систем с малым содержанием тяжелых компонентов (конденсата).

По экспериментальным данным Н. А. Тринус и И. И. Чернецкого, при массовой доле в системе газа $g_r \leqslant 0,89$ расхождения расчетных и экспериментальных величин p_{kp} и T_{kp} достигают значительных пределов ($g_r = \frac{Q\rho}{1 + Q\rho}$, где Q — газовый фактор, ρ — плотность газа).

§ 3. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ, ВЛИЯНИЕ ВОДЫ НА ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

Природные газы и газоконденсатные смеси контактируют в пласте с остаточной водой коллекторов, а также краевыми и подстилающими водами. Вследствие этого газы в пласте содержат то или иное количество паров воды. Концентрация водяных паров в газе зависит от давления, температуры и состава газа.

Как и в случае углеводородных компонентов, при определенном давлении и температуре в единице объема газа может содержаться определенное максимальное количество воды. Газ при этом будет насыщенным водяными парами. При повышении температуры этот газ при том же влагосодержании будет недонасыщен парами воды.

Отношение количества водяных паров, находящихся в газе при данных условиях, к максимально возможному количеству водяных паров в газе при тех же условиях называют относительной влажностью газа. Эта величина характери-

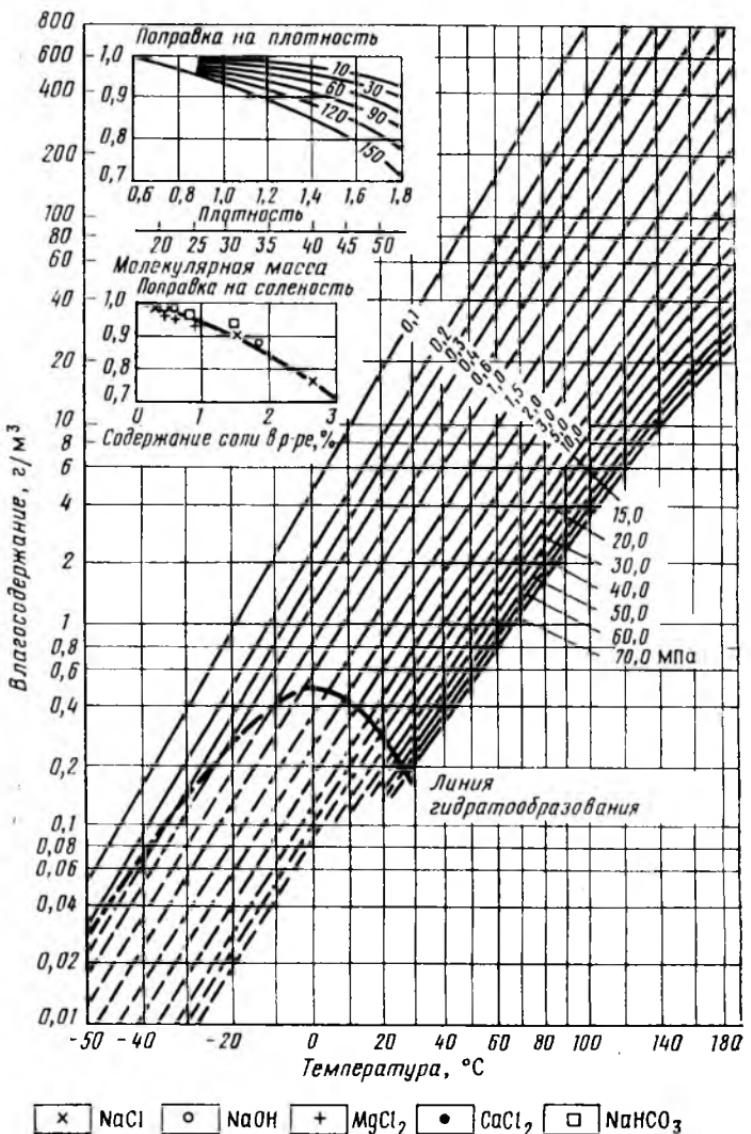


Рис. IV.12. Номограмма для определения влагосодержания природных газов при различных давлениях и температурах

зует степень насыщения газа водяным паром. Относительная влажность выражается в долях единицы или в процентах.

Количество водяных паров, находящихся в единице объема или массы газа, называют абсолютной влажностью. Абсолютная влажность измеряется в $\text{г}/\text{м}^3$ или в $\text{г}/\text{кг}$.

На рис. IV.12 приведена номограмма для определения влагосодержания природных газов (с относительной плотностью

0,6) в условиях насыщения в зависимости от давления и температуры. Как следует из этого рисунка, с повышением температуры влагосодержание газа возрастает. Повышение давления способствует снижению содержания воды в газе.

Соли, растворенные в воде, понижают парциальное давление паров воды в газовой фазе, и поэтому влагосодержание газа, находящегося в равновесии с рассолом, уменьшается с ростом концентрации солей в воде.

С увеличением молекулярной массы газа (с 16 до 30) влагосодержание его уменьшается в пределах температур и давлений, встречающихся на практике, незначительно (на 3—5 %).

Учет влияния солей, растворенных в воде, и различия плотностей газа проводятся по корректировочным графикам, описанным в специальной литературе.

Пары воды, присутствующие в газах и газоконденсатных смесях, влияют на фазовые превращения углеводородных систем. В качестве примера можно привести данные А. И. Гриценко, исследовавшего влияние воды на фазовые превращения газоконденсатных смесей Челбасского и Майкопского месторождений. В пластовых условиях в газоконденсатной смеси Челбасского месторождения ($p_{\text{пл}}=22,8$ МПа и $t_{\text{пл}}=96,1$ °C) растворяется от 5,38 до 5,43 см³/м³ воды. Количество растворенной воды в газоконденсатной смеси Майкопского месторождения в пластовых условиях ($p_{\text{пл}}=30,3$ МПа и $t_{\text{пл}}=128$ °C) составляет 10,5 см³/м³. В процессе исследования А. И. Гриценко наблюдал, что при изотермическом (при пластовой температуре) снижении давления в газоконденсатной системе, содержащей водяные пары, одновременно выделяются конденсат и вода (двойная обратная конденсация). Было установлено, что давление однофазного состояния в присутствии воды увеличивается и равно для Челбасского месторождения 21,37 МПа (без воды — 20,7 МПа), а для Майкопского месторождения 29,1 МПа (без воды — 27,8 МПа). Это свойство газоконденсатных систем, содержащих пары воды, необходимо учитывать при разработке месторождений — давление начала конденсации углеводородов следует определять по пробам, содержание паров воды в которых приближается к пластовым значениям. Если используется только углеводородная часть системы газоконденсатного месторождения, давления однофазного состояния получаются заниженными.

Явления двойной обратной конденсации — выделение конденсата и воды из углеводородных систем, содержащих водяные пары, в условиях изотермического снижения давления наблюдал впервые Ван-дер-Ваальс. Это явление часто встречается в системах, в которых один из компонентов полярный.

Причины повышения давления начала конденсации углеводородных систем в присутствии паров воды можно объяснить исходя из общей теории фазовых превращений.

Смесь паров воды с углеводородами можно представить в виде бинарной системы, один из компонентов которой (углеводород) обладает высокой летучестью паров, а другой (вода) — тяжелый компонент с меньшей летучестью. Как было установлено в предыдущих разделах, с повышением концентрации тяжелого компонента (см. рис. IV.2, б) критическое давление системы всегда становится больше, чем критическое давление любого компонента, находящегося в смеси (кроме случая, когда один из компонентов преобладает настолько, что критические свойства смеси становятся близкими к свойствам индивидуального компонента). Рост критического давления и температуры сопровождается повышением давления начала конденсации в критической области.

§ 4. ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ НЕФТЬ—ГАЗ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДАВЛЕНИЯХ И ТЕМПЕРАТУРАХ

Нефть большей части нефтяных месторождений существенно отличается от состава конденсатов газоконденсатных месторождений содержанием высокомолекулярных соединений, парафина, смол, асфальтенов и других тяжелых компонентов. Последние оказывают существенное влияние на процессы фазовых превращений нефтегазовых систем.

Исследования фазового состояния и состава фаз системы нефть—газ Карадагского и Степновского нефтегазоконденсатных месторождений при температурах до 150 °С и давлениях до 70,0 МПа показали, что с повышением давления при постоянной температуре газовая фаза значительно обогащается компонентами нефти. При этом плотность и молекулярная масса конденсатов возрастает, а температурные пределы их кипения увеличиваются. Однако даже при давлении 70 МПа и температуре 100 °С система оставалась двухфазной, далекой от критического состояния — в газовую fazу переходило лишь 60 % жидких компонентов системы. (При $t = 100$ °С и $p = 70$ МПа в опытах с образцами конденсатного газа и нефти Карадага содержание конденсата в газе достигает 647 г на 1 м³ газа в нормальных условиях).

С ростом температуры при постоянном давлении также происходит увеличение содержания конденсата в газовой фазе, но влияние температуры заметно слабее, чем влияние давления. Содержание его в газе при одних и тех же условиях уменьшается, если в исходном конденсатном газе меньше тяжелых фракций и если в исходном газе содержится азот. При одинаковых условиях опыта в газовой фазе в меньшем количестве растворяются более тяжелые нефти и нефти, содержащие ароматические углеводороды.

С ростом температуры до 150 °С и давлении до 70 МПа фракционный состав конденсата приближается к составу нефти

Таблица IV.1

Характеристика нефтей

Место- рожде- ние	Плотность ρ , г/см ³	Начало кипения, °С	Фракционный состав, %, отгона при температуре в °С							Конечная температура, °С	Отго- н остал- ток, %
			200	300	350	400	450	500	550		
Хады- женское	0,854	—	25,6	47,5	53,7	60,7	67,9	75,7	—	500	75,7/19,5
	0,871	153	6,9	50,6	59,3	75,5	84,9	—	91,8	550	91,8/8,2

(в газовую фазу мало переходит смол и почти не содержится в газовом конденсате асфальтенов).

Исследования также показывают, что различные газы обладают неодинаковыми свойствами как растворители нефти. Изучалась растворимость ряда нефтей в метане, углекислом газе, этилене, а также в смесях метана с его гомологами. Характеристика использованных нефтей приведена в табл. IV.1.

Исследования проводились в интервале давлений 10—80 МПа при температурах, превышающих критические температуры газов. Результаты опытов приведены на рис. IV.13. Отношение объемов газа и нефти в различных опытах было неодинаковым. По результатам исследования, растворимость нефти и газа возрастает с увеличением давления независимо от соотношения объемов газа и нефти V_g/V_n .

Растворимость нефти зависит от состава и природы газа — растворяющая способность газов растет в последовательности метан—этан—этилен—пропан. Метан в смеси с этими газами повышает их растворяющую способность. Во всех опытах оказалось, что с увеличением отношения объемов газа V_g и нефти V_n содержание конденсата в газовой фазе уменьшается. При этом с увеличением V_g/V_n конденсат обогащается легкими фракциями и понижается его молекулярная масса.

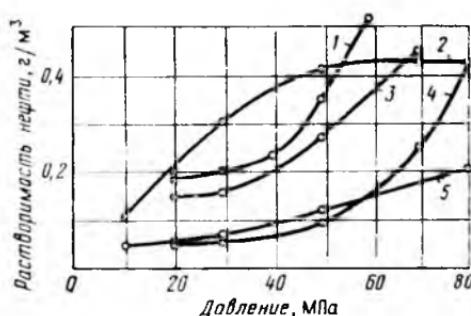


Рис. IV.13. Растворимость нефтей в сжатых газах.

1 — хадыженская нефть — смесь газов: CH₄, C₂H₆, C₃H₈ ($V_g/V_n = 1415$); 2 — хадыженская нефть — CO₂ ($V_g/V_n = 1980$); 3 — хадыженская нефть — метан ($V_g/V_n = 1320$); 4 — доссорская нефть — метан ($V_g/V_n = 1785$); 5 — хадыженская нефть — метан ($V_g/V_n = 3500$)

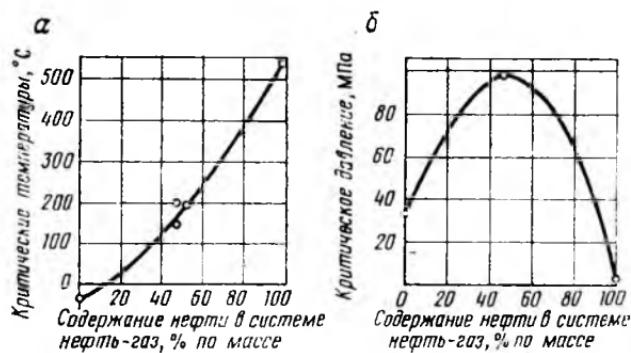


Рис. IV.14. Кривые зависимостей критических температур и давлений системы нефть — конденсатный газ от ее состава (Степновское месторождение).

Исследования показывают, что критические параметры нефтегазовых смесей значительно выше, чем критическое давление и температура для рассмотренных ранее газоконденсатных систем.

На рис. IV.14 приведены кривые критических температур (а) и критических давлений (б) системы нефть — конденсатный газ в зависимости от ее состава (Степновское месторождение). Наибольшее значение критического давления наблюдается (как и в случае простых бинарных смесей) при близкой массовой концентрации обоих компонентов в системе и достигает для нефти Степновского месторождения 100 МПа при $t = 200$ °С. Однако при добавлении в метан его ближайших гомологов — этана, пропана и бутана критические давления в системе нефть — газ удавалось снижать до 15 МПа. Исследования показали также, что на критическое давление влияет порода пласта. Некоторое снижение этого параметра под влиянием породы можно объяснить адсорбцией асфальто-смолистых компонентов нефти на поверхности твердых частиц. Таким образом, порода способствует изменению состава жидкой фазы, как бы обогащая ее легкими фракциями, которые могут переходить в паровую fazу при меньших давлениях. Остаточная вода, по-видимому, способствует увеличению критического давления на 10—15 %.

Данные о фазовом состоянии нефтегазовых смесей при различных давлениях и температурах используются для разработки некоторых методов повышения нефтеотдачи пластов (например, путем нагнетания в пласт газов высокого давления, газов, обогащенных тяжелыми компонентами, и т. д.).

§ 5. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Исследованиями советских ученых доказано, что в определенных термодинамических условиях природный газ в земной коре вступает в соединение с пластовой поровой водой, образуя твердые соединения — гидраты газов, крупные скопления которых образуют газогидратные залежи.

Природный газ в связанном гидратном состоянии характеризуется иными свойствами, чем в свободном состоянии.

Гидраты газов представляют собой твердые соединения (клатраты), в которых молекулы газа при определенных давлениях и температурах заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью прочной водородной связи. Молекулы воды при образовании гидрата и сооружении ажурных полостей как бы раздвигаются молекулами газа, заключенными в эти полости,— удельный объем воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26—1,32 см³/г (удельный объем воды в состоянии льда составляет 1,09 см³/г).

В настоящее время получены и изучены равновесные параметры гидратообразования практически всех известных природных и синтетических газов. Исключение составляют водород, гелий и неон.

Элементарная ячейка гидрата газа состоит из определенного количества молекул воды и газа. Молярное соотношение воды и газа зависит от размера молекул газа — гидратообразователя. Один объем воды в гидратном состоянии связывает в зависимости от характеристики исходного газа от 70 до 300 объемов газа. Для газов, размер молекул которых не превышает 0,59 нм, образуется гидрат, так называемой первой структуры, в котором на восемь молекул газа приходится 46 молекул воды. Элементарная ячейка гидрата первой структуры содержит две малые полости, с диаметром 0,52 нм и 6 больших, с диаметром 0,59 нм. Более крупные молекулы газов (размер которых не превышает 0,69 нм) образуют гидрат второй структуры, элементарная ячейка которой состоит из 16 малых (0,48 нм) и восьми больших (0,69 нм) полостей, образуемых 136 молекулами воды.

Процесс образования гидрата определяется составом газа, состоянием воды, внешним давлением и температурой. Условия образования гидратов выражаются диаграммой гетерогенного состояния в координатах p — T . На рис. IV.15 приведены равновесные

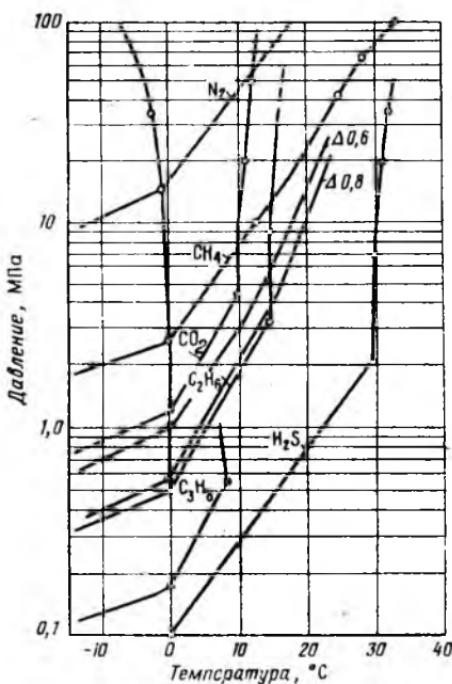


Рис. IV.15. Равновесные кривые гидратообразования газов.

кривые образования гидратов отдельных компонентов и природных газовых смесей относительной плотности 0,6 и 0,8 по воздуху.

Для заданной температуры повышение давления выше равновесной кривой сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием твердого соединения — гидрата. Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) сопровождается разложением гидрата на газ и воду. Плотность гидратов отдельных газов изменяется в довольно широких пределах: от 0,8 г/см³ до 1,8 г/см³. Для природных газов плотность гидрата находится в пределах 0,9—1,1 г/см³.

Гидраты газов характеризуются низкой упругостью газа — гидратообразователя. Например, в области отрицательных температур упругость газа — гидратообразователя над гидратом на один-два порядка ниже упругости пара чистого гидратообразователя. Это свойство гидратов сыграло большую роль в сохранении и накоплении газов и воды в начальный период формирования Земли, ее атмосферы и гидросфера.

Процесс образования гидратов происходит с выделением тепла от 14 до 134 кДж/моль (или около 418 кДж/кг) при $t > 0$ °С. При $t < 0$ °С теплота гидратообразования составляет 16—30 кДж/моль.

Кристаллогидраты газов характеризуются высокой механической прочностью, упругостью и низкой проницаемостью. Скорость прохождения сейсмовых волн через пористую среду, насыщенную гидратом, на 60—100 % выше, чем через аналогичную среду, не насыщенную гидратом. Проницаемость гидрата близка проницаемости водонасыщенных глин.

Гидраты газов, полученные из пресной воды, обладают в 10—15 раз более высокой электропроводностью, чем у льда (10⁻⁷ Ом/см). Гидраты, полученные из растворов солей с минерализацией 10 г/л, имеют электропроводность в 3—4 раза ниже электропроводности исходного раствора. Для раствора минерализации 50 г/л это отличие составляет всего 40—70 %.

Газогидратные залежи (ГГЗ) характеризуются рядом особенностей, основные из которых следующие: объем газа, содержащегося в единице объема гидрата, практически не зависит от состава газа; гидратонасыщенность порового пространства определяется давлением, температурой, составом поровой воды и газа — гидратообразователя; формирование ГГЗ может происходить из недонасыщенных газом пластовых вод; для формирования и сохранения ГГЗ не нужны литологические покрышки; ГГЗ являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи свободного газа и нефти.

Открытие советскими учеными свойства природных газов образовывать в земной коре газогидратные залежи позволило

пересмотреть вопросы формирования залежей углеводородов и значительно прирастить прогнозные запасы газа на планете.

Газогидратные залежи — это залежи, содержащие в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования газ частично или полностью в гидратном состоянии.

Газогидратная залежь снизу может контактировать с пластовой, подошвенной или крыльевой водой, со свободной газовой, газоконденсатной или нефтяной залежью; сверху — со свободной газовой залежью или газонепроницаемыми пластами. ГГЗ приурочены к охлажденным разрезам осадочного чехла земной коры на материках и в акватории Мирового океана.

Как правило, в пределах материков ГГЗ приурочены к районам распространения многолетнемерзлых пород. На материках глубина залегания этих залежей достигает 700—1500 м.

Как известно, большая часть дна мирового океана сложена осадочными породами мощностью от десятков до тысячи и более метров. Современный термодинамический режим придонной части океана, начиная с глубин 150—500 м, соответствует условиям существования гидратов газов.

Полярные моря характеризуются незначительными колебаниями температуры воды по глубине, значение которой близко к 0 °С. Температура воды на глубине около 1 км даже на экваторе не превышает 5 °С, а на глубине выше 2000 м она остается постоянной в пределах 1—3 °С.

Физические методы обнаружения газогидратных залежей могут быть разработаны на основе использования различных свойств гидратов, в частности, таких, как низкие электропроводность и проницаемость, повышенная скорость прохождения акустических волн через толщу осадочных пород, насыщенных гидратами газов, аномальные значения теплового потока над газогидратными залежами; аномальные значения диффузионных газовых потоков над газогидратными залежами и др.

Региональные поиски и обнаружение ГГЗ как на суше, так и в акваториях могут осуществляться путем сейсмоакустического зондирования при частотах 0,1—10 кГц в комплексе с региональной газо- и термометрией. Эти способы позволяют установить площадь, мощность, глубину залегания кровли и подошвы ГГЗ, определить гидрато- и газонасыщенность продуктивных пластов.

Уточнение параметров ГГЗ необходимо проводить путем использования комплекса геофизических методов в интервале ГГЗ, а также исследованием кернов, отобранных из интервала ГГЗ.

В настоящее время для поисков и разведки газогидратных залежей используются метод сейсмоакустического зондирования разреза осадочных пород, в основе которого лежит экспериментально установленный факт увеличения скорости прохождения сейсмических волн на 60—100 % через пласти, насыщенные гидратами газов, в сравнении с прохождением сейсмоволн через пласти, насыщенные свободным газом или жидкостью.

При наличии скважин, вскрывших толщу осадочных пород, присутствие гидратов можно обнаружить стандартными методами каротажа.

Основные критерии гидратосодержащих пластов:

- 1) незначительная амплитуда ПС;
- 2) отсутствие или малое значение приращения МПЗ над МГЗ;
- 3) интенсивность вторичной α -активности, близкая к водонасыщенным пластам;

- 4) отсутствие глинистой корки и наличие каверн;
- 5) различное электрическое сопротивление в зависимости от минерализации остаточной воды. Учитывая, что сопротивление гидрата, как и газа, достаточно велико, в большинстве случаев сопротивление гидратного пласта будет значительным.

Для обнаружения и выделения газогидратных залежей во время бурения и при эксплуатации скважин в охлажденных разрезах могут быть использованы газовый каротаж, термометрия продуктивного разреза, поинтервальная дебитометрия, контроль утяжеления состава добываемого газа и опреснение поступающих в скважину пластовых вод и др. Разработка газогидратных залежей принципиально возможна. Пути решения этой проблемы известны.

При вскрытии и разработке ГГЗ необходимо учитывать специфические свойства гидратов, такие, как резкое увеличение объема газа при его переходе из гидратного в свободное состояние, резкое возрастание давления газа при термическом разложении гидрата, постоянство пластового давления, соответствующего определенной изотерме разработки ГГЗ, высвобождение больших объемов свободной воды при разложении гидрата и т. д.

В основе разработки материковых ГГЗ лежит один общий принцип: необходимо газ из гидратного состояния в залежи перевести в свободное состояние и отбирать традиционными методами с помощью обычных скважин. Перевод из гидратного в свободное состояние может быть осуществлен путем закачки в пласт катализаторов разложения гидрата; повышением температуры залежи выше температуры разложения гидрата; снижением давления ниже давления разложения гидрата в пласте; путем термохимического, электроакустического и других воздействий на ГГЗ.

§ 6. ГАЗОКОНДЕНСАТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАЛЕЖИ. ПРИБОРЫ ДЛЯ ЛАБОРАТОРНОГО ИЗУЧЕНИЯ СВОЙСТВ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ

В предыдущих разделах мы рассмотрели свойства углеводородных смесей и элементы теории их фазовых превращений. При выборе метода разработки и эксплуатации газоконденсатной залежи, установлении технологических схем и режима работы промысловых установок необходимо знать количественные характеристики углеводородных смесей и изменение их в зависимости от давления и температуры. Для этого проводится комплекс исследований свойств пластовой углеводородной смеси, в результате которого устанавливается газоконденсатная характеристика залежи. Определяются следующие параметры.

1. Состав пластового газа и содержание в нем конденсата.
2. Давление начала конденсации углеводородов в пласте и давление максимальной конденсации.
3. Фазовое состояние газоконденсатной системы в пластовых условиях.
4. Изотермы конденсации пластового газа.
5. Количество и состав конденсата, выделяющегося из 1 м³ газа при различных давлениях и температурах.
6. Потери конденсата (углеводороды, остающиеся в пласте) при разработке залежи без поддержания давления в зависимости от степени падения пластового давления и за весь срок эксплуатации месторождения.
7. Количество конденсата (и его состав), извлекаемого из

газа по мере падения давления в залежи в процессе ее эксплуатации.

Кроме того, исследуются также фазовые превращения и свойства газоконденсатных смесей в условиях скважин, газосепараторов и газопроводов.

Процессы фазовых превращений углеводородной смеси исследуют в лабораторных установках. При этом соблюдают термодинамическое подобие тем процессам, которые происходят в пласте. Для чего в комплект лабораторной установки включают не менее двух сосудов высокого давления. В первом — камере pVT проводят изотермическое (при пластовой температуре) снижение давления от начального пластового до атмосферного. Так моделируют фазовые превращения в пласте при разработке залежи на истощение.

Соотношение объемов газовой и жидкой фаз измеряют при контактной и дифференциальной конденсации. В первом случае состав газоконденсатной смеси остается постоянным, а давление снижают путем перемещения поршня в камере pVT , т. е. увеличением объема камеры. При дифференциальной конденсации газ выпускают из этой камеры. Процесс имитирует отбор газа из месторождения. Состав пластовой смеси изменяется, а газовая фаза, отобранная из «пласта» (камеры pVT), направляется во второй сосуд высокого давления — сепаратор. В последнем давление и температуру поддерживают на уровне промысловых условий сепарации. Таким способом имитируют процесс промысловой обработки газа.

Соблюдение только термодинамического подобия, т. е. равенства параметров p и t в пласте и сепараторе их значениям в лабораторных условиях, позволяет получать приближенные исходные данные для перспективного планирования добычи и изменения состава добываемых газа и конденсата. В современных лабораторных исследованиях не соблюдаются условия газогидродинамического подобия процессов фильтрации газоконденсатной смеси в пласте, не учитываются влияние пористой среды на фазовые превращения и отклонение реальных процессов фазовых переходов от условий равновесия, а в сепараторе не соблюдается газодинамическое подобие промысловым процессам подготовки газа к транспорту. Эти отличия различных процессов на месторождении от условий лабораторных исследований обусловили использование лабораторных результатов при расчетах разработки в основном по уравнениям материального баланса.

Сопоставление лабораторных и фактических данных по девяти месторождениям Краснодарского края показало, что добыча конденсата по отдельным месторождениям на 30—40 % ниже рассчитанной по лабораторным данным. Несмотря на это, лабораторные исследования являются основным методом прогнозирования фазовых превращений при разработке и эк-

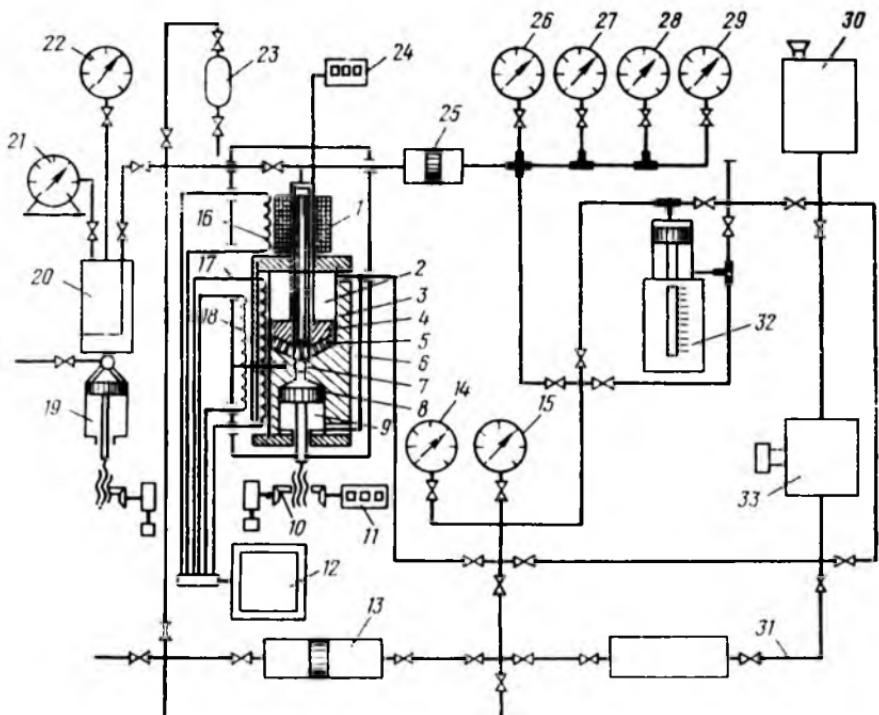


Рис. IV.16. Схема установки УФР-2 для исследования газоконденсатных смесей

сплуатации газоконденсатных месторождений, так как аналитические методы их прогнозирования менее надежны.

Исследование газоконденсатных смесей проводится на установке (рис. IV.16), одним из основных узлов которой является камера рVT 3, корпус которой состоит из двух цилиндров: верхнего — газового 2 и нижнего — жидкостного 9. Пространства со стороны штоков цилиндров связаны обводной трубкой 6, уменьшающей осевые усилия на поршни и обеспечивающей синхронное их перемещение при механическом воздействии на поршень 8 жидкостного цилиндра 9. Привод поршня 8 осуществляется от синхронного двигателя через редуктор и безлюфтовую передачу винт — гайка 10.

Объем жидкой фазы определяется по счетчику указателя объема 11. Сельсин-приемник счетчика дистанционно связан с сельсином-датчиком привода и соединен со счетчиком конической передачи, рассчитанной так, что измерение полного объема в кубических сантиметрах проводится в тот момент, когда уровень жидкой фазы находится в середине смотрового стекла.

Отсчет объема газовой фазы производится по счетчику указателя объема 24. Сельсин-датчик счетчика закреплен на валу

двигателя, имеющего контактное устройство, которое включает двигатель при перемещении штока поршня 4 газового цилиндра. Сельсин-приемник соединен со счетчиком газа через цилиндрическую передачу, рассчитанную таким образом, что отсчет проводится также в единицах объема (кубических сантиметрах). В газовом цилиндре пробы перемешивается электромагнитной мешалкой 5, ось которой является сердечником электромагнита 1.

Раздел фаз исследуемой пробы фиксируется визуально на зеркале, отражающем проходящий через смотровое окно бомбы равновесия луч света от осветителя.

Термостатирование камеры рVT осуществляется электроагревателями 16, 17, 18. Для нагрева этой камеры предназначен нагреватель 17; нагреватель 18 служит для стабилизации температуры в исследуемой пробе; нагреватель 16 предусмотрен для того, чтобы не выпадал конденсат при отборе пробы через шток цилиндра газовой фазы и не было оттока, с его помощью температура по всему пути движения газа поддерживается равной температуре внутри бомбы или на 1—2°C выше.

Температура в бомбе равновесия регулируется потенциометром 12 с помощью трех термопар, расположенных у спиралей нагревателей. Давление в гидросистеме и рабочей камере бомбы создается масляным насосом 33 и гидропрессом 32 с механическим приводом. Ресивер 20 установлен в системе для сглаживания пульсаций при работе масляного насоса.

Вторая функция гидропресса — автоматическое поддержание заданного давления, для этого он снабжен обводной линией 31. При закрытой обводной линии пресс создает давление до 80,0 МПа, при открытой — до 160,0 МПа. Включение гидропресса и режим регулирования проводится поршневым разделителем 25, снабженным электрическим индикатором.

Регулирование ведется по заданному давлению с помощью манометров 26—29. Давление в системе контролируется по манометру 14, а защита от превышения давления — электромагнитным манометром 15.

Для определения выхода конденсата из газа по мере снижения давления при различных режимах сепарации в установке предусмотрен сепаратор, в нижней части которого установлено смотровое окно 7 с осветителем и измерительный плунжер 19 для определения объема выделившегося конденсата. Давление в сепараторе (до 20,0 МПа) регулируется манометром 22, а количество отобранного из системы газа — счетчиком.

Рабочая жидкость подается в систему из напорного бака 30 через гидропресс и масляный насос. Заполнение камеры 3 газом и повышение давления проводится поршневым контейнером 13.

Установка снабжена специальным термостатируемым пикнометром высокого давления 23 для отбора пробы паровой фазы

при различных режимах работы. Узлы установки жестко закреплены на стенде таким образом, что на месте эксплуатации установку легко смонтировать в защитной кабине, причем щит с управляющими и показывающими приборами может быть одной из ее стенок. Блок позволяет автоматически управлять установкой в соответствии с технологическими требованиями.

Методика исследования на установке УФР-2

При полностью вдвинутом поршне и нижнем плунжере камеры рVT вакуумируют и заполняют пробой газа из баллона. Под давлением газа поршень перемещается в крайнее верхнее положение. После выравнивания давления в камере и баллоне последний отключают от камеры и подключают к поршневому контейнеру, с помощью которого подается дополнительное необходимое количество газа.

Контейнер наполняют газом до остаточного давления пробы в баллоне, который затем перекрывают, а контейнер соединяют с масляным насосом. Подняв давление в баллоне выше, чем в камере рVT, пробу газа нагнетают в последнюю. Затем контейнер отключают от камеры и соединяют с баллоном, чтобы вытеснить гликоль в напорный бачок. Далее цикл повторяется снова, пока в камере рVT не будет создано давление, необходимое для проведения опыта.

Загрузив в камеру необходимое количество газовой пробы, рассчитывают потребный объем жидкости и с помощью измерительного пресса перемещают ее в камеру рVT, затем включают обогревательные приборы и по достижении определенной температуры опыта включают мешалку. Постоянное давление в камере рVT (бомбе) поддерживается верхним поршнем, который перемещается под давлением гликоля, нагнетаемого насосом в камеру, заключенную между крышкой цилиндра и поршнем.

Перемешивание пробы продолжают до тех пор, пока не установится фазовое равновесие системы при заданных температурах и давлении. Фазовые равновесия системы исследуются при температурах от минус 10 до плюс 200 °С и давлениях от 2,0 до 100,0 МПа. Поправки на давление и температуру к объемам жидкой и газовой фаз определяются расчетным путем. Установка позволяет определять такие характеристики пластовых газов, как выход конденсата из газа при различных термодинамических условиях в процессе эксплуатации залежей глубокозалегающих газоконденсатных месторождений, а также потери конденсата в пласте. Полученные данные являются исходными при подсчете запасов газа и конденсата, потерь конденсата в пласте, обосновании метода разработки месторождения.

Исследование проб сырого конденсата и отсепарированного газа

Отобранные на промысле пробы сырого конденсата и отсепарированного газа исследуют в лабораторных условиях на содержание этана, пропана и бутана, а также стабильного конденсата C_{5+} . Вначале пробу сырого конденсата подвергают дегазации на установке (рис. IV.17). Контейнер 3, содержащий сырой конденсат, помещается в баню, температура в которой поддерживается с помощью термостата 1. Между контейнером и газометром 8 помещаются стеклянные змеевиковые ловушки, погруженные в охлаждаемую смесь льда с солью (температура минус 20 °С). Прямая функция ловушек — улавливание жидких углеводородов, уносимых газом из контейнера.

Для разгазирования пробы сырого конденсата открывается вентиль контейнера и в газометр выпускается газ со скоростью 5 л/ч. При этом температура в бане поддерживается равной плюс 20 °С. После прекращения выделения газа из контейнера при открытом вентиле температура в бане доводится до плюс 30 °С. При этом из контейнера выделяется дополнительное количество газа, который также собирается в газометре. Наконец, после прекращения его выделения вентиль закрывают и контейнер с содержащимся в нем дегазированным конденсатом охлаждают до плюс 10—15 °С.

Для удаления газовых углеводородов, растворенных в жидкости, собранной в ловушках, температуру охлаждающей смеси постепенно повышают, доводя ее до плюс 5 °С. Конденсат из контейнера переливается в мерный цилиндр, к нему добавляется жидкий продукт, собранный из газа в змеевиковых

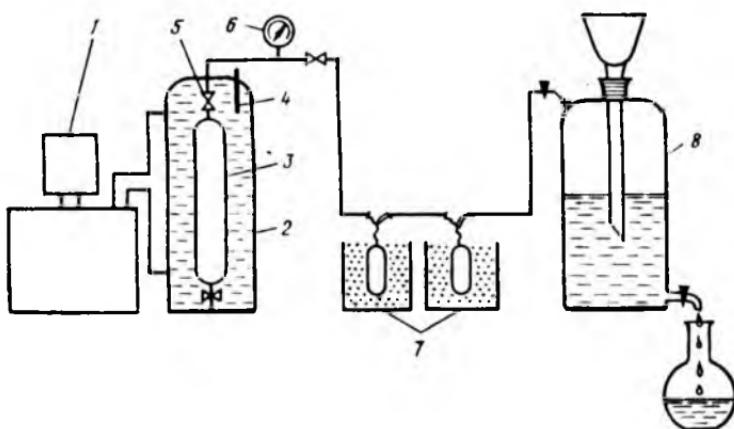


Рис. IV.17. Схема установки для дегазации насыщенного углеводородного конденсата

1 — терmostat; 2 — баня; 3 — контейнер; 4 — термометр; 5 — вентиль;
6 — манометр; 7 — ловушка; 8 — газометр

ловушках. После этого измеряется объем полученного жидкого продукта (C_{5+}) и определяется его плотность.

В результате проведенных промысловых исследований скважины и лабораторных анализов проб газа сепарации и сырого конденсата получают исходные данные для расчета содержания этана, пропана, бутанов, пентанов и вышеуказанных в пластовом газе: 1) q — объем выделяющегося сырого конденсата из 1 м³ отсепарированного газа, см³; 2) объем контейнера V , в который отбирается сырой конденсат, см³; 3) a — объем газа дегазации, выделяемого из сырого конденсата, в объеме контейнера, л; 4) v — содержание жидких углеводородов в объеме контейнера, см³; 5) плотность и молекулярная масса стабильной жидкой фазы, оставшейся после дегазации сырого конденсата.

Плотность конденсатов находится в прямой зависимости от их углеводородного и фракционного состава. Например, конденсаты, в которых велико содержание ароматических углеводородов, имеют большую плотность (0,806—0,826), чем конденсаты, содержащие парафиновые углеводороды. От углеводородного состава зависит также и показатель преломления конденсатов (колеблется для исследованных конденсатов в пределах 1,39—1,46). На основании результатов исследований более 60 газоконденсатных месторождений сотрудниками ВНИИГАЗа установлена зависимость между плотностью конденсата и его показателем преломления n_d :

$$\rho = 1,90646n_d - 1,96283. \quad (\text{IV.5})$$

При экспериментальном изучении фазовых превращений газоконденсатных систем на существующей аппаратуре (УГК, камера pVT) количество жидкой фазы бывает настолько мало, что определить удается лишь n_d . Для нахождения ρ можно воспользоваться зависимостью (IV.5); относительная погрешность при этом не превышает $\pm 2\%$. Молекулярная масса исследованных конденсатов колеблется от 92 до 158. Молекулярную массу $M_{C_{5+}}$ конденсатов часто находят расчетным путем, используя формулы зависимости между M и некоторыми физическими свойствами конденсатов. Например, формула Крэга связывает плотность $\rho_{C_{5+}}$ и молекулярную массу $M_{C_{5+}}$:

$$M_{C_{5+}} = \frac{44,29\rho_{C_{5+}}}{1,03 - \rho_{C_{5+}}}. \quad (\text{IV.6})$$

Наибольшую точность среди расчетных методов при определении молекулярной массы конденсатов получают по формуле Херша

$$\lg M_{C_{5+}} = 1,939436 + 0,0019764t_{\text{кпп}} + \lg(2,1500 - n_d), \quad (\text{IV.7})$$

где $t_{\text{кип}}$ — средняя температура кипения конденсата, °С. Однако приемлемую точность (относительная погрешность не превышает $\pm 3,5 \%$) можно получить лишь для конденсатов, в которых доминируют парафиновые углеводороды. В остальных случаях молекулярная масса конденсата должна определяться экспериментально, криоскопическим методом.

§ 7. РАСЧЕТ ФАЗОВЫХ РАВНОВЕСИЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Так как экспериментальный способ изучения газоконденсатных характеристик, являющийся основным при исследовании фазовых превращений углеводородов, трудоемок и требует много времени (для этого используется сложная аппаратура высокого давления), большое внимание уделяется развитию расчетных методов оценки этих характеристик.

Вследствие большого многообразия состава газоконденсатных систем, отдельные составляющие которых кипят при широком диапазоне температур, создать аналитически строгие расчетные методы построения газоконденсатных характеристик чрезвычайно сложно. Поэтому для прогнозирования фазовых превращений углеводородов при проектировании разработки газоконденсатных и газонефтяных месторождений и процессов переработки газа и конденсата используются приближенные методы расчета.

Расчетные методы оценки фазового состояния углеводородов основаны на законе Дальтона—Рауля

$$py_i = x_i Q_i, \quad (\text{IV.8})$$

где p — общее давление смеси; y_i и x_i — молярные концентрации (доли) компонентов в паровой и жидкой фазах; Q_i — давление насыщенных паров компонентов смеси в чистом виде; py_i — парциальное давление i -го компонента в паровой фазе; $x_i Q_i$ — парциальное давление того же компонента в жидкой фазе.

Очевидно, что

$$y_i = \frac{n_i''}{\sum_{i=1}^m n_i''}; \quad x_i = \frac{n_i'}{\sum_{i=1}^m n_i'},$$

Здесь n_i'' и n_i' — число молей i -го компонента соответственно в газовой и жидкой фазах; m — общее число компонентов.

Из уравнения равновесия (IV.8) следует, что углеводороды между фазами двухфазной равновесной системы распределяются в соответствии с давлением паров углеводородов и их мольными концентрациями.

При нарушении равновесия в системе вследствие изменения температуры или давления начинается перераспределение углеводородов между фазами. Это происходит до тех пор, пока парциальные давления каждого компонента в газе и жидкости не сравняются.

Углеводороды, имеющие при данной температуре давление насыщенных паров большее, чем общее давление в системе, будут иметь и более высокую концентрацию в паровой фазе, чем в жидкой, и наоборот. Таков смысл уравнения (IV.8).

Используя закон Дальтона — Рауля, зная температуру и давление, при которых находится смесь, по концентрации компонента в одной фазе можно определить ее концентрацию в другой.

Действительно, пусть дан состав жидкой фазы

$$x_1 + x_2 + \dots + x_m = 1,$$

где x_1, x_2, \dots, x_m — молярная концентрация соответствующих компонентов, доли единицы.

Пусть давление насыщенных паров компонентов при данной температуре равно Q_1, Q_2, \dots, Q_m . Давление паров такой смеси по закону Рауля

$$p = p_1 + p_2 + \dots + p_m = x_1 Q_1 + x_2 Q_2 + \dots + x_m Q_m$$

или

$$p = \sum_{i=1}^{i=m} x_i Q_i, \quad (\text{IV.9})$$

где p_1, p_2, \dots, p_m — парциальное давление компонентов в жидкой фазе.

Уравнение (IV.9) называется уравнением начала однократного (контактного) испарения. Очевидно, что оно характеризует давление, когда кипит смесь при данной температуре (температура учитывается в уравнении (IV.9) в скрытом виде, так как она влияет на давление насыщенных паров компонентов Q_i). Таким образом, при данном составе смеси p и t — давление и температура кипения (парообразования).

По закону Дальтона—Рауля при равновесии фаз для каждого компонента будет справедливо соотношение (IV.8), т. е. после определения давления паров жидкой смеси p можно определить концентрацию всех компонентов в равновесной паровой фазе по уравнению (IV.8):

$$y_i = \frac{x_i Q_i}{p}. \quad (\text{IV.10})$$

Если же известен состав паровой фазы, то состав жидкости, находящейся в контакте с газом, можно также определить, используя закон Дальтона-Рауля.

Пусть дан состав паровой фазы смеси

$$y_1 + y_2 + \dots + y_m = 1,$$

где y_1, y_2, \dots, y_m — молярная концентрация углеводородов в газовой фазе, доли единицы.

Определить общее давление в системе, как в предыдущем примере, нельзя, так как не известен состав жидкой фазы. Давление паров смеси по данным состава паровой фазы можно найти, исходя из следующего.

Для каждого компонента напишем

$$\begin{aligned} y_1 p &= x_1 Q_1; & x_1 &= \frac{y_1 p}{Q_1}; \\ y_2 p &= x_2 Q_2; & x_2 &= \frac{y_2 p}{Q_2} \end{aligned} \quad (IV.11)$$

и т. д.

