

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА



Екатеринбург - 2010



**Федеральное агентство по образованию
ГОУ ВПО
«Уральский государственный горный
университет»**

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

**Учебно-методическое пособие к практическим занятиям
и самостоятельной работе для студентов, обучающихся
по направлениям 130200 «Технологии геологической
разведки» и 130300 «Прикладная геология»**

**Екатеринбург
2010**

УДК 551.98+552.5

Г 36

Рецензент: *Е. С. Ворожжев*, канд. геол.-минерал. наук, зам. руководителя
«Уралнедра»

Печатается по решению Редакционно-издательского совета
Уральского государственного горного университета

Геология нефти и газа: Учебно-методическое пособие к
Г 36 практическим занятиям и самостоятельной работе / В. И. Русский,
С. В. Кривихин, В. П. Алексеев, А. Ш. Зеленская; под редакцией
С. В. Кривихина; Урал. гос. горный ун-т. Екатеринбург: Изд-во
УГГУ, 2010. 138 с.

В пособии изложены сведения о терригенных породах – коллекторах и флюидоупорах, природных ловушках и залежах нефти и газа, их иерархической соподчиненности. Приведена информация о фациальных реконструкциях – по керну, с использованием скважинной и сейсморазведочной геофизики. Рассмотрена методика геометризации поисково-разведочных объектов и построения колонок скважин, даны рекомендации по изучению нефтегазоносных территорий, с учетом их иерархических соотношений.

Пособие предназначено для студентов всех геологических специальностей, обучающихся в высших учебных заведениях и желающих ознакомиться с основами нефтегазовой литологии, направленной на изучение местоскоплений нефти и газа.

Рис. 99. Табл. 13. Библиогр. 14 назв.

©Уральский государственный
горный университет, 2010
© В. И. Русский, С. В. Кривихин,
В. П. Алексеев, А. Ш. Зеленская,
2010

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Часть I. Работа с керном и колонкой скважины	
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНЫХ (ТЕРРИГЕННЫХ) ПОРОД.....	9
1.1. Осадочные горные породы и их составные части	9
1.2. Последовательность получения исходной информации	10
1.3. Гранулометрический состав пород.....	12
1.4. Соотношение фракций (сортированность).....	15
1.5. Тектурная характеристика породы	18
1.6. Органические остатки и следы жизнедеятельности	23
1.6.1. Фаунистические остатки.....	23
1.6.2. Растительные остатки	24
1.6.3. Следы жизнедеятельности	25
1.7. Другие признаки	26
1.8. Контакты слоев и перерывы в осадконакоплении	27
1.9. Пример описания образца	29
Литература.....	30
2. ФАЦИАЛЬНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ.....	31
2.1. Общие положения	31
2.2. Сейсмофации	33
2.3. Электрометрические модели фаций	35
2.4. Литолого-фациальный анализ.....	51
Литература.....	60
3. ПОСТРОЕНИЕ И МАСШТАБИРОВАНИЕ КОЛОНОК СКВАЖИН	61
3.1. Общие положения	61
3.2. Рельефные колонки	62
3.3. Иерархичность объектов и масштабирование информации.....	68
Литература.....	70
Часть II. Работа с объектом	
4. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ, ЛОВУШКИ, ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА.....	73
4.1. Природные резервуары	73
4.2. Ловушки нефти и газа и их классификации	75
4.3. Залежи нефти и газа.....	78
4.3.1. Элементы залежи.....	78
4.3.2. Генетическая классификация залежей нефти и газа.....	82
Литература.....	96

5. ГРАФИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ	97
5.1. Построение структурных карт кровли пласта и контуров нефтегазоносности по геологическим разрезам.....	97
5.2. Построение карт и разрезов по данным буровых скважин	104
5.2.1. Построение плана расположения скважин и структурных карт кровли и подошвы пласта	104
5.2.2. Построение плана изолиний мощности пласта.....	109
5.2.3. Построение карт водонефтяного контакта (ВНК) и эффективной нефтенасыщенной мощности.....	111
5.2.4. Построение геологических разрезов	115
5.2.5. Составление пояснительной записки	116
Литература.....	116
6. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН.....	117
6.1. Общие сведения о нефтегазогеологическом районировании.....	117
6.2. Выполнение практической работы	119
Литература	137
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138

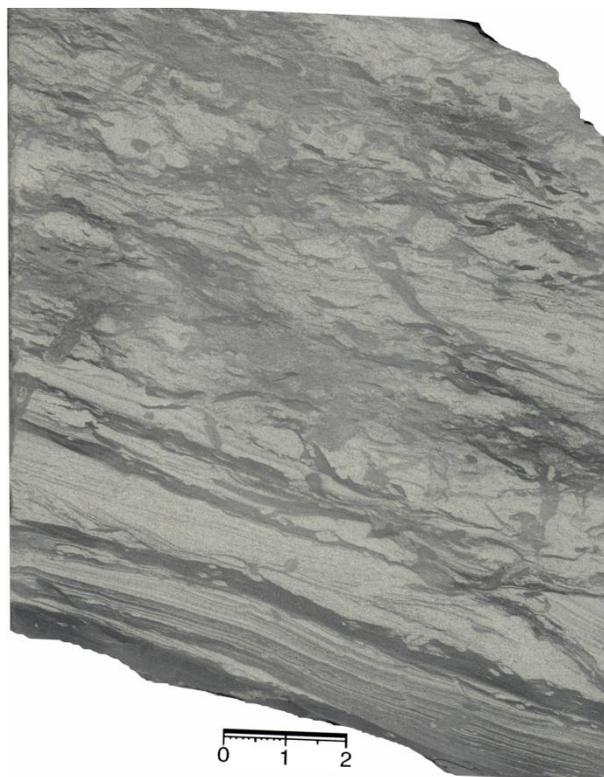
ВВЕДЕНИЕ

Составление предложенного пособия обусловлено несколькими неравнозначными причинами. Основной из них явилась необходимость ознакомления с основами геологии нефти и газа, причем, как правило, за ограниченное аудиторное время, студентов геофизических специальностей, а также контингента, обучающегося по заочной, ускоренной и иным формам. Вторая, достаточно традиционная для вузов, причина заключается в износе и неизбежном устаревании учебников и учебных пособий, изготовленных на традиционном бумажном носителе. Третья причина находится как в соответствии, так и в своего рода «противофазе» ко второй. Можно (осторожно!) полагать, что новая «волна» издаваемых в последние годы пособий разного рода и назначения, связанных с нефтегазовой геологией, направлена на *автоматизированную* обработку неких исходных данных, изначально получаемых преимущественно в цифровом виде. Не пытаясь вступать в противоречие с данным неизбежным следствием прогресса в получении и обработке информации, мы все же считаем, что студента вначале следует ознакомить с объектом исследований, грубо говоря, в образце и «на пальцах». Для нефтегазовой литологии и геологии в целом это означает визуальную работу с керном и с карандашом на листе бумаги.

Перечисленное (повторим – не однозначное!) убеждение интерференционно усиливается необходимостью в режиме ограниченного времени предоставить слушателю сведения, которые в полноценном виде излагаются в специальных дисциплинах «Литология» (или «Нефтегазовая литология»), «Геология нефти и газа», «Нефтегазоносные провинции». Поскольку простое суммирование учебно-методических сведений по перечисленным курсам – путь явно тупиковый, то авторами и был выбран путь «точечного» рассмотрения ключевых позиций в обширном поле нефтегазогеологических проблем. Так, это не нефтегазовая литология в целом, а только геология терригенных коллекторов; не полная геометризация объектов с промышленной нефтегазоносностью, а построение серии карт по конкретному объекту в «ручном» режиме и т. д. Тем самым предлагаемое пособие априорно можно рассматривать как неполное, не охватывающее многих важных проблем (см. выше). С другой стороны, именно «точечность» или, используя другое образное сравнение, «конгломератность» пособия может существенно помочь в условиях ограниченности учебного времени, посредством использования отдельных блоков информации, причем в их различном сочетании.

В. И. Русским в предложенном пособии написана глава 4; С. В. Кривихиным – глава 5; В. П. Алексеевым – главы 1, 2, 3; А. Ш. Зеленской – глава 6. Общее редактирование пособия, включая написание введения и заключения, а также его оформления, выполнено всеми авторами при равном участии. Идея работы и окончательная редакция представленного варианта принадлежит С. В. Кривихину.

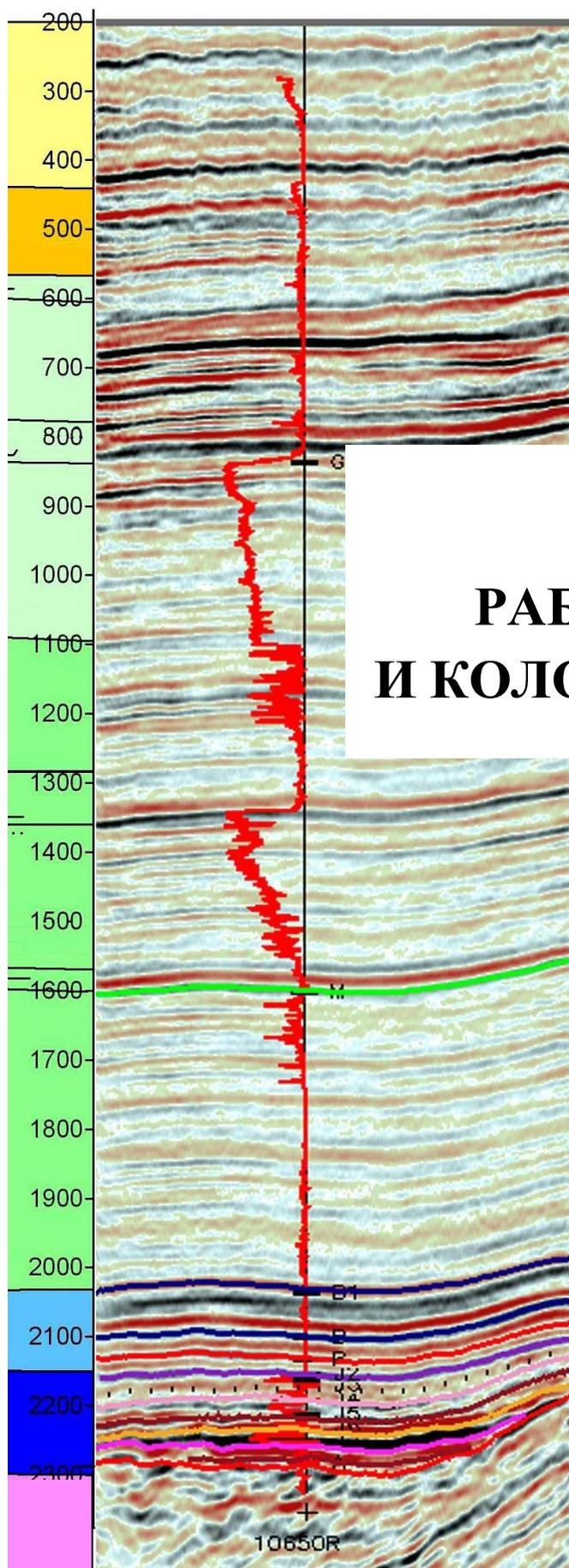
Предлагаемый разворот символизирует описываемый в первой части пособия **синтез** сейсмических, геофизических скважинных и собственно литологических (образцы керна) исследований.



М

А





Часть I

РАБОТА С КЕРНОМ И КОЛОНКОЙ СКВАЖИНЫ



Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Уральский государственный горный университет»

В. П. Алексеев

АТЛАС ФАЦИЙ

ЮРСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
(угленосные толщи Северной Евразии)

Научное издание



В. П. Алексеев
26.02.2010

Символическое подтверждение значимости фациальных исследований: автограф Председателя Правительства Российской Федерации (Тюменский нефтяной научный центр, ТНК-ВР)

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНЫХ (ТЕРРИГЕННЫХ) ПОРОД

1.1. Осадочные горные породы и их составные части

Осадочные горные породы (ОГП) представляют собой тонкую оболочку поверхности Земли, которую можно образно назвать «плесенью» (по биологической составляющей), либо «ржавчиной» (по участию H_2O). В целом на долю ОГП приходится лишь десятая часть земной коры и 0,1 % от общего объема Земли. В то же время они покрывают до 75 % ее территории, а толщина осадочной оболочки геоида в среднем составляет 2,2 км (на континентах 4,2 и в океанах 0,3 км). На отдельных площадях она может превышать 20 км, а с ОГП в целом связано более 90 % всех осваиваемых полезных ископаемых, включая практически 100 % горючих (нефть, газ, уголь).

Состав ОГП, с самых общих позиций, представлен в табл. 1.1. При их высоком разнообразии, основным распространением (не включая вулканические отложения) пользуются алевропелиты (около 50 %), песчаники (25 %) и карбонаты (около 20 %). Среди основных видов *горючих полезных ископаемых* угли или каустобиолиты (гр. *kaustos* – горючий, *bios* – жизнь, *lithos* – камень) относятся к органогенным (см. табл. 1.1), а находящиеся в жидкой (нефть) и газообразной фазах по сути являются ксеногенными по отношению к вмещающим их породам.

Таблица 1.1

Основные составные части (компоненты) осадочных горных пород

По месту образования (относительно источника материала)	По механизму образования		Примеры пород
Ксеногенные (гр. <i>xenos</i> – чужой): наложенные	Вулканогенные		Туфы, туффиты
Аллотигенные (гр. <i>allos</i> – иной, другой): перенесенные извне, как правило, в результате механической дифференциации	Обломочные: кластолиты (англ. <i>clast</i> – обломок) и глинистые или пелитовые (гр. <i>pelos</i> – глина)	Терригенные, образованные на суше (лат. <i>terra</i> – земля)	Песчаники, алевролиты, аргиллиты
		Эдафогенные, образованные на дне океана (гр. <i>edaphos</i> – почва)	
Аутигенные (гр. <i>autos</i> – сам): образовавшиеся на месте, либо при химической дифференциации	Хемогенные (седиментационные и постгенетические)		Соли, метасоматические доломиты
	Органогенные		Угли, биогенные известняки

Главным объектом изучения в нефтегазовой литологии являются *коллекторы* – слои или комплексы слоев с пустотно-поровым (трещинным) пространством, в котором возможно перемещение флюидов под действием сил гравитации и (или) при перепаде давления. На долю *терригенных* (см. табл. 1.1) коллекторов приходится более половины мировых разведанных запасов нефти и примерно $\frac{3}{4}$ запасов газа. В Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции эти значения близки к 100 %.

1.2. Последовательность получения исходной информации

Единственным достоверным источником информации при изучении погребенных под перекрывающими толщами или *подповерхностных* (англ. subsurface) отложений является **кern** скважин, назначение которых (поисковое, разведочное и т. п.) не имеет принципиальной значимости. Естественно, что достоверность получаемых сведений во многом определяется «техническим» состоянием кернового материала. В «идеале» он должен иметь максимальный диаметр, 100 % выход и быть распиленным вдоль своей оси, вкрест наслоения пород. В этом случае первая и весьма значимая процедура описания, заключающаяся в выделении слоев, как правило, не вызывает особых затруднений и лишь отчасти контролируется заранее заданной точностью документации. В принципиальном, модельном виде подход к выделению слоев показан на рис. 1.1. При этом под *слоем* в осадочной геологии традиционно понимается *геологическое тело, сложенное однородным материалом, отличающимся от смежных слоев, и ограниченное более или менее плоскими, квазипараллельными граничными поверхностями*. Как видно из данного определения, процедура выделения слоев нередко довольно условна и зависит от целого комплекса факторов. Так, при достаточно частом чередовании хорошо различимых разностей пород, в качестве самостоятельных слоев рекомендуется выделять те из них, которые имеют мощность 0,2 – 0,4 м (слои *e, f* на колонке Б: см. рис. 1.1). Но в любом случае особого выделения требуют резко отличающиеся, контрастные по какому-либо параметру слои (например, угли) *независимо* от их мощности (слой *b* на колонке Б: см. рис. 1.1). Даже при весьма «монотонном» характере разреза, как правило, все же не следует выделять слои мощностью более 3-5 м: их более тщательное рассмотрение, скорее всего, покажет наличие внутренней неоднородности по какому-либо из признаков, что определит необходимость выделения слоев меньшей мощности.

Особым случаем является весьма часто наблюдаемое *переслаивание* (бимодальное сочетание) двух достаточно контрастных и хорошо различаемых по отдельности разновидностей пород (третий компонент встречается редко, и даже при его наличии обычно может быть подвключен в его состав одной из двух разностей). Для проиллюстрированного варианта в колонке Б (см. рис. 1.1) он

решается выделением самостоятельных слоев e , f , e' , f' , либо объединением в слой с переслаиванием элементов $e + f$. Если такая бимодальность присуща самой породе (как это и следует из изображения нижнего образца в колонке В на рис. 1.1), то уже само это сочетание определяет весьма характерный признак слоя. Л. Н. Ботвинкиной (1965) данный особый тип породы, наиболее ярким примером которого являются ленточные глины, предложено называть *ритмитом*. Нередко такие породы называют ламинитами (лат. *lamina* – пластинка, полоска).

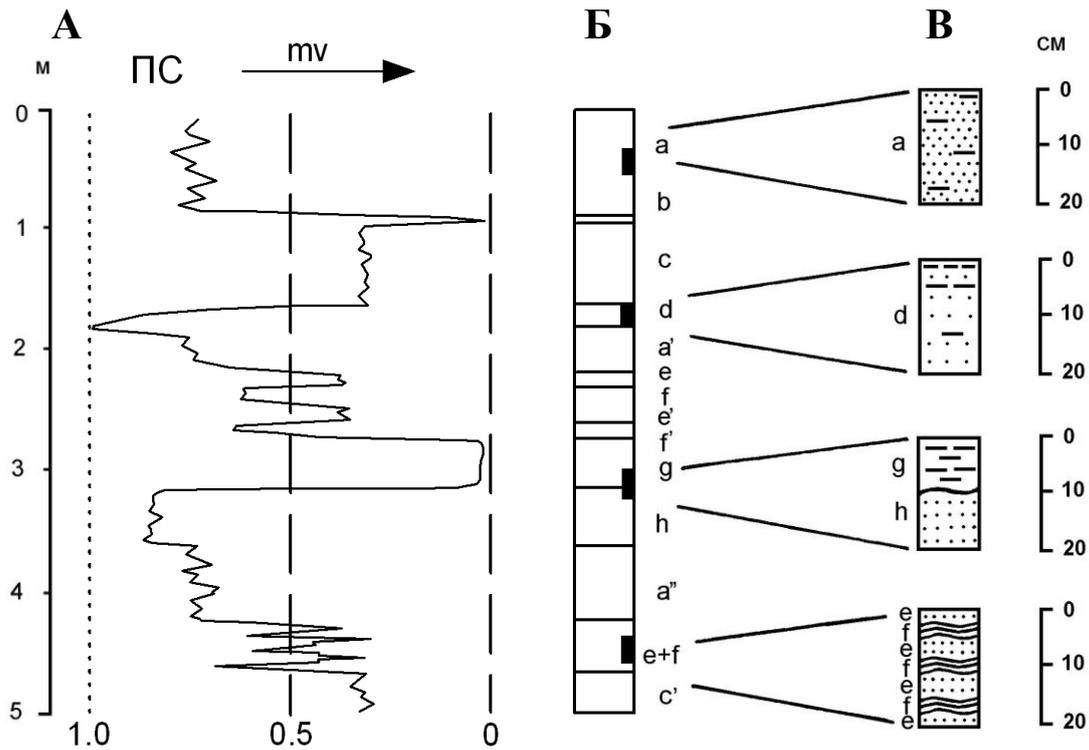


Рис. 1.1. Принципиальная схема выделения слоев:

А – кривая метода потенциалов собственной поляризации (ПС): точками обозначена линия «чистых песков»; штрихами справа – линия «чистых глин»; 0-1,0 – интенсивность аномалий в условных единицах;

Б – выделяемые слои (a, b, ..., h); при этом знаки ', '' показывают, что данные слои тождественны предыдущим, имеющим то же буквенное обозначение; зачернены интервалы, соответствующие образцам на колонке В;

В – образцы (сверху вниз): из однородного слоя a; слоя с направленно изменяющимися признаками d; контакта слоев g и h; тонкого чередования слоев (слойков, серий слойков) e и f

А. В. Македоновым (1985) признаки, характеризующие литологические типы пород как геологические тела, предложено разделять на *конститутивные*, характеризующие данное тело как единое целое: вещественный состав и структура, строение и текстура, морфология пласта и характер контактов, и *индикативные* (дополнительные): ориктоценозы, конкреции и иные аутигенные образования.

