

С. С. ГЕЙРО

**ПРАКТИКУМ ПО ГЕОЛОГИИ
И ГЕОХИМИИ
НЕФТИ И ГАЗА**

1984

УДК 553.98+550.4:552.578 (076.5)

Гейро С. С. Практикум по геологии и геохимии нефти и газа. — Пермь: Пермский ун-т, 1984. — 84 с.

Изложены особенности состава множества природных нефтей и дано понятие о системе полнокомпонентной нефти. Разработан алгоритм классификации залежей нефти и газа по развернутой классификационной схеме. Показаны приемы графического построения залежей в простых ловушках различных генетических типов.

Практикум по геологии и геохимии нефти и газа разработан в соответствии с учебной программой для студентов геологоразведочных факультетов нефтяных вузов.

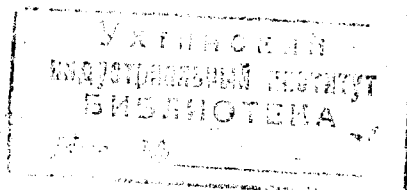
Практикум включает методические разработки по четырем разделам (1. Свойства нефтей, 2. Углеводородный состав нефти, 3. Залежи нефти и газа, 4. Термобарические условия залежей) и упражнения.

Книга может быть полезна специалистам геологам, нефтяникам, газоведам и геофизикам.

Библиогр. 31 назв., ил. 31, табл. 18.

Печатается по постановлению редакционно-издательского совета Ухтинского индустриального института.

Рецензенты: кафедра геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений АзИНефтеХИМа, доцент МГУ А. Н. Гусева, профессор Уфимского нефтяного института Н. Ш. Хайрединов.



© Ухтинский индустриальный институт, 1984.

ВВЕДЕНИЕ

Специалистам, ведущим поиски и разведку месторождений углеводородов, необходимы глубокие знания полезного ископаемого. Поэтому особое внимание в учебном пособии уделяется сведениям о составе и свойствах природных нефтей и показателям, характеризующим нефть как сложную многокомпонентную систему.

Специальный раздел практикума посвящен особенностям строения залежей нефти и газа в простых ловушках различных генетических типов. Опыт преподавания показал необходимость разработки такой схемы классификации нефтегазовых залежей, в которой по определенному алгоритму учитывались бы и природный резервуар, и морфогенетический тип ловушек, и состав флюидов. Развивая идею применения морфогенетического признака для классификации ловушек и залежей, принадлежащую школе геологического факультета Московского университета, мы разработали и представили в учебном пособии развернутую классификационную таблицу, исключающую механическое запоминание названий залежей. Такая таблица дает возможность студентам самостоятельно и легко ориентироваться в строении не только простых, но и более сложных — комбинированных ловушек, часто встречающихся в природных условиях.

По каждому разделу практикума предложены упражнения и задания, выполнение которых поможет студентам ориентироваться в изучаемом материале и будет способствовать закреплению знаний. В упражнениях предусмотрены элементы самоконтроля.

Содержание учебного материала завершает словарь сокращений.

Автор выражает признательность А. Н. Гусевой, доценту кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, и В. К. Шиманскому, заведующему лабораторией геохимии органического вещества ВНИГРИ, за полезные замечания при обсуждении рукописи, старшему преподавателю В. Б. Торговановой, совместно с которой написан второй параграф третьего раздела, а также В. В. Деньгиной и Г. В. Мерзляковой, сотрудникам кафедры геологии нефти и газа УИИ, за помощь в техническом оформлении рукописи.

1. ПОКАЗАТЕЛИ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТИ

1.1. Определение понятия «нефть»

Нефть по внешнему виду представляет собой бурю маслянистую жидкость с резким запахом. Нефти различных месторождений отличаются друг от друга по цвету, по консистенции и по другим признакам: они разнообразны по своему составу. Это природные многокомпонентные смеси жидких, твердых и газообразных углеводородов с неуглеводородными органическими соединениями. Каждая нефть, в сущности, является уникальным неповторимым по составу веществом.

Нефть — система, состав и свойства которой взаимосвязаны. Система нефти нестабильна. В зависимости от геологической обстановки, в недрах и на поверхности, в ней изменяются структура и количественные соотношения компонентов. Изменения эти необратимы. В составе нефти отражена ее геологическая история.

1.2. Химический состав нефти

Исследование химического состава нефти начинается с разделения ее на составные части (фракции и компоненты). Прежде всего из пластовой нефти извлекают попутные газы; стабилизированную нефть характеризуют по общим показателям; делят на фракции путем температурной разгонки и на компоненты — с помощью хроматографического метода. Затем изучают углеводородный состав каждой температурной и хроматографической фракции, используя комплекс разнообразных химических и физических методов анализа. Схема исследования нефти дана на рис. 1. Конечной целью исследования было бы изучение индивидуального состава всех фракций и компонентов нефти на молекулярном уровне. Задача эта остается пока экспериментально недоступной. Назвать все компоненты и указать содержание каждого из них хотя бы в одной разновидности нефти сегодня еще невозможно.

Для геохимической характеристики нефтей используют показатели, которые отражают главные свойства системы нефти и позволяют сопоставлять особенности различных нефтей. Такими показателями являются:

- элементный состав — содержание в нефти элементов, образующих молекулы углеводородов и гетеросоединений;
- фракционный состав — выход фракций, отбираемых по температурам кипения в процессе нагревания нефти;
- компонентный состав — содержание в нефти компонентов

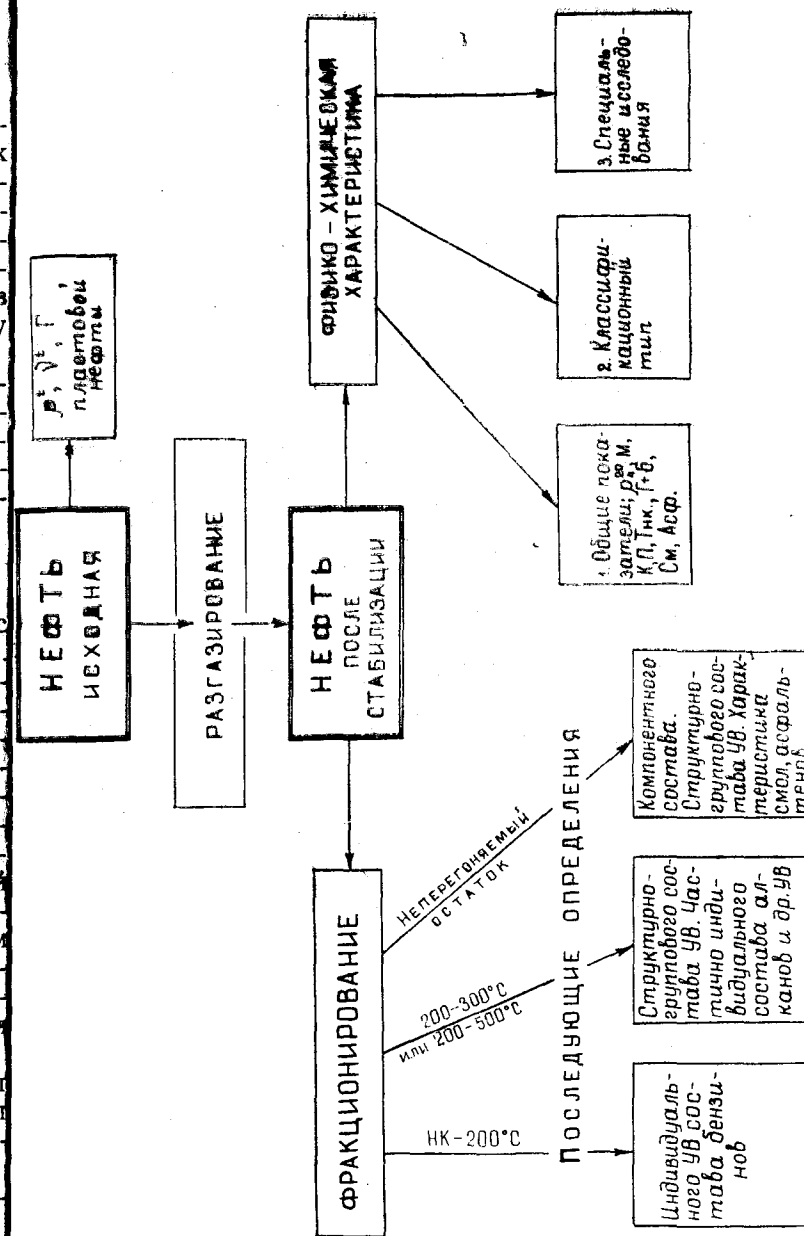


Рис. 1. Схема исследования нефти в геохимической лаборатории

выделяемых по агрегатному состоянию и растворимости в органических растворителях;

углеводородный состав — содержание индивидуальных углеводородов в нефти, а также углеводородных групп в отдельных ее фракциях, еще не изученных на молекулярном уровне.

Элементный состав. Все нефти состоят из пяти биогенных элементов: углерода (С), водорода (Н), серы (S), азота (N) и кислорода (O). Содержание каждого элемента в различных нефтях изменяется незначительно: С — от 83 до 87 %, Н — от 11 до 14 %, S, N, O, в сумме — от 1 до 3 %, в сернистых нефтях содержание серы повышается иногда до 5—8 %.

Данные элементного анализа показывают, что углеводороды составляют главную массу нефти, а неуглеводородные соединения играют подчиненную роль (за исключением высокосернистых нефтей). Углерод и водород образуют ряды углеводородов. Молекулы неуглеводородных соединений помимо углерода и водорода содержат единичные гетероатомы серы, азота, кислорода. Каждый весовой процент гетероэлементов связывает в молекулярных структурах, примерно, 10% углеводородных радикалов. Следовательно, 1% гетероатомов в элементном составе нефти означает наличие в ней около 10 % неуглеводородных соединений. Так, например, нефть с 1 % кислорода и 1 % серы содержит до 20 % неуглеводородных соединений.

Неуглеводородные соединения нефти делятся на две группы — простые и сложные. Простые гетероэлементные соединения содержат по одному гетероатому в молекуле и называются соответственно: сернистые, кислородные или азотистые. Сложные высокомолекулярные соединения с разными гетероатомами в одной молекуле (1—3 атома серы, 2 и более атомов кислорода) представляют собой смолы и асфальтены.

Нефть в условиях осадочного чехла теряет гетероэлементы. Они «уходят» в виде двуокиси углерода, воды, аммиака, серы и азота по мере преобразования нефти в систему с минимальным уровнем свободной энергии.

Фракционный состав. Температурное фракционирование (перегонка) — простейший способ разделения смеси на составные части. Температура кипения углеводородов одного гомологического ряда закономерно повышается с ростом молекулярной массы. При нагревании нефти фракции, выкипающие при разных температурах, могут быть легко отделены одна от другой. Выход фракций и температура на-

чала кипения нефти ($T_{нк}$) характеризуют ее фракционный состав (табл. 1).

Перегонку от начала кипения до 300—350°C ведут при атмосферном давлении. В этом интервале выкипают светлые фракции, остальная часть нефти — остаток выше 300°C —

Таблица 1

Схема фракционного состава нефти

Температурные интервалы, °С	Группы фракций
$T_{нк} - 200$	Бензины
200—300 (315)	Керосины
300—550	Масла
Неперегоняемый остаток	Гудрон

Светлые фракции

Мазут

представляет собой мазут. Высокомолекулярные вещества мазута не выдерживают прямого нагрева выше 350°C. Во избежание их термического разложения (крекинга) мазут фракционируют в условиях вакуума при пониженной температуре. При этом получают технологические масла, температурные пределы которых, приведенные к атмосферным условиям, отвечают интервалу 300—550°C. Вакуумную разгонку ведут до прекращения кипения остатка, которое наступает около 475—550°C (иногда выше). Неперегоняемый остаток составляет гудрон.

Температура начала кипения у разных нефтей колеблется в пределах 40—210°C. Содержание отдельных фракций также достаточно изменчиво (см. табл. 7).

Компонентный состав (или групповой состав нефти по терминологии ВНИГРИ) характеризует содержание компонентов, выделяемых из нефти по агрегатному состоянию и в процессе хроматографического разделения. Основные компоненты нефти: газы, бензины, масла, смолы и асфальтены. Дополнительно выделяют твердые парафины в составе масел.

Бензиновые фракции являются хорошим растворителем и обеспечивают устойчивое состояние в нефти всех ее компо-

нентов. После удаления бензинов облегчается осаждение асфальтенов и последующее хроматографическое разделение мальтеновой фракции на масла и смолы. Нейтральные молекулы углеводородов (масла) почти не удерживаются пористым адсорбентом. Полярные гетероатомные молекулы смол прочно удерживаются силикагелем, вымываются позже углеводородов и только более сильными растворителями.

Масла являются важнейшим неизменным компонентом каждой нефти и составляют от 25 до 75 % ее массы.

Масла компонентного состава — это углеводороды широкой хроматографической фракции, в которую входят углеводороды масляных дистиллатов и неперегоняемого остатка нефти. Из масел вымораживают твердые углеводороды — «парафины». Парафины в маслах составляют от 1 до 15—20 %, но могут достигать и 40—50 % в маслах высокопарафинистых нефтей.

В углеводородном составе масел заключена геохимическая информация о типе нефти и степени ее превращенности.

Смолы являются вторым после масел неизменным компонентом нефти. Содержание их в различных нефтях меняется значительно — от 1 до 30 %, но полного отсутствия смолых веществ в нефти не бывает.

Асфальтены, в отличие от смол, в легких нефтях часто отсутствуют. Содержание асфальтенов в большинстве нефтей изменяется от 1 до 10 % и достигает 15—20 % в тяжелых нефтях (см. табл. 6).

В компонентном составе нефти сумма смол и асфальтенов не превышает 35 %. Это принятый классификационный раздел. Более высокое их содержание характеризует мальты [24].

Данные компонентного состава различных нефтей можно сопоставлять только при сохранении неизменной методики анализа. Цифровые значения округляют до целых процентов без десятых долей. В легких нефтях при практическом отсутствии асфальтенов их место при осаждении в процессе анализа занимают смолы. Поэтому содержание асфальтенов менее 0,5 % — признак отсутствия асфальтенов в данной нефти; величины более 0,5 округляют до 1,0 %. Компонентные составы типичных разновидностей нефти приведены в табл. 6.

1.3. Полнокомпонентные и дериватные нефти

Данные компонентного и фракционного состава нефти позволяют ввести понятие о полнокомпонентной системе нефти (см. рис. 2). Собственно нефтью следует называть только такую полнокомпонентную систему, в которой есть все фрак-

ции: бензины (до 200°C), дистилляты (200—550°C), неперегоняемый остаток и все компоненты: масла, парафины, смолы, асфальтены. Полнокомпонентность присуща только средним нефтям. Большое число природных нефтей — легкие и тяжелые — являются неполнокомпонентными дериватами.

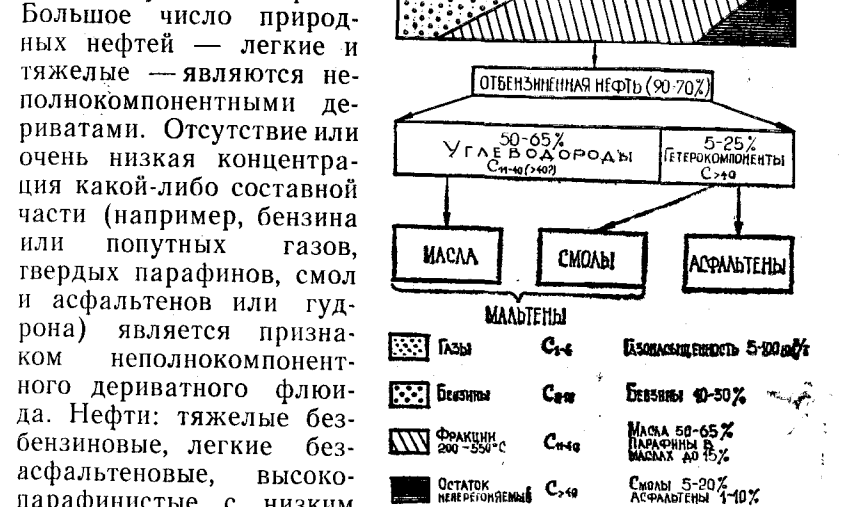


Рис. 2. Система полнокомпонентной нефти

Некоторые генетические связи полнокомпонентной системы и ее дериватов показаны на схеме рис. 3.

Понятие о полнокомпонентной или дериватной природе нефти имеет очень большое теоретическое и практическое значение. Оно раскрывает геологам и геохимикам геологическую историю нефти и промысловые ее особенности.

1.4. Показатели физических свойств нефти

Множество природных нефтей представляет собой непрерывные ряды, где каждый последующий член незначительно отличается по составу от предыдущего. В этом случае к показателям физических свойств нефти неприменимо понятие «физические константы», так как они не имеют постоянных значений. Все показатели, применяемые для характеристики нефтей, заключены в интервале «от—до». Например, плотность нефти от 0,80 до 0,97, вязкость от 0,2 до 2000 МПа · с, температура начала кипения нефти от 40 до 210°C и т. д.

Плотность нефти. В геологии применяют безраз-

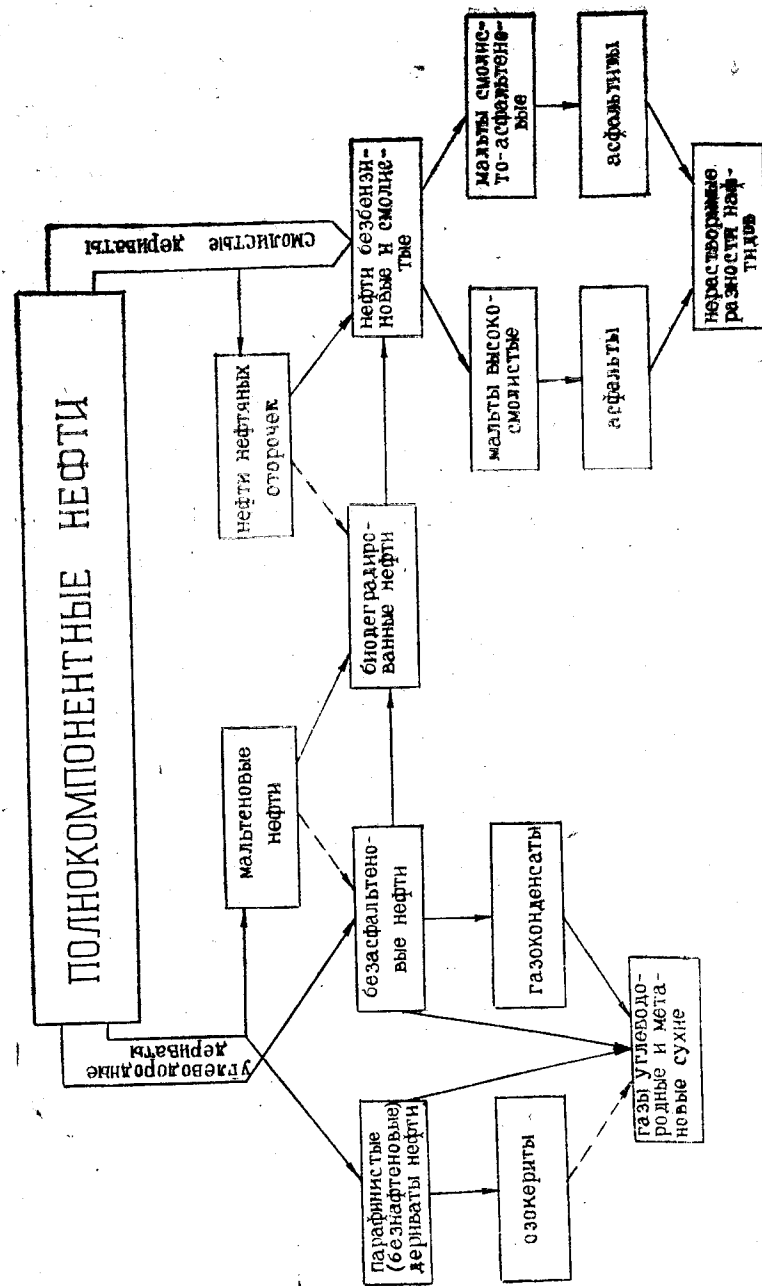


Рис. 3. Некоторые генетические связи полнокомпонентной нефти и ее дериватов

мерные величины относительной плотности ρ_4^{20} (отношение массы вещества при 20°C к массе воды при 4°C). Верхний индекс показывает стандартную температуру $+20^\circ\text{C}$, принятую в нашей стране для проведения анализов нефти. В других странах стандартные анализы производят при $+15^\circ\text{C}$. Плотность нефти зависит от температуры, с увеличением ее значения плотность нефти уменьшается. В пластовых условиях нефть находится при температуре обычно более высокой, чем на поверхности. Привести нестандартное определение к значению плотности при 20°C позволяет формула $\rho_4^{20} = \rho_4^t - \alpha(20 - t)$. Поправочный коэффициент альфа составляет от 0,0005 до 0,0008 на каждый градус. Пример: при температуре $+15^\circ\text{C}$ получено $\rho_4^{15} = 0,8236$. Находим $\rho_4^{20} = 0,8236 - 0,0008(20 - 15) = 0,8196$.

Величины плотности нефти измеряют с точностью до десяти тысячных долей (четыре значащие цифры после запятой). Для качественной характеристики нефти и при построении классификационных схем достаточно два — три дробных разряда. Третья цифра после запятой уже не рассматривается как точная граница, а служит скорее для округления второй значащей цифры.

Плотности большинства нефтей заключены в интервале от 0,80 до 0,97. Как правило, более низкие значения плотности характеризуют конденсаты, а более высокие — малыты.

Плотность — самая распространенная характеристика нефти для суждения о ее составе и качестве в первом приближении. Практикуемое деление нефтей на легкие, средние и тяжелые соответствует условно принимаемым интервалам значения ρ_4^{20} .