Суммируя концентрации компонентов в жидкой фазе, получим

$$x_1 + x_2 + \dots + x_m = 1 = \left(\frac{y_1}{Q_1} + \frac{y_2}{Q_2} + \dots + \frac{y_m}{Q_m} \right) p. \quad (IV.12)$$

Отсюда, если известен состав паровой фазы, общее давление паров в смеси

$$p = \frac{1}{\frac{y_1}{Q_1} + \frac{y_2}{Q_2} + \dots + \frac{y_m}{Q_m}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{i=m} \frac{y_i}{Q_i}}. \quad (IV.13)$$

Определив по этой формуле давления паров смеси p , концентрацию компонентов в жидкой фазе можно найти из соотношения

$$x_i = \frac{y_i p}{Q_i}. \quad (IV.14)$$

Уравнение (IV.13) называют уравнением конца однократного испарения или уравнением начала однократной конденсации. Очевидно, что оно характеризует давление насыщенных паров углеводородной смеси при данной температуре.

Уравнения равновесия (IV.8), начала однократного испарения (IV.9) и начала конденсации (IV.13) описывают поведение лишь простых углеводородных смесей при низких давлениях (0,4—0,5 МПа). В практических условиях (на промыслах) использовать их затруднительно, так как они не учитывают влияние давления и состава смеси на давление паров углеводородов, находящихся в смеси. Поэтому при практических расчетах используются константы фазовых равновесий или коэффициенты распределения.

Константы фазовых равновесий

Константой фазового равновесия или коэффициентом распределения i -го компонента в паровую и жидкую фазы K_i называется отношение молярной доли i -го компонента в паровой фазе y_i к молярной доле его в жидкой фазе x_i :

$$K_i = y_i/x_i. \quad (\text{IV.15})$$

Термин «коэффициент распределения» не получил широкого распространения для расчета фазового равновесия многокомпонентных смесей. Более распространен термин «константа фазового равновесия». Последний термин нельзя признать точным, поскольку отношение y_i/x_i действительно постоянное при фиксированных значениях давления и температуры лишь для идеальных растворов, т. е. когда это отношение не зависит от состава существующих фаз. В таком случае константы равновесия называются идеальными константами.

Константа равновесия определяется двумя методами: 1) экспериментальным; 2) расчетным. Экспериментальный метод заключается в следующем. В сосуд высокого давления установки помещается исходная газоконденсатная смесь. Затем в сосуде создаются определенные давление и температура, условия термодинамического равновесия фаз. При постоянных давлении и температуре в сосуде в специальные пробоотборники отбираются пробы паровой и жидкой фаз.

На хроматографе или другом приборе определяют компонентные составы паровой и жидкой фаз в объемных (молярных долях) процентах. Делят молярные доли компонентов в паровой фазе на молярные доли этих же компонентов в жидкой фазе и получают таким образом константы фазовых равновесий компонентов при заданных давлении и температуре. Изменяют давления и температуры, получают константы равновесия для других давлений и температур.

На рис. IV.18 приведены экспериментальные константы равновесия углеводородов, входящих в состав

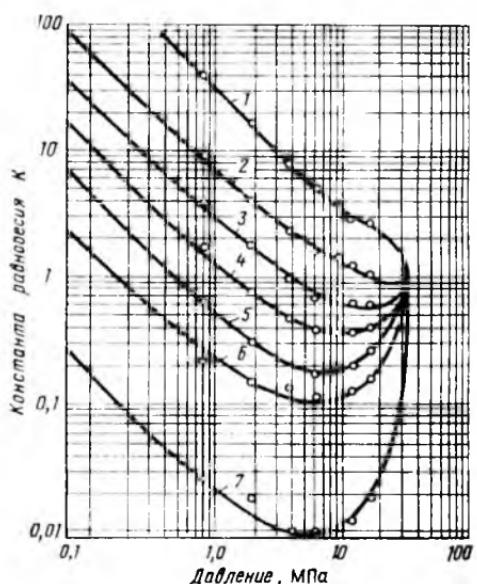


Рис. IV.18. Константы равновесия при $t=93,3^{\circ}\text{C}$ для нефти с низкой усадкой
1 — метан; 2 — этан; 3 — пропан; 4 — бутаны;
5 — пентаны; 6 — гексаны; 7 — гептаны+выше

нефти с малой усадкой. Из этого рисунка видно, что каждый компонент имеет два значения давления, при которых константы равновесия равны единице: при давлении насыщенных паров компонентов ($Q = p$) и в точке их схождения к единице справа. Давление, соответствующее давлению в этой точке, называется давлением схождения. Если диаграмма составлена при критической температуре смеси, то давление схождения будет критическим. При других температурах это давление будет лишь кажущимся. По данным Катца, кажущееся давление схождения, при котором константы равновесия всех компонентов многих нефтей становятся одинаковыми и равными единице, составляет 35—34,5 МПа.

При низких давлениях и температурах константы равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси. При высоких давлениях они могут быть найдены экстраполяцией их действительных значений, если известно давление схождения, значение которого определяется составом смеси.

Константу фазового равновесия метана приближенно можно рассчитать по следующей формуле. При $30 < t < 260^{\circ}\text{C}$

$$K_{\text{CH}_4} = \frac{31,41}{p_{\text{сж}}} \left\{ 1 - \frac{(126,6 - t)}{316,5} \left[1 - \frac{(p - 7,13)^2}{(p_{\text{сж}} - 7,13)^2} \right] \right\} \left(\frac{p_{\text{сж}}}{p} - 1 \right)^{0,9} + 1, \quad (\text{IV.16})$$

где $p_{\text{сж}}$ — давление схождения, МПа.

Экспериментально определить константы равновесия весьма сложно, при этом требуются большие затраты времени. Полученные значения констант равновесия можно использовать в расчетах парожидкостного равновесия только данной системы, использованной в экспериментах. При исследованиях в бомбе высокого давления без пористой среды не учитываются влияния на константы равновесия поверхностных сил пористой среды, капиллярных сил, образования твердой фазы из раствора. Константы равновесия, определенные экспериментально, нельзя использовать для другого состава исходной смеси. Следовательно, при эксплуатации газоконденсатных или нефтяных месторождений, когда состав продукции скважин изменяется непрерывно, необходимо было бы проводить эксперименты для определения констант равновесия тоже непрерывно, что практически выполнить невозможно.

Расчетный метод состоит в использовании уравнений состояния реальных газов для определения летучестей компонентов смеси в паровой и жидкой фазах и далее — нахождении константы равновесия как отношения летучести компонента в паровой фазе и его летучести в жидкой фазе. Понятие летучести в практику расчетов парожидкостного равновесия было введено Льюисом. Он предложил сохранить форму уравнения для

химического потенциала i -го компонента смеси идеальных газов

$$\Phi_i(p, T) = \Phi_{i, \text{ид}}(T) + RT \ln p_i, \quad (\text{IV.17})$$

но использовать это уравнение для вычисления химического потенциала реальных газов, заменив давление p_i на некоторую функцию f_i , зависящую от давления и названную им летучестью:

$$\Phi_i(p, T) = \Phi_{i, \text{ид}}(T) + RT \ln f_i. \quad (\text{IV.18})$$

С физической точки зрения летучесть есть «исправленная» упругость насыщенных паров компонентов идеальных растворов или «исправленное» парциальное давление компонентов идеальных газовых смесей.

Летучесть f — «исправленное» давление, после подстановки значения которого в уравнения идеальных газов или растворов они становятся пригодными для описания свойств реальных газов и растворов.

В этом случае летучесть при различных давлениях и температурах должна определяться экспериментально для каждого реального газа.

Для идеального однокомпонентного газа летучесть f равна общему давлению p , для компонентов смеси идеальных газов — парциальному давлению компонента, т. е. $f_i = y_i p$.

Коэффициент сжимаемости z и летучесть f связаны соотношением

$$\ln \frac{f}{p} = \int_{p_0}^p \frac{z-1}{p} dp \quad (\text{IV.19})$$

или, приближенно, летучесть равна произведению коэффициента сверхсжимаемости z на общее давление p , т. е.

$$f \approx zp. \quad (\text{IV.20})$$

При термодинамическом равновесии паровой и жидкой фаз имеем равенство давлений, температур и химических потенциалов компонентов в фазах.

При равенстве фазовых давлений и температур химические потенциалы компонентов равны численно летучестям компонентов смеси в фазах.

Летучесть i -го компонента в равновесных паровой и жидкой фазах многокомпонентной смеси определяется следующими уравнениями:

$$\ln \frac{f_{in}}{y_i p} = \frac{1}{RT} \int_{p_0}^p \left(v_{in} - \frac{RT}{p} \right) dp, \quad (\text{IV.21})$$

$$\ln \frac{f_{i\text{ж}}}{x_i f_{i\text{ож}}} = -\frac{1}{RT} \int_{p_0}^p (v_{i\text{ж}} - v_{i\text{ож}}) dp. \quad (\text{IV.22})$$

В этих формулах $f_{i\text{п}}$, $f_{i\text{ж}}$ — летучести компонентов в паровой и жидкой фазах; p — общее давление смеси газов; $f_{i\text{ож}}$ — летучесть чистого компонента при температуре смеси; $v_{i\text{п}}$, $v_{i\text{ж}}$ — молярные объемы i -го компонента в паровой и жидкой фазах; $v_{i\text{ож}}$ — молярный объем i -го компонента в чистом виде при давлении p и температуре T .

Отношение $f_{i\text{п}}$ к $y_i p$ в термодинамике фазовых превращений получило название коэффициента летучести ψ_i , а отношение $f_{i\text{ж}}$ и $x_i f_{i\text{ож}}$ — коэффициента активности γ_i :

$$\psi_i = f_{i\text{п}}/y_i p, \quad \gamma_i = f_{i\text{ж}}/x_i f_{i\text{ож}}. \quad (\text{IV.23})$$

При термодинамическом равновесии между фазами $f_{i\text{п}} = f_{i\text{ж}}$, тогда

$$K_i = y_i/x_i = \frac{\gamma_i f_{i\text{ож}}}{\psi_i p}. \quad (\text{IV.24})$$

Константу равновесия можно определить еще и таким образом:

$$K_i = \frac{f_{i\text{ж}}/x_i}{f_{i\text{п}}/y_i} = \frac{f_{i\text{ж}}/x_i p}{f_{i\text{п}}/y_i p} = \psi_i \gamma_i / \psi_i \gamma_i. \quad (\text{IV.25})$$

Отношение $f_{i\text{ж}}/x_i p$ называется коэффициентом летучести компонента i в жидкой фазе. Подставляя уравнение состояния Пенга—Робинсона (III.68) в выражение (IV.21), получим расчетное уравнение для определения коэффициента летучести компонентов в газовой смеси

$$\begin{aligned} \ln \frac{f_i}{y_i p} &= -\frac{b_i}{b_{\text{см}}} (z - 1) - \ln (z_{\text{см}} - B) - \\ &- \frac{A}{2V2B} \left(\frac{2 \sum_{i=1}^n y_i a_i}{a} - \frac{b_i}{b_{\text{см}}} \right) \ln \frac{(z_{\text{см}} + 2,414B)}{(z_{\text{см}} - 0,414B)}, \end{aligned} \quad (\text{IV.26})$$

где $z_{\text{см}}$ — коэффициент сверхсжимаемости смеси, определяемый из уравнения (IV.27),

$$B = \frac{bp}{RT}, \quad A = \frac{a(T)p}{R^2 T^2},$$

$$z_{\text{см}}^3 - z_{\text{см}}^2 + z_{\text{см}} [a^2 - b^2 p - b] p - a^2 b p^2 = 0, \quad (\text{IV.27})$$

$$a^2 = 0,4278 \frac{T_{\text{кр. см}}^{2,5}}{p_{\text{кр. см}} T^{2,5}}; \quad b = 0,0867 \frac{T_{\text{кр. см}}}{p_{\text{кр. см}} T}. \quad (\text{IV.28})$$

$$a_i^2 = 0,4278 \frac{T_{\text{кр.}i}^{2,5}}{\rho_{\text{кр.}i} T^{2,5}} ; \quad b_i = 0,0867 \frac{T_{\text{кр.}i}}{\rho_{\text{кр.}i} T}, \quad (\text{IV.29})$$

$$a_{\text{см}} = \sum y_i a_i; \quad b_{\text{см}} = \sum y_i b_i. \quad (\text{IV.30})$$

Зная состав равновесной жидкой фазы ($\sum x_i = 1$), можно определить новые значения $a_{\text{см}}$ и $b_{\text{см}}$ по формулам

$$a_{\text{см}} = \sum x_i a_i, \quad b_{\text{см}} = \sum x_i b_i, \quad (\text{IV.31})$$

коэффициент сверхжидкости $z_{\text{см}}$ жидкой фазы и, наконец, коэффициенты летучести компонентов жидкой фазы.

Уравнения фазовых концентраций

Рассмотрим многокомпонентную смесь заданного состава в молярных долях ($\sum \eta_i = 1$), находящуюся в сосуде в двухфазном состоянии пар—жидкость при условиях термодинамического равновесия.

Масса смеси в сосуде остается постоянной, а давление смеси газов изменяется только за счет изменения объема этого сосуда. Температура смеси поддерживается постоянной.

Процесс изменения соотношения между фазами и переход компонентов смеси из одной фазы в другую при постоянных массе и составе смеси и изотермическом изменении давления называется контактной (однократной) конденсацией или контактным (однократным) испарением в зависимости от того, происходит ли конденсация компонентов из паровой фазы или испарение компонентов жидкой фазы при изменении давления.

Общее число молей исходной смеси N , находящейся в данной емкости, равно числу молей паровой $N_{\text{п}}$ и жидкой $N_{\text{ж}}$ фаз при давлении p и температуре t , т. е.

$$N = N_{\text{п}} + N_{\text{ж}}. \quad (\text{IV.32})$$

Число молей i -го компонента распределяется между фазами следующим образом:

$$\eta_i N = y_i N_{\text{п}} + x_i N_{\text{ж}}, \quad (\text{IV.33})$$

где η_i , y_i и x_i — молярные доли i -го компонента в исходной смеси, паровой и жидкой фазах соответственно.

Разделим левую и правую части равенства (IV.33) на N , т. е. напишем уравнение материального баланса распределения компонента в смеси для одного моля смеси в сосуде:

$$\eta_i = y_i \frac{N_{\text{п}}}{N} + x_i \frac{N_{\text{ж}}}{N} = y_i V + x_i L, \quad (\text{IV.34})$$

где $V = N_{\text{п}}/N$, $L = N_{\text{ж}}/N$ — молярные доли паровой и жидкой фаз в сосуде ($V+L=1$).

Подставляя в уравнение (IV.34) вместо $y_i = K_i x_i$ $L = 1 - V$, получим

$$x_i = \frac{\eta_i}{V(K_i - 1) + 1}, \quad (IV.35)$$

$$y_i = \frac{\eta_i K_i}{V(K_i - 1) + 1}. \quad (IV.36)$$

Замыкающие соотношения для составов смеси, паровой и жидкой фаз имеют вид

$$\sum \eta_i = 1; \quad \sum y_i = 1 \text{ и } \sum x_i = 1. \quad (IV.37)$$

Равенство (IV.35) с учетом (IV.37) принимает вид

$$\frac{\eta_1}{V(K_1 - 1) + 1} + \frac{\eta_2}{V(K_2 - 1) + 1} + \dots + \frac{\eta_n}{V(K_n - 1) + 1} = 1. \quad (IV.38)$$

Решение уравнения (IV.38) методом последовательных приближений (итераций) позволяет найти такое значение V , при котором сумма дробей в левой части равенства равна единице. Для нахождения искомого значения V можно использовать метод Ньютона, метод хорд или метод деления отрезка пополам.

Уравнения (IV.35) и (IV.36) называются уравнениями фазовых концентраций компонентов смеси. Они позволяют определять концентрацию компонентов в фазах при определенных значениях η_i и заданных давлении, температуре, исходном составе смеси и константах фазовых равновесий.

Эти уравнения — фундаментальные уравнения прикладной термодинамики фазовых равновесий многокомпонентных смесей. На их основе проводится расчет парожидкостного равновесия природных нефтяных и газоконденсатных смесей и аналитических методов их исследования [24].

Исследуем уравнение фазовых концентраций. Для этого построим зависимость Σx_i от молярной доли жидкой фазы L (рис. IV.19).

Из рис. IV.19 следует, что если при $L = 0$

$$\Sigma x_i = \eta_1/K_1 + \eta_2/K_2 + \dots + \eta_n/K_n < 1$$

то жидкая фаза в смеси отсутствует, смесь находится в однофазном газообразном состоянии.

В том случае, когда $\Sigma x_i > 1$ при $L = 0$, жидкая фаза имеется ($L = L_1$). Если $\Sigma x_i = 1$ при $L = 1$, вся смесь находится в однофазном жидким состоянии.

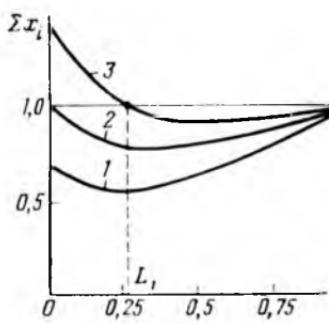


Рис. IV.19. Зависимость Σx_i от молярной доли L жидкой фазы
1, 2 — для случаев, когда жидкая фаза отсутствует; 3 — для случая, когда есть жидкая фаза ($L = L_1$)

По уравнению $\sum \frac{\eta_i}{K_i} = \sum x_i = 1$ ($L = 0$) определяется кривая начала образования жидкой фазы или кривая точек росы.

По уравнению $\sum \eta_i K_i = \sum y_i = 1$ ($V = 0$) определяется кривая начала образования паровой фазы из жидкой или кривая точек кипения.

Определение констант фазового равновесия по давлению схождения

Метод определения констант фазового равновесия по давлению схождения — один из наиболее известных, получивших широкое распространение в инженерной практике как в нашей стране, так и за рубежом. Несмотря на то что этот метод эмпирический, его использование во многих случаях дает положительные результаты.

Метод основан на хорошо известном факте схождения констант равновесия компонентов легких парафиновых бинарных углеводородных смесей к единице при критическом давлении и данной температуре смеси. Константы равновесия многокомпонентных смесей сходятся к единице при критическом давлении только при критической температуре смеси. Как уже упоминалось, если температура смеси отличается от критической, давление, при котором константы равновесия сходятся к единице, не является реальным, так как многокомпонентная смесь переходит из двухфазного парожидкостного состояния в однофазное при давлении, меньшем давления схождения констант равновесия к единице. Константы равновесия имеют действительные физические значения лишь до давления перехода из двухфазного в однофазное состояние. Поэтому давление, при котором константы равновесия многокомпонентной смеси при температуре, отличной от критической, сходятся к единице, называется *кажущимся давлением схождения*.

Метод определения констант равновесия по давлению схождения основан на экспериментально проверенном Хенсоном и Брауном предположении о том, что константы равновесия компонентов, входящих в состав различных смесей, равны, если равны давления, температуры и давления схождения этих смесей.

Таким образом, константа равновесия компонента — функция давления, температуры и давления схождения, определяющего влияние фазовых составов системы на константы равновесия компонентов. Несмотря на то что давление схождения есть функция компонентного состава обеих равновесных фаз, на практике принимают, что оно определяется или составом исходной смеси, или составом жидкой фазы при данном давлении.

Если известна молекулярная масса $M_{C_{2+}}$ и плотность остатка $\rho_{C_{2+}}$, давление схождения $p_{\text{сх}}$ (в МПа) приближенно можно рассчитать по следующим формулам.

При $120 \leq M_{C_7+} \rho_{C_7+} \leq 200$

$$p_{cx} = 1,04 (90 - 18,1 \cdot 10^{-2}t - 0,423 \cdot 10^{-4}t^2) \left(\frac{M_{C_7+} \rho_{C_7+}}{200} \right). \quad (\text{IV.39})$$

При $90 < M_{C_7+} \rho_{C_7+} < 120$

$$p'_{cx} = p_{cx} / [1,2 + 0,399 \cdot 10^{-4} (t - 100)^2] 9,806. \quad (\text{IV.40})$$

По известному составу жидкой фазы давление схождения (в МПа) можно определить по формуле

$$p_{cx} = 36,308 (a_1 + a_2 \bar{M}_{C_2+}) (a_3 + a_4 \bar{T}), \quad (\text{IV.41})$$

$$\text{где } \bar{M}_{C_2+} = \frac{M_{C_2+}}{142,93}; \quad \bar{T} = \frac{T}{310,66};$$

$a_1 = 0,12258886$; $a_2 = 1,225988$; $a_3 = -0,12539303$; $a_4 = 1,1242308$; T — температура, К; M_{C_2+} — средневзвешенная молекулярная масса гипотетического компонента этан плюс вышеперечисленные. Среднеквадратическая погрешность аппроксимации выражения $p_{cx} = f(M_{C_2+}, T)$ составляет 0,103, коэффициент множественной корреляции равен 0,96.

$$M_{C_2+} = \sum_{i=C_2}^n g_i M_i \left/ \sum_{i=C_2}^n g_i \right.; \quad g_i = x_i M_i \left/ \sum_{i=C_2}^n x_i M_i \right., \quad (\text{IV.42})$$

где M_i — молекулярная масса i -го компонента; g_i — массовая доля i -го компонента в псевдокомпоненте C_{2+} .

Рассчитав каким-либо способом давление схождения смеси и задавшись значениями давления и температуры, константы фазового равновесия углеводородов и азота находят по таблицам констант равновесия СевКавНИИГаза [8] или по атласу констант Американской ассоциации газобензинового производства NGAA.

Константы равновесия углекислого газа и сероводорода можно определить следующим образом:

$$K_{CO_2} = (K_{CH_4} K_{C_2H_6})^{1/2}, \quad (\text{IV.43})$$

где K_{CH_4} , $K_{C_2H_6}$ определяются по атласу констант или по таблицам;

$$K_{H_2S} = 13,431086 (a_1 + a_2 \bar{K}_{C_2H_6}) (a_3 + a_4 \bar{K}_{C_3H_8}), \quad (\text{IV.44})$$

$$\text{где } \bar{K}_{C_2H_6} = K_{C_2H_6} / 16,2588; \quad \bar{K}_{C_3H_8} = K_{C_3H_8} / 8,66576;$$

$$a_1 = 0,0016766885; \quad a_2 = 0,98823311; \quad a_3 = 1,0331174; \quad a_4 = -0,8977 \cdot 10^{-3}.$$

Константу равновесия остатка K_{C_7+} или K_{C_5+} можно определить по формуле, зная молекулярную массу M_{C_7+} или M_{C_5+} и его относительную плотность ρ_{C_7+} или ρ_{C_5+} :

$$K_{C_{n+}} = K_{C_n} \left(\frac{K_{C_{n+2}}}{K_{C_n}} \right)^m, \quad (\text{IV.45})$$

где при $n \gg 5$

$$m = \left(\frac{M_{C_{n+}} - M_{C_n}}{50\rho_{C_n}} \right)^{1/4} \left(1 - \frac{p}{p_{\text{cr}}} \right)^{1/4}. \quad (\text{IV.46})$$

Аналитический расчет фазовых превращений газоконденсатных смесей при изменении давления и температуры

Природные углеводородные смеси, находящиеся в поровом пространстве пласта и движущиеся по стволу скважины, в промысловом оборудовании, промысловых и магистральных газопроводах, при изменении давления и температуры претерпевают фазовые превращения, т. е. переходы паровой фазы в жидкую и обратно. Процессы превращения паровой фазы в жидкую происходят при неизменной температуре не только с увеличением давления в докритической области, но и с уменьшением его в определенном диапазоне температур $T_{\text{кр}} - T_{\text{кк}}$ (критическая — конец кипения). Явления конденсации паровой фазы при неизменном давлении происходят не только с понижением температуры и при давлении меньше критического, но и с увеличением температуры в интервале изменения давления $p_{\text{кр}} - p_r$. Мы имеем дело с явлениями прямой и обратной (ретроградной) изотермической и изобарной конденсации.

В процессах разработки залежи, добычи, транспорта и переработки углеводородных газов большое значение имеет правильное прогнозирование составов существующих паровой и жидкой фаз, объемов образующихся фаз при различных давлениях и температурах. При определении давления начала конденсации углеводородной смеси в пористой среде, составов существующих равновесных фаз, объемной насыщенности пористой среды жидкой фазой, потерю жидких углеводородов в пласте необходимо знать влияние пористой среды на эти процессы, уметь аналитически рассчитывать это влияние, зная геолого-физические параметры пористой среды.

На современном уровне развития науки и вычислительной техники приближенный аналитический расчет диаграмм фазовых соотношений и объемов образовавшихся жидкой и паровой фаз можно произвести двумя методами: а) используя табличные значения констант равновесия; б) применяя уравнение состояния для определения летучестей компонентов в паровой и жидкой фазах, плотностей фаз, коэффициентов сверхжимаемости компонентов смеси и фаз. Для этого может быть принят следующий порядок расчетов.

1. Разделяют диаграмму фазовых соотношений условно на две области: I область — $1 < p < 0,7 p_{\text{ex}}$; II область — $0,7 p_{\text{ex}} < p \leq p_{\text{ex}}$, где p_{ex} — давление схождения, т. е. давление, при котором коэффициенты распределения вещества (каждого компонента смеси) на паровую и жидкую фазы равны единице. Давление схождения для начала расчетов приближенно определяют по известным $M_{C_{n+}}$ и $\rho_{C_{n+}}$ по формулам (IV.39) или (IV.40) и уточняют по рассчитанному составу жидкой фазы по формуле (IV.41).

2. Определяют коэффициенты фазовых соотношений для компонентов смеси C_1-C_6 , N_2 , CO_2 , H_2S по таблицам констант равновесия без учета характеристического фактора при расчете коэффициента фазорого соотношения метана.

3. Определяют коэффициент распределения фракции C_{n+} ($n \geq 5$) по формуле (IV.45). Находят плотность жидкой фазы и коэффициент сверхнормируемости паровой фазы, который вычисляется по уравнению состояния реальных газов Пенга - Робинсона.

Критические параметры фракции C_{7+} (или C_{5+}) определяют по nomogrammам Стендинга и Кана по заданным значениям молекулярной массы $M_{C_{7+}}$ и плотности $\rho_{C_{7+}}$ (по формулам (III.42) и (III.43) или рассчитывают по специальным уравнениям [28]).

Плотность жидкой фазы определяют по nomogrammам Стендинга и Кана или рассчитывают по уравнению (III.57).

4. Определяют молярные доли паровой V и жидкой L фаз по уравнениям концентраций:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\eta_i}{L + VK_i} = 1, \quad y_i = K_i x_i,$$

где x_i и y_i — молярные концентрации i -го компонента в жидкой и паровой фазах соответственно при различных p и t ; η_i — молярная концентрация i -го компонента в исходной газоконденсатной смеси; L и V — молярные доли вещества в жидкой и паровой фазах при различных p и t ; $L + V = 1$; $K_i = y_i/x_i$ — коэффициент распределения i -го компонента (функция p , t и состава).

По рассчитанному составу жидкой фазы с помощью уравнения (IV.41) определяют давление схождения $p_{\text{ex},1}$. Если p_{ex} и $p_{\text{ex},1}$ отличаются незначительно, расчет считается правильным. В противном случае расчет повторяется для нового значения $p_{\text{ex}} = (p_{\text{ex}} + p_{\text{ex},1})/2$.

5. Определяют объемы образовавшихся жидкой $\Omega_{\text{ж}}$ и паровой Ω_n фаз

$$\Omega_n = L n_0 M_{\text{ж}} / \rho_{\text{ж}},$$

где n_0 — общее число молей смеси;

$$M_{\text{ж}} = \sum_{i=1}^n x_i M_i,$$

$$\Omega_n = V n_0 z R T / p.$$

Здесь R — универсальная газовая постоянная.

В области II ($p > 0,7 p_{\text{сж}}$) сохраняется такой же порядок расчета, изменяется лишь метод определения коэффициентов распределения компонентов (констант равновесия).

В критической области коэффициенты распределения компонентов находят по формуле

$$K_i = C_{1i} \left(1 - \frac{p}{p_{\text{сж}}}\right)^n + C_{2i} \left(\frac{p_{\text{сж}}}{p} - 1\right) + 1, \quad (\text{IV.47})$$

где C_{1i} , C_{2i} и n — некоторые постоянные величины ($0 < n \leq 1$). Выбирая три значения давления в первой области ($p < 0,7 p_{\text{сж}}$) p_1 , p_2 и p_3 , находят соответствующие им коэффициенты K_1 , K_2 и K_3 . После этого решают систему из трех уравнений (IV.47) и находят C_{1i} , C_{2i} и n .

Пример. Рассчитать изотерму конденсации для газожидкостной смеси следующего состава (молярные доли): $N_2 = 0,0019$; $CH_4 = 0,8673$; $C_2H_6 = 0,0243$; $C_3H_8 = 0,0127$; $n\text{-C}_4H_{10} = 0,0071$; $i\text{-C}_4H_{10} = 0,0037$; $n\text{-C}_5H_{12} = 0,0021$; $i\text{-C}_5H_{12} = 0,0013$; $C_6H_{14} = 0,0019$; $C_7H_{16+} = 0,0670$; $CO_2 = 0,0102$; $M_{C_7+} = 295$; $\rho_{C_7+} = 0,8838$; $V_0 = 200 \text{ см}^3$; $p_{\text{сж}} = 87\,080 \text{ кПа}$; $z_0 = 1,95$; $R = 8205,7 \frac{(\text{кПа}) \text{ см}^3}{\text{г/моль} \cdot \text{К}}$; $T = 399,8 \text{ К}$; $T_{\text{кр}} = 240,32 \text{ К}$; $\rho_{\text{кр}} = 4,4946 \text{ МПа}$.

Начальное общее число молей смеси

$$n_0 = \frac{\rho_0 V_0}{z_0 R T} = \frac{87080 \cdot 200}{1,95 \cdot 8205,7 \cdot 399,8} = 2,723 \text{ молей}$$

Результаты вычислений приведены в табл. IV.2.

Таблица IV.2
Основные результаты ($T = 399,80 \text{ К}$)

$p, \text{ МПа}$	$M_{\text{ж}}$	$\rho_{\text{ж}}$	z	$\Omega_n, \text{ см}^{-1}$	$\Omega_{\text{ж}}, \text{ см}^{-1}$	$V_p = \frac{\Omega_{\text{ж}} 10^3}{\Omega_{\text{ж}} + \Omega_n}, \text{ см}^3$	$V_3, \text{ см}^3$
7,0	214,99	0,8351	0,895	1034,50	66,91	6,06	6,01
28,0	115,69	0,8443	0,925	238,20	71,44	23,07	23,16
42,0	81,404	0,8399	1,018	158,10	71,52	31,17	30,27
56,0	50,464	0,8324	1,300	128,73	62,61	32,67	34,75
60,0	42,7253	0,8401	1,94	141,53	51,277	25,6	27,0

Примечание. V_p — расчетный объем; V_3 — объем, определенный экспериментально.

Таблица IV.3

Значения K_i , x_i и y_i при $p = 80,0$ МПа и $T = 399,8$ К
($L = 0,35$; $V = 0,65$)

Параметр	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i = \text{C}_1\text{H}_{10}$	$n = \text{C}_4\text{H}_{10}$	$t = \text{C}_5\text{H}_{12}$	$l = \text{C}_6\text{H}_{14}$	$m = \text{C}_7\text{H}_{16}$	C_8H_{18}	$\text{C}_9\text{H}_{18} +$	N
K_i	1,008	1,000	0,999	0,9705	0,97	0,9706	0,969	0,9355	0,5022	1,03	
x_i	0,8628	0,0349	0,0129	0,0073	0,0038	0,00213	0,00132	0,0198	0,09904	0,001	
y_i	0,8697	0,0349	0,0125	0,0071	0,0036	0,00207	0,00128	0,00186	0,0498	0,002	

Примечание. Вычисления на ЭВМ «Пионер-2» выполнены студентом В. И. Нифантовым.

Б. Использование уравнения состояния для расчетов парожидкостного равновесия (контактной конденсации) природных газоконденсатных смесей.

Расчет парожидкостного равновесия многокомпонентных смесей производится в следующей последовательности:

1. Определяют по результатам фракционной разгонки остатка содержание фракций в смеси, их критические параметры $T_{\text{кр}}$ и $p_{\text{кр}}$ и ацентрический фактор. При отсутствии разгонки критические параметры остатка $T_{\text{кр}}$ и $p_{\text{кр}}$ и ацентрический фактор ω рассчитывают по формулам (III.27), (III.28) и (III.24).

2. Определяют тем или иным методом начальные значения констант фазового равновесия компонентов исходной смеси, например, вычисляют по уравнению для идеальных констант:

$$K_i = \left\{ \frac{p_{\text{кр}, i}}{p} e^{5,372697 (1-\omega_i) \left(1 - \frac{T_{\text{кр}, i}}{T} \right)} \right\}^{1/4}. \quad (\text{IV.48})$$

3. Вычисляют по уравнению (IV.38) молярную долю паровой фазы V и составы существующих паровой y_i и жидкой x_i фаз.

4. Вычисляют коэффициент a и b по составу жидкой фазы.

5. Вычисляют по уравнению (III.69) коэффициенты сверхжидкимости паровой z_p и жидкой $z_{\text{ж}}$ фаз.

6. Рассчитывают коэффициенты летучести компонентов в паровой и жидкой фазах, используя уравнение (IV.26).

7. Корректируют константы равновесия компонентов смеси по формуле

$$K_i = K_i \frac{f_{\text{ж}, i}}{f_{\text{п}, i}}.$$

Глава V

ПЛАСТОВЫЕ ВОДЫ И ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

В большинстве месторождений вместе с нефтью и газом в пласте залегает вода. Она обычно занимает пониженные зоны нефтяных и газовых пластов, а иногда в разрезе продуктивной пачки выделяются самостоятельные водоносные горизонты.

Подошвенными или краевыми принято называть воды, заполняющие поры коллектора под залежью и вокруг нее. Иногда краевые воды находятся и в верхних размытых сводовых частях антиклинальных складок или в головных частях моноклинально залегающих нефтеносных пластов. Промежуточными называют воды, приуроченные к водоносным пропласткам, залегающим в самом нефтеносном пласте.

Верхние и нижние воды приурочены к водоносным пластам, залегающим выше и ниже нефтяного пласта.

В продуктивных пластах нефтяной и газовой частей залежи также содержится вода. Эту воду, оставшуюся со времени образования залежи, называют остаточной.

Связанные водоносные и продуктивные части пластов представляют единую гидродинамическую систему, и различные изменения пластового давления и свойств пластовых жидкостей при эксплуатации месторождения происходят не без влияния водоносной части резервуара, окружающей залежь. Пластовая вода часто является агентом, вытесняющим нефть из пласта. Ее свойства, следовательно, будут влиять на количество вытесняемой нефти, так как некоторые воды лучше отмывают нефть, другие хуже. Поэтому свойства пластовых вод имеют большое значение в промысловой практике.

§ 1. СОСТОЯНИЕ ОСТАТОЧНОЙ (СВЯЗАННОЙ) ВОДЫ В НЕФТЕНАХ И ГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Состояние остаточной воды и начальное распределение нефти, газа и воды в пористой среде пласта определяются многочисленными свойствами пористой среды и пластовых жидкостей — структурой пор и составом пород, физико-химическими свойствами пород и пластовых жидкостей, количеством и составом остаточной воды и т. д.

Начальное распределение нефти, остаточной воды и газа в пористой среде пласта влияет на процессы движения нефти в пористой среде и вытеснения ее водой из пласта. В зависимости от количества, состава и состояния остаточных вод находится молекулярная природа поверхности нефтяного коллектора. Если остаточная вода в пласте в виде тонкой пленки покрывает поверхность поровых каналов, то поверхность твердой фазы ос-

тается гидрофильной. Если же пленка воды отсутствует, то нефть непосредственно соприкасается с твердой поверхностью и вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ нефти поверхность нефтяного коллектора становится в значительной степени гидрофобной. Следовательно, формы существования остаточной воды необходимо учитывать во всех процессах, в которых молекулярная природа поверхности твердой фазы играет значительную роль. Это необходимо учитывать при изучении нефтеотдачи пласта.

Распределение остаточной воды в поровом пространстве существенно влияет на фазовые проницаемости породы для нефти, воды и газа. Многие другие характеристики пласта: смачиваемость пород вытесняющими жидкостями, интенсивность капиллярных процессов, количество нефти, остающейся в поровом пространстве пласта после истощения пластовой энергии, и другие — также зависят от первоначального распределения жидкостей в пласте.

По распространенной гипотезе о происхождении нефтяных месторождений предполагается, что породы большинства нефтяных и газовых коллекторов были вначале заполнены и смочены водой, а нефть, по-видимому, появилась в пласте в более поздний период. Вода, первоначально заполнявшая породу, не могла быть удалена полностью из пласта при образовании залежи. Часть ее осталась в виде погребенной воды.

По вопросу о виде остаточной воды, находящейся в пористой среде и других дисперсных телах, различные исследователи высказывают неодинаковое мнение. Однако большинство из них приходят к заключению о существовании:

1) капиллярно связанный воды в узких капиллярных каналах, где интенсивно проявляются капиллярные силы;

2) адсорбционной воды, удерживаемой молекулярными силами у поверхности твердого тела и прочно связанной с частичками пористой среды (свойства адсорбционной воды значительно отличаются от свойств свободной);

3) пленочной воды, покрывающей гидрофильные участки поверхности твердой фазы;

4) свободной воды, удерживаемой капиллярными силами в дисперсной структуре (ограничивается менисками на поверхностях раздела вода — нефть, вода — газ).

При анализе кернового материала в образце породы обычно определяется общее количество остаточной воды без количественной оценки различных ее видов. Это объясняется неопределенностью условий существования и классификации остаточной воды и сложностью раздельного ее определения по видам.

Вначале предполагалось, что остаточная вода вследствие гидрофильных свойств нефтесодержащих пород покрывает всю поверхность каналов пористой среды. Исследования М. М. Кусакова и Л. И. Мекеницкой показали, что закономерности рас-

пределения связанный воды имеют более сложный характер. Состояние остаточной воды в нефтяном и газовом пластах определяется физико-химическими свойствами жидкостей. Чаще всего сплошная пленка воды между нефтью и твердой фазой отсутствует и большая часть остаточной воды находится в капиллярно удержанном состоянии. При этом от свойств воды в большой степени зависит состояние связанный воды. С увеличением концентрации солей в минерализованной остаточной воде, первоначально заполняющей керн, в последующем увеличивается степень гидрофобизации твердой фазы нефтью вследствие десольватирующего (т. е. разрушающего сольватные слои) действия ионов солей. Устойчивые пленки на поверхности твердого тела возникают только при очень низком поверхностном напряжении между водой и нефтью, при слабой минерализации воды. На этом основании можно предполагать, что в пластах, содержащих высокополярные нефти и слабоминерализованные сильно щелочные остаточные воды, последние находятся в капиллярно удержанном и пленочном состоянии.

Опытами М. М. Кусакова также доказано, что сильно минерализованные остаточные воды в газовом коллекторе не образуют равновесной смачивающей пленки. Это объясняется де-

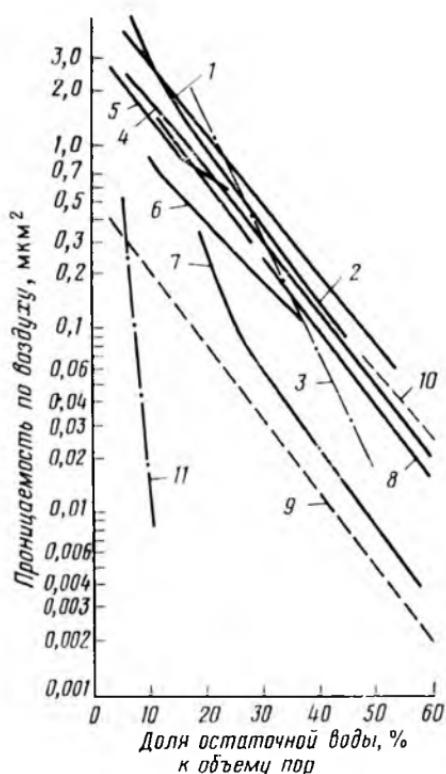


Рис. V.1. Зависимость содержания остаточной воды от проницаемости для различных нефтегазоносных песчано-алевритовых пород (по А. А. Ханину)

1 — алевролиты глинистые абазинской свиты Ахтырско-Бугундынского нефтяного месторождения; 2 — алевролиты хадумского горизонта Северо-Ставропольского газового месторождения; 3 — песчаники мелкозернистые углерской свиты газовых месторождений Угерско и Бильче-Волица; 4 — модели, составленные из песчано-алевритового материала кварцевого состава; 5 — алевролиты глинистые картамышской свиты Шебелинского газового месторождения; 6 — песчаники мелкозернистые меловых отложений Газлинского газового месторождения (средние данные для горизонтов); 7 — песчаники мелкозернистые газоконденсатного месторождения Русский Хутор; 8 — песчаники мелкозернистые Усть-Балыкского и Мегинского нефтяных месторождений; 9 — песчаники мелкозернистые мотской свиты Марковского газоконденсатного месторождения; 10 — песчаники средне-, мелкозернистые газовых месторождений Байрам-Али и Майского; 11 — рифовые известняки ишимбайского типа Башкирского Приуралья

сольватирующим действием ионов солей, находящихся в остаточной воде. Средняя равновесная толщина слоя слабо минерализованной воды на поверхности кварца на границе с воздухом составляет 50 нм.

Общее количество различных форм остаточной воды в породе зависит также от состава и физических свойств пород и пластовых жидкостей. На рис. V.1 приведена зависимость остаточной водонасыщенности пород от проницаемости кернов.

Приведенные кривые не универсальны. Для пород с иной структурой пор и содержащих другие количества глинистого материала зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости может количественно отличаться от приведенных. Однако характер зависимости в большинстве случаев тот же — с увеличением проницаемости количество остаточной воды в породе уменьшается.

Приближенно остаточную водонасыщенность песков S_n , песчаников S_{nc} и известняков S_h в зависимости от их абсолютной проницаемости k_0 и открытой пористости m_0 можно оценить по следующим формулам (в долях единицы).

$$S_n = 0,437 - 0,155 \lg \frac{k_0}{m_0}, \quad S_{nc} = 0,283 - 0,1 \lg \frac{k_0}{m_0},$$

$$S_h = 0,183 - 0,1 \lg \frac{k_0}{m_0}.$$

§ 2. МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ОСТАТОЧНОЙ (СВЯЗАННОЙ) ВОДЫ В ПЛАСТАХ

Наиболее достоверные результаты определения количества остаточной воды в породе получены при анализе кернового материала, выбуренного с применением растворов, приготовленных на нефтяной основе. Предполагается, что при подъеме керна на поверхность и в процессе транспортирования его в лабораторию существенных изменений количества остаточной воды не происходит. Во избежание испарения воды образцы поднятого керна обычно парафинируют или перевозят в закрытых сосудах под слоем нефти. Содержание остаточной воды определяется путем экстрагирования образцов в приборе Дина и Старка или в приборах С. Л. Закса (ЛП-4).

Взвешенный образец породы помещают в колбу прибора Дина и Старка (рис. V.2) или в воронку Шотта прибора С. Л. Закса (рис. V.3). При кипении растворителя вода испаряется из образца, вместе с растворителем охлаждается в холодильнике и стекает в ловушку. Так как вода тяжелее углеводородных растворителей, она накапливается в нижней части ло-

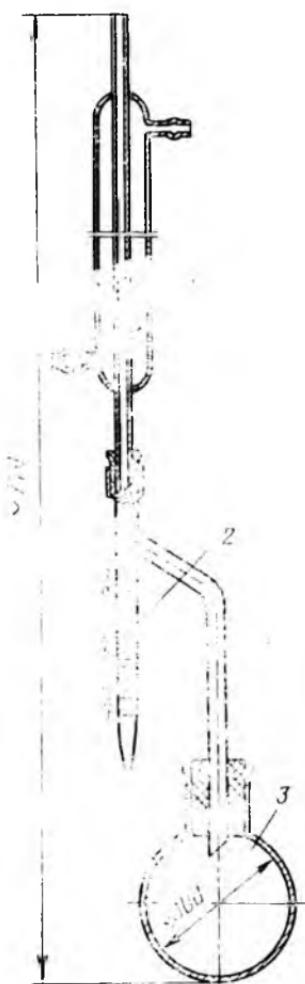


Рис. V.2. Прибор Дина и Старка для определения содержания воды
1 — холодильник; 2 — калиброванная ловушка; 3 — колба

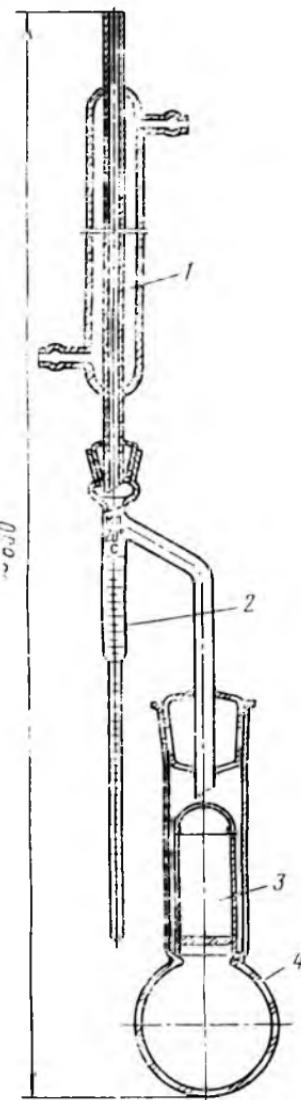


Рис. V.3. Прибор ЛП-4 (С. Л. Закса) для определения нефте-, водо- и газонасыщенности породы

1 — холодильник; 2 — ловушка; 3 — ворот Шотта; 4 — колба с растворителем

вушки, избыток же растворителя стекает обратно в колбу. При этом в приборе С. Л. Закса чистый растворитель вначале попадает в цилиндр с керном, растворяет нефть и стекает через пористую перегородку в колбу. В качестве растворителя обычно используют толуол, закипающий выше точки кипения воды (110°C). Водо-, нефте- и газонасыщенность породы определяют

по массе образца до и после экстрагирования и по объему воды, выделившейся из керна [4].