Опираясь на эти представления, апробированные при изучении многих терригенных толщ и полностью применимые для Западно-Сибирского осадочного бассейна, перечень признаков, подлежащих неукоснительному и обязательному установлению при описании выделенных слоев, выглядит следующим образом:

1. Гранулометрический состав.
2. Соотношение различных фракций (сортированность).
3. Текстура (с подробным описанием слоистости), включая характеристику гидродинамики среды осадконакопления.
4. Растительные остатки (количество, степень сохранности).
5. Контакты и переходы.

Среди прочих признаков обязательно указывается вскипаемость с соляной кислотой, наличие и состав конкреций; при наличии – иные, дополнительные характеристики (например, сингенетичная или эпигенетическая трещиноватость). Особо подчеркнем, что если детальность определения того или иного признака зависит от целого комплекса факторов и может варьировать от простой констатации факта до его тщательного анализа, то *последовательность* их характеристики должна выдерживаться *неукоснительно*.

1.3. Гранулометрический состав пород

Терригенные породы являются продуктом первичного разрушения исходных образований посредством физического и (или) химического выветривания. При транспортировке материала, преимущественно под воздействием силы тяжести и в водной среде, происходит его дифференциация механического характера. Результатом сложного процесса, который часто не поддается расшифровке ввиду отсутствия признаков промежуточных этапов, являются непосредственно наблюдаемые или закрепленные в геологической летописи ОГП. Нередко время, которое понадобилось для их формирования, составляет лишь первые проценты от общей длительности соответствующего интервала геологической хронологии.

Размерность частиц, слагающих породу, и соотношение выделенных фракций – несомненно ведущие параметры, характеризующие терригенные отложения. В значительной степени это определяется и подкрепляется возможностью *количественно* охарактеризовать данные признаки – физическими методами, микроскопическим изучением, снятием параметров с электрокаротажных кривых и др. Тем самым они наиболее воспроизводимы и объективны среди комплекса признаков, характеризующих терригенные горные породы.

В практике «производственной» российской литологии весьма укоренилась упрощенная десятичная шкала выделения гранулометрических типов пород: *гравелит (1,0 мм) песчаник (0,1 мм) алевролит (0,01 мм) ар-*

гиллит. Более совершенным выглядит ограничение песчаных пород (псаммитов) размерами 0,05-2 мм и их деление на пять градаций:

	Размер, мм
Грубозернистые	2 – 1
Крупнозернистые	1,0 – 0,5
Среднезернистые	0,5 – 0,25
Мелкозернистые	0,25 – 0,10
Тонкозернистые	0,10 – 0,05

В то же время в мировой практике наиболее употребительна логарифмическая шкала У. Аддена – С. К. Уэнтворта – У. Крамбейна, часто называемая Ф-шкалой Крамбейна. Размер частиц в единицах Ф и миллиметрах показан в табл. 1.2. Весьма важно, что данная шкала удачно отвечает *природному* распределению частиц, в соответствии с механизмом их переноса, с повторяющимся бинарным дроблением.

Отнесение породы к тому или иному классу размерности производится по преобладанию основной фракции (50 % и более от объема породы). Из этого, в частности, следует, что присутствие галек и линз любого состава при наличии *однородного* основного состава породы, или матрикса, следует описывать как наличие *включений*, указывая их объем в процентах.

Таблица 1.2

Типы пород по их гранулометрической размерности

Линейный размер частиц S, мм		Шкала Ф = $\log_2 S$	Породы		Названия в английской литературе		Рекоменд. обозначения	Преобладающий способ перемещения частиц	
1,0	2	2,00	-1	Гравий, гравелит		Gr nule	Gra vel		Волочением, качением
	1	1,00	0	Пески, песчанники	грубозернистый	Very coarse			Сальтацией
0,1	1/2	0,50	1		крупнозернистый	Coarse			
	1/4	0,25	2		среднезернистый	Medium			
	1/8	0,125	3		мелкозернистый	Fine			
	1/16	0,0625	4		тонкозернистый	Very fine			
0,01	1/32	0,0312	5	Алевриты, алевриты	крупнозернистый	Coarse			Во взвешенном состоянии
	1/64	0,0156	6		среднезернистый	Medium			
	1/128	0,0078	7		мелкозернистый	Fine			
	1/256	0,0039	8		тонкозернистый	Very fine			
...	Глина, аргиллит		Clay			Коллоидная суспензия

Включения в породе описываются по следующей схеме:

- количество: единичные, редкие, примерное содержание в %;
- состав: мономиктовый (более 90 % одного минерала), олигомиктовый (2-3 минерала, например кварц и полевой шпат), полимиктовый (более трех разновидностей минералов или горных пород);
- особо отмечаются обломки, тождественные исследуемым отложениям: «чаще всего наличие неокатанных кусков тонкослоистых алевролитов разных форм и величины свидетельствует о том, что перенос этих кусков, обрушившихся из-за подмывания берега или оторванных от него течением, был весьма незначителен и что они отлагались и захоронялись, очевидно, недалеко от берега» (Атлас..., 1956). Может быть соотнесен с так называемым пудинговым конгломератом или правильнее песчаником (puddingstone), состоящим из хорошо окатанных галек, цвет которых сильно контрастирует с цветом основной массы или матрикса (англ. matrix); в разрезе такая порода напоминает пудинг с изюмом. Иной (не очень удачный) термин – внутрiformационный конгломерат;
- окатанность (по шкале А. В. Хабакова): баллу 0 соответствуют совершенно не окатанные обломки с острыми режущими краями, 1 – со слегка округленными углами и ребрами, 2 – с округленными ребрами, в которых еще прослеживаются прямолинейные отрезки, 3 – сохранившие лишь следы первоначальной огранки, 4 – идеально окатанные;
- сферичность, форма поверхности;
- взаимоотношения между включениями и их расположение в основной массе.

На рис. 1.2 приведен известный трафарет для определения сферичности и округленности включений. При их значительной анизотропии обязательно указываются два линейных размера – длинной и короткой осей; при высокой сферичности (0,7 и более) достаточно указать только минимальный размер.

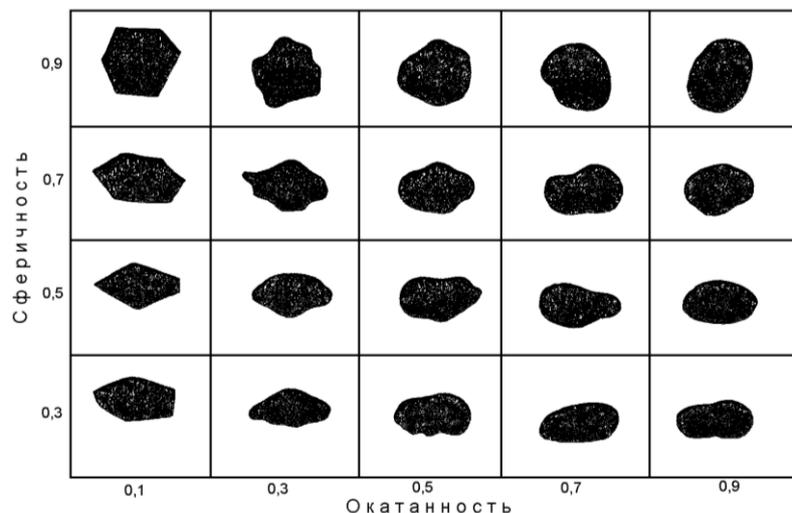


Рис. 1.2. Эталон для визуального определения степени сферичности и окатанности по У. Крамбейну и Л. Слоссу (Krambein, Sloss, 1951)

1.4. Соотношение фракций (сортированность)

Поскольку в изучаемых породах всегда присутствуют частицы разных фракций, важным признаком является оценка их соотношения, визуально определяемая как степень сортированности породы (для глинистых и мелкоалевритовых пород лучше говорить об их *отмученности* и характере *садки*). Важно, что соотношение слагающих породу частиц, опираясь на их измерения (ситовым, гидравлическим методами, подсчетом зерен в шлифах), можно определить количественно.

Пример характеристики породы в виде различных типов кривых распределения фракций показан на рис. 1.3. Медианный размер частиц (M_d) определяет гранулометрический тип, в соответствии с табл. 1.2. Мету ее сортированности характеризует стандартное отклонение σ , наиболее просто вычисляемое методом Траска:

$$\sigma = \sqrt{Q_3 / Q_1}.$$

Значительно более точен метод моментов, где средний диаметр частиц определяется по формуле

$$\bar{x}_\varphi = \sum_{i=1}^n f_i m_i \varphi,$$

где: n – число гранулометрических классов;
 f_i – содержание фракции данного класса;
 $m_i \varphi$ – середина класса в единицах φ .

Стандартное отклонение при этом определяется как:

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n f_i (m_i \varphi - \bar{x}_\varphi)^2}.$$

Указанные на рис. 1.3 границы между отрезками, соответствующими разным способам перемещения частиц (популяциями), чаще всего составляют: a и b – -1Φ (2 мм); b и v – около 4Φ (0,063 мм). Это подтверждают данные табл. 1.2. Кроме того, справочно отметим, что по сведениям многих исследователей наилучшей сортировкой обладают частицы размером $3,25 - 2,25 \Phi$ (0,1 – 0,2 мм).

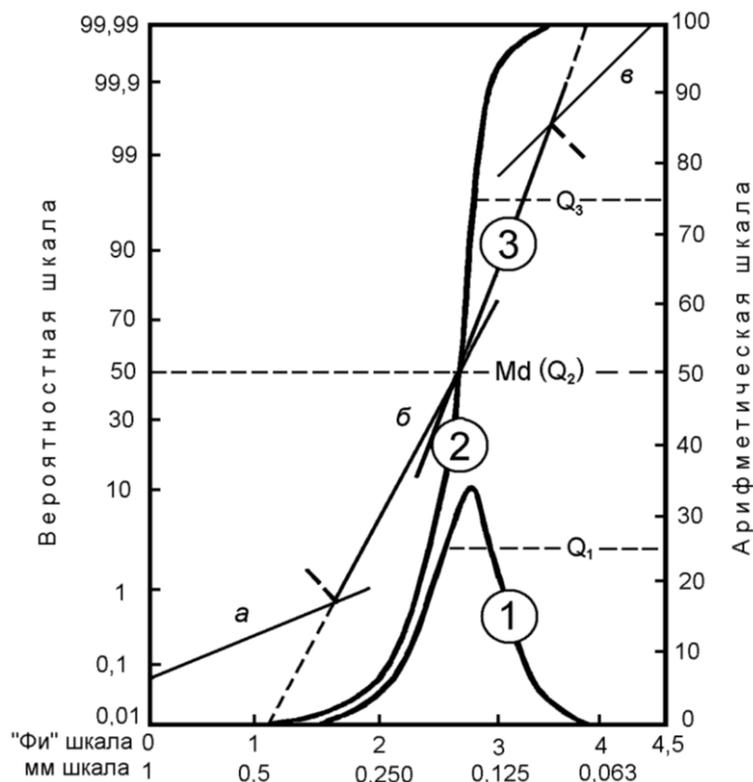
Признак сортированности, визуально устанавливаемый посредством сравнения с эталонными образцами, теснейшим образом связан с определением типа породы. Так, ее отнесение к конкретному типу, как указано в п. 1.2, производится по преобладанию основной фракции (50 % и более от общего объема). Если явного преобладания какой-либо одной фракции не установлено, то при наличии двух смежных фракций, в сумме значительно превышающих 50 %, породе присваивается двойное название (например, мелкосреднезернистый песчаник). Если определена четко выраженная основная фракция и имеется значительное количество смежного с ней материала, последний отмечается как при-

мель (например, среднезернистый песчаник с примесью мелкозернистого материала). Наконец, при очень плохой сортировке и невозможности выделить какую-либо «ведущую» фракцию допускается использовать определения: среднезернистый песчаник, хлидолит и др.

Рис. 1.3. Наиболее распространенные типы кривых распределения фракций, по Дж. Вишеру (Visser, 1969), с дополнениями:

- кривые: 1 – частотная, 2 – кумулятивная (наносится по арифметической шкале, 3 – логвероятностная (наносится по вероятностной шкале);

- отрезки логвероятностной кривой, соответствующие популяциям: а – волокнения, б – сальтации, в – суспензии (взвеси); квантили: $Q_1 = 25\%$, $Q_2 = 50\%$ (медиана), $Q_3 = 75\%$



Особым, хотя и достаточно часто встречающимся случаем является сочетание в породе двух (редко более) типов, переслаивающихся по вертикали. В сумме они определяют бимодальность сортировки, их описание следует вести по отдельности, с указанием соотношения типов (общее, изменение по разрезу и пр.).

Все перечисленное проиллюстрировано на рис. 1.4. Здесь в диапазоне фракций от 0 до 6 Ф (1,00 – 0,0156 мм) показаны основные типы сортированности пород с примерами их характеристики.

Пример удобной палетки, весьма практичной для использования как в полевых, так и камеральных условиях (своего рода «гранулометрической шпартгалки») приведен на рис. 1.5. Прикладыванием правого края (обреза) палетки к конкретному образцу можно моментально определить размерность преобладающих частиц. Сравнение же конкретной породы с трафаретом сортировки (слева) и гальки (СК) с параметрами угловатости-округленности (внизу) также помогает быстро идентифицировать соответствующие параметры.

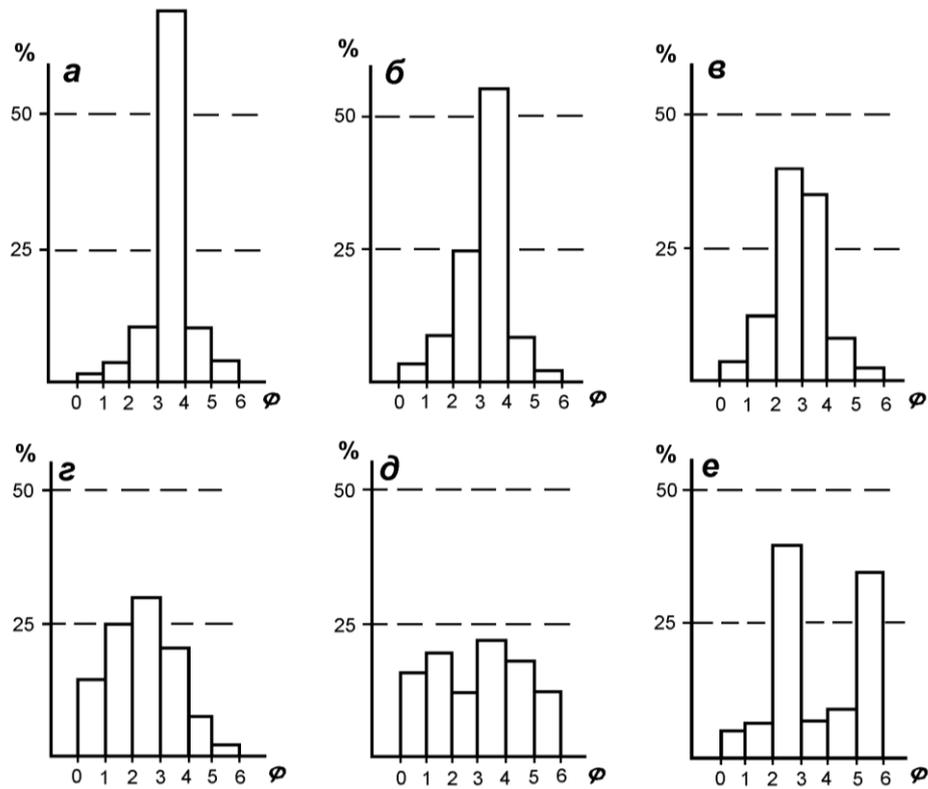


Рис. 1.4. Гистограммы гранулометрического состава пород:

а – очень хорошо сортированный тонкозернистый песчаник; *б* – хорошо сортированный тонкозернистый песчаник со значительной примесью мелкозернистого материала; *в* – среднесортированный тонко-мелкозернистый песчаник; *г* – плохо сортированный разнозернистый песчаник; *д* – очень плохо сортированная порода (хлидолит) с повышенным участием средне-крупно и тонкозернистой песчаных и значительным содержанием алевритовых фракций; *е* – бимодальное сочетание мелкозернистого песчаника и мелкозернистого алевролита (ритмит)

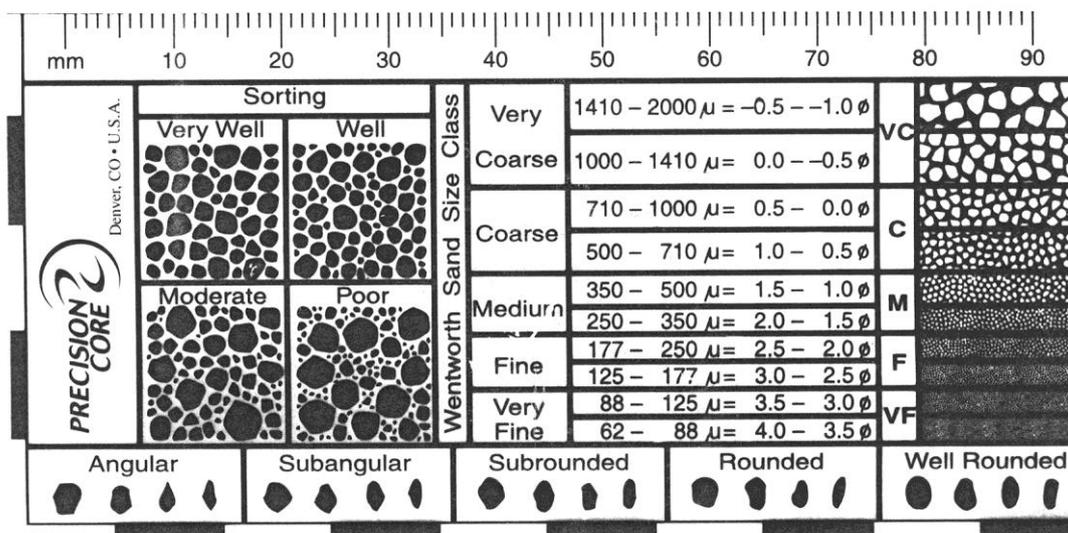


Рис. 1.5. Палетка (трафарет) для полевой диагностики песчаных пород (см. табл. 1.2; $\mu = 1$ микрон = 0,001 мм)

1.5. Текстульная характеристика породы

Текстура породы, определяемая взаимным расположением слагающих ее компонентов (частиц), является важным признаком как для установления обстановки осадконакопления (решение геологической задачи), так и для определения физических характеристик, в первую очередь проницаемости породы (сугубо практический вопрос, связанный с изучением ФЕС – фильтрационно-емкостных свойств). «По ходу» отметим, что в англоязычной литературе понятия *structure* и *texture* часто описываются в прямо противоположном смысле. Так, под первым обычно понимается именно слоистость (в числе других характеристик), а под вторым – размерность и взаимное соотношение частиц (см. п. 1.2).