Наши исследования показали, что средними нефтями можно считать только полнокомпонентные системы, а дериватные нефти — соответственно легкими и тяжелыми. Именно принципом полнокомпонентности обоснованы приведенные интервалы численных значений плотности:

легкие нефти	N_L	0,800—0,835
средние —»—	N_C	0,836—0,865
средние утяжеленные —»—	N_{Cy}	0,866—0,895
тяжелые —»—	N_T	выше 0,90 (или 0,896)

В большинстве своем разновидности легких, средних и тяжелых нефтей обладают плотностью согласно приведенным выше градациям. Однако подобие общих характеристик нефти еще не означает полного совпадения их составов, возмож-

ны исключения. Например, по величине плотности нефти 0,830 нельзя еще однозначно назвать ее легкой (плотность характеризует состав нефти лишь в первом (1) приближении). Следует рассмотреть и другие показатели: выход бензина, содержание асфальтенов, парафинов. При наличии асфальтенов более 1% правильнее отнести нефть к средним полнокомпонентным. Отсутствие асфальтенов и низкое содержание серы подтвердят, что анализируемая проба представляет собой разновидность легкой нефти (см. рис. 14).

Вязкость нефти. Вязкость самых различных нефтей в пластовых условиях варьируется в небольших пределах (от 2 до 12 МПа·с) в отличие от вязкости дегазированных нефтей на поверхности земли. При извлечении нефти на поверхность вязкость повышается, особенно у тяжелых и высокопарафинистых нефтей. Парафинистые дериваты нефти на поверхности становятся настолько вязкими, что перестают течь.

Вязкость входит в число показателей, определяемых при изучении каждой пробы нефти. Знание вязкости необходимо для промышленной характеристики нефти, для ее товарной оценки и при решении теоретических вопросов, связанных с миграцией нефти. В курсе основ геологии нефти и газа понятие вязкости используется мало. При геохимической характеристике нефти вязкость обычно не рассматривается.

Молекулярная масса. Молекулярная масса (M) многих нефтей заключена в пределах 250—300, что соответствует 10—15 атомам углерода в средней молекуле нефти. Показатель этот мало информативен в целом для нефти, т. е. для смеси разнообразных соединений с числом атомов углерода в молекуле от 1 до 100. Молекулярная масса нефтяных углеводородов изменяется от 16 до 500, у смол — от 500 до 1200, у асфальтенов — достигает нескольких тысяч.

На рис. 4 показано, как меняется молекулярная масса нефтяных фракций с различной температурой кипения. Для узких фракций это достаточно характерный показатель, который постоянно применяют и вводят в различные расчетные формулы для уточнения структурно-группового состава и идентификации индивидуальных углеводородов. При равной температуре кипения молекулярная масса у ароматических углеводородов меньше, чем у нафтеновых и метановых.

А. Ф. Добрянский [11] ввел своеобразный показатель — относительное число молекул в каждой фракции (зная ее выход и молекулярную массу) и предложил такую его интерпретацию: относительное число молекул в легких, средних и тяжелых фракциях является следствием геохимической превращенности нефти. Крупные молекулы дробятся на мелкие —

на 2—3 части в малопретворенной нефти и на 4—5 — в глубокопретворенных нефтях. Так впервые было показано, что в процессе превращения нефти растет число мелких молекул и падает степень цикличности углеводородов.

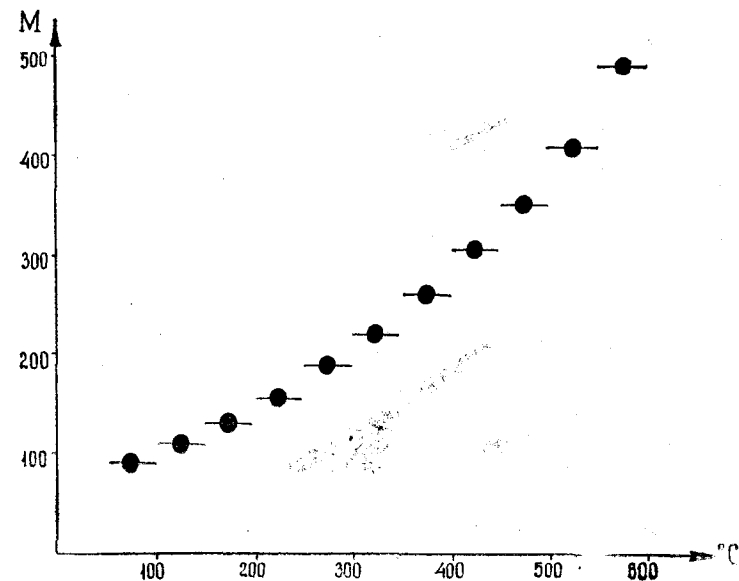


Рис. 4. Изменение молекулярной массы пятидесятиградусных фракций разгонки нефти (по А. Ф. Добрянскому)

Оптические свойства. Оптические свойства нефти широко используются при изучении химического состава нефти и для ее геохимической характеристики. Современные физические методы позволяют исследовать различные оптические свойства нефти: цветность, светопоглощение, люминесценцию, оптическую активность, рефракцию и дисперсию и, наконец, спектры поглощения в ультрафиолетовой, видимой, и в инфракрасной частях спектра.

Цвет нефти. В составе нефти есть бесцветные, белые, светло- и темноокрашенные компоненты. Углеводороды в большинстве своем бесцветные (прозрачные) вещества, смо-

лы — окрашены в желто-коричневые цвета, асфальтены — черные. Асфальтены и другие гетероатомные вещества придают нефти темный, бурый цвет. Легкие безасфальтеновые нефти остаются светлоокрашенными.

Оптическая плотность. Оптическую плотность характеризует коэффициент светопоглощения $K_{сп}$. Чем гуще окраска вещества, тем выше значения $K_{сп}$. Оптическая плотность нефти в видимой области спектра зависит в первую очередь от содержания асфальтенов, так как $K_{сп}$ асфальтенов здесь очень высок, в сотни и тысячи раз больше, чем $K_{сп}$ смол и УВ. Коэффициент светопоглощения различных нефтей изменяется от 50 до 350 единиц (или несколько больше), а $K_{сп}$ асфальтенов измеряется тысячами единиц. Даже небольшие изменения концентрации асфальтенов в нефти вызывают значительные изменения величины светопоглощения. Благодаря этому $K_{сп}$ является самым чувствительным параметром к изменению состава нефти внутри залежи (более чувствительным, чем плотность) и используется как индикатор для контроля за разработкой залежи, например, за перемещением водонефтяного контакта, вблизи которого нефть обогащается асфальтенами, и для решения других промысловых задач.

Люминесценция. По цвету свечения судят о химическом составе вещества. Природа носителей люминесценции в отдельных нефтяных фракциях пока не вполне ясна, но само явление легко наблюдается и широко используется на практике. Характерная и интенсивная люминесценция свойственна полициклическим ароматическим углеводородам. Широкие фракции углеводородов (масла) обладают фиолетовым и голубым свечением, добавки смолистых веществ к углеводородам обуславливают желто-коричневые цвета люминесценции, добавки асфальтенов — коричнево-бурые цвета; асфальтены подавляют интенсивность свечения. Собственно асфальтены не обладают видимой люминесценцией и воспринимаются как черные.

Способность нефти и битумоидов люминесцировать в растворах с очень большим разбавлением использована при создании массового поискового метода — люминесцентно-биту-минологического анализа. С его помощью обнаруживаются в горных породах даже следы нефти, оценивается содержание нефтепроявлений и их состав.

Оптическая активность. Нефти обладают оптической активностью. Они вращают плоскость поляризации светового луча на $1-7^\circ$ (обычно вправо). Из всех компонентов нефти это свойство присуще только полициклическим нафтенам, молекулы которых сохранили свою асимметричную

структуру от биологических предшественников нефти — стероидов и холестерина.

Оптическая активность нефти рассматривается в связи с проблемой ее происхождения. Известно, что неорганический синтез асимметричных структур дает рацемическую смесь — равное (строго одинаковое) количество право- и левовращающих форм (энантиомеров), так что в целом, в массе своей, вещество остается оптически нейтральным. Оптически активное соединение может быть получено либо из оптически активного исходного материала, либо при участии оптически активного вещества (растительные и животные организмы, бактерии). Поэтому оптическая активность нефтяных углеводородов свидетельствует об их органической природе.

Оптическая активность нефти убывает по мере увеличения возраста вмещающих отложений и геохимической превращенности нефти.

Показатель преломления. Показатель преломления (коэффициент рефракции) играет роль надежной и легко измеряемой оптической константы индивидуальных органических соединений. Обозначается n_D^{20} , где D — спектральная линия источника света (желтая линия в спектре натрия). Показатели преломления углеводородов зависят от типа углеводородов, их плотности и молекулярной массы. Различия заметны, по крайней мере, во втором знаке после запятой, при точности измерений 4-5 значащих цифр после запятой. Например, для молекулы из шести атомов углерода: у гексана $n_D^{20} = 1,3749$, у циклогексана $n_D^{20} = 1,4262$, у бензола $n_D^{20} = 1,5011$.

Показатель преломления изменяется обратно пропорционально доле атомов водорода в структуре молекулы и пропорционально ее молекулярной массе, поэтому постоянно применяется при изучении группового состава углеводородов в температурных и хроматографических фракциях. Накопленный экспериментальный материал позволил вывести ряд функциональных зависимостей, объединяющих свойства углеводородов одного гомологического ряда (показатель преломления, плотность, молекулярная масса), на основании которых разработаны расчетные методы изучения структурно-группового состава нефтяных фракций, метод $n-d-M$ и др.

Спектры поглощения. Важнейшую информацию о химической природе нефти и ее фракций дают спектры поглощения. Применение методов спектрального анализа основано на наличии у каждого органического соединения характерного спектра поглощения. Спектры поглощения в видимой области используются для качественного и количественного ана-

лиза металлоорганических комплексов — порфиринов. Спектры поглощения в ультрафиолетовой области — для изучения индивидуального состава ароматических углеводородов и степени конденсации бензольных колец. Поглощение в инфракрасной области спектра дает информацию о типе и количестве структурных групп, позволяет изучать структурно-групповой состав нефракционированной нефти, ее неуглеводородных компонентов — смол и асфальтенов, а также и широких углеводородных фракций.

Особое преимущество спектральных методов анализа состоит в том, что они применимы не только к нефтям, но и к органическому веществу пород.

1.5. Применение тригонограмм

Данные о составе трехкомпонентных смесей принято группировать на треугольной диаграмме — тригонограмме. График имеет форму равностороннего треугольника (рис. 5). Каждая его сторона представляет собой шкалу концентра-

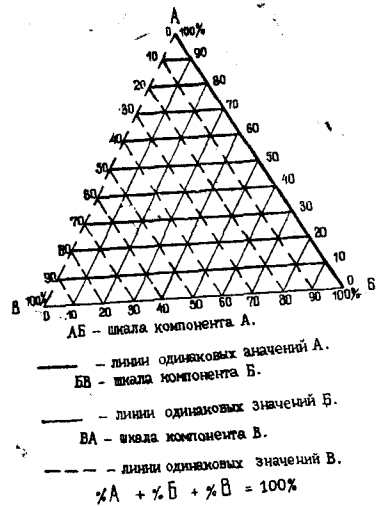


Рис. 5. Тригонограмма, координатная сетка

ций одного компонента от 100% до 0. Положение любой точки на графике задано тремя координатами, сумма которых постоянна. А, Б, В — это условные наименования компонентов, фракций, элементов в составе анализируемых объектов.

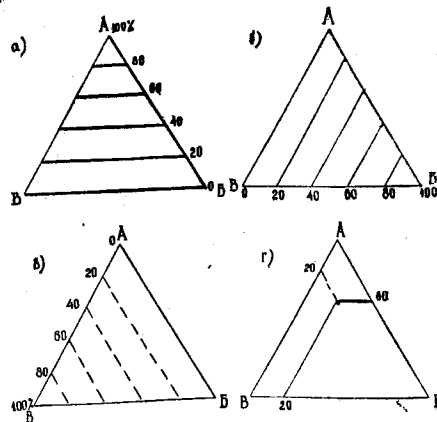


Рис. 6. Построение координатной сетки тригонограммы

Для применения на практике тригонограммы нужно отчетливо представлять себе и научиться отличать линии одинаковых концентраций каждого компонента смеси (рис. 6). Если в точке вершины А содержание компонента А равно 100%, то вдоль противоположной стороны треугольника расположены точки с нулевым его содержанием. Все линии равных концентраций компонента А (10, 20, 30% и т. д.) будут параллельны ВБ линии нулевой концентрации (или линии нулевых координат). Аналогично проведены координатные линии второго и третьего компонентов (рис. 6б, в). Для примера показано положение точки с координатами А = 60, Б = 20, В = 20% (рис. 6г). Чтобы нанести на диаграмму эту точку по заданным координатам а, б, в, достаточно найти две ее координаты на шкале компонентов А и Б и провести координатные линии до их пересечения. Это и будет искомая точка. Третью координату не надо находить, ее значение составляет недостающая до 100% разность.

При решении обратной задачи — определить координаты точки, заданной на графике, следует избегать ошибок, связанных с неправильным выбором отрезка координатной линии. Для определяемых координат точки на диаграмме (рис. 7) значением координаты компонента А будет величи-

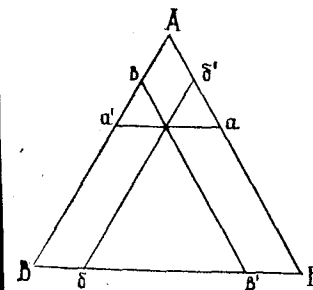


Рис. 7. Определение координат

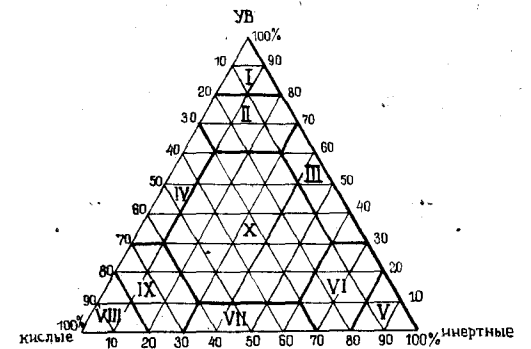


Рис. 8. Диаграмма состава природных газов

на а, но не б', значением координаты компонента Б будет б, но не в', значением координаты третьего компонента В будет величина в, но не а'. Обратная задача удобна для самопроверки: сумма правильно найденных координат всегда составляет 100%. Отклонение от ста покажет, что вместо действительных значений (а, б, в) взяты другие величины (а', б', в').

В практике геохимических исследований приходится иметь дело не только с единичными определениями, но и с группами анализов. Они изображаются на диаграмме в форме поля, ограниченного координатными линиями так, что все анализы этой группы попадают в данное поле. Такая необходимость часто возникает при построении классификацион-

Таблица 2

Название газа	Компонентный состав газов		
	Содержание компонентов, %		
	углеводороды	инертные (азот, аргон)	кислые CO ₂ , H ₂ S
I. Углеводородные	100—80	0—20	0—20
II. Углеводородно-азотно-углекислые	80—60	0—30	0—30
III. Углеводородно-азотные	30—70	30—70	0—10
IV. Углеводородно-углекислые и т. д.			

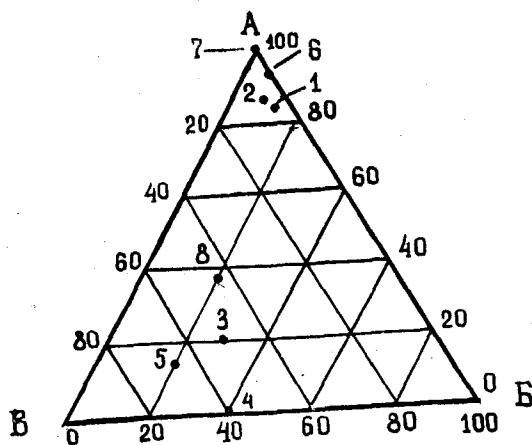


Рис. 9. Образец диаграммы для выполнения заданий. Номера точек см. в табл. 3

ных схем. На рис. 8 выделены десять полей соответственного числу типов природных газов по соотношению в их составе углеводородов, кислых и инертных компонентов. В табл. на основании которой построена диаграмма (рис. 8), указ-

ны числовые пределы состава газа только первых трех типов. Подобно этому заполните все остальные строки таблицы, прочитав на диаграмме состав газов следующих типов: V азотные, VI азотно-углеводородно-углекислые, VII азотно-углекислые, VIII углекислые, IX углекисло-углеводородно-азотные, X равномешанные.

Таблица 3

Образец записи данных для нанесения на тригонограмму

№ точки	Вещество	Состав	Координаты, %		
			A	B	B
		Элементный	C	H	S+N+O
1.	Нефть		85	14	1
2.	Тяжелая нефть		85	11	4
		Фракционный	Бензины	Керосины	Мазут
3.	Легкая нефть		30	30	40
4.	Тяжелая нефть		0	40	60
		Компонентный	Масла	Смолы	Асфальтены
5.	Нефть		75	20	5
6.	Газоконденсат		98	2	0
		Углеводородный	Алканы	Цикланы	Арены
7.	Метан		100	0	0
8.	Бензин		35	20	45

На треугольной диаграмме можно показать различные свойства нефти или газа: элементный, фракционный, компонентный или углеводородный составы и др. Когда в рассматриваемой характеристике число признаков больше трех, их группируют по трем координатам; во фракционном составе

надо объединить несколько фракций, в элементном — распределить по трем координатам пять элементов и т. п.

В табл. 3 показаны порядок записи и координаты А, Б, В для различных характеристик нефти. Точки на рис. 9 имеют тот же порядковый номер, что и в табл. 3.

Практика проверки знаний показывает, что при поверхностном усвоении материала и незнании свойств и состава природных нефтей нередко допускаются ошибки при заполнении таблицы. Например, вносят в таблицу элементного состава, заполняя графу координаты: «бензин», «керосин», «мазут» — вместо «углерод», «водород», «гетероатомы», т. е. наименования фракций вместо элементов и т. п. Ошибки совершают также из-за незнания реальных цифровых значений содержания отдельных величин. Правильное заполнение таблицы и ориентирование в цифрах, примерно характеризующих тот или иной состав, возможны только при хорошем знании теоретического материала.

Следует твердо усвоить, что координаты элементного состава отвечают содержанию в веществе элементов: углерода, водорода и гетероатомов; координаты фракционного состава — содержанию фракций температурной разгонки: бензина, керосина, мазута; координаты компонентного состава — маслу, смолам и асфальтенам, а координаты углеводородного состава представляют классы УВ — алканы, цикланы, арены.

Для самопроверки предлагается следующее задание:

Составить таблицу исходных данных и нанести на тригонограмму

1. Фракционный состав легкой, средней и тяжелой нефти, метана, жирного газа, газоконденсата, мальты.
2. Компонентный состав легкой, средней и тяжелой нефти, мальты, асфальта, асфальтита, керита, антраксолита.
3. Элементный состав нефти, элементный состав основных фракций температурной разгонки; смол и асфальтенов; асфальта; торфа, бурого и каменного угля.
4. Углеводородный состав фракций температурной разгонки (100, 200..... 500°C) различных нефтей.

Выбирая значения соответствующих координат, можно пользоваться данными табл. 4, 5, 6, 7, 8 и рис. 12 или любой справочной литературой.

Таблица 4

Элементный состав нефтей, % [11]

Месторождение	Плотность	Углерод	Водород	Сера	Азот	Кислород
Коалинга	0,95	86,4	11,7	0,6	1,1	0,3
Чусовское	0,95	84,9	9,3	4,3	—	1,1
Ярегское	0,93	85,5	12,3	1,09	0,2	—
Балаханы	0,93	87,0	12,1	0,4	—	0,5
Балаханы	0,88	87,4	12,5	—	—	0,1
Туймазы	0,85	85,3	12,7	1,4	0,1	0,3
Ойль Спринг	0,83	83,6	13,4	0,6	—	2,4
Бельмонт	0,83	85,7	13,6	0,3	0,3	0,1
Пенсильвания	0,81	85,8	14,0	—	0,06	0,14

2,00
5,4
2,1
0,9
0,1
0,8
0,0
0,4
0,2

Таблица 5

Элементный состав каустобиолитов, % [26]

Вещество	Углерод	Водород	Сера	Азот	Кислород
Торф	57,4	6,1	0,2	1,5	34,7
Бурый уголь	71,6	5,4	0,4	1,6	20
Каменные угли	80—90	5	1—2	1,5	4—10
Антрацит	94,4	2,2	0,3	0,6	3,5
Нефти	84—87	12—14		0,1—5 (8)	
Мальты	83—85	11—12	0,5—2	0,4	1,7—2,6
Асфальты	82—83	11	0,5—2,0	0,5	1,5—5
Асфальтиты	79—80	8—10	0,4—7,0	0,7—1	6,3—7,8
Керит	84	7,6	1,5	1,3	5,2
Антраксолит	91,7	2,6	3,2	1,0	2,5

Таблица 6

Характеристика основных разновидностей нефти

Разновидность	Плотность	Фракции, %			Компоненты, %		
		бензины	керосины	мазут	масла	смолы	асфальтены
Легкие	0,80—0,83	30—40	10—50	0—20	95—99	1—5	0
Средние	0,83—0,86	20—30	30—60	20—40	80—90	5—15	1—5
Утяжеленные	0,87—0,89	10—20	30—40	40—60	70—80	15—20	3—10
Тяжелые	≥ 0,90	0—10	20—30	> 60	65—70	15—30	5—20

Таблица 7

Фракционный состав нефтей

Тип нефти	Плотность	Т _{нк} , °С	Выход фракций (%), кипящих до Т°С					
			100	200	300	550	остаток >550	
Тяжелая	H _T	0,95	95	1	8	18	47	52
Тяжелая	H _T	0,95	200	—	—	18	71	29
Средняя	H _C	0,88	81	1	16	34	74	26
Средняя	H _C	0,86	65	14	40	58	73	27
Легкая	H _L	0,81	55	8	32	66	89	11
Конденсат	K	0,74	37	34	83	к/к 283°	—	—

Таблица 8

Компонентный состав нафтидов, % [26]

Разновидность	Масла	Смолы+Асфальтены	Карбены
Нефти	65—100	1—35	—
Мальты	40—65	35—60	—
Асфальты	25—40	60—75 (см/асф ≈ 1)	—
Асфальтиты	до 25	75 (см/асф < 1)	5—10
Кериты	следы	до 10	≥ 90
Антраксолиты	—	—	100

2. УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ НЕФТИ

2.1. Индивидуальные соединения и изомерия

Углеводороды (УВ) составляют не менее 65 % массы нефти; обычно их содержание выше, в легких нефтях — почти 100 %.