Так как в большинстве случаев пласт вскрывается обычными водными глинистыми растворами, предложены косвенные методы оценки количества остаточной воды. Один из них — хлоридный метод, основанный на предполагаемом относительном постоянстве солености связанный воды в пределах коллектива, которая обусловлена главным образом содержанием хлоридов. Во время анализа образцы керна измельчают и обрабатывают при температуре кипения дистиллированной водой. Содержание связанный воды в павеске керна находят по количеству ионов хлора, содержащихся в фильтрате. Для этого последний титруют азотнокислым серебром в присутствии индикаторов. Если известна соленость остаточной воды, по содержанию ионов хлора в образце удается приблизительно определить количество остаточной воды.

И поскольку хлоридным методом можно определить содержание лишь одного иона, то содержание других ионов устанавливается методом электропроводности — по солености воды, полученной после экстрагирования измельченного керна, путем измерения ее электропроводности. Но при этом не устанавливаются причины, уменьшающие точность определений количества остаточной воды хлоридным методом. Например, загрязнение керна фильтратом разбавленного бурового раствора, который частично может вытеснять остаточную воду из образца. Для определения количества фильтрата бурового раствора, проникающего в керн, в глинистый раствор добавляют различные индикаторы: ацетон, мышьяк, пропионил, декстрозу и т. д. Однако с помощью индикаторов можно определить степень загрязнения керна, но неизвестно количество вымываемой остаточной воды фильтратом бурового раствора.

В лабораториях физики пласта для приближенной оценки объема остаточной воды широко применяется метод полупроницаемых мембран (перегородок). Для этого используется прибор, схема которого приведена на рис. 1.9. Методика проведения опыта аналогична методике работы при построении газометрической кривой по данным, полученным в процессе вытеснения воды из керна воздухом через полупроницаемую перегородку (см. гл. I). При этом также строится кривая зависимости капиллярное давление — водонасыщенность. Средние части таких кривых (рис. V.4) характеризуют степень однородности пор: чем положе этот участок кривой, тем более однороден керн по составу пор. Верхние отрезки кривых представляют собой вертикальные или почти вертикальные линии, так как оставшаяся вода прочно удерживается молекулярными и капиллярными силами и не вытесняется из керна с увеличением давления. Расстояние их от оси ординат (в единицах водонасыщенности) и принимается за содержание остаточной воды в породе. При этом

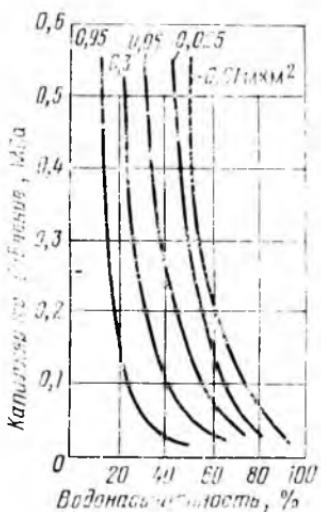


Рис. V.4. Кривые зависимости капиллярное давление — водонасыщенность

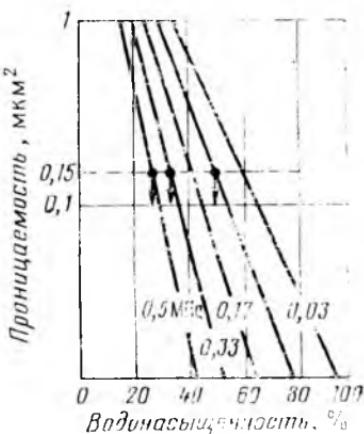


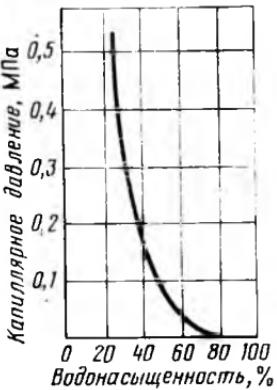
Рис. V.5. Изменение водонасыщенности образцов в зависимости от проницаемости пород при различных значениях капиллярного давления

предполагают, что в процессе формирования залежи из породы нефтью и газом вытесняется только та вода, которую удалось извлечь из керна в процессе опыта.

В естественных условиях проницаемость пород в залежи изменяется в широких пределах. Для определения средней остаточной водонасыщенности пород по разрезу пласта или по отдельному его участку кривые зависимости остаточная водонасыщенность — капиллярные давления, приведенные на рис. V.4, строят по большому числу кернов (иногда изучаются сотни образцов). По этим данным находят зависимость водонасыщенности кернов различной проницаемости от капиллярного давления. На рис. V.5 приведены такие зависимости для давлений 0,5—0,33—0,17—0,068—0,03 МПа, построенные на основе рис. V.4. По таким зависимостям далее получают осредненную кривую капиллярное давление — остаточная водонасыщенность для пласта. Для этого вначале устанавливают среднюю проницаемость пород. В рассматриваемом примере она равна 0,150 мкм².

Проведя горизонтальную линию от найденного среднего значения проницаемости (см. пунктирную линию на рис. V.5), по точкам ее пересечения с линиями различных давлений строят осредненную зависимость капиллярное давление — водонасыщенность (рис. V.6), которая позволяет оценить среднюю остаточную водонасыщенность пород исследуемого пласта. Из рис. V.6 следует, что средняя остаточная водонасыщенность исследованных пород составляет 26 %. Считается, что описанный

Рис. V.6. Осредненная кривая капиллярное давление — водонасыщенность для образцов со средней проницаемостью $0,15 \text{ мкм}^2$



метод определения остаточной водонасыщенности пригоден только для пород, содержащих значительное количество погребенной воды (более 8—10 % от объема пор), так как причины небольшого содержания остаточной воды или полного отсутствия ее в породах некоторых залежей пока недостаточно ясны. Иногда это можно объяснить растворением и частичным ее испарением в процессе формирования залежи в последующие геологические эпохи. Следовательно, условия формирования залежей в коллекторах, содержащих небольшое количество воды, в описанном методе определения остаточной водонасыщенности не моделируются даже приближенно. Метод полупроницаемых перегородок трудоемок. Для определения остаточной водонасыщенности малопроницаемых пород требуются особо прочные мелкопористые перегородки, так как вытеснение воды воздухом или нефтью необходимо осуществлять под высоким давлением. При нагнетании в поры ртути эти затруднения устраняются (см. гл. I).

Быстро и просто остаточная водонасыщенность определяется методом центрифугирования. Образец, насыщенный водой, помещается в центрифугу и подвергается действию центробежных сил, под влиянием которых вода выбрасывается в градуированную ловушку. Вытеснению воды из породы препятствуют капиллярные силы. Вначале с увеличением частоты вращения ротора центрифуги жидкость вытесняется из крупных пор, когда перепад давления Δp на торцах образца превышит капиллярное давление в менисках. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора жидкость вытесняется и из пор меньшего размера. С некоторого момента повышение частоты вращения ротора центрифуги перестает влиять на количество остающихся в порах воды. Измеряя количество выделившейся жидкости как функцию частоты вращения ротора, можно построить зависимость капиллярное давление — водонасыщенность.

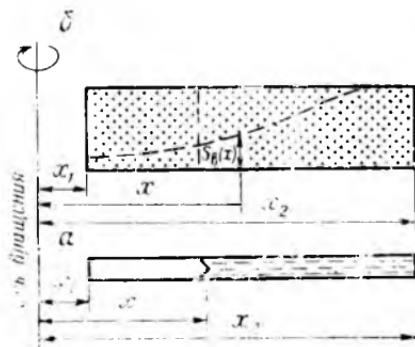


Рис. V.7. К построению зависимости капиллярное давление — водонасыщенность

Для построения зависимости капиллярное давление — водонасыщенность необходимо измерить количество выделившейся воды в зависимости от частоты вращения ротора центрифуги. На основе полученных данных можно построить кривую, отражающую зависимость капиллярного давления от водонасыщенности. На графике ось абсцисс (Водонасыщенность, %) имеет деления при 0, 20, 40, 60, 80, 100. Ось ординат (Капиллярное давление, МПа) имеет деления при 0,1, 0,2, 0,3, 0,4, 0,5. Кривая показывает, что при полной водонасыщенности давление равно 0,5 МПа, и с уменьшением водонасыщенности давление падает, становясь равным нулю при 100% дегазации.

Расчетная формула получается, исходя из следующего. Опыт на центрифуге проводится, как и в случае полупропицаемых нефтерекордок, путем вытеснения одной фазы другой (воды нефти или газом). Вычислим вначале давление p , действующее на торец закрытого единичного капилляра, заполненного жидкостью с плотностью ρ , под действием центробежных сил при его вращении в центрифуге (рис. V.7). Очевидно, что это давление

$$p = \frac{F}{\pi r^2} = \frac{R m \omega^2}{\pi r^2} = \frac{\rho \omega^2 \pi r^2}{\pi r^2} \int_{x_1}^{x_2} x dx = \rho \omega^2 \frac{x_2^2 - x_1^2}{2}, \quad (V.1)$$

где F — центробежная сила; r — радиус капилляра; R — расстояние середины капилляра от центра вращения; m — масса жидкости в капилляре; ω — угловая скорость вращения ротора; ρ — плотность жидкости; x_1 и x_2 — расстояния от центра вращения до торцов капилляра.

Если выходной торец капилляра открыть, то часть жидкости из него вытечет под влиянием центробежных сил. Истечение будет проходить до тех пор, пока центробежные силы, уменьшающиеся вследствие сокращения массы остающейся жидкости, не уравновесятся капиллярными, которые возникают под действием возникшего мениска на границе раздела фаз (см. рис. V.7).

Капиллярное давление, уравновешивающее мениском, не зависит от положения x мениска

$$p_k = \rho \frac{\omega^2}{2} (x_2^2 - x_1^2) = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}, \quad (V.2)$$

где σ — поверхностное натяжение жидкости на границе соприкосновющей фазой; θ — угол смачивания.

При данной частоте вращения в центрифуге жидкость из капилляра будет вытесняться в том случае, если радиус капилляра

$$r = \frac{4\sigma \cos \theta}{\rho \omega^2 (x_2^2 - x_1^2)}, \quad (V.3)$$

В случае пористой среды при данной частоте вращения установится профиль водонасыщенности $S_{\text{вн}}$ вдоль образца, схематически изображенный на рис. V.7, б. Если в каком-либо сечении образца x определить водонасыщенность $S_n(x)$ (например, по электросопротивлению породы), то давление, развиваемое в капиллярах центробежными силами в плоскости этого сечения при угловой скорости, например, ω_1 , составит

$$p = \rho \frac{\omega_1^2}{2} (x_2^2 - x^2).$$

При этом жидкость вытесняется из всех пор образца, радиус которых больше радиуса r_1 , определяемого из соотношения

$$p = p_{\kappa} = \rho \frac{\omega^2}{2} (x_2^2 - x^2) = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_1}. \quad (\text{V.4})$$

Следовательно, доля α пор, радиус которых $r > r_1$, в сечении x составит

$$\alpha = 1 - S_n(x). \quad (\text{V.5})$$

При практическом использовании метода центрифугирования для изучения распределения в кернах пор по размерам и определения остаточной водонасыщенности обычно регистрируют среднюю установившуюся водонасыщенность образца, соответствующую каждой ступени частоты вращения ротора центрифуги, и полагают, что масса остающейся жидкости сосредоточена в середине R образца,

$$R = x_1 + \frac{x_2 - x_1}{2}.$$

Тогда размер пор, из которых при данной угловой скорости вытеснялась вода, определяется из соотношения

$$r = \frac{2\sigma \cos \theta}{\rho \omega^2 R^2}. \quad (\text{V.6})$$

Если вместо воздуха вода из образца вытесняется нефтью, т. е. если водонасыщенный образец помещен в нефть, вместо плотности жидкости ρ в формулах будет учитываться разность плотностей $\Delta\rho = \rho_n - \rho_i$ воды и нефти.

Следует отметить, что для получения достоверных данных о распределении пор по размерам и остаточной водонасыщенности методом центрифугирования образцов необходимо принимать ряд мер, позволяющих избежать недостатки этого метода. Как уже упоминалось, в расчетах используется значение средней объемной насыщенности образцов при различных частотах вращения ротора центрифуги при предположении о линейной зависимости насыщенности от координаты x . Фактически же распределение водонасыщенности при каждом значении частоты вращения ротора характеризуется более сложным законом, соответствующим кривой капиллярное давление — насыщенность (см. рис. V.4).

Кроме того, при использовании кернов цилиндрической или призматической формы оказывается, что в каждом сечении на пористую среду действует неравномерное поле центробежных сил, так как частицы жидкости, находящиеся на центральной осевой линии керна в каждом сечении, перпендикулярны к этой линии, ближе к центру вращения, чем все другие частицы, лежащие в той же плоскости. При этом затрудняется достаточно

точное определение капиллярного давления (или центробежной силы), необходимого для расчетов.

Венгерским исследователем Бауэром Кароем установлено, что этот недостаток можно избежать, если вместо кернов цилиндрической или призматической формы использовать керны, геометрия которых приводит к возникновению в пористой среде равномерных полей центробежных сил. По данным Бауэра Каюра, хорошее совпадение кривых капиллярного давления, построенных методом центрифугирования и полупроницаемых мембран, получают при использовании кернов, представляющих сектор или цилиндр тора, центральная ось которых совпадает с осью вращения центрифуги.

§ 3. СОСТОЯНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ЗОН НЕФТЬ—ВОДА, НЕФТЬ—ГАЗ И ВОДА—ГАЗ

Водонефтяной контакт в пласте представляет собой различной толщины переходную зону от воды к нефти. Строение этой зоны и распределение в ней воды и нефти определяются в основном гравитационными и капиллярными силами. Последние находятся в сложной зависимости от свойств и состава пород и физико-химических свойств пластовых жидкостей. Большое многообразие свойств пород обуславливает значительные изменения толщины переходной зоны в одной и той же залежи. В песчаниках высокой проницаемости, отличающихся отсортированностью зерен, толщина переходной зоны не превышает нескольких десятков сантиметров. В мелкозернистых песчаниках с плохо отсортированными зернами она достигает 6–8 м.

Состояние свободной и связанной воды и нефти в переходной зоне также определяется свойствами всех фаз системы и степенью водонефтенасыщенности пород. В лаборатории физики нефтяного пласта МИНХ и ГП установлено, например, что в песчаниках Зольненского месторождения проницаемостью $0,350 \text{ мкм}^2$ при водонасыщенности 35–40 % поровые каналы заполнены смесью нефти и воды, в которых нефть не представляет собой сплошной фазы. Если проницаемость равна $0,650 \text{ мкм}^2$, сплошность нефти нарушается при 28–30 % водонасыщенности. Практически безводный приток нефти из песчаников Бавлинского и Туймазинского месторождений получают при водонасыщенности их до 32–35 % от объема пор.

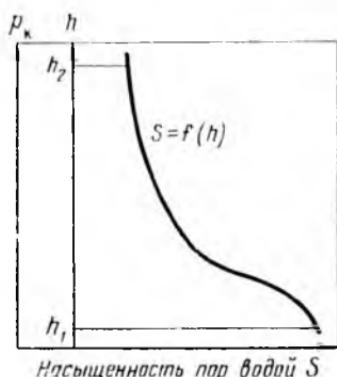


Рис. V.8. Схема изменения водонасыщенности пород в вертикальном направлении

методов, иногда используют экспериментальные усредненные зависимости водонасыщенности от капиллярного давления (рис. V.8), полученные путем вытеснения воды нефтью. По этим зависимостям можно приблизенно определить распределение нефти и воды в вертикальном направлении, а также среднюю водонасыщенность переходной зоны пласта. При этом предполагают, что под действием капиллярных сил вода в поровых каналах пласта проникла до высоты, на которой капиллярное давление уравновесилось гидростатическим столбом воды, т. е. справедливо соотношение

$$p_k = gh (\rho_b - \rho_n), \quad (V.7)$$

где ρ_b и ρ_n — соответственно плотности пластовой воды и нефти; g — ускорение свободного падения; h — высота над уровнем 100 %-ного насыщения водой.

Отсюда

$$h = \frac{p_k}{g (\rho_b - \rho_n)}. \quad (V.8)$$

Так как капиллярное давление p_k — функция водонасыщенности $p_k = f(S)$, тогда

$$h = \frac{f(S)}{g (\rho_b - \rho_n)}. \quad (V.9)$$

Эта зависимость отличается от $p_k = f(S)$ только постоянным множителем, и, следовательно, кривая, выражающая зависимость водонасыщенности от высоты над уровнем воды, и зависимость $p_k = f(S)$ будут одинаковыми, если на оси ординат вместо p_k отложить в необходимом масштабе соответствующее данному значению p_k расстояние от водонефтяного контакта h . Используя эту кривую (см. рис. V.8), где капиллярное давление p_k преобразовано в высоту столба h , которым уравновешивается данное капиллярное давление, можно приблизенно оценить распределение воды из нефти в вертикальном направлении в переходной зоне, а также среднее содержание воды по всей толщине пласта. Так, например, среднее содержание воды в порах пласта в интервале $h_1 - h_2$ составит

$$S_{cp} = \frac{\int_{h_1}^{h_2} f(h) dh}{h_2 - h_1}. \quad (V.10)$$

Интеграл в этой формуле определяется площадью под кривой $S = f(h)$ между соответствующими значениями h_1 и h_2 .

Следует учитывать, что в практических условиях распределение нефти и воды в переходной зоне может быть значительно сложнее вследствие большого многообразия свойств пород пластовой системы.

Иногда водонефтяной контакт имеет наклонное положение, что связывается с движением подземных вод, характером проницаемости коллектора и другими специфическими факторами в строении залежи.

На газонефтяном контакте также имеется переходная зона от нефтяной до чисто газовой части пласта. Строение этой части залежи определяется равновесием гравитационных и капиллярных сил, а также физическими и физико-химическими свойствами системы нефть — порода — газ.

Если не учитывать влияние третьей фазы (остаточной воды), то уравнения, аналогичные (V.8) и (V.9), можно использовать для приближенной оценки распределения нефти и газа в переходной зоне. Следует, однако, учитывать, что фактический характер распределения нефти и газа обусловлен присутствием остаточной воды. Капиллярный подъем жидкости в условиях трехфазной системы недостаточно исследован. Из уравнения (V.9) все же следует, что высота переходной зоны нефть — газ должна быть меньше высоты водонефтяной границы, так как разница плотностей между флюирами будет тем меньше между водой и нефтью, а поверхности раздела нефти на границе с водой и на границе с газом могут быть различно значением.

§ 4. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВЫХ ВОД

Плотность пластовых вод возрастает с увеличением концентрации солей, и в связи с широким распространением минерализации плотность пластовых вод может быть различной. Известны рассолы, насыщающие породы, плотность которых достигает $1450 \text{ кг}/\text{м}^3$ при концентрации солей $612.8 \text{ кг}/\text{м}^3$. Приблизительная зависимость плотности воды ρ_w от количества растворенного минерального вещества Q приведена ниже.

ρ_w при 15.5°C , $\text{кг}/\text{м}^3$	1000	1020	1040	1060	1080	1100	1120	1140
Q , $\text{кг}/\text{м}^3$	Нет	27.5	55.4	83.7	113.2	143.5	175.8	210.9

Тепловое расширение воды характеризуется коэффициентом теплового расширения

$$E = -\frac{\Delta V}{V \Delta t}, \quad (V.11)$$

где ΔV — изменение объема воды при изменении температуры на Δt ; V — объем воды в нормальных условиях.

Из формулы (V.13) следует, что коэффициент теплового расширения E воды характеризует изменение единицы объема воды при изменении ее температуры на 1°C (1K). По экспериментальным данным, в пластовых условиях он колеблется в пределах $18 \cdot 10^{-5}$ — $90 \cdot 10^{-5} 1/\text{°C}$, возрастаая с увеличением температуры и уменьшаясь с ростом пластового давления.

Сжимаемость пластовой воды. Коэффициент сжимаемости воды

$$\beta_w = \frac{\Delta V}{V \Delta p} \quad (V.12)$$

характеризует изменение единицы объема воды при изменении давления на единицу.

В формуле (V.2) ΔV — изменение объема воды при изменении давления на Δp , а V — начальный объем воды при установленных опыта.

Коэффициент сжимаемости воды изменяется в пластовых условиях в пределах $(3.7-5.0) \cdot 10^{-10}$ Па $^{-1}$, а при наличии растворенного газа увеличивается и может быть приближенно определен по формуле

$$\beta_w = \beta_{w_0} (1 + 0.05S), \quad (V.13)$$

где β_{w_0} — коэффициент сжимаемости воды, содержащей растворенный газ, Па $^{-1}$; β_{w_0} — коэффициент сжимаемости чистой воды, Па $^{-1}$; S — количество газа, растворенного в воде, м 3 /м 3 .

Объемный коэффициент пластовой воды характеризует соотношение удельного объема воды в пластовых условиях V_{pl} к удельному объему ее в стандартных условиях V_0 :

$$b = \frac{V_{pl}}{V_0}. \quad (V.14)$$

Увеличение пластового давления способствует уменьшению объемного коэффициента, а рост температуры сопровождается его повышением. Поэтому объемный коэффициент воды изменяется в сравнительно узких пределах (0.99—1.06). Правый предел относится к высокой температуре (121°C) и низкому давлению, левый — к высокому давлению (32 МПа).

Вязкость воды в пластовых условиях зависит в основном от температуры и концентрации растворенных солей. Как видно из рис. V.2, температура имеет большое влияние на вязкость воды. Влияние давления на вязкость воды незначительно и зависит от природы и концентрации растворенных солей и от температуры. В области низких температур ($5-10^\circ\text{C}$) вязкость слабо минерализованных вод уменьшается с повышением давления.

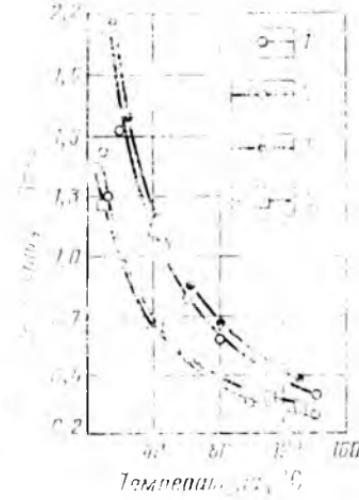


Рис. V.9. Зависимость вязкости хлоркальциевой, морской и чистой воды от температуры при постоянных давлениях (по В. П. Сергеевич и Т. П. Жузев)

1 — вода Каспийского моря при 29.4 МПа; 2 — вода шлоркальциевого типа Туймазинского месторождения при 19.5 МПа; 3 — вода хлоркальциевого типа Туймазинского месторождения при 29.4 МПа; 4 — чистая вода при 29.4 МПа

Наиболее вязки хлоркальциевые воды. При одних и тех же условиях вязкость их превышает вязкость чистой воды в 1,5—2 раза.

Так как в воде газы растворяются в небольшом количестве, вязкость ее незначительно уменьшается при насыщении газом. Поэтому вязкость воды в пластовых условиях можно определить (при практических расчетах) обычными капиллярными вискозиметрами при пластовой температуре и атмосферном давлении.

§ 5. ВЫПАДЕНИЕ НЕОРГАНИЧЕСКИХ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ОСАДКОВ ИЗ ПОПУТНО ДОБЫВАЕМОЙ ВОДЫ

Разработка многих нефтяных и газовых месторождений серьезно осложнена выпадением неорганических солей из попутно извлекаемой воды в нефтепромысловом оборудовании и на различных участках пласта.

Основные компоненты в большинстве отложений: карбонат кальция (CaCO_3), сульфат кальция (гипс $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ и ангидрит CaSO_4), сульфат бария (BaSO_4).

В значительных количествах в составе отложений имеются различные примеси: сульфат стронция (SrSO_4), карбонат стронция (SrCO_3), карбонат бария (BaCO_3), карбонат магния

Таблица V.1
Состав солевых отложений, отобранных с поверхностей различных нефтепромысловых объектов

Месторождение (место отбора проб)	Массовая доля вещества, %								
	нефтепро- ductы	хлорид натрия	сульфат кальция	сульфат магния	карбонат кальция	карбонат магния	окись железа	окись кремния	сульфат бария
Арланское, Юсуповская площадь, средние показатели: скв. 411 скв. 6122	22,03 24,13	1,3 1,05	63,83 69,21	11,17 3,51	0,6 0,7	0,57 0,37	0,5 1,03	— —	— —
Жетыбай (выкидная линия, скв. 503)	3,15	1,09	0,74	—	93,98	—	1,04	—	—
Жетыбай (хвостовик, внутренняя поверхность НКТ, скв. 408)	2,5	0,28	5,19	—	1,21	—	—	2,45	88,37
Узень, внутренняя поверхность НКТ с глубины 150 м, скв. 507	2,92	0,18	1,06	—	89,82	—	3,98	2,04	—
Узень (внутренняя поверхность НКТ с глубины 1310 м, скв. 507)	2,23	0,40	8,14	6,00	11,07	2,50	0,40	4,11	65,15

Примечание. НКТ — насосно-компрессорные трубы.

($MgCO_3$), хлорид натрия, сульфат радиев. Встречаются механические примеси, продукты коррозии (окислы железа Fe_2O_3 , сульфид железа FeS_2) и др. В призабойной зоне нагнетательных скважин в составе неорганических осадков часто встречаются продукты жизнедеятельности бактерий.

Отложения чистых сульфатных или углекислых солей встречаются редко. Обычно они представлены смесью основного неорганического компонента с частицами нефти, силикатов, парафина, продуктами коррозии, примесями других солей (табл. V.1).

Большинство отложений имеет кристаллическую структуру. Процесс их формирования представляет собой массовую кристаллизацию в сложных гидродинамических условиях, в широком интервале температур и пересыщений раствора солями в присутствии большого количества примесей, способных оказывать существенное влияние на характер (свойства) кристаллических осадков.

Образование кристаллических неорганических солей как процесс состоит из ряда основных этапов: пересыщение раствора солями; зародышеобразование; рост кристаллов; перекристаллизация.

Эти этапы могут протекать либо поочередно один за другим, либо одновременно.

Пересыщение раствора солями относительно какого-либо компонента связано с увеличением концентрации последнего выше равновесной (растворимости). Условием возникновения этого процесса на нефтяных и газовых месторождениях является наличие минерализованной попутно добываемой воды и причин, вызывающих ее пересыщение. В водах многих нефтяных месторождений растворено большое количество неорганических солей (табл. V.2).

Таблица V.2

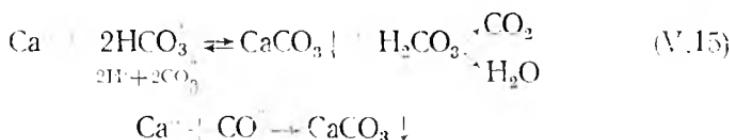
Физико-химические свойства пластовых, попутно добываемых и закачиваемых вод
(по данным КазНИПИНефть)

Месторождение (анализируемая вода)	Горизонт, место отбора	рН	HCO_3^- моль/л	Содержание ионов, мг/л						Σ
				Ca^{++}	Mg^{++}	Cl^-	HCO_3^-	$Fe^{++} + Fe^{+++}$	SO_4^{--}	
Ленец (пластовая)	XIII, средние показатели	7.081	8 266.90	1724.69	72 097.57	95.30	101.82	34 091.57	116 338.35	
То же	XIV, *	1.098	9 294.95	2855.36	86 747.46	38.44	48.03	40 604.58	139 388.82	
Жетыбай (пластовая)	X, *	—	11 688.53	1725.18	94 554.92	86.61	—	4.80	44 678.15	152 738.22
То же	XI, *	1.109	—	9 694.75	3698.46	99 231.53	111.05	—	14.41	59 0.05
	XII, *	—	1.111	—	2966.49	94 440.76	109.83	—	46 279.85	152 205.27
	XIII, *	—	1.107	—	11 322.4	—	—	—	39.86	44 025.93
Система ППД	XIV, *	1.007	7.2	340	750	5 000	217	—	3060	12 347.17
Вода Каспийского моря										

Данные опытов показывают, что закачиваемая (морская) и пластовые воды месторождений Узень и Жетыбай химически не совместимы. При их смешивании образуется пересыщенный раствор.

Несовместимость закачиваемых вод с пластовыми — одна из главных причин селективных на большинстве нефтяных месторождений. Однако образование осадков часто наблюдается до начала забоилиния пластов. Значит, помимо названной причины образования пересыщенных растворов существуют и другие. Остановимся на них подробнее.

1. Изменение термодинамических условий. При этом возможно образование карбонатов кальция по схемам



В пластовых водах $\text{[HCO}_3^{-}] > [\text{CO}_3^{2-}]$, и образование CaCO_3 происходит в основном по схеме (V.15).

В отличие от большинства неорганических солей кальций лучше растворяется в воде с уменьшением температуры. Если при 100°C его равновесная концентрация составляет 14 мг/л , то при 0°C — 85 мг/л .

Однако с уменьшением давления и температуры из раствора выпадает осадок CaCO_3 , ибо на изнурение реакции по схеме (V.15) в значительно большей степени, чем температура, влияет парциальное давление углекислого газа. Влияние парциального давления CO_2 на растворимость CaCO_3 в воде дано в табл. V.3.

Парциальное давление CO_2 , МПа	0,0001	0,01	0,1	1,0
Растворимость N , мг/л	60	400	920	2125

Изменение давления и температуры способно привести к пересыщению растворов относительно сульфатов кальция и бария (табл. V.3).

Максимальная растворимость гипса наблюдается при температуре 40°C . При дальнейшем повышении температуры гипс

Таблица V.3
Влияние температуры на растворимость сульфатов кальция и бария в воде

Сульфатные соли	Растворимость N (в мг/л) при температуре в $^{\circ}\text{C}$								
	0	20	25	30	50	80	92	95	100
Ангидрит	—	3000	—	2260	—	1080	—	—	660
Гипс	1759	2036	2080	2697	—	19%	—	—	1619
Барит	—	—	2,8	—	2,9	3,2	3,9	3,6	—

становится менее растворимым, а растворимость ангидрита уменьшается намного быстрее. Поэтому в скважинах и пластиах с температурой выше 40 °С возможно преобладание в отложениях ангидрита.

На растворимость барита температура оказывает незначительное влияние.

Зависимость равновесных концентраций сульфатов кальция и бария от давления незначительна. Так, при падении давления от 50,0 МПа до 10 МПа при температуре 100 °С растворимость сульфата кальция уменьшается на 0,04 % по массе и составляет 0,09 %. Влияние давления на растворимость сульфата кальция в насыщенном растворе при 20 °С приведено ниже.

Растворимость N , мг/л	2,08	2,12	2,33	2,46
Давление, МПа	0,1	4,1	10,1	16,1

Однако несомненно, однако анализ промысловых и лабораторных данных показывает, что уменьшение давления может привести к выделению сульфатов бария и кальция из раствора.

Понижение давления вызывает испарение части воды в газообразную фазу, что также способствует пересыщению водно-солевых систем.

2. Изменение химического состава пластовых вод в процессе разработки месторождений. Снижение минерализации и пластовой вод даже при условии их химической совместимости приводит зачастую к формированию постепенно обогащаемой воды совершение нового состава по сравнению с пластовой. Это, в свою очередь, способствует изменению растворимости отдельных компонентов. В табл. VII.4 показано влияние содержания NaCl на растворимость CaCO₃, CaSO₄ и BaSO₄ в дистиллированной воде. При высокой концентрации хлористого натрия в растворе заметно повышается растворимость CaCO₃ и CaSO₄ (растворимость кальцита максимальна при содержании NaCl в количестве 120 г/л, а гипса — 150 г/л). В большей степени (в 10 раз) повышается при этом растворимость BaSO₄.

Таблица VII.4
Влияние содержания хлористого натрия
на растворимость некоторых солей в воде

Содержание NaCl, г/л	Растворимость N , мг/л									
	0	40	50	100	120	150	200	250	300	350
CaCO ₃ ($T=20$ °С)	—	—	1632	1736	1750	1720	1576	1416	1256	1056
BaSO ₄ ($T=25$ °С)	2,8	18,4	—	26,8	28,4	—	—	—	—	—
Сульфата кальция ($T=20$ °С)	3200	—	6000	7000	—	7280	7200	—	—	—

Пластовые воды месторождений, разработка которых осложнена солеотложениями, являются водами хлоркальциевого типа.

В таких водах растворимость гипса, например, невелика. Если при отсутствии в воде хлористого кальция равновесная концентрация гипса в ней составляет 2080 мг/л, то при содержании в растворе 367,85 г/л CaCl_2 она уменьшается до 32 мг/л. Влияние содержания G хлористого кальция CaCl_2 на растворимость N сульфата кальция приведено ниже.

G , г/л	367,85	280,30	192,91	97,02	51,53	32,05	25,77	11,96	7,49	0
N , мг/л	32	203	465	841	1016	1080	1096	1181	1244	2080

В табл. V.5 приведены данные, характеризующие растворимость системы $\text{CaSO}_4 - \text{CaCO}_3$ в воде.

Итак, в двухкомпонентных системах различные соли по-разному влияют на равновесную концентрацию основных компонентов неорганических осадков.

Реальные пластовые, закачиваемые и попутно добываемые воды — многокомпонентные водно-солевые системы. Какова же растворимость солей в таких системах?

Приведенные в табл. V.6 и V.7 значения растворимости ангидрита и гипса интерполированы по опытным данным для шести различных концентраций раствора. Вода, подвергавшаяся разбавлению и концентрированию, имела следующий первоначаль-

Таблица V.5

Растворимость системы $\text{CaSO}_4 - \text{CaCO}_3$ в воде
(твердая фаза системы — CaCO_3)

Жидкая фаза			
массовая доля, %		CaCO_3 , мг-экв/л	pH
CaSO_4	CaCO_3		
$t = 18 - 19^\circ\text{C}$			
0,200	0,0048	0,96	7,5
0,175	0,0038	0,76	7,4
0,150	0,0038	0,76	7,5
0,125	0,0045	0,89	7,4
0,100	0,0054	1,08	7,5
0,075	0,0048	0,96	7,4
0,050	0,0058	1,15	7,5
$t = 30^\circ\text{C}$			
0,200	0,0035	0,69	7,8
0,175	0,0034	0,67	7,8
0,150	0,0035	0,69	7,8
0,125	0,0038	0,75	7,8
0,100	0,0036	0,72	7,8
0,075	0,0039	0,77	7,9
0,050	0,0044	0,88	7,9

Таблица V.6

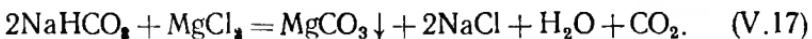
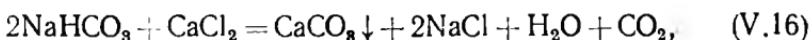
Растворимость ангидрита (CaSO_4) в многокомпонентной водно-солевой системе

Массовая доля Cl' , %	Жидкая фаза при температуре					
	25 °C		50 °C		100 °C	
	%	ρ , г см ⁻³	%	ρ , г см ⁻³	%	ρ , г см ⁻³
0	—	—	0,164	0,9897	0,065	0,9590
1	—	—	0,282	1,0041	0,151	0,9761
2	—	—	0,363	1,0168	0,180	0,9872
3	—	—	0,384	1,0291	0,191	0,9983
4	—	—	0,388	1,0415	0,194	1,0098
5	—	—	0,380	1,545	0,188	1,0220
6	—	—	0,359	1,0681	0,176	1,0353
7	—	—	0,326	1,0821	0,161	1,0498
8	—	—	0,285	1,0960	0,145	1,0641
9	—	—	0,248	1,1096	0,130	1,0783
10	0,29	1,136	0,217	1,1235	0,116	1,0926
11	0,26	1,150	0,191	1,1368	0,105	1,1065
12	0,22	1,163	0,167	1,1502	0,095	1,1200
13	0,19	1,177	0,143	1,1636	0,085	1,1337
14	0,15	1,190	0,120	1,1769	0,075	1,1473
15	0,12	1,204	0,099	1,1902	0,065	1,1611

ный состав (в массовых долях, %): Na^- — 0,9114, K^+ — 0,0315, Mg^{++} — 0,1059, Ca^{++} — 0,340, Cl' — 1,629, SO_4^{2-} — 0,2283, $\Sigma = 2,940$. Зависимость растворимости ангидрита и гипса от суммарной минерализации и от массовой доли отдельных компонентов носит сложный характер и изменяется в широких пределах. При увеличении доли Cl' до 4 % для большинства значений температур растворимость сульфата кальция возрастает. При дальнейшем повышении содержания ионов хлора в системе уменьшается равновесная концентрация сульфата кальция.

Таким образом, изменение минерализации попутно добываемой воды может привести к ее пересыщению.

3. Поступление на забой скважины вод разных горизонтов. При эксплуатации Майкопского газоконденсатного месторождения, например, из-за некачественного цементирования скважин и значительной разницы в давлениях газ и воды перетекали из одного горизонта в другой. Смешение щелочных вод I и II горизонтов, содержащих большое количество CaCl_2 и MgCl_2 , с водами III горизонта приводило к образованию солевых осадков за счет протекания следующих химических реакций:



4. Термальные методы разработки. При этих методах разработки нефтяных месторождений в процессе закачки воды

Таблица V.7

Растворимость гипса ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) в многокомпонентной водно-солевой системе (ρ — плотность в $\text{г}/\text{см}^3$)

Cl ⁺	Жидкая фаза							
	0°		25		50		75	
	вес. %	ρ	вес. %	ρ	вес. %	ρ	вес. %	ρ
0	0,176	1,0049	0,208	0,9991	0,209	0,9903	0,191	0,9777
1	0,290	1,0167	0,360	1,0136	0,376	1,0050	0,360	0,9917
2	0,384	1,0315	0,424	1,0269	0,435	1,0175	0,428	1,0043
3	0,411	1,0151	0,447	1,0399	0,458	1,0298	0,452	1,0167
4	0,420	1,0587	0,456	1,0529	0,461	1,0223	0,461	1,0290
5	0,418	1,0723	0,455	1,0531	0,456	1,0154	0,450	1,0121
6	0,402	1,0868	0,443	1,0798	0,457	1,0691	0,451	1,0554
7	0,370	1,1014	0,415	1,0910	0,436	1,0534	0,429	1,0491
8	0,331	1,1160	0,373	1,1083	0,398	1,0972	0,395	1,0829
9	0,294	1,1311	0,332	1,1222	0,358	1,1109	0,355	1,0939
10	0,260	1,1459	0,295	1,1353	0,319	1,1246	0,317	1,1105
11	0,229	1,1602	0,260	1,1500	0,283	1,1378		
12	0,198	1,1741	0,226	1,1635	0,247	1,1511		
13	0,168	1,1883	0,192	1,1767	0,211	1,1644		
14	0,138	1,2018	0,158	1,1900	0,175	1,177		
15	0,110	1,2155	0,127	1,2037	0,140	1,190		

в залежки, находящиеся на больших глубинах, при высоких температурах возможно частичное или полное растворение воды в нефти.

Во ВНИИНефти исследованы особенности фазовых равновесий в системе вода — И-гексадекан.

И-гексадекан имеет высокую температуру кипения (286,8 °С) и большой молекулярный вес (226,4), поэтому он рассматривается в качестве аналога нефти. Результаты исследований приведены в табл. V.8.

Существуют и другие факторы, способствующие возникновению солеотложений — вытеснение солей, содержащихся в пласте, процессы обогащения закачиваемых вод солями при контакте их с низгребенными водами, повышение растворимости воды в нефти с увеличением температуры (т. е. в условиях нефтяных месторождений углеводороды, отвлекая на себя часть воды, могут служить высаливателями).

Следует отметить, что в связи со сложным механизмом солеотложений в промысловых объектах методы прогнозирования его недостаточно обоснованы. Некоторые процессы не поддаются учету (адсорбция), другие постоянно изменяются и неоднозначно влияют на механизм солеотложения, третий — мало изучены (влияние поверхности оборудования, гидродинамические эффекты, влияние органических компонентов нефти и т. д.). Поэтому на практике для борьбы с солеотложениями значительно реже используют меры предупреждения, чем методы удаления

Г а б л и ц а V.8

**Характеристики трехфазного равновесия в системе
н-гексадекан — вода**

Температура, С	Давление, МПа	Массовая доля, %	
		воды в углеводородной жидкости	углеводорода в газовой фазе
200	1,73	0,7	9,2
250	4,15	2,3	15,6
275	6,25	4,1	20,4
300	9,42	7,3	29,7
325	13,44	15,4	37,7
338*	16,00	38	62

* Конечная критическая точка.

их различными средствами. При отложениях солей карбонатов, с помощью соляной кислоты хорошо удаляются карбонаты кальция и магния.

Для борьбы с рыхлыми отложениями гипса в начальный период загипсовывания оборудования используются 10—15 %-ные растворы карбоната и бикарбоната натрия и калия. При этом гипс преобразуется в карбонат кальция, который затем удаляют соляной кислотой.

Для удаления плотных, плохо проницаемых осадков применяют более эффективные растворы: гидроокиси натрия и калия, 20 %-ный раствор каустической соды (техническое название едкого натрия). Предложены многие другие составы реагентов, удаляющих солеотложения.

Глава VI

МОЛЕКУЛЯРНО-ПОВЕРХНОСТНЫЕ СВОЙСТВА СИСТЕМЫ НЕФТЬ—ГАЗ—ВОДА—ПОРОДА

§ 1. РОЛЬ ПОВЕРХНОСТНЫХ ЯВЛЕНИЙ ПРИ ДВИЖЕНИИ НЕФТИ, ВОДЫ И ГАЗА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Нефтяной пласт представляет собой залежь осадочных горных пород в виде тела, более или менее однородного по составу, с огромным скоплением капиллярных каналов и трещин, поверхность которых очень велика. Мы уже видели, что иногда поверхность поровых каналов в 1 м³ нефти содержащих пород составляет несколько гектаров. Поэтому закономерности движения нефти в пласте и ее вытеснения из пористой среды наряду с объемными свойствами жидкостей и пород (вязкость, плотность, сжимаемость и др.) во многом зависят от свойств пограничных слоев соприкасающихся фаз и процессов, происходящих на поверхности контакта нефти, газа и воды с породой.

Более интенсивное проявление свойств пограничных слоев по мере диспергирования (дробления) тела обусловлено возрастанием при этом числа поверхностных молекул по сравнению с числом молекул, находящихся внутри объема частиц. В результате с ростом дисперсности системы явления, происходящие в поверхностном слое, оказывают все большее влияние на движение воды и газа в нефтяных и газовых коллекторах.

Поверхностные явления и поверхностные свойства пластовых систем, по-видимому, оказались также на процессах формирования нефтяных и газовых залежей. Так, например, степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, строение газонефтяного и водонефтяного контактов, взаимное расположение жидкостей и газов в пористой среде, количественное соотношение остаточной воды и нефти и некоторые другие свойства пласта обусловлены поверхностными и капиллярными явлениями, происходившими в пласте в процессе формирования залежи.

Очевидно также, что важнейшую проблему увеличения нефтеотдачи пластов нельзя решить без детального изучения процессов, происходящих на поверхностях контакта минералов с пластовыми жидкостями, и свойств тонких слоев жидкостей, соприкасающихся с породой.

Физико-химические свойства поверхностей раздела различных фаз и закономерности их взаимодействия характеризуются рядом показателей—поверхностным натяжением границы раздела фаз, явлениями смачиваемости и растекания, работой адгезии и когезии, теплотой смачивания.

§ 2. ЗАВИСИМОСТЬ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ ОТ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ

Определение понятия поверхностного натяжения σ связывается с работой обратимого изотермического процесса образования единицы новой площади поверхности раздела фаз при постоянстве давления и химических потенциалов компонентов.

По поверхностному натяжению пластовых жидкостей на различных поверхностях раздела можно судить о свойствах соприкасающихся фаз, о закономерностях взаимодействия жидких и твердых тел, о процессах адсорбции, о количественном и качественном составе полярных компонентов в жидкости, об интенсивности проявления капиллярных сил и т. д.

Влияние температуры и давления на поверхностное натяжение жидкостей можно установить, исходя из молекулярного механизма возникновения свободной поверхностной энергии и энергетической сущности поверхностного натяжения.

С повышением температуры уменьшается поверхностное натяжение чистой жидкости на границе с паром, что связано с ослаблением межмолекулярных сил с ростом температуры. Эта зависимость определяется следующей формулой:

$$\sigma_t = \sigma_0 (1 - \gamma t), \quad (\text{VI.1})$$

где σ_t и σ_0 — поверхностные натяжения системы (мН/м) при температурах t и 0°C ; γ — температурный коэффициент поверхностного натяжения, сохраняющий свойства константы при температурах вдали от критической точки, $1/\text{°C}$; t — температура, $^\circ\text{C}$.

В табл. VI.1 приведены температурные коэффициенты некоторых жидкостей.