Для терригенных отложений в общем плане можно выделить три основных типа текстур: массивные (нужно иметь в виду, что визуально неслоистая порода зачастую обнаруживает четкую текстуру при более глубоком изучении – например, при пришлифовке или под микроскопом), слоистые и слоеватые, т. е. с неотчетливой «недоразвитой» слоистостью. Для наиболее распространенных слоистых толщ непревзойденным знатоком их изучения Л. Н. Ботвинкиной справедливо указано, что *текстульный* анализ вообще должен рассматриваться как *самостоятельный* метод их изучения. Его место в общей иерархии слоевых единиц показано на рис. 1.6, а их соотношение – на рис. 1.7.

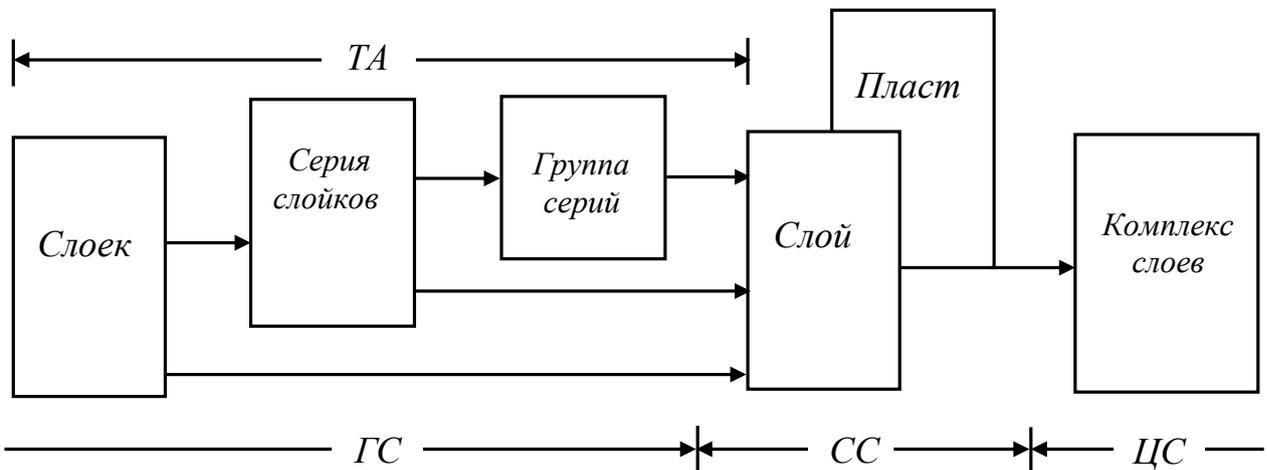


Рис. 1.6. Схема соотношения и соподчиненности слоевых элементов низших рангов в осадочных толщах (по Л. Н. Ботвинкиной, 1962; с дополнениями):

вверху: ТА – текстульный анализ;

внизу: структурные инварианты седиментогенеза: ГС – гранулоседиментогенез, СС – стратоседиментогенез, ЦС – циклоседиментогенез (по С. И. Романовскому, 1985)

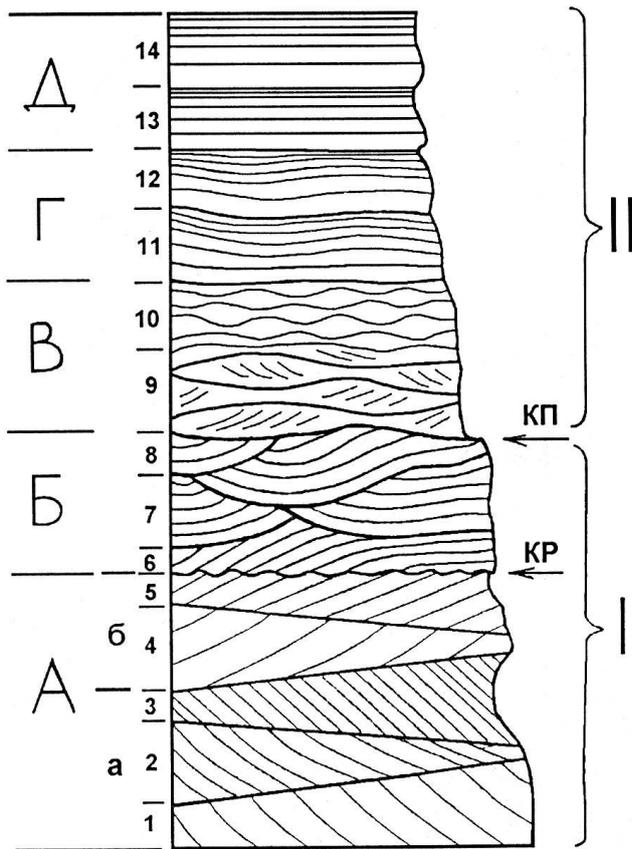


Рис. 1.7. Основные слоевые элементы (все линии в колонке – границы слойков):

А-Д – слои, выделенные как по изменению размерности материала (правая, «рельефная» линия на колонке), так и преимущественно по типу слоистости. Арабские цифры – серии слойков; римские – пласты. КП – контакт с перерывом, КР – контакт с размывом

Сопоставить с рис. 1.1 и 1.6

Классификация текстур, основанная на работах Л. Н. Ботвинкиной (1963, 1965) в сокращенном виде приведена на рис. 1.8. Дополнительно к известным введено два вида преимущественно прерывистой слоистости – флазерная (англ. *flaser* – полоса, прожилок), широко используемая за рубежом, и лингоидная (лат. *lingua* – язычок), предложенная У. Бюхером (Bücher, 1919) для мелкой, часто прерывистой ряби, язычки которой находятся не в фазе. На рис. 1.9 и 1.10 приведены упрощенные схемы, характеризующие процесс формирования основных типов слоистости. В принципе можно различать ее мутационное образование на месте (*in situ*) и миграционное перемещение слойков – впервые такое деление предложено Н. Б. Вассоевичем (1949).

Исходя из самого механизма формирования слоистости, более грубые осадки должны характеризоваться и более активными ее типами. Например, косая слоистость более характерна для более грубозернистых песчаников, а пологоволнистая – тонкозернистых алевролитов и т. д. Однако такая «прямая» зависимость имеет место далеко не всегда. Так, в весьма тонкозернистых породах часто наблюдается сильно срезанная косо-волнистая слоистость, присущая активному осадконакоплению. Эта «несогласованность» характеризуется понятием *динамичности* осадконакопления, имеющим достаточно «свободное» пользование.

Текстура			Слоистость			
Тип	Вид	Схем. изображение	Тип	Вид	Схем. изображение	
Неслоистая	однородная (массивная)		Косая	параллельная		
	беспорядочная			слабосрезанная		
	пятнистая			сильносрезанная (в т. ч. перекрестная)		
	узловатая		Косо-волнистая	слабосрезанная		
	комковатая			сильносрезанная (мульдообразная)		
	гранулированная			флазерная		
Неяснослоистая	градационная		Линзовидная (линзовидно-волнистая)	слабосмещенная		
	слоеватость	редкими включениями			сильносмещенная	
		слойками			лингоидная	
		сплошная (наслоение)		Полуго-волнистая	параллельная	
скрытая (микрослоистость)		непараллельная слабосмещенная				
Нарушенная	оползанием		Горизонтальная	равномерная		
	взмучиванием, в т.ч. фьямме			направленно изменяющаяся (в т.ч. ритмичная)		
	следами жизнедеятельности (иллоеды, корневые и пр.)	частичное		Горизонтальная	неравномерная (неоднородная)	
		полное				

Рис. 1.8. Классификация текстур

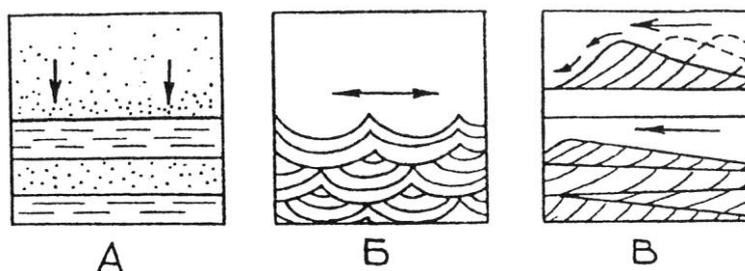


Рис. 1.9. Принципы формирования слоистости (схематично):
*А – горизонтальной; Б – волнистой; В – косой (вверху – формирование серии ко-
 сых слойков, внизу – группы серий)*

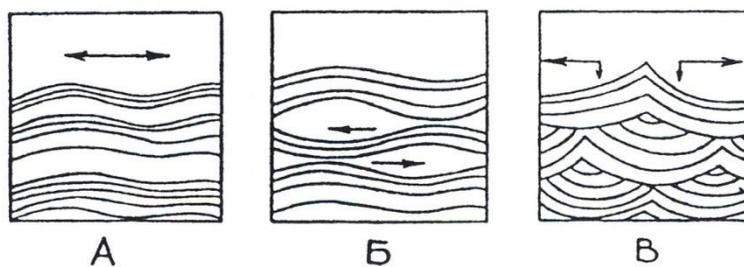


Рис. 1.10. Принципы формирования волнистой слоистости (схематично):
*А – полого-волнистой (смещения нет); Б – линзовидно-волнистой (смещение на
 1/2 длины); В – косо-волнистой (смещение + срезание нижележащих серий)*

Впрочем, горизонтальной слоистости в песчаниках все равно не может быть, что называется, «по определению». При параллельных слойках в образце мы либо не видим серийный шов (а его угол часто составляет лишь первые градусы), либо таковой в исследуемом интервале отсутствует по причине большей толщины серии, нежели сам образец. Особо следует отметить, что полноценно текстуру пород можно изучить, обладая информацией, полученной как минимум в двух сечениях – это отчетливо иллюстрирует рис. 1.11. Из него явственно следует, что в отдельных случаях, при изучении одной плоскости образца, можно допустить принципиальную ошибку при определении текстуры.

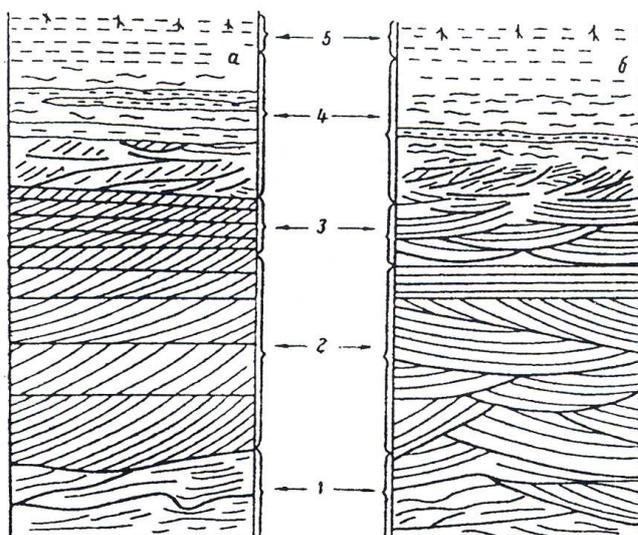


Рис. 1.11. Характер слоистости аллювиальных отложений в сечениях:

а – параллельном, б – перпендикулярном течению (Шванов, 1969); 1 – стрежень, 2 – русло, 3 – прирусловая отмель, 4 – пойма, 5 – почва

Для понимания механизма формирования слоистых текстур важное значение имеет оценка *знаков ряби*, образующихся в результате воздействия течения или волн на поверхность ранее накопившихся осадков (рис. 1.12). Наиболее широко для характеристики их формы используется индекс ряби $RI = S / H$ (англ. ripple index) и индекс асимметрии ряби $RSI = S_a / S_b$ (англ. ripple symmetry index). Значения этих параметров перекрываются, но в целом для мелкой ряби течения RI преимущественно составляет 8 – 15, $RSI > 2,5$, а для ряби волнения $RI \approx 6 - 8$ и $RSI \approx 1 - 3$. Значения $RI > 15$ и $RSI > 3,8$ характеризуют только рябь течения, а $RI < 4$ и $RSI < 2,5$ – рябь волнения.

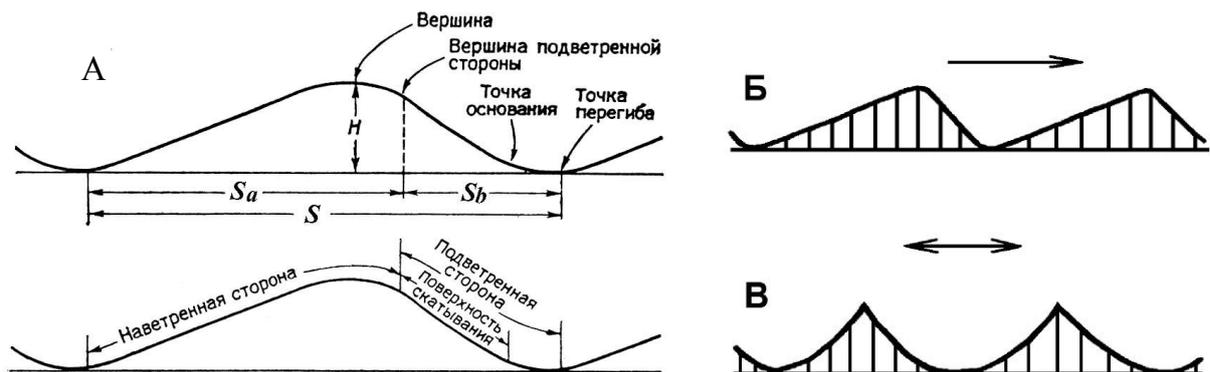


Рис. 1.12. Рябь в осадочных текстурах:

А – схематический разрез знака ряби: *вверху* – параллельный течению и *внизу* – перпендикулярный вытянутости гребней (S – длина или интервал между знаками, в т. ч. S_a – пологого склона и S_b – крутого склона; H – высота);

Б – рябь течения (стрелкой показано направление течения);

В – рябь волнения (стрелкой показано меняющееся направление волн)

Нарушение текстур чаще всего связано с конседиментационными деформациями, вызванными оползнями и сопровождающими их взмучиваниями в рыхлой или слаболитифицированной массе накопившихся осадков (см. рис. 1.8). Хотя известны случаи, когда рыхлые отложения залегают на достаточно крутых склонах ($15 - 18^\circ$), чаще даже при очень небольшом наклоне поверхности (первые градусы, а в обширных акваториях и менее 1°), накапливающаяся потенциальная энергия может быть высвобождена по сути мгновенно (своего рода «спусковым крючком»). При сосредоточении текстуры смятия слоев внутри одного слоя она называется *конволютной*.

Наконец, особым текстурным типом породы является *ритм* (см. п. 1.2, рис. 1.1). Это порода сложного состава, компоненты которой различаются не только составом, но и генезисом, и образуют ритмически повторяющиеся, весьма тонкие слоевые единицы. Толщина чередующихся слоевых элементов ритмита очень мала: от долей миллиметра до первых сантиметров, но чаще – не более нескольких миллиметров. Наиболее ярким примером ритмитов являются ленточные глины озерного происхождения. Этот тип пород обусловлен своим воз-

никновением приливно-отливному режиму осадконакопления, с ритмическим изменением поступления или транспортировки осадочного материала. Особо отметим, что эти отложения следует отличать от периодитов, темпеститов и тому подобных *событийных* образований, относящихся к разряду *циклической* седиментации.

1.6. Органические остатки и следы жизнедеятельности

Изучение органического мира является прерогативой специальных исследований, требующих особых навыков и приемов. Однако уже при первоначальном изучении керна можно получить ценную информацию разного рода и вида.

1.6.1. Фаунистические остатки

Крупноразмерная фауна встречается достаточно редко – тем более ценными являются ее находки. На рис. 1.13 приведены некоторые ископаемые формы фауны, характерные для юрского периода. Важнейшей группой среди беспозвоночных, населявшей юрские моря, были головоногие моллюски: аммоноидеи и белемниты, исключительно разнообразные и многочисленны.

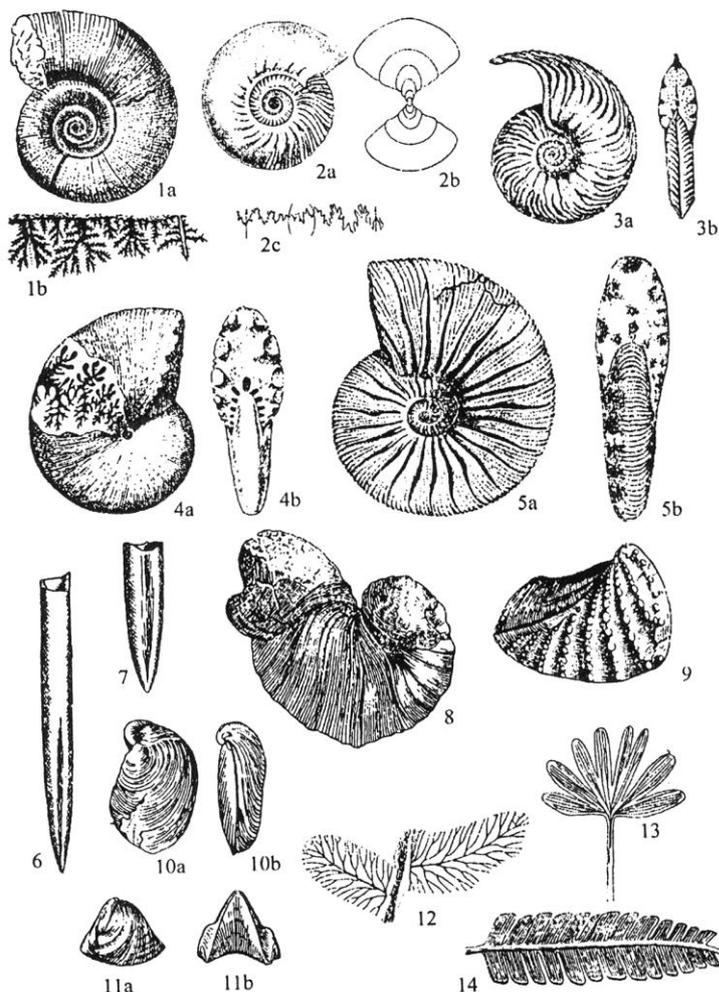


Рис. 1.13. Характерные ископаемые остатки юрских организмов.

Аммоноидеи: 1 a, b – *Lytoceras* (ранняя - средняя юра), 2 a, b, c – *Cadoceras* (средняя юра), 3 a, b – *Cardioceras* (поздняя юра), 4 a, b – *Phylloceras* (юра - ранний мел), 5 a, b – *Virgatites* (поздняя юра); белемниты: 6 – *Cylindroteuthis* (средняя юра - ранний мел), 7 – *Rachyteuthis* (средняя юра - ранний мел); двустворки: 8 – *Diceras* (поздняя юра), 9 – *Trigonis* (триас - мел), 10 a, b – *Bushia* (= *Aucella*) (поздняя юра - ранний мел); брахиоподы: 11 a, b – *Rhynchonella* (поздняя юра); растения папоротниковидные: 12 – *Cladophlebis* (юра), голосеменные: 13 – *Ginkgo* (юра – и ныне), 14 – *Nilssonia* (юра – мел) (по: Подобина, Родыгин, 2000)

Интересная форма встречена в высокобитуминозных алевроаргиллитах баженовской свиты (баженитах). Здесь достаточно часто обнаруживаются «крючки», интерпретируемые как окончания щупальцев древних головоногих. Их размеры колеблются в довольно широких пределах – от долей миллиметров до первых сантиметров. Они получили название онихитов (гр. *onychos* – ноготь), представляя собой отпечатки, выполненные тонкой пленкой битума (рис. 1.14).