По фазовому состоянию это жидкие, твердые и газообразные вещества. По типу строения они группируются в гомологические ряды с общей эмпирической формулой и возрастающей молекулярной массой. С увеличением числа атомов углерода в молекуле растет число теоретически возможных изомеров. Например, для углеводородов парафинового ряда:

Число атомов

С в молекуле 1, 2, 3, 4, 5, ... 10 ... 15 ... 20 ... 25 ... 40 ...

Число возмож-

ных изомеров 1, 1, 1, 2, 3, ... 75 ... 10³ ... 10⁵ ... 10⁷ ... 10¹³ ...

В действительности оказалось, что лишь немногие из теоретически возможных изомеров обнаружены в нефтях и не все из присутствующих содержатся в равных количествах. В 1948 г. советский геохимик А. Ф. Добрянский [11] отметил: «...нам хорошо известен состав 8 % нефти, более или менее известен состав еще 8 %, ориентировочно — 67 % и о 17 % мы ровно ничего не знаем». На протяжении последних десятилетий число индивидуальных соединений, определяемых в нефти, увеличивается благодаря исследованиям ученых разных стран. В 60-е гг. было идентифицировано 259 УВ, которые составили 40 % от массы исследуемого образца нефти, в 70-е гг. стало известно до 500 УВ, представляющих почти 80 % состава нефти. Этот список сейчас продлен до 600 соединений и будет еще пополняться.

Конечное число изомеров среди нефтяных УВ определяется несколькими факторами, но в первую очередь тем, что существует ограниченное число структур в живых — растительных и животных организмах, из которых нефть образуется.

Разнообразие природных нефтей обусловлено главным образом различным содержанием одних и тех же соединений и их соотношениями в составе каждой нефти. При этом ведущую роль играет малое число — около двадцати — преобладающих (или «преминирующих») углеводородов, каждый из которых содержится в количестве 1—3 %, так что в сумме эти УВ могут составить более 30 % массы нефти.

Особое внимание в составе нефти привлекают так называемые «биологические метки» — УВ с характерным молекулярным скелетом, сохраняющим избирательные структуры биологического синтеза.

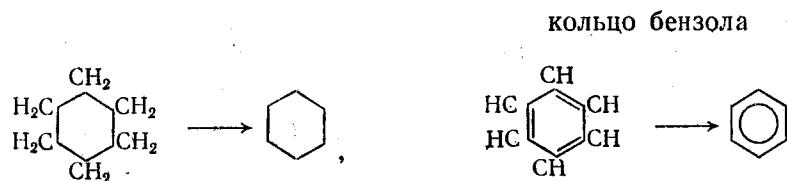
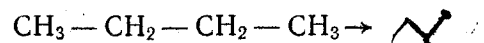
На уровне индивидуальных соединений изучены полностью только низкокипящие (низкомолекулярные) фракции нефти — газы и бензины — с числом атомов углерода в молекуле от 1 до 10 (C₁₋₁₀), частично изучены керосины-газойли (C₁₁₋₁₇) и некоторые УВ масляных фракций (C₁₈₋₄₀).

Фракции отбензинной нефти изучают на уровне группового состава, масляные фракции — на уровне структурно-группового состава. К УВ неперегоняемого остатка нефти (C_{>40}) применим упрощенный структурно-групповой анализ.

2.2. Гомологические ряды углеводородов

Современные наименования УВ отвечают официальной женеvской номенклатуре, принятой в 1892 г. Ранее существовали две номенклатуры: тривиальная (историческая, случайная) и рациональная. Названия тривиальной номенклатуры давались случайно и не говорили о строении вещества. Например — болотный газ (метан). Названия рациональной структуры непомерно усложнялись по мере увеличения молекулярной цепи и числа колец в молекуле (диметилэтилметан и т. п.). Этим объясняется практика употребления нескольких названий для одного и того же органического соединения. Классы УВ и примеры структур основных представителей гомологических рядов УВ нефти приведены в табл. 9. В этой таблице выделены классы УВ по женеvской номенклатуре, другие названия даны в скобках.

Далее в тексте приняты следующие обозначения: простая связь С—С обозначена черточкой; атомы водорода в группах CH_2 и CH не обозначаются, о количестве их можно судить по оставшимся незамещенным связям четырехвалентного углерода; группа CH_3 показана на свободном конце связи—. Цепи и кольца из групп CH_2 :



Утолщенные связи (или пунктир) поясняют объемное строение молекул.

Углеводородный состав нефти определяют три класса УВ — алканы, цикланы, арены. По строению углеродного скелета молекул они относятся к ациклическим (с незамкнутой углеродной цепью) и изоциклическим или карбоциклическим соединениям (атомы углерода образуют кольца — циклы).

Ациклическое строение присуще алканам, изоциклическое — цикланам и аренам. Цикланы представляют алициклические (алифатические, из групп CH_2) кольца, арены — ароматические (из групп CH). Установлены в нефтях и полициклические гибридные УВ — циклано-арены.

Номенклатура углеводородов нефти

Класс	Основные представители	Примеры структур
А л к а н ы (метановые, парафиновые УВ)	нормальные алканы	неразветвленные
	изоалканы (в том числе изопренаны)	разветвленные
		изопреноидные
Ц и к л а н ы (нафтеновые, циклопарафино- вые, поли- метиленовые УВ)	циклогексаны	моноциклические
	циклопентаны	бициклические
		полициклические
		мостиковые
А р е н ы (ароматические УВ)	бензолы	моноциклические
	нафталины и др	бициклические
		полициклические
Ц и к л а н о- а р е н ы (гибридные)	тетралины, инданы	бициклические
	нафтофенантрены	полициклические

Преобладающим классом УВ в большинстве нефтей являются нафтеновые (рис. 10). Метановые УВ представлены в газах и играют заметную роль в бензиновых фракциях; в высокотемпературных фракциях количество их невелико. Ароматические УВ широко представлены в легких и средних фракциях нефти. По мере увеличения молекулярной массы моноциклические нафтеновые и ароматические УВ замещаются полициклическими. В высококипящих фракциях нефти заметно растет доля гибридных УВ и неуглеводородных гетероциклических соединений.

Алканы C_nH_{2n+2} . Алканы в нефтях содержат от 1 до 40—45 атомов углерода (C_{1-45}); выявлены единичные соединения с большим числом атомов углерода — C_{60} , C_{100} , C_{200} . Чаще других встречаются соединения C_1 и C_{7-39} . Более

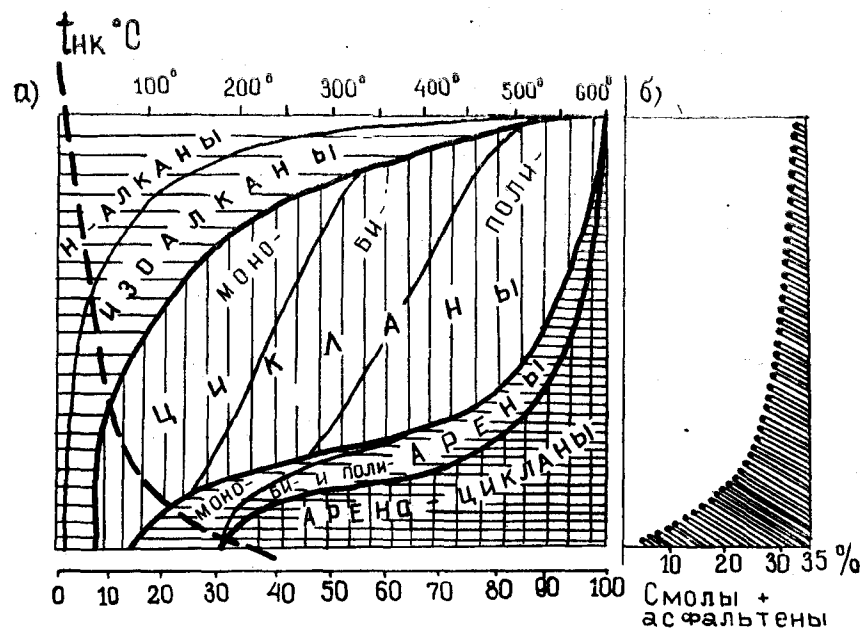


Рис. 10. Схема углеводородного состава нефти: а) распределение углеводородов по температурным фракциям, б) рост смол и асфальтенов по мере утяжеления нефти

редкими являются $C_{>36}$. Число гомологов с нормальной цепью невелико, изомерных гомологов значительно больше. Названия нормальных алканов, эмпирические формулы и температуры кипения УВ приведены в табл. 10 (знаком *) — отмечены температуры, приведенные к нормальным условиям после вакуумной перегонки).

Нормальные алканы

Название	C_nH_{2n+2}	Т. кип., °С	Название	C_nH_{2n+2}	Т. кип., °С
Метан	CH_4	-161,5	Гексакозан	$C_{26}H_{54}$	410*
Этан	C_2H_6	-88,6	Гептакозан	$C_{27}H_{56}$	419*
Пропан	C_3H_8	-42,0	Октакозан	$C_{28}H_{58}$	428*
Бутан	C_4H_{10}	-0,5	Нонакозан	$C_{29}H_{60}$	437*
Пентан	C_5H_{12}	+36	Триаконтан	$C_{30}H_{62}$	446*
Гексан	C_6H_{14}	69	Унтриаконтан	$C_{31}H_{64}$	
Гептан	C_7H_{16}	98	Дотриаконтан	$C_{32}H_{66}$	463*
Октан	C_8H_{18}	125	Тритриаконтан	$C_{33}H_{68}$	471*
Нонан	C_9H_{20}	150	Тетратриаконтан	$C_{34}H_{70}$	478*
Дека	$C_{10}H_{22}$	173	Пентатриаконтан	$C_{35}H_{72}$	486*
Ундекан	$C_{11}H_{24}$	196	Гексатриаконтан	$C_{36}H_{74}$	493*
Додекан	$C_{12}H_{26}$	215	Гептатриаконтан	$C_{37}H_{76}$	500*
Тридекан	$C_{13}H_{28}$	234	Октатриаконтан	$C_{38}H_{78}$	513*
Тетрадекан	$C_{14}H_{30}$	252	Нонатриаконтан	$C_{39}H_{80}$	520*
Пентадекан	$C_{15}H_{32}$	270	Тетракоктан	$C_{40}H_{82}$	
Гексадекан	$C_{16}H_{34}$	287	
Гептадекан	$C_{17}H_{36}$	306	Пентатетракоктан	$C_{45}H_{92}$	530*
Октадекан	$C_{18}H_{38}$	318	CH	
Нонадекан	$C_{19}H_{40}$	330	Пентакоктан	$C_{50}H_{102}$	
Эйкозан	$C_{20}H_{42}$	345*	
Унэйкозан	$C_{21}H_{44}$	355*	
Докозан	$C_{22}H_{46}$	367*	
Трикозан	$C_{23}H_{48}$	378*	
Тетракозан	$C_{24}H_{50}$	389*	
Пентакозан	$C_{25}H_{52}$	399,7*	Гектан	$C_{100}H_{202}$	

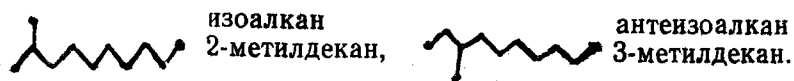
Изометаны C_nH_{2n+2} . Наименование и строение изометановых УВ легко себе представить по аналогии с нормальными алканами.

С увеличением молекулярной массы изомеров их концентрация в нефти понижается. С увеличением числа заместителей концентрации изоалканов резко падают. Метилзамещенных больше, чем диметил- и триметилзамещенных.

Половина изометанов приходится на бензины (C_{6-10}), одна треть — на керосины и легкий газойль (C_{11-17}), менее одной пятой принадлежит высокомолекулярным фракциям. В высококипящих фракциях метановые радикалы входят в состав гибридных молекул.

Наибольшее распространение в средних и высших фракциях нефти имеют изомеры с одним ответвлением у второго

или третьего атома. Их называют «изоалканы» (2-метилизомеры) и «антеизоалканы» (3-метилизомеры):




Изопренаны C_nH_{2n+2} . Среди изометанов выделяются в особую группу изопреноидные УВ*. Они отличаются регулярным расположением заместителей в положении 2-, 6-, 10 и т. д., независимо от длины молекулярной цепи



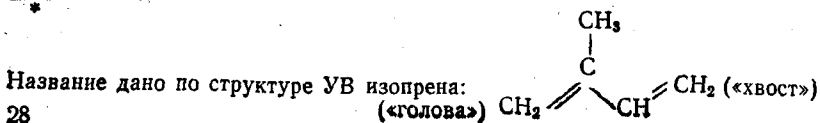
В основе их структуры — группа (C_5H_8), «кирпичик» из пяти атомов углерода с ответвлением у второго атома.

Изопренан с самой низкой молекулярной массой состоит

из девяти атомов углерода — 2,6-диметилгептан 

Изопренаны нефти представлены следующими изомерами: C_{11-13} — 2, 6-диметилалканы; C_{14-18} — 2, 6, 10-триметилалканы; C_{19-22} — 2, 6, 10, 14-тетраметилалканы.

Концентрации в нефтях отдельных изопренанов неодинаковы, обычно десятые доли процента, иногда до 2—3%. Часто встречаются в высоких концентрациях изопренаны C_{15} , C_{16} , C_{18} . В наибольших концентрациях отмечены два изомера: пристан и фитан.



Цикланы C_nH_{2n-p} ($p = 0, 2, 4, 6, \dots$). Нафтеновые УВ в нефтях представлены двумя типами колец — пятичленными (циклопентаны) и шестичленными (циклогексаны), а также их комбинациями в полициклических молекулах. Достоверно определены УВ с числом колец от 2 до 5, предполагаются молекулы с десятью и более кольцами. Все они образуют несколько гомологических рядов: моно-, би-, три-, тетра- и полизамещенные соединения. Этим и определяется множественность изомеров цикланов по сравнению с изомерами алканов.

Цикланы составляют от 40 до 60—70% массы нефти и преобладают в подавляющем большинстве природных нефтей (за исключением высокопарафиновых дериватов — «безнафтенных» нефтей).

Моноциклические цикланы C_nH_{2n} . Простейшие



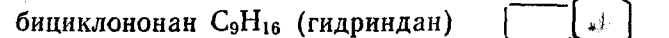
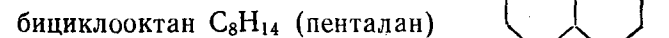
Среди низкомолекулярных цикланов в нефтях преобладает метилциклогексан. Высшие гомологи моноцикланов C_{20-25} представляют полизамещенные соединения с несколькими боковыми цепями. У алкилзамещенных цикланов с двумя и более боковыми цепями только одна цепь длинная (прямая или слабоветвистая), а остальные заместители — короткие радикалы, обычно, метил, реже этил или изопропил. Типичная средняя молекула имеет вид



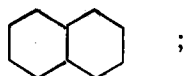
С повышением температуры кипения в нефтяных дистиллятах уменьшается количество моноцикланов и растет доля би- и полициклических УВ.

Бициклические УВ C_nH_{2n-2} . Бицикланы представлены конденсированными циклами, мостиковыми структурами и изолированными кольцами.

Конденсированные (кольца соединены двумя близлежащими атомами с общей связью):



бициклодекан $C_{10}H_{18}$ (декалин)



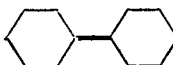
Мостиковые (два атома, связывающие кольца, не имеют общей связи):

бициклогептан C_7H_{12} ;

бициклооктан C_8H_{14}



Изолированные: бициклогексан $C_{12}H_{22}$

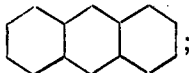


Известны различные метилзамещенные бицикланы с числом атомов до C_{13} .

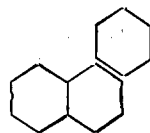
Трициклические УВ C_nH_{2n-4} . В нефтях обнаружены конденсированные и мостиковые трицикланы. Трициклические и более высокие конденсированные структуры цикланов по расположению колец подобны структурам полициклических аренов (см. рис. 11). Эта закономерность отражена в названиях полицикланов, имеющих приставку «пергидро» (полностью гидрированные).

Конденсированные:

пергидроантрацен $C_{14}H_{24}$



пергидро-
фенантрен $C_{14}H_{24}$



Мостиковые:

трициклодекан $C_{10}H_{16}$
(адамantan)



Конденсированные и мостиковые структуры могут иметь не только метилзамещенные гомологи ($C_{11}H_{18}$ — 1-метиладамantan, $C_{12}H_{20}$ — 1, 3-диметиладамantan, $C_{13}H_{20}$ — 1, 3, 5-триметиладамantan), но и стереоизомеры (транс-, цис-, эндо- и экзоизомеры). Например:

цис-
пенталан



; эндо-2-метил-
бициклооктан



транс-
пенталан

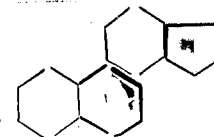


; экзо-2-метил-
бициклооктан



Тетрациклические УВ C_nH_{2n-6}
Конденсированные:

циклопентапергидрофенантрен $C_{17}H_{28}$



Мостиковые:

тетрациклодекан $C_{12}H_{18}$

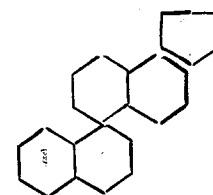
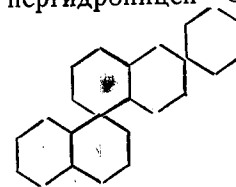


Пентациклические УВ C_nH_{2n-8}

Конденсированные:

— пергидропицен $C_{22}H_{36}$;

— цикlopentanопергидрохризен $C_{21}H_{34}$.



Мостиковые:

пентациклотетрадекан $C_{14}H_{20}$
(диамantan)

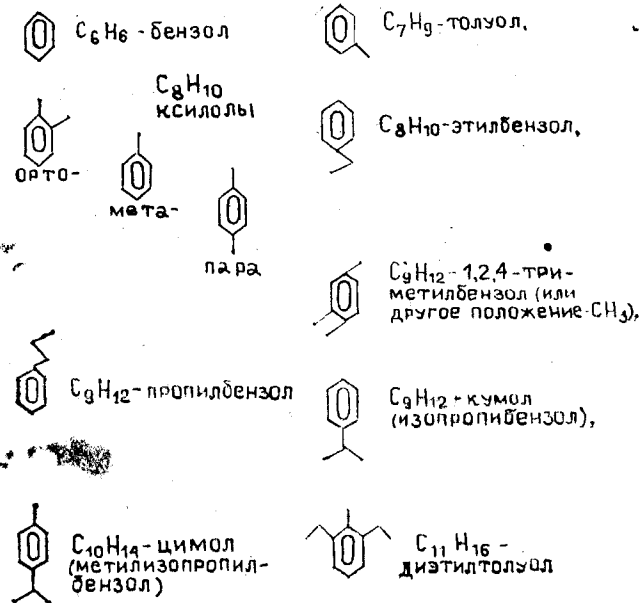


Арены C_nH_{2n-p} ($p = 6, 12, 18, 24, 30, 36$). Молекулы ароматических углеводородов состоят из изолированных и конденсированных бензольных колец. Их гомологи имеют алифатические радикалы в виде боковых цепей.

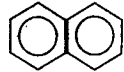
Относительное количество ароматических УВ в нефти

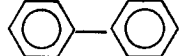
около 15 % (5—25 % в бензинах, 15—35 % в керосинах); би- и полициклических меньше, чем моноциклических (известны и обратные отношения в некоторых нефтях). С повышением молекулярной массы УВ концентрация аренов падает. Концентрация три- и полициклических аренов совсем невелика.

Моноциклические арены C_nH_{2n-6} . Простейший ароматический УВ — бензол C_6H_6 . Моно- и диметилзамещен-



ные бензола C_{7-9} — толуол и кислоты, а также этилбензол — широко распространены в нефтях. В ряде нефтей были определены изомеры C_{10-12} и C_{13-15} с различным числом заместителей (ди-, три-, тетразамещенные бензола).

Би- и полициклические арены. Два бензольных кольца образуют структуру нафталина  или

дифенила  Бициклические арены и их изомеры с

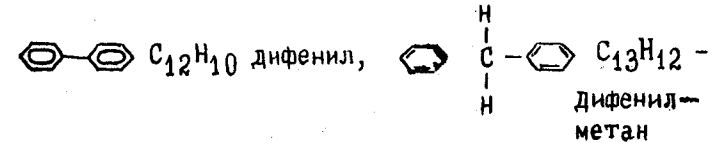
несколькими алкильными группами определены в керосиновых и газойлевых фракциях. В более высококипящих представлены только три- и полициклические арены. Число гомологов у высших полициклических аренов невелико. Известны гомологи с небольшим числом метильных замещений. От-

32

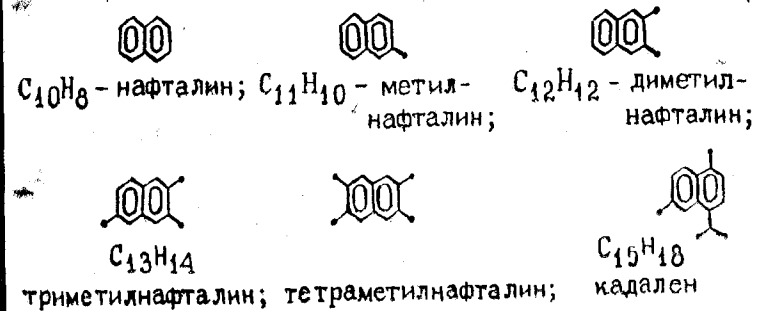
мечено, что гомологи ряда фенантрена доминируют над УВ ряда антрацена; гомологи хризена и бензфлюорена преобладают над гомологами пирена. Полициклические арены наследуют основной углеродный скелет первичных цикланов (рис. 11). Приводим примеры би- и полициклических аренов.