С увеличением давления поверхностное натяжение жидкости на границе с газом понижается. Это связано с уменьшением свободной поверхностной энергии вследствие сжатия газа и его растворения в жидкости. В табл. VI.2 приведены результаты измерений поверхностного натяжения воды при различных температурах и давлениях.

Таблица VI.1
Температурные коэффициенты некоторых жидкостей

Вещество	Температурный коэффициент γ , $1/\text{°C}$	Поверхностное натяжение при 20°C , мН/м
Ртуть	0,00035	465
Вода	0,002	72,75
Уксусная кислота	0,0038	23,5
Этиловый спирт	0,0022	22,3

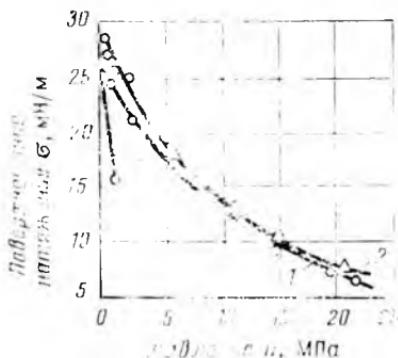


Рис. VI.1. Зависимость поверхностного натяжения нефти Небитдагского месторождения от давления

1 — на границе с метаном при $t=20^{\circ}\text{C}$); 2 — на границе с метаном (при $t=60^{\circ}\text{C}$); 3 — на границе с этан-пропановой смесью

Бусакоры", И. М. Лубман и А. Ю. Коневин. Оказалось, что чем выше растворимость газа, тем интенсивнее уменьшается поверхностное натяжение нефти с повышением температуры.

Поверхностное натяжение дегазированной малонодной нефти на границе с водой в пределах давлений, встречающихся в промысловой практике, мало зависит от давления и температуры (рис. VI.2). Это объясняется относительной стабильностью из жидкостей с увеличением давления и температуры, так что соотношение их остается постоянным.

При содержании в нефти водорастворимых компонентов поверхностное натяжение ее на границе с водой может увеличиваться с ростом давления и температуры вследствие растворения этих компонентов в воде.

Сложный характер имеет зависимость поверхностного натяжения нефти на границе с водой от давления и температуры.

Таблица VI.2

Поверхностное натяжение воды на границе с газом при различных температурах и давлениях

Давление, МПа	Поверхностное натяжение в мН/м при температуре в °С		Давление, МПа	Поверхностное натяжение в мН/м при температуре в °С	
	25	65		25	65
0	—	67,5	6,92	55,9	50,4
0,69	71,1	63,2	10,30	51,6	46,5
1,72	65,5	58,8	13,76	47,9	42,3
3,45	61,6	55,5	18,64	44,1	39,5

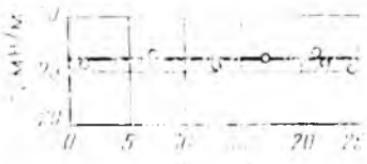


Рис. VI.2. Поверхностное напряжение нефти Туймазинского месторождения на границе с водой при различных давлениях и $t=20^{\circ}\text{C}$

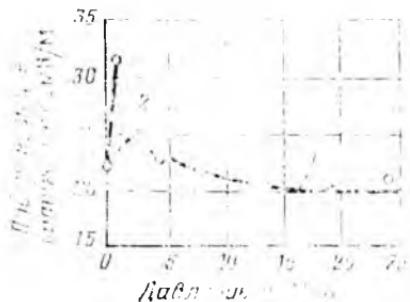


Рис. VI.3. Зависимость поверхностного напряжения нефти Небитдагского месторождения на границе с водой от давления при температуре 20°C

1 — при насыщении обеих фаз молекулами газа
2 — при насыщении обеих фаз станиноганновой смесью

в условиях насыщения нефти газом (рис. VI.3). Это обусловлено изменением концентрации полярных компонентов в поверхностном слое нефти при растворении в ней газа.

В связи со значительно большей растворимостью газа в нефти поверхностное напряжение последней на границе с газом с увеличением давления насыщения (при постоянной температуре) уменьшается интенсивнее, чем для воды. Это значит, что с ростом давления увеличивается и разница поверхностных напряжений нефти и воды на границе с газом, а следовательно, и межфазное напряжение между ними.

По результатам измерения поверхностного напряжения нефти на границе с водой в зависимости от давления насыщения нефти газом по ряду месторождений видим, что поверхностное напряжение при этом может быть значительным (3—6 мН/м и более) с изменением давления в пределах 0—26,5 МПа.

Повышение температуры сопровождается ухудшением растворимости газа и увеличением коэффициента сжимаемости нефти. Поэтому поверхностное напряжение ее на границе с водой с повышением температуры должно уменьшаться. Следовательно, рост давления и температуры действует в противоположных направлениях и в результате в отдельных случаях возможно, что изменения поверхностного напряжения не будет.

Исходя из энергетической сущности поверхностного напряжения, используя правило Антонова¹ и учитывая другие соображения, можно высказать соответствующие предположения о зависимости поверхностного напряжения нефти на границе с водой от давления и температуры в области выше давления насы-

¹ Согласно правилу Антонова межфазное напряжение двух жидкостей σ_{AB} (если известно поверхностное напряжение σ_A и σ_B их насыщенных растворов на границе с воздухом) определяется соотношением $\sigma_{AB}=\sigma_A-\sigma_B$.

щения. Однако эти зависимости исследованы еще недостаточно, и поэтому о них пока можно судить лишь предположительно.

Значительные изменения поверхностного натяжения нефти на различных поверхностях раздела в зависимости от давления и температуры в пластовых условиях необходимо учитывать при оценке капиллярных процессов в пористой среде. На границе с газом капиллярные давления могут быть меньше, чем это наблюдается в лабораторных условиях при низких давлениях. На разделе нефть — вода с ростом давления интенсивность капиллярных процессов может возрастать.

Как уже отмечалось, весьма ценные данные о нефти и ее свойствах можно получить при специальных измерениях поверхностного натяжения. Например, по поверхностному натяжению на границе с воздухом воднощелочных вытяжек из нефти оценивают содержание примесей в ней кислотного характера, которые омыляются при контакте нефти со щелочной водой и переходят в воду. Такие определения, как мы увидим впоследствии, имеют большое значение для оценки нефтевымывающих свойств воды.

Для определения характеристики омыляемой части нефти обычно готовят воднощелочные вытяжки путем настаивания нефти в контакте с равными объемами растворов NaOH различной концентрации.

§ 3. СМАЧИВАНИЕ И КРАЕВОЙ УГОЛ. РАБОТА АДГЕЗИИ. ТЕПЛОТА СМАЧИВАНИЯ

Поверхностное натяжение твердого тела непосредственно измерить трудно. Поэтому для исследования процессов взаимодействия твердых тел с жидкостями и газом пользуются косвенными методами изучения поверхностных явлений, протекающих на контактах между твердыми и жидкими телами. К таким методам относятся измерение работы адгезии¹, исследование теплоты смачивания и углов избирательного смачивания и т. д.

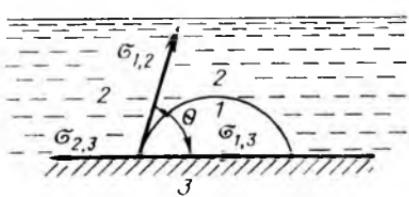


Рис. VI.4. Форма капли, обусловленная поверхностными натяжениями на различных границах соприкасающихся фаз

Если на поверхность твердого тела нанести каплю жидкости, то под действием молекулярных сил она растекается по поверхности твердого тела и принимает форму линзы (рис. VI.4).

Угол θ , образованный касательной к капле в точках ее периметра, зависит от поверхностных натяжений $\sigma_{1,3}$, $\sigma_{1,2}$ и

¹ Адгезия измеряется работой, которую надо затратить, чтобы оторвать твердое тело от жидкости в направлении нормали к поверхности раздела.

$\sigma_{2,3}$ на разделах фаз 1—3, 1—2 и 2—3. (В нефтяной литературе принято условно обозначать цифрой 1 водную fazу, цифрой 2 — углеводородную жидкость или газ и цифрой 3 — твердое тело). Угол всегда отсчитывают от касательной в сторону fazы 1 (в сторону более полярной fazы).

Из условия равновесия векторов (предполагается, что краской угол θ отвечает термодинамическому равновесию) получим уравнения, выведенные впервые Юнгом,

$$\sigma_{2,3} = \sigma_{1,3} + \sigma_{1,2} \cos \theta, \quad (VI.2)$$

откуда

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3}}{\sigma_{1,2}} = B. \quad (VI.3)$$

В этих уравнениях $\sigma_{2,3}$ и $\sigma_{1,3}$ практически неизвестны. Поэтому о соотношении поверхностных натяжений $\sigma_{3,2}$ и $\sigma_{3,1}$ (т. е. о процессах, происходящих на границе твердого тела с другими fazами) судят по углу θ , который служит мерой смачивания жидкостями поверхности твердого тела и косвенно характеризует взаимодействие твердого тела с другими fazами.

Значение θ , если исключить влияние силы тяжести, не зависит от размеров капли и определяется лишь молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся faz. Поэтому, исходя из теории поверхностных явлений, можно установить связь краевого угла смачивания θ с поверхностным натяжением между твердым телом и жидкостью. Например, поверхность должна лучше смачиваться той жидкостью, которая обладает меньшей разностью полярностей между твердым телом и жидкостью, т. е. меньшим значением поверхностного натяжения на их разделе (см. рис. VI.4). Высокополярные жидкости, т. е. жидкости с высоким поверхностным натяжением, хуже смачивают твердую поверхность, чем жидкости малополярные (т. е. обладающие меньшим поверхностным натяжением). Например, такая высокополярная жидкость, как ртуть, смачивает только некоторые металлы; вода — жидкость, менее полярная, чем ртуть, смачивает кроме металлов, многие минералы и кристаллические соли; малополярные масла смачивают на границе с воздухом все известные твердые тела.

По углу избирательного смачивания, образующегося при контакте воды, нефти и породы, наряду с другими параметрами можно судить о качестве вод и их отмывающей и нефтепромыывающей способностях. Лучше отмывают нефть воды, хорошо смачивающие породу. Поэтому изучению явлений смачивания в нефтепромысловом деле уделяется большое внимание.

Угол смачивания зависит от множества факторов: механического строения поверхности, адсорбции на ней газов, поверхностно-активных и других веществ, от ее загрязнения, электрического заряда и т. д.

Особо большое влияние на угол смачивания оказывают процессы адсорбции в связи с изменением химического строения поверхности твердого тела. Если при этом к поверхности ориентирована неполярная углеводородная цепь поверхностно-активных веществ, то гидрофильные радикалы ($-\text{OH}$, $-\text{COOH}$, $-\text{CO}$, $-\text{COH}$ и др.), обращенные в сторону жидкости, способствуют смачиванию поверхности водой. При обратной ориентации поверхность гидрофобизуется.

Интересно отметить, что радикалы, свободно ориентировавшиеся на поверхности жидкости, в зависимости от свойств фаз сохраняют эту ориентировку при быстром переходе жидкости в твердую фазу. В опытах Дево, например, воск и парафин, расплавленные и охлажденные на воздухе, давали гидрофобную поверхность, а охлажденные на границе с водой — гидрофильную. Точно так же поверхность стеариновой кислоты, полученная на границе с воздухом, гидрофобна, а полученная на границе с водой и стеклом — гидрофильна.

Адсорбция полярных молекул на поверхности горных пород имеет большое значение при избирательном смачивании их водой и нефтью. Кварц, известник и другие минералы, которыми в основном представлены нефтесодержащие породы, по своей природе гидрофильны. Несмотря на это, все нефтесодержащие породы в значительной степени гидрофобизованы нефтью и часто очень плохо смачиваются водой или же обладают, по-видимому, устойчивой гидрофобной поверхностью.

С процессами адсорбции тесно связаны явления статического гистерезиса смачивания, заключающиеся в задержке установления равновесного значения смачивания вследствие трения при перемещении периметра капли по поверхности твердого тела. Мерой статического гистерезиса смачивания может служить разность косинусов углов $\Delta B = B_{2,1} - B_{1,2}$, см. формулу (VI.3). Эта разность получается при различном порядке смачивания твердой поверхности жидкостями 1 и 2, т. е. от того, какой средой (1 или 2) вначале была смочена поверхность. В присутствии адсорбционного слоя статический гистерезис смачивания резко возрастает.

В соответствии с изменением молекулярно-поверхностных характеристик жидкостей на различных поверхностях раздела с увеличением давления и температуры изменяется также угол смачивания. По результатам исследований Н. Д. Таирова и М. М. Кусакова, краевой угол избирательного смачивания кварца растворами нефти на границе с водой при насыщении углеводородной жидкости и воды азотом (т. е. малорастворимым газом) не зависит от давления. Аналогичная закономерность наблюдается в данных условиях и для поверхностного напряжения нефти на границе с водой.

При растворении в нефти углеводородного газа, обладающего значительно лучшей растворимостью, чем азот, в нефти, с од-

ной стороны, увеличивается относительное содержание неполярной части; это сопровождается уменьшением адсорбции и гидрофобизации поверхности. В результате вода лучше избирательно смачивает кварц при контакте с нефтью. С другой стороны, вследствие адсорбции поверхностно-активных веществ на поверхности породы увеличивается угол смачивания θ при повышении давления. В совокупности зависимость $\theta=f(p)$ с ростом давления от преобладания того или иного фактора может иметь разный характер, а $d\theta/dp$ может быть положительной или отрицательной.

Щелочные воды лучше смачивают поверхность кварца и других минералов, слагающих пласт, чем морская и дистиллированная воды. Это связано с омылением органических кислот щелочами воды. Мыла, адсорбируясь на поверхности раздела нефть — вода и нефть — порода — вода, способствуют гидрофилизации поверхности, т. е. уменьшению угла избирательного смачивания.

В атмосферных условиях значение угла смачивания пропорционально поверхностной активности нефти. При высоких давлениях это условие нарушается.

Кроме измерения углов смачивания, взаимодействие жидкых и твердых тел может быть исследовано путем изучения работы адгезии и теплот смачивания.

Работа адгезии по уравнению Дюпре

$$W_a = \sigma_{2,3} + \sigma_{1,2} - \sigma_{1,3}, \quad (VI.4)$$

где $\sigma_{1,2}$ — поверхностное натяжение жидкости на границе с воздухом; $\sigma_{2,3}$ и $\sigma_{1,3}$ — поверхностные натяжения твердого тела на границе с воздухом и с жидкой фазой.

Неизвестные величины $\sigma_{1,3}$ и $\sigma_{2,3}$ из (VI.4) можно исключить, если использовать соотношения (VI.3) и (VI.2). Подставляя в уравнение Дюпре вместо $\sigma_{1,3}$ и $\sigma_{2,3}$ их значения из (VI.2), получим уравнение Дюпре — Юнга

$$W_a = \sigma_{1,2} (1 + \cos \theta). \quad (VI.5)$$

Из соотношения

$$\sigma_{2,3} - \sigma_{1,3} = \sigma_{1,2} \cos \theta$$

следует, что при смачивании свободная энергия единицы поверхности твердого тела уменьшается на $\sigma_{1,2} \cos \theta$. Величину $\sigma_{1,2} \cos \theta$ принято называть натяжением смачивания.

Работа W_k когезии, как известно, характеризует энергетические изменения поверхностей раздела при взаимодействии частиц одной фазы.

Из уравнения (VI.5) следует, что на отрыв жидкости от поверхности твердого тела при полном смачивании, когда $\cos \theta = 1$, затрачивается работа, необходимая для образования двух жидкых поверхностей — $2\sigma_{жg}$, т. е. $W_k = 2\sigma_{жg}$, где $\sigma_{жg}$ — поверхностное натяжение жидкости на границе с газом.

Это значит, что при полном смачивании жидкость не отрывается от поверхности твердого тела, а происходит разрыв самой жидкости т. е. при полном смачивании $\sigma_{1,2} \leq \sigma_{1,3}$.

Для гидрофобных поверхностей характерно соотношение $\sigma_{1,2} > \sigma_{1,3}$, т. е. жидкость может отрываться от поверхности. При $\theta = 180^\circ$, т. е. при полной несмачиваемости жидкостью поверхности твердого тела, работа адгезии равна нулю. Следовательно, работа адгезии может служить показателем смачиваемости или прилипаемости жидкостей к поверхности твердого тела.

Подставив в уравнение Юнга значения работ адгезии и когезии, получим

$$\cos \theta = \frac{2W_a - W_k}{W_k}. \quad (\text{VI.6})$$

Это уравнение позволяет оценить смачиваемость твердого тела в зависимости от соотношения сил притяжения жидкости к твердому телу и взаимного притяжения частиц жидкости. Например, твердое тело будет смачиваться жидкостью ($\cos \theta$ положителен) при $W_a > 0,5W_k$. При $W_a < 0,5W_k$ значение $\cos \theta$ будет иметь отрицательный знак, т. е. жидкость не смачивает поверхность. Из формулы (VI.6) следует, что полная несмачиваемость ($\cos \theta = -1$) может быть только при условии $W_a = 0$. Это условие на практике никогда не может быть выполнено, ибо между телами с любыми свойствами всегда существуют силы молекулярного притяжения, и работа адгезии имеет всегда положительный знак.

Из уравнения (VI.6) следует, что смачиваемость жидкостью твердого тела тем лучше, чем меньше работа когезии W_k (и поверхностное напряжение жидкости на границе с газом).

Для характеристики смачивающих свойств жидкости может быть использована также относительная работа адгезии $z = W_a/W_k$, при увеличении которой смачивающие свойства улучшаются. Из (VI.6) следует, что при $z = 1$, $W_a = W_k$, $\cos \theta = 1$.

Строго говоря, уравнение (VI.6) теряет смысл в условиях полного смачивания, так как краевой угол не устанавливается. При этом в качестве термодинамической характеристики взаимодействующих фаз используют коэффициент растекания

$$S = \sigma_{tg} - \sigma_{tj} - \sigma_{jg},$$

где σ_{tg} , σ_{tj} , σ_{jg} — поверхностные напряжения соответственно твердого тела на границе с газом с жидкостью и жидкости на границе с газом.

Учитывая соотношения Дюпре (VI.4) и коэффициент растекания, можно написать

$$S = W_a - 2\sigma_{jg}.$$

Следовательно, для полного растекания необходимо, чтобы работа адгезии была более, чем в два раза больше величины σ_{jg} .

Уравнение Юнга (VI.3) можно записать так

$$\cos \theta = (W_a - \sigma_{жг}) \sigma_{жг}.$$

Это уравнение интересно тем, что в отличие от формулы Юнга входящие в него величины в ряде случаев могут быть измерены.

Адгезию можно установить экспериментально. Опыты показывают, что при медленном отрыве, когда поверхностные силы успевают прийти в состояние равновесия, значения работы отрыва, подсчитанные по уравнению Дюпре — Юнга и определенные экспериментально, совпадают. С увеличением скорости отрыва работа адгезии возрастает, по-видимому, за счет возникающих электростатических сил. При этом заряды двойного слоя не успевают нейтрализоваться и электрические силы суммируются с силами адгезии.

Установлено, что при смачивании твердого тела жидкостью наблюдается выделение тепла, так как разность полярностей на границе твердое тело — жидкость меньше, чем на границе с воздухом. Для пористых и порошкообразных тел теплота смачивания обычно имеет значение от 1 до 125 кДж/кг и зависит от степени дисперсности твердого тела и от полярности жидкости.

Теплота смачивания характеризует степень дисперсности твердого тела и природу его поверхности. Большее количество теплоты выделяется при смачивании той жидкостью, которая лучше смачивает твердую поверхность. Поэтому отношение теплот смачивания жидкости служит термической характеристикой смачиваемости этой поверхности.

Более определенно степень гидрофильности или гидрофобности поверхности горных пород оценивают путем сравнения теплоты смачивания керна водой с теплотами смачивания полностью гидрофобизированной и гидрофилизованной породы. Средняя теплота смачивания нефтенасыщенных кернов ряда нефтяных месторождений Западной Сибири колеблется от 6,3 до 24,4 кДж/кг. Этот параметр оценивается в калориметрах высокой точности.

Поверхность горных пород отличается значительной неоднородностью по смачиваемости, что можно объяснить многими причинами. Большое влияние на свойства поверхностей оказывают процессы адсорбции, которые зависят от многообразия факторов, связанных как с составом пластовых жидкостей и пород, так и с условиями их контакта в пласте. Свойства поверхности минералов, кроме явлений адсорбции, зависят и от процессов химического взаимодействия жидкостей и минералов, ионного обмена, растворения и электрохимических явлений. Значительно влияет на эти процессы сложное строение самой поверхности минералов. Вследствие влияния на свойства поверхности горных пород большого числа факторов избира-

тельная смачиваемость их пластовыми жидкостями может изменяться в широких пределах. Некоторые породы, по-видимому, полностью гидрофобизованы нефтью. Большинство же исследованных коллекторов газовых месторождений сложены гидрофильными породами.

§ 4. КИНЕТИЧЕСКИЙ ГИСТЕРЕЗИС СМАЧИВАНИЯ

В предыдущем параграфе явления смачивания рассматривались при равновесном состоянии системы. В пластовых же условиях чаще всего наблюдаются неустановившиеся процессы, происходящие на поверхностях раздела фаз. Внешне при таком процессе изменяется угол смачивания в зависимости от скорости и направления движения менисков в капиллярных каналах.

Кинетическим гистерезисом смачивания принято называть изменение угла смачивания при передвижении по твердой поверхности трехфазного периметра смачивания.

При изучении кинетического гистерезиса смачивания установлены следующие общие закономерности.

Гистерезис зависит от направления движения периметра смачивания, т. е. от того, происходит ли вытеснение с твердой поверхности воды нефтью или нефти водой (рис. VI.5). Угол, образующийся при вытеснении нефти водой ($\theta_{2,1}$), принято называть наступающим, а угол, образующийся при вытеснении воды нефтью ($\theta_{1,2}$) — отступающим. При этом отступающий $\theta_{1,2}$, наступающий $\theta_{2,1}$ и статический θ углы всегда находятся в соотношении $\theta_{2,1} > \theta > \theta_{1,2}$.

Гистерезис смачивания зависит от скорости перемещения трехфазной границы раздела фаз по твердой поверхности, а также от адсорбции на ней веществ и от шероховатости твердого тела.

С увеличением скорости вытеснения нефти водой из капиллярных каналов пористой среды вследствие гистерезисных явлений наступающий угол смачивания возрастает и может стать больше 90° , если даже в статических условиях поверхность капилляра гидрофильна.

Причины гистерезиса еще недостаточно изучены. Одни исследователи считают, что он обусловлен силами трения, вызываемыми неровностью поверхности, так как на полированных поверхностях гистерезис проявляется слабо. Другие наиболее вероятной считают молекулярную природу гистерезиса, зависящего от прочности сцепления с твердой поверхностью молекул соприкасающихся фаз. При вытеснении из пор нефти воды приходится удалять с твердой поверхности адсорбированные молекулы полярных компонентов нефти. Поэтому возникает дополнительное сопротивление растеканию воды по поверхности. В зависимости от порядка смачивания значение этих сил сопро-

тивления неодинаково, чем и обусловлено различие отступающих и наступающих углов.

Следует учитывать, что если энергия прилипания жидкости к твердой поверхности больше энергии сцепления молекул жидкости, то вытесняемая жидкость оставляет на поверхности пленку толщиной, соизмеримой с радиусом действия молекулярных сил. Это — одна из причин образования остаточной пленочной нефти в пласте.

В пластовых условиях гистерезис смачивания осложняется влиянием остаточной воды, которая, по-видимому, способствует улучшению смачивания поверхности капиллярных каналов вытесняющей водой.

§ 5. СВОЙСТВА ПОВЕРХНОСТНЫХ СЛОЕВ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

О структуре поверхностного слоя существуют различные предположения.

Многие исследователи, изучающие строение и толщину тонких слоев жидкости, связывают образование пристенных слоев с поляризацией молекул и их ориентацией от поверхности твердого тела во внутренние области жидкости с образованием сольватных¹ слоев.

Особо сложное строение имеют слои нефти, контактирующие с горными породами пласта, так как взаимодействие поверхностно-активных веществ с минералами очень многообразно.

Замечено, например, что реагенты, применяемые во флотационной технике, могут закрепляться на поверхности минерала как в форме обычных трехмерных пленок, образующих самостоятельную фазу на поверхности минеральных частиц, так и в виде поверхностных соединений, не имеющих определенного состава и не образующих отдельной самостоятельной фазы.

Наконец, реагенты могут концентрироваться в диффузионной части двойного электрического слоя, а не на самой поверхности раздела фаз.

Поверхностно-активные компоненты, по-видимому, всегда концентрируются не только на поверхности, но и в трехмерном объеме вблизи поверхности раздела.

Многими исследователями были сделаны попытки измерять

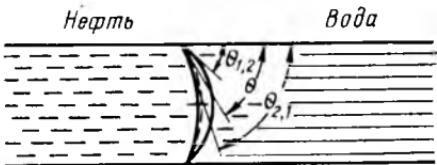


Рис. VI.5 Схема изменения углов смачивания при изменении направления движения мениска в капиллярном канале

¹ Сольватными называют полимолекулярные слои ориентированных молекул, адсорбирующихся поверхностью зерен породы. Сольватные пристенные слои в порах пласта, заполненных нефтью, состоят из поверхностно-активных и других компонентов нефти.

толщину пленки различных жидкостей на твердых телах. Так, например, по результатам измерений Б. В. Дерягина и М. М. Кусакова толщина смачивающих пленок водных растворов солей на различных твердых плоских поверхностях составляет около 0,1 мкм. По результатам исследований И. Л. Мархасина, толщина граничного слоя нефти ряда месторождений Башкирии, остающейся на поверхности кварцевого песка, при вытеснении ее с реально существующими градиентами давлений может достигать 2—3 мкм. Эти слои отличаются от остальной части жидкости структурой и механическими свойствами — упругостью на сдвиг и повышенной вязкостью. Установлено, что свойства жидкости в поверхностном слое изменяются также вследствие ее сжатия. Например, плотность адсорбированной силикагелем воды по некоторым измерениям составляет 1027—1285 кг/м³.

Особыми свойствами обладают также адсорбционные и связанные с ними сольватные оболочки на разделах фаз в нефтяном пласте. Некоторые составные части могут образовывать гелеобразные структурированные адсорбционные слои (с необычными — аномальными свойствами) с высокой структурной вязкостью, а при высоких степенях насыщения адсорбционного слоя — с упругостью и механической прочностью на сдвиг.

Исследования показывают, что в состав поверхностных слоев на разделе нефть — вода входят нафтеновые кислоты, низкомолекулярные смолы, коллоидные частицы высокомолекулярных смол и асфальтенов, микрокристаллы парафина, а также частицы минеральных и углеродистых супензий. Предполагается, что поверхностный слой на разделе нефть — вода образуется в результате скопления минеральных и углеродистых частиц, а также микрокристаллов парафина под влиянием избирательного смачивания водной фазой гидрофильных участков их поверхности. Адсорбирующиеся на этой же поверхности раздела асфальто-смолистые вещества, переходящие в гелеобразное состояние, цементируют частицы парафина и минералов в единый монолитный слой. Поверхностный слой еще более утолщается вследствие сольватации гелей асфальто-смолистых веществ со стороны нефтяной фазы.

Особые структурно-механические свойства механических слоев обусловливают стабилизацию различных систем и, в частности, высокую устойчивость некоторых водонефтяных эмульсий.

Существование адсорбционных слоев на разделе остаточная вода — нефть, по-видимому, оказывает также некоторое задерживающее влияние на процессы смешивания нагнетаемых в пласт вод с остаточными.

§ 6. ИЗМЕРЕНИЕ УГЛОВ СМАЧИВАНИЯ

Для изучения смачиваемости поверхности твердых тел и смачивающих свойств жидкостей широко применяют оптическую скамью. При этом каплю жидкости, нанесенную на твердую поверхность минерала (шлиф) или горной породы, проектируют с помощью оптической системы в увеличенном виде на экран из матового стекла. Краевой угол смачивания измеряют по изображению, полученному на матовом стекле, или по фотографии капли.

С помощью оптической скамьи можно измерить как статические, так и кинетические углы смачивания. Если первые определяют для общей физико-химической характеристики нефтесодержащих пород и смачивающих свойств вод, то кинетические углы важно знать при изучении избирательного смачивания пород в процессе вытеснения нефти водой из пористых сред и для оценки знака и величины капиллярного давления в поровых каналах.

Для измерения угла смачивания, образующегося на границе различных сред при движении раздела фаз, предложено много методов.

По одному из них измеряют краевой угол смачивания, образуемый поверхностью жидкости и погруженной в нее наклонной пластинкой минерала во время опускания или поднятия последней с соответствующей скоростью. При другом способе измеряются краевые углы натекания и оттекания, образуемые каплей жидкости на наклонной твердой поверхности. По третьему динамика изменения угла смачивания создается путем отсасывания капиллярной пипеткой нефти или воды из капли. С уменьшением объема капли нефти образуется наступающий угол смачивания, при увеличении ее — отступающий. Наконец, углы смачивания в динамике можно измерить при медленном движении мениска в капилляре.

Упомянутые методы измерения кинетических углов избирательного смачивания не воспроизводят пластовых условий и их нельзя применять для оценки краевых углов смачивания при движении водонефтяного контакта в пористой среде.

Некоторое представление о смачивающих свойствах вод и природе поверхности поровых каналов можно получить, измения скорость пропитывания пористой среды жидкостью или капиллярного вытеснения одной жидкости другой. Для изучения процесса капиллярного пропитывания и взаимного вытеснения нефти и воды обычно используются различные модификации прибора З. В. Волковой, одна из которых приведена на рис. VI.6.

В стеклянную трубку 3 с помощью резинового уплотнения 5 вставляют пробу изучаемого песчаника 4, насыщенного остаточной водой и нефтью. Капилляр 1, наполненный вытесняющей жидкостью до конца расширенной части, соединяется

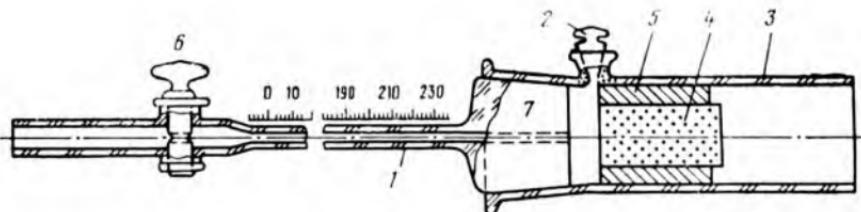


Рис. VI.6. Схема одного из вариантов прибора З. В. Волковой

с трубкой 3 на шлифе 7. Пространство между торцом образца и пробкой капилляра сообщается с атмосферой при помощи отвода с пробкой 2. На капилляре 1 нанесены деления, по которым можно определить количество воведшей в керн под действием капиллярных сил воды в различные моменты времени. При изучении процесса капиллярного вытеснения нефти трубка наполняется водой и после соединения шлифа 7 открываются пробка 2 и кран 6. Прибор слегка наклоняют, в этом случае жидкость достигает торца песчаника, после чего пробка 2 закрывается. Прибор вновь устанавливают в горизонтальное положение и проводят наблюдение за процессом капиллярного вытеснения нефти водой.

Аналогичные приборы созданы также для изучения процессов капиллярного вытеснения при высоких давлениях. Пористую среду, состоящую из капилляров различных диаметров с большим разнообразием геометрических форм, можно заменить идеальным грунтом со средним радиусом цилиндрических пор. Тогда зависимость длины смоченного слоя породы от времени только под действием капиллярных сил можно приближенно оценить по формуле З. В. Волковой:

$$l^2 = \frac{\sigma \cos \theta}{2\mu} rt, \quad (VI.7)$$

где l — длина смоченного слоя породы к моменту времени t ; σ — поверхностное натяжение; θ — угол смачивания; r — средний радиус пор¹; μ — вязкость жидкости.

Уравнение (VI.7) действительно для пропитывания пористой среды жидкостью, при этом вязкость газа (воздуха) принята равной нулю.

В процессе вытеснения из породы менее смачивающей фазы лучше избирательно смачивающей жидкостью уравнение зави-

¹ Строго говоря, значение r при пропитывании зависит также от свойств жидкости, поэтому r в формуле (VI.7) можно лишь условно принять за средний радиус пор.

симости l от t при пропитывании в горизонтальном направлении имеет вид

$$l^2 + \frac{2l_0\mu_1}{\mu - \mu_1} l = \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu - \mu_1)} rt, \quad (\text{VI.8})$$

где l_0 — общая длина пористой среды; μ — вязкость вытесняющей жидкости; μ_1 — вязкость вытесняемой жидкости.

Уравнение (VI.8), основанное на классических законах капиллярности, действительно только для единичных капилляров, так как не учитывает специфических особенностей строения и свойств пористых сред и многообразия явлений, происходящих в процессе их пропитывания.

Основные препятствия, затрудняющие использование уравнений З. В. Волковой для расчета углов избирательного смачивания пористых сред по данным капиллярного пропитывания, состоят в образовании в поровом пространстве смесей жидкостей, что не учитывается уравнением (VI.8), а также в трудности определения радиуса r , характеризующего геометрию порового пространства образца и одновременно свойства жидкостей. Кроме того, уравнение (VI.8) не учитывает зависимость угла смачивания и поверхностного натяжения от скорости движения мениска. Однако это уравнение можно использовать для приближенной оценки смачиваемости гидрофильных пористых сред, если принять специальные меры, позволяющие избежать упомянутые препятствия. Например, влиянием на скорость впитывания воды в нефтенасыщенные образцы водонефтяных смесей, образующихся в пористой среде в зоне пропитки, можно пренебречь, если для расчетов смачиваемости использовать начальную скорость впитывания воды (в момент времени $t=0$), когда смеси еще не успели образоваться. Далее предположим, что радиусы r пор в начальный момент пропитки в меньшей степени зависят от свойств жидкости, и примем, что средний размер пор в образце породы зависит от проницаемости k и пористости m породы по известному соотношению (см. § 7, гл. I).

$$r = \sqrt{\frac{8k\varphi}{m}}, \quad (\text{VI.9})$$

где φ — структурный коэффициент, характеризующий отличительные особенности строения порового пространства коллекторов (для зернистых коллекторов $\varphi=0,5035/m^{1,1}$).

Для перехода к скоростям пропитки продифференцируем уравнение (VI.8) по времени

$$2lv_t + \frac{2l_0\mu_1}{\mu - \mu_1} v_t = \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu - \mu_1)} r. \quad (\text{VI.10})$$

При $t=0$ длина l смоченного слоя также стремится к нулю, и тогда с учетом уравнения (VI.9) получим

$$\frac{2l_0\mu_1}{\mu - \mu_1} v_{t \rightarrow 0} = \frac{\sigma \cos \theta}{2(\mu - \mu_1)} \sqrt{\frac{8k\phi}{m}},$$
$$\cos \theta = \frac{2l_0\mu_1 v_{t \rightarrow 0} \sqrt{m}}{\sigma \sqrt{2k\phi}}, \quad (\text{VI.11})$$

где $v_{t \rightarrow 0}$ — начальная скорость впитывания воды в образец, определяемая по опытным данным по наклону касательной к кривой впитывания $l \rightarrow f(t)$ в момент времени $t=0$.

Как уже упоминалось, различные участки поверхности пористых сред обладают неодинаковой смачиваемостью. В условиях гетерогенной смачиваемости уравнение (VI.11) можно применять для расчета осредненных относительных углов смачивания по скоростям капиллярного пропитывания образца вытесняющей водой в начале процесса.

В лабораторной практике используют различные методы оценки смачиваемости пород пластовыми жидкостями — методы, основанные на способности поверхности гидрофильного керна адсорбировать лишь определенные красители (некоторые из них основаны на зависимости флотируемости минералов от смачиваемости поверхности породы).

Для оценки относительной смачиваемости пористых сред можно применять кривые «капиллярное давление — насыщенность». Известно, что с изменением смачивающих свойств жидкости эти кривые, снятые для одной и той же пористой среды, смещаются. Степень смещения кривых, кроме изменений поверхностного натяжения, определяют по значению $\cos \theta$ в первом и втором опытах.

Глава VII

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

§ 1. ИСТОЧНИКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ. СИЛЫ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ В ЗАЛЕЖИ

Приток жидкости и газа из пласта в скважины происходит под действием сил, на природу и величину которых влияют виды и запасы пластовой энергии. В зависимости от геологического строения района и залежи приток нефти, воды и газа к скважинам обуславливается:

- 1) напором краевых вод;
- 2) напором газа, сжатого в газовой шапке;
- 3) энергией газа, растворенного в нефти и в воде и выделяющегося из них при снижении давления;
- 4) упругостью сжатых пород;
- 5) гравитационной энергией.

В зависимости от вида преимущественно проявляющейся энергии вводят понятия режимов работы залежи: водонапорный, режим газовой шапки (газонапорный), растворенного газа, упругий или упруговодонапорный, гравитационный и смешанный. В практике эксплуатации газовых месторождений встречаются залежи, геологические условия которых способствуют проявлению водонапорных, газовых или смешанных режимов. Водонапорный режим газовых месторождений так же, как и у нефтяных залежей, возникает при наличии активных краевых вод или при искусственном заводнении пласта. Газовый режим залежи (или режим расширяющегося газа) возникает при условии, когда единственным источником является энергия самого сжатого газа, т. е. когда пластовые воды не активны. Запасы пластовой энергии расходуются на преодоление сил вязкого трения при перемещении жидкостей и газов сквозь породу к забоям скважин, на преодоление капиллярных и адгезионных сил.

Гидравлические сопротивления во время движения жидкости в пористой среде пропорциональны скорости потока и вязкости жидкостей. Эти сопротивления в принципе аналогичны сопротивлению трения при движении жидкости в трубах. Но в отличие от движения жидкости в трубах характер течения их в микронеоднородной пористой среде имеет свои особенности. По результатам наблюдения за движением воды и нефти в пористой среде установлено, что в области водонефтяного контакта вместо раздельного фронтового движения фаз перемещается смесь воды и нефти. Жидкости в капиллярных каналах разбиваются на столбики и шариками, которые на время закупоривают поры пласта

*Направление вытеснения
столбика воды*

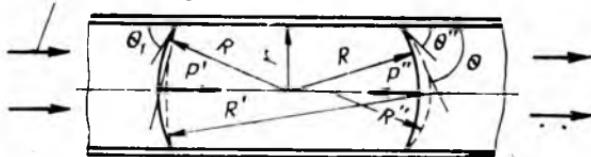


Рис. VII.1. Схема деформации капли нефти при ее сдвиге в капилляре

вследствие проявления капиллярных сил. Подобное образование смеси наблюдалось и в единичных капиллярах.

Чтобы представить механизм проявления капиллярных сил при движении водонефтяной смеси, остающейся позади водонефтяного контакта, рассмотрим условия перемещения столбика нефти в цилиндрическом капилляре, заполненном и смоченном водой (рис. VII.1).

Под действием капиллярных сил столбик нефти будет стремиться принять шарообразную форму, оказывая при этом давление p на пленку воды между стенками капилляра и столбиком нефти:

$$p = \frac{2\sigma}{R} - \frac{\sigma}{r}, \quad (\text{VII.1})$$

где σ — поверхностное натяжение на границе нефть — вода; R — радиус сферической поверхности столбика нефти; r — радиус ее цилиндрической поверхности.

Под действием давления, развивающегося менисками, происходит отток жидкости из слоя, отделяющего столбик нефти от стенок капилляра, продолжающийся до тех пор, пока пленка не достигнет равновесного состояния. Эти пленки обладают, по-видимому, аномальными свойствами, в частности, повышенной вязкостью, и поэтому они неподвижны. Следовательно, с началом движения столбика нефти в капилляре возникает сила трения, обусловливаемая давлением нефти на стенки капилляра. Кроме того, прежде чем столбик нефти сдвинется с места, мениски на границах фаз деформируются и займут положение, изображенное на рис. VII.1 пунктирными линиями. При этом капиллярное давление, создаваемое менисками, станет равным соответственно для левого и правого менисков:

$$p' = \frac{2\sigma}{R'}, \quad p'' = \frac{2\sigma}{R''}. \quad (\text{VII.2})$$

Разность этих давлений будет создавать силу, противодействующую внешнему перепаду давлений,

$$p_c = \frac{2\sigma}{R''} - \frac{2\sigma}{R'} . \quad (\text{VII.3})$$

Учитывая, что

$$R = \frac{r}{\cos \theta},$$

получим

$$p_c = \frac{2\sigma}{r} (\cos \theta'' - \cos \theta'). \quad (\text{VII.4})$$

Описанное явление, сопровождающееся действием дополнительных сопротивлений при движении пузырьков газа и несмешивающихся жидкостей в капиллярных каналах, впервые исследовано Жаменом и названо его именем. Многочисленные эффекты Жамена возникают также при движении газоводонефтяных смесей в пористой среде. Дополнительное сопротивление и капиллярное давление для единичных столбиков могут быть и невелики. Но в пористой среде столбики и четки образуются в больших количествах и на преодоление капиллярных сил затрачивается значительная часть пластовой энергии. Капиллярные силы способствуют уменьшению проницаемости фаз.

В пористой среде водонефтяная смесь движется в капиллярах переменного сечения, при этом происходит деформация капель и четок. При переходе глобул и шариков нефти, воды или газа из широкой части канала в суженную вследствие неравенства радиусов кривизны менисков возникает противодавление

$$p = 2\sigma \left(\frac{1}{R_1} - \frac{1}{R_2} \right), \quad (\text{VII.5})$$

где R_1 и R_2 — радиусы кривизны менисков глобул в суженной и расширенной части канала.

Водонефтяные смеси могут образовываться на протяжении десятков и сотен метров. Если бы эффект Жамена проявлялся в пласте так же интенсивно, как и в цилиндрических капиллярах, движение жидкостей в пористой среде было бы затруднено. Повидимому, эффект Жамена в пласте в значительной степени ослабляется вследствие сжимаемости газовых пузырьков и упругости жидкости и пород пласта. При этом происходит сдвиг не сразу всей массы смеси, а отдельных ее участков. Кроме того, в каналах неправильной формы жидкости могут иметь обходные пути между стенками каналов и пузырьков воды или газа.

§ 2. ПОВЕРХНОСТНЫЕ ЯВЛЕНИЯ ПРИ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ. ПРИЧИНЫ НАРУШЕНИЯ ЗАКОНА ДАРСИ

На закономерности фильтрации жидкостей и газов в пористой среде влияют не только границы раздела между нефтью, газом и водой, но также и поверхностные явления, происходящие на границах твердое тело — жидкость. По результатам опытов, проведенных П. А. Ребиндером, М. М. Кусаковым, К. Е. Зин-

ченко, при фильтрации через кварцевый песок углеводородных жидкостей с добавками полярных поверхностно-активных веществ (как индивидуальных углеводородов, так и самих нефтей) со временем скорость фильтрации затухает. Это можно объяснить образованием на поверхности поровых каналов адсорбционно-сольватных слоев, практически не участвующих в процессе движения и замедляющих фильтрацию, уменьшая эффективное сечение капилляров. Считается, что и в естественных условиях понижение скорости фильтрации может быть вызвано: 1) химической фиксацией адсорбционных слоев поверхностно-активных компонентов нефти, например, кислотного типа на активных местах поверхности минеральных зерен; 2) повышением содержания в нефти поверхностно-активных веществ за счет накопления в текущей нефти кальциевых и магниевых мыл.

В таких случаях может наблюдаться непрерывное замедление фильтрации со временем до полной закупорки поровых каналов вследствие возрастания толщины коллоидных пленок. Этим эффектом объясняется и процесс затухания проницаемости кварцевых песчаников при фильтрации сквозь них нефти, детально изученный Ф. А. Требиным при различных условиях фильтрации.

Ф. А. Требиным было установлено, что эффект затухания фильтрации нефтей исчезает с увеличением перепадов давлений и повышении температуры до 60—65 °С. С повышением депрессии до некоторого предела происходит срыв (размыв) образованных ранее адсорбционно-сольватных слоев. Это одна из причин нарушения закона Дарси (нелинейный характер зависимости расхода от депрессии) при изменении режима фильтрации углеводородных жидкостей в пористой среде.

Аналогичные явления наблюдаются в промысловой практике. Дебиты скважин вследствие образования в пласте смоло-парафиновых отложений в ряде случаев уменьшаются, и для борьбы с ними прогревают призабойную зону или обрабатывают забой какими-либо средствами.

Следует, однако, отметить, что явления затухания фильтрации со временем, по-видимому, не свойственны большинству естественных пластов, и скважины эксплуатируются многие годы без снижения продуктивности. Снижение фильтрационных свойств пород при движении в них дегазированной нефти в лабораторных условиях связано с появлением в ней (в результате окисления, изменения состава нестойких соединений и охлаждения при хранении и транспортировке) комплексов, не свойственных естественным нефтям. По данным В. М. Березина и В. С. Алексеевой, проницаемость естественных песчаников практически оказалась одинаковой для воздуха, неполярной жидкости и малоактивных (малополярных) нефтей Татарии и Башкирии. По результатам их исследований при надлежащем отборе и хранении дегазированных нефтей (без доступа воздуха, в темном помещении, при умеренных температурах) даже таких месторож-

депий, как Арланское и Новохазинское, нефти которых содержат асфальто-смолистые вещества в большем количестве, чем нефти других месторождений, фильтрация их в пористой среде происходит без затухания. Процесс образования асфальто-смолистых отложений в поровых каналах, по-видимому, более свойствен выработанным залежам с низким пластовым давлением и связан с нарушением равновесия в нефтегазовых растворах при выделении газовой фазы и изменениях температуры.