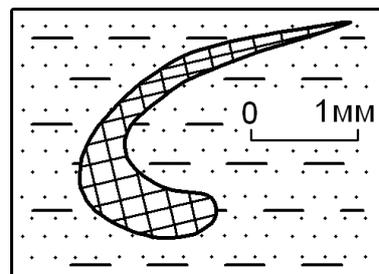


Рис. 1.14. Схематическая зарисовка отпечатка онихита (по сколу, параллельному наложению)

1.6.2. Растительные остатки

Остатки флоры в угленосных отложениях в том или ином количестве практически всегда присутствуют и представлены полной гаммой: от хорошо сохранившихся листьев (их детальное изучение является предметом палеоботаники) до крупных стволов (см. рис. 1.13). Собственно остатки растительности часто являются хорошим индикатором условий осадконакопления, при этом особенно важен не столько их видовой состав, сколько степень измельченности и сохранности.

По размеру растительные остатки делятся на следующие группы (по протяженности, так как малая толщина обычно является следствием уплотнения): крупные – более 3 см, крупный детрит (лат. *detritus* – истертый) – 1-3 см, мелкий детрит – 0,5-1 см, сечка – 0,2-0,5 см, аттрит (лат. *atritus* – обтертый) – менее 0,2 см. Количество растительных остатков определяется приближенно, «на глаз» и может быть проверено как цветом черты на фарфоровой пластинке, так и определением по потере веса при сжигании (кроме высококарбонатных пород). При обилии органики (углистые породы) цвет черты темно-коричневый, буровато-черный, при большом количестве (слабоуглистые породы) светло-коричневый, буроватый. Даже весьма небольшое количество растительной органики может придать породе очень темный, до черного цвет (черта остается светлой).

Характер органов растений определяется приближенно: стволы, ветки, стебли, корневища, корни, кора, древесина, листья – и сопровождается оценкой степени их сохранности: хорошая, средняя, плохая. Важную информацию несут остатки с хорошо сохранившейся ботанической структурой, прежде всего ли-

стья. Для фациальной диагностики очень важны *корневые остатки*, часто полностью изменяющие первичную структуру осадка («кучерявчики» Донбасса).

Кроме перечисленных признаков существенную информацию дает *положение* растительных остатков (равномерно по слою, концентрация в отдельных слоях, беспорядочное и т. д.).

Детальные палеофитологические исследования являются самостоятельным и часто самодостаточным методом исследования осадочных пород. Достаточно отметить, что стратиграфическое расчленение «немых» в палеонтологическом плане континентальных толщ базируется преимущественно на результатах спорово-пыльцевого анализа.

1.6.3. Следы жизнедеятельности

Существенными и часто определяющими (индикационными) являются следы жизнедеятельности организмов. Чаще всего они представлены так называемыми «ходами илоедов» или «пескожилов». Их таксономия весьма затруднена, а время образования определяется исходя из стратономической классификации, приведенной на рис. 1.15. Гипихниальные слепки часто называют гиероглифами (гр. hieros – священный и glyphe – резьба), что связано с мистическим толкованием этих текстур.

Нередко породы почти полностью переработаны роющими организмами, что отражено в их названии биотурбидиты (гр. bios – жизнь; лат. turbo – вихрь). Их ярким примером являются специфические «рябчики» Самотлорского месторождения (коллекторы А₁₋₃ среднего апта).

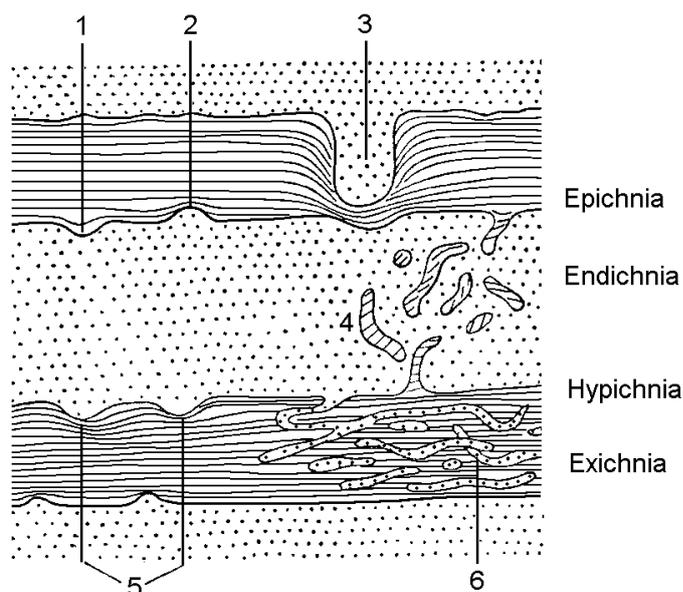


Рис. 1.15. Стратономическая классификация ихнофоссилий в переслаивании алевролита и песчаника (точки) и аргиллита (штриховка) по А. Мартинсону (Martinsson, 1970):

1 – этихниальный желобок и 2 – этихниальный валик (верхняя поверхность слоя); 3 – крупный гипихнион и 5 – гипихниальные валики на нижней поверхности слоя; 4 – эндихниальные ходы внутри слоя и заполненные материалом из этого же слоя; 6 – экзихниальные слепки ходов вне слоя, материал которого является их заполнением

1.7. Другие признаки

Среди других характеризующих породу параметров особое значение имеет *карбонатность*, нередко являющаяся весьма важным и даже определяющим признаком. Визуально карбонатность определяется прокапыванием 10 % соляной кислотой по пятибалльной шкале: 0 – не реагирует, 1 – слабо вскипает в порошке, 2 – бурно в порошке, 3 – слабо в куске и 4 – бурно в куске. Важно не спутать бурную реакцию первично известковой породы и вторично образовавшейся *конкреции*.

Под конкрецией (лат. *concretio* – стяжение, сгущение) понимаются вторичные образования, достаточно ясно выделяемые среди основной, вмещающей породы и образующиеся за счет концентрации первично рассеянных компонентов. В терригенных породах осадочных нефтегазоносных бассейнов наиболее распространены конкреции сульфидов железа (пирит, марказит) с размерами от долей миллиметра до первых сантиметров, а также карбонатные конкреции (см. выше) в двух основных проявлениях: известковистом (CaCO_3) и железистом (FeCO_3) со всеми промежуточными вариациями. Вертикальное сечение (толщина) первых может достигать 2-3 метров; вторые – обычно ограничиваются первыми десятками сантиметров. Несомненный интерес имеет трещиноватость конкреций (рис. 1.16).

Цвет породы относится к дополнительным признакам, поскольку для терригенных пород характерна ахроматическая, от светло-серой до черной, окраска, почти исключительно зависящая от количества и степени измельченности органического материала растительного происхождения. Желтые и красно-коричневые оттенки обычно обусловлены наличием гидратов окиси железа, зеленые – его закисными соединениями; наличием хлорита, глауконита и пр. Вообще, наличие большого количества глауконита является хорошим индикатором морских условий осадконакопления.

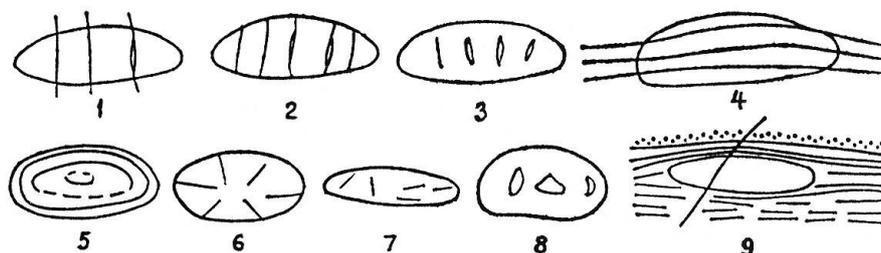


Рис. 1.16. Типы трещиноватости конкреций (Атлас конкреций, 1988):

1 – незамкнутые секущие вертикальные трещины и полости; 2 – незамкнутые внутренние трещины и полости; 3 – замкнутые внутренние трещины и полости; 4 – горизонтальные трещины (трещины, отвечающие напластованию); 5 – концентрические трещины; 6 – радиальные трещины; 7 – беспорядочные трещины; 8 – трещины - округлые полости; 9 – секущие косые трещины (тектонические).

Конкреции с типами трещиноватости 2, 3, 6, 7 обычно описываются под названием «септарии»

Важным признаком является физическое состояние керна: к примеру, тонкая сланцеватость, нередко образующаяся после его хранения («дискование»); бугристый или раковистый излом и т. п. Очень важно определение трещиноватости, наличие зеркал скольжения. Однако по керну это нередко затруднено при недостаточном его выходе – тем ценнее все сделанные определения (напр. см. рис. 1.16).

1.8. Контакты слоев и перерывы в осадконакоплении

Характеристикой контакта между выделенными слоями описание слоя (образца) не только завершается, но и *замыкается*, возвращая литолога к начальной, исходной процедуре их выделения (см. п. 1.2). Тем самым этот важнейший признак относится к конститутивным, и его значение весьма велико при определении фации.

В модельном виде можно выделить четыре типа соприкосновения двух слоев: 1) контакт размыва; 2) контакт резкий; 3) контакт отчетливый и 4) постепенный переход, в котором выделяется два подтипа: а) непосредственный и б) через переходную зону. В схематическом виде это изображено на рис. 1.17. Следует учитывать, что четкими контактами чаще фиксируется верхнее положение более грубозернистой породы, хотя это наблюдается далеко не всегда. Весьма важно, что при однородной размерности частиц на значительном интервале внутри него может меняться текстура породы или другие признаки (вариант В на рис. 1.17). Это подтверждает необходимость особо тщательной оценки изменения признаков при выделении слоев повышенной мощности (см. п. 1.2).

Наблюдения над непосредственными контактами в керне скважин часто затруднены в связи с их заведомой ослабленностью в механическом отношении. Тем более ценна каждая находка четко выраженного контакта между слоями, позволяющая получить сведения об их *парагенезе*.

С определением контактов теснейшим образом связано и рассмотрение *перерывов* в осадконакоплении. Обилие скрытых перерывов или диастем (гр. *diastems*) в кажущихся непрерывными осадочных толщах впервые показано Дж. Баррелом (Barrell, 1917). Оно является объектом тщательного изучения по косвенным признакам, сродни детективным расследованиям, поскольку ненаблюдаемые, незакрепившиеся в разрезе слои – суть фантомы (фр. *fantôme* – призрак). Следует различать внутрислоевые и межслоевые диастемы. Первые нередко обусловлены прерывисто-поступательным перемещением терригенного материала, а вторые – фиксируют как перемывы ранее накопившихся отложений, так и перерывы в накоплении осадков. В предельно схематичном, модельном виде это показано на рис. 1.18.

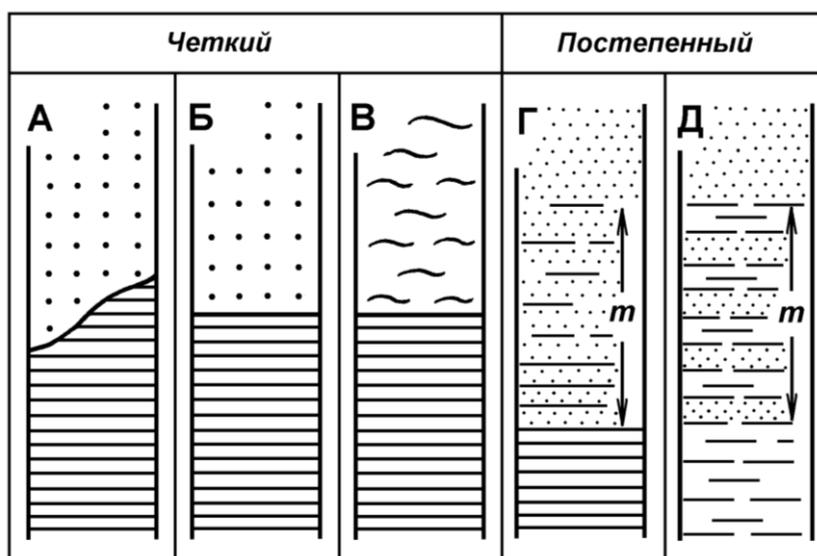


Рис. 1.17. Характеристика основных видов контактов, показанных разными знаками (условно: точки – песчаники, линии – алевролиты и аргиллиты):

А – резкий, между совершенно разными типами пород (при налегании грубозернистых осадков на тонкозернистые фиксирует эрозию); Б – резкий, между существенно отличающимися типами пород, но без явно выраженных следов перерыва; В – отчетливый, между близкими типами пород (часто по изменению текстуры в одном гранулометрическом типе); Г – постепенный, при плавном переходе близких типов в интервале m ; Д – через переслаивание разных типов в интервале m (для породы – ритм: см. п. 1.2)

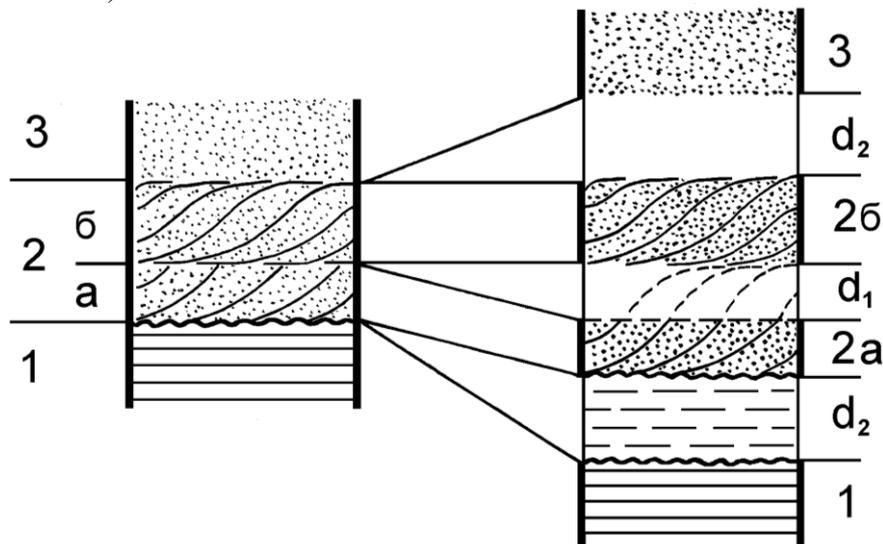


Рис. 1.18. Схематическое изображение соотношения слоев и разделяющих их перерывов (диастем):

слева: чередование слоев: 1 – горизонтальнослоистый алевролит, 2 – косослоистый песчаник с двумя сериями слойков (а, б), 3 – массивный песчаник;

справа: «развертка» во времени последовательности накопления осадков;

d_1 – внутрислоевая диастема, показанная посредством «реставрации» серии косых слойков 2а в конфигурацию, аналогичной серии 2б («подбривание головок», по выражению Ю. А. Жемчужникова); d_2 – межслоевые диастемы, обусловленные размывом накопившихся перед этим слойков (контакт слоев 1 и 2; размывы – штрихи на правой колонке), и отсутствием осадконакопления (контакт слоев 2 и 3)

Перерыв между слоями 1 и 2 на рис. 1.18 соответствует контакту типа А на рис. 1.17, а между слоями 2 и 3 – соответственно типу В. В целом, с учетом широкого проявления как внутрислоевых, так и межслоевых диастем, их непременно следует учитывать при оценке столь важного признака как парагенез фаций (см. выше). Он безусловно значим для постепенных переходов (контакты Г и Д на рис. 1.17, а также контакта В при перерыве относительно небольшой длительности). Последнее относится и к контакту Б, но при условии сохранения общей палеоландшафтной ситуации. При ее существенном изменении, что особо присуще контакту А (см. рис. 1.17), признак парагенеза может оказаться несостоятельным, и его целесообразно исключить из рассмотрения, в любом случае не относя к конститутивным.

1.9. Пример описания образца

В настоящее время при широком развитии цифровой фотографии, сканирующей и множительной техники, возможности изображения исходного материала достигли высот, неизвестных еще 5-10 лет назад. В то же время основным источником информации для последующего использования по-прежнему является описательная, текстовая характеристика наблюдаемых объектов. Сохраняют свою значимость и зарисовки – как детальные, так и эскизные, «высвечивающие» те или иные значимые или особые детали, которые плохо различимы и могут быть пропущены при массовом или линейном, «механическом» описании и (или) фотографировании кернa. Вообще, использование фотодокументации и непосредственный просмотр кернa можно сравнить, соответственно, с чтением электронной книги и ее бумажного носителя. Хотя прогресс необратим, и первый вариант, имеющий массу неоспоримых преимуществ, начинает преобладать, но и второй – традиционный – не следует сбрасывать со счетов.

Оптимальным же вариантом является выбор конкретного образца или серии образцов, его шлифовка (лучше – в двух взаимноперпендикулярных сечениях: см. рис. 1.11) и тщательное описание, что затруднительно выполнить при «равномерной» документации и (или) по фотодокументации.

Покажем перечисленное на примере описания образца, зарисовка которого приведена на рис. 1.19.

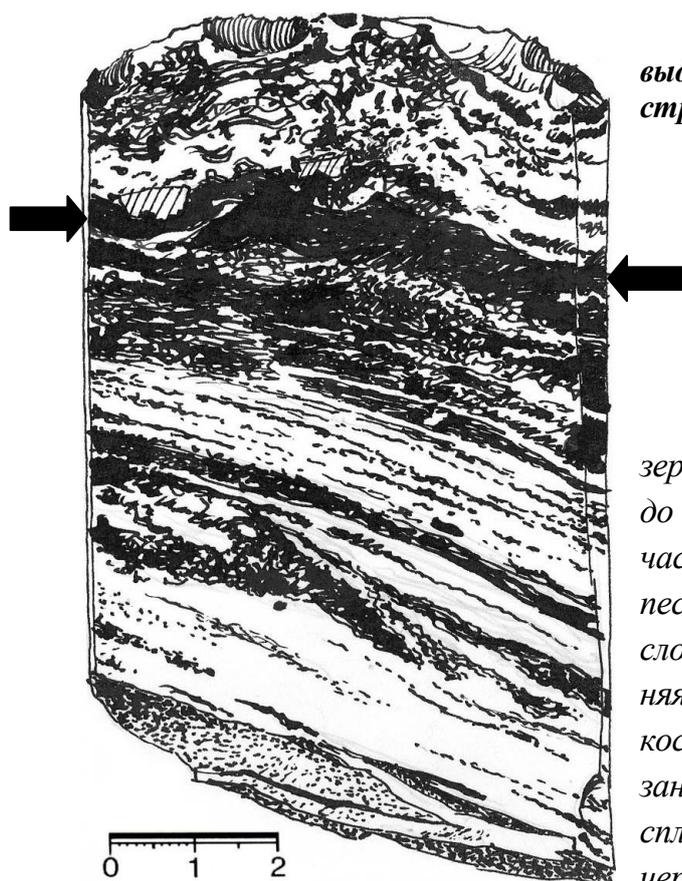


Рис. 1.19. Образец керна, в котором выделяется два слоя (граница показана стрелкой)

Нижний слой представлен крупнозернистым алевролитом темно-серого до черного цвета, с примесью в нижней части светло-серого мелкозернистого песчаного материала в виде тонких слойков и линз. Сортированность средняя до плохой. Слоистость меняется от косо-волнистой прерывистой слабо срезанной в низах до пологоволнистой сплошной (полосовидной) в верхах; подчеркнута большим количеством разно-

образной (от сечки до крупных фрагментов), неравномерно распределенной растительной органики. Повышение концентрации органики, наряду с утонением материала, имеет направленный (снизу вверх) характер.

Верхний слой представлен крупнозернистым темно-серым алевролитом – тонкозернистым песчаником, плохосортированным, с неоднородной косо-волнистой слоистостью, вплоть до узловатой текстуры, обусловленной неравномерным распределением большого количества крупной растительной органики и единичных слабоокатанных (1-2 балла) обломков темно-серых алевролитов, размером до 0,5 см.

Контакт слоев (по стрелкам) неровный, со взмучиваниями и соответствует межслоевому перерыву (диастеме), с относительно небольшой (по близкому составу и признакам слоев) длительностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Алексеев В. П.** Литолого-фациальный анализ: учебно-методическое пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2002. 147 с. (доп. тираж, 2003 г.).