Бициклические арены.

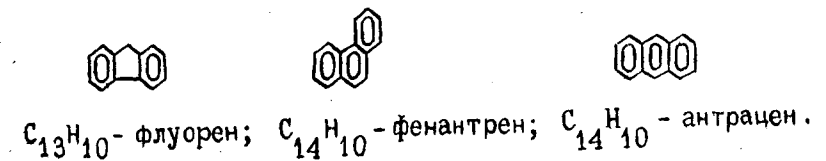
Неконденсированные C_nH_{2n-14} :



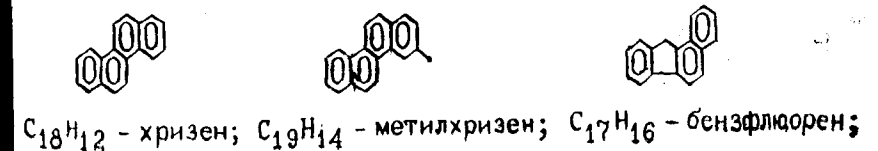
Конденсированные C_nH_{2n-12} :



Трициклические углеводороды:

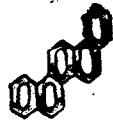


Полициклические углеводороды



3

33




$C_{16}H_{10}$ - пирен; $C_{22}H_{14}$ - пичен; $C_{20}H_{12}$ - перилен;






$C_{20}H_{14}$ — 3,4 — бензпирен; $C_{23}H_{13}$ — дибензпирен; $C_{24}H_{12}$ — коронен.

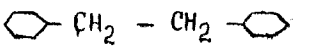
Полициклические УВ без заместителей (голаядерные арены) представляют собой ячейки графитовой структуры.


Циклано-арены $C_n H_{n-2-p}$ ($p=8, 10, 12 \dots 22$). Со-

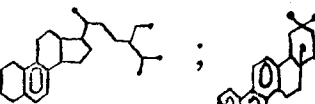
индан C_9H_{10}  ;

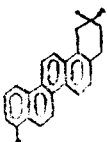
тетралин $C_{10}H_{12}$  ;

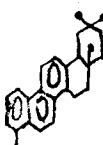
фенилциклогексан $C_{12}H_{16}$  ; триметилтетралин $C_{13}H_{18}$  ;

1-циклогексил - 2-фенилэтан $C_{14}H_{20}$  ;

циклопентенофенантрен $C_{17}H_{14}$  ;

моноароматический стеран $C_{27}H_{42}$  ;

тетрагидро-триметилпичен  ;

октагидро-тетраметилпичен 

Соединение двух разнородных колец в одной молекуле определяет гибридную природу УВ. Простейшие УВ этого класса тетралин и индан. Обнаружены их метилзамещенные, кото-

рые по числу и положению заместителей аналогичны гомологам нафталина. Моноцикланобензолы преобладают над бицикланобензолами. У бензольного кольца короткие заместители, у нафтенового более длинные цепи.

Высшие циклано-арены C_{25-35} наряду с полициклически-

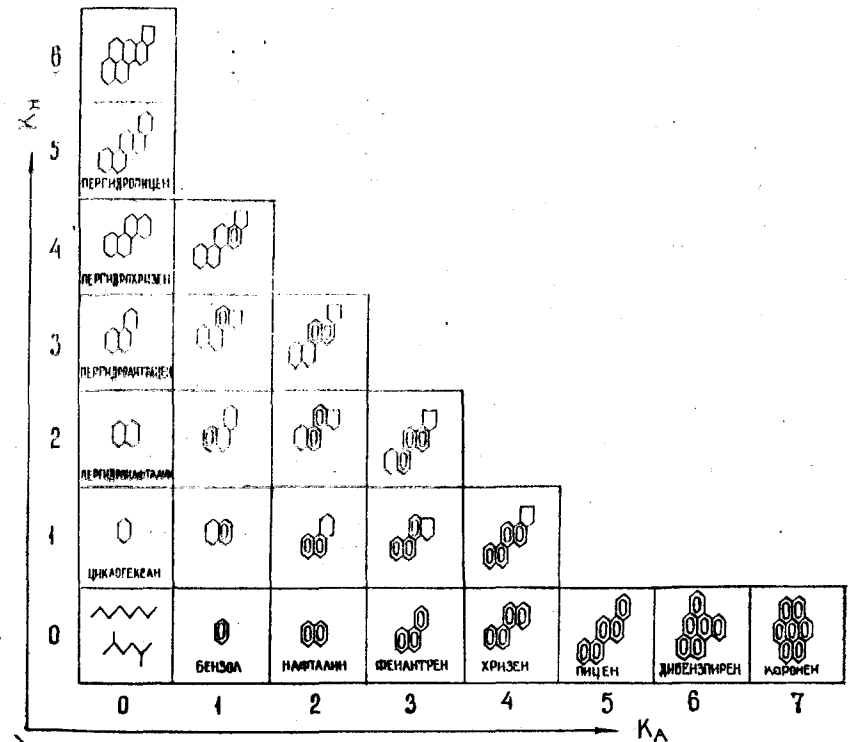


Рис. 11. Структурные типы циклано-аренов. K_N — число нафтеновых колец, K_A — число ароматических колец

ми нафтенами составляют основную массу УВ высококипящих фракций нефти. В названии таких УВ указывают число бензольных и тип нафтеновых колец. Гибридные полициклические структуры содержат до шести колец: два-три бензольных, одно-два или три нафтеновых:

Структурные типы некоторых циклано-аренов, которые обнаружены в нефтях, показаны на рис. 11.

2.3. Преобладающие углеводороды

Если бы все УВ были представлены в нефти поровну, то на долю каждого пришлось бы примерно 0,15% ее массы. Установлено, однако, что концентрации отдельных составляющих различаются на один-два порядка. Выделяется небольшая группа углеводородов — около двадцати соединений — с концентрациями от 1 до 3%. Их назвали «преобладающие» [24].

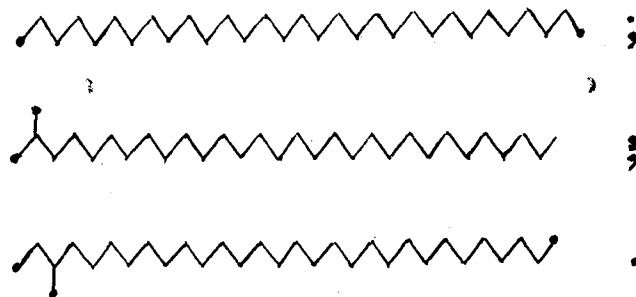
К преобладающим УВ относятся:

1. Низкомолекулярные нормальные алканы C_{5-9} (14%).
2. Длинноцепочечные н-алканы (до 15—30%).
3. Изоалканы и антеизоалканы C_{6-8} (9%).
4. Изопренаны $C_{19,20}$ (до 3%).
5. Метилциклопентаны и метилциклогексаны (10%).
6. Низшие арены C_{6-8} (5%).

(В скобках показано массовое содержание УВ в отдельных нефтях).

2.4. «Биологические метки» в составе нефти

Хемофоссилии — это устойчивые углеродные скелеты, которые известны в живых организмах (биомолекулы), прослежены в современных осадках, ОВ пород и установлены в УВ нефти. Хемофоссилии получили название «биологических меток». Связь с хемофоссилиями объясняет многие особенности в структуре нефтяных УВ и наличие тех или иных индивидуальных соединений и изомеров.

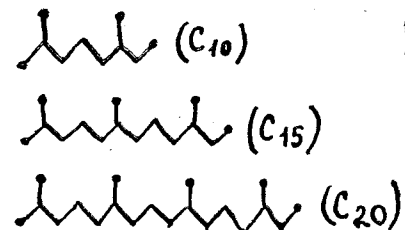


Рассмотрим примеры хемофоссилий для каждого класса УВ. У алканов C_{31} теоретически возможны миллионы изомеров. В нефтях обнаружены только три соединения $C_{31}H_{64}$, т. е. которые выявлены и среди био УВ: нормальный алкан — унтриаконтан, изоалкан — 2 метилтриаконтан и антеизоалкан — 3 метилтриаконтан:


В нефтяных углеводородах сохранено то же положение заместителей изо (2 метил)- и антеизо (3 метил)алкан и те же соотношения концентраций изомеров, что и в растениях — нормальный алкан превосходит по концентрации изоалкан, которому уступает антеизоалкан.

«Биологическими метками» являются все изоалканы-изопренаны, в том числе пристан, фитан и фарнезан, и циклические изопреноидные УВ (терпаны, каротаны, стераны).

Источником хемофоссилий изопреноидной структуры служат широко распространенные в растениях и животных терпеноиды, каротиноиды и стероиды. Они входят в состав эфирных масел, смол и бальзамов хвойных растений, природных восков, в ткани высших и низших растений и животных организмов, включая высшие позвоночные. Природные изопреноиды — непредельные соединения с двойными связями в алифатических цепях и циклах. Это УВ и различные спирты, кетоны, альдегиды и др. Число их разновидностей огромно, благодаря многим изомерам, стереоизомерам



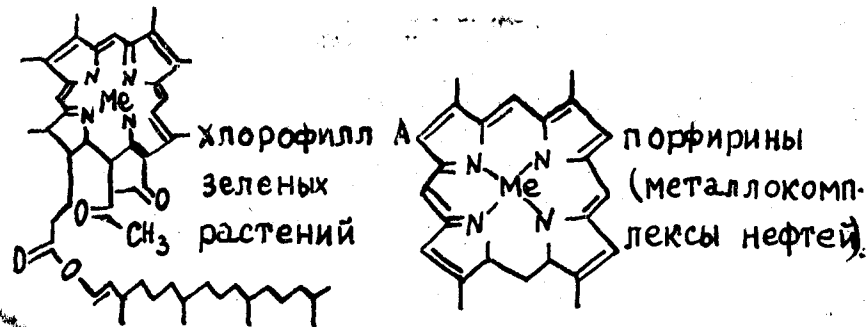
и разнообразию кислородных производных. Такие соединения классифицируют по числу атомов углерода в молекуле, а точнее по числу структурных изопреноидных звеньев. Монотерпаны — C_{10} , сесквитерпаны — C_{15} , дитерпаны — C_{20} :

Сочленение структурной единицы 2-метилбутан  осуществляется здесь по принципу «голова» к «хвосту» (регулярный изопреноид). Высшие терпаны — C_{30} (тритерпаны) и C_{40} (тетратерпаны) образуются при удвоении соответственно сескви и дитерпанов, которые соединяются при этом «хвост» к «хвосту» или «голова» к «голове» (нерегулярный изопреноид). Пример линейного и пространственного расположения атомов в молекуле C_{30} :



В нефтях «биологические метки» терпеноидов проявляются отчетливо. В табл. II сопоставлены природные соединения и нефтяные УВ, которые становятся «биологическими метками».

Кроме углеводородов, известны хемофоссилии неуглеводородных структур. Типичные хемофоссилии — порфирины:

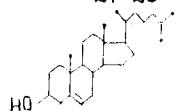
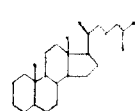


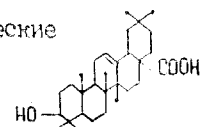
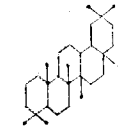
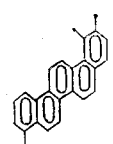
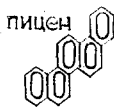
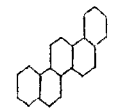
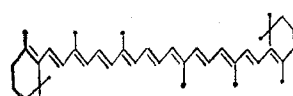
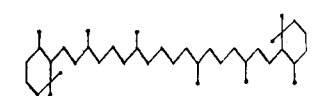


Аналогия в строении углеродного скелета хемофоссилий и УВ нефти достаточно убедительна. Список примеров может быть продолжен. В последнее время появляются в литературе публикации о том, что в составе высокотемпературных фракций нефти обнаруживаются новые индивидуальные высокомолекулярные УВ, сохраняющие полициклический скелет липоидов и родственных полимерных соединений.

Хемофоссилии нефти ограничены по типам наследуемых фрагментов биомолекул и представляют следующие структурные типы:

- 1) длинноцепочечные алканы (н-, изо-, антеизо-);
- 2) изопреноидные цепи;
- 3) тетратерпеноиды — каротиноиды;
- 4) тетрациклические стероиды;
- 5) трициклические дитерпеноиды;
- 6) пентациклические тритерпеноиды.

Природные соединения	УВ нефти
<p>Моно терпеноиды C₁₀:</p> <p>УВ мирцен </p> <p>спирт гераниол </p> <p>УВ лимонен </p> <p>кетон камфора </p>	<p> 2,6 диметил-октан</p> <p> цимол ментан</p> <p> триметилбицикло-гептан</p> <p>камфан трициклодекан (адамантан) </p>
<p>Сескви-терпеноиды C₁₅:</p> <p> спирт фарнезол</p>	<p> 2,6,10 триметил-додекан (фарнезан)</p>
<p>Дитерпеноиды C₂₀:</p> <p> спирт фитол</p> <p>абиетиновая и другие смоляные кислоты </p>	<p> фитан</p> <p> пристан</p> <p> пергидрофенантрен</p> <p>ретен - </p>

Природные соединения	УВ нефти
<p>Тетрациклические стероиды C_{27-29}</p> <p>спирт холестерол</p> 	<p>стераны $C_{27}H_{48}$ (копростан и холестан)</p> 
<p>Три терпеноиды C_{30}: УВ алифатический три терпен (скавален) $C_{30}H_{50}$</p> 	<p>скавален $C_{30}H_{62}$</p> 
<p>пентациклические кислоты</p> <p>олеановая</p> 	<p>олеанан</p> 
<p>УВ в составе пыльцы 1,2,9 триметил пицен</p> 	<p>пицен</p>  <p>пергидропицен</p> 
<p>Тетратерпеноид C_{40} β-каротин</p> 	<p>β-каротан $C_{40}H_{80}$</p> 

Для абиогенного синтеза равновероятно очень большое число изомеров, которые, однако, не выявлены в природных нефтях. Биогенный же синтез характеризуют немногие и очень специфические структуры, которые представлены хемо-фоссилиями нефти.

Унаследованные первичные УВ образуются уже на стадии диагенеза осадков и попадают в состав нефти, претерпев лишь незначительные изменения по сравнению со структурами живого вещества. В составе нефти среди углеводородов C_{4-40} первичными считают всего 9%, а 91% — производными (вторичными) УВ. Основная масса углеводородов нефти — вторичные структуры. Вторичные УВ образуются в ходе геологической истории органического вещества осадочных пород из неуглеводородных органических компонентов.

Задание для самоконтроля: определите класс и гомологический ряд нефтяных УВ в табл. 11.

2.5. Классификация нефтей

Многообразие свойств нефти трудно отразить в единой классификации. В зависимости от определенной цели строятся различные классификационные схемы. Все они условно делятся на три группы — технологические, химические и геохимические классификации.

Технологические классификации основаны на общих показателях состава нефти, они определяют способы ее переработки. Химические классификации характеризуют групповой углеводородный состав и дают представление об особенностях химической структуры нефти. Применение химических показателей для решения геологических задач привело к разработке геохимических классификаций. В группе геохимических классификаций обособилось направление, разрабатывающее генетическую классификацию, кроме того, предложен первый вариант геологической классификации нефти.

Классификационная схема и критерии для геохимических классификаций пока еще мало разработаны; понятия — группы, типы, классы — применяются почти как термины свободного пользования.

Технологическая классификация. Согласно ГОСТу 912-66 нефти группируют по сернистости и парафинистости, по выходу светлых фракций и масел:

Классы по содержанию серы, %	Типы по выходу светлых фракций до 350°C, %
I — малосернистые, менее 0,5;	T ₁ — более 45;
II — сернистые, 0,51—2,0;	T ₂ — 30—45;
III — высокосернистые, более 2,0.	T ₃ — менее 30.
Группы по содержанию масел, %	Виды по содержанию парафина, %
M ₁ — более 20;	П ₁ — малопарафиновые, менее 1,5;
M ₂ — 15—20;	П ₂ — парафиновые 1,5—6,0;
M ₃ — менее 15.	П ₃ — высокопарафиновые, более 6,0.

Таким образом, с помощью трех букв и четырех цифр определяется индекс нефти — сочетание класса, типа, группы и вида: например, IT₂M₂П₃ означает, что нефть малосернистая, содержит от 30 до 45 % светлых фракций, от 15 до 20 % масел и более 6,0 % твердых парафинов.

Индекс по ГОСТу не имеет прямой связи с плотностью нефти, с ее углеводородным составом и тем более с условиями образования или залегания в недрах. Технологическая характеристика нефти не предназначена для решения геологических задач.

Химические классификации. По содержанию метановых, нафтеновых и ароматических углеводородов все нефти были разделены на 5, а позже на 8 и больше число классов. Мы рассмотрим две химические классификации: схему ГрозНИИ и схему А. Ф. Добрянского [11].

Основные типы нефтей: метановые (М), нафтеновые (Н), ароматические (А). В их составе преобладает один класс УВ, более 60—70 %. Такие нефти в действительности встречаются редко в отличие от смешанных нефтей М-Н, Н-М, А-Н, Н-А и др. Наименование преобладающего класса УВ, более 50 %, ставится на последнее место, а дополнительного, не менее 25 %, — на первое. Известны и равномешанные нефти М-А-Н.

Можно убедиться с помощью тригонометрии, что числовые поля классов по схеме ГрозНИИ не смежны, занимают не всю площадь треугольника, и многие природные нефти вообще не попадают в эту классификацию. Схема А. Ф. Доб-

Химические классификации нефтей по групповому углеводородному составу

Числовые границы классов нефтей в схеме ГрозНИИ, 1928 г.

Класс	Групповой состав, %		
	метановые	нафтеновые	ароматические
Метановый	46—61	22—32	15—25
Метаново-нафтеновый	42—45	38—39	16—20
Нафтеновый	15—26	62—76	8—13
Метаново-нафтеново-ароматический	27—35	36—47	26—33
Нафтеново-ароматический	0—8	57—78	20—35

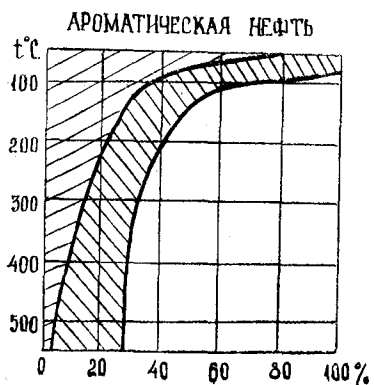
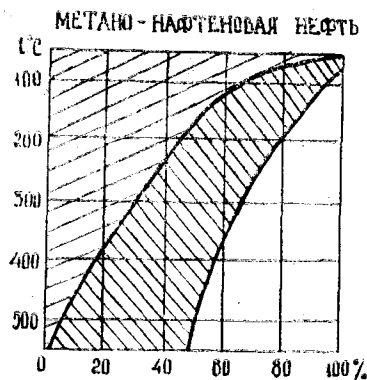
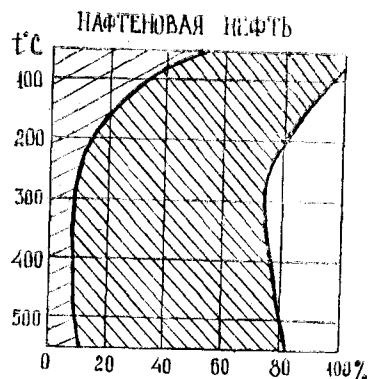
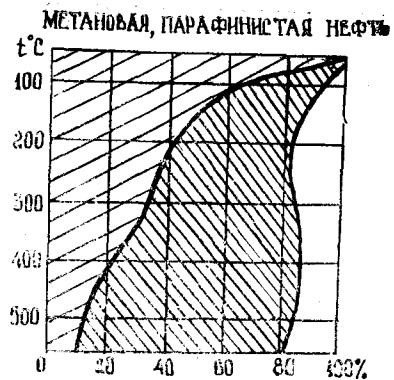
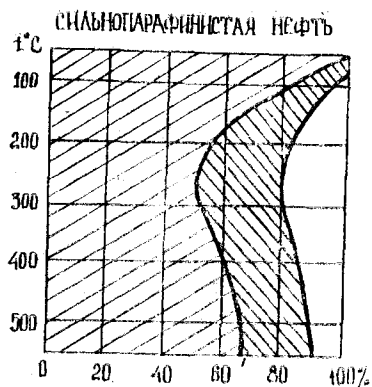
Числовые границы классов нефтей в схеме А. Ф. Добрянского, 1948 г.

I-Ароматический	0—30	0—30	50—100
II-Нафтеново-ароматический	0—20	30—70	30—70
III-Нафтеновый	0—30	50—100	0—30
IV-Метаново-нафтеновый	30—70	30—70	0—20
V-Метановый	50—100	0—30	0—30
VI-Метаново-ароматический	30—70	0—20	30—70
VII-Метаново-нафтеново-ароматический	20—50	20—50	20—50

рянского более универсальна. Здесь найдут свое место все без исключения нефти с любым групповым составом.