Другой причиной нарушения закона Дарси могут быть аномальные свойства жидкостей, связанные с отклонением от закона трения Ньютона.

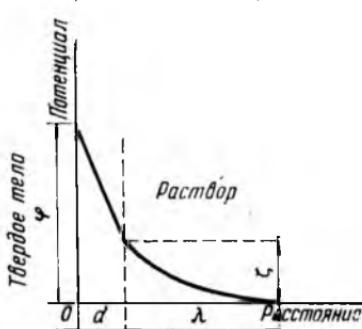
Следует учитывать, что электрохимические явления, происходящие в пористой среде при фильтрации воды, также могут быть причиной кажущегося роста ее вязкости в порах пласта (электровязкость).

§ 3. ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЕ ЯВЛЕНИЯ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Эти явления связаны с наличием ионно-электростатических полей у границ поверхности в растворах электролитов (двойной электрический слой). Распределение ионов в электролите у заряженной поверхности пористой среды имеет диффузный характер, т. е. противоионы не располагаются в каком-то одном слое, за пределами которого электрическое поле отсутствует, а находятся у поверхности в виде «ионной атмосферы», возникающей вследствие теплового движения ионов и молекул жидкости. Концентрация ионов, наибольшая вблизи адсорбированного слоя, убывает с расстоянием от твердой поверхности до тех пор, пока не сравняется со средней их концентрацией в растворе.

Область между диффузной частью двойного слоя и поверхностью твердого тела называют плотной частью двойного электрического слоя (слой Гельмгольца). На рис. VII.2 схематически показано распределение потенциала в двойном электрическом слое (при отсутствии специфической, т. е. неэлектростатической, адсорбции). Толщина плотной части d двойного электрического слоя приблизительно равна радиусу ионов, составляющих слой.

Рис. VII.2. Распределение потенциала в двойном электрическом слое: ϕ — потенциал между поверхностью твердого тела и электролитом (термодинамический потенциал); ζ — потенциал диффузной части двойного слоя (электрохимический потенциал)



Толщина диффузной части λ двойного слоя в очень разбавленных растворах составляет несколько сотен нанометров.

При относительном движении твердой и жидкой фаз скольжение происходит не у самой твердой поверхности, а на некотором расстоянии, имеющем размеры, близкие к молекулярным. Интенсивность электрохимических процессов характеризуется не всем скачком потенциала между твердой фазой и жидкостью, а значением его между частью жидкости, неразрывно связанной с твердой фазой, и остальным раствором (электрохимический потенциал или ξ -потенциал).

Наличие двойного электрического слоя на границах разделов способствует возникновению электрохимических явлений (электроосмоса, электрофореза, потенциала протекания и др.). Все они имеют общий механизм возникновения, связанный с относительным движением твердой и жидкой фаз. При движении электролита в пористой среде образуется электрическое поле (потенциал протекания). Если на пористую среду будет действовать электрическое поле, то под влиянием ионов приходит в движение раствор электролита в связи с тем, что направленный поток избыточных ионов диффузного слоя увлекает за собой массу жидкости в пористой среде под действием трения и молекулярного сцепления. Этот процесс называется электроосмосом. При действии электрического поля на взвесь дисперсных частиц происходит движение дисперской фазы. Это называется электрофорезом. В таком случае частицы раздробленной твердой или жидкой фазы переносятся к катоду или аноду в массе неподвижной дисперской среды. По природе электрофорез — зеркальное отображение электроосмоса, и поэтому эти явления описываются уравнениями, имеющими одинаковую структуру. Количественно зависимость скорости электроосмоса от параметров электрического поля и свойств пористой среды и жидкостей описывается формулой Гельмгольца—Смолуховского:

$$v = \frac{S \xi D h}{4 \pi \mu}, \quad (VII.6)$$

где v — расход жидкости под действием электроосмоса; S — суммарная площадь поперечного сечения капиллярных каналов пористой среды; ξ — падение потенциала в подвижной части двойного слоя (дзета-потенциал); D — диэлектрическая проницаемость; $h = E/L$ — градиент потенциала; E — потенциал, приложенный к пористой среде длиной L ; μ — вязкость жидкости.

Учитывая, что сопротивление жидкости

$$R = \frac{1}{\kappa} \frac{L}{S}, \quad (VII.7)$$

$$a \quad E = IR = \frac{IL}{\kappa S}, \quad h = \frac{E}{L} = \frac{I}{\kappa S}, \quad (VII.8)$$

где κ — удельная электропроводимость жидкости; I — сила тока, можно написать

$$V = \frac{\zeta D I}{4\pi\mu\kappa}. \quad (\text{VII.9})$$

Формулу (VII.6) можно представить по форме, аналогичной закону Дарси:

$$V = \frac{F m \zeta D}{4\pi\mu} \frac{E}{L} = k_3 \frac{FE}{\mu L}. \quad (\text{VII.10})$$

Здесь F — площадь образца; m — пористость образца; k_3 — электроосмотический коэффициент проницаемости.

По закону Дарси расход жидкости

$$V_d = k \frac{F p}{\mu L}.$$

При совпадении направления фильтрации с результатом проявления электроосмоса суммарный расход жидкости

$$Q = V + V_d = k_3 \frac{FE}{\mu L} + k \frac{F p}{\mu L}, \quad (\text{VII.11})$$

или

$$\begin{aligned} \frac{Q}{V_d} &= 1 + \frac{V}{V_d} = 1 + \frac{m F D \zeta E}{4\pi\mu L} \frac{\mu L}{F k p}, \\ \frac{Q}{V_d} &= 1 + \frac{D \zeta E m}{4\pi k p} = 1 + \frac{k_3}{k} \frac{E}{p}. \end{aligned} \quad (\text{VII.12})$$

Для оценки степени участия в потоке электроосмических процессов в зависимости приложенного потенциала можно также использовать соотношение

$$\frac{V}{V_d} = \frac{k_3}{k} \frac{E}{p}. \quad (\text{VII.13})$$

Принципиальная возможность повышения скорости фильтрации за счет электроосмоса доказана экспериментально. Однако многие вопросы приложения электрокинетических явлений в нефтепромысловой практике недостаточно изучены.

Как следует из уравнения Гельмгольца—Смолуховского, интенсивность электроосмоса зависит в значительной мере от ζ -потенциала, который обладает характерными свойствами, зависящими от строения диффузного слоя. Особый интерес для промысловой практики представляет зависимость значения ζ -потенциала от концентрации и свойств электролитов. Увеличение концентрации электролитов сопровождается уменьшением толщины диффузного слоя и снижением электрокинетического потенциала. При некоторой концентрации электролитов скорость электрокинетических процессов становится равной нулю.

Электрокинетический потенциал может при этом не только быть равным нулю, но и приобретать противоположный знак. Это явление наблюдается при значительной адсорбции ионов на поверхности, когда общий заряд ионов в плотном слое может оказаться больше заряда поверхности твердого тела.

§ 4. ДРОССЕЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ ПРИ ДВИЖЕНИИ ЖИДКОСТЕЙ И ГАЗОВ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Дросселирование — эффект уменьшения давления газового потока при его движении через сужения в каналах. Дроссельным называется термодинамический процесс, характеризующийся постоянством энталпии.

Вследствие адиабатического расширения жидкостей и газов при прохождении через пористые среды и влияния дроссельного процесса наблюдаются термические эффекты. Адиабатическое расширение жидкостей и газов, сопровождающееся понижением температуры, незначительно влияет на температурные изменения внутри пласта и забоев действующих скважин вследствие большой теплоемкости C_p горных пород. Заметные изменения температуры на забоях скважин происходят вследствие дроссельного процесса. При этом интенсивность изменения температуры характеризуется коэффициентом Джоуля—Томсона, который представляет собой частную производную от температуры T по давлению p при постоянной энталпии H .

$$\epsilon = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_H = - \frac{V - T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p}{C_p}. \quad (\text{VII.14})$$

Температурные изменения при фильтрации через пористую среду жидкостей и газов зависят от перепада давлений $\Delta p = p_{\text{п}} - p_3$ между пластом ($p_{\text{п}}$) и забоем (p_3) и определяются формулой

$$\Delta T = -\bar{\epsilon} \Delta p, \quad (\text{VII.15})$$

где $\bar{\epsilon}$ — интегральный коэффициент Джоуля—Томсона.

Из формулы (VII.14) следует, что коэффициент Джоуля—Томсона можно представить состоящим из двух членов — первый из них определяет нагревание вещества при фильтрации за счет работы сил трения, второй — охлаждение за счет адиабатического расширения. Для жидкостей

$$\frac{V}{C_p} \gg \left[\frac{T}{C_p} \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p \right].$$

Поэтому жидкости, насыщающие пористую среду, нагреваются в процессе истечения в скважину из пласта. Значения интегрального коэффициента $\bar{\epsilon}$ для нефти изменяются в пределах от 0,4 до 0,6 °C/МПа, для воды — 0,235 °C/МПа. При дроссельном процессе

повышение температуры нефти достигает 5—6 °С на 10 МПа депрессии.

Для реальных газов коэффициент Джоуля — Томсона получим из уравнения (VII.14) и уравнения состояния $pV = zRT$:

$$\bar{\epsilon} = -\frac{K-1}{K} \frac{T^2}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p, \quad (\text{VII.16})$$

где $K = C_p/C_V$.

Из уравнения (III.16) следует, что если $\left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p$ положительно, то $\bar{\epsilon} < 0$, т. е. газ при дросселировании охлаждается при $\left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p < 0$; $\bar{\epsilon} > 0$, т. е. газ нагревается. При $\left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p = 0$ имеем точку инверсии ($\bar{\epsilon} = 0$). Кривая точек инверсии соответствует линии поворота сектки графиков $z(p_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$ коэффициента сверхсжимаемости углеводородных газов (см. нижнюю часть линий на рис. III.2). Как следует из этого рисунка, температура и давление инверсии высокие, и поэтому обычно имеем эффект охлаждения газов при истечении из пласта в скважины.

Зависимость изменений температур от перепада давлений для заданного дроссельного процесса может быть определена графическим способом из энталпийной диаграммы (см. рис. III.10).

Дифференциальные коэффициенты Джоуля — Томсона ϵ при различных p находятся как производные функции $T = f(p)$ для данного значения p . Значение ϵ обычно увеличивается по мере снижения давления. Интегральный коэффициент Джоуля — Томсона $\bar{\epsilon}$ определяется по формуле

$$\bar{\epsilon} = \frac{\int_{p_3}^{p_n} \epsilon dp}{p_n - p_3}, \quad (\text{VII.17})$$

где p_n и p_3 — начальные и конечные давления.

Предельное изменение температуры ΔT вследствие дроссельного эффекта определяется по формуле (VII.15).

Опыт показывает, что при высоких пластовых давлениях (20—30 МПа) без больших погрешностей можно пользоваться средними (интегральными) коэффициентами $\bar{\epsilon}$, соответствующими интервалу давлений 5—10 МПа.

Для углеводородных газов дифференциальные коэффициенты ϵ находятся в пределах от $-3^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$ до $-6^{\circ}\text{C}/\text{МПа}$.

Дроссельный эффект используется в промысловой практике для установления зон притока нефти, воды и газа. При поступлении нефти и воды наблюдается разогрев работающего интервала, а при поступлении газа — охлаждение. Различие в значе-

ниях ε для воды, нефти и газа позволяет по температурным изменениям призабойной зоны отбить в пласте также и границы перехода нефть — вода, нефть — газ, вода — газ.

Тепловые явления в пластах и в скважинах положены в основу новых методов исследования строения залежей и коллекторских свойств пласта.

§ 5. ОБЩАЯ СХЕМА ВЫТЕСНЕНИЯ ИЗ ПЛАСТА НЕФТИ ВОДОЙ И ГАЗОМ

В природных условиях наиболее распространены залежи, разрабатываемые на напорных режимах (или эти режимы работы воспроизводятся и поддерживаются искусственно путем нагнетания в залежь воды или газа). Нефть из таких залежей вытесняется внешними агентами — краевой или нагнетаемой водой, свободным газом газовой шапки или газом, нагнетаемым в пласт с поверхности. Несмотря на существенные различия в отдельных деталях процесса, общая качественная схема вытеснения нефти водой и газом имеет много общего.

Нефть и вытесняющий ее агент движутся одновременно в пористой среде. Однако полного вытеснения нефти замещающими ее агентами никогда не происходит, так как ни газ, ни вода не действуют на нефть как «поршни». Вследствие неоднородности размеров пор в процессе замещения вытесняющая жидкость или газ с меньшей вязкостью неизбежно опережает нефть. При этом насыщение породы различными фазами, а следовательно, и эффективная проницаемость для нефти и вытесняющих агентов непрерывно изменяются. С увеличением водонасыщенности, например до 50—60 %, увеличивается количество воды в потоке в связи с возрастанием эффективной проницаемости породы для воды. При этом нефть уже не вытесняется из пор, а скорее увлекается струей воды. Таким образом, по длине пласта образуется несколько зон с различной водонефтенасыщенностью. Типичная картина изменения водонасыщенности по длине пласта в один из моментов времени при вытеснении нефти водой приведена на рис. VII.3. Эта схема процесса представляется всеми исследователями как суммарный результат проявления капиллярных и гидродинамических сил.

Водонасыщенность пласта уменьшается от максимального значения S_{\max} , соответствующего конечной нефтеотдаче на начальной линии нагнетания воды, до значения насыщенности погребенной воды S_p . При этом в пласте можно отметить три зоны (I, II и III). В первой из них, где водонасыщенность изменяется от S_{\max} до S_f , на условном контуре вытеснения она плавно понижается по направлению к нефтенасыщенной части пласта. Этот участок характеризует зону водонефтяной смеси, в которой постепенно вымывается нефть. Второй участок (зона II) с большим уклоном кривой представляет собой переходную зону от I

вымывания нефти к зоне III движения чистой нефти. Эту зону принято называть стабилизированной. Длина ее в естественных условиях может достигать нескольких метров.

Аналогичное распределение газа и нефти в пласте образуется при вытеснении нефти газом. Разница главным образом количественная в связи с различной вязкостью воды и газа.

Так, вследствие небольшой вязкости газа «поршневое» вытеснение им нефти может происходить только при газонасыщенности породы, не превышающей 15 % от объема пор. При увеличении газонасыщенности в потоке преобладает газ, и механизм вытеснения нефти будет заменяться механизмом увлечения ее струей газа. При газонасыщенности $\sim 35\%$ движется в пласте только один газ.

Кроме свободного газа газовой шапки, нефть из пласта может вытесняться также газом, выделяющимся из раствора.

Иногда растворенный газ является единственным источником энергии в залежи. Энергия растворенного в нефти газа проявляется в тех случаях, если давление в залежи падает ниже давления насыщения нефти газом.

Визуальные наблюдения за процессом выделения газа в тонких прозрачных пористых средах показывают, что даже при интенсивном снижении давления большое число пузырьков не образуется. Иногда на десятки тысяч пор приходится один пузырек, который увеличивается в объеме за счет диффузии газа. При этом уменьшается степень перенасыщения нефти газом вблизи расширяющегося пузырька.

Свободный газ со снижением давления вначале выделяется у твердой поверхности, так как затрачивается работа, необходимая для образования пузырька у стенки (за исключением случая полного смачивания поверхности твердого тела жидкостью), меньшая, чем необходимо для его образования в свободном пространстве жидкости. После образования пузырька газонасыщенные структуры увеличиваются в пористой среде.

Первые газовые ячейки появляются в малопроницаемой части пористой среды, затем они вырастают в длинную узкую газонасыщенную структуру. После достижения ею линзы с высокой проницаемостью рост газовых ячеек преимущественно продолжается в этой свободной зоне потому, что капиллярное давление менисков препятствует движению газа в зоны с меньшим сечением капиллярных каналов.



Рис. VII.3. Изменение нефтеводонасыщенности по длине пласта при вытеснении нефти водой

Вначале газовые пузырьки располагаются далеко друг от друга, но, постепенно расширяясь, газонасыщенные участки соединяются друг с другом. После образования пузырьков газа они вытесняют нефть из пласта в том объеме, который занимают в поровом пространстве. Такой эффективный процесс вытеснения продолжается до тех пор, пока газонасыщенные участки еще перемежаются нефтью (т. е. до образования сплошных газонасыщенных участков). С этого момента эффективность вытеснения нефти газом понижается по мере увеличения газонасыщенности пор пласта, так как малая вязкость газа позволяет ему перемещаться к скважинам быстрее нефти в зоны пониженного давления (к забоям) по газонасыщенным участкам.

§ 6. НЕФТЕОТДАЧА ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ ДРЕНИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ

Коэффициентом нефтеотдачи пласта принято называть разность между начальной и остаточной (конечной) нефтенасыщенностью, отнесенную к начальной.

В лабораторной практике обычно измеряется нефтеотдача за безводный и водный периоды. При вытеснении нефти водой из модели пласта поступает сначала чистая нефть, а затем нефть с водой. Нефтеотдача, достигнутая за эти периоды, называется соответственно безводной и водной.

Объемы добываемой нефти в безводный и водный периоды в различных геологических условиях не одинаковы. В пологих структурах с большими площадями контакта воды и нефти добыча нефти в водный период оказывается более значительной и длительной. Поэтому необходимо выделять нефтеотдачу в безводный и водный периоды эксплуатации залежей. Конечные же нефтеотдачи следует сравнивать с учетом водного фактора (водный фактор — среднее количество извлекаемой воды, приходящейся на 1 т добываемой нефти).

При современном уровне развития технологии и техники нефтедобычи физически возможный коэффициент нефтеотдачи значительно меньше единицы. Например, при разработке некоторых залежей на Биби-Эйбате (Азербайджанская ССР) за 25 лет эксплуатации коэффициент нефтеотдачи едва достигал 0,1. Даже в том случае, если сетка расположения скважин плотная, а водные факторы значительные, нефтеотдача редко достигает 0,7—0,8.

Нефтеотдача также зависит от вида используемой энергии. Наибольшее ее значение отмечается в условиях вытеснения нефти водой, что связано обычно с большими запасами энергии краевых вод, которые могут быть даже неограниченными по сравнению с запасами энергии свободного газа, сжатого в газовой шапке и растворенного в нефти. Это объясняется также большой эффективностью промывки пор водой, так как соотно-

шение вязкости нефти и воды более благоприятно при вытеснении нефти водой, чем газом. Наконец, увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти водой может благоприятствовать физико-химическое взаимодействие воды с породой и нефтью. Вода обладает лучшей отмывающей и вытесняющей способностью, чем газ.

Некоторые исследователи считают, что в большинстве залежей с активным напором воды суммарная нефтеотдача не превышает 60 % к тому моменту, когда дальнейшая эксплуатация скважин становится экономически нецелесообразной.

Эффективность вытеснения нефти газом, выделяющимся из раствора, ниже эффективности при других источниках пластовой энергии. В таких условиях нефтеотдача составляет 8—30 %, а в большинстве случаев 15—20 %. Это объясняется ограниченным объемом газа, который имеется в пласте, и небольшим соотношением вязкости газа и нефти, что способствует быстрому прорыву газа в скважины вследствие его большой подвижности. Газ, кроме того, является фазой, не смачивающей породы пласта, что способствует увеличению количества остаточной нефти.

Значительно эффективнее проявляется энергия газа из газовой шапки. В процессе расширения газа нефть перемещается к забою и первоначально происходит эффективное вытеснение нефти из пласта при сравнительно небольшой его газонасыщенности. Поэтому в зависимости от строения залежи наблюдаются высокие пределы нефтеотдачи в месторождениях с газовой шапкой (0,6—0,7). Однако при значительной неоднородности пластов коэффициент нефтеотдачи не превышает 30 %. Снижение эффективности расширения газовой шапки при этом обусловлено в основном несмачиваемостью твердой фазы газом и небольшой вязкостью его, что приводит к прорыву газа к скважинам через крупные каналы и более проницаемые зоны пласта.

Значительное влияние на нефтеотдачу залежей с газовой шапкой оказывает, по-видимому, угол наклона пластов. При круtyх углах падения пластов условия гравитационного отделения газа от нефти улучшаются и эффективность вытеснения нефти газом повышается.

Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется микро- и макронеоднородным характером их строения.

Если бы пористая среда пласта представляла собой систему трубок или каналов, не сообщающихся между собой, то при вытеснении нефти водой и газом газовой шапки практически можно было бы достигнуть почти полной нефтеотдачи. Микронеоднородный и сложный характер строения порового пространства — причина прорыва вод и газа по отдельным каналам и образования водонефтегазовых смесей в пористой среде. Совместное же движение различных несмешивающихся фаз в пласте представляет собой сложный процесс, в котором капиллярные силы про-

являются во много раз больше, чем при «поршневом» вытеснении нефти водой.

Известно, что вытеснение взаимно растворимых жидкостей (т. е. при отсутствии менисков) характеризуется высокими коэффициентами нефтеотдачи, близкими к 95—100 %.

Высокая вязкость нефти по сравнению с вязкостью воды способствует уменьшению нефтеотдачи. По результатам исследований с увеличением вязкости нефти значительнее проявляются различные местные неоднородности физических свойств пород, способствующие возникновению небольших, но многочисленных участков, обойденных фронтом воды и плохо ею промываемых.

На нефтеотдачу пластов в значительной степени влияет удельная поверхность пород. Нефть гидрофобизует поверхность твердой фазы, и часть нефти, находящейся в пленочном состоянии, может быть удалена из пласта лишь специальными методами воздействия.

Макронаеднородное строение пластов — наиболее существенная причина неполной отдачи нефти пластом. Неоднородностью строения, свойств и состава пород объясняется появление зон, не промываемых водой и слабо дренируемых газом.

Оказалось также, что нефтеотдача зависит от многочисленных свойств пористой среды и условий вытеснения нефти водой и газом (количество и состав связанной воды, состав и физико-химические свойства нефти и горных пород, скорость вытеснения и т. д.).

Исходя из причин, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно отметить следующие пластовые формы существования остаточной нефти:

- 1) капиллярно удержанная нефть;
- 2) нефть в пленочном состоянии, покрывающая поверхность твердой фазы;
- 3) нефть, оставшаяся в малопроницаемых участках, обойденных и плохо промытых водой;
- 4) нефть в линзах, отделенных от пласта непроницаемыми перемычками и не вскрытых скважинами;
- 5) нефть, задержавшаяся у местных непроницаемых «экранов» (бросы и другие непроницаемые перемычки).

Упомянутые виды остаточной нефти, по-видимому, содержатся в том или ином объеме во всех истощенных залежах.

Пленочной называется нефть, покрывающая тонкой смачивающей пленкой поверхность твердой фазы пласта. Количество этой нефти определяется радиусом действия молекулярных сил твердой и жидкой фаз, строением поверхности минерала и размером удельной поверхности пород.

Данные измерения тонких слоев жидкости, а также исследований распределения остаточной воды в пористой среде показывают, что объем остаточной нефти, находящейся в пленочном состоянии, в реальных условиях во много раз меньше, чем ка-

пиллярно удержанной. Последняя находится в узких порах коллектора, в местах контакта зерен и в виде столбиков и четок, рассеянных в пористой среде. Капиллярно связанная нефть удерживается в порах капиллярными силами и ограничивается менисками на поверхностях раздела нефть — вода или нефть — газ. Формы существования капиллярно удержанной нефти и ее количество определяются геометрией порового пространства и свойствами поверхностей раздела фаз. В гидрофильной пористой среде капиллярно удержанная нефть находится в виде капель, рассеянных в водной фазе. В гидрофобных пластах капиллярно удержанная нефть, по-видимому, содержится в мелких капиллярах в местах контакта зерен.

В природных условиях, кроме пленочной и капиллярно удержанной нефти, значительные ее количества могут оставаться в обойденных и плохо промытых водой участках, а также в изолированных линзах, тупиках и в местных непроницаемых экранах и перемычках.

Остаточная нефть этого вида весьма распространена. Доказательством служат многочисленные случаи притока чистой нефти в скважины, пробуренные за водонефтяным контактом в промытой части пласта. По этой же причине перераспределение и увеличение отбора жидкости из обводненного пласта иногда приводят к повторному увеличению притока нефти к скважинам.

Если бы пласты были макрооднородными, нефтеотдача их была бы весьма значительной (70—80 %). Небольшие значения коэффициентов нефтеотдачи естественных коллекторов свидетельствуют о значительном количестве нефти, остающейся в пласте в виде мелких и больших ее целиков вследствие неоднородности строения пород и пластов.

Как уже упоминалось, наиболее эффективный — водонапорный режим, и поэтому для повышения нефтеотдачи пластов при разработке залежей нефти следует стремиться (где это экономически целесообразно) ¹ к сохранению естественного или к воспроизведению искусственного режима вытеснения нефти водой. При этом, однако, возникают свои проблемы улучшения технологии заводнения залежей, так как и при водонапорном режиме нефтеотдача редко превышает 50—60 % от начальных запасов. Технология заводнения может быть улучшена выбором таких параметров процесса, поддающихся регулировке, которые обеспечивают наилучшие условия вытеснения нефти водой. При заводнении залежей можно изменять режим (скорость) закачки воды в пласт, поверхностное натяжение ее на границе с нефтью и

¹ При небольших запасах нефти в залежи расходы на бурение нагнетательных скважин, необходимых для заводнения залежи и искусственного поддержания водонапорного режима, не оправдываются дополнительной добывчей нефти.

смачивающие свойства (обработкой воды специальными веществами), вязкость и температуру. Но необходимо предварительно определить скорость вытеснения нефти (или депрессию давления в пласте), обеспечивающую наибольшую нефтеотдачу, и значения упомянутых регулируемых свойств воды, при которых можно получить наибольшую эффективность вытеснения из пласта нефти. По всем этим вопросам в нефтепромысловой литературе опубликованы результаты большого числа лабораторных и промысловых опытов, проведенных различными исследователями. Результаты оказались противоречивыми. В одних случаях, например, нефтеотдача увеличивается с уменьшением поверхностного натяжения σ и значения $\sigma \cos\theta$ (θ — угол избирательного смачивания), в других же эта закономерность оказалась более сложной — нефть в большей степени вытеснялась водой, имеющей повышенное поверхностное натяжение, из гидрофильных пористых сред, тогда как низкое поверхностное натяжение оказывалось более эффективным в гидрофобных пластах.

Изучению влияния на нефтеотдачу скорости вытеснения нефти водой из пористой среды также посвящено значительное число работ отечественных и зарубежных авторов. Часть исследователей считают, что максимальную нефтеотдачу можно получить при небольших скоростях продвижения водонефтяного контакта. Другая часть авторов полагают, что наибольшая нефтеотдача наблюдается при повышенных скоростях вытеснения нефти водой. Третья часть исследователей пришли к выводу, что конечная нефтеотдача не зависит от скорости вытеснения нефти водой.

По результатам, полученным многими исследователями, полная нефтеотдача не зависит от соотношения вязкости нефти и воды, если профильтровать через породу достаточно большие количества воды. Это также оспаривается другими исследователями.

Из сказанного следует, что по важнейшим вопросам физики и физико-химии вытеснения нефти из пористых сред нет единого мнения. Основная причина этого заключается в том, что свойства нефтесодержащих пластов и насыщающих их жидкостей характеризуются большим разнообразием. И каждый из упомянутых выше выводов, по-видимому, справедлив, но только для тех условий вытеснения нефти водой, при которых он был получен.

Рассмотренная общая схема вытеснения нефти водой недостаточно освещает процессы, происходящие в пористой среде при замещении нефти водой или газом. Например, если не учитывать количественных показателей, то схема вытеснения нефти водами различного состава из пластов даже с неодинаковыми физическими свойствами остается той же самой. Во всяком случае из нее нельзя получить ответ на вопрос: почему различные воды вытесняют при всех прочих равных условиях неодинаковое количество нефти из породы? Точно так же одной общей схемы вытеснения недостаточно для решения многих других

вопросов промысловой практики, как, например, выбор режима нагнетания воды в залежь при ее разрезании, в результате чего обеспечивается наибольшая нефтеотдача, каковы при этом должны быть свойства нагнетаемой воды и как они должны быть связаны со свойствами пластовой системы и т. д.

Выяснить все эти вопросы чрезвычайно важно — при этом открылись бы научно обоснованные пути значительного повышения нефтеотдачи пластов за счет правильного подбора качества вод и наиболее эффективного режима вытеснения нефти. Действительно, по результатам многочисленных лабораторных исследований разница в значениях нефтеотдачи породы в процессе вытеснения одной и той же нефти водами различного состава с большим диапазоном скоростей продвижения водонефтяного контакта изменяется в пределах от 0 до 10—15 %, а иногда и более.

Многие исследователи считают, что разница в нефтеотдаче при вытеснении нефти из одной и той же породы водами различного состава получается вследствие неодинакового характера течения и интенсивности капиллярных процессов в пласте.

§ 7. РОЛЬ КАПИЛЛЯРНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЫТЕСНЕНИИ НЕФТИ ВОДОЙ ИЗ ПОРИСТЫХ СРЕД

Поровое пространство нефтесодержащих пород представляет собой огромное скопление капиллярных каналов, в которых движутся несмешивающиеся жидкости, образующие мениски на разделах фаз. Поэтому капиллярные силы влияют на процессы вытеснения нефти.

Как было отмечено, за водонефтяным контактом мениски создают многочисленные эффекты Жамена и препятствуют вытеснению нефти. Механизм проявления капиллярных сил в этой области рассмотрен в § 1 данной главы. Если среда гидрофильтра, в области водонефтяного контакта давление, развивающее менисками, способствует возникновению процессов капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей. Это связано с неоднородностью пор по размерам. Капиллярное давление, развиваемое в каналах небольшого сечения, больше, чем в крупных порах. В результате этого на водонефтяном контакте возникают процессы противоточной капиллярной пропитки — вода по мелким порам проникает в нефтяную часть пласта, по крупным порам нефть вытесняется в водоносную часть. Интенсивность этого процесса зависит от свойств пластовой системы, а также от соотношения внешних и капиллярных сил. Когда внешние силы велики (т. е. когда перепад давления в пласте, под действием которого нефть вытесняется водой, достаточно высокий), фронт может передвигаться настолько быстро, что вследствие гистерезисных явлений в гидрофильтре в статических условиях пласте наступающие углы смачивания становятся

близкими или больше 90° . При этом процессы капиллярного впитывания на фронте вытеснения затухают или исчезают совсем. Однако в большинстве случаев (при закачке поверхностных пресных вод в пласт) эти процессы на фронте вытеснения нефти водой проявляются в той или иной степени, так как реальные скорости продвижения водонефтяного контакта редко превышают $0,5-1$ м/сут.

Кроме упомянутых форм проявления, капиллярные силы влияют на процессы диспергирования и коалесценции нефти и воды в пористой среде, на строение тонких слоев воды (подкладок) между твердым телом и углеводородной жидкостью и т. д. Следует отметить, что интенсивность упомянутых капиллярных процессов зависит в той или иной степени от капиллярного давления, развивающегося менисками на границах разделов фаз. И поэтому необходимо решить, какие воды следует выбирать для заводнения залежей: интенсивно впитывающиеся в нефтяную часть залежи под действием капиллярных сил или слабо проникающие в пласт. Целесообразность такой постановки вопроса вытекает также из уже упоминавшегося предположения, что различную нефтеотдачу одной и той же пористой среды при вытеснении нефти водами неодинакового состава получают вследствие различного характера течения и интенсивности капиллярных процессов в зонах водонефтяного контакта и вымывания нефти водой. Действительно, изменяя качества нагнетаемых в залежь вод, можно воздействовать на поверхностное натяжение на границе с нефтью, смачивающие характеристики, а также вязкостные свойства. Это означает, что как бы ни менялись упомянутые свойства воды, мы влияем при этом прежде всего на комплексный параметр — капиллярные свойства пластовой системы (на значение и знак капиллярных давлений $p_c = 2 \frac{\sigma \cos \theta}{r}$,

развивающихся менисками в пористой среде, на направление течения процессов капиллярной пропитки и интенсивность капиллярного перераспределения жидкостей в пористой среде под действием капиллярных сил).

Рассмотрим далее представления различных исследователей о механизме проявления и роли капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред.

В гидрофобных пластах, где мениски в каналах противодействуют вытеснению нефти водой, капиллярные силы вредны, так как нефтеотдача пластов под их влиянием уменьшается. Поэтому лучший результат можно получить, если нефть вытесняется водой с низкими значениями межфазного натяжения при повышенных градиентах давлений.

Значительно труднее определить роль капиллярных сил и механизм их проявления в гидрофильных породах (опыты по капиллярному пропитыванию водой естественных кернов, заполненных нефтью, показывают, что большинство природных кол-

лекторов нефти в той или иной степени избирательно лучше смачиваются водой).

Многочисленные лабораторные и промысловые наблюдения подтверждают возможность использования эффекта впитывания воды в нефтенасыщенные блоки для существенного увеличения извлекаемых запасов нефти из трещиновато-пористых коллекторов. Внешние гидродинамические силы в трещиновато-пористой среде с небольшой проницаемостью нефтенасыщенных блоков способствуют быстрому прорыву вод по трещинам в эксплуатационные скважины. Применение в этом случае вод с высокой способностью впитывания в нефтенасыщенную породу блоков в сочетании с медленной скоростью продвижения вод способствует увеличению нефтеотдачи трещиноватого коллектора под действием капиллярных сил. По результатам лабораторных исследований, впитывающаяся в породу вода способна вытеснять до 50 % нефти из блоков естественного известняка кубической формы с размером 6—7 см за 25—30 дней. С увеличением объема образцов темп и эффективность извлечения нефти значительно уменьшаются.

Многие исследователи считают, что во всех случаях воды с высокими значениями величин $\cos\theta$, т. е. развивающие повышенные капиллярные давления в пористой среде, более предпочтительны для заводнения нефтяных залежей.

Но вывод о благоприятном влиянии капиллярных процессов перераспределения жидкостей в зоне контакта нефти и воды на нефтеотдачу неоднородного пласта, в котором трещиноватость пород развита слабо, не подтверждается практическими данными эксплуатации ряда нефтяных месторождений, приуроченных к зернистым коллекторам. Известно, что залежи, содержащие щелочные воды с низким поверхностным напряжением на границе с нефтью (т. е. когда капиллярное пропитывание и перераспределение в значительной степени ослаблены), характеризуются особо высокими коэффициентами нефтеотдачи. По большому числу опытов установлено, что данные, полученные для однородных пористых сред, двух- и многослойных моделей пластов, состоящих из пропластков различной проницаемости, нельзя полностью использовать для природных пластов.

Естественные отложения, по-видимому, обладают дополнительными специфическими особенностями, значительно изменяющими характер проявления капиллярных сил. Одна из таких особенностей естественных пластов — сложный характер неоднородности физических свойств пород. В этих условиях и закономерности проявления капиллярных сил должны быть более сложными.

Представление о благоприятной роли процессов капиллярного проникновения воды в нефтяную часть пласта возникло, по-видимому, из-за упрощенного моделирования неоднородных пластов.

Естественные коллекторы нефти обладают неоднородностью физических свойств пород одновременно по площади залегания и в вертикальном направлении, характеризующейся случайным законом распределения его параметров. В результате местной неоднородности пород образуется неровный (рваный) водонефтяной контакт и появляются в различные моменты времени зоны и небольшие участки, обойденные фронтом воды. В этих условиях в пограничных областях, охваченных водой участков, интенсивно образуются водонефтяные смеси вследствие капиллярного проникновения в них воды. Нефтеотдача участков, заливавшихся под действием капиллярных сил, как правило, низка, так как нефть при этом не вытесняется из пористой среды сплошным фронтом вследствие неоднородности размера пор и сравнительно небольшого давления, развивающегося менисками в средних и крупных капиллярах, по сравнению с давлением мениска в мелких порах. Поэтому нефтенасыщенные участки, прилегающие к водонефтяному контакту, вначале пронизываются водой, проникающей в пласт по мелким и средним породам под действием капиллярных сил, что способствует быстрому формированию в этой зоне водонефтяной смеси с потерей сплошности нефтяной фазы.

В результате, как показывают данные опытов, из нефтенасыщенных образцов при погружении их в воду вытесняется не более 30—40 % (редко 50 %) нефти, даже если время пребывания их в воде длительное. Образующиеся же при этом смеси затрудняют последующее вытеснение нефти из зон пласта, охваченных водой. Следовательно, капиллярные процессы пропитывания водой в пластах, обладающих неоднородностью по площади и в вертикальном направлении, способствуют уменьшению нефтеотдачи, значительно ухудшая условия вытеснения нефти водой.

Резюмируя сказанное о роли капиллярных сил в зоне совместного движения воды и нефти, необходимо отметить, что задача — следует ли увеличивать или уменьшать капиллярные силы так же, как и многие другие задачи физики вытеснения нефти водой, не имеет однозначного ответа. В условиях зернистых неоднородных коллекторов, как мы видели, процессы перераспределения нефти и воды под действием капиллярных сил могут способствовать преждевременным нарушениям сплошности нефти в нефтеподводящих системах капилляров в зоне совместного движения нефти и воды, помогая формированию водонефтяных смесей в поровом пространстве, что сопровождается значительным уменьшением нефтеотдачи. В трещиноватых коллекторах нефтеотдача блоков повышается при нагнетании в залежь воды, способной интенсивно впитываться в породу под влиянием капиллярных сил.

§ 8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕОРИИ КАПИЛЛЯРНЫХ ЯВЛЕНИЙ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ

Нефтеотдача пластов зависит от свойств пород, пластовых жидкостей и условий вытеснения. Влияние всех этих факторов на нефтеотдачу можно установить различными методами. Например, можно систематически анализировать большой экспериментальный материал, накопившийся при изучении физики и физико-химии вытеснения нефти из пористых сред. Однако такой метод связан со значительными трудностями, возникающими при сравнении результатов экспериментов различных авторов, вследствие несопоставимости условий, в которых исследователи проводили опыты, и вследствие противоречивости их результатов.

Зависимости нефтеотдачи от различных факторов можно установить, если в механизме вытеснения будут выявлены процессы, влияющие в большой степени на нефтеотдачу пластов и связанные одновременно со всеми или с большинством из упомянутых факторов, также влияющих на нефтеотдачу. Эта мысль впервые была высказана докт. техн. наук Г. А. Бабаляном. По результатам его исследований, нефтеотдача существенно зависит от некоторых элементов кинетики вытеснения — механизма разрушения аномального слоя нефти на поверхности породы, диспергирования и коалесценции нефти в поровом пространстве, процессов отрыва и прилиивания нефти к твердой поверхности породы. С другой стороны, интенсивность и закономерности развития этих процессов тесно связаны со свойствами пористых сред и пластовых жидкостей, что позволяет установить зависимость нефтеотдачи от многочисленных свойств пластовых систем. Для этого необходимо лишь определить влияние каждого из них на процессы диспергирования, коалесценции капель жидкости и разрушения аномального слоя нефти на твердой поверхности породы.

Метод Г. А. Бабаляна, однако, имеет свои трудности в связи с чрезвычайно сложной картиной развития процессов диспергирования, коалесценции капель жидкости и разрушения аномального слоя нефти на поверхности породы. Трудно также увязать неоднородность коллекторских свойств пород с течением этих процессов. Поэтому идея Г. А. Бабаляна получила другое направление развития.

В предыдущем разделе было показано, что на процесс формирования результатов вытеснения нефти водой (и на нефтеотдачу) значительно влияют капиллярные силы, процессы перераспределения нефти и воды в пористой среде и формирование водонефтяных смесей. Капиллярные процессы, таким образом, являются важным элементом механизма вытеснения нефти водой из пласта.

Вместе с тем известно, что интенсивность и направление действия капиллярных сил зависят так или иначе от всего многообразия свойств пластовых систем и от гидродинамических условий вытеснения. Знак и величина капиллярных сил представляют собой как бы суммарный результат физических свойств и физико-химических характеристик пласта, горных пород и пластовых жидкостей. Это позволяет наметить единую качественную связь между большинством параметров пластовых систем, условиями вытеснения и нефтеотдачей пласта, так как характер влияния большинства этих параметров на интенсивность и направление действия капиллярных процессов известен (или может быть установлен из большого экспериментального материала, накопившегося в области физики и физико-химии вытеснения нефти из пористых сред). Для этого необходимо прежде всего установить, как анализируемое свойство пласта, жидкостей или всей системы влияет на интенсивность и направление действия капиллярных сил. Если, например, процессы капиллярного пропитывания и перераспределения жидкостей на водонефтяном контакте отрицательно влияют на нефтеотдачу пластов, то лучший результат можно получить при вытеснении нефти водами, развивающими на контакте с нефтью низкое капиллярное давление, т. е. водами, обладающими значением $\sigma_{\text{cos}0}$ (натяжение смачивания), приближающимся к нулю. Следовательно, если это предположение справедливо, то лучшая нефтеотдача может быть достигнута при вытеснении нефти из гидрофильных пород водами с низкими значениями поверхностного натяжения и т. д. Поэтому изучение процессов вытеснения нефти водой совместно с капиллярными процессами и капиллярными характеристиками пластовой системы — один из путей, позволяющий увязать и одновременно учесть влияние на нефтеотдачу как условий вытеснения, так и большей части физических и физико-химических свойств пластовых жидкостей и пород.

Следует, однако, отметить, что заметная роль капиллярных процессов не означает того, что можно тем или иным ходом их течения объяснить все многообразие явлений, происходящих в пористой среде при вытеснении нефти водой. Для этого необходимо использовать обширный опыт, накопленный в области физики и физико-химии многофазного потока. Процессы капиллярного впитывания и перераспределения жидкостей в поровом пространстве следует рассматривать лишь как суммарное следствие многочисленных свойств пластовой системы. Изучение этих процессов позволяет объединить в связанную систему все факторы, одновременно влияющие на нефтеотдачу и на интенсивность проявления капиллярных сил. Рассмотрим пример приложения теории капиллярности для решения задачи зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения¹ нефти и газа.

¹ Об этом см. также гл. VIII.

§ 9. ЗАВИСИМОСТЬ НЕФТЕОТДАЧИ ОТ СКОРОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Анализ результатов большого числа исследований, посвященных этой проблеме, позволяет сделать вывод о связи между капиллярными свойствами пластовой системы и характером зависимости нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой. Во всех случаях, когда пласт гидрофобен и капиллярные силы противодействуют вытеснению нефти из пористой среды водой, нефтеотдача возрастает с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта (т. е. увеличивается с ростом градиентов давления). Когда капиллярные силы ослаблены (вследствие низких значений поверхностного натяжения, проницаемости пород $>1\div2 \text{ мкм}^2$ и т. д.), скорость вытеснения нефти водой не влияет на нефтеотдачу. Аналогичный результат получен исследователями, опыты которых проводились в условиях активного проявления капиллярных сил (например, при вытеснении неполярных углеводородных жидкостей с малой вязкостью хорошо смачивающей породу водой). В таком случае процессы пропитки водой пород пласта протекают приблизительно одинаково при различных (в пределах, встречающихся на практике) скоростях вытеснения, и поэтому нефтеотдача модели пласта не изменяется от скорости вытеснения полярной жидкости водой.

В моделях пластовых систем, в которых капиллярные процессы впитывания и перераспределения жидкостей в порах пласта и перетоков из одного пропластка в другой под влиянием капиллярных сил способствуют повышению эффективности вытеснения нефти водой, нефтеотдача с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта уменьшается в связи с соответствующим сокращением благоприятного проявления капиллярных сил. Такой вывод получен в опытах с моделями трещиноватых коллекторов и слоистых пластов, сложенных однородными пропластками различной проницаемости.

Для моделей неоднородных пористых сред, строение которых характеризуется случайным изменением физических свойств по вертикали и по плоскости напластования, в зависимости от начальных физико-химических характеристик пластовой системы возникают различные по виду зависимости нефтеотдачи неоднородной среды от скорости вытеснения. Например, при вытеснении нефти собственной пластовой водой, обладающей нейтральной смачиваемостью, оказалось, что нефтеотдача слабо зависит от скорости вытеснения. Из модели неоднородной пористой среды нефть лучше вытесняется с увеличением скорости продвижения водонефтяного контакта, если замедление процесса сопровождается активизацией капиллярных сил. Такие условия возникают при использовании щелочных, пресных вод при контакте их в пористой среде с малополярными нефтями (типа татарских и башкирских нефтей).

Возможность получения различных видов зависимости нефтеотдачи от скорости водонефтяного контакта в условиях реальных коллекторов подтверждается промысловой практикой. Например, анализ результатов эксплуатации уже выработанных месторождений Самарской Луки, проведенный Б. Ф. Сазоновым, В. И. Колгановым и А. Л. Капищниковым, показал отсутствие влияния на нефтеотдачу темпа отбора жидкости (при изменении скорости вытеснения от 2 до 20 м/год). Нефть из этих залежей вытеснялась из пород высокой проницаемости высокоминерализованной водой с нейтральными смачивающими свойствами, т. е. процесс ее вытеснения протекал в этих залежах при слабой активности капиллярных сил.