2. **Кузнецов В. Г.** Литология. Осадочные горные породы и их изучение: учеб. пособие для вузов. М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2007. 511 с.

2. ФАЦИАЛЬНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

2.1. Общие положения

Понятие *фа́ция* (лат. *facies* – лицо, облик) – одно из самых запутанных, и в том числе самых необходимых в осадочной геологии. Впервые оно использовано швейцарским геологом Аманцем Грессли (A. Gressly) в 1838 г. при описании юрских отложений в Альпах. При этом им сразу же совершен «первородный грех» (по выражению Н. Б. Вассоевича), заключающийся в неоднозначной трактовке данного понятия. Наиболее употребительными являются два понимания фации. 1. *Условия* или *обстановка осадконакопления* (англ. *environment*), то есть чисто субъективная субстанция, непроверяемая по своей сути. 2. Непосредственно *геологическое тело* с комплексом только ему присущих *признаков* (англ. *facies*), по которым с той или иной степенью субъективности реконструируются условия осадконакопления. В зарубежной литературе для этой характеристики часто используется термин *литофа́ция* (англ. *lithofacies*), в свою очередь близкий к определению *литогенетический тип* – породе с комплексом присущих ей признаков.

В любом случае при установлении фаций неизбежно использование принципа *актуализма* (лат. *actualis* – действительный, настоящий; позднелат. – современный, практически существующий), заключающегося в использовании для реконструкции прежних условий осадконакопления знаний о современных. Действительно, при отсутствии «машины времени» невозможно предложить иной способ познания геологических событий, которые зафиксированы в осадочных породах, являющихся «немыми свидетелями прошлого». В то же время посредством достаточно несложных операций можно добиться, чтобы эти «немые» начали разговаривать, причем без применения паяльника или утюга. Основные современные обстановки с терригенным осадконакоплением перечислены в табл. 2.1. Поскольку они являются ландшафтами (нем. *Landschaft* – природный географический комплекс), то фации «древних отложений» полностью соотносимы с понятием *палеоландшафтных* единиц.

Схематично соотношение основных понятий, относящихся к фациальному анализу в нефтегазовой литологии, показано в виде треугольника (рис. 2.1), являющегося, как известно, самой «жесткой» геометрической фигурой. Рассмотрим их в порядке перечисления.

Таблица 2.1

**Основные обстановки накопления терригенных осадков
(по М. Лидеру, 1986; с существенными изменениями)**

Область, ассоциация обстановок	Обстановка осадконакопления	Субобстановки
Континентальная	Фанлювиальная (конусов выноса)	Пролувиальные конусы выноса (проксимальная часть); шлейфы (дистальная часть); озерные водоемы в подножиях областей сноса
	Аллювиальная равнина	Прямолинейные, разветвленные, извилистые (меандрирующие) русла; прирусловые валы; пойменные террасы; внутривпойменные озера и старицы, в т. ч. с заболачиванием
	Озера	Озерные террасы; побережье (приливно-отливное и баровое); конусы выноса; глубоководные застойные части
Переходная	Дельты	Русла рукавов; прирусловые бары; внутридельтовые заливы; выносы (покровы) фронта дельты; бары в устьях рек; продельта (авандельта); приливно-отливная дельта (эстуарий)
	Прибрежные заливы и лагуны	Песчаные бары и барьерные острова; застойные (защищенные от моря) тиховодные части
Прибрежно-шельфовая	Приливно-отливная полоса	Ватты; русловые промоины; намывные косы; береговые дюны
	Линейно-вытянутые побережья	Бары; приливно-отливные отмели; промоины разрывных течений; конусы намывов
	Шельф	Различные приливные донные формы, песчаные ленты, линейно вытянутые приливные гребни, песчаные волны, мелководные отступающие гряды, погребенное русло, уступы

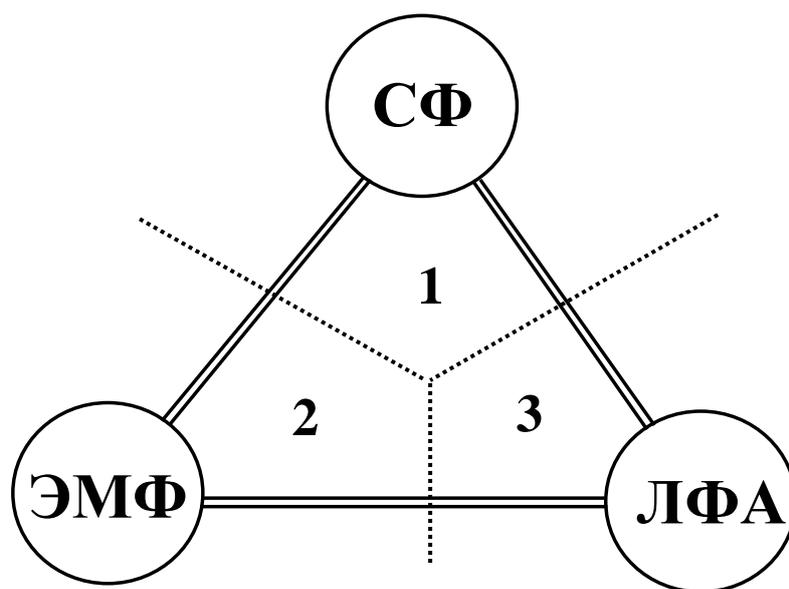


Рис. 2.1. Соотношение основных фациальных понятий, используемых в нефтегазовой геологии:

- СФ – сейсмофация, ЭМФ – электрометрическая модель фации; ЛФА – литолого-фациальный анализ;
- поля: 1 – «образ», 2 – установление фации по одному параметру, 3 – то же, по комплексу признаков

2.2. Сейсмофации

Большие достижения последних десятилетий в области изучения древних или подповерхностных (англ. subsurface) осадочных толщ получены благодаря широкому использованию сейсмических методов и геофизических исследований скважин (ГИС). Является естественным, что эти направления, базирующиеся на изучении в основном естественных полей и получаемых максимально объективизированных данных, не смогли обойтись без использования сугубо геологических атрибутов (лат. attributum – данное, приписанное), к которым в первую очередь (по крайней мере для осадочных отложений) и относится фация (см. выше).

Под *сейсмофацией* понимается определенный рисунок или тип записи (группа сейсмических отражений), характеризующихся таким сочетанием амплитуды, непрерывности частоты и интервальной скорости, которое отличает его от соседних групп. Иначе – это некий отклик среды, с которым и соотносятся геологические модели (рис. 2.2). Сейсмофация как трехмерная картируемая единица изучаемого объема (unit) чаще всего представлена покровами (sheets), клиньями (wedges) и насыпями (banks).

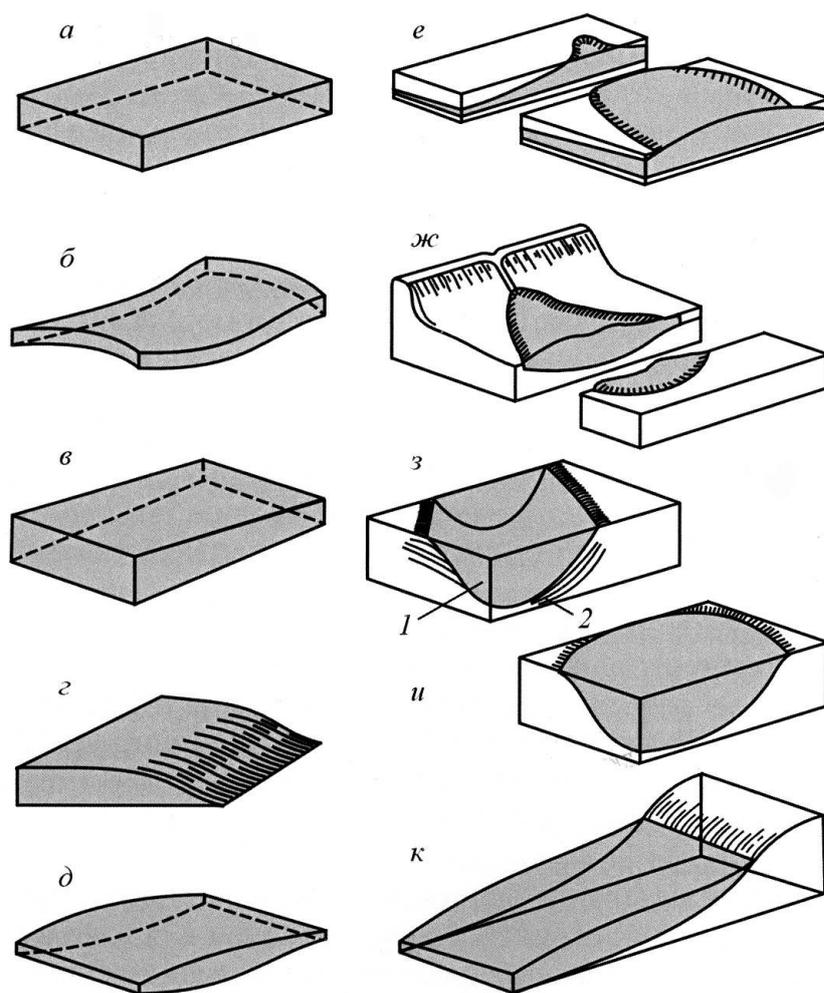


Рис. 2.2. Внешняя форма некоторых сейсмических фаций: а – покров; б – облегающий покров; в – клин; г – насыпь; д – линза. Типы аккумулятивных холмов: е – холм; ж – конус выноса. Типы заполнения: з – канал (русло) (1), трог (2), и – бассейн, к – фронт склона (Сейсмическая стратиграфия, 1982)

В целом по конфигурации сейсмических отражений изучаются геометрические формы сейсмических комплексов. Исследование сейсмокомплексов включает расчленение временных разрезов на области «согласных» отражений, разделенных «поверхностями несогласия». Под последними понимаются поверхности, образуемые закономерно располагающимися участками прекращения отражений. Сейсмические комплексы отождествляются с осадочными комплексами и ограниченными сверху и снизу поверхностями несогласия или коррелирующимися с ними согласными поверхностями. Разные схемы прекращения прослеживания отражений интерпретируются как соответствующие им седиментационные несогласия, включая эрозионный срез, подошвенное налегание, прилегание в кровле и прилегание в подошве осадочных серий (рис. 2.3).

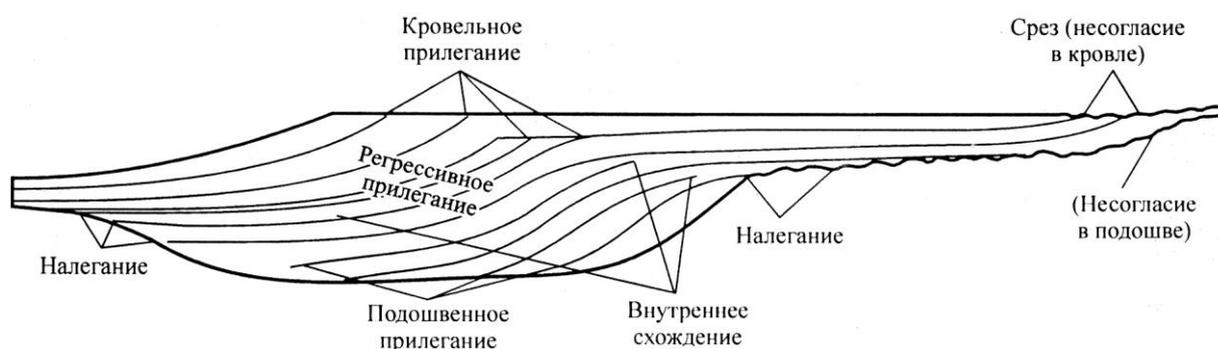


Рис. 2.3. Схематическое изображение сейсмического комплекса и различных видов прекращения прослеживания отражений в его пределах (Сейсмическая стратиграфия, 1982)

Последние годы, особенно при оформлении самостоятельного направления исследований – *сейсмической стратиграфии* – применение сейсморазведки для фациальных реконструкций непрерывно совершенствуется. Однако следует иметь в виду исключительную «образность» (в прямом смысле слова) интерпретации материалов, что часто приводит к подмене генетических реконструкций генетическими этикетками. Например, Ю. П. Ампиловым (2008) проанализировано 47 объектов опережающего сейсмofациального анализа. 100 % подтверждение высказанных гипотез отмечено для 17 случаев; в 16 случаях был получен отрицательный результат (гипотезы не подтвердились) и в 14 случаях результативность прогноза была неопределенной.

По образному выражению того же Ю. П. Ампилова, «по вертикали сейсморазведка может дать меньше, чем нужно, а по горизонтали больше, чем требуется». В преломлении к геофизическим исследованиям в скважинах можно полагать обратное: по вертикали ГИС могут дать столько, сколько требуется, а по горизонтали – меньше, чем нужно.

2.3. Электрометрические модели фаций

Естественно, что первая (и основная) возможность ГИС получила свое отражение и в интерпретации генезиса осадочных пород. Для этих целей обычно используются кривые естественного потенциала (ПС) и естественной радиоактивности (ГК), примеры которых приведены на рис. 2.4.

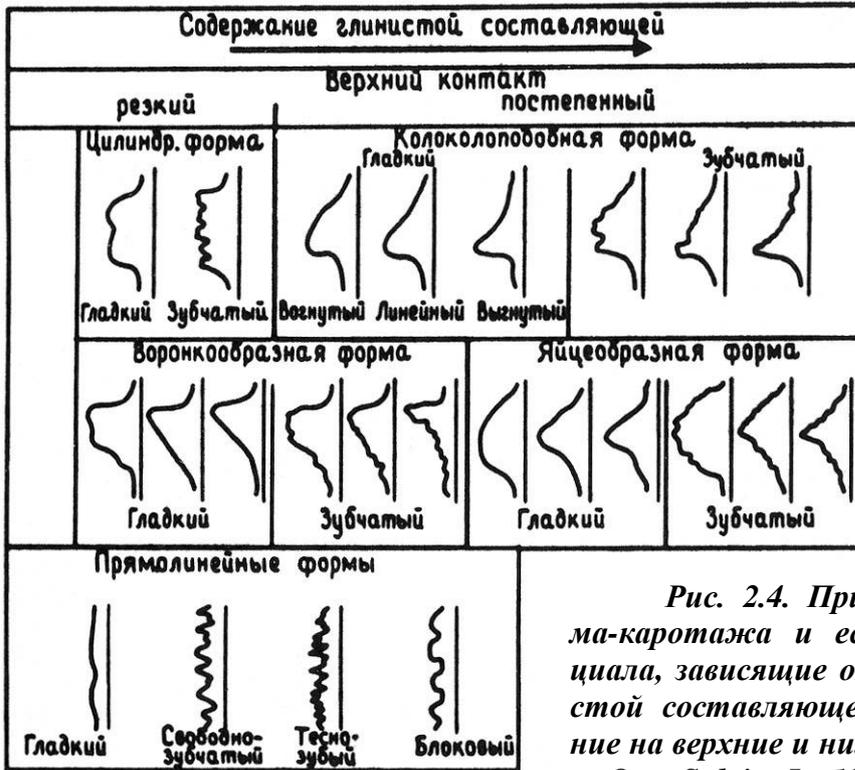


Рис. 2.4. Примеры профилей гамма-каротажа и естественного потенциала, зависящие от содержания глинистой составляющей. Обратите внимание на верхние и нижние контакты (Serra O. a. Sulpice L., 1975)

Вероятно, первым, кто эффективно использовал материалы ГИС для выявления условий осадконакопления терригенных пород, был Р. Г. Нанц. Он выяснил генезис отложений палеodelьты Силигсон по изменению формы кривых ПС. С начала 1960-х годов каротажные диаграммы стали все шире использоваться для поиска литолого-стратиграфических залежей. С этой целью были разработаны седиментационные модели, в которых пласты описывались на качественном уровне по облику каротажных кривых. В 1972 г. в США вышла книга, посвященная поискам стратиграфических и литологических залежей нефти и газа, под редакцией Р. Е. Кинга (King, 1972; рус. перевод 1975 г.), в которой приводятся основные достижения в области применения данных каротажа при обнаружении стратиграфических и литологических ловушек, а также основные каротажные модели фаций. Показано, что в терригенном разрезе кривые ПС по форме можно разделить на три типа: цилиндрические, треугольные и комбинированные. Проанализировано различие форм кривых КС и ПС в зависимости от значений пористости, характера распределения минеральных зерен и глинистых включений (рис. 2.5).

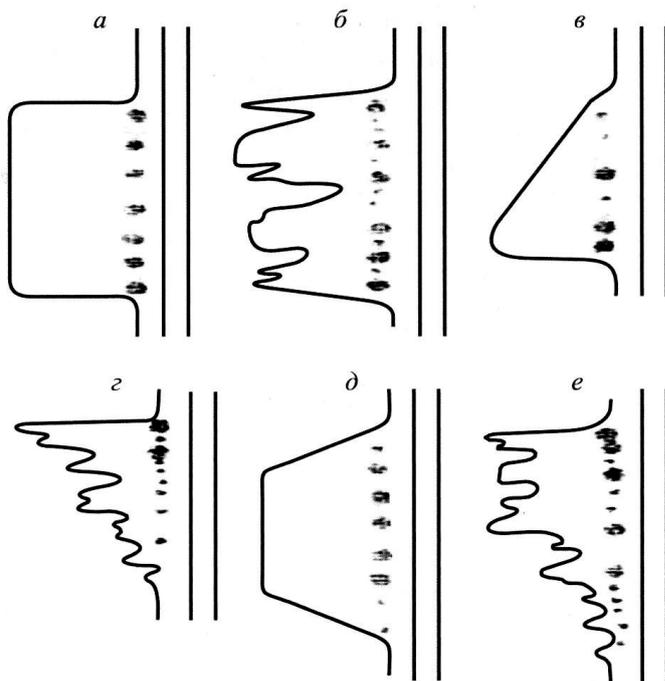


Рис. 2.5. Идеализированная форма кривой ПС (Стратиграфические и литологические залежи..., 1975).

Тип кривых: а – тип Ц (цилиндрический) – чистый песок, одинаковый размер зерен, резкие границы между пластами; б – тип Цз (цилиндрический, зазубренный) – песок с прослоями глин, разный размер зерен, резкие границы между пластами, в – тип Г⁺ (треугольный с положительным градиентом, т. е. с глубиной размер зерен увеличивается) – граница между пластами от постепенной до резко выраженной; г – тип Гз⁻ (треугольный, зазубренный, с отрицательным градиентом, т. е. с глубиной

размер зерен уменьшается); д – переходный тип от Г⁺ к Г (комбинированный) – чистый песчаник среди пластов глин, постепенные границы; е – переходный тип от Цз к Гз (комбинированный) – слоистый песчаник над слоистым глинистым песчаником, границы между пластами от резких до переходных

В отечественной нефтегазовой литологии наибольшую известность получили *электрометрические модели фаций (ЭМФ)*, предложенные В. С. Муромцевым четверть века назад, и с тех пор не претерпевшие принципиальных изменений. Методика выделения ЭМФ базируется на анализе кривой ПС или метода потенциалов самопроизвольной поляризации, при перемещении электрода в необсаженном стволе скважины. В качестве условной нулевой линии или линии глин принимаются участки(ок) кривой с наиболее положительными показаниями, а максимум в отрицательных значениях соответствует наибольшей амплитуде, обозначаемой как $\alpha_{ПС}$ (см. рис. 1.1).

Общая схема интерпретации кривой ПС приведена на рис. 2.6; выделенные палеогидродинамические уровни приблизительно соответствуют классам коллекторов, по А. А. Ханину. Последовательность интерпретации на конкретных диаграммах выглядит следующим образом.