А. Ф. Добрянскому, развивавшему представление о том, что состав нефти является функцией ее геохимического превращения, принадлежала первая попытка использования химической классификации нефти в геохимическом плане. В его классификационной системе предусмотрены семь классов нефтей по возрастанию количества метановых углеводородов от менее превращенных ароматико-нафтеновых к более превращенным метановым нефтям.

Первые химические классификации были построены на основании углеводородного состава нефти, без учета особенностей состава неуглеводородных соединений, доля которых в средних и тяжелых нефтях существенна. Условность этих



- АЛКАНЫ
 - ЦИКЛАНЫ
 - АРЕНА

Рис. 12. Изменение группового состава углеводородов во фракциях температурной разгонки (по А. Ф. Добрянскому)

классификаций заключена также в изменениях углеводородного состава при переходе от низших фракций к высшим (рис. 12).

По мере накопления объема информации о составе нефти появляются более детальные классификации ее вещественного состава. Разрабатываются классификационные таблицы, которые отражают двойное влияние углеводородов и соединений с гетероатомами на состав нефти (Карцев, 1959; Бестужев, 1972; Гусева, 1977; Конторович, Стасова, 1978).

Таблица 13

Таксоны нефтей по М. А. Бестужеву [24]

Группы нефтей по плотности	Сера, %	Асфальтены, %
Легкие ($\leq 0,830$)	малосернистые ($\leq 0,4$)	— без асфальтенов ($< 0,5$)
	сернистые (0,4—1,5)	/ без асфальтенов ($< 0,6$) \ асфальтеновые ($> 0,6$)
Средние (0,831—0,860)	малосернистые ($\leq 0,6$)	/ без асфальтенов ($< 0,6$) \ асфальтеновые ($> 0,6$)
	сернистые (0,6—2,8)	/ без асфальтенов ($< 0,7$) \ асфальтеновые ($> 0,7$)
Тяжелые (0,861—0,920)	малосернистые ($\leq 0,8$)	/ без асфальтенов ($< 0,7$) \ асфальтеновые ($> 0,7$)
	сернистые (0,8—4,0)	/ без асфальтенов ($< 0,7$) \ асфальтеновые ($> 0,7$)
Очень тяжелые (0,920 и более)	малосернистые ($\leq 1,0$)	/ без асфальтенов ($< 0,8$) \ асфальтеновые ($> 0,8$)
	сернистые (1,0—4,5)	/ без асфальтенов ($< 0,8$) \ асфальтеновые ($> 0,8$)
	сильносернистые (4,5)	/ без асфальтенов ($< 2,0$) \ асфальтеновые ($> 2,0$)

В схеме М. А. Бестужева выделены четыре группы нефтей по величине плотности и для каждой группы градации по содержанию серы и асфальтенов.

Отметим, что приведенные градации величин плотности, содержания серы и асфальтенов близки и вместе с тем отличаются от аналогичных величин в схемах других авторов. Обоснование градаций плотности у легких, средних и тяжелых нефтей рассмотрено в первом разделе практикума (см. 1.4).

Геохимические классификации. Классификационная схема А. Н. Гусевой представлена как веществоно-генетическая классификация нефтей Западной Сибири (табл. 14). В двумерной таблице сопоставлены четыре класса нефтей по углеводородному составу, которые могут быть встречены в природе как в «первичной нефти», так и в семи группах, надо полагать, вторичных нефтей. Кроме того, все нефти разделены на две совокупности: А — преимущественно алкановые и Б — преимущественно циклановые.

Генетический смысл классификации заключается в том, что по параметрам веществоного состава нефти можно выявить ее групповую принадлежность к флюидам с разной геологической историей.

А. Э. Конторович и О. Ф. Стасова (табл. 15) характеризуют состав нефтей по многим параметрам и выделяют четыре типа нефтей: тип А — алкановые парафинистые нефти, тип В — алкановые малопарафинистые нефти, тип С — циклано-алкановые нефти и тип D — циклановые нефти с двумя подтипами (D_1 — тяжелые циклановые и D_2 — легкие циклановые нефти). Их рассматривают как основные типы нефтей в осадочной оболочке земли, полагая, что химические особенности каждого типа заданы исходным органическим веществом. Тип А генетически связан с ОВ высшей наземной растительности, типы В и С — с планктонным и бентосным ОВ. Тип D — вторичные нефти.

Новые возможности для химической классификации нефтей появились после освоения новых методов анализа нефти, в частности газожидкостной хроматографии, которая позволила перейти от групповых характеристик к изучению нефти на молекулярном уровне.

Ал. А. Петров характеризует нефти по относительному содержанию и распределению во фракции 200—430°C n-алканов и изопренанов C_{11-34} и по хроматографическому фону (который дают неразделенные нафтеновые, изоалкановые и ароматические углеводороды). Характерные хроматограммы позволяют выделить нефти четырех химических типов А¹, А², Б², Б¹, рис. 13.

Таблица 14

Веществоно-генетическая классификация нефтей Западной Сибири [8]

Совокупность Классы по УВ составу масел (200—450°С)	А (Me ≥ Na)		Б (Me ≤ Na)		Аналитические признаки	полнокомпонентная система
	Алкановые (Me > 55% ≥ Na)	Циклано- алкановые (Me > Na)	Алкано- циклановые (Me ≤ Na)	Циклановые (Me ≤ Na)		
«Первичные» нефти	I	II	III	IV		
Высокопарафинистые нефти	(П)	II П	III П встречаются	IV П редко		твердых парафинов > 10% на отбензинеи. нефть (> 200°С)
Газоконденсатные дериваты	(К)	II К	III К	IV К		легких (н. к. — 200°С) > 50% нет масляных фракций
Нефти, обогащенные легкими фракциями	(Л)	II Л	III Л	нет		легких (н. к. — 200°С) 30—50%
Слабосернистые нефти	(С ₁)	I С ₁ встречаются редко	III С ₁	IV С ₁		сера 0,5—1,0%
Сильносернистые нефти	(С ₂)	нет	III С ₂	IV С ₂		сера > 1,0%
Нефти глубинного выветривания	(В)	I В? I ПВ	III В? III S ₁ B III S ₂ B	нет		легких (н. к. — 200°С) < 10%
Изначально без легких фракций (бензобензины)	(В ⁰)	встречаются редко	III бБ III С ₂ бБ	IV бБ IV С ₂ бБ		

Химический состав нефтей

Тип нефти	Плотность	Содержание, %			УВ состав	
		Сера	Парафин	Асфальтены + смолы	Низкокипящие	
					Ме	н-Ме
A	$\frac{0,82}{0,80-0,85}$	$\frac{0,07}{0-0,2}$	$\frac{14}{7-40}$	$\frac{4}{0,3-10}$	$\frac{70}{65-90}$	$\frac{40}{30-55}$
B	$\frac{0,83}{0,80-0,85}$	$\frac{0,6}{0,1-1,3}$	$\frac{1,5}{0,6-2,4}$	$\frac{5}{2-6}$	$\frac{80}{70-90}$	$\frac{46}{28-50}$
C	$\frac{0,86}{0,85-0,89}$	$\frac{1,5}{0,5-3,5}$	$\frac{4}{2-7}$	$\frac{15}{10-30}$	$\frac{70}{60-80}$	$\frac{32}{25-40}$
D ₂	$\frac{0,94}{0,87-0,99}$	$\frac{0,7}{0,1-1,5}$	$\frac{1,1}{0,5-2,0}$	$\frac{20}{10-44}$	отсутствуют	
D ₁					$\frac{29}{20-30}$	$\frac{2}{1-3}$

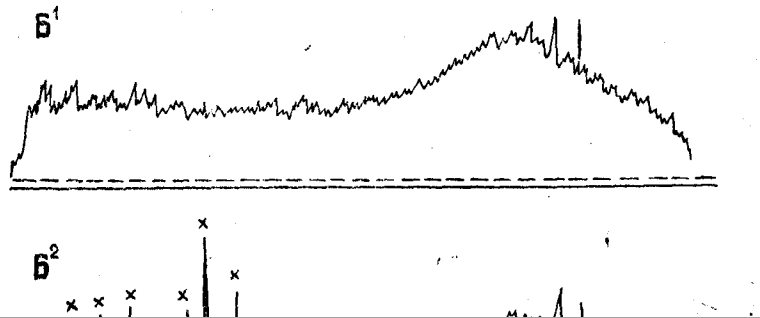
ПРИМЕЧАНИЕ. В числителе — среднее значение, в знаменателе —

разных типов [13]

Фракций, %										
(н. к. — 125° С)			Высокипящие (выше 200° С)							
н-Ме	На	Ар	Ме	н-Ме	и-Ме	На	На-Ар			
$\frac{30}{25-40}$	$\frac{25}{13-30}$	$\frac{5}{2-7}$	$\frac{70}{60-90}$	$\frac{32}{20-45}$	$\frac{38}{30-50}$	$\frac{10}{8-25}$	$\frac{20}{15-25}$			
$\frac{36}{30-50}$	$\frac{18}{15-20}$	$\frac{2}{1-3}$	$\frac{63}{55-80}$	$\frac{8}{5-15}$	$\frac{55}{30-60}$	$\frac{20}{15-25}$	$\frac{17}{12-25}$			
$\frac{38}{30-45}$	$\frac{27}{20-30}$	$\frac{3}{2-8}$	$\frac{40}{30-60}$	$\frac{10}{6-21}$	$\frac{30}{15-40}$	$\frac{25}{15-35}$	$\frac{35}{20-50}$			
			$\frac{6}{4-10}$	0	$\frac{6}{4-10}$	$\frac{52}{40-60}$	$\frac{42}{35-50}$			
			$\frac{27}{20-30}$	$\frac{70}{60-80}$	$\frac{1}{1-2}$	$\frac{15}{10-20}$	0	$\frac{15}{10-20}$	$\frac{35}{30-50}$	$\frac{50}{40-60}$

разброс величин.

Нефти A^1 и A^2 — преимущественно метановые, нефти B^1 и B^2 — нафтеновые. Нефти A^1 богаты n -алканами, которые преобладают над изопренанами. A^1 — наиболее распространенный тип нефтей в отложениях палеозоя и мезозоя на глу-



бинах свыше 1,5 км и до 5 км. В нефтях A^2 уменьшается содержание n -алканов и изопренаны преобладают над n -алканами. A^2 — редкий тип нефтей; встречаются они в молодых кайнозойских толщах (до 2 км). В нефтях B^1 и B^2 не обнаруживаются n -алканы, в B^2 есть изопренаны, в B^1 — реликтовые алканы отсутствуют. Нефти B^1 и B^2 — распространены на небольших глубинах (до 1,5 км).

А. А. Петров с соавторами [17] сопоставили химический тип и условия залегания 120 нефтей и наметили «генетическую схему превращения нефтей в природе». Рассматриваются два направления: инволюционное от A^1 к B^1 и эволюционное $A^1 \rightarrow A_k$ (A_k — так назван тип нефти, превращенной в условиях катагенеза, для которой химические признаки не приведены; их трудно найти в составе средней фракции нефти)*. Инволюционная линия отражает последовательное изменение состава $A^1 \rightarrow A^2 \rightarrow B^2 \rightarrow B^1$ в зоне гипер-

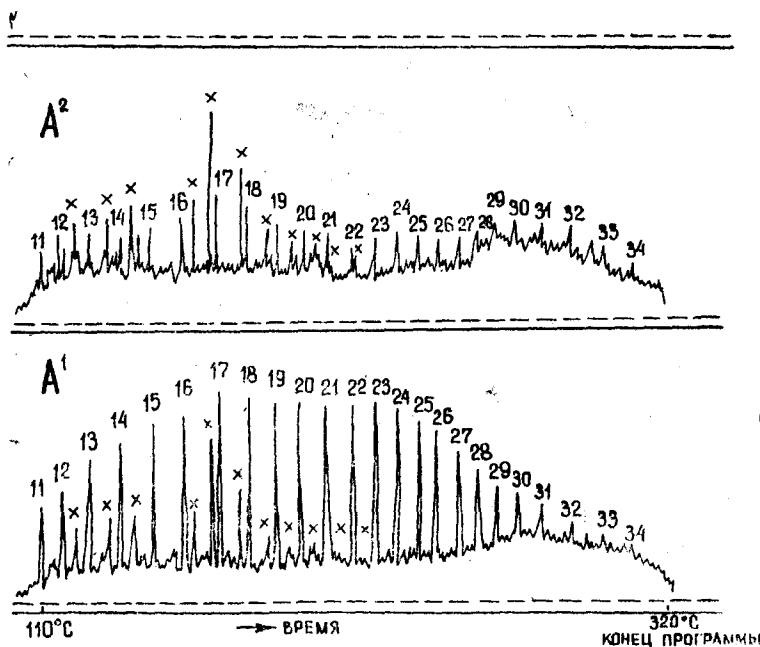


Рис. 13. Хроматограммы нефтей типов A^1 , A^2 , B^2 , B^1 . Цифры отвечают порядковым номерам n -алканов. Изопренаны отмечены (x) (по Ал. А. Петрову)

деления таксонов будут по показателю состава нефтей, геологические позиции газонефтяных залежей. Независимо от своего углеводородного состава (химического типа) все нефти делятся на полнокомпонентные и неполнокомпонентные (или дериватные) системы. Первичная полнокомпонентная нефть формируется в мягких условиях начала среднего катагенеза. Последующая геологическая история полнокомпонентной нефти приводит к ее превращению в дериватную нефть. Образование дериватных флюидов происходит в условиях нарастающего катагенеза, в условиях гипергенеза и в частных случаях инверсионного тектонического развития месторождения или миграционных перемещений нефти при переформировании залежей.

Схема геологической классификации впервые предложена А. Н. Гусевой и С. С. Гейро [9] для нефтей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Согласно этой схеме в каждом нефтегазоносном бассейне (НГБ) можно выделить следующие классы нефтей:

- 1) «первичные» полнокомпонентные нефти;
- 2) дериватные нефти зоны катагенеза (углеводородные дериваты нефти — безасфальтеновые нефти и конденсаты газоконденсатных систем);
- 3) дериватные нефти зоны гипергенеза (смолистые дериваты нефти).

* Превращения нефти в зоне катагенеза в первую очередь отразится на составе бензинов.

ваты нефти — биодegradированные нефти; безбензиновые нефти, переходящие в мальты);

4) дериватные нефти инверсионного превращения: а) высокопарафинистые дериваты нефти (в том числе безнафеновые нефти и озокериты); б) смолистые нефти нефтяных оторочек газовых залежей и нефтяных залежей под поверхностью несогласия на большой глубине; в) фильтраты, мальтеновые нефти, биодegradированные нефти.



В рассматриваемом НГБ* можно выделить 6 главных разновидностей нефти: две полнокомпонентные H_c и H_{cy} , четыре дериватные H_t , H_d , $H_{пл}$, K (табл. 16).

Простые физико-химические показатели позволяют диагностировать разновидности полнокомпонентных и дериватных нефтей. Данные небольшой выборки для 48 нефтей при-

* Тимано-Печорский НГБ относится к категории латерально-гетерогенных с палеозойско-мезозойским чехлом на докембрийском основании. Имея в виду различия в составе нефтей «палеотипных» и «кайнотипных» (по А. А. Карцеву [31]) можно предположить, что у первичных и дериватных нефтей в зависимости от геологического строения НГБ будут выявляться свои химические особенности.

Типичные нефти Тимано-Печорского НГБ

Разновидности нефти	Плотность	Газонасыщенность, нм ³ /т	Отличительный признак системы
H_t — тяжелая	более 0,900	до 1—3	бензина нет (или мало, до 10%)
H_{cy} — средняя утяжеленная	0,875—0,895	5—30	есть все фракции и компоненты
H_c — средняя	0,835—0,870	до 100	есть все фракции и компоненты
H_d — легкая	0,800—0,830	100—300	мало смол, асфальтены отсутствуют (или 1—2%), бензина до 50%, масла есть
$H_{пл}$ — высокопарафинистая (парафинистый дериват)	(H_d или H_c)	низкая	парафины 10—50% в групповом составе нет или мало цикланов, бензина мало, $T_{нк} \geq 100^\circ C$
K — конденсат (дериват газоконденсата)	до 0,800	очень высокая	бензина более 50%, масла отсутствуют (или до 10%)

ведены в табл. 17 и на рис. 14, где сохранена та же последовательность нефтей.

Выделенные классы нефтей отражают различия геологических условий, повлиявших на формирование состава нефти, в отличие от химических классов или типов, фиксирующих только различия их состава. Такая классификация может применяться при решении геологических задач.

Геологическая классификация нефтей необходима, помимо всего, как основа для применения методов математической статистики при группировке нефтей, представляющих собой объекты с многомерными наблюдениями.

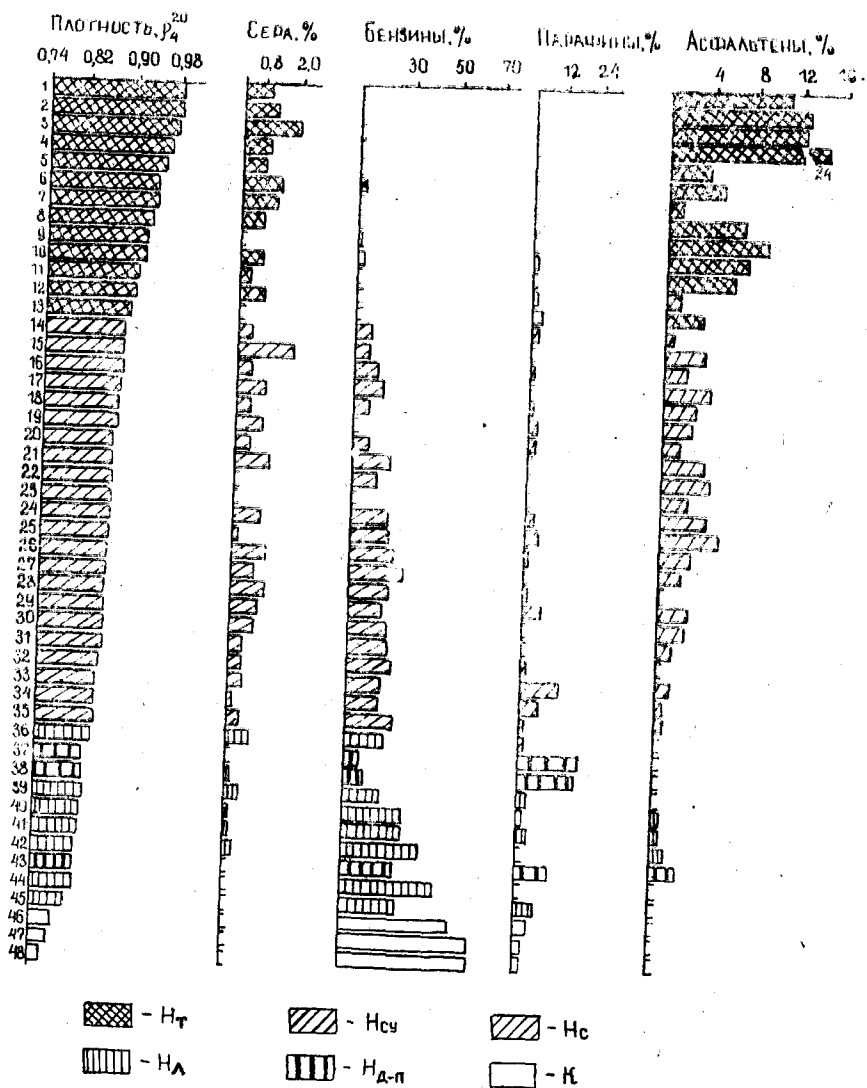


Рис. 14. Разновидности нефтей Тимано-Печорского НГБ

Таблица 17

Показатели состава нефтей Тимано-Печорского НГБ

Месторождение (h, м)	Возраст	Нефть	Плотность	Сера, %	Бензины, %	Парафины, %	Асфальтены, %
Худоевское	(0,2)	C ₁	0,98	1,0	—	1,2	11
Ю. Листьяничное	(0,6)	C ₁	0,98	1,2	—	0,8	12
Уса	(1,3)	C	0,97	2,0	—	0,5	12
Лемью	(0,7)	P ₂	0,97	1,0	—	0,2	24
К. Коджекское	(0,6)	D ₃	0,95	0,8	2	1,0	4
Джьер	(1)	D ₃ Н _т	0,94	1,4	8	0,5	5
Ярега	(0,2)	D ₂	0,94	1,3	—	—	4
Андронове	(3,5)	P ₁	0,92	0,8	—	0,2	7
Сыня	(3,5)	P ₁	0,92	—	7	0,1	9
Вуктыл	(3,6)	P ₁	0,92	0,8	10	2	7
Седьель	(0,7)	D ₂	0,91	0,4	6	0,3	6
Изкосьгора	(0,6)	D ₂	0,91	0,9	—	1,7	2
Ира-Ель	(1,5)	D ₃	0,90	—	—	3,4	3
В. Омра	(0,9)	D ₃	0,89	0,5	13	3,2	1
Исаково	(1,7)	D ₃	0,89	2	12	—	3
Вуктыл	(3,6)	P ₁	0,89	0,5	17	1,7	2
Лемью	(0,6)	P ₂ Н _{су}	0,88	1,0	19	1,2	3
Печоро-кожвинская	(0,6)	P ₂	0,88	0,5	14	1,6	3
В. Лемью	(0,6)	P ₂	0,88	0,9	—	3,6	2
Вуктыл	(4,5)	C ₁	0,87	0,5	12	3,6	1,5
З. Тэбук	(1,3)	D ₃	0,87	1,2	23	0,8	4
Мичаю	(1,0)	P ₂	0,87	—	17	—	4
Кыкаель	(1,6)	D ₃	0,87	—	—	—	2
Ю. Тэбук	(1,8)	D ₃	0,87	1,0	22	2,8	4
С. Мыльва	(1,0)	C ₁ Н _с	0,87	0,3	25	5,6	5
С. Савинобор	(1,0)	P ₁	0,86	1,2	26	1,5	3
В. Савинобор	(2,6)	D ₂	0,86	0,9	29	0,8	2
Чибью	(0,4)	D ₃	0,86	1,2	23	1	2

Продолжение таблицы 17

Месторождение (h, м)	Возраст	Нефть	Плотность	Сера, %	Бензины, %	Парафины, %	Асфальтены, %
Пашня	(2,6)	D ₃	0,86	1,0	20	5,8	3
Н. Чуть	(0,1)	D ₃	0,86	0,8	22	—	2
Вой-Вож	(0,7)	D ₃	0,86	0,4	23	2,0	1
З. Тэбук	(1,9)	D ₂	0,85	0,45	24	1,6	1,5
Джьер	(1,7)	D ₂	0,84	0,6	23	12,8	1,6
Вуктыл	(4,8)	C ₁	0,84	0,2	19	6	—
Вой-Вож	(0,6)	D ₃	0,84	0,45	26	1,2	0,3
Шапкино	(1,8)	P ₁ Н _л	0,84	0,7	22	2	0,3
Вуктыл	(5,0)	C ₁ Н _{лп}	0,83	—	11	20	—
Тр. Печорск	(1,2)	D ₃ Н _{пл}	0,83	0,2	13	19,2	—
Уса	(1,8)	D ₃ Н _л	0,83	0,5	23	3	3
Пашня	(2,7)	D ₂ Н _л	0,83	0,2	31	1,8	0,3
Н. Омра	(1,0)	D ₃ Н _л	0,82	0,2	30	3,2	0,3
Палью	(0,9)	P ₁ Н _л	0,82	0,4	38	0,8	0,5
Вуктыл	(5,0)	C ₁ Н _{пл}	0,81	0,1	27	11	2
Вуктыл	(5,2)	D ₃ Н _л	0,81	—	45	1,5	0,2
Вуктыл	(4,5)	C ₁ Н _л	0,80	0,03	38	6,7	—
Вуктыл	(5,0)	D ₃₊₂	0,77	—	52	4,3	0,2
Вуктыл	(5,0)	D ₃ К	0,76	0,05	62	3,2	—
Вуктыл	(5,0)	D ₃	0,75	—	61	1	0,2

Задание для самостоятельной работы

1. Нанести на тригонограммы числовые поля классификаций ГрозНИИ и А. Ф. Добрянского.