Однако следует учитывать, что упомянутый вывод получен в условиях залежей с относительно однородным строением пород при значительной их проницаемости ($0,5$ — 1 мкм²). На практике часто встречаются залежи нефти, чрезвычайно разнообразные по степени неоднородности пород и строению пластов. В этом случае на зависимость нефтеотдачи от депрессии давления (от скорости вытеснения) оказывают влияние, кроме физико-химических свойств пластовой системы, многие другие факторы. Например, известны факты включения в работу в ряде случаев дополнительных пропластков с увеличением депрессии, которые раньше (при меньших перепадах давления) не участвовали в притоке нефти. С возрастанием депрессии перераспределяются давления в пласте при соответствующих изменениях геометрии потока, охватывающего дополнительные участки пласта, ранее мало отдававших нефть. Существуют и другие факторы, влияющие на результаты вытеснения нефти водой из естественных пластов и на зависимость нефтеотдачи от величины депрессии. Поэтому в реальных условиях возможны их различные виды независимо от физико-химических свойств пласта.

По результатам наблюдений многих исследователей, повышение градиентов давлений в пласте оказывает благоприятное влияние на нефтеотдачу залежей нефти, приуроченных к неоднородным коллекторам.

§ 10. КОМПОНЕНТООТДАЧА ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В первый период разработки газовых и газоконденсатных месторождений, залегающих на относительно небольших глубинах, когда пластовый газ не содержал сероводорода, меркаптанов, гелия, ртути и использовался главным образом в качестве топлива, рассматривали эффективность разработки залежей с точки зрения «укрупненных» компонентов: сухого газа ($\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 +$ следы C_3H_8 и C_4H_{10}) и углеводородного конденсата (C_5+).

В настоящее время, когда пластовый газ рассматривается как сырье для нефтехимической промышленности и источник энергии, исследуют вопрос о компонентоотдаче и использовании запасов пластовой энергии.

Компонентоотдача газового, газоконденсатного или нефтяного месторождения характеризуется коэффициентом компонентоотдачи. Коэффициентом объемной компонентоотдачи называется отношение объема Q_{gi} извлеченного из пласта компонента к его геологическим запасам Q_{zi} . Различают конечный (в конце периода эксплуатации) и текущий (в некоторый момент эксплуатации) коэффициенты компонентоотдачи. Часто эти коэффициенты выражаются в процентах

$$K_i = \frac{Q_{gi}}{Q_{zi}} \cdot 100 = \left(1 - \frac{Q_{oi}}{Q_{zi}} \right) 100, \quad (\text{VII.18})$$

где i — компонент пластового газа; Q_{oi} — остаточные запасы компонента.

Коэффициенты газо- и конденсатоотдачи выражаются следующим образом (в %):

$$K_g = \frac{\sum_{i=1}^4 Q_{gi}}{\sum_{i=1}^4 Q_{zi}} \cdot 100, \quad K_k = \frac{Q_{gC_5+}}{Q_{3C_5+}} \cdot 100. \quad (\text{VII.19})$$

Практика разработки отечественных и зарубежных месторождений показывает, что коэффициент газоотдачи во многих случаях достигает 85—95 %, в то время как коэффициент конденсатоотдачи изменяется от 30 до 75 %.

Основными физическими факторами, влияющими на коэффициент газоотдачи, являются: 1) режим эксплуатации месторождения; 2) средневзвешенное по объему порового пространства пласта конечное давление в залежи; 3) площадная и по разрезу пласта неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта; 4) тип месторождения (пластовое, массивное); 5) темп отбора газа.

В общем случае объем остаточного газа в пласте в конце периода разработки можно выразить следующим равенством:

$$Q_o = \Omega_k \frac{\bar{p}_k}{\bar{z}_k} + (\Omega_n - \Omega_k) \frac{\bar{p}_n}{\bar{z}_n} \alpha (\bar{p}_n, Q(t)/Q_3, \rho_n), \quad (\text{VII.20})$$

где Ω_n и Ω_k — начальный и конечный газонасыщенные объемы порового пространства пласта, м^3 ; $\frac{\bar{p}_k}{\bar{z}_k}$, $\frac{\bar{p}_n}{\bar{z}_n}$ — соответственно конечные и средневзвешенные по газонасыщенному и обводненному объемам порового пространства пласта безразмерные (т. е. отнесенные к атмосферному давлению) приведенные

(т. е. деленные на соответствующие коэффициенты сверхсжимаемости z) давления; α — коэффициент остаточной объемной газонасыщенности обводненной ($\Omega_n - \Omega_k$) зоны, доли единицы; $Q(t)$ — текущий извлеченный объем газа; ρ_n — начальная газонасыщенность пласта; Q_3 — запасы газа.

С учетом (VII.20) коэффициент газоотдачи можно выразить так (в %):

$$K_r = \frac{\left[\Omega_n \left(\frac{\bar{p}_n}{\bar{z}_n} - \alpha \frac{\bar{p}_v}{\bar{z}_v} \right) - \Omega_k \left(\frac{\bar{p}_k}{\bar{z}_k} - \alpha \frac{\bar{p}_v}{\bar{z}_v} \right) \right] 100}{Q_3}, \quad (\text{VII.21})$$

где $\frac{\rho_n}{z_n}$ — начальное средневзвешенное по газонасыщенному объему порового пространства пласта приведенное (т. е. деленное на z) давление.

Исследуем зависимость коэффициента газоотдачи от различных геологических, эксплуатационных и физических факторов.

1. Коэффициент газоотдачи при газовом режиме эксплуатации

$$\begin{aligned} & \left(\Omega_n = \Omega_k = \text{const}, \quad Q_3 = \Omega_n \frac{\rho_n}{z_n}, \quad \alpha = 0 \right) \\ & K_r = \left(1 - \frac{\bar{p}_k/\bar{z}_k}{\bar{p}_n/\bar{z}_n} \right) 100. \end{aligned} \quad (\text{VII.22})$$

2. Коэффициент газоотдачи при жестком водонапорном режиме эксплуатации

$$\begin{aligned} & (\Omega_n > \Omega_k, \quad \bar{p}_v/z_v \approx \bar{p}_k/z_k \approx p_n/z_n, \quad \alpha > 0) \\ & K_v = [(1 - \alpha_0)(1 - \Omega_k/\Omega_n)] 100 \%, \end{aligned} \quad (\text{VII.23})$$

где для песков

$$\alpha_{\text{оп}} = (1 - 1,415 \sqrt{\rho_n m_o}) \rho_n, \quad (\text{VII.24})$$

для доломитов

$$\alpha_{\text{од}} = (1 - 1,085 \sqrt{\rho_n m_o}) \rho_n. \quad (\text{VII.25})$$

В том случае, если $\Omega_k/\Omega_n = 0$:
для песков

$$K_{v\text{п}} = 1,415 \sqrt{\rho_n m_o}, \quad (\text{VII.26})$$

для доломитов

$$K_{v\text{д}} = 1,085 \sqrt{\rho_n m_o}. \quad (\text{VII.27})$$

3. Коэффициент газоотдачи при упруговодонапорном режиме эксплуатации $\left(\Omega_H > \Omega_K, \frac{p_H}{z_H} > \frac{\bar{p}_H}{z_H} > \frac{\bar{p}_K}{z_K}, \alpha = 0 \right)$

$$K_y = \left[\left(1 - \alpha \frac{\bar{p}_B z_H}{z_B p_H} \right) - \frac{\Omega_K}{\Omega_H} \left(\frac{\bar{p}_K z_H}{z_K p_H} - \alpha \frac{\bar{p}_B z_H}{z_B p_H} \right) \right] 100 \%, \quad (\text{VII.28})$$

где $\alpha = \alpha f(p_B, Q(t)/Q_3)$, кроме того, α является функцией литологического строения пласта; $Q(t)$ — годовой отбор газа из месторождения.

Если $Q(t)/Q_3 < 0,2$ и пласт представлен несцементированным песком, то

$$f(\bar{p}_B) = 1,49 - \left(\frac{\bar{p}_B}{p_H} - 0,3 \right)^2. \quad (\text{VII.29})$$

Если $Q(t)/Q_3 < 0,2$ и пласт представлен песчаником, то

$$f(\bar{p}_B) = 1,25 - \left(\frac{\bar{p}_B}{p_H} - 0,5 \right)^2. \quad (\text{VII.30})$$

На коэффициент газоотдачи, кроме рассмотренных, влияют и другие факторы: а) охват пласта вытеснением; б) размещение скважин на структуре и площади газоносности; в) глубина спуска колонны насосно-компрессорных труб. Учет их рассматривается в других курсах.

На коэффициент конденсатоотдачи в основном влияет следующее: 1) метод разработки месторождения (с поддержанием или без поддержания пластового давления); 2) потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в газе; 3) удельная поверхность пористой среды; 4) групповой состав и физические свойства конденсата (молекулярная масса и плотность); 5) начальное давление и температура.

Наиболее высокий коэффициент конденсатоотдачи достигается при поддержании начального пластового давления в процессе отбора пластового газа. В этом случае коэффициент конденсатоотдачи может достигать 85 % при поддержании давления с помощью газообразного рабочего агента и 75 % — при поддержании давления с помощью закачки воды в залежь.

Коэффициент конденсатоотдачи несцементированного песка или песчаника при вытеснении жидкого углеводородного конденсата водой при постоянном давлении можно рассчитать по уравнению

$$K_K = \left(1 - 1,415 \left(\frac{\mu_K}{\mu_B} \right)^{1,857} \sqrt{\rho_{HK} m_0} \right) \rho_{HK}, \quad (\text{VII.31})$$

где ρ_{HK} — начальная конденсатонасыщенность пористой среды, доли ед.

Коэффициент конденсатоотдачи при разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления при газовом режиме эксплуатации пласта ($\Omega_n = \text{const}$) можно определить экспериментально в сосуде рVT (например, на установке УФР-2) в процессе дифференциальной конденсации пластового газа при пластовой температуре (см. § 10 гл. IV) рассчитать аналитически (см. § 11, гл. IV) и далее с учетом влияния пористой среды

$$K_k = K_{ko} - 27,8 \cdot 10^{-4} F^{1/2}, \quad (\text{VII.32})$$

где F — удельная поверхность пористой среды, cm^2/cm^3 .

Коэффициент конденсатоотдачи при разработке газоконденсатной залежи без поддержания пластового давления при газовом режиме эксплуатации пласта ($\Omega_n = \text{const}$) можно найти по различным корреляционным зависимостям, полученным на основе обработки лабораторных экспериментальных данных.

Г л а в а VIII

ПОВЫШЕНИЕ НЕФТЕ- И ГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ

§ 1. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Увеличение нефтеотдачи пластов — сложная проблема, для решения которой используется опыт, накопленный во всех областях нефтепромыслового дела. Извлекаемые запасы нефти и газа можно увеличить путем правильной расстановки скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Хорошие результаты получают при регулировании процесса стягивания контуров водоносности с целью повышения равномерности выработки различных частей залежей. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на забой скважин с целью увеличения их дебитов и выравнивания профиля притока нефти и газа и т. д.

За многолетнюю практику разработки нефтяных месторождений предложено множество методов и технологических приемов, позволяющих увеличить отбор нефти из пород. Далее рассмотрим некоторые методы увеличения нефтеотдачи, основанные на тех или иных физических явлениях, изученных в предыдущих разделах.

Увеличения нефтеотдачи пластов можно добиться искусственно, развивая и поддерживая в залежи благоприятные физические условия, обеспечивающие наиболее эффективное вытеснение нефти из коллектора.

Как мы уже видели, вода значительно лучше вытесняет нефть из пористых сред, чем газ. Поэтому везде, где это целесообразно по геологическим условиям и экономическим соображениям, необходимо создавать естественный или искусственный водонапорный режим вытеснения. Искусственно поддерживаемый водонапорный режим в залежи создают путем нагнетания воды с поверхности в пласт за контур нефтеносности или же в нефтяную часть пласта. Эффективность заводнения еще более повышается при добавлении в нагнетаемую в пласт воду специальных веществ, в результате чего улучшаются ее нефте-вытесняющие свойства.

Методы поддержания пластового давления путем нагнетания в пласт воды или свободного газа, а также методы восполнения энергии в месторождениях с истощенными ее ресурсами (так называемые вторичные методы добычи нефти) не позволяют извлекать все запасы нефти. Поэтому продолжаются усиленные поиски новых методов увеличения нефтеотдачи. В основе их всегда лежат соответствующие физические закономерности, большая часть которых описана в предыдущих главах.

Например, лучше вытесняются из пласта маловязкие нефти. Поэтому некоторые методы увеличения нефтеотдачи пластов основаны на искусственном введении в пласт тепла и теплоносителей для снижения вязкости пластовой нефти.

Как известно, даже тяжелые битумы хорошо растворяются в некоторых легких углеводородных растворителях. Например, бензин или жидкий пропан способны удалять из пористой среды практически всю нефть. Это свойство растворителей используется для разработки методов увеличения нефтеотдачи путем нагнетания в пласт сжиженных газов.

В главе IV были рассмотрены явления обратного испарения и конденсации тяжелых углеводородов в газовой среде высокого давления. Это свойство газов используется для разработки методов уменьшения остаточной нефтенасыщенности путем искусственного перевода части нефтяных фракций в пласте в паровую фазу при нагнетании в залежь газов высокого давления. Газ из эксплуатационных скважин затем вместе с продуктами нефти, перешедшими в паровую фазу, извлекается на поверхность.

В лабораторных условиях и во время промышленных испытаний получили хорошие результаты при использовании многих других способов увеличения нефтеотдачи (нагнетание в пласт загущенных вод, вытеснение нефти пенами, стабилизованными поверхностно-активными веществами, метод внутривипластового горения нефти и т. д.).

В лабораторных условиях изучаются также электрические, ультразвуковые, вибрационные способы воздействия на пласт.

Несомненно, что дальнейшее изучение физических свойств пластовых жидкостей, физико-химии пласта и законов движения жидкостей в пористой среде приведет в будущем к получению новых методов повышения отдачи нефти пластами, основанных на новых физических принципах.

В качестве примера приложения теоретических основ физики нефтяного пласта к нефтепромысловой практике рассмотрим физические основы некоторых методов увеличения нефтеотдачи пластов.

§ 2. МОЮЩИЕ И НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИЕ СВОЙСТВА ВОД

В предыдущих разделах неоднократно упоминалось о значении заводнения залежей, как одного из распространенных способов увеличения эффективности эксплуатации нефтяных месторождений. Однако и при заводнении нефтеотдача пласта редко превышает 60 %, и поэтому дальнейшее увеличение ее при закачке воды в пласт является важнейшей задачей. Одним из способов решения этой проблемы может быть нагнетание в залежь вод, обладающих высокими вытесняющими и моющими свойствами.

Необходимо отметить, что тесной связи между моющими и нефтевытесняющими свойствами вод, по-видимому, не существует. Согласно современным представлениям механизм моющего действия веществ применительно к отмывке углеводородов от минералов определяется их способностью улучшать смачивающие свойства вод, уменьшать их поверхностное натяжение на границе с нефтью и другими поверхностями. Они должны быть разрушителями суспензий и эмульсий и т. д. Известно, что загущенная полимерами высоковязкая вода хорошо вытесняет нефть из породы, не обладая при этом особыми моющими свойствами. По многочисленным наблюдениям за процессом вытеснения нефти из коллекторов нефтяных залежей Урало-Волжского района пластовыми водами, представляющими собой концентрированные растворы хлоридов, нефтеотдача в промытых водой зонах достигает 80 %, несмотря на то, что эти воды обладают очень слабыми моющими свойствами.

В зависимости от строения и свойств пласта, а также состояния жидкостей в пористой среде параметры, влияющие на нефтевытесняющие свойства, могут быть неодинаковы. Если, например, нефть в пористой среде находится в пленочном и рассеянном (капиллярно-удержанном) виде вследствие повышенного содержания остаточной воды, то лучшими вытесняющими свойствами в этом случае будет обладать вода, характеризующаяся низкими значениями поверхностного натяжения на границе с нефтью и хорошо смачивающая породу, т. е. вода, имеющая высокие моющие свойства. При заводнении трещиноватых коллекторов, как мы уже отмечали, лучшими нефтевытесняющими свойствами обладают воды с повышенными значениями натяжения смачивания $\sigma_{\text{cos}\theta}$, способные под действием капиллярных сил интенсивно проникать в нефтенасыщенные блоки. Обычная, не впитывающаяся в блоки вода при нагнетании в трещиноватый пласт прорывается в эксплуатационные скважины по трещинам, не вытесняя нефть из блоков. Чем интенсивнее идут процессы противоточной капиллярной пропитки водой блоков, тем лучше результат заводнения трещиноватых коллекторов. Следует, однако, учитывать, что при противоточной капиллярной пропитке нефтеотдача даже небольших блоков (диаметром 5–10 см) после длительного их контакта с водой редко достигает 35–50 %. Процесс противоточной капиллярной пропитки быстро затухает со временем вследствие образования в заводненной зоне блоков прочных водонефтяных смесей (и тем более прочных, чем выше значение $\sigma_{\text{cos}\theta}$). Внутренние части блоков, огражденные от внешней области зоны водонефтяной смеси, длительное время могут сохранять повышенную нефтенасыщенность. Поэтому заводнение трещиноватых коллекторов водами, развивающими в пористой среде высокое капиллярное давление, следует

рассматривать как средство извлечения лишь некоторого небольшого количества нефти (пока не опробованы более совершенные методы воздействия на трещинный коллектор).

Ранее мы упоминали, что, по мнению некоторых исследователей, в условиях неоднородных по физическим свойствам зернистых коллекторов процессы капиллярного впитывания в нефтенасыщенные участки пласта и перераспределение жидкостей в поровом пространстве под действием капиллярных сил отрицательно влияют на нефтеотдачу из-за формирования при этом процессе в пористой среде водонефтяных смесей и из-за нарушения сплошности нефти. Менее интенсивно смеси образуются при заводнении неоднородного пласта водами, обладающими низкими значениями $\sigma \cos \theta$. Если это мнение справедливо, то лучшими нефтевытесняющими свойствами в условиях неоднородных зернистых коллекторов должны обладать воды с нейтральной смачиваемостью ($\theta = 90^\circ$) — при этом значение $\sigma \cos \theta$ и, следовательно, капиллярное давление в порах равны нулю (в статических условиях). Такие воды обладают слабыми моющими свойствами, но нефтевытесняющие свойства их более высокие, чем у других вод. По результатам измерений, проведенных в лаборатории физики нефтяного пласта МИНХ и ГП, смачивающие свойства пластовых вод ряда месторождений Татарин, находившихся в пласте в контакте с нефтью, нейтральные. Можно предполагать, что и воды многих других месторождений в пластовых (статических) условиях по смачивающим свойствам близки к нейтральным. К этому выводу можно прийти, рассматривая вытеснение нефти из капиллярных каналов водой как случай избирательного смачивания породы водой и нефтью. Изменение свободной энергии ΔW единицы поверхности раздела твердой фазы при вытеснении одной жидкости другой определяется известным уже нам соотношением Дюпре—Юнга

$$\Delta W = \sigma_{\text{пп}} - \sigma_{\text{вп}} = \sigma \cos \theta,$$

где $\sigma_{\text{пп}}$ и $\sigma_{\text{вп}}$ — поверхностное натяжение на границе раздела породы с нефтью и с водой; σ — поверхностное натяжение на границе раздела вода — нефть; θ — угол избирательного смачивания.

Из уравнения следует, что при $\sigma_{\text{пп}} \geq \sigma_{\text{вп}}$ и $\sigma \cos \theta \geq 0$ будут проходить самопроизвольные процессы вытеснения с поверхности породы нефти водой или воды нефтью. Система устойчива при $\sigma \cos \theta = 0$. Поэтому в естественных пластах в течение геологических периодов контакта нефти и воды должны были протекать процессы, способствующие уменьшению свободной поверхностной энергии пластовой системы (взаимное растворение компонентов нефти и воды, адсорбция поверхностно-активных веществ на разных границах раздела и т. д.). За геологические периоды произошло необходимое перераспределение

соответствующих компонентов между нефтью и водой и система приблизилась к нейтральной смачиваемости, насколько позволили состав и свойства пластовых жидкостей и горных пород.

Давно замечено, что нефте вытесняющая способность собственных пластовых вод (по сравнению с поверхностными) повышенная. Низкая нефтеотдача естественных коллекторов объясняется не плохими качествами пластовых вод, а неоднородностью строения пластов, наличием многочисленных зон, не промываемых водой. Пластовые воды, добываемые вместе с нефтью, следует использовать для нагнетания в разрезающие ряды. Поверхностные воды (речные, озерные, подрусловые) в пластовых условиях при нагнетании их в залежи с малополярными нефтями (типа нефти месторождений Татарии и Башкирии) могут развивать высокое капиллярное давление в пористой среде пласта вследствие повышения их температуры и улучшения смачивающих свойств. В этом случае вытесняющие свойства их будут более низкие, чем для собственных пластовых вод.

Отрицательное влияние посторонней пресной воды на приток нефти из пласта было замечено давно главным образом в процессе освоения нефтяных скважин и ввода их в эксплуатацию, а также при ремонтных работах, когда скважины промывались пресными водами. Анализ причин отрицательного влияния воды на приток нефти при вскрытии плота дан Ф. И. Котяковым [13]. Его исследованиями установлено, что одной из причин затруднения с освоением скважин и низкая их производительность являются проникновение в нефтяной пласт посторонней воды и образование в поровом пространстве призабойной зоны водонефтяных смесей.

Иногда считается, что состав и свойства нагнетаемой в пласт воды не играет роли, так как она быстро смешивается с остаточной водой и приобретает на фронте вытеснения свойства пластовой жидкости. Опыт, однако, показывает, что при небольшом содержании остаточной воды в коллекторе (10—15 % от объема пор) нагнетаемая вода может продвигаться по пласту на значительные расстояния, не смешиваясь с остаточной.

Капиллярное давление, развивающееся менисками в пористой среде, можно уменьшить не только за счет смачивающих свойств, но также и при снижении поверхностного натяжения воды на границе с нефтью, например, путем обработки ее поверхностно-активными веществами. Тогда вода приобретает особо ценные качества — улучшаются одновременно ее вытесняющие и моющие свойства.

§ 3. ОБРАБОТКА ВОДЫ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫМИ ВЕЩЕСТВАМИ

Необходимых изменений поверхностных и смачивающих свойств жидкостей и характеристик поверхностей раздела пластовой системы в зоне их контакта в пористой среде можно добиться с помощью добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Молекулы большинства ПАВ состоят из длинных гидрофобных углеводородных цепей с низким остаточным сродством на одном конце молекул и гидрофильных полярных групп с высоким сродством на другом. По химическому признаку все ПАВ классифицируются на анионо-активные, катионо-активные и неионогенные вещества.

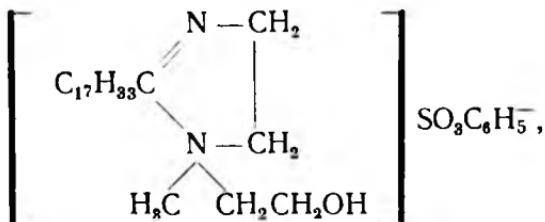
Если углеводородная часть молекулы ионогенного ПАВ входит в состав аниона, образующегося в водном растворе, соединение относят к анионо-активным веществам. Типичный анионный ПАВ — стеарат натрия, в водном растворе которого образуются ионы Na^+ , и стеарат-анионы $\text{C}_{17}\text{H}_{35}\text{COO}^-$ с длинными цепями. Соответственно катионо-обменные вещества образуют в водных растворах катионы, содержащие длинные цепи углеводородных радикалов. В неионогенных веществах не содержатся неионизирующиеся гидрофильные конечные группы. Поверхностная активность этих веществ обусловлена своеобразным строением их молекул, которые имеют асимметричную (дифильную) структуру, состоящую из полярных и неполярных групп. Неполярной и нерастворимой в воде частью молекулы являются гидрофобный алкильный, арильный или алкиларильный радикал, а полярную водорастворимую группу представляет полиэтиленгликоловый или пропиленгликоловый остаток. Общая формула этих веществ:



где R может быть органической группой, например $\text{C}_6\text{H}_4\text{O}^-$, COO^- , CONH^- , CON^- или атомом кислорода, серы и т. д.

Распространенным неионогенным поверхностно-активным веществом является ОП-10.

Примером катионо-активного поверхностно-активного вещества может являться карбозолин О.



который используется для гидрофобизации песчаников.

В лабораторных условиях испытано влияние на нефтеотдачу добавок в воду значительного количества поверхностноактивных веществ: неионогенных — типов ОП-10 и КДУФЭ₁₄ (оксиэтилированные алкилфенолы), анионо-активных — НЧК, сульфонол, НП-1, азолят А, азолят Б, «Прогресс» (натриевая соль алкилсульфосоединений), а также катионо-активные ПАВ. Лучшие результаты при вытеснении нефти получаются с применением растворов неионогенных ПАВ. Установлено также, что ионогенные поверхностно-активные вещества адсорбируются на поверхностях минералов больше, чем неионогенные.

Количественное соотношение между удельной адсорбцией Γ в поверхностном слое, изменением поверхностного натяжения с концентрацией растворенного вещества $\frac{\partial\sigma}{\partial C}$ и концентрацией С устанавливается уравнением Гиббса

$$\Gamma = -\frac{C}{RT} \frac{\partial\sigma}{\partial C}, \quad (\text{VIII.1})$$

где R — универсальная газовая постоянная; T — абсолютная температура.

Величину $\frac{\partial\sigma}{\partial C}$, характеризующую способность растворенного вещества понижать поверхностное натяжение раствора, принято называть поверхностной активностью G :

$$G = -\frac{\partial\sigma}{\partial C}, \quad (\text{VIII.2})$$

Поверхностную активность G можно определить по изотерме адсорбции $\Gamma=f(C)$ и зависимости поверхностного натяжения от концентрации растворенного вещества $\sigma=f(C)$, имеющих вид графиков, приведенных на рис. VIII.1. Как следует из этого рисунка, значение G изменяется с концентрацией ПАВ в растворе. Вначале поверхностное натяжение падает быстро, а по мере заполнения поверхностного слоя адсорбируемыми молекулами интенсивность изменения σ с увеличением концентрации поверхностно-активных веществ уменьшается и, наконец, практически прекращается, когда адсорбция достигает постоянного значения, соответствующего полному насыщению слоя молекулами ПАВ. Поэтому поверхностную активность ПАВ оценивают величиной

$$G_0 = -\left(\frac{\partial\sigma}{\partial C}\right)_{C \rightarrow 0}, \quad (\text{VIII.3})$$

т. е. начальным значением G_0 при концентрации поверхностноактивного вещества, стремящейся к нулю. Единицами измерения поверхностной активности являются 1 Н·м²/кмоль и 1 мН·м²/кмоль. Наиболее подходящие для обработки нагнетаемых вод — поверхностно-активные вещества, значительно

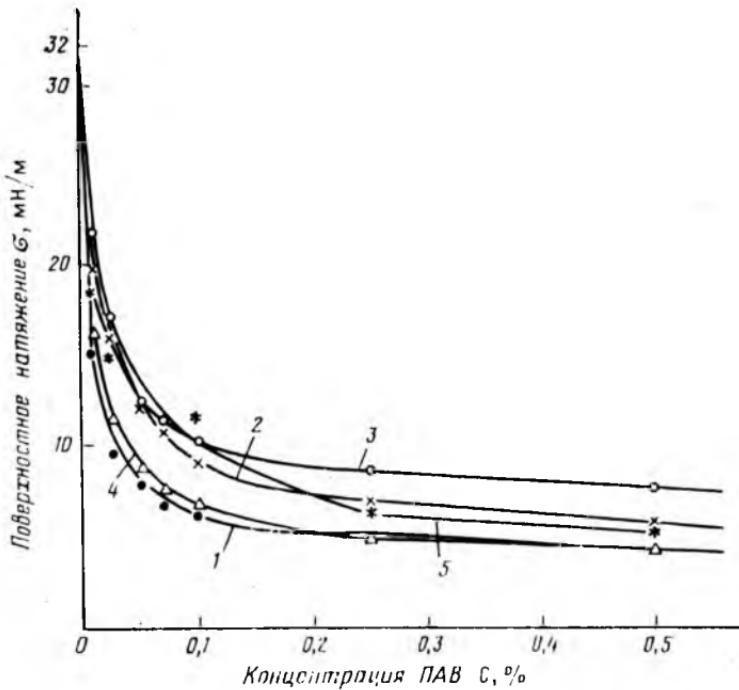


Рис. VIII.1. Изотермы поверхностного натяжения водных растворов неионогенных ПАВ на границе с нефтью:
 1 — ОП-10; 2 — ОП-20; 3 — ОП-45; 4 — ОП-7; 5 — КАУФЭ₄ (по данным БашНИПИнефть)

снижающие поверхностное натяжение на границе раздела нефть — вода при небольших концентрациях (т. е. имеющие высокие значения G_0), улучшающие смачиваемость породы водой в присутствии нефти, мало адсорбирующиеся на поверхности породы, разрушающие водонефтяные эмульсии. Кроме того, они должны быть дешевыми, полностью растворимыми в пресной и пластовых водах, не разрушаться под действием солей, содержащихся в воде. Лучшими показателями обычно обладают смеси различных ПАВ.

Многие исследователи пришли к выводу, что нефтеотдачу можно существенно повысить лишь с помощью ПАВ, снижающих поверхностное натяжение нефти на границе с водой до $0,01—0,1 \text{ мДж/м}^2$. С этой точки зрения поверхностно-активные вещества, изотермы которых приведены на рис. VIII.1, не пригодны для обработки нагнетаемой в пласт воды с целью увеличения нефтеотдачи пластов. Как следует из рис. VIII.1, остаточное поверхностное натяжение на границе с нефтью растворов этих ПАВ достигает $6—7 \text{ мДж/м}^2$ даже при высокой их концентрации в растворе. При этом в процессе вытеснения

нефти из пористой среды под влиянием капиллярных сил образуются значительные сопротивления.

Применять ПАВ в промышленности для улучшения нефте-вымывающих свойств вод затруднительно вследствие адсорбции их огромной поверхностью пород. В зоне же водонефтяного контакта концентрация ПАВ понижается и действие их уменьшается. Следует, однако, учитывать, что при фильтрации чистой воды в дальнейшем происходят также процессы десорбции. Кроме того, установлено, что адсорбция не одинакова по всему пласту. Фронт предельной адсорбции ПАВ (т. е. равновесной, более не увеличивающейся адсорбции) отстает от фронта нагнетаемого раствора. Причем это отставание настолько велико, что к концу разработки далеко не будет достигнут предел адсорбции по всему пласту. Наконец, полной потери ПАВ вследствие адсорбции, по-видимому, можно избежать, если вводить в пласт первые порции воды с повышенным содержанием поверхностно-активных веществ, которые будут в дальнейшем продвигаться по пласту необработанными пресными водами (метод оторочки).

Некоторые исследователи полагают, что вследствие возникновения перед нагнетаемым в нефтяную часть пласта раствором ПАВ вала остаточной воды, которая, как известно, во многих месторождениях представляет собой концентрированный раствор солей, применение ПАВ не дает положительных результатов. Предполагается, что нефть при этом вытесняется не растворами ПАВ, нагнетаемыми в пласт, а оторочкой минерализованной хлоридами воды с плохими нефте-вымывающими свойствами. Многие исследователи, однако, считают такой довод недостаточно обоснованным. Некоторые пласти содержат незначительное количество остаточной воды (4—6 % от объема пор), и быстрое образование вала при этом затрудняется. Наконец, установлено, что даже если образуется вал остаточной воды при значительном ее содержании в пласте (20—30 % от объема пор), вода перемешивается с нагнетаемой в пласт и обработанной ПАВ. В таком случае нефте-вымывающие свойства смесей оказываются достаточно хорошими.

Все это позволяет считать метод заводнения пластов растворами ПАВ одним из средств увеличения нефтеотдачи пластов.

В настоящее время ведутся промышленные опыты по нагнетанию растворов ПАВ в пласт.

§ 4. ПРИМЕНЕНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Углекислый газ, растворенный в воде или введенный в пласт в жидком виде, благоприятно воздействует на физико-химические свойства нефти, воды и способствует увеличению

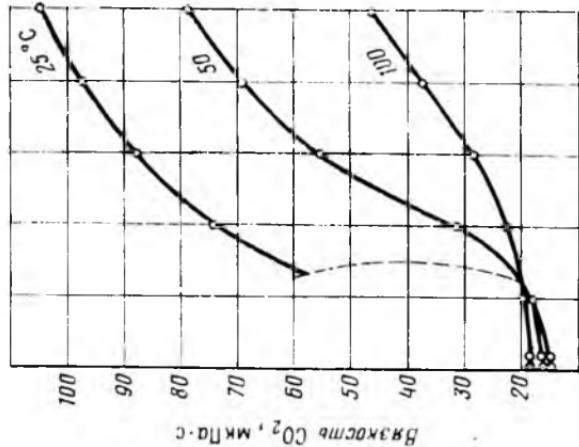


Рис. VIII.4. Зависимость вязкости двуокиси углерода от давления при различных температурах

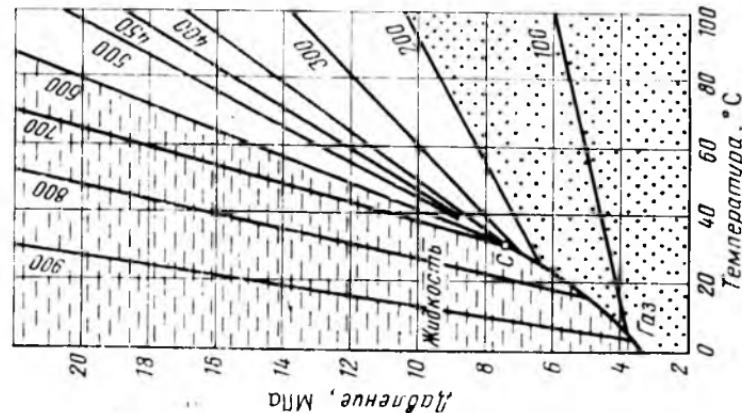


Рис. VIII.3. Линии равной плотности двуокиси углерода на диаграмме давлений состояния (шифр критической точки — плотность углекислого газа в кг/м³)

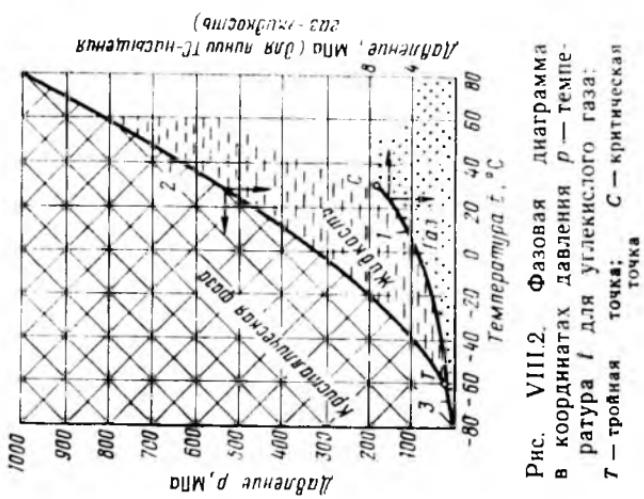


Рис. VIII.2. Фазовая диаграмма в координатах давления p — температура t для углекислого газа:
 I — тройная точка; C — критическая точка

Таблица VIII.1

Свойства углекислого газа в точках росы (линия TC на рис. VIII.2)

Температура t , °C	Давление p , МПа	Плотность ρ , кг м ⁻³		Коэффициент летучести γ
		жидкости	газа	
20	5,73	778	193	0,178
21	5,86	767	202	0,174
22	6,0	755	211	0,170
23	6,14	742	221	0,167
24	6,29	729	231	0,163
25	6,44	714	242	0,160
26	6,58	697	256	0,156
27	6,74	679	272	0,152
28	6,89	657	291	0,148
29	7,05	630	312	0,145
30	7,21	593	340	0,142
31,05 *	7,38	468		0,139

* Критическая точка.

нефтеотдачи пластов. При этом улучшаются и фильтрационные свойства пластовой системы.

CO_2 — бесцветный газ тяжелее воздуха (относительная плотность 1,529). Критическая температура 31,05 °C; критическое давление — 7,38 МПа, критическая плотность — 468 кг/м³. При температуре 20 °C под давлением 5,85 МПа превращается в бесцветную жидкость с плотностью 770 кг/м³. При сильном охлаждении CO_2 застывает в белую снегообразную массу с плотностью 1,65 г/см³, которая возгоняется при температуре — 78,5 °C (при атмосферном давлении). Фазовая диаграмма углекислого газа в координатах давление — температура приведена на рис. VIII.2. Кривая 1 отделяет область газообразного состояния; 2 — жидкого и твердого; 3 — твердого и газообразного. Тройная точка T соответствует равновесию трех фаз одновременно. Для углекислого газа температура тройной точки $t_{\text{тр}} = -56,4$ °C, а давление $p = 0,50$ МПа.

В табл. VIII.1 приведены данные, характеризующие свойства углекислого газа в точке росы (начало конденсации).

На рис. VIII.3 представлены линии равной плотности углекислого газа на диаграмме фазовых состояний, из которого следует, что плотность двуокиси углерода в пластовых условиях сопоставима с плотностью нефти.

На рис. VIII.4 приведены зависимости вязкости двуокиси углерода от давления при различных температурах. Видим, что вязкость CO_2 в пластовых условиях значительно меньше вязкости нефти. Ниже приведены данные поверхностного напряжения двуокиси углерода для некоторых значений температур.

Температура, °C	-52	0,0	+20	+25
Поверхностное напряжение σ , мН/м	16,54	4,62	1,37	0,59

Растворимость CO_2 в воде с увеличением давления возрастает (рис. VIII.5). Массовая доля его не превышает 6 %. С повышением температуры до 80°C и минерализации воды растворимость CO_2 уменьшается. С увеличением концентрации двуокиси углерода вязкость воды возрастает (при $t=20^\circ\text{C}$ и $p=11,7 \text{ МПа}$ вязкость карбонизированной воды составляет $1,21 \text{ мПа} \cdot \text{с}$).

Растворимость воды в газообразной двуокиси углерода показана на рис. VIII.6. Для перехода от молярных долей к массовым на рис. VIII.7 дана диаграмма связи этих величин системы вода — двуокись углерода.

Растворимость углекислого газа в нефтях (см. рис. III.13) является функцией давления, температуры, молекулярной массы и состава нефти. С уменьшением молекулярной массы углеводородов растворимость CO_2 в них возрастает. С очень легкими нефтями CO_2 смешивается полностью при давлениях 5,6—7 МПа. Тяжелые нефти в жидкой двуокиси углерода растворяются не полностью — нерастворимый остаток состоит из тя-

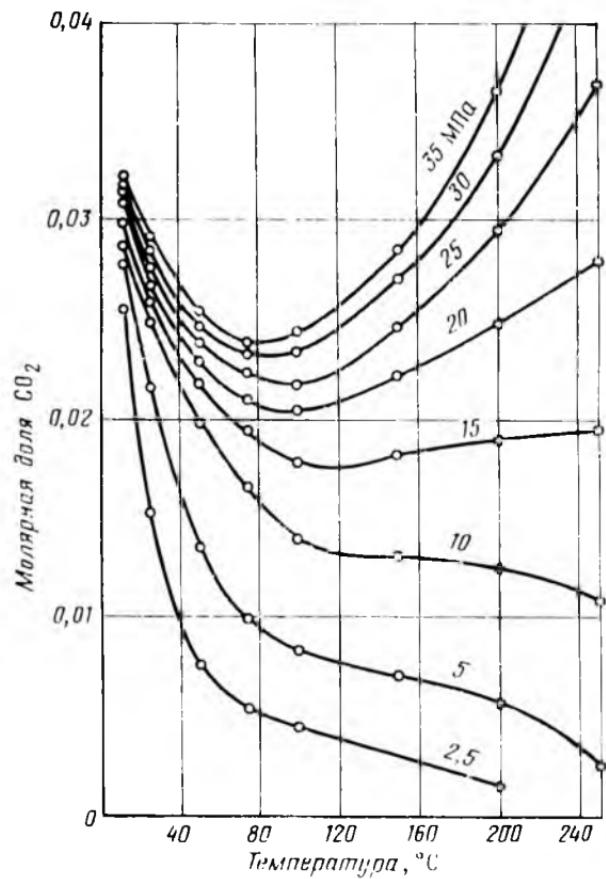


Рис. VIII.5. Растворимость CO_2 в воде в зависимости от давления и температуры (шифр кривых — давление насыщения воды двуокисью углерода)

Рис. VIII.6. Растворимость воды в газообразной двуокиси углерода

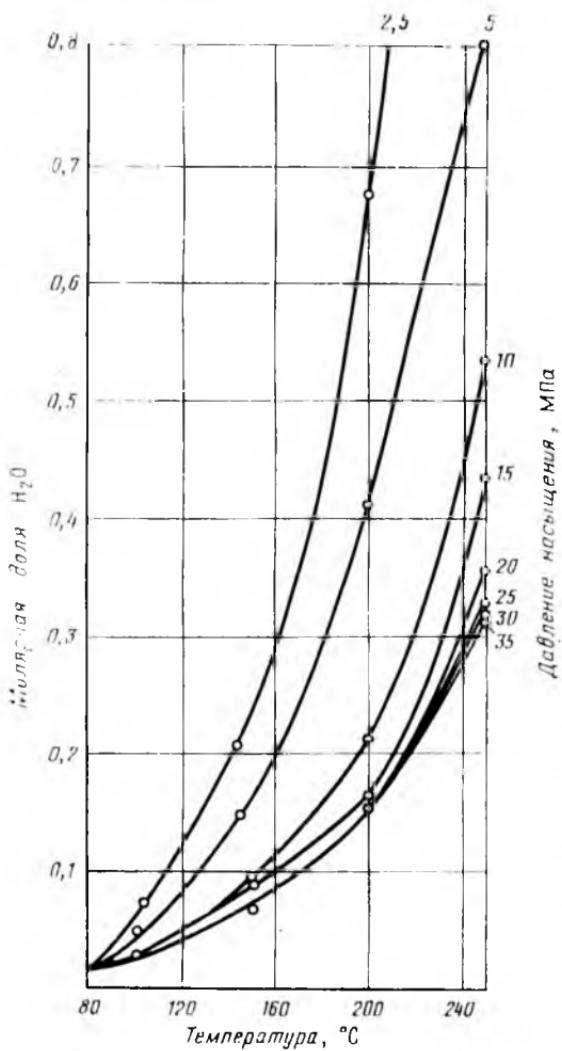
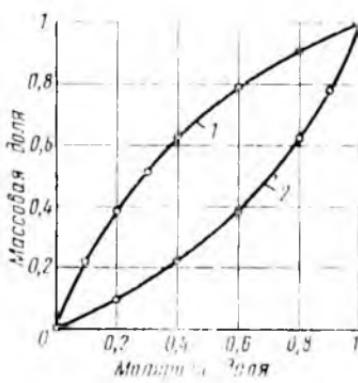


Рис. VIII.7. Связь молярных и массовых долей системы H_2O-CO_2

1 — доля CO_2 в жидкой фазе;
2 — доля H_2O в газовой фазе



желых углеводородов (смол, твердых парафинов и т. д.). С увеличением соотношения объема жидкой углекислоты к объему нефти в смеси растворимость нефти возрастает.

Для характеристики состава и свойств нефти часто используется эмпирический параметр, впервые введенный Ватсоном, который называется характеристическим фактором. Он зависит от содержания в нефти углеводородов различного группового состава. Характеристический фактор для парафиновых нефтей уменьшается с увеличением в них нафтеновых углеводородов. Его значение еще меньше для нефтей, содержащих значительные количества ароматических углеводоро-

дов. Характеристический фактор нефти может быть вычислен по формуле

$$\Phi = \frac{3,73}{\rho_4^{20}} \left(2,72 + 0,48 \rho_4^{20} - \frac{100}{M} \right), \quad (\text{VIII.4})$$

где ρ_4^{20} — отношение плотности нефти при $t=20^{\circ}\text{C}$ к плотности воды при $t=4^{\circ}\text{C}$ и нормальном давлении; M — молекулярная масса дегазированной нефти.

На рис. VIII.8 приведена диаграмма растворимости двуокиси углерода в дегазированной нефти с характеристическим фактором, равным 11,7, в зависимости от давления насыщения и температуры.