1. Установление в разрезе + и – аномалий.
2. Выделение линии глин и песков
3. Расчленение кривой ПС на условные уровни седиментации.
4. Установление максимального значения ПС.
5. Составление таблицы значений.
6. Сопоставление с эталонными моделями, приведенными на рис. 2.7-2.9 и в табл. 2.2.

КОНТИНЕНТАЛЬНАЯ		ОБСТАНОВКА осадконакопления													
АЛЛЮВИАЛЬНЫЙ		Комплекс фаций													
II		Индекс группы фаций													
III		Группа фаций													
ЭОЛОВЫЙ		Формализованная электрометрическая модель группы фаций													
I		Индекс фаций													
0,5		1	Русловых отmelей спрямленных рек	—	1,0 - 0,8		Горизонтальная прямая	Вертикальная волнистая	Горизонтальная прямая	Единицы и десятки	По всей аномалии, но особенно в ее нижней части				
		2	Русловых отmelей равнинных меандрирующих рек	—	1,0 - 0,8		Наклонная прямая, волнистая или зубчатая	То же	То же	Десятки		В нижней части			
		3	Русловых отmelей фьурчующих рек (горного типа) и временных логозов	—	1,0 - 0,6		Горизонтальная прямая	Вертикальная рассеченная или зубчатая	>>	Единицы и десятки			По всей аномалии, но особенно в ее нижней части		
		4	Береговых валов	—	0,6 - 0,5		Наклонная прямая, зубчатая или рассеченная	Отсутствует	>>	Единицы				В нижней части, резко выражено	
		5	Песков разливов	—	0,5 - 0,4		То же	>>	>>	>>					То же
		6	Днон (поперечных изометрических и продольных)	—	< 0,6		Наклонная прямая или волнистая	Вертикальная прямая	>>	Единицы и десятки					
Знак отклонения кривой α_{TC}		Максимальное значение α_{TC}		Реальная электрометрическая модель фаций		Характер электрометрической модели фаций		Положение максимального значения							

Рис. 2.7. Электрометрические модели песчаных тел-коллекторов (по В. С. Муромцеву, 1984)

Максимальная динамическая активность среды седиментации	Уменьшение значения	Выше лежащие фацции при залегании пород		Сходные электрометрические модели разных фацций	Отличительные особенности сходных электрометрических моделей разных фацций
		трансгрессивном	регрессивном		
1,0 – 0,8 (очень высокая)	↑	2, 4, 5, 15, 16	3	2, 3, 10, 12, особенно 12	От 2 – наличием горизонтальной кровельной линии; от 3 – слабой расчлененностью боковой линии; от 10 – наличием боковой и горизонтальной кровельной линий; от 12 – наличием горизонтальной подошвенной линии, лишенной осложнений
То же	↑	4, 5	1, 3, 6	1, 3, 10, 12, особенно 10	От 1,3 – наклонной кровельной линией; от 10 – четко выраженной боковой и горизонтальной подошвенной линиями; от 12 – наклонной кровельной линией
>	↑	1, 2, 4, 5	Не отлагаются	1, 2, 10, 12, особенно 12	От 1,2 – интенсивно изрезанной боковой линией; от 2, 10 – наличием горизонтальной кровельной линией; от 12 – большой шириной аномалий, горизонтальной подошвенной линией без дополнительных осложнений, а также иными перекрывающимися фацциями
0,6 – 0,4 (средняя)	↑	5, 15, 16	1, 2	5, 8	От 5 – большими отклонениями $\alpha_{ТЭС}$ большей шириной аномалии; от 8 – наличием горизонтальной подошвенной линии, меньшими значениями $\alpha_{ТЭС}$
То же	↑	15, 16	1, 2, 4	4, 9, 14 особенно 4	От 4 – меньшей шириной аномалии, меньшими значениями $\alpha_{ТЭС}$; от 9, 14 – наличием горизонтальной подошвенной линии, меньшими значениями $\alpha_{ТЭС}$, шным сочетанием перекрывающих и подстилающих фацций
Зависит от силы и преобладающего направления ветра	↑	14, 15, 16, 19	1, 2	2, 10, 12 особенно 10	От 2, 10 – меньшими значениями $\alpha_{ТЭС}$, отсутствием зубчатости и расчленности кровельной и боковой линий; от 12 – наличием горизонтальной подошвенной линии, лишенной осложнений

(определяющая группа признаков) континентальных фацций

МОРСКАЯ		КОНТИНЕНТАЛЬНАЯ		Обстановка осадонакопления	
ПРИБРЕЖНО-МОРСКОЙ		АЛЛЮВИАЛЬНЫЙ		Комплекс фаций	
V		IV		Индекс группы фаций	
VI		III		Группа фаций	
Мелководно-морской	Забаровых лагун, вдольбереговых промощи	Речных пойм (внутренняя часть)	Речных пойм (внутренняя часть)	Формализованная электрометрическая модель группы фаций	Индекс фации
0,5	18	15	16	15	16
Открытого моря и крупных морских заливов	Забаровых лагун и вдольбереговых промощи	Пойменных озер и болот	Пойменных озер и болот	Временно заливаемых участков пойм	Ф
+	+	+	+	+	+
$\leq 0,2$	$\leq 0,4$	$\leq 0,4$	$\leq 0,2$	$\leq 0,4$	$\leq 0,4$
0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Горизонтальная прямая		Горизонтальная прямая		Кровельная линия	
То же		То же		Боковая линия	
То же		То же		Подопвенная линия	
Десятки, первые сотни		Десятки		Ширина аномалии $\sigma_{тс}$	
По всей аномалии		В верхней части		В нижней части	
		То же		Положение максимального значения $\sigma_{тс}$	

Рис. 2.8. Электрометрические модели песчаных тел-коллекторов (по В. С. Муромцеву, 1984)

Максимальная динамическая активность среды седиментации	Уменьшение значения $\alpha_{ПС}$	Вышележащие фашии при залегании пород		Сходные электрометрические модели разных фашии	Отличительные особенности сходных электрометрических моделей разных фашии
		трансрессивном	регрессивном		
0,4 – 0,2 (низкая)		16, 17, 18	1, 2, 4, 5	16, 17, 18, особенно 16	От 16 – отсутствием боковой линии и большей расчлененностью подошвенной линии; от 17 – наличием горизонтальной кровельной и подошвенной линий; от 18 – отсутствием боковой линии и наличием горизонтальной кровельной и наклонной подошвенной линий
0,2 – 0 (очень низкая)		17, 18	1, 2, 4, 5	15, 17, 18, особенно 15	От 15 – наличием боковой линии; от 17 – наличием боковой линии, горизонтальной кровельной и наклонной подошвенной линий; от 18 – наличием горизонтальной кровельной и наклонной линий
0,4 – 0,2 (низкая)		8, 18	1, 2	15, 16, 18, 19, особенно 18	От 15 – 16 – наличием минимальных значений $\alpha_{ПС}$ в нижней части аномалии, наличием горизонтальной подошвенной линии; от 18, 19 – отсутствием боковой и большей расчлененностью кровельной линии
То же		10, 14, 19	1, 2, 7, 8, 17	16, 17, особенно 17	От 16 – наличием горизонтальной подошвенной линии и расположением минимальных значений $\alpha_{ПС}$ в нижней части аномалии; от 17 – наличием боковой линии
0,2 – 0 (очень низкая)		9, 12, 13, 14, и др.	9, 12, 13, 14, и др.	16, 18	От 16, 18 – наличием горизонтальной подошвенной и горизонтальной кровельной линий соответственно

(определяющая группа признаков) прибрежно-морских фашии

МОРСКАЯ ПРИБРЕЖНО-МОРСКОЙ													
Обстановка осадконакопления		Комплекс фаций											
Индекс группы фаций		Индекс группы фаций											
Группа фаций		Группа фаций											
Формализованная электрометрическая модель группы фаций		Формализованная электрометрическая модель группы фаций											
Индекс фации		Индекс фации											
Фация		Фация											
Знак отклонения кривой σ_{TC}		Знак отклонения кривой σ_{TC}											
Максимальное значение σ_{TC}		Максимальное значение σ_{TC}											
Реальная электрометрическая модель фаций		Реальная электрометрическая модель фаций											
Характер электрометрической модели фаций		Характер электрометрической модели фаций											
Кровельная линия		Кровельная линия											
Боковая линия		Боковая линия											
Подобвенная линия		Подобвенная линия											
Ширина аномалии σ_{TC}		Ширина аномалии σ_{TC}											
Положение максимального значения		Положение максимального значения											
МОРСКАЯ ПРИБРЕЖНО-МОРСКОЙ	IV	Устьевых баров и пляжей		7	Устьевых баров	—		Наклонная прямая, волнистая или зубчатая	Вертикальная волнистая	Наклонная прямая или зубчатая	Единицы и десятки	В средней части	
		Устьевых баров и пляжей		8	Пляжей	—		Горизонтальная прямая	Отсутствует	Наклонная зубчатая или рассеченная	Единицы	В верхней части	
	V	Вдольбереговых баров		9	Вдольбереговых баров (регрессивных) и прибрежных валов	—		То же	>	Наклонная зубчатая	Единицы и десятки	То же	
				10	Вдольбереговых баров (трансгрессивных) и прибрежных валов	—		Наклонная зубчатая	>	Горизонтальная, иногда осложнена зубчатостью	То же	В нижней части	
				11	Барьерных островов	—		Горизонтальная прямая	Вертикальная волнистая	Наклонная волнистая, зубчатая или рассеченная	Десятки и первые сотни	В верхней и средних частях	
	VI	Разрывных течений		12	Промоин разрывных течений	—		То же	Вертикальная волнистая или зубчатая	Горизонтальная прямая, осложнена зубчатостью	Единицы и десятки	Слабо выражено в нижней части аномалии	
				13	Головных частей разрывных течений	—		Наклонная, зубчатая или рассеченная	Отсутствует	Наклонная прямая, зубчатая или рассеченная	То же	В средней части	
	VII	Мелководного шельфа		14	Гребней штормовых волн и приливных течений	—		Горизонтальная прямая	>	То же	>	В верхней части	

Рис. 2.9. Электрометрические модели глинистых отложений-экранов (по В. С. Муромцеву, 1984)

Максимальная динамическая активность среды седиментации	Уменьшение значения	Вышележащие фашии при залегании пород		Сходные электрометрические модели разных фашии	Отличительные особенности сходных электрометрических моделей разных фашии
		трансгрессивном	регрессивном		
0,8 – 0,6 (высокая)		18, 19	1, 2, 17	2, 12, 13 особенно 13	От 2, 12 – отсутствием горизонтальных кровельной и подошвенных линий, расположением максимальных значений α_{TC} в средней части аномалии, от 13 – наличием боковой линии
1,0 – 0,8 (очень высокая)		10, 18	1, 2, 6	9	От 9 – меньшей шириной аномалии α_{TC}
То же		13, 14, 19	8, 12, 18	8, 11, 14 особенно 11	От 8 – большей шириной аномалии α_{TC} от 11 – отсутствием боковой линии и меньшей шириной аномалии α_{TC} ; от 14 – величиной максимального α_{TC}
>>		13, 14, 19	6, 17, 12, 18	2, 6, особенно 2	От 2 – отсутствием боковой линии, от 6 – отсутствием боковой линии и наличием зазубрин на кровельной линии
>>		11, 14, 18, 19	6	7, 10, особенно 10	От 7 – наличием горизонтальной кровельной линии; от 10 – наличием боковой линии, большей шириной аномалии α_{TC}
0,8 – 0,6 (высокая)		10, 14, 19	8, 18	1, 2, 10, 11, особенно 1	От 1, 2 – осложнением подошвенной линии; иной последовательностью вышележащих фашии; от 10 – наличием горизонтальной кровельной линии; от 11 – наличием горизонтальной подошвенной линии и меньшей шириной аномалии α_{TC}
То же		14, 19	9, 12, 18	7	От 7 – отсутствием боковой линии
0,6 – 0,4 (средняя)		19	7, 9, 12, 13	5, 8 особенно 8	От 5 – наличием наклонной подошвенной линии; от 8 – меньшими значениями α_{TC}

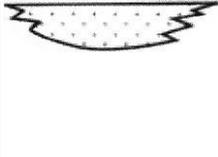
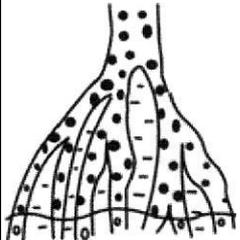
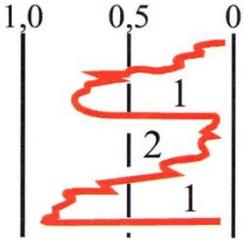
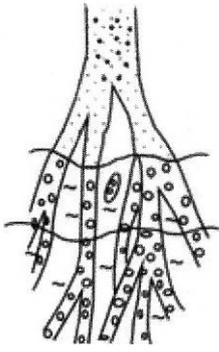
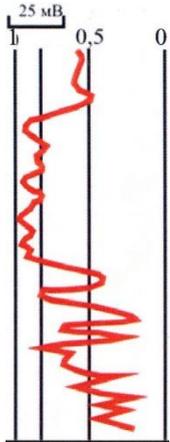
(определяющая группа признаков) континентальных и прибрежно-морских фашии

Характеристика электрометрических моделей фаций дельтовой

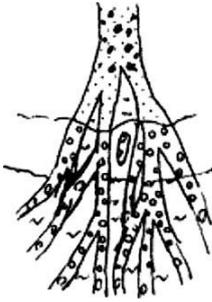
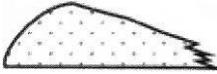
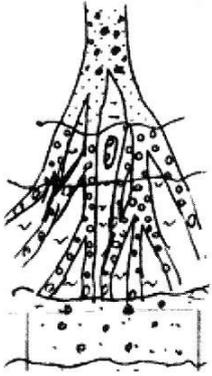
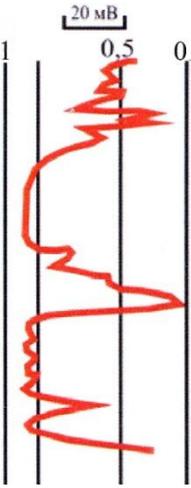
Фация	Генетические признаки				
	Внутреннее строение			Границы	
	Гранулометрия	Слоистость	Органические остатки	Подошва, кровля	Зоны выклинивания
Надводной равнины дельтового комплекса	В дельтовых каналах - песчаник мелкозернистый. В межканальных участках - песчано-алевритоглинистые породы, почвы. Интенс. ожелезн. (сидерит)	Волнистая, косоволнистая, косая. К границам косых прослоек приурочено обилие растительного детрита. В межканальных участках – горизонтальная слоистость; комковатая текстура	Обугленные растительные остатки	Нижняя граница неровная, часто со следами размыва в виде окат. глин и тонко-сл. алевритов, конкреций сидерита. В кровле прослой гипса, ожелезненные, трещины усыхания – в засушливом климате, в гумидном-уголь	Расщепляется на множество песчано-алевритовых прослоев
Морского края дельтового комплекса	Песчаники средне- и мелкозернистые. Размеры зерен уменьшаются вверх по разрезу. Обилие сидерита	Косая, косоволнистая, горизонтальная	Обилие растительного детрита	Многочисленные следы размыва по всему разрезу	Песчаные тела двустороннезубчатые

Таблица 2.2

(переходной) обстановки осадконакопления (по А. В. Ежовой, 2007)

Генетические признаки		Модели	
Форма поперечного сечения	Пространственное размещение	Седиментологическая	Электрометрическая
<p>Линзовидно-вогнутая асимметричная для дельтовых каналов, образующих пологие врезы шириной десятки-сотни метров. Мощность – 0,5-3,0 м</p> 	<p>Песчаные тела образуют ветвящуюся сеть полос и пятен, расположенных субпараллельно главному руслу. Площадь – десятки и сотни кв. км</p> 	<p>Чередование фаций прирусловых отмелей (II-III уровня) и фаций внешних и внутренних участков пойм (IV-V уровня)</p>	<p>Чередование 2-х типов аном. ПС: 1 – в зоне отриц. откл. $\alpha_{пс} - 0,8-0,5$. Подошвенная линия горизонт. прямая; боковая – отсутствует или вертикал. волнистая; кровельная – наклоннозубчатая. 2 – в зоне полож. отклон. $\alpha_{пс} - 0,2-0$. Подошв. линия накл., зубч.; кров. – гориз.</p> 
<p>Линзообразно-выпуклая и линзообразно-вогнутая</p> 	<p>Зона на стыке надводной и подводной равнины расположена параллельно берегу</p> 	<p>Изменчивая гидродинамическая активность (III и II уровни) во время формирования песчаного тела</p>	<p>Аномалия расположена в зоне отрицательных отклонений ПС. $\alpha_{пс} - 0,6-0,8$. Подошв. линия наклонная, зубчатая, боковая – волнистая, кровельная – наклонная</p> 

Фация	Генетические признаки				
	Внутреннее строение			Границы	
	Гранулометрия	Слоистость	Органические остатки	Подошва, кровля	Зоны выклинивания
Подводной равнины дельтового комплекса	Песчаники мелкозернистые в бороздинах. Отсортированность хорошая, средняя. S_0 – 1,8-2,5. На участках между бороздинами – тонкозерн. алевритоглинистые породы	Косая, косоволнистая.	Растительный детрит, редкие пеллециподы. В глинах – следы жизнедеятельности роющих животных	Нижняя граница имеет слабо выраженные следы размыва в виде окатышей алевролитов и глин. Верхняя граница резкая с глинистыми отложениями при трансгрессии, отчетливая с песчаником надводной части при регрессии.	Расщепляется на тонкие песчаные прослои
Подводного склона дельтового комплекса	Песчаники мелкозернистые. $Md=0,1-0,15$ мм. Отсортированность хорошая. S_0 – ок.2. Небольшое развитие имеют алевролиты и алевритовые глины	Косая, однонаправленная, линзовидная	Растительный детрит, редкие раковины пеллеципод плохой сохранности в глинах	Нижняя и верхняя границы резкие. В подошве наблюдаются следы размыва в виде окатышей глин	Резкая граница в сторону моря. Постепенно переходит в песчаные отложения подводной равнины

Генетические признаки		Модели	
Форма поперечного сечения	Пространственное размещение	Седиментологическая	Электрометрическая
<p>Линзообразно-вогнутая. Ширина сотни метров. Мощность – 0,5-0,3 м</p> 	<p>Вытянутые линейные полосы субперпендикулярно к береговой линии</p> 	<p>Снижение гидродинамического уровня от I-II к III вверх по разрезу в бороздинах. Низкий (IV) уровень на участках между бороздинами</p>	<p>Чередование 2-х типов аном. ПС: 1 – в зоне отриц. откл. $\alpha_{ПС}$ – 0,8-0,6. Подошв. линия гориз.; боковая – верт. волн.; кровельная – гориз. 2 – в зоне положит. отклон. Подошв. линия гориз.; бок. – вертик.; кров. – накл. зубчатая</p> 
<p>Линзообразно-выпуклая, асимм. Ширина - десятки, сотни метров, единицы км. Мощность – 40-70 м</p> 	<p>Полосообразное расположение песчаного тела субпараллельно береговой линии</p> 	<p>Очень высокая и высокая гидродин. активность (I и II ур.) среды во время формирования песчаного тела. Периоды ослаблен. динамич. активности (до IV- V ур.) были кратковременные</p>	<p>Аномалия ПС расположена в зоне отриц. отклонений. $\alpha_{ПС}$ – 0,8-1,0. Подошв. линия горизонт.; боковая – верт. волнистая, зубчатая; кровельная – горизонт.</p> 

Пример использования кривой ПС для реконструкции обстановок осадко-накопления приведен на рис. 2.10.