2. Классифицировать нефти по схеме А. Н. Гусевой. Выполнить то же самое по схеме Ал. А. Петрова.

3. По аналитическим данным выделить полнокомпонентные и дериватные нефти. Определить типы дериватных флюидов: мальты, безбензиновые, тяжелые нефти, средние и утяжеленные нефти, легкие и безасфальтеновые нефти, конденсаты, высокопарафинистые нефти и парафинистые дериваты.

Для выполнения пунктов 2 и 3 использовать подготовленные в учебной лаборатории таблицы с результатами анализов нефтей.

3. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ПРОСТЫХ ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНЫХ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ

После изучения данного раздела практикума полезно обратиться к монографии И. О. Брода [2], в которой имеется большой иллюстрационный материал по разнообразным нефтегазовым залежам Советского Союза и зарубежных стран, и на конкретных примерах убедиться в своем умении читать структурные карты и геологические разрезы с целью классификации залежей нефти и газа.

3.1. Схема классификации залежей

Залежью нефти или газа называют скопление полезного ископаемого, возникшее под влиянием гравитационных сил в ловушке природного резервуара.

Ловушка — это часть природного резервуара, где уменьшаются скорости движения флюидов (воды, нефти, газа), вследствие этого устанавливается относительное равновесие между ними, возникают условия для их дифференциации и образования скоплений нефти и газа. Ловушка — это препятствие (или барьер) на пути движения пластовых флюидов. В строении ловушки участвуют коллектор и ограничивающие его непроницаемые отложения. Возникают ловушки на перегибах пласта-коллектора, в участках ограничения его тектоническими, стратиграфическими и литологическими экранами, в выступах и линзах, а также в виде гидравлического экранирования на моноклиналях и в других структурных условиях.

Тектоническим экраном могут служить разрывы (сбросы, взбросы, надвиги) и контакты с соляными и глиняными диапирами и жерлами грязевых вулканов. Литологический экран образуют зоны замещения коллектора непроницаемыми породами. Литологическое выклинивание возникает в процессе седиментации, а также при постседиментационных эпигенетических изменениях пород. Стратиграфический экран возникает в результате сочетания стратиграфического и углового несогласия в залегании горных пород.

Геологическим неоднородностям могут соответствовать перепады приведенных давлений, которые обуславливают гидродинамическое экранирование залежей.

Строение залежи определяется, прежде всего, характером природного резервуара и особенностями ловушки. Поэтому типы нефтегазовых залежей в схеме классификации (рис. 15) даны в соответствии с типами природных резервуаров: **пластовые, массивные, линзовидные**

Природный резервуар	Генезис ловушки		Форма ловушки	Морфо-генетический тип ловушки	Индекс ловушки	Тип залежи	Принципальные схемы залежей
	Т	С					
Пластовый	П _т		Внутренняя часть Участки тектонического складирования Участки литологического экранирования	Сводные, перегибы, экранирование тектоническими нарушениями, складывание соосиальных и глинистых нарушений, рифовый тристовый выступ, экранирование при фалл-ин, токогенная складчатость	П _т П _с П _{тс}	Пластовая сводовая Пластовая сводовая литологически экранированная Пластовая приконтактная Пластовая сводовая тектонически экранированная	
Массивный			Выступы	Поднятые без тектонических нарушений Структурные выступы, структурно-тектоническими нарушениями Рифы, биогермы Эрозионные останцы, скальные барьеры	М _т М _с М _а	Массивная сводовая Массивная тектонически экранированная Массивная рифовая Массивная в эрозионном останце	
Линзовидный			Линзы	Линзы тектонического триагоналитета Линзы внутривластовые Расщелины и барьерные тела Линзы выветривания	Л _т Л _с Л _{с(ш)} Л _д	Линзовидная приконтактная Линзовидная внутривластовая Линзовидная шнурковая Линзовидная под поверхностью несогласия	

Рис. 15. Схема классификации залежей нефти и газа: П_т — пластовая сводовая залежь нефти; П_{тс} — пластовая сводовая литологически экранированная залежь нефти; П_{тс} — пластовая сводовая тектонически экранированная залежь нефти; М_т — массивная сводовая залежь нефти; М_с — массивная тектонически экранированная залежь нефти; М_а — массивная рифовая залежь нефти; Л_т — линзовидная приконтактная залежь нефти; Л_с — линзовидная внутривластовая залежь нефти; Л_{с(ш)} — линзовидная шнурковая залежь нефти; Л_д — линзовидная залежь нефти под поверхностью несогласия

важная залежь газа; П_{тс} — пластовая тектонически экранированная водонасыщенная залежь нефти; П_{т(пк)} — пластовая приконтактная залежь нефти; П_с — пластовая литологически экранированная залежь нефти; П_д — пластовая стратиграфическая залежь нефти; М_т — массивная газонасыщенная залежь; М_{тс} — массивная тектонически экранированная нефтьгазовая залежь; М_с — массивная рифовая залежь нефти; М_д — массивная газовая залежь в эрозионном выступе; Л_т — линзовидная приконтактная залежь нефти; Л_с — линзовидная внутривластовая залежь газа; Л_{с(ш)} — линзовидные шнурковые залежи нефти — русловая и барьерная; Л_д — линзовидная залежь нефти под поверхностью несогласия

залежи. Каждая залежь приурочена к ловушке, в образовании которой ведущую роль сыграл тектонический, седиментационный или денудационный фактор. Различным по генезису ловушкам присущи свои морфологические особенности. Все ловушки массивного резервуара имеют форму выступа; ловушки линзовидного резервуара — линзы; ловушки пластового резервуара — перегибы пласта или участки его экранирования. На основании генезиса и формы ловушек определяют их морфогенетические типы.

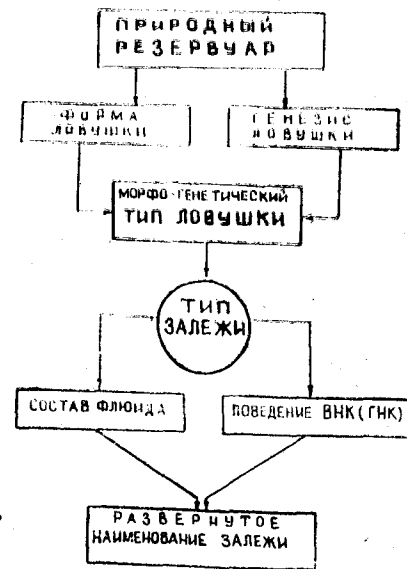


Рис. 16. Алгоритм классификации залежей

Название (тип) залежи также соответствует строению природного резервуара и вмещающей ловушки. Например, «пластовая сводовая залежь газа» или «пластовая сводовая

залежь газа с нефтяной оторочкой». При наличии подошвенной воды в пластовых залежах к их названию добавляют определение — водоплавающая, при наклонном водонефтяном контакте — висячая (см. легенду рис. 15). Принципиальные схемы залежей даны на рис. 18—23.

Следует отметить, что встречаемые в природных условиях залежи отличаются большим разнообразием и могут быть приурочены к ловушкам комбинированного типа.

Алгоритм классификации каждой залежи углеводородов показан на рис. 16:

1. Определить природный резервуар;
2. Установить морфогенетический тип ловушки и ее индекс;
3. Назвать тип залежи;
4. Дать полное наименование залежи.

Раздел практикума можно считать усвоенным, когда по названию залежи студент может изобразить ее графически, а также решить обратную задачу: по карте или профилю дать полное наименование залежи.

3.2. Построение залежей нефти и газа в ловушках различных типов

Для графического изображения залежи нефти (газа) строят структурную карту и разрезы заключающей ее ловушки и на их основе показывают границы залежи и состав флюидов.

Структурная карта представляет собой проекцию рельефа поверхности кровли или подошвы пласта на горизонтальную плоскость. Она дается в изогипсах. Изогипсы — это линии, соединяющие точки равных абсолютных отметок рассматриваемой поверхности. Цифра у изогипсы показывает ее гипсометрический уровень. Расстояние между изогипсами отражает крутизну падения пласта. Горизонтальную плоскость нельзя графически изобразить на структурной карте, моноκлиналную поверхность изображают подобными (или параллельными) изогипсами, антиκлинално изогнутый пласт — системой замкнутых изогипс.

Предполагается, что студенты знакомы с методикой построения структурных карт и разрезов и имеют представление как изобразить графически антиκлиналное, брахантиκлиналное или куполовидное поднятие, моноκлинал, флексуру, структурный или эрозионный выступ и другие элементы залегания слоев, включая тектонические нарушения и поверхности несогласия.

Пояснения требует, по-видимому, методика графического изображения линзовидных тел (рис. 17). Благодаря непрерывной поверхности (кровля-подошва), ограничивающей линзовидное тело, структурная схема этой поверхности изображается системой замкнутых и частично совмещенных изогипсий. Контур линзовидного тела очерчивает огибающая семейства изогипс. Для изображения линзовидных ловушек дополнительно используют изопахиты. Изопахиты — линии, соединяющие точки равных мощностей тела пласта. Огибающая изопахиты совпадает с нулевой изопахитой. За нулевой изопахитой линзовидного тела нет.

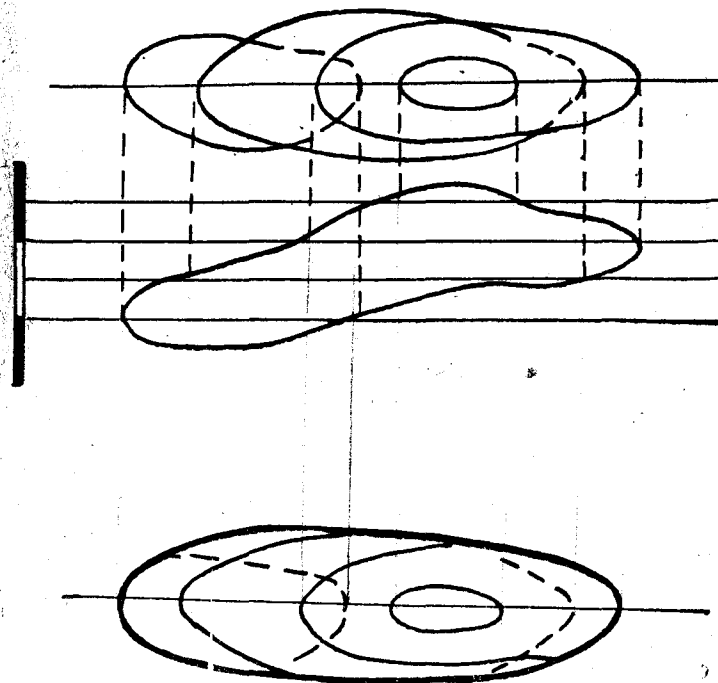


Рис. 17. Построение структурной схемы линзовидного тела

1. Пластовая сводовая залежь (рис. 18, П₁). Приурочена к различным антиκлиналным и куполовидным поднятиям. При построении структурной карты ловушки такого типа необходимо представить себе форму поднятия по соотношению его осей и падению крыльев и мысленно вообразить пространственную форму залежи, учитывая возможную мощность продуктивного горизонта (десятки метров). Линия

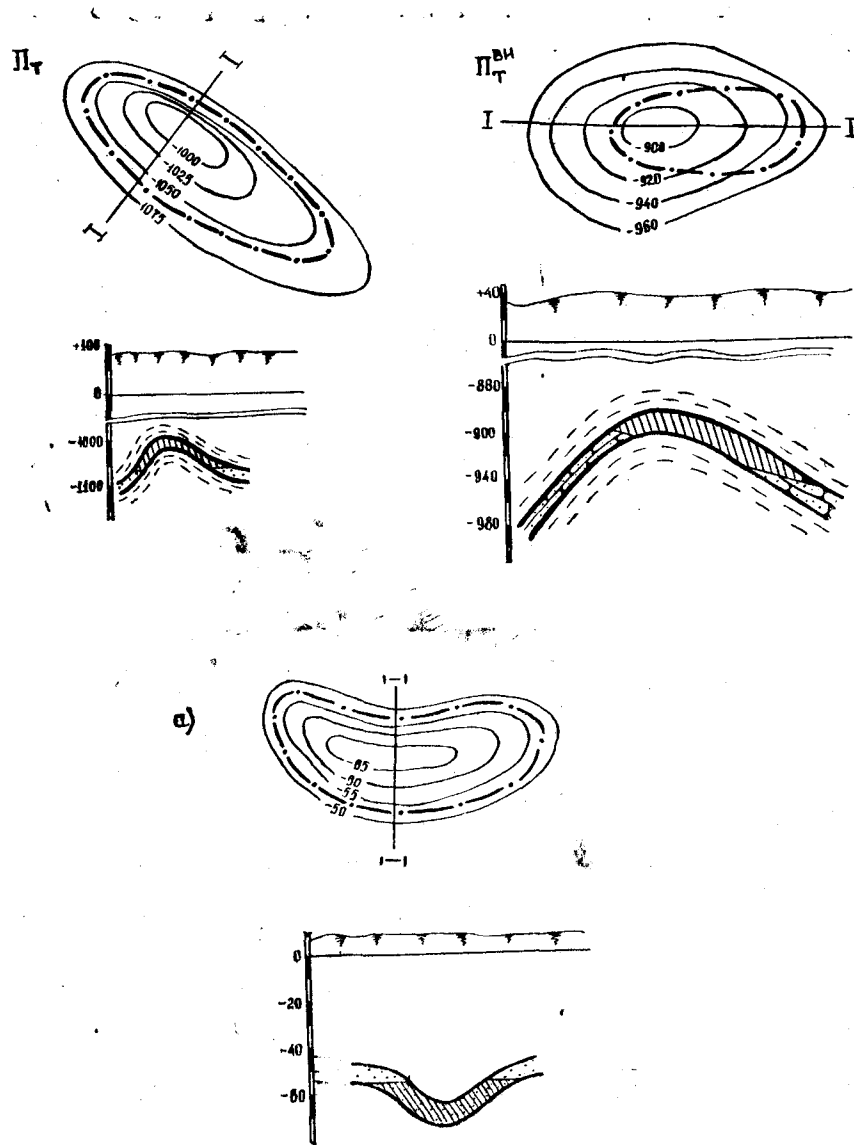


Рис. 18. Пластовые залежи: сводовая — П_Т; сводовая висячая — П_Т^{вн},
а) — в синклинали

внешнего контура ВНК (ГВК) при горизонтальном его положении повторяет на карте очертания изогипс.

Большие напоры пластовых вод могут привести к смещению залежи на крыло поднятия. Такие смещенные висячие залежи имеют наклонный контур ВНК (ГВК), который пересекает изогипсы (рис. 18, П_Т^{вн}).

2. Пластовая залежь нефти в синклинали (рис. 18 а). Встречается очень редко и может образоваться при гидродинамическом экранировании или в безводных коллекторах путем стекания нефти за счет собственного веса. Методика построения структурной карты и профилей этой залежи аналогична графическим настройкам пластовой сводовой залежи.

3. Пластовая тектонически экранированная залежь (рис. 19, П_{ТТ}). Залежам этого типа свойственно большое число разновидностей, обусловленных характером тектонического нарушения (сброс, взброс, надвиг, сдвиг) и его положением на антиклинали. В тектонически экранированных ловушках залежи могут быть как по одну, так и по обе стороны дизъюнктивного нарушения. Наличие нескольких нарушений приводит к образованию блоковых залежей, которые особенно характерны для поднятий, связанных с соляными дуапирами, грязевыми вулканами и интрузивными телами.

Изображая графически этот тип залежей и проводя на структурной карте изолинии, необходимо учитывать их форму до образования нарушения, с тем чтобы придать правильную форму изолиниям разобщенных блоков. По цифровым значениям изогипс можно определить амплитуду относительного смещения крыльев или блоков. Например, сходящиеся у нарушения изогипсы минус 1050 и минус 1150 указывают, что амплитуда смещения равна 100 м.

Тектонические нарушения показывают на карте двумя линиями, представляющими собой проекции пересечения поверхности нарушения с кровлей пласта в опущенном и поднятом крыльях (блоках) антиклинали. Расстояние между этими линиями на карте зависит от угла наклона плос-

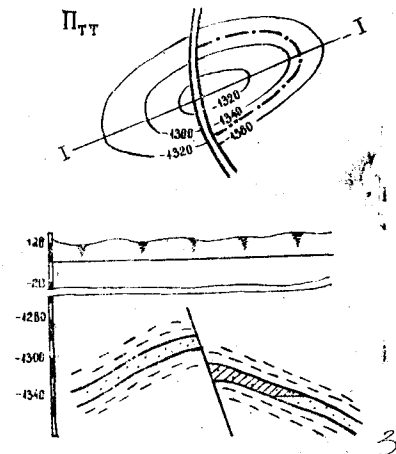


Рис. 19. Пластовая тектонически экранированная залежь — П_{ТТ}

кости сбрасывателя и амплитуды смещения. В случае вертикального нарушения обе линии совмещаются в одну. При размещении скважин на карте необходимо одну из них расположить между линиями нарушения. Эта скважина позволит определить характер смещения: в случае сброса скважина не вскрыет кровлю залежи, в случае взброса — пересечет ее дважды. Рассмотрим простейшие случаи: а) сброс и б) взброс (рис. 20).

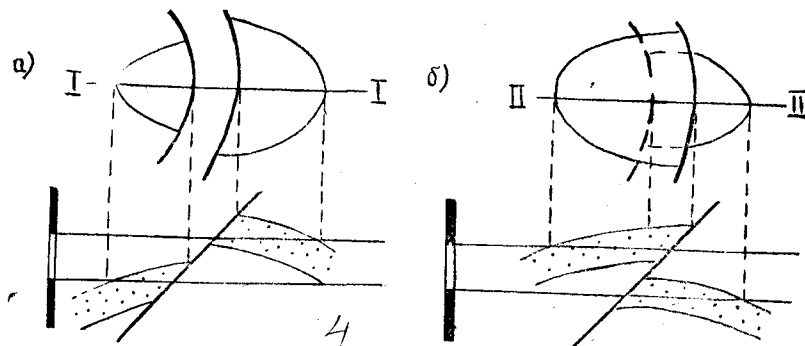


Рис. 20. Ловушки, образуемые а) сбросом, б) взбросом

В случае а) обе линии нарушения показывают на карте одинаковым знаком, разорванные части пласта раздвинуты и между ними нет изогипс. В случае б) разорванные части пласта надвинуты друг на друга, поэтому линию нарушения и изогипсы относительно опущенного блока следует показывать пунктиром в той части, где они перекрыты приподнятым блоком.

4. Пластовая приконтактная залежь (рис. 21, P_T (пк)). Эти залежи образуются в ловушках, где продуктивный пласт прорван инородным телом, поэтому в плане залежь имеет как бы кольцевую форму. Внутри кольца залежь отсутствует, и скважинами должны быть установлены примерный контур и состав внедрившегося тела для изображения его на карте и профилях соответствующим знаком.

5. Пластовая литологически экранированная залежь (рис. 22а, б, P_C). Залежи этого типа приурочены к ловушкам, образование которых определяется двумя факторами. Первым и основным является литологическое замещение или выклинивание пласта коллектора. Второй фактор, проявляющийся позже, приводит к образованию моноклиальной или антиклинальной структуры и тем самым завершает формирование ловушки. Линия выклинивания определя-

ет в плане область простираения коллектора и за эту линию нельзя протягивать изогипсы кровли коллектора (рис. 22а). Если литологически экранированные участки расположены так, что занимают лишь небольшие площади моноклинали или крыла антиклинали, то для характеристики общего структурного плана проводят изогипсы не по кровле коллектора, а по кровле вмещающего его пласта (рис. 22б).