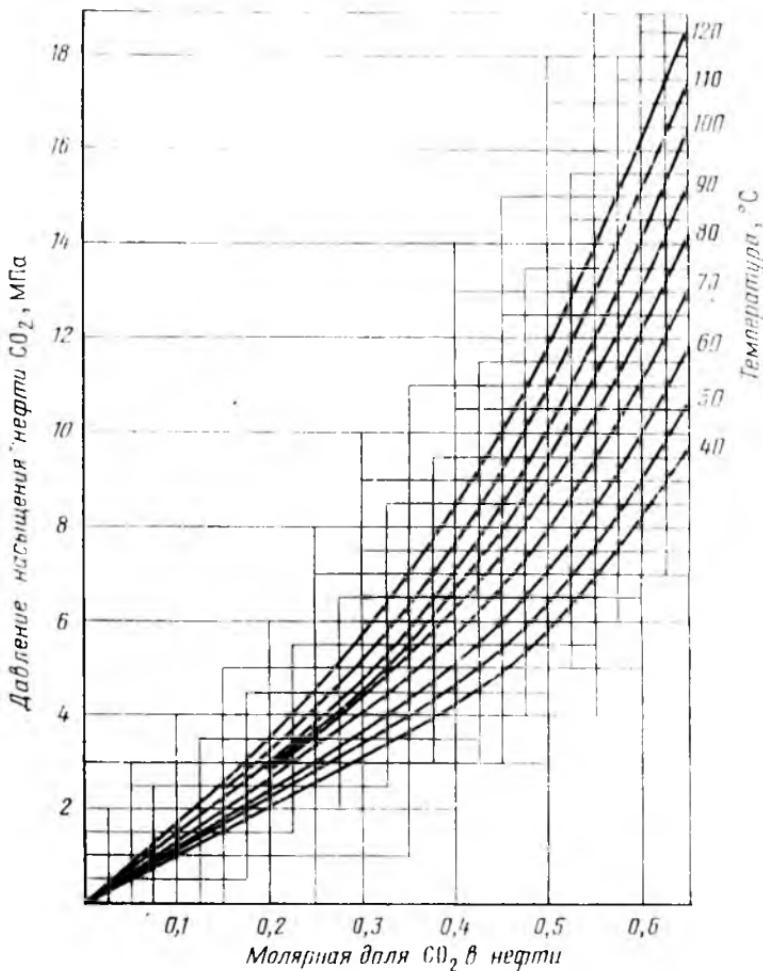


Рис. VIII.8. Растворимость двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором $\Phi=11,7$ в зависимости от давления и температуры

Для нефти с характеристическим фактором, отличающимся от 11,7, растворимость двуокиси углерода в них может быть рассчитана по формуле

$$N_{\Phi} = N_{11.7} \begin{cases} 0,893 + 0,204(\Phi - 11,0) - F_1 & 11,0 \leq \Phi \leq 11,5 \\ F_2 - F_1 & 11,5 < \Phi \leq 11,7 \\ F_2 - 8,571 \cdot 10^{-5}(\Phi - 11,7)(t - 40) & 11,7 < \Phi \leq 12,4 \end{cases} \quad (\text{VIII.5})$$

Здесь

$$F_1 = 1,646 \cdot 10^{-3}(11,7 - \Phi)(t - 40),$$

$$F_2 = 0,995 + 1,666 \cdot 10^{-2}(\Phi - 11,5).$$

$$N_{11.7} = \begin{cases} N(t) + N(p) & \text{при } p \geq 4 \text{ МПа} \\ 0,25pN(t) & \text{при } p \leq 4 \text{ МПа} \end{cases}$$

$$N(t) = \begin{cases} 5,11 - 2,94 \cdot 10^{-2}t & \text{при } 40^{\circ}\text{C} \leq t \leq 76^{\circ}\text{C} \\ 4,04 - 1,54 \cdot 10^{-2}t & \text{при } 76^{\circ}\text{C} \leq t \leq 100^{\circ}\text{C} \end{cases}$$

$$N(p) = \frac{\ln(0,25p)}{3,49},$$

N_{Φ} , $N_{11.7}$ — молярные доли двуокиси углерода в нефти с характеристическим фактором Φ и 11,7 соответственно; t — пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$; p — давление насыщения нефти двуокисью углерода, МПа.

Так как для многих отечественных месторождений молекулярная масса нефти в справочной литературе не приведена, то этот параметр можно оценить по формуле

$$M = 200p^{20}\mu^{0,11}, \quad (\text{VIII.6})$$

где μ — безразмерная вязкость, численно равная вязкости дегазированной нефти в $\text{МПа} \cdot \text{с}$ в поверхностных условиях.

Для увеличения нефтеотдачи пластов углекислый газ в качестве вытесняющей нефть оторочки нагнетается в сжиженном виде в пористую среду и затем проталкивается карбонизированной водой. По результатам лабораторных исследований при объеме оторочки жидкой углекислоты, равном 4—5 % от объема пор обрабатываемого участка, нефтеотдача возрастает более чем на 50 % по сравнению с нефтеотдачей при обычном заводнении. Углекислый газ — эффективное средство увеличения нефтеотдачи как карбонатных коллекторов, так и песчаников, в которых пластовое давление составляет 5,6 МПа и более, а температура изменяется в пределах 24—71 $^{\circ}\text{C}$.

По данным БашНИИнефть, хорошие результаты получены при вытеснении нефти карбонизированной водой с массовой долей CO_2 в растворе, равной 4—5 %. Однако, по данным американских исследователей, при вытеснении нефти оторочкой углекислого газа конечная нефтеотдача на 25—30 % выше, чем при использовании карбонизированной воды.

Углекислый газ, растворяясь в нефти, уменьшает ее вязкость. При этом возрастает объем нефти, а в некоторых случаях значительно снижается ее поверхностное натяжение на границе с водой. Увеличение объема нефти сопровождается повышенением насыщенности порового пространства углеводородами, что ведет к возрастанию относительной проницаемости пород для нефти. При контакте двуокиси углерода с нефтью легкие компоненты последней растворяются в CO_2 (экстрагируются двуокисью углерода) и переносятся на фронт вытеснения, что также способствует увеличению нефтеотдачи в связи с высокой подвижностью и смешиванием с нефтью смесей CO_2 с легкими углеводородами.

Экстрагирование легких углеводородов из нефти происходит тем интенсивнее, чем выше давление. Как показывают опыты,

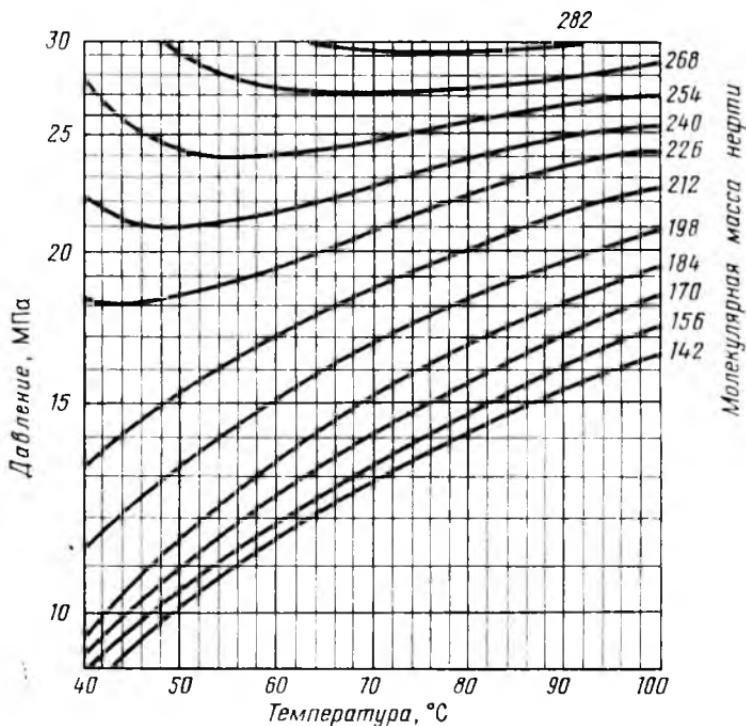


Рис. VIII.9. Номограмма для определения критических давлений смесей двуокиси углерода с различными нефтями в зависимости от температуры и молекулярной массы нефти (составлена И. И. Дунюшкиным и А. Ю. Памиотом)

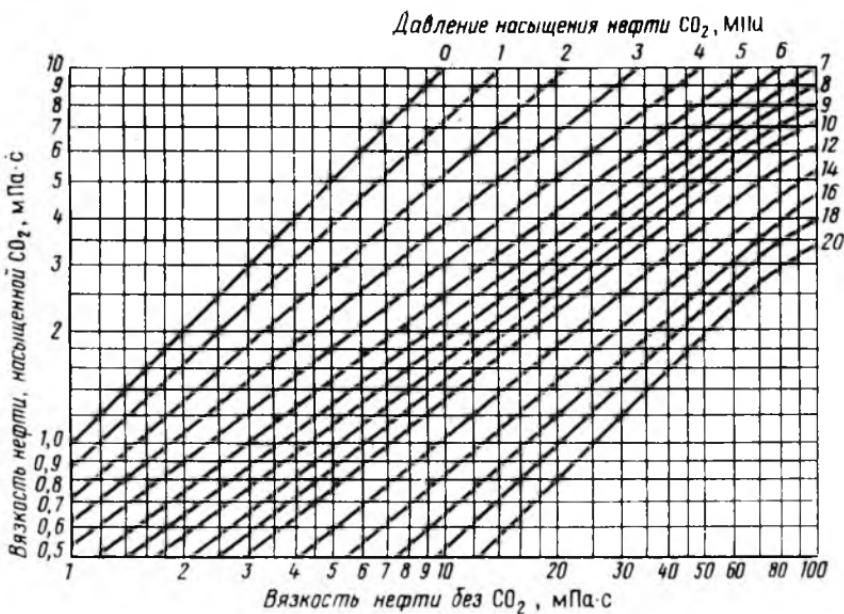


Рис. VIII.10. Зависимость вязкости нефти от давления насыщения их двуокисью углерода

массовая доля экстрагированных углеводородных компонентов нефти двуокисью углерода в зависимости от состава нефти может достигать десятков процентов. При этом возникают условия смесимости нефти с двуокисью углерода, если в нефти содержится достаточное количество легких углеводородов и если пластовые давления и температура равны критическим значениям образующихся в пористой среде смесей. На рис. VIII.9 представлена номограмма для определения условий смешивания различных нефтей с двуокисью углерода. На этом рисунке приведены значения критических давлений смесей в зависимости от пластовой температуры и молекулярной массы дегазированной нефти. При пластовом давлении, равном или превышающем значение критического давления смеси для нефти с заданными молекулярной массой и пластовой температурой, будет наблюдаться локальное (на фронте вытеснения) полное смешивание нефти с двуокисью углерода. Если смешивания не происходит, основная масса оторочки двуокиси углерода вследствие непоршневого вытеснения воздействует на нефть, лишенную легких углеводородов (пластового газа). Однако и в этом случае двуокись углерода оказывает благоприятное влияние на результаты вытеснения вследствие уменьшения вязкости нефти за счет растворения в ней CO_2 и вследствие возрастания в зоне вытеснения объема нефти с соответствующим увеличением насыщенности порового пространства углеводород-

ными смесями. На рис. VIII.10 приведены графики, характеризующие влияние растворенного в дегазированных нефтях двуокиси углерода на их вязкость.

Вязкость нефти (в мПа·с), насыщенной двуокисью углерода, можно определить по формуле

$$\mu = A(q) \mu_t^{\delta(q)}, \quad (\text{VIII.7})$$

где $\mu_t^{\delta(q)}$ — безразмерная вязкость, численно равная (при температуре процесса) вязкости исходной нефти (в мПа·с), в которой растворяется двуокись углерода; $A(q)$ и $\delta(q)$ — эмпирические коэффициенты, определяемые по формулам

$$A(q) = \frac{0,22}{0,22 + (q')^2}, \quad \delta(q) = \frac{0,362}{0,28 + q'} - 0,295. \quad (\text{VIII.8})$$

Здесь q' — массовая доля двуокиси углерода в нефти.

На рис. VIII.11 приведены графики, характеризующие изменение относительного объема нефтей (коэффициентов набухания) в зависимости от молярной доли растворенной в них двуокиси углерода и отношения молекулярной массы дегазированной нефти к ее плотности (M_n/ρ_n).

О некоторых причинах увеличения нефтеотдачи при вытеснении нефти углекислым газом упоминалось выше (уменьшается вязкость нефти и поверхностное напряжение, возрастают объемы и сжимаемость нефти).

Положительное влияние углекислоты на нефтеотдачу является также следствием активного химического взаимодействия углекислого газа с породой. Например, в опытах, проведенных Н. С. Гудок, проницаемость образца (известняка) по воде после воздействия углекислым газом возросла в 2 раза (с 0,0075 мкм² до 0,016 мкм²) вследствие реакции породы с CO₂.

Под воздействием CO₂ повышается кислотность глин, что способствует их сжатию и предотвращает набухание. Все эти факторы в сумме способствуют значительному увеличению нефтеотдачи при вытеснении нефти из пласта углекислым газом и карбонизированной водой.

Промышленные опыты по закачке в пласт CO₂ дали обнадеживающие результаты.

Значительные количества необходимого углекислого газа можно получить путем улавливания его из дымовых и других газов. Углекислый газ является побочным продуктом ряда химических производств. Встречаются в природе также залежи углекислого газа с примесями других газов.

Для совершенствования процесса необходимы дальнейшие исследования процесса, изменения физических и физико-химических свойств пластовой системы и закономерностей фазовых превращений углеводородов при введении углекислого газа в пласт различных залежей, вопросов борьбы с коррозией оборудования.

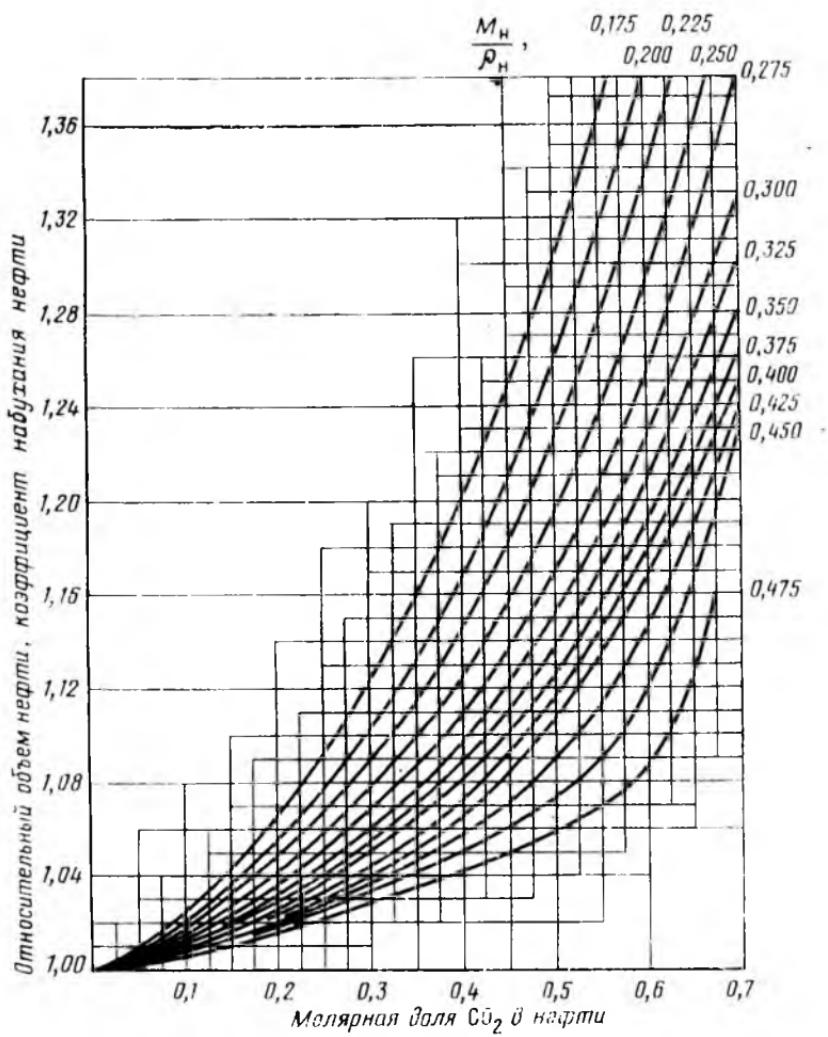
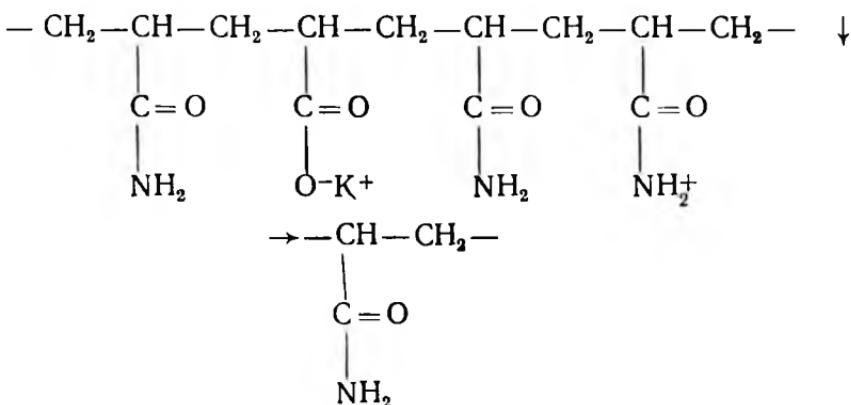


Рис. VIII.11. Зависимость относительного объема нефти (отношения объемов нефти, насыщенной двуокисью углерода, и того же количества дегазированной нефти) от молярной доли растворенной в ней двуокиси углерода

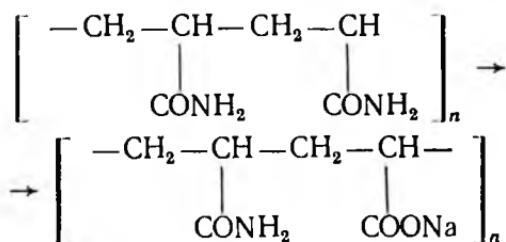
В заключение следует отметить, что углекислый газ в нефтепромысловом деле применяется также для охлаждения забоев скважин (используется CO_2 в твердом виде) с целью повышения эффективности кислотных обработок. Холодная соляная кислота способна проникать в карбонатный пласт в удаленные от забоя скважин зоны, сохраняя свою активность. Кроме того, само добавление CO_2 в соляную кислоту также улучшает результаты обработок скважин вследствие замедления скорости реакции.

§ 5. ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ИЗ ПЛАСТА РАСТВОРАМИ ПОЛИМЕРОВ

Одна из основных причин низкой эффективности вытеснения нефти из коллекторов — неоднородность их физических свойств, в результате которой охват пласта заводнением оказывается невысоким. Увеличение вязкости нефти сопровождается снижением охвата пласта вытесняющим агентом. Идея использования полимеров для повышения эффективности процесса заводнения основана на способности их водных растворов даже при низкой концентрации полимера значительно снижать соотношение вязкости нефти и воды ($\mu_0 = \mu_n/\mu_w$) и уменьшать подвижность последней в высокопроницаемых пропластках, выравнивая продвижение водонефтяного контакта. В качестве добавок к воде (загустителей) используются полиакриламид (ПАА) и другие полимеры с массовой долей, равной 0,05—0,7 %. Эти вещества представляют собой высокомолекулярные соединения со сложным строением молекул в виде длинных цепочек, клубков и спиралей. Полиакриламид представляет собой сополимер акриламида, акриловой кислоты и ее солей:



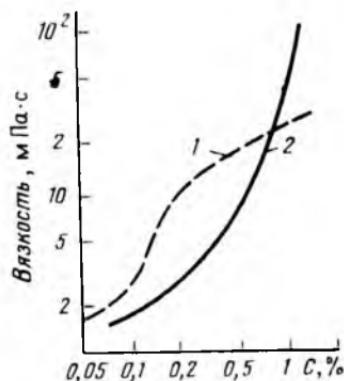
В щелочной воде амидные группы полиакриламида подвергаются гидролизу, интенсивность которого в значительной степени оказывает влияние на свойства растворов ПАА:



Гидролизованный ПАА в воде диссоциируется, отщепляя катионы. Образующиеся при этом отрицательные заряды вдоль

Рис. VIII.12. Зависимость условной вязкости раствора ПАА от концентрации полимера (по данным КазНИГРИ):

1 — в дистиллированной воде при $t=30^{\circ}\text{C}$; 2 — в пластовой воде месторождения Каражанбас при $t=30^{\circ}\text{C}$ (концентрация ионов Na^+ , Ca^{2+} и Mg^{2+} 1,40 г на 100 г воды)



молекул способствуют получению длинных растянутых макромолекул вещества (под влиянием кулоновых сил отталкивания между заряженными группами в цепи). Эти растянутые цепочнообразные молекулы способствуют значительному повышению вязкости воды при малой концентрации ПАА.

Вязкостные свойства растворов полимеров зависят от концентрации вещества, свойств и состава растворителя, степени гидролиза ПАА¹.

По реологическим характеристикам растворы полимеров относятся к неньютоновским жидкостям, т. е. зависимость между скоростью их течения и градиентом давления нелинейна. По характеру течения растворы полимеров проявляют себя как псевдопластики и как псевдодилатантные жидкости.

В значительной степени вязкость растворов полимеров зависит от состава и концентрации солей — добавка солей NaCl , CaCl_2 , MgCl_2 , FeCl_3 значительно снижает их вязкость, причем с увеличением валентности катиона интенсивность понижения вязкости возрастает. При концентрациях полимера 0,5—1,0 % вязкость раствора мало зависит от его минерализации. В качестве примера на рис. VIII.12 приведен график зависимости вязкости раствора ПАА от концентрации полимера (измерения проведены с помощью стандартных капиллярных вискозиметров и поэтому значения вязкости условные).

Фильтрация растворов полимера в пористой среде характеризуется в отличие от чистых жидкостей специфическими особенностями. Расход жидкости при стационарном перепаде устанавливается через длительное время — для этого необходимо прокачать через пористую среду несколько поровых объемов раствора полимера. При этом оказывается, что проводимость пористой среды для раствора полимера уменьшается более значительно, чем это можно было ожидать от увеличения его вяз-

¹ Под степенью гидролиза понимают соотношение групп —COO— к общему числу функциональных групп —COO— и —CO—.

кости по сравнению с вязкостью воды. Степень проявления этого свойства принято охарактеризовывать фактором сопротивления (ФС) — отношением R подвижности воды (растворителя) и подвижности раствора полимера:

$$R = \left(\frac{k_v}{\mu_v} \right) : \left(\frac{k_n}{\mu_n} \right),$$

где μ_v и μ_n , k_v , k_n — соответственно вязкость и проницаемость для растворителя (воды) и полимера.

В таком виде фактор сопротивления учитывает влияние полимера на вязкость раствора и на проницаемость пористой среды. Поэтому иногда из общего значения ФС выделяют ту часть, которая связана лишь с изменением проницаемости пористой среды под влиянием полимера,

$$R_k = \frac{k_v}{k_n}.$$

По данным ВНИИ и КазНИГРИ, фактор сопротивления R при концентрации ПАА до 1 % может достигать 100 и более, а R_k — 4. Считается, что фактор сопротивления — следствие адсорбции полимеров пористой средой и механического улавливания ею крупных молекул полимеров. Опыт показывает, что адсорбция полимеров необратима, т. е. сниженная проводимость пород сохраняется и после многократной замены раствора полимера чистой водой. Иначе говоря, фильтрация и в этом случае характеризуется наличием фактора остаточного сопротивления. Из-за сорбции полимера пористой средой фильтрация сопровождается отставанием фронта раствора, содержащего полимер, от водонефтяного контакта (ВНК), т. е. практически нефть непосредственно на фронте ВНК вытесняется из пористой среды водой, не содержащей полимер. При концентрациях полимера 0,5 % количество сорбированного полимера достигает 0,8—1 мг на 1 см³ породы.

Фактор сопротивления меньше проявляется при вытеснении нефти минерализованной водой. Увеличение рН раствора и наличие остаточной нефти также способствует снижению ФС. Установлено также, что после прекращения фильтрации новый процесс движения раствора полимера начинается как бы при пониженной вязкости раствора.

В. М. Ентовым и А. М. Полищуком предложена сорбционно-диффузионная схема проявления ПАА в процессе фильтрации растворов полиакриламида в пористой среде. Сущность ее заключается в том, что одна часть полимерного вещества адсорбируется и удерживается породой необратимо, а другая — сорбируется обратимо, скапливается при фильтрации вблизи сужений капиллярных каналов, вызывая дополнительное сопротивление. В покое (при прекращении фильтрации) под влиянием диффузионных процессов происходит рассеивание этих скоплений вещества, что сопровождается снижением сопротивления.

ления системы в первый период после нового начала фильтрации. Из сказанного следует, что механизм проявления полимеров связан с рядом эффектов, которые необходимо учитывать при описании гидродинамики процесса фильтрации растворов полимеров — с изменением фазовой проницаемости системы в зависимости от насыщенности различными фазами и от степени сорбции полимеров пористой средой, с изменением соотношения вязкости вытесняемого и вытесняющего агентов.

Опыт показывает, что с увеличением концентрации полимера в растворе фазовая проницаемость пористой среды для смачивающей фазы уменьшается, а проницаемость для углеводородной жидкости при одной и той же насыщенности возрастает (при концентрациях полимера до 0,05 %).

По данным лабораторных опытов, нефтеотдача может возрастать при вытеснении нефти полимерными растворами на 15—20 % (данные получены на линейных моделях с однородными пористыми средами).

На практике для экономии полимера целесообразно закачивать в пласт оторочку загущенной полимеров воды и далее продвигать ее по пласту обычной водой. Чтобы оторочка не полностью размылась до подхода к эксплуатационным скважинам, объем ее должен быть подобран с учетом неоднородности пласта, соотношения μ_0 вязостей нефти и раствора полимера. По данным ВНИИ (А. Т. Горбунов, С. Г. Пугачев и З. К. Рябинина), при $\mu_0 = 15$ минимально необходимый объем нагнетаемой оторочки в расчете на однородный линейный пласт составляет 5—6 % от объема пор обрабатываемого участка. Нагнетание растворов полимера в пласт с целью увеличения нефтеотдачи осуществляется на ряде промыслов СССР.

§ 6. ЩЕЛОЧНОЕ И ТЕРМОЩЕЛОЧНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Водные растворы щелочей способны снижать поверхностное натяжение на границе с нефтью, содержащей природные поверхностно-активные вещества (ПАВ) и нафтеновые кислоты. При этом существенно улучшаются моющие и нефте вытесняющие свойства воды. Щелочные воды способствуют повышению коэффициента охвата пласта заводнением.

Механизм проявления щелочей тесно связан с процессами их взаимодействия с нафтеновыми кислотами и другими составляющими нефтей и образованием в пластовых условиях новых поверхностно-активных веществ, которые в смеси с другими естественными ПАВ, присутствующими в нефти, способствуют значительному снижению поверхностного натяжения нефти на границе со щелочной водой. В нефтях СССР количество нафтеновых кислот изменяется в широких пределах — от долей единицы до 2,5 %.

Считается, что основным критерием применимости раство-

ров щелочей для повышения нефтеотдачи при заводнении за- лежей является степень снижения поверхностного натяжения σ на границе с нефтью. С точки зрения роли капиллярных про-цессов при вытеснении нефти водой из пористых сред при раз-личных условиях, по-видимому, более целесообразно оценивать пригодность растворов щелочей для повышения нефтеотдачи по уровню напряжения смачивания $\sigma \cos \theta$ (здесь θ — угол из-бириательного смачивания).

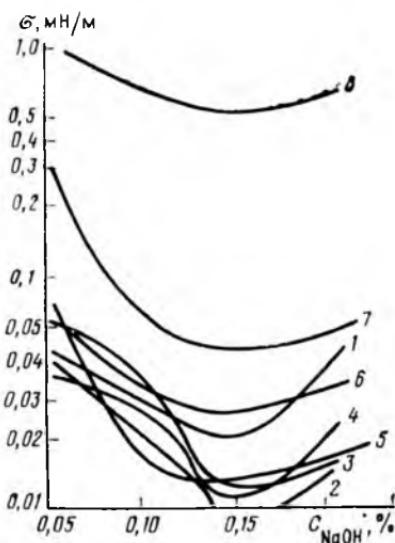
Как было упомянуто в предыдущих разделах, нефтеотдача коллекторов в одних случаях будет большей при низких зна-чениях $\sigma \cos \theta$. Например, при вытеснении нефти из неоднород-ных пористых сред, в которых капиллярные процессы способ-ствуют формированию водонефтяных смесей в зоне контакта воды и нефти, для нейтрализации их вредного влияния требу-ется снижение капиллярного давления (т. е. $\sigma \cos \theta$) до величин значений, близких к нулю. При заводнении трещиноватых кол-лекторов с высокой проводимостью трещин целесообразно использовать воды с повышенным значением $\sigma \cos \theta$ для интенси-фикации процессов впитывания воды из трещин в нефтенасы-щенные блоки, для усиления процессов массообмена под влия-нием капиллярных сил и т. д.

Следует учитывать, что $\sigma \cos \theta$ не всегда снижается с умень-шением σ в связи с улучшением смачивающих свойств воды (т. е. из-за возрастания $\cos \theta$). Разумеется, что при поверхност-ном натяжении, близком к тысячным долям мН/м, при любой смачиваемости значение $\sigma \cos \theta$ будет характеризоваться соот-ветствующими малыми величинами. Однако необходимо учиты-вать, что в зависимости от состава и свойств нефти зависимость поверхностного натяжения $\sigma = f(C)$ нефти на границе с водой от концентрации C щелочи может быть различной, и не всегда при этом поверхностное натяжение снижается до значений, близких к нулю. На рис. VIII.13 приведены зависимости по-верхностного натяжения различных нефтий месторождений Азербайджанской ССР на границе с растворами NaOH от концентрации щелочи. По данным американских исследовате-лей, некоторые нефти, бедные кислотами, обладают значитель-ным поверхностным натяжением (15—18 мН/м) на границе с растворами щелочи даже при весовой доле последней, равной 1 %. В связи с комплексным влиянием на нефтеотдачу реальных коллекторов смачивающих свойств вод и их поверхностного на-тяжения на границе с нефтью целесообразно принимать за один из основных критериев использование растворов щелочей для повышения нефтеотдачи в процессе заводнения скорость их капиллярного впитывания в нефтенасыщенные породы.

Например, при существенном влиянии на процесс фильтра-ции прорыва вод по системам трещин коллектора высокое зна-чение поверхностного натяжения раствора щелочи на границе с нефтью (при хороших их смачивающих свойствах) должно

Рис. VIII.13. Зависимости поверхностного натяжения различных нефей Азербайджана на границе с растворами NaOH от концентрации щелочи. Нижний отдел свиты продуктивной толщи:

1 — калинская; 2 — подкирмакинская песчаная; 3 — кирмакинская; 4 — подкирмакинская; 5 — подкирмакинская глинистая; верхний отдел свиты; 6 — балаханская; 7 — сабунчинская; 8 — сураханская



оказаться благоприятным фактором, способствующим увеличению нефтеотдачи. Следовательно, целесообразность применения щелочных вод для заводнения необходимо определять не только исходя из физико-химических свойств пластовых систем, но и их строения и назначения процесса с точки зрения механизма планируемого метода увеличения нефтеотдачи.

При проектировании заводнения с использованием растворов щелочи необходимо также учитывать совместимость пластовых вод с нагнетаемыми в пласт растворами щелочей, степень их взаимодействия с породами коллектора. Опыт показывает, что существенное влияние на поверхностное натяжение растворов щелочи на границе с нефтью оказывают присутствующие в пластовой воде соли. Ионы кальция, например, способствуют снижению эффективности действия щелочей. В присутствии поваренной соли (до 20 000 мг/л) количество щелочи, требуемой для снижения поверхностного натяжения, уменьшается с повышением концентрации NaCl в растворе. Но при этом следует учитывать, что воды с высоким содержанием поваренной соли обычно более жесткие.

Нежелательными компонентами в нефти при заводнении с использованием щелочей являются газы H_2S , CO_2 , которые способны связывать некоторое количество щелочей и уменьшать их концентрацию в растворе. Присутствие в породе гипса и ангидрита отрицательно сказывается на результатах заводнения вследствие растворения $CaSO_4$ и выпадения из раствора осадков $Ca(OH)_2$. Глинистые компоненты породы с высокой интенсивностью ионного обмена способствуют снижению концентрации NaOH в растворе вследствие его нейтрализации ионами

кальция и магния. При содержании глин в породе, по данным лабораторных опытов, получен лучший результат в процессе нагнетания в модель пласта между нефтью и раствором щелочи буфера из раствора двууглекислой соды, который способствует предварительному связыванию (до подхода растворов щелочи) ионов кальция, выпадающего из раствора в составе карбоната кальция.

Количественная оценка степени взаимодействия щелочи с породой и потери ее в пласте на реакцию с минералами может быть приближенно оценена по следующей методике. Раздробленный керновый материал (500—600 г) экстрагируют, высушивают и помещают в колонку длиной 40—45 см, специально оборудованную для фильтрации через пористую среду раствора щелочи. Насыщают породу под вакуумом дистиллированной водой и определяют объем пор ($V_{\text{пор}}$). Затем фильтруют через нее раствор NaOH заданной концентрации C (мг/1 см³), измеряя pH раствора, выходящего из колонки. Когда pH входящего и выходящего из пористой среды раствора щелочи сравниваются, процесс фильтрации прекращают и измеряют объем V раствора, прошедшего через пористую среду к этому моменту.

Реакционная способность пород определяется по формуле

$$R = 100V\Delta C/P,$$

где P — масса навески породы, г; R — расход щелочи в мг на 100 г породы; ΔC — изменение концентрации щелочи в фильтрате.

Сравнительная дешевизна гидроокиси натрия (NaOH), небольшие массовые доли (0,05—0,1 %) в растворе, при которой достигается максимальное изменение физико-химических характеристик пластовой системы, непрерывные процессы образования новых систем ПАВ непосредственно на водонефтяном контакте — основные преимущества растворов щелочей (по сравнению с поверхностно-активными веществами), которые служат причиной увеличения промышленного их применения для воздействия на залежи нефти с целью увеличения нефтеотдачи. По лабораторным данным, использование щелочных вод способствует увеличению коэффициента вытеснения на 15—20 %.

Ранее было упомянуто, что при соотношении вязкости нефти и воды $\mu_0 = \mu_n/\mu_w > 10$ эффективность заводнения пласта сильно снижается. Поэтому целесообразно при высокой вязкости нефти использовать в процессе заводнения пласта горячие растворы щелочей, если физико-геологические условия это допускают. Горячая вода способствует значительному снижению соотношения вязкости нефти и воды, она лучше смачивает поверхность горных пород и лучше отмывает их от нефти (об этом см. в следующих разделах).

§ 7. МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ

Как известно, нефть и вода при обычных условиях в коллекторах не смешиваются. Образующиеся на контактах нефти и воды в пористых средах границы раздела приводят к возникновению многочисленных капиллярных эффектов, отрицательно влияющих на процесс фильтрации нефти и воды. Например, как было показано в предыдущих разделах, фильтрация в пористых средах многофазных систем (смесей нефти, воды и газа) приводит к повышенным сопротивлениям. Процесс вытеснения нефти водой может быть приближен к условиям фильтрации однородных систем без ощутимого влияния на движение флюидов многочисленных границ раздела, если между нефтью и водой поместить оторочку мицеллярного раствора (смеси углеводородных жидкостей, воды и поверхностно-активных веществ, растворимых в углеводородах, и стабилизаторов). В качестве стабилизаторов обычно используются спирты (изопропиловый, бутиловый и др.). Углеводородную часть мицеллярного раствора может составить легкая нефть фракции C_{5+} .

Нефтерастворимыми поверхностно-активными веществами (ПАВ) являются нефтяные сульфонаты, алкиларилсульфонаты, алкилфенолы. При содержании в системе поверхностно-активных веществ концентрации выше критической концентрации мицеллообразования ПАВ находится в растворе в виде сгустков (мицелл), которые способны поглощать жидкости, составляющие их внутреннюю фазу. При значительной концентрации ПАВ последние в процессе перемешивания вместе с нефтью и водой образуют нефтеводяные агрегаты — мицеллы, строение которых зависит от количественного состава компонентов и их свойств. На рис. VIII.14 приведены схемы строения мицелл с водяной и нефтяной основой. У мицеллы с водяной основой внешней фазой является нефть. Молекулы ПАВ полярной частью (кружочки на рис. VIII.14, а) обращены к воде, а углеводородными цепями — к нефти. Несмотря на содержание в таком мицеллярном растворе до 95 % воды, он хорошо смешивается с нефтью, ибо внешней фазой даже при большой концентрации воды в системе оказывается нефть.

Аналогично мицеллярные растворы с водяной внешней фазой (рис. VIII.14, б) состоят из ПАВ, полярная часть молекул которых (кружки) обращена к внешней водной фазе, а углеводородные цепи — к углеводородной (внутренней) основе. Даже при наличии значительных коли-

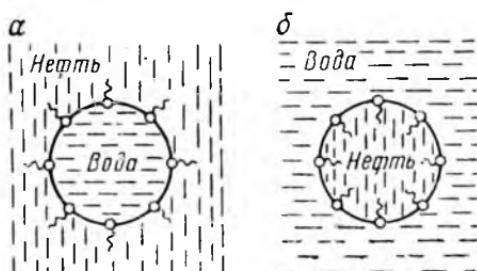


Рис. VIII.14. Схема строения мицелл

честв нефти в системе такой мицеллярный раствор (с водяной внешней фазой) хорошо смешивается с водой. Мицеллярные растворы способны растворять жидкости, составляющие их внутреннюю основу (ядро). При этом размеры мицелл возрастают и в некоторый момент наступает обращение фаз — вместо внешней фазы оказывается вода и наоборот.

Внешне мицеллярные растворы представляют собой однородные прозрачные или полупрозрачные жидкости (размеры мицелл 10^{-5} — 10^{-6} мм). Считается, что по реологическим свойствам они относятся к ньютоновским жидкостям.

Вязкость мицеллярных растворов с нефтяной внешней фазой вначале возрастает с увеличением содержания воды в системе и может достигать 100 мПа·с при водосодержании до 40—45 %. Дальнейшее увеличение концентрации воды (если она сопровождается инверсией типа раствора) приводит к снижению вязкости.

В зависимости от состава и свойств компонентов мицеллярных растворов закономерности изменения вязкости от водосодержания могут быть другими. Соли, присутствующие в воде, снижают вязкость растворов. Это свойство используется для регулирования их вязкости. Состав солей влияет на устойчивость мицеллярных растворов, что должно быть учтено при выборе ПАВ и других их составляющих. Мицеллярные растворы устойчивы только при определенных концентрациях солей.

Упомянутые свойства мицеллярных растворов способствуют при их нагнетании в пласт значительному повышению эффективности вытеснения нефти из коллектора. На практике оторочки мицеллярных растворов продвигаются по пласту водой, загущенной полимерами и водой. Минимальный объем оторочек для однородных пористых сред составляет 4—5 % от объема пор обрабатываемого участка.

По лабораторным данным, мицеллярные растворы способны вытеснить до 50—60 % нефти, оставшейся в пласте после обычного его заводнения. Благоприятные результаты получены даже при водонасыщенности пород до применения мицеллярных растворов, достигающей 70 % от объема пор. Недостаток этих растворов — их чрезвычайная дороговизна из-за большого расхода ПАВ и других его компонентов. Для получения необходимых свойств мицеллярных растворов доля ПАВ в системе как минимум должна быть 9—15 %, спирта — 4—5 %.

§ 8. ТЕРМИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФЕОТДАЧИ

Впервые опыты по тепловому воздействию на пласт в СССР были начаты в 30-е годы А. Б. Шейнманом и К. К. Дуброваем. С тех пор тепловые методы прошли значительный путь теоретических, лабораторных и промысловых исследований.

При нагнетании в пласт горячей воды повышение температуры вызывает понижение вязкости нефти, изменение молекуларно-поверхностных сил, расширение нефти и горных пород, улучшение смачивающих свойств воды. Механизм проявления тепла, однако, более сложен, чем это можно представить из упомянутого перечия тепловых эффектов.

Горячая вода, нагнетаемая в начале процесса в пласт, быстро отдает тепло породе, остывает до пластовой температуры и поэтому между вытесняемой нефтью и последующими порциями теплоносителя образуется зона остывшей воды. Следовательно, нефть в дальнейшем будет вначале вытесняться холодной водой (пластовой температуры), а затем горячей. Поэтому прирост нефтеотдачи при нагнетании горячей воды будет наблюдаться в основном в водный период эксплуатации пласта.

Движение горячей воды в пласте сопровождается уменьшением фильтрационных сопротивлений в горячей зоне, а в дальнейшем и сопротивлений всего обрабатываемого участка. При этом повышаются темпы отбора нефти. Со временем прогреваются и включаются в разработку малопроницаемые участки, которые были обойдены или слабо промыты холодной водой.

Таковы установившиеся представления о механизме увеличения нефтеотдачи при нагнетании в пласт горячей воды. В действительности же этот механизм, по-видимому, значительно сложнее. Важнейшие детали процесса взаимодействия горячей воды с нефтенасыщенным коллектором еще не изучены.

Большой недостаток исследований по изучению тепловых методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи заключается в использовании в качестве моделей пластов однородных пористых сред. О том, как проходит процесс вытеснения нефти при нагнетании в неоднородный коллектор горячей воды, пока можно высказывать лишь более или менее правдоподобные догадки. В этом случае, вероятно, возможны более сложные зависимости нефтеотдачи от условий нагнетания теплоносителя, чем при обработке теплом однородных пород. При контакте горячей или теплой воды с нефтенасыщенной породой понижается вязкость нефти, улучшаются условия смачиваемости, возрастают интенсивность и роль процессов капиллярного перераспределения жидкостей.

Если уменьшение вязкости нефти способствует увеличению нефтеотдачи, то интенсификация капиллярных процессов пропитывания на фронте вытеснения может отрицательно влиять на нефтеотдачу некоторых видов неоднородных пород (см. § 7, гл. VII), т. е. при введении тепла в неоднородную породу в ней могут происходить процессы, оказывающие противоположное влияние на нефтеотдачу. Результат будет зависеть от того, какой из этих процессов воздействует на нефтеотдачу в большей степени. Проявление упомянутых особенностей неоднородных

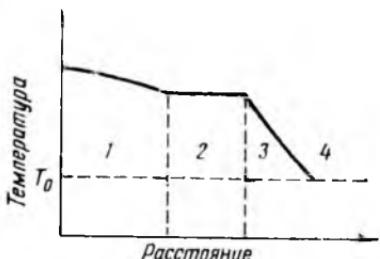


Рис. VIII.15. Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него пара

Зоны: 1 — перегретого пара; 2 — насыщенного пара; 3 — горячего конденсата; 4 — остывшего конденсата

Для уточнения технологии обработки пласта горячей водой необходимы дальнейшие исследования специфики этого процесса в условиях неоднородных пород.

Как мы уже видели, на нефтеотдачу пласта при нагнетании горячей воды влияет большое число факторов и учет влияния каждого из них затруднителен. Приближенными методами расчета нефтеотдачи учитывается только зависимость вязкости нефти и воды от температуры. По расчетным данным, при нагнетании горячей воды ($t = 170^{\circ}\text{C}$) прирост нефтеотдачи достигает 16—17 % при высокой начальной вязкости нефти (250—300 мПа·с) и продолжительности процесса не менее 8—10 лет. Для нефти с вязкостью 151 и 32,6 мПа·с соответствующие приrostы нефтеотдачи составят 8—11 и 4—5 %.

Если в пласт нагнетается водяной пар, схема распространения тепла в коллекторе и процесс вытеснения нефти более сложны, чем при движении в нем горячей воды. Схематический график распределения температуры в пласте при нагнетании в него перегретого водяного пара приведен на рис. VIII.15. Нагрев пласта вначале происходит за счет теплоты перегрева. При этом температура (конец зоны 1) снижается до температуры насыщенного пара (т. е. до точки кипения воды при пластовом давлении). На нагрев пласта (в зоне 2) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне температуры пароводяной смеси и пласта будут равны температуре насыщенного пара, пока используется вся скрытая теплота парообразования. В зоне 3 пласт нагревается за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура ее не упадет до начальной температуры пласта. Нефть вытесняется (зона 4) остывшим конденсатом. Часть теплоты, как и в случае нагнетания горячей воды, расходуется через кровлю и подошву пласта. Кроме того, на распределение температуры влияет изменение пластового давления по мере удаления теплоносителя от нагнетательной скважины. В соответствии с распределением температуры нефть подвергается воз-

действию холодной воды, горячего конденсата и насыщенного и перегретого пара. Следовательно, механизм проявления теплоносителя, наблюдавшийся при нагнетании в пласт горячей воды, сохранится и при вытеснении нефти перегретым паром. Увеличению нефтеотдачи также способствуют процессы испарения под действием пара нагретой нефти и фильтрации части углеводородов в парообразном состоянии. В холодной зоне пары конденсируются, обогащая нефть легкими компонентами и вытесняя ее как растворитель. Процесс вытеснения нефти из пласта перегретым паром эффективнее, чем горячей водой, так как пар содержит больше теплоты, чем вода.

Рассмотрим процессы, происходящие в пласте при извлечении нефти с помощью внутрипластового горения, и схему его осуществления.

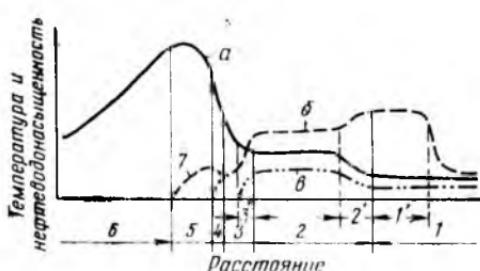
Горная порода вместе с насыщающей ее нефтью может рассматриваться как своеобразное горючее с высокой степенью зольности (95—85 %). Сущность метода заключается в том, что это горючее поджигается и его горение поддерживается нагнетанием в пористую среду окислительных агентов (воздуха, смеси кислорода с газом).