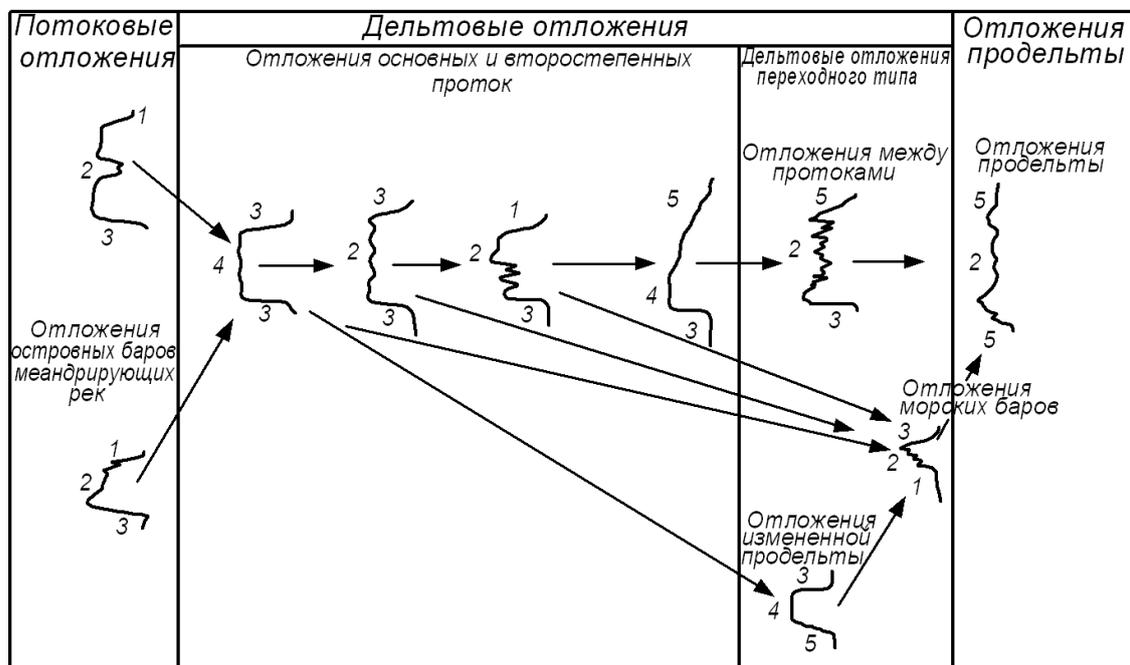


Рис. 2.10. Формы кривых ПС для отложений, образовавшихся в различных условиях (Сейта и Вишер, 1968): 1 – переходная; 2 – зазубренная; 3 – резкая; 4 – плавная; 5 – переходная зазубренная

В качестве другого примера на рис. 2.11 приведены характерные формы кривых (мотивы), встречающиеся на графиках гамма-каротажа. Очевидно, что одинаковые мотивы отвечают самым различным обстановкам. Поэтому нельзя интерпретировать графики скважинного каротажа изолированно от других имеющихся данных. Как уже отмечалось, достоверные результаты могут быть получены лишь в том случае, когда в распоряжении исследователя имеются керн и палеонтологические данные. При отсутствии этих материалов или при их недостаточной надежности для точной идентификации мотивов каротажных графиков в качестве вспомогательной информации можно использовать присутствие глауконита, обломков раковин, слюды и углистого детрита, что показано на рис. 2.12. В зависимости от присутствия или отсутствия в песчаниках четырех компонентов – глауконита, обломков раковин, слюдистых частиц и углистого детрита – определить принадлежность осадков к одному из четырех главных типов обстановок их накопления.

б Гамма-излучение, АНИ*

2

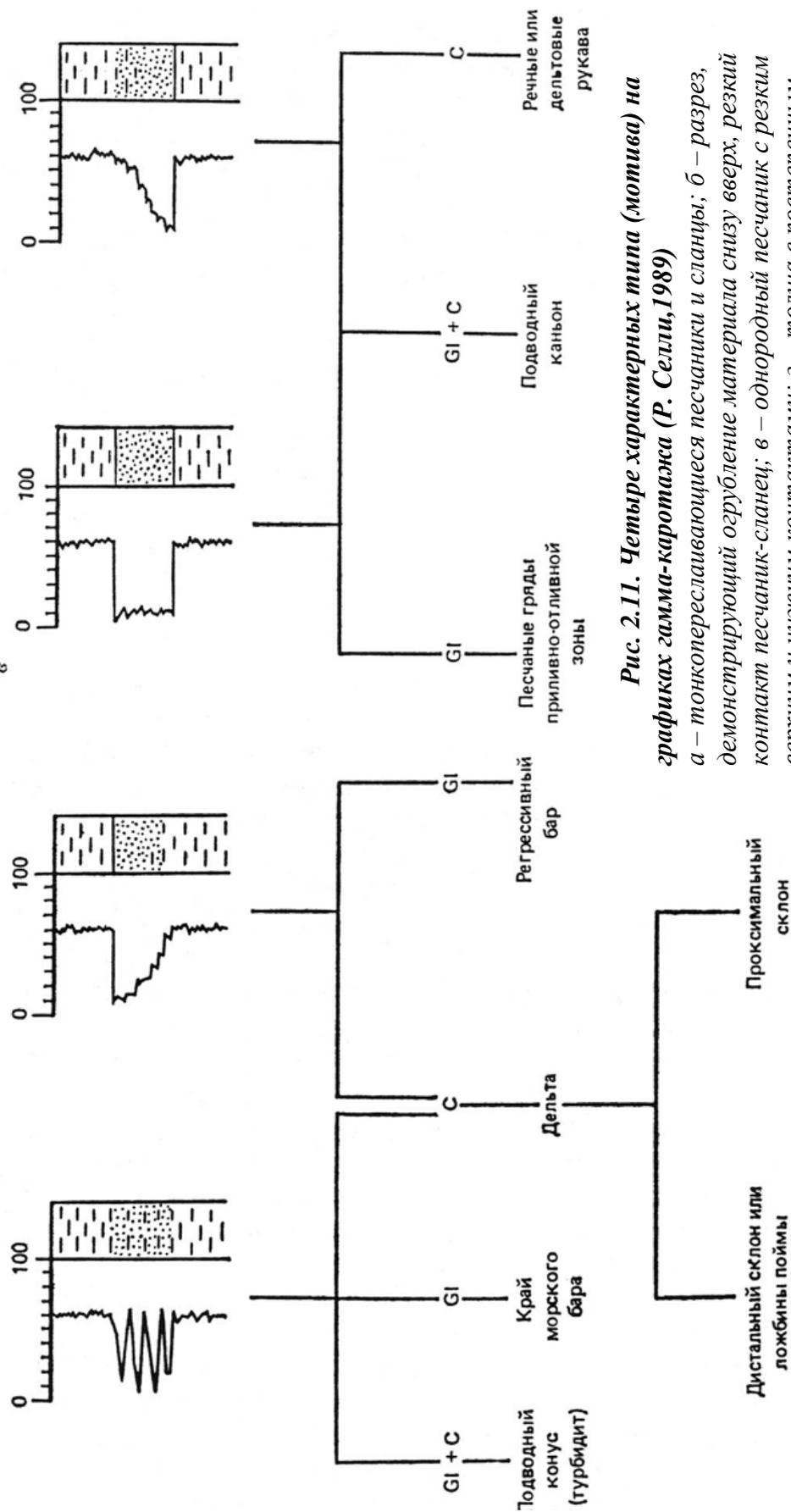


Рис. 2.11. Четыре характерных типа (мотива) на графиках гамма-каротажка (Р. Селли, 1989)

a – тонкопереслаивающиеся песчаники и сланцы; *б* – разрез, демонстрирующий огрубление материала снизу вверх, резкий контакт песчаник-сланец; *в* – однородный песчаник с резким верхним и нижним контактами; *г* – толща с постепенным

измельчением материала вверх по разрезу от песчаника к сланцу и с резкой подошвой; *GI* – присутствие глауконита и/или обломков раковин; *C* – присутствие углистого детрита или слюды.

Сам по себе ни один из этих мотивов нельзя считать диагностическим признаком конкретной обстановки осадконакопления, но в сопоставлении с данными по содержанию глауконита или углистого детрита они могут служить для определения происхождения (условий накопления) многих песчаных тел

* Единицы измерения интенсивности гамма-излучения по стандарту Американского нефтяного института

Пески		Морские	Неморские
Хорошо сортированные	Нет ни углистого детрита, ни сляуды	Глауконит и/или обломки раковин присутствуют	Глауконит или обломки раковин отсутствуют
		Барьеры Бары Мелководье Пески морского шельфа	Золовые
Плохо сортированные	Углистые и/или сляудистые	Подводные каньоны и конусы	Аллювиальные Озерные Дельтовые

Рис. 2.12. Деление осадков (согласно условиям их накопления) на 4 главные группы на основе присутствия или отсутствия глауконита или углистого детрита (Р. Селли, 1989).

Выделяют хорошо сортированные морские пески; неморские пористые пески (золовые); смешанные пески с глауконитом и углистой фракцией, которые могут принадлежать как турбидитам, так и плохо сортированным неморским пескам

2.4. Литолого-фациальный анализ

Из перечисленного непреложно следует, что полную и надежную интерпретацию фациального состава пород может представить только *керн*, причем в идеале – полного выхода и непрерывного отбора. Это поистине мечта геолога, поскольку отбор керна даже в поисковых и разведочных скважинах производится выборочно и в основном по продуктивным интервалам, с целью обеспечения параметров для последующей оценки ресурсов УВ-сырья. Тем ценнее каждый полученный образец и большее внимание следует уделять его изучению.

Известно огромное количество схем фациального расчленения отложений, которые все же, исходя из принципа актуализма, сводятся, как правило, к ограниченному набору обстановок (для терригенных нефтегазоносных толщ он приведен в табл. 2.1). Используемые схемы всегда характеризуются определенной иерархичностью, которую удобно показывать в виде сокращений или аббревиатур. Рекомендуемая нами индексация фаций в виде трехбуквенных аббревиатур наследует принципы, использованные предыдущими исследователями (Ю. А. Жемчужников, Л. Н. Ботвинкина, П. П. Тимофеев и др.). Первая буква обозначает группу (К – континентальная, Б – бассейновая) или крупную подгруппу отложений (А – аллювиальная, О – озерная). Вторая – соответствует какому-либо слову из названия макрофации (в основном имеющему «ключевой» характер), а третья – по тому же принципу – из названия конкретной фации. Таким образом, уже сам индекс часто имеет закодированное генетическое содержание. Например, КПШ легко расшифровывается как континентальные отложения пролювиального шельфа; АРР – как аллювий равнинных рек; БМБ – бассейновые отложения мелководных баров и т. п.

Разработанная нами схема фациального расчленения отложений (применительно к внутриконтинентальным терригенным сероцветным толщам) приведена в табл. 2.3. Предлагаемая схема имеет отчетливый линейный характер, в то время как само понятие «фация» имеет палеогеографическое, ландшафтное содержание, то есть рассматривается в *площадном*, двухмерном пространстве. На рис. 2.13 приведена объемная модель фациальной схемы размещения отложений, где индексами показаны макрофации.

В приведенной схеме выделено 13 макрофаций, каждая из которых соответствует крупному участку палеоландшафта или (примерно) обстановке осадконакопления в табл. 2.1. Собственно же фация представляется как элементарная единица палеоландшафта или как «осадок + условия». Изображение взаимоотношений фаций в объемном виде на соответствующих блок-диаграммах показано на рис. 2.14-2.20.

Окончание таблицы 2.3

Группа	Под-группа	Макрофация		Фация		Обозначения	
		название	индекс	название	индекс		
Переходная		Отложений мелких прибрежных водотоков	КС	КС	Гравийно-песчаных осадков русел мелких прибрежных водотоков	КСР	
					Глинистых и песчано-алевритовых осадков поймы мелких прибрежных водотоков	КСП	
		Отложений заливно-лагунного побережья	БЗ		Глинисто-алевритовых осадков полуизолированных частей побережья заливов и лагун	БЗП	
					Песчано-алевритовых осадков прибрежных частей заливов	БЗА	
					Алеврито-глинистых и карбонатных осадков центральных частей заливов и лагун	БЗГ	
					Гравийно-песчаных (пудлинговых) осадков оснований конусов выноса рек	БДП	
		Отложений подводной части дельты	БД		Гравийно-песчаных осадков центральных частей конусов выноса рек	БДЦ	
					Песчаных осадков конусов выноса рек	БДД	
					Алеврито-песчаных осадков передовой части дельты	БДА	
					Глинисто-алевритовых осадков приморских озер	БПО	
Мелководно-бассейновая*		Отложений полуизолированного малоподвижного бассейнового мелководья	БП		Алеврито-глинистых и карбонатных осадков малоподвижного мелководья	БПШ	
					Глинисто-алевритовых осадков приливно-отливной зоны (ватты)	БПВ	
					Алеврито-песчаных осадков малых аккумулятивных форм (косы, пересыпи)	БПК	
					Песчано-алевритовых осадков малоподвижного мелководья	БПА	
					Переслаивание глинисто-алеврито-песчаных осадков подвижного прибрегового мелководья (малые аккумулятивные формы)	БММ	
					Песчаных осадков сильноподвижного мелководья (аккумулятивные формы: бары, косы, пересыпи)	БМБ	
Бассейновая*		Отложений открытого подвижного бассейнового мелководья	БМ		Алеврито-песчаных осадков подвижного мелководья	БМП	
					Песчано-алевритовых осадков открытой части бассейна	БУТ	
					Алеврито-глинистых осадков открытой части бассейна	БУГ	
					Глинисто-карбонатных осадков открытой части бассейна	БУК	

* Под бассейном понимается обширный пресноводный внутриконтинентальный водоем с выровненным дном и глубинами до первых десятков метров.

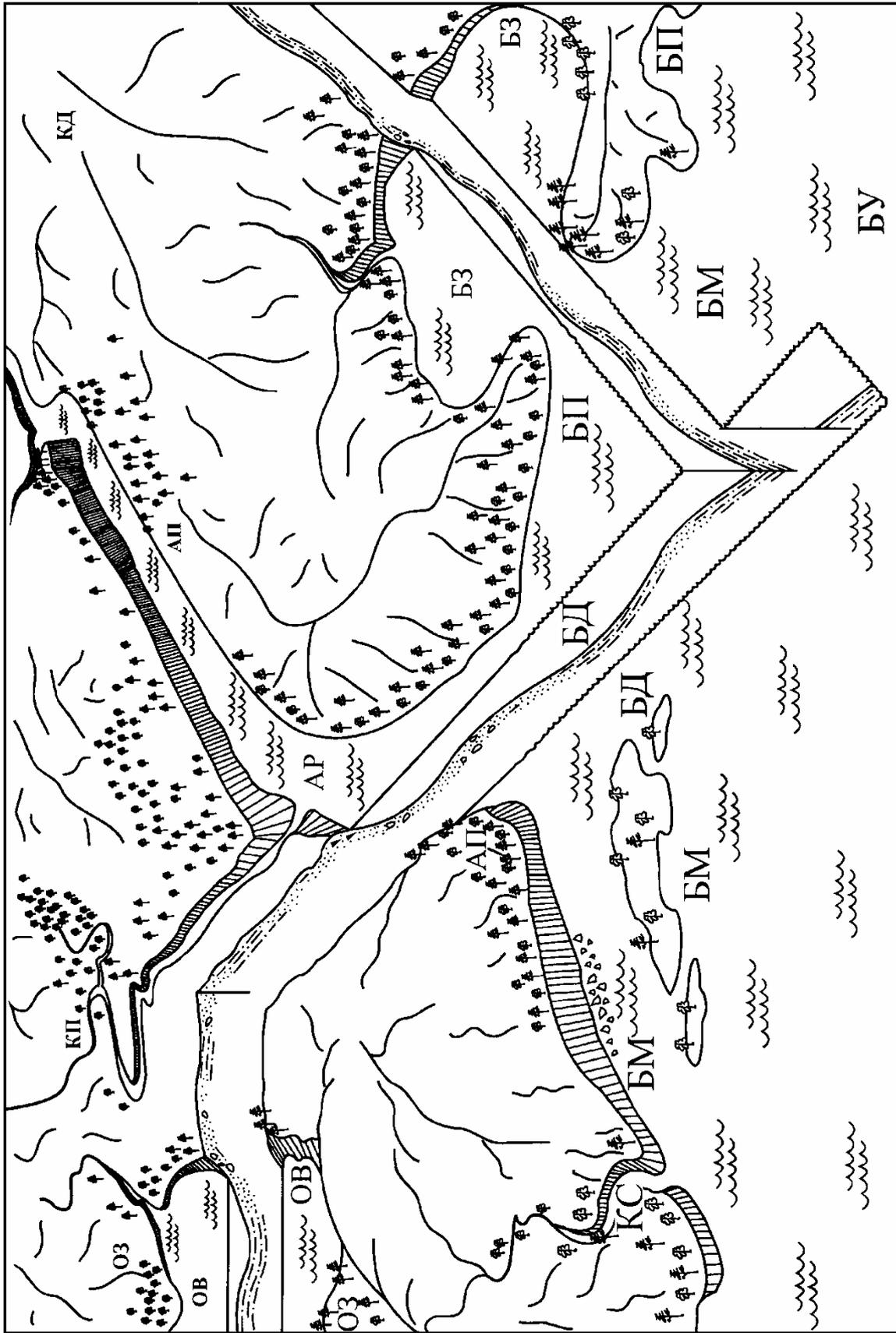


Рис. 2.13. Блок-диаграмма, иллюстрирующая схему фациального расчленения отложений (см. табл. 2.3): буквенные индексы – макрофации