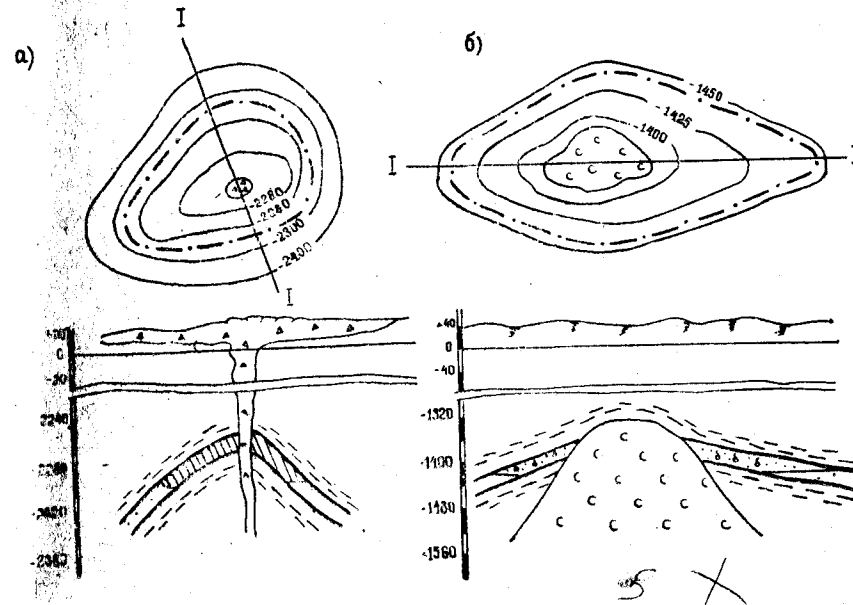


Рис. 21. Пластовые приконтактные залежи P_T (пк) : а) у грязевого вулкана, б) у соляного купола

6. Пластовая стратиграфическая залежь (рис. 23, P_D). Стратиграфический экран, который определяет название залежи, может образовать ловушку только в сочетании с угловым несогласием между подстилающими и перекрывающими породами. При построении структурной карты в этом случае проводят изогипсы по кровле пласта и дополнительные изогипсы по поверхности стратиграфического несогласия. Соединение точек пересечения изогипс с одинаковыми абсолютными отметками дает на карте линию стратиграфического экрана (рис. 23а). При горизонтальной поверхности стратиграфического несогласия на карте останется только линия ее пересечения с кровлей продуктивного пласта (рис. 23б).

7. Массивная сводовая залежь (рис. 24, M_T). Структурная карта и профили массивной сводовой залежи должны отразить большую мощность пород-коллекторов в ловушке и ее амплитуду в несколько сотен метров. Следует иметь в виду, что в строении залежи участвуют отложения лишь верхней части массивного резервуара. Изолинии на структурной карте по своей конфигурации подобны изолиниям пластовой сводовой залежи, отличительным признаком массивной залежи будет большая ее высота (сотни метров).

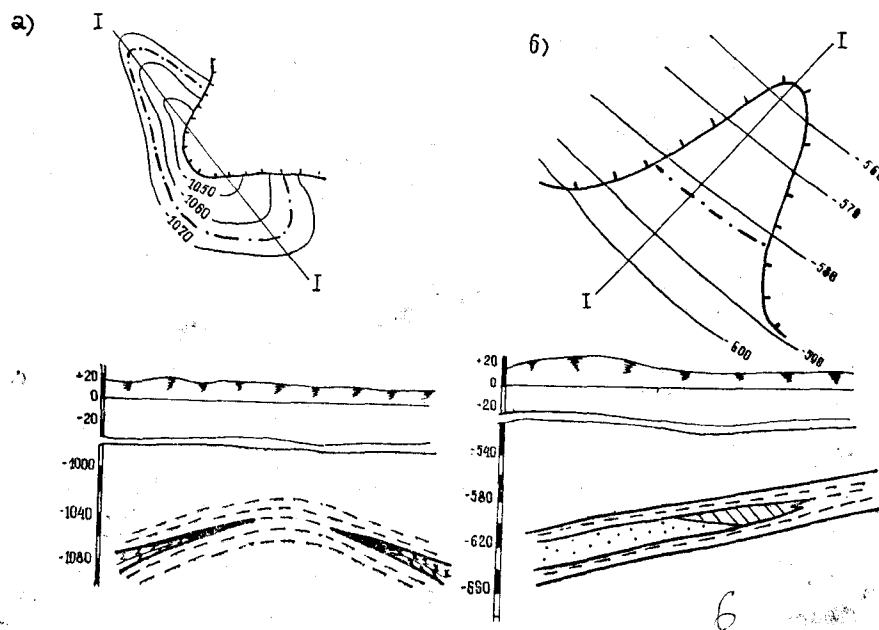


Рис. 22. Пластовые литологически экранированные залежи — P_c : а) структурная схема кровли пласта — коллектора, б) P_c — на моноклинали, структурная схема кровли вмещающей толщи

Учитывая, что ловушка массивной сводовой залежи представляет собой структурное поднятие, напластование пород в поперечном и продольном разрезах остается параллельным кровле залежи.

В массивном неоднородном резервуаре коллектор часто имеет пластово-массивное строение. Признаком пластово-массивной залежи служит единый уровень ВНК у всех пластов (рис. 25).

8. Массивная тектонически экранированная залежь (рис. 24а, M_T). Образование ловушки для залежи этого типа

можно представить себе как дальнейшее развитие сводового поднятия, сопровождающееся превышением предела прочности пород и возникновением нарушений. Тектонические нарушения должны быть показаны на структурной карте и соответственно на одном или на обоих профилях.

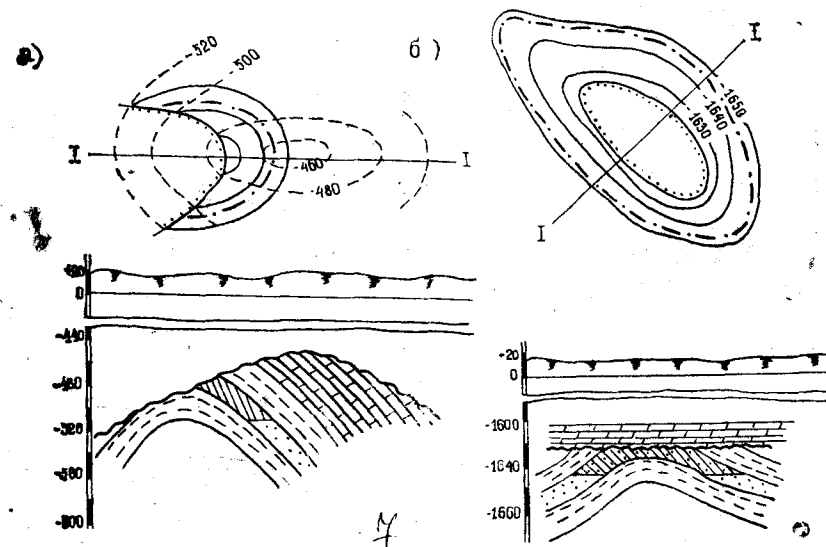


Рис. 23. Стратиграфические залежи P_i : а) построение линии стратиграфического экрана; б) пластовая стратиграфически экранированная

9. Рифовая залежь (рис. 24б, M_c). Рифовая залежь приурочена к ловушке, представляющей собой известняковый массив, образованный жизнедеятельностью колониальных организмов. Коллекторские свойства рифового массива очень неоднородны. Отдельные его части имеют повышенную пористость и кавернозность, а следовательно, и лучшую проницаемость. На карте изолиниями подчеркивают вытянутую форму рельефа поверхности рифа с одной или несколькими вершинами; на разрезах отражают специфическое очертание тела рифа, отсутствие в нем напластования пород и участки улучшенных коллекторских свойств. Вмещающие, облекающие, подстилающие риф породы имеют слоистость и представлены уже другими литологическими разностями.

10. Массивная залежь в эрозионном останце (рис. 24в, M_A). Ловушки для залежей данного типа образуют эрозионные останцы (погребенные выступы), сложенные устой-

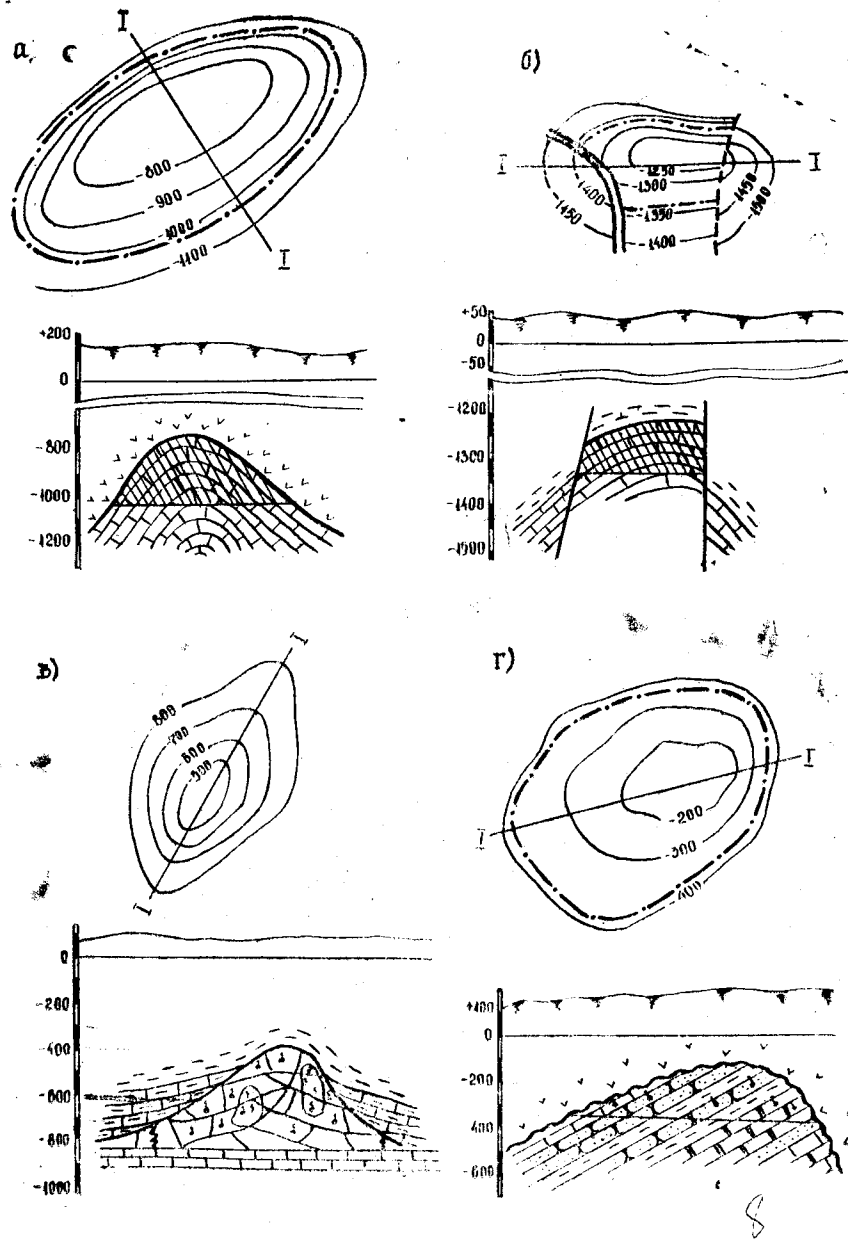


Рис. 24. Массивные залежи: а) M_T — сводовая, б) M_{TT} — тектонически экранированная, в) M_C — рифовая, г) M_D — в эрозионном останце (в погрешном выступе)

чивыми к разрушению горными породами и перекрытые водоупорными отложениями. Форму останца определяют наклонное или горизонтальное залегание пород, литологический их состав и степень трещиноватости. При горизонтальном залегании пород форма останцевого выступа может быть самой разнообразной и определяется изменением состава и степени трещиноватости пород по площади. При наклонном залегании пород выступ, как правило, асимметричен. Более изрезанным и крутым будет тот склон, где разрушаются головы пластов. В связи с расчлененностью рельефа эрозионного останца изолинии на структурной карте имеют неровный контур и сложную конфигурацию, на разрезах поверхность эрозионного массива ограничивают линией стратиграфического несогласия.

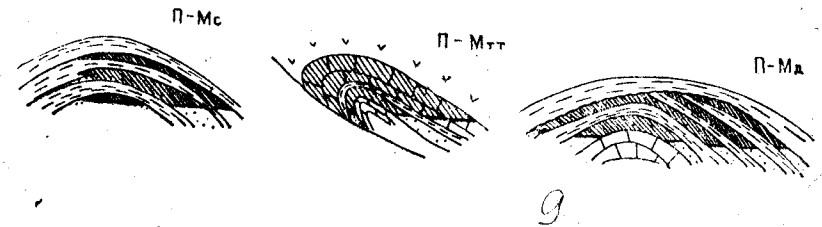


Рис. 25. Пластово-массивные залежи П- M_{TT} , П- M_C , П- M_D

На рис. 25 показаны залежи нефти в пластово-массивных ловушках, образование которых преимущественно связано с тектоническим, седиментационным или денудационным фактором (П- M_T , П- M_C , П- M_D).

11. Линзовидная приразрывная залежь (рис. 26а, L_T). Трещиноватые участки, которые образуются вокруг тектонических нарушений, секущих толщу сильно сцементированных непроницаемых пород, могут служить вытянутыми вдоль нарушения линзовидными ловушками для нефти и газа.

Структурная схема поверхности приразрывной линзовидной ловушки представляется системой замкнутых изолиний, образующихся от пересечения тела линзы с горизонтальными поверхностями. Тектоническое нарушение пересекает тело линзы на значительном протяжении и должно быть отражено в каждом гипсометрическом срезе. При этом в верхнем контуре оно изображается сплошной линией, а в остальных — пунктиром. На рис. 26 нарушение показано только в верхнем сечении.

Залежь может занимать весь объем линзы или ее часть.

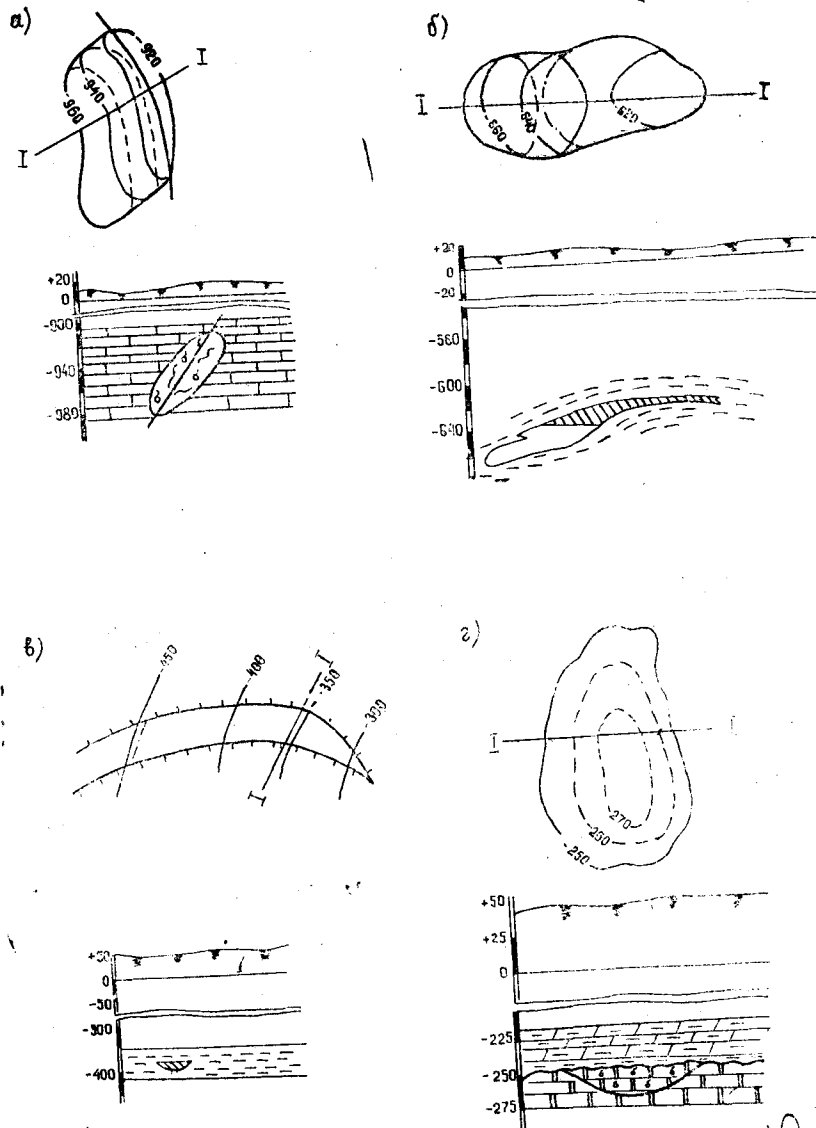


Рис. 26. Линзовидные залежи: а) L_T — приразрывная, б) L_c — внутрипластовая, в) $L_{c(ш)}$ — шнурковая, г) L_d — под поверхностью несогласия

Контуры ВНК (ГВК) проводят при частичном заполнении ловушки нефтью или газом.

12. Залежь линзовидная внутрисловова (рис. 26б, L_c). Внутри непроницаемых глинистых пластов в процессе седиментации могут накапливаться линзы проницаемых, например, песчано-алевролитовых отложений, которые и служат ловушками для линзовидных залежей нефти и газа. Ловушки этого типа плоские, имеют вытянутую форму и небольшие размеры.

При полном заполнении нефтью (газом) объема ловушки контур залежи в плане совпадает с линией, огибающей изогипсы линзовидного тела.

13. Шнурковая, рукавообразная (руслонная или баровая) залежь (рис. 26в, $L_{c(ш)}$). Необычная форма таких залежей определяется условиями образования ловушек в дельтах палеорек и в прибрежных частях древних морей.

Ловушка руслонной залежи представляет собой накопление песчано-галечникового материала в дельтах палеорек с вогнутым основанием, почти плоской кровлей, резким контактом с вмещающими породами и извилистой формой в плане; протяженность до 20—25 км и ширина 0,5—3 км (рис. 26в).

Ловушкой для баронной залежи служит песчаный валбар, образующийся в море вдоль берега; его протяженность до 200 км, высота около 8 м. Бар имеет плоское основание, линейную вытянутость в плане и постепенный переход к непроницаемым вмещающим породам.

На карте границы таких ловушек обозначаются линией литологического выклинивания согласно легенде (рис. 28). Дополнительно проводятся также изогипсы кровли пласта, вмещающего ловушку.

При изображении залежи на разрезах следует отразить незакономерное изменение мощности линзы как по простиранию, так и вкрест простирания с уменьшением до нуля у линии выклинивания.

14. Залежь линзовидная под поверхностью несогласия (рис. 26г, L_d). Ловушки для таких залежей формируются в два этапа. На первом этапе в кровле толщи непроницаемых пород, под воздействием денудационных процессов, образуются участки с повышенной проницаемостью. На втором этапе, когда участки перекрываются непроницаемыми отложениями, возникают ловушки линзовидного типа, форма и размеры которых могут быть самыми разнообразными. Такие ловушки еще мало изучены, но существует мнение, что они имеют довольно широкое распространение.

Для графического построения залежей этого типа могут быть применены все приемы, рекомендованные выше для изображения линзовидных залежей.

3.3. Пояснения к выполнению заданий

Для выполнения индивидуального задания следует построить структурную карту кровли продуктивного горизонта и два разреза (по простиранию и вкрест залежи), составить вспомогательную таблицу абсолютных отметок, глубин, мощностей и продуктивности скважин. Работу представить на листе миллиметровой бумаги размером не менее 30×25 см. Слева поместить карту, под ней расположить продольный профиль, справа сверху расположить второй профиль, ниже таблицу. Указать название залежи, фамилию и дату.

Порядок выполнения работы. Необходимо представить себе геологическое строение залежи в объеме, рассмотреть соответствующий рисунок раздела 3.2 и указания к нему. Затем самостоятельно выбрать конфигурацию изолиний, размеры и глубину залегания залежи и построить карту в масштабе 1:50000. Каждый рисунок должен

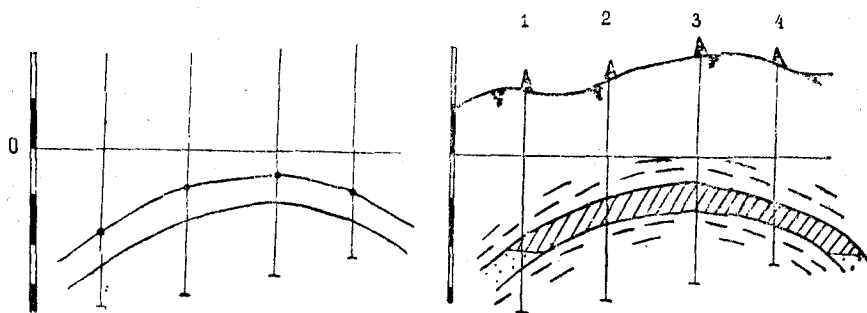


Рис. 27. Построение разреза

быть оригинальным, свидетельствующим о творческом подходе студента к графическому построению типичных залежей. (Напомним, что шаг между изогипсами 10—20 м у пластовых залежей и 100—200 м — у массивных).

На крате условными знаками (рис. 28) изобразить контур залежи, линии экранов и другие детали, определяющие данный тип ловушки. Провести линии двух разрезов, в точке их пересечения расположить одну скважину. После этого

расставить скважины (от шести и более) вдоль профилей так, чтобы «данные бурения» этих скважин обосновали геологические особенности залежи, т. е. все условные знаки на карте. Не следует располагать скважины на контуре ВНК, на изогипсах и т. п., так как вероятность такого совпадения в натуре крайне мала. После расстановки скважин, интерполируя их положение между изогипсами, можно оценить абсолютную отметку кровли продуктивного горизонта в каждой скважине и заполнить в таблице одну графу, которая используется при построении разрезов. (Остальные графы заполняются позже).