Нефть поджигается через скважину при помощи различных средств (электрических и огневых горелок, химическими методами). Предварительно разогретая порода далее нагревает движущийся через нее окислитель до температуры выше воспламенения кокса и нефти. При нагнетании окислителя разогретая зона (очаг горения), температура которой поддерживается высокой за счет сгорания части нефтепродуктов, продвигается в глубь пласта. Горячие продукты сгорания и воздух, продвигаясь по пласту, эффективно вытесняют нефть. Процесс автотермический, т. е. продолжается непрерывно за счет образования продуктов для горения (типа кокса). Механизм горения и передвижения его очага при этом следующий.

В области горения можно выделить несколько зон, в которых углеводороды находятся в различном состоянии. На рис. VIII.16 показана схема процесса внутрипластового горения.

Рис. VIII.16. Схема процесса внутрипластового горения (по А. Б. Шейнману, Г. Е. Малофееву, А. И. Сергееву)

Распределение: а — температуры; б — нефтенасыщенности; в — водонасыщенности; 1 — зона пластовой температуры; 1' — область с увеличенным содержанием нефти; 2 — зона предварительного повышения температуры; 2' — область конденсации паров воды; 3 — зона испарения; 3' — область испарения воды; 4 — зона термохимических реакций; 5 — зона горения; 6 — зона регенерации тепла; 7 — содержание кокса



В зоне предварительного нагрева (с температурой не менее 100 °С) конденсируются вода (пластовая, связанная, реакционная) и продукты испарения нефти, поступившие из последующих, более горячих, зон. Из сконденсировавшихся паров воды может образоваться оторочка горячей воды, которая вместе с газообразными продуктами вытесняет нефть из пласта. В зоне испарения с температурой 150—200 °С проходит процесс перегонки нефти в потоке горячих газов и паров воды. Поток способствует испарению при этой температуре более тяжелых фракций нефти, чем при обычном кипении. В следующей зоне протекают термохимические процессы (кrekинг, окислительный пиrolиз и газификация), в результате которых из тяжелой нефти выделяется кокс, отлагающийся на стенках поровых каналов и взаимодействующий с неизрасходованным кислородом в зоне горения. Кислород здесь частично расходуется также на горение углеводородных паров и газов. Тепло, выделяемое в процессе горения, аккумулируется в следующей зоне и затем отдается потоку окислителя.

Суммарный результат воздействия движущегося очага горения на пласт складывается из многочисленных эффектов, способствующих увеличению нефтеотдачи: образуются легкие углеводороды, конденсирующиеся в ненагретой зоне пласта впереди фронта горения и уменьшающие вязкость нефти; конденсирующаяся влага образует зону повышенной водонасыщенности (вал горячей воды); происходит термическое расширение жидкостей и породы, увеличиваются проницаемость и пористость за счет растворения цементирующих материалов; углекислый газ, образующийся при горении, растворяется в воде и в нефти, повышая их подвижность; тяжелые осадки нефти подвергаются пиrolизу и кrekингу, что увеличивает выход углеводородов из пласта.

Успешному осуществлению процесса внутрипластового горения способствуют равномерность распределения нефти в пористой среде, высокая проницаемость и пористость. Более устойчивые очаги горения возникают в породе с тяжелыми нефтями, обладающими повышенным содержанием коксового остатка.

Горючим является также газ. Но процесс может проходить и при дегазированной нефти. Повышенная водонасыщенность пласта затрудняет течение процесса. При значительной нефтенасыщенности пород нефть из пласта должна быть вытеснена газом настолько, чтобы была возможна циркуляция окислителя.

Тепловая волна, образующаяся при горении, характеризуется температурной кривой, имеющей два ниспадающих крыла с максимальной точкой между ними, соответствующей температуре очага горения. По лабораторным данным, она достигает 550—600 °С. Фронтальное крыло температурной кривой характерно для процесса горения кокса и частично — нефти вслед

ствие распространения тепла конвективным его переносом продуктами горения и конденсации паров углеводородов и воды, а также за счет теплопроводности. После движущегося очага горения остается нагретая порода, охлаждающаяся постепенно движущимся здесь окислителем. По данным лабораторных экспериментов, длина тепловой волны достигает нескольких десятков сантиметров.

Скорость движения волны зависит от плотности потока окислителя и концентрации в нем кислорода и может изменяться от единиц до десятков метров в сутки. С увеличением содержания кислорода в окислителе скорость перемещения очага горения возрастает.

По данным А. Б. Шейнмана, Г. Е. Малофеева и А. И. Сергеева, масса коксоподобного материала, расходуемого на горение, составляет 1—2 % от массы породы. При меньших его количествах (в случае маловязких легких нефтей) организовать процесс без дополнительного ввода в пласт горючего (в виде смеси газа с окислителем) не удается. Количество оставшегося коксового остатка зависит от вязкости и плотности нефти, температуры очага горения, плотности потока окислителя. С увеличением температуры в зоне термических реакций количество образующегося горючего материала уменьшается. По расчетным и экспериментальным данным, коэффициент нефтеотдачи в пластах с легкими нефтями при этом методе может достигать 80—85 %, а в пластах с тяжелыми нефтями — более 70 %.

До сих пор мы рассматривали основной прямоточный вариант этого метода (т. е. фронт горения был направлен в сторону движения потока окислителя). Процесс возможен и при противоположном движении фронта горения (противоточный вариант). Схема распределения температуры при противоточном процессе показана на рис. VIII.17. В этом случае температура пласта начинает повышаться в зоне II за счет теплопроводного распространения тепла из зоны горения. Здесь происходят процессы испарения нефти и воды. В зоне III сгорает часть легких фракций нефти. Количество сгорающих нефте-

Рис. VIII.17. Распределение температуры при противоточном процессе внутрипластового горения

Зоны: I — холодная; II — кондуктивного нагрева; III — горения; IV — нагретая зона за фронтом горения; 1 — нагнетательная скважина; 2 — эксплуатационная скважина; 3 — направление движения окислителя; 4 — направление перемещения очага горения; 5 — температурный профиль



продуктов зависит от плотности потока окислителя. Оставшаяся часть нефти в этой зоне испаряется и разлагается, и через горячую зону IV газообразные продукты поступают в скважину.

При рассмотренном варианте прямоточного внутрипластового горения скорость перемещения фронта горения значительно опережает скорость переноса тепла воздухом из выжженной зоны вследствие низкой теплоемкости воздуха. Поэтому значительные запасы тепловой энергии в этой зоне теряются через подошву и кровлю пласта. Процесс становится более экономичным, если в зону горения подается в определенных соотношениях воздух с водой (влажное горение). При этом из-за высокой теплоемкости воды скорость конвективного переноса теплоты водовоздушной смесью возрастает, потери теплоты позади фронта горения сокращаются, количество необходимого воздуха на осуществление процесса снижается в 2—3 раза по сравнению с сухим процессом горения. При сухом горении расход воздуха на 1 т добываемой нефти, по данным практики, колеблется от 400 до 3000 м³.

По данным ВНИИ, водовоздушное отношение должно находиться в пределах 0,0004—0,002 м³/м³. При сверхвлажном горении (когда водовоздушное отношение достигает 0,002—0,01 м³/м³) нагрев, испарение воды и накопление тепла происходят в одной и той же зоне, перемещаемой вследствие нагнетания вместе с воздухом воды. При сверхвлажном горении окисление углеводородов протекает при более низких температурах (200—250 °С) по сравнению с влажным и сухим горением.

Опыт показывает, что при нагнетании в нефтесодержащий пласт окислителей могут протекать процессы низкотемпературного окисления (при $t=100—250$ °С), которые отличаются от рассмотренных тем, что в связи с пониженнной температурой процесс этот может охватывать значительные зоны пласта в более короткие сроки. При длительных подачах окислителя в пласт в больших количествах наступает самопроизвольное воспламенение нефти.

Метод внутрипластового горения может быть использован в коллекторах различного типа, в том числе и карбонатных отложениях.

Под воздействием температуры до 700 °С карбонаты разлагаются незначительно.

Бакинскими исследователями (Р. М. Мехтибейли, З. А. Султановым) установлено, что при внутрипластовом горении часть окислителя может теряться на взаимодействие с породой, что значительно увеличивает удельную потребность окислителя. По их данным, количество окисляющихся компонентов в некоторых породах месторождений Азербайджана составляет в пересчете на коксовидное условное топливо 15—18 кг на 1 м³, что

должно учитываться при проектировании процесса (расхода окислителя). В зоне горения расход воздуха на сгорание 1 кг топлива (кокса) составляет обычно 10—12 м³.

§ 9. УСЛОВИЯ ВЗАИМОРАСТВОРИМОСТИ УГЛЕВОДОРОДОВ ОТОРОЧКИ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ

Сущность метода заключается в том, что в пласте создается оторочка растворителя, которая проталкивается более дешевым агентом. В качестве агента применяют сухой или жирный газ. Более эффективно процесс протекает при использовании жирных газов. Воду для этой цели нагнетать нежелательно в связи с большими потерями легких углеводородов, остающимися в смеси с водой в пласте.

Минимально необходимый объем оторочки — это такой объем, когда при продвижении ее до добывающей скважины оторочка полностью не разрывается. Оставшийся в пласте растворитель можно извлечь газом с отбором тяжелых фракций на газобензиновом заводе.

Если оторочка продвигается по пласту газом, то в качестве растворителя обычно используются сжиженные пропан-бутановые смеси и другие более тяжелые углеводороды. Состав растворителя необходимо выбрать так, чтобы наблюдалась неограниченная взаимная растворимость оторочки в нефти и газе. При этом условии в пористой среде не образуются границы раздела (мениски) и вытеснение нефти происходит наиболее эффективно. Для осуществления вытеснения нефти оторочкой необходимо выбрать такой состав углеводородов растворителя, при котором они в пластовых условиях находятся в жидком состоянии. При вытеснении нефти пропаном или бутаном эти индивидуальные углеводороды будут в пласте в жидком состоянии, если пластовая температура ниже их критических температур, а пластовое давление выше упругости паров этих углеводородов. Если в качестве оторочки используются смеси углеводородов, то пластовая температура должна быть ниже критической температуры смеси, а пластовое давление — выше давления насыщения системы нефть — углеводородная смесь при пластовой температуре. Один из способов приближенной оценки критических параметров смесей приведен в гл. IV.

Сложнее достигается неограниченная растворимость углеводородов на границе оторочки — газ. Для этого требуются более высокие давления, в чем легко убедиться, рассматривая критические кривые смеси метана с различными углеводородами (см. рис. IV.9). Смесь представляет собой гомогенную среду, если ее параметры располагаются на критической кривой или выше ее. В области выше критической смесь метана с соответствующим углеводородом находится в гомогенном состоянии — жидким или газообразном — в зависимости от температуры и соотношения этих компонентов. Переход из одного

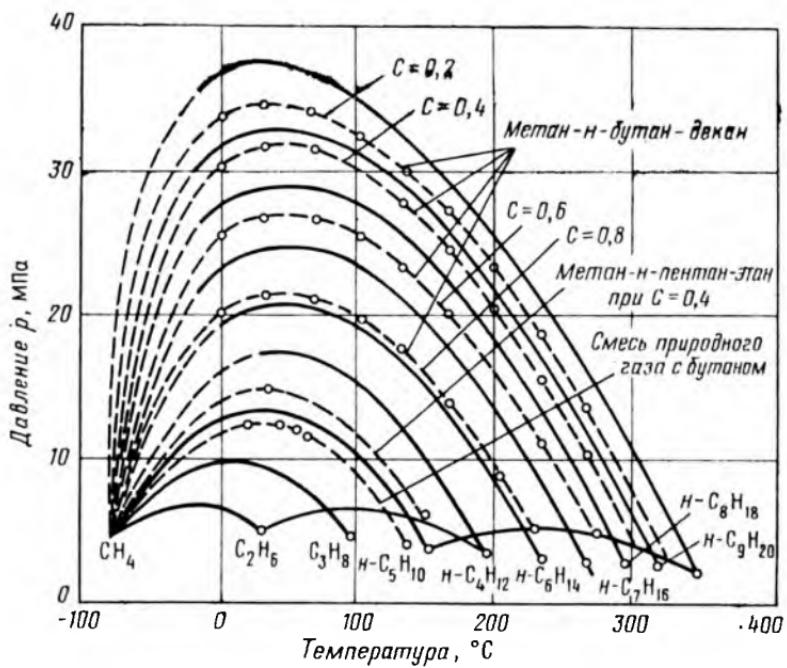


Рис. VIII.18. Критические кривые бинарных и тройных смесей метана с различными углеводородами

состояния в другое в этой области осуществляется без образования поверхностей раздела. Следовательно, если параметры смеси расположены в этой области, то смесь характеризуется взаимной растворимостью метана и выбранного углеводорода. Из рис. IV.9 следует, что, например, при температуре 40°C неограниченная взаимная растворимость метана с пропаном наступает при давлении выше 9,2 МПа, метана с бутаном — выше 13,4 МПа, метана с пентаном — выше 17 МПа.

Оторочка растворителя обычно состоит из смеси сжиженных углеводородов. Минимальное давление, которое следует поддерживать в каждой точке пласта, чтобы происходило вытеснение смещающимися агентами, определяют расчетным путем. Для упрощения состав оторочки рассматривают как один сложный компонент, образующийся в переходной зоне бинарной смеси метана с этим компонентом. И далее считают, что для системы критические параметры совпадают с максимальным давлением и температурой, при которых углеводороды (бинарная смесь) полностью переходят в однофазное состояние. Считается, что условие смешивания оторочки из сжиженных углеводородных газов с метаном соблюдается, если давление в пласте поддерживается выше критического при пластовой температуре. Как мы уже видели (см. гл. IV), критическую кри-

вую можно построить по расчетным данным. При этом много-компонентная смесь условно считается бинарной (метан и этан + высшие), где второй компонент представляет собой углеводороды оторочки. Критические параметры этой бинарной смеси определяются по критическим свойствам бинарных смесей метана с углеводородами парафинового ряда (см. рис. IV.9). На рис. VIII.18 показаны критические кривые тройных смесей: метан — н-бутан — декан, метан — этан — н-пентан и смесей природного газа с бутаном для различных соотношений $C = \frac{x_2}{x_2 + x_3}$, где x_2 и x_3 — концентрации тяжелых компонентов, входящих в состав второго компонента. На рис. VIII.18 также приведены критические кривые бинарных смесей метана с индивидуальными углеводородами.

А. С. Великовским, Г. С. Степановой и Я. И. Выборновой предложены следующие эмпирические формулы для определения максимального давления критических кривых бинарных смесей метана с углеводородами нормального парафинового ряда и температуры, отвечающей этому давлению:

$$p_{\text{кр. max}} = 0,00353 (M_2)^2 + 2,131 M_2, \quad (\text{VIII.9})$$

$$T_{\text{кр. max}} = 0,683 (T_{\text{кр. 2}} + 82) 0,9936 M_2 - 0,82, \quad (\text{VIII.10})$$

где $p_{\text{кр. max}}$ — максимальное давление критической кривой, Па; M_2 — молекулярная масса нормального парафинового углеводорода, составляющего смесь с метаном; $T_{\text{кр. max}}$ — температура, отвечающая давлению $p_{\text{кр. max}}$, °С; $T_{\text{кр. 2}}$ — критическая температура нормального парафинового углеводорода, составляющего смесь с метаном, °С.

При давлении в пласте выше $p_{\text{кр. max}}$ оторочка будет находиться в однофазном состоянии при любой температуре. Если состав оторочки сложный, вместо молекулярной массы M_2 индивидуального компонента необходимо в формулы (VIII.9) и (VIII.10) подставить значения эквивалентной молекулярной массы тяжелых компонентов $M_{\text{экв}}$ (методику определения $M_{\text{экв}}$ см. в гл. IV).

Необходимое давление, при котором наступает вытеснение оторочки метаном в условиях смешивания фаз, может оказаться высоким и неприемлемым для условий воздействия.

Давление в системе, когда нефть будет вытесняться оторочкой и газом в условиях полного смешивания, можно уменьшить, если растворитель продвигать газом, обогащенным этаном, пропаном и бутаном. При этом задача сводится к определению необходимого состава нагнетаемого газа и смеси в промежуточной зоне, для которых пластовая температура и давление критические (критический состав). При выборе такого состава углеводородов условно принимается, что промежуточная зона, образующаяся оторочкой и вытесняющим ее сжатым

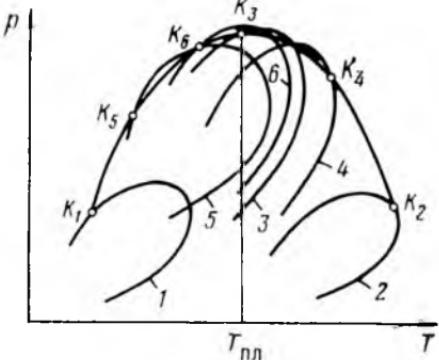


Рис. VIII.19. Схема изменения фазовой диаграммы при переходе от оторочки к сжатому газу

газа, а диаграмма 2 — составу оторочки. Тогда схематическое изменение фазовых диаграмм углеводородов в зависимости от концентрации компонентов в зоне смеси при переходе от оторочки к сжатому газу будет характеризоваться промежуточными диаграммами 3, 4, 5 и 6 и соответствующей критической кривой, соединяющей критическую точку K_1 , отвечающей составу сжатого газа и K_2 — составу оторочки. С увеличением доли сжатого газа в смеси образуются системы, которые в пластовых условиях будут находиться в газообразном состоянии (диаграммы 5 и 6). С уменьшением доли сжатого газа в смеси возникают системы, которые в пластовых условиях будут находиться в жидким состоянии (диаграмма 4).

Как следует из рис. VIII.19, при пластовой температуре $T_{\text{пл}}$ максимальное давление, когда смесь может разделиться на две фазы, будет близким к критическому давлению для смеси с фазовой диаграммой 3. Пластовая изотерма — критическая для данной смеси. Следовательно, чтобы происходил процесс вытеснения, давление в пласте должно быть выше критического давления (точка K_3 на критической кривой) при пластовой температуре. (Ранее было упомянуто, что превышение давления перехода системы легких углеводородов в однофазную область над критическим составляет не более 2—3 % критического давления. Поэтому считаем условием смешивания фаз превышение пластового давления над критическим).

Состав углеводородов вытесняющего газа и оторочки, удовлетворяющий этому условию, обеспечивает процесс продвижения растворителя в условиях полного смешивания углеводородов. Этот

газом, в которой доля последнего изменяется от 0 до 100 %, состоит из двух сложных компонентов. Состав каждого из этих компонентов в зоне смеси предполагается постоянным, изменяется лишь количественное соотношение двух компонентов в смеси.

Как известно, при изменении состава системы сдвигаются и значения критических ее параметров (см. рис. IV.4). Допустим, что фазовая диаграмма 1 на рис. VIII.19 отвечает составу вытесняющего

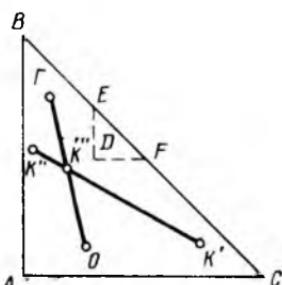


Рис. VIII.20. Состав тройных смесей на прямоугольном равнобедренном треугольнике

состав находят, задаваясь различными соотношениями d — текущей молярной доли сжатого газа в составе углеводородов промежуточной зоны. Далее определяют критические температуры, соответствующие выбранным составам смесей, и в результате подбирают такой состав, для которого пластовая температура является критической.

Критическую температуру и критическое давление определяются по методике (см. гл. IV).

Рассмотрим далее подбор критического состава смеси, состоящего из d молей сжатого газа и $(1-d)$ молей оторочки углеводородов, с помощью треугольной диаграммы тройных смесей (рис. VIII.20). По линии AB откладывается содержание метана в смеси, а по линии AC — промежуточного компонента (содержание этана или смеси этана с пропаном). В этих координатах составу смеси отвечает точка D . Отрезок DE или DF характеризует состав остальных компонентов (C_{3+} или C_{4+}). Если точка Γ соответствует составу сжатого газа, а точка O — оторочки, то прямая ΓO отвечает составам промежуточной зоны, где массовая доля сжатого газа изменяется от 0 до 100 %. На этой прямой расположена точка, соответствующая критическому составу смеси при пластовой температуре. Координаты ее можно определить по точкам K' и K'' , отвечающим критическим составам смесей (метана и компонентов C_{2+} , содержащих

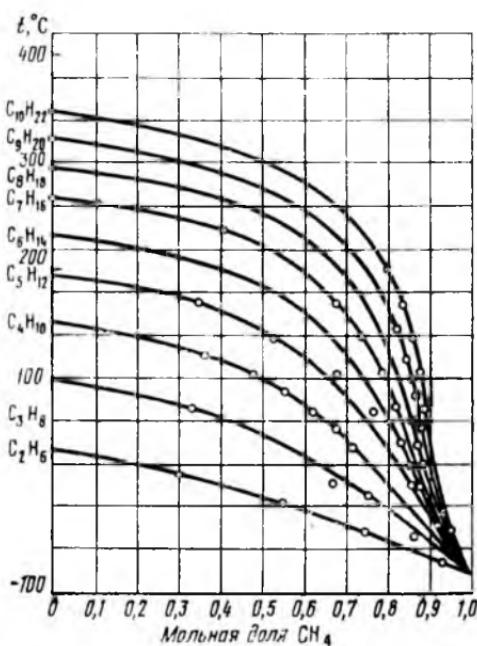


Рис. VIII.21. Зависимость критической температуры от молярного содержания метана в его бинарных смесях с углеводородами нормального парафинового ряда

щихся в сжатом газе, метана и компонентов C_{2+} , содержащихся в оторочке). Прямая $K'K''$ пересекает линию GO в точке K''' , координаты которой соответствуют критическому составу смеси при пластовой температуре. Координаты точек K' и K'' можно найти с помощью диаграммы зависимости критической температуры от молярного содержания метана в его бинарных смесях с углеводородами нормального парафинового ряда, приведенной на рис. VII.21. Для определения критического состава смеси (метана и компонентов C_{2+} , содержащихся в сжатом газе при пластовой температуре), т. е. для определения координаты точки K'' , на рис. VII.21 наносят кривую, соответствующую полученному значению молекулярной массы (для этого используют интерполяцию). Содержание метана в критической смеси определяют по точке пересечения построенной кривой с изотермой, соответствующей пластовой температуре. Так же находится и критический состав смеси, составленный из метана и компонентов C_{2+} , содержащихся в оторочке (т. е. координаты точки K').

§ 10. ИЗВЛЕЧЕНИЕ НЕФТИ ГАЗОМ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

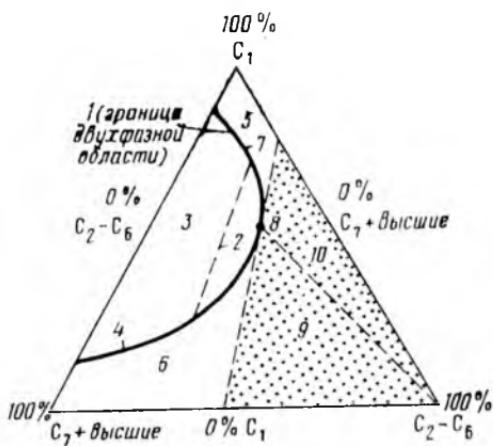
В главе IV были рассмотрены свойства нефтегазовых смесей и, в частности, явления обратного или ретроградного их испарения. Эти свойства сжатых газов можно использовать для увеличения нефтеотдачи пластов. При этом в залежь для повышения давления необходимо нагнетать газ, который становится растворителем жидких компонентов нефти. По данным опытов, при некоторых весьма высоких давлениях в газе растворяются почти все компоненты нефти, за исключением смолистых и других тяжелых ее составляющих. Добывая затем этот газ, в котором содержатся пары нефти или ее компоненты, на поверхности можно получать конденсат, выпадающий при снижении давления. Таким образом, сущность этого метода заключается в искусственном превращении месторождения в газоконденсатное. Практически это трудно осуществить, так как для растворения всей нефти требуются очень высокие давления (70—100 МПа) и огромные объемы газа (до 3000 м³ в нормальных условиях для растворения 1 м³ нефти). Давления обратного испарения значительно уменьшаются, если в составе нагнетаемого газа содержатся тяжелые углеводородные газы — этан, пропан или углекислота. Но объем требующегося газа остается высоким.

Процесс можно значительно упростить и удешевить, если извлекать за счет процесса испарения лишь наиболее ценные летучие фракции нефти. Для этого следует нагнетать меньшие объемы сухого газа при более низких давлениях по сравнению с давлениями, необходимыми для полного растворения нефти в газе. В остальном сущность процесса остается той же.

Опытами установлено, что в процессе нагнетания в модель

Рис. VIII.22. Диаграмма физического состояния углеводородных систем при заданных температуре и давлении

1 — кривая раздела фаз; 2 — связывающая линия; 3 — двухфазная область; 4 и 7 — кривые составов насыщенного пара и контактирующей с ним жидкости; 5 — газ; 6 — нефть; 8 — состав смеси, находящейся при данном давлении и температуре в критической точке; 9 — критические составы, смешивающиеся с нефтью; 10 — критические составы, смешивающиеся с газом



пласта, содержащего легкие нефти, газов высокого давления нефтеотдача бывает большей, чем должна быть только при обратном испарении фракций нефти. Движущийся по пласту газ постепенно обогащается этаном и более тяжелыми углеводородами, а метан, встречаясь со свежими порциями нефти, имеющими давление насыщения ниже давления нагнетаемого газа, растворяется в нефти. Газ, содержащий значительное количество тяжелых углеводородов, уже при сравнительно небольших давлениях и температурах полностью смешивается с нефтью. Нефтеотдача при этом высокая, так как процесс становится близким к тому, который наблюдается во время вытеснения нефти жидким растворителем.

При рассмотрении и интерпретации различных процессов фазовых превращений, которые встречаются в процессе вытеснения нефти газом, пользуются диаграммами (рис. VIII.22) физического состояния углеводородной системы при заданных температуре и давлении. На этой диаграмме углеводородная система произвольно представлена в виде трех групп компонентов — любая точка в пределах диаграммы характеризует состав углеводородной системы в виде соотношения каждой из трех групп компонентов: метана C_1 , углеводородов от этана C_2 до гексана C_6 и гептана C_7 . Вершины треугольников соответствуют 100 %-ному содержанию соответствующих групп компонентов в системе. Сплошная линия 1 (в виде петли) на диаграмме является кривой раздела фаз. Она ограничивает двухфазную область. Кривая раздела фаз представляет собой геометрическое место точек состава систем, которые имеют при заданной температуре данное давление насыщения. Нижний участок кривой относится к жидкой фазе, а верхний — к газовой. Они соединяются в точке 8, которая характеризует состав смеси с критическим давлением и температурой. Линия 2

(связывающая линия) оканчивается в точках на кривой состава насыщенного пара и насыщенной газом нефти, которые находятся в равновесном состоянии при данных температуре и давлении, для которых составлена диаграмма.

Смеси, соответствующие точкам выше и справа от кривой насыщенного пара, представляют газ (область 5), и смеси, соответствующие точкам ниже и слева кривой насыщенной газом жидкости, представляют собой нефть (область 6). Смеси в области правее и ниже кривой раздела фаз относятся к области критических смесей и находятся либо в газовой, либо в жидкой фазе. На участке этой области выше и справа от кривой раздела фаз (область 10) в смеси содержится меньшее количество тяжелых компонентов C_{1+} . Эти углеводороды смешиваются со смесями, представленными точками в газовой области. Другой участок критической области смесей расположен ниже и справа от двухфазной области (область 9). В смесях здесь содержится меньше метана C_1 и смешиваются они с углеводородами, представленными точками в нефтяной области.

Уже упоминалось, что в зависимости от пластовых условий (давления и температуры), состава нефти и нагнетаемого газа возможны различные варианты процесса вытеснения нефти газом. Если в пласт нагнетают сухие газы (например, метан) при низком пластовом давлении, тогда будут выноситься сравнительно небольшие количества промежуточных компонентов (C_2-C_6).

Более сложное взаимодействие нефти и газа происходит при нагнетании в пласт жирных газов, содержащих значительное количество компонентов (C_2-C_6). Во время перемещения в пласте нефть и жирный газ могут подвергаться существенным изменениям вследствие конденсации компонентов газа в нефти и явлений обратного испарения. В зависимости от пластовых условий и исходного состава системы нефть может вытесняться

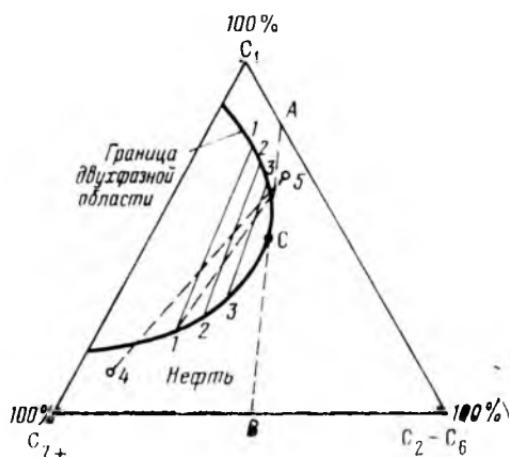


Рис. VIII.23. Схема образования критических условий вытеснения нефти при нагнетании в пласт газов, богатых тяжелыми компонентами
1—1, 2—2, 3—3 — пути перехода смеси из одного состояния в другое при взаимодействии нагнетаемого газа с нефтью

как в критических, так и некритических условиях. Диаграммы физического состояния углеводородной системы при заданных температуре и давлении позволяют проследить за детальными различиями между упомянутыми видами газового воздействия на пласт, например, за различиями между процессами перехода нефти в газоконденсатное состояние и закачкой газа под высоким давлением с частичным переводом компонентов нефти в газовую фазу. В качестве примера рассмотрим изменение свойств нефтяных смесей в процессе вытеснения нефти жирным газом, тяжелые компоненты которого могут конденсироваться в пластовых условиях и переходить в нефтяную фазу с возникновением условий критического вытеснения. При критическом вытеснении между нефтяной и газовой зонами образуется смесь углеводородов, находящихся в данных условиях в пласте в области выше критической (рис. VIII.23). В таком случае нефть вытесняется газом в условиях, когда отсутствуют мениски на разделе фаз и нефтеотдача может быть повышена до значений, близких к 100 %.

Пусть жирный газ (точка 5) вытесняет в пласте нефть (точка 4). При их контакте газ теряет часть своих тяжелых компонентов и приходит в равновесие с нефтью, обогатившейся новыми компонентами (точки 1—1 на кривых составов насы-

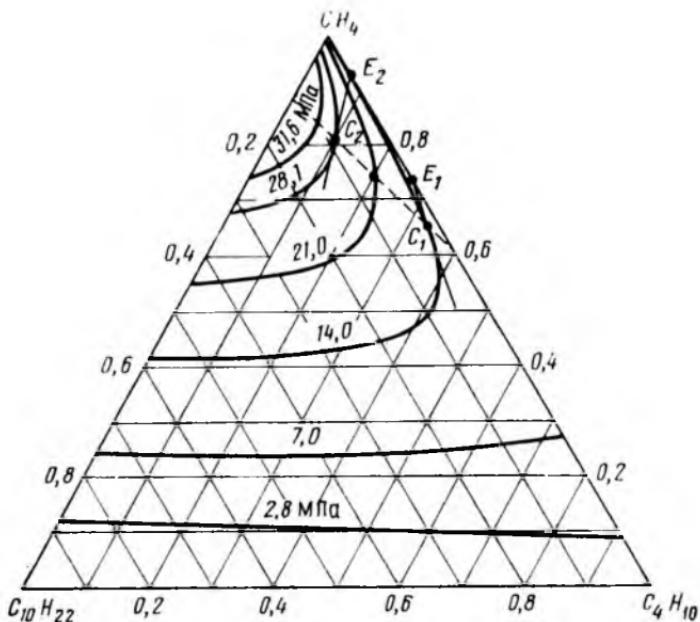


Рис. VIII.24. Диаграмма тройной системы метан — н-бутан — декан при температуре 71 °C

C_1 и C_2 — критические точки; C_1E_1 и C_2E_2 — отрезки, характеризующие предельные составы газа, при которых возможно образование переходной зоны, взаиморастворимой с нефтью и вытесняющим газом, при давлениях вытеснения соответственно 14,06 и 28,1 МПа

щенного пара и насыщенной жидкости). В последующем при контакте с новыми порциями газа, имеющего исходный состав, эта нефть все больше обогащается углеводородами C_2 — C_6 , и состав ее характеризуется точками 2, 3 и т. д. Этот процесс будет проходить до тех пор, пока состав нефти не станет таким, который при данных условиях находится в критической точке. Затем двухфазный поток станет однофазным и состав смеси будет изменяться вдоль пласта от области вытесняющего газа до области вытесняемой нефти без поверхности раздела. Таким образом, нефть в процессе нагнетания в пласт жирного газа вытесняется средой, смешивающейся с нефтью.

Такой процесс в практических условиях возможен лишь при высоких давлениях. На рис. VIII.24 приведена диаграмма тройной системы метан—н-бутан—декан при температуре 71°C и различных давлениях. Как следует из этого рисунка, возникновение взаиморастворимой переходной зоны возможно в рассматриваемой системе только при давлениях выше 14 МПа. Если считать, что декан моделирует нефть, а смесь метана с н-бутаном — обогащенный сжатый газ, то взаиморастворимое вытеснение будет при пластовом давлении $p_{\text{пл}} = 14,06 \text{ МПа}$ и $t = 71^{\circ}\text{C}$, т. е. когда массовая доля н-бутана в метане превысит 25 % (точка E_1). С увеличением пластового давления эти условия достигаются при меньших концентрациях н-бутана в метане (при давлении вытеснения 28,1 МПа молярная доля н-бутана в газе может быть уменьшена до 7 % (точка E_2).

Сложность состава нефтей и сложность процесса вытеснения их газом затрудняет разработку расчетных методов определения условий смешивания различных нефтей и газов. Предложены приближенные способы определения условий их смешивания, которые можно использовать лишь для ориентировочных расчетов. Бенхем, Дауден и Кунцман предложили приближенный метод оценки минимально необходимой концентрации в газе компонентов этан+высшие, при которой обеспечивается критическое вытеснение нефти. Их метод основан на предположении о параллельности касательной AB на рис. VIII.25 к граничной кривой в критической точке стороне треугольника C_1 — C_{7+} . Тогда концентрация компонентов C_2 — C_6 в системе, находящейся в критическом состоянии, и в нагнетаемом газе A , в котором содержится минимальное количество компонентов C_2 — C_6 , необходимое для воспроизведения критического вытеснения нефти, будут равны. Это означает, что если установить состав условно тройной системы, для которой давление вытеснения и пластовая температура критические, то при этом определяется и состав газа (т. е. минимальное содержание в нем промежуточных). Трудность выбора минимально необходимой концентрации гомологов метана в нагнетаемом газе, таким образом, заключается в том, что касательная AB , как правило, не параллельна стороне C_1 — C_{7+} и, кроме того, для определения

критических параметров таких сложных смесей, как нефть — газ, пока нет достаточно надежных методов. В этой области необходимы дальнейшие изыскания.

Важной проблемой развития этого метода увеличения нефтеотдачи пластов является изыскание источников газоснабжения. Заслуживает внимания разработанный советскими инженерами способ производства газа путем газификации сырой нефти непосредственно на нефтяном месторождении под давлением до 20 МПа. Для снижения давлений вытеснения смешивающимися агентами освоено производство обогащенных искусственных газов высокого давления и жидкых дистиллятов-растворителей посредством пиролиза нефти в реакторе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1962.
2. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
3. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М., Недра, 1971.
4. Гиматудинов Ш. К., Дунюшкин И. И., Нагорный Л. А. Практикум по физике нефтяного пласта. М., изд. МИНХ и ГП, 1978.
5. Гольдштейн М. Н. Механические свойства грунтов. М., Госстройиздат, 1971.
6. Гужов А. И. Совместный сбор и транспорт нефти и газа. М., Недра, 1973.
7. Гуревич Г. Р., Ширковский А. И. Аналитические методы исследования парожидкостного состояния природных углеводородных газов. М., изд. ВНИИОЭНГ, 1975.
8. Гуревич Г. Р., Ширковский А. И. Методы исследования фазового поведения природных углеводородных смесей. М., изд. ВИНИТИ, 1978.
9. Девликамов В. В., Хабибуллин З. А., Кабиров Н. М. Аномальные нефти. М., Недра, 1975.
10. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М., Недра, 1970.
11. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., Недра, 1975.
12. Забродин П. И., Раковский Н. Л., Розенберг М. Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. М., Недра, 1968.
13. Котяков Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М., Недра, 1977.
14. Мархасин И. Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М., Недра, 1977.
15. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. Перевод с англ. М., Гостоптехиздат, 1953.
16. Применение полимеров в добыче нефти/ Г. И. Григорашенко, Ю. В. Зайцев, В. В. Кукин и др. М., Недра, 1978. 204 с.
17. Применение углекислого газа в добыче нефти. М., Недра, 1977.
18. Радченко И. В. Молекулярная физика. М., Наука, 1965.
19. Рекомендации по автоматизации выбора констант равновесия углеводородных систем на ЭЦВМ. Таблицы констант равновесия. М., изд. ВНИИГаз, 1972.
20. Ржевский В. В., Новик Г. Я. Основы физики горных пород. М., Недра, 1978.
21. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. М., Химия, 1971.
22. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа /Д. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши и др. Перевод с англ. М., Недра, 1965, 452 с.
23. Сумм Б. Д., Горюнов Ю. В. Физико-химические основы смачивания и растекания. М., Химия, 1976.
24. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., Недра, 1969.
25. Bergman D. F., Tek M., Katz D. L. Retrograde Condensation in Natural Gas Pipelines, Project PR-26-69 of the Pipeline Research Committee, AGA of the University of Michigan, 1975, 498 p.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
-----------------------	---

Глава I

Физические свойства горных пород—коллекторов нефти и газа

§ 1. Типы пород-коллекторов	5
§ 2. Гранулометрический (механический) состав пород	6
§ 3. Пористость горных пород	10
§ 4. Методы измерения пористости горных пород	11
§ 5. Проницаемость горных пород	14
§ 6. Фазовая и относительная проницаемости горных пород	17
§ 7. Зависимость проницаемости от пористости и размера пор	25
§ 8. Распределение пор по размерам	27
§ 9. Лабораторные методы определения проницаемости пород	31
§ 10. Удельная поверхность горных пород	34
§ 11. Методы определения удельной поверхности горных пород	37
§ 12. Неоднородность коллекторских свойств пород. Статистические методы ее отображения	39
§ 13. Коллекторские свойства трещиноватых пород	45

Глава II

Физико-механические и тепловые свойства горных пород

§ 1. Напряженное состояние пород в условиях залегания в массиве	54
§ 2. Напряженное состояние пород в районе горных выработок	59
§ 3. Деформационные и прочностные свойства горных пород	62
§ 4. Упругие изменения свойств коллекторов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений	66
§ 5. Влияние давления на коллекторские свойства пород	71
§ 6. Упругие колебания в породах и их акустические свойства	72
§ 7. Тепловые свойства горных пород	75

Глава III

Состав и физические свойства природных газов и нефтей

§ 1. Физическое состояние нефти и газа при различных условиях в залежи	79
§ 2. Состав и классификация нефтей	81
§ 3. Состав и классификация природных газов	83
§ 4. Газовые смеси	85
§ 5. Жидкие смеси	91
§ 6. Коэффициент сверхсжимаемости природных газов	92
§ 7. Плотности природного газа, стабильного и насыщенного углеводородного конденсата	99
§ 8. Вязкость газов и углеводородных конденсатов	104
§ 9. Определение изобарной молярной теплоемкости природных газов	107
§ 10. Упругость насыщенных паров	112
§ 11. Растворимость газов в нефти и в воде	113
§ 12. Давление насыщения нефти газом	121
§ 13. Сжимаемость нефти. Объемный коэффициент	123
§ 14. Плотность пластовой нефти	126
§ 15. Вязкость пластовой нефти	126
§ 16. Структурно-механические свойства аномально-вязких нефтей	128
§ 17. Приборы для исследования свойств пластовых нефтей	137
§ 18. Фотоколориметрия нефти	144

Глава IV Фазовые состояния углеводородных систем

§ 1. Схемы фазовых превращений углеводородов	149
§ 2. Критическая температура и критическое давление многокомпонентных углеводородных смесей	160
§ 3. Влагодержание природных газов и газоконденсатных систем, влияние воды на фазовые превращения углеводородов	165
§ 4. Фазовое состояние системы нефть—газ при различных давлениях и температурах	168
§ 5. Краткая характеристика газогидратных залежей	170
§ 6. Газоконденсатная характеристика залежи. Приборы для лабораторного изучения свойств газоконденсатных смесей	174
§ 7. Расчет фазовых равновесий углеводородных смесей	181

Глава V Пластовые воды и их физические свойства

§ 1. Состояние остаточной (связанной) воды в нефтяных и газовых коллекторах	196
§ 2. Методы определения количества остаточной (связанной) воды в пластах	199
§ 3. Состояние переходных зон нефть—вода, нефть—газ и вода—газ	206
§ 4. Физические свойства пластовых вод	208
§ 5. Выпадение неорганических кристаллических осадков из попутно добываемой воды	210

Глава VI Молекулярно-поверхностные свойства системы нефть—газ—вода—порода

§ 1. Роль поверхностных явлений при движении нефти, воды и газа в пористой среде	218
§ 2. Зависимость поверхностного натяжения пластовых жидкостей от давления и температуры	219
§ 3. Смачивание и краевой угол. Работа адгезии. Теплота смачивания	222
§ 4. Кинетический гистерезис смачивания	228
§ 5. Свойства поверхностных слоев пластовых жидкостей	229
§ 6. Измерение углов смачивания	231

Глава VII Физические основы вытеснения нефти водой и газом из пористых сред

§ 1. Источники пластовой энергии. Силы, действующие в залежи	235
§ 2. Поверхностные явления при фильтрации пластовых жидкостей. Причины нарушения закона Дарси	237
§ 3. Электрокинетические явления в пористых средах	239
§ 4. Дрессельский эффект при движении жидкостей и газов в пористой среде	242
§ 5. Общая схема вытеснения из пласта нефти водой и газом	244
§ 6. Нефтеотдача пластов при различных условиях дренирования залежи	246
§ 7. Роль капиллярных процессов при вытеснении нефти водой из пористых сред	251
§ 8. Использование теории капиллярных явлений для установления зависимости нефтеотдачи от различных факторов	255
§ 9. Зависимость нефтеотдачи от скорости вытеснения нефти водой	257
§ 10. Компонентоотдача газовых и газоконденсатных месторождений	258

Г л а в а VIII
Повышение нефте- и газоотдачи пластов

§ 1. Методы увеличения извлекаемых запасов нефти	263
§ 2. Моющие и нефте вытесняющие свойства вод	264
§ 3. Обработка воды поверхностно-активными веществами	268
§ 4. Применение углекислого газа для увеличения нефтеотдачи пластов	271
§ 5. Вытеснение нефти из пласта растворами полимеров	282
§ 6. Щелочное и термощелочное заводнение	285
§ 7. Мицеллярные растворы	289
§ 8. Термические способы увеличения нефтеотдачи	290
§ 9. Условия взаиморастворимости углеводородов оторочки с нефтью и газом	297
§ 10. Извлечение нефти газом высокого давления	302
Список литературы	308

Издаем Учебники Прошлых Лет!

Нефть. Газ. Разработка газовых и нефтяных месторождений

Новинки учебной и прикладной литературы

Бурение нефтяных и газовых скважин: учебник для вузов.	Середа Н.Г., Соловьев Е.М.
Водогазовое воздействие. Современное состояние экспериментальных и опытнопромышленных работ.	Зацепин В.В.
Крекинг нефтяного сырья и переработка углеводородных газов. Серия "Технология переработки нефти и газа. Ч.2.	Смидович Е.В.
Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник для вузов.	Молчанов А.Г.
Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа	Иванова М.М., Чоловский И.П., Дементьев Л.Ф.
Общий курс геофизических исследований скважин	Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С.
Безопасность технологических процессов добычи нефти и газа: учебное пособие для вузов	Балаба В.И., Дунюшкин И.И., Павленко В.П.
Нефтегазопромысловая геология залежей углеводородов.	Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И.
Основы конструирования аппаратов и машин нефтеперерабатывающих заводов. Учебник для ВУЗов	Вихман Г.Л., Круглов С.А.
Промышленная безопасность добычи нефти и газа.	Балаба В.И., Дунюшкин И.И., Павленко В.П.
Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. Учебник	Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М., Коротаев Ю.П..
Химия и технология основного органического и нефтехимического синтеза	Лебедев Н.Н.
Основы нефтяного и газового дела.	Середа Н.Г., Муравьев В.М.
Подземный ремонт скважин	Молчанов А.Г.
Ремонт и монтаж оборудования химических и нефтеперерабатывающих заводов	Фарамазов С.А.
Сбор и подготовка нефти, газа и воды: Учебник для вузов.	Лутошкин Г.С.
Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах: Учебное пособие для нефтяных вузов	Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И.
Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти: Учебное пособие	Гиматудинов Ш.К.
Технология и техника добычи нефти: Учебник для вузов	Щуров В.И.
Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов.	Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.

Издательство Альянс

Адрес в интернете: <http://www.aliantsbooks.ru> E-mail: zakaz@aliantsbooks.ru, izdat@aliantsbooks.ru
 Тел./факс: (495) 221-21-95 - многоканальный