Построение разрезов поясняет рис. 27. Пользуются вертикальным масштабом 1:10000 для пластовых и массивных залежей, а для линзовидных — 1:5000. Горизонтальный масштаб профиля отвечает масштабу карты. В этом масштабе

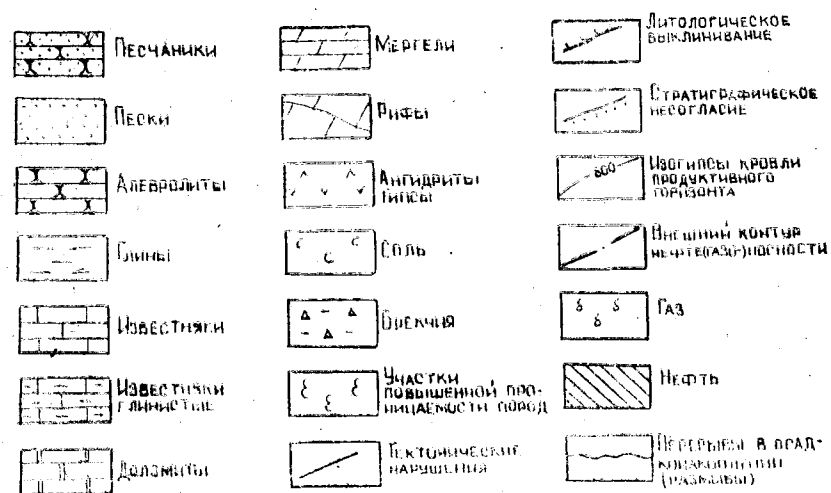


Рис. 28. Условные знаки к рис. 18—23

на уровень нулевой отметки перенести точки скважин и провести вспомогательные линии (рис. 27). Абсолютные отметки кровли продуктивного горизонта в каждой скважине соединить плавной линией. Таким образом будет построена кровля пласта. Подошву пласта на профиле проводят произвольно, имея в виду, что у пластовых залежей она повторяет линию кровли, а в массивных залежах скважины пересекают поверхность ВНК или ГВК, не достигая подошвы продуктивной толщи.

В соответствии с абсолютными отметками на карте линий ВНК, ГНК или ГВК следует показать их положение на разрезе и ниже обозначить забои скважин. Затем можно провести рельеф дневной поверхности, отметить устья скважин, показать литологию продуктивного горизонта и ограничивающих его пластов, тектонические нарушения, стратиграфические несогласия, состав флюида. (Пластовые воды специальным знаком на карте и на разрезах не показывают). Построение поперечного разреза проводить в той же последовательности. Теперь можно заполнить все графы таблицы:

№ скв.	Альтитуда, м	Глубина забоя, м	Абсолютная отметка кровли пласта, м	Мощность пласта (или эффективная мощность для массивной залежи), м	Результаты опробования: газ, нефть, вода
--------	--------------	------------------	-------------------------------------	--	--

Для самоконтроля провести проверку выполненной работы: проверить соответствие абсолютных отметок кровли пласта по отдельным скважинам на карте, на разрезах и в таблице, сопоставить на карте и разрезах длину и ширину залежи, размеры линзовидного тела, соляного купола и др., проверить согласованность продуктивности скважин по таблице с положением ВНК — ГВК — ГНК в залежи.

4. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ И ГАЗА

Гидростатическое давление в природном резервуаре создается весом воды, заключенной в коллекторе. Это давление в напорной системе называется пластовым. Схема напорной системы природного резервуара показана на рис. 29 в случае гидростатического и гидродинамического режимов. В пластовом природном резервуаре, как правило, действует гидродинамическое давление, в литологически ограниченном и линзовидном — гидростатическое.

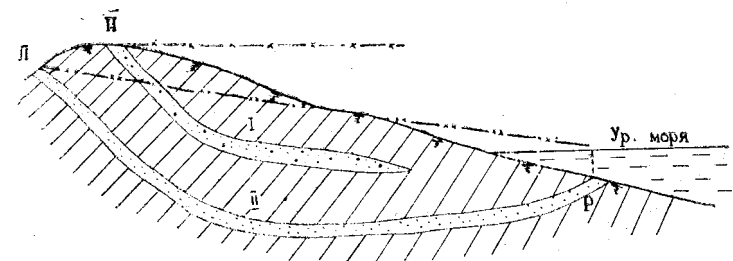
При вскрытии водоносного горизонта скважиной энергия напора или пластовое давление проявляется в заполнении ствола скважины столбом жидкости до статического уровня (рис. 30а). Установление статического уровня означает, что вес столба жидкости уравнивает пластовое давление. Пластовое давление ($P_{пл}$) пропорционально произведению высоты столба жидкости (h) на ее плотность (γ); в формулу вводится коэффициент 1/10 или 1/100 в соответ-

ствии с принятой системой единиц ($10 \text{ ат} = 1 \text{ МПа}$).

В нефтегазогеологической практике пользуются понятиями: давление действительное (истинное), условное (или расчетное) и приведенное.

Под расчетным или условным гидростатическим давлением понимается давление столба пресной воды ($\gamma = 1 \text{ г/см}^3$), высотой от точки замера до устья скважины. Так, например, условное гидростатическое давление в пласте, залегающем на глубине 500 м: $P_{ус.} = \frac{500 \cdot 1}{100} = 5 \text{ МПа}$ (или 50 ат).

Истинное пластовое давление может быть больше (АВПД), меньше (АНПД) или равно условному. Различия эти контролируются положением пьезометрической поверх-



- П - область питания, Р - область разгрузки
- пьезометрическая поверхность 1 пласта
- пьезометрическая поверхность II пласта
- 1 - водоносный горизонт с гидростатическим напором
- II - водоносный горизонт с гидродинамическим напором

Рис. 29. Напорная система природного резервуара

ности. Схема соотношения условного и действительного давления дана на рис. 30. При горизонтальном положении пьезометрической поверхности возможны еще большие отклонения расчетного давления от истинного. Предлагается самостоятельно построить соответствующую схему.

При региональных гидродинамических построениях широко используют приведенное давление подземных вод. Оно позволяет оценить направление движения пластовой жидкости между двумя точками — по падению пласта или в направлении его воздымания, а также между пластами в зонах, где они сообщаются и возможен переток флюидов сверху вниз или снизу вверх. Приведенное давление нахо-

дят по приведенному (т. е. пересчитанному на пресную воду) статическому уровню и выражают в метрах.

Приведенное давление численно равно расстоянию (в метрах) от приведенного статического уровня до какой-либо плоскости сравнения. За условную плоскость сравнения можно принять любую гипсометрическую поверхность; например, уровень поверхности океана с нулевой абсолютной отметкой.

Схему расчета приведенного давления поясняет рис. 31. Пластовая вода заполняет ствол скважины до статического уровня. В рассматриваемом примере вода плотностью $1,1 \text{ г/см}^3$ образует столб высотой 1200 м , от забоя до абсолютной отметки $+200 \text{ м}$. Чтобы перейти от параметров истинного пластового давления к значению приведенного давления находим высоту приведенного статического уровня и его гипсометрическую отметку. По условию сохранения постоянства пластового давления выполняется равенство

$$h_{\text{ст}} \gamma = h'_{\text{ст}} \gamma',$$

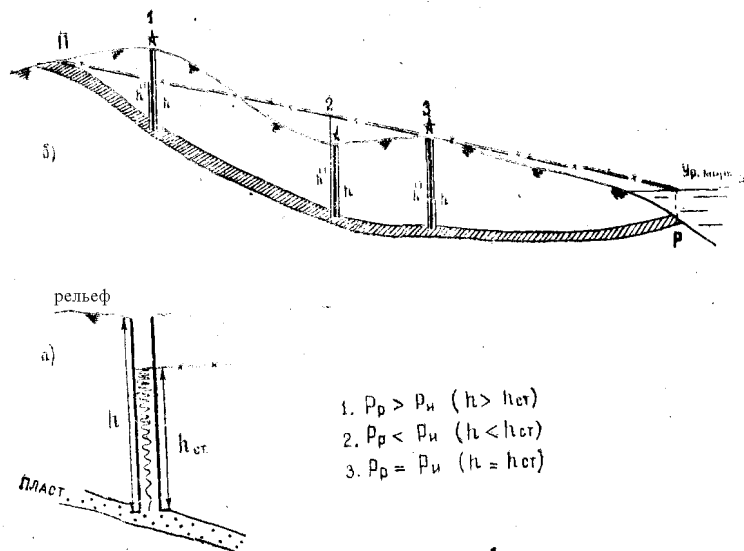


Рис. 30. Схема соотношения расчетного и действительного давления: а) в скважине, б) в пласте — коллекторе; h — глубина пласта, $h_{\text{ст}}$ — высота напора, P_p — расчетное давление, P_u — истинное давление

где $h'_{\text{ст}}$ — приведенный статический уровень, γ' — плотность пресной воды.

$$h'_{\text{ст}} = 1200 \cdot 1,1 = 1320 \text{ м.}$$

Абсолютная отметка приведенного статического уровня равна $+320 \text{ м}$. Следовательно, приведенное давление в скважине № 1 $H_1 = +320 \text{ м}$. (Действительное $P_1 = 13,2 \text{ МПа}$).

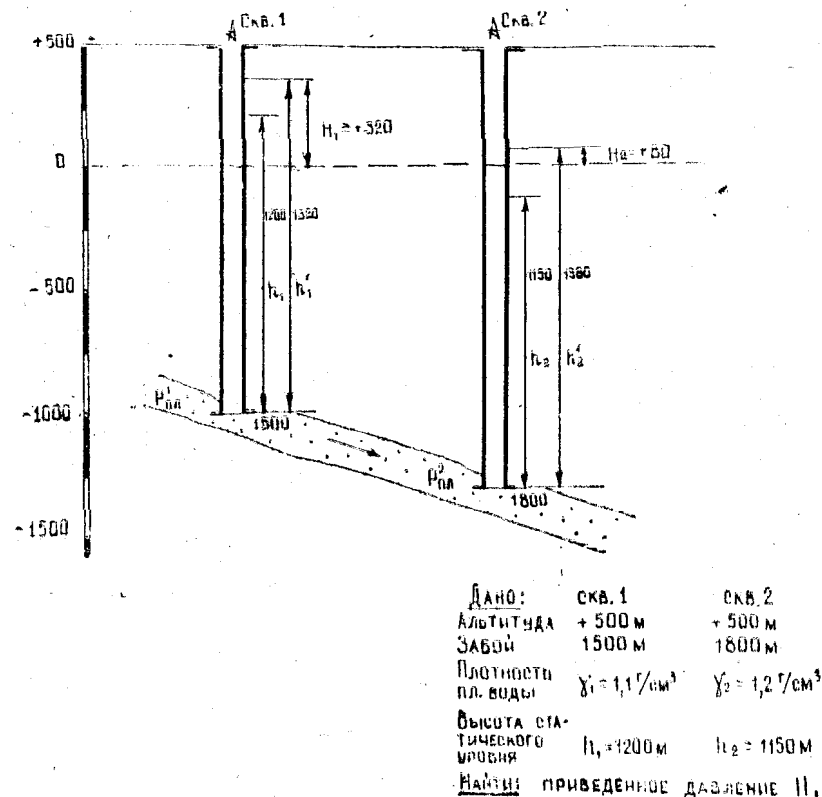


Рис. 31. Определение приведенного давления

В скважине № 2 величина приведенного давления $H_2 = +80 \text{ м}$. Сравнение величин приведенных давлений показывает, что движение пластовых флюидов происходит от скважины № 1 по направлению к скважине № 2, несмотря на то, что абсолютное значение пластового давления во второй точке

($P_2 = 13,8$ МПа) больше, чем в первой. Если рассчитанная по пресной воде пьезометрическая поверхность имеет наклон, то движение пластовых вод направлено от большего приведенного давления к меньшему — по наклону пьезометрической поверхности. Легко убедиться, что порядок величин приведенных давлений не изменится и в том случае, когда за поверхность сравнения будет выбрана плоскость с абсолютной отметкой — 1000 м. Если в двух скважинах приведенные давления H_1 и H_2 имеют одинаковую величину, то движение флюидов между ними не происходит. Направление движения флюидов между сообщающимися пластами также определяется не абсолютными давлениями в верхнем и в нижнем горизонтах, а разностью приведенных давлений.

Чем больше размеры нефтегазонасного региона, тем более вероятно, что в нем есть и латеральное, и вертикальное движение пластовых флюидов. Гидродинамические построения очень полезны для объяснения некоторых кажущихся аномалий в изменении свойств углеводородных флюидов особенно в зонах, где имеют место перетоки жидкостей сверху вниз из вышележащего в нижележащий горизонт.

Для того чтобы ориентироваться в соотношениях понятий расчетного, действительного и приведенного давлений, а также в структурных условиях, которые могут обусловить движение пластовых флюидов в природном резервуаре снизу вверх и сверху вниз, полезно выполнить ряд упражнений.

Задание:

Определить расчетное, действительное и приведенное давление в двух скважинах (или в двух пластах), направление движения жидкости между ними. Исходные данные см. в табл. 18.

К этим упражнениям предлагаются дополнительные вопросы: 1) определить вероятную температуру в пласте и диапазон возможных ее отклонений; 2) охарактеризовать вероятный тип углеводородного флюида, который может быть в залежи с аналогичными термобарическими условиями.

В эти упражнения можно внести элементы деловой игры. Некоторая доля фантазии позволяет значительно разнообразить вопросы и ответы. Для ответов на вопросы следует пользоваться известными из практики данными.

1. Пластовую температуру оценивать по геотермическому градиенту или геотермической ступени, принимая во внимание величину возможных отклонений от среднего в регионах с различными тектоническими условиями и геотектони-

Таблица 18

Данные для решения задач по расчету приведенного давления

№ скв.	I пласт			№ скв.	II пласт				
	alt, м	Глубина забоя, м	h _{ст} , м		alt, м	Глубина забоя, м	h _{ст} , м		
								γ, г/см ³	γ, г/см ³
1	500	1250	750	1	500	3750	3865	1,04	1,1
2	750	900	1500	2	750	3500	3260	1,08	1,15
3	450	1250	780	3	250	3750	4620	1,11	1,08
4	650	1650	1750	6	550	3550	3750	1,09	1,2
5	250	1500	2000	7	260	4000	5050	1,15	1,02
6	550	2050	1830	9	250	4500	4660	1,18	1,16
7	260	2010	2250	10	150	4600	5123	1,02	1,22
8	400	2450	1750	12	300	5260	5475	1,2	1,18
9	250	3000	3500	14	400	5650	4240	1,15	1,19
10	150	3250	3750	18	500	6500	5770	1,19	1,22
11	250	3000	3750					1,16	
12	300	3550	3000					1,19	
13	400	3400	3850					1,16	
14	400	3620	3950					1,19	
15	600	3550	3650					1,21	
16	500	4000	3500					1,22	
17	300	5050	4450					1,21	
18	500	5500	5750					1,2	
19	400	5150	5500					1,16	
20	600	6000	6000					1,23	

ческими режимами. Установленные отклонения от среднего $33^\circ/\text{км}$ термоградиента: на древних щитах $6^\circ/\text{км}$, на древних платформах $10\text{--}20^\circ/\text{км}$, на молодых платформах $23\text{--}30^\circ/\text{км}$, в областях проявления молодой складчатости более $30^\circ/\text{км}$. Геотермический градиент зависит и от теплопроводности пород.

2. Для прогноза возможного типа флюида (нефти, конденсата или газа) руководствуются представлением о вертикальной геохимической зональности в изменении состава нефтей и газов применительно к выбранному геотермическому режиму. Нефть и газ встречаются на глубинах, где температура изменяется от -5°C до $+250^\circ\text{C}$. Нижняя граница существования чисто нефтяных скоплений от 1,7 км до 7,0 км — она зависит от суммарного влияния региональных факторов. Преобладающее число нефтяных месторождений выявлено на глубине до 4 км, на больших глубинах чаще встречаются газоконденсатные и газовые залежи.

В зоне катагенеза плотность нефти уменьшается по нормальному обратному градиенту на $0,005\text{ г/см}^3$ через каждые $90 \pm 30\text{ м}$ (через 60—120 м). В зоне гипергенеза нет определенной закономерности в изменении состава нефтей с глубиной.

Предлагаемые упражнения по оценке влияния пластовой температуры на состав углеводородных флюидов в различных геологических условиях дают возможность учащемуся в полной мере проявить свою осведомленность и уровень знаний по изучаемому курсу геологии и геохимии нефти и газа.

Использованная литература

1. Бека К., Высоцкий И. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1976.
2. Брод И. О. Залежи нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1951.
3. Вассоевич Н. Б., Бергер М. Г. К наименованию нефтей и их фракций по углеводородному составу. — Геология нефти и газа, 1968, № 12.
4. Вассоевич Н. Б., Гусева А. Н., Заславский Е. М. К изучению рассеянного органического вещества седиментитов (критические замечания). — В кн.: ОВ современных и ископаемых осадков... М.: Наука, 1974, с. 311—324.
5. Вассоевич Н. Б., Лейфман И. Е. Об оценке нефтематеринского потенциала. — ДАН, т. 234, № 4, 1977, с. 884—887.
6. Высоцкий И. В. Геология природного газа. М.: Недра, 1979.
7. Геологический словарь. М.: Недра, 1973, т. 1, 2.
8. Гусева А. Н. Методика обработки массовых данных о составе нефтей. — Тр. ЗапсибНИГРИ, 1977, вып. 122.
9. Гусева А. Н., Гейро С. С. Геохимические типы нефтей Тимано-Печорского бассейна. — Изв. АН СССР, сер. геол., 1974, 8, с. 105—114.
10. Гусева А. Н., Лейфман И. Е. Нефтегазоносность, типы нефтей и их распределение по составу. — В кн.: Гидрогеологические и палеогидрогеологические условия размещения залежей нефти и газа. М.: Наука, 1977.
11. Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1948.
12. Добрянский А. Ф. Химия нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1961.
13. Контровиц А. Э., Стасова О. Ф. К геохимии нефтей Западно-Сибирской низменности. — Геол. и геофиз., 1964, № 2, с. 3—12.
14. Наметкин С. С. Химия нефти. М.: изд-во АН СССР, 1965.
15. Органическая химия/Под ред. Дж. Эглинтона, М. Т. Дж. Мэрфи. Л.: Недра, 1974.
16. Петров Ал. А. Химия алканов. М.: Наука, 1974.
17. Петров Ал. А., Забродина М. Н., Арефьев О. А., Макушина В. М. Химическая типизация и превращение нефтей в природе. — Нефтехимия, 1978, № 2, т. 18.
18. Петров Ал. А. Химия нафтенов. М.: Наука, 1971.
19. Поконова Ю. В., Гайле А. А. и др. Химия нефти. Л.: Химия, 1984.
20. Радченко О. А. Геохимические закономерности размещения нефтеносных областей мира. Л.: Недра, 1965.
21. Россини Ф. Д., Мэйр Б., Стрейф А. Углеводороды нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1957.
22. Словарь по геологии нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958.
23. Справочник по геологии нефти и газа/Под ред. Н. А. Еременко. М.: Недра, 1984.
24. Соколов В. А., Бестужев М. А., Тихомолова Т. В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. М.: Недра, 1972.
25. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981.
26. Успенский В. А. Введение в геохимию нефти. Л.: Недра, 1970.
27. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982.
28. Шиманский В. К. Генетическая классификация газов, нефтей и рассеянного органического вещества пород. — Тр. ВНИГРИ. Л., 1981, с. 11—23.

Обязательная литература

29. Бакиров А. А., Табасаранский З. А., Бордовская М. В. Мальцева А. К. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 1982.
30. Брод И. О., Еременко Н. А. Основы геологии нефти и газа. М.: изд-во МГУ, 1950.
31. Карцев А. А. Основы геохимии нефти и газа. М.; Недра, 1969, 1979.
32. Муратов В. Н. Геология каустобиолитов. М.: Высшая школа, 1970.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. ПОКАЗАТЕЛИ СОСТАВА И СВОЙСТВ НЕФТИ	4
1.1. Определение понятия «нефть»	4
1.2. Химический состав нефти	4
1.3. Полнокомпонентные и дериватные нефти	8
1.4. Показатели физических свойств нефти	9
1.5. Применение тригонограмм	16
2. УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ НЕФТИ	22
2.1. Индивидуальные соединения и изомерия	22
2.2. Гомологические ряды углеводородов	24
2.3. Преобладающие углеводороды	36
2.4. «Биологические метки» в составе нефти	36
2.5. Классификация нефтей	41
3. ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ПРОСТЫХ ЛОВУШКАХ РАЗЛИЧНЫХ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ТИПОВ	57
3.1. Схема классификации залежей	57
3.2. Построение залежей нефти и газа в ловушках различных типов	60
3.3. Пояснения к выполнению заданий	72
4. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ И ТЕМПЕРАТУРА В ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ И ГАЗА	74
Литература	82
Оглавление	83

Практикум по геологии и геохимии нефти и газа
Учебное пособие по спецкурсу
Сусанна Семеновна Гейро

Редактор **Л. Л. Савенкова**
Технический редактор **Л. Г. Подорова**
Корректор **В. И. Щербинина**

Темплан 1984, поз. 202

Сдано в набор 08.04.84. Подписано в печать 27.04.84.
ЛБ06196.
Формат 60×90¹/₁₆. Бум. тип. № 3. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 5,25. Уч.-изд. л. 4,5.
Тираж 500 экз. Заказ 798. Цена 18 к.

Редакционно-издательский отдел Пермского университета. 614600. Пермь, ул. Букирева, 15

Типография Пермского университета. 614600, Пермь, ул. Букирева, 15