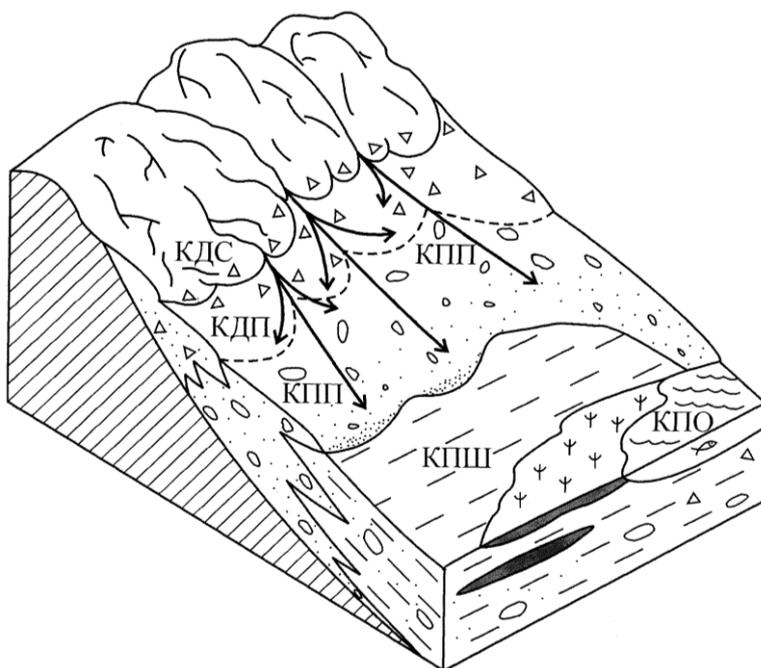


Рис. 2.14. Блок-диаграмма делювиально-пролювиальных отложений

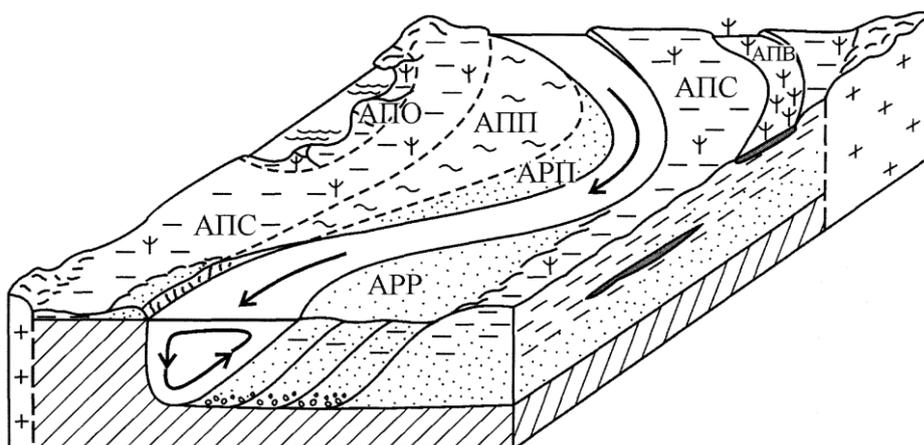


Рис. 2.15. Блок-диаграмма аллювиальных отложений

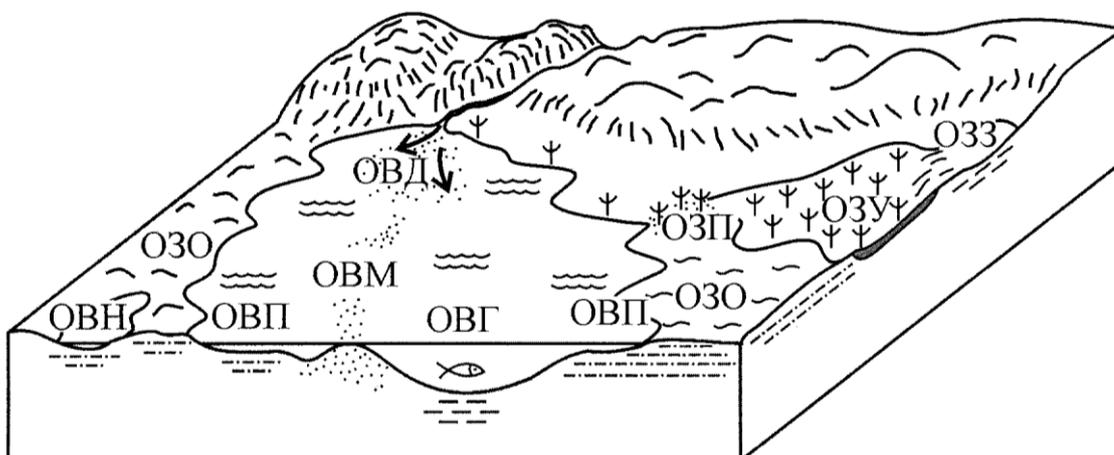


Рис. 2.16. Блок-диаграмма озерных отложений

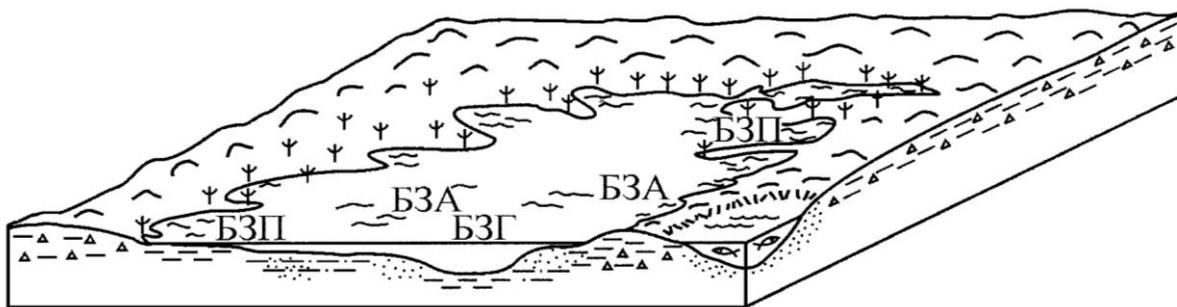


Рис. 2.17. Блок-диаграмма отложений заливов и лагун

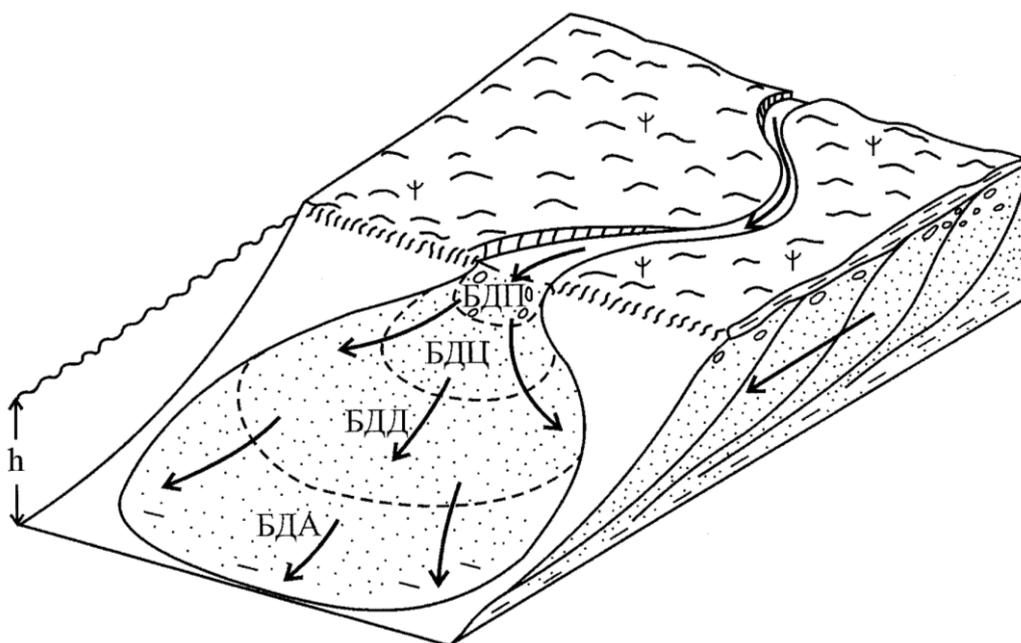


Рис. 2.18. Блок-диаграмма отложений подводной части дельты

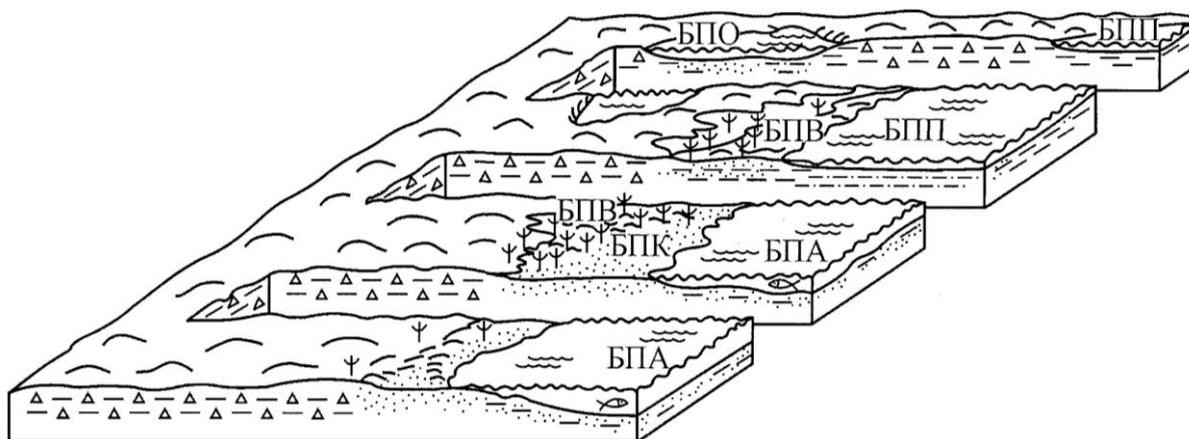


Рис. 2.19. Блок-диаграмма отложений полуизолированного мало подвижного бассейнового мелководья

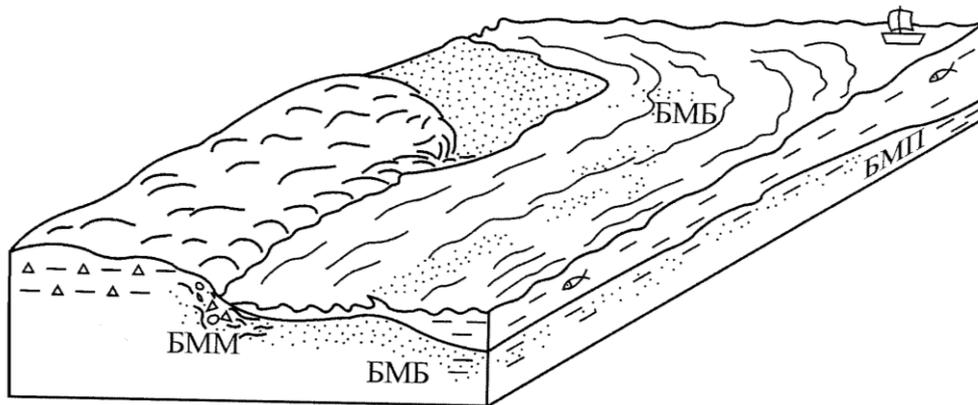


Рис. 2.20. Блок-диаграмма отложений открытого подвижного бассейнового мелководья

При наличии установленных признаков породы (см. гл. 1), определение ее генезиса можно свести к простой поисковой процедуре. Для этого следует воспользоваться таблицей диагностических признаков, приведенных в табл. 2.4. Порядок рассуждений продемонстрируем на примере образца, который был приведен на рис. 1.19, с подробным описанием. Дублируем его изображение на рис. 2.21, сопроводив кратким перечнем диагностических признаков.

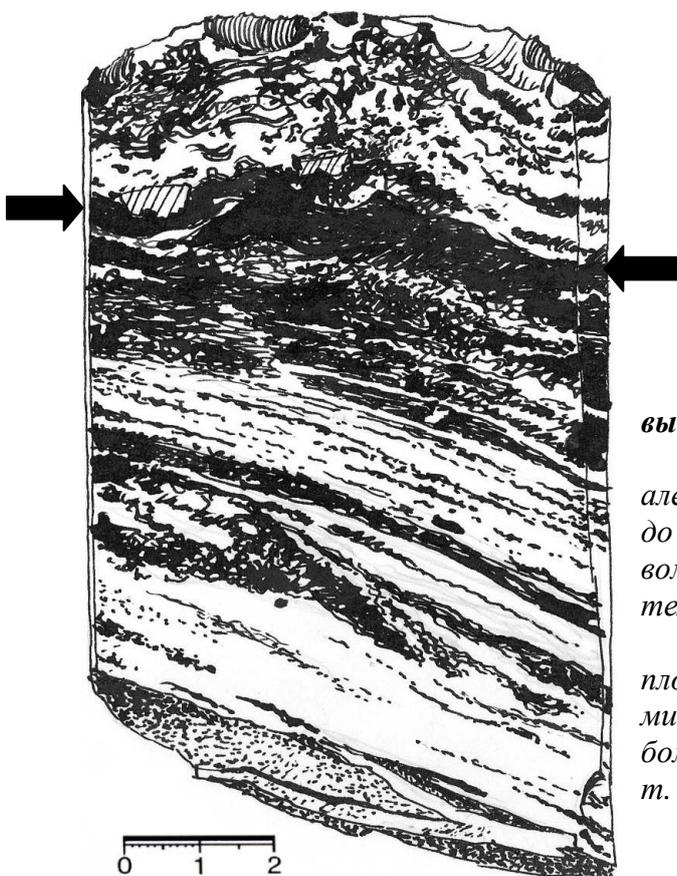


Рис. 2.21. Образец керна с двумя выделенными слоями (см. рис. 1.19):

- нижний слой – крупнозернистый алевролит; сортированность от средней до плохой; слоистость от полого- до косо-волнистой; большое количество растительной органики;
- верхний слой – крупнозернистый плохосортированный алевролит с динамичной косо-волнистой слоистостью и большим количеством растительной (в т. ч. крупнофрагментарной) органики

Последовательно, по соответствующим столбцам табл. 2.4, найдем, что крупнозернистый алевролит как гранулометрический тип присущ 17 фациям (полностью зачерненные клетки). Средняя и плохая сортированность (одновременно) характерна только для одной из этих 17 (!) фаций, а именно АПС (слабопроточной поймы). Верхний слой, при почти том же гранулометрическом составе, характеризуется плохой сортировкой. Из этих же 17 фаций она присуща четырем: КДП, АПП, АПС и БММ (вновь принимаются во внимание только полностью зачерненные клетки). Косо-волнистая слоистость характерна для трех последних; в двух пойменных содержится повышенное количество органики, причем для АПП (проточной поймы) наличествуют более крупные фрагменты, отмеченные при описании (см. подпись к рис. 1.19). Таким образом, с высокой степенью уверенности можно отнести данный образец в целом к макрофации пойменных отложений речных долин – АП (см. табл. 2.3).

ЛИТЕРАТУРА

1. **Алексеев В. П.** Атлас фаций юрских терригенных отложений (угленосные толщи Северной Евразии). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
2. **Обстановки** осадконакопления и фации: пер. с англ. / под ред. Х. Г. Реддинга. М.: Мир, 1990. Т. 1, 532 с.; Т. 2. 384 с.
3. **Селли Р. Ч.** Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ. М.: Недра, 1989. 294 с.

3. ПОСТРОЕНИЕ И МАСШТАБИРОВАНИЕ КОЛОНОК СКВАЖИН

3.1. Общие положения

Итоговая «продукция» геологического изучения глубокозалегающих отложений, выполненного посредством документации *керна* скважин, представляется в виде *колонки*. Практически всегда на этой колонке значками (а в последнее время и цветом) в поле, ограниченном двумя параллельными линиями, показывается размерность частиц, т. е. смена гранулометрических типов пород. Другие сведения, полученные при документации, приводятся дополнительными знаками либо даются в описательном виде (здесь же, на колонке, в отдельном столбце либо в текстовом приложении).

Детальность изображения полученных сведений определяется масштабом колонки. При М 1:500, обычном в нефтегазоразведочной геофизике и минимальной высоте знака (слоя), который можно показать графически, соответствующей 2 мм, в виде самостоятельных можно изобразить слои толщиной 1 м и более. На колонке М 1:200 показать можно уже слои толщиной 0,4 м. Именно такая минимальная мощность слоя, подлежащего выделению, определяется большинством методических руководств (специально отметим, что в ряде случаев самостоятельному выделению подлежат слои, независимо от их мощности: например, полезные ископаемые, специфические образования вида тонштейнов и т. п.). Общие сведения о том, слои (или комплексы слоев) какой мощности могут быть показаны на колонках разного масштаба, приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

Минимальная мощность интервала, который может быть изображен на соответствующей колонке

Масштаб колонки	Мощность интервала, м	Чему интервал соответствует
1:50 000	100	Порядок литоциклов (комплексов слоев)
1:20 000	40	
1:5 000	10	
1:2 000	4	Слои разной мощности
1:500	1	
1:200	0,4	
1:50	0,1	Прослои

Указанным «техническим» ограничением определяется существенный диссонанс в построении колонок: с одной стороны, естественным выглядит стремление геолога показать *визуально* максимально детальную информацию. С другой – это желание сдерживается как используемым масштабом, так и небольшими возможностями варьирования ограниченным набором знаков в поле

параллельных линий, «чтение» которых требует специальных навыков. При значительных мощностях выделяемых слоев и относительно «монотонном» строении толщи этот диссонанс не ощущается или проявлен слабо. В полной мере это относится к морским, достаточно выдержанным отложениям (например, мела Западно-Сибирского мегабассейна). Существенно иначе обстоит дело для сложнопостроенных внутриконтинентальных отложений нижнеплитного этажа Западной Сибири. Здесь, при средней мощности слоя около 1 м (что характерно для всех угленосных отложений раннего мезозоя), *все* выделяемые слои на обычной колонке М 1:500 показать нереально (см. табл. 3.1).

3.2. Рельефные колонки

Сущностный выход из констатированной выше ситуации предложен известным исследователем угленосных толщ Г. А. Ивановым. Еще в 1950 г. он разработал методику вычерчивания разрезов угленосных отложений с *гранулометрической кривой*, в последующем доведя ее до совершенства, что наглядно видно на рис. 3.1. В принципе эта методика исходит из стремления *рельефно* отобразить те или иные природные явления, которые, например, нередко можно наблюдать в крупных обнажениях по разной выветрелости различных слоев горных пород. В отличие от обычно вычерчиваемых колонок, ограниченных двумя параллельными линиями, в разрезе с гранулометрической кривой колонка разреза ограничивается прямой линией только с левой стороны. Вместо правой прямой линии колонку ограничивает кривая гранулометрического состава осадков, которая строится с использованием стандартной гранулометрической шкалы. На этой шкале от линии, ограничивающей нормальную колонку разреза слева, вправо наносятся деления, соответствующие различной и все увеличивающейся крупности зерна осадков. Подчеркнем, что на рис. 3.1 приведен исключительно авторский (Г. А. Иванова) вариант построения колонок, включая десятичную гранулометрическую шкалу, на недостатки которой мы указали выше (см. п. 1.3).

Помимо своей наглядности предложенный способ изображения материалов имеет целый ряд достоинств. Во-первых, на гранулометрической кривой можно показать слои и прослой *любой* (вплоть до «нулевой») мощности. Это выполняется путем проведения горизонтальной линии – штриха от кривой до линии, отвечающей размерности материала этого прослоя (более мелкого – влево, более крупного – вправо, как это и показано для одного слоя 15 на рис. 3.1). Во-вторых, гранулометрической кривой можно показывать не только основные типы, но и *разновидности* пород, путем ее отведения на *часть* расстояния, соответствующего основным выделяемым разностям. В-третьих, можно показать изменения состава пород даже *внутри* слоя, также отводя кривую в ту или

иную сторону от сетки линий, отвечающих основным типам пород. Наконец, в четвертых, можно весьма просто показать любое по масштабу *переслаивание* пород в виде зигзагообразной кривой или попеременных штрихов, проводимых влево и вправо от «среднего» уровня гранулометрической кривой.

Помимо перечисленного, уже в 1967 г. Г. А. Иванов прямо указал: «Разрез с гранулометрической кривой по своему характеру аналогичен *электрокаротажной кривой*, но отличается от нее рядом преимуществ. Он овеществлен реальными, физически наблюдаемыми типами пород, в то время как в каротажных кривых отражаются изменения тех или иных из определяемых ... свойств пород (КС, ПС, ГК и др.)».

Нам остается лишь сожалеть о том, что предложение о принятии разреза с гранулометрической кривой и другими признаками в качестве обязательного ГОСТа осталось лишь пожеланием и не нашло широкого внедрения в практике работ. В то же время именно в нефтяной литологии нашло широкое применение отображение основных гранулометрических типов в «поле», образуемом электрокаротажными кривыми, пример которого показан на рис. 3.2, 3.3. На приведенных примерах использование результатов ГИС выводит на фациальные реконструкции (см. рис. 3.2), либо установление цикличности (см. рис. 3.3).

В предыдущем разделе 2 подробно рассмотрены электрометрические модели фаций, устанавливаемые именно на кривой ПС (см. рис. 2.3). Одновременно там же показано, как та же самая задача может решаться и на базе кривой естественной радиоактивности ГК (см. рис. 2.9). Можно рекомендовать объединение обоих указанных методов, как это и показано на рис. 3.4. При этом для наглядности кривая ГК приводится в «зеркальном» варианте относительно стандартно используемой шкалы.

На том же рисунке 3.4 фациальный состав отложений показан посередине колонки, в поле традиционных параллельных линий. В итоге на рекомендуемой колонке скважины отображены все параметры, которые отражает традиционная нефтегазовая литология: размерность частиц, фациальный состав и основные кривые ГИС, которые взаимодополняют и заверяют друг друга. Здесь же показаны и изображения конкретных образцов керна. При соответствующем масштабе можно «выклеить» непрерывный разрез фотодокументированного керна скважины (рядом с фациальной колонкой или вместо нее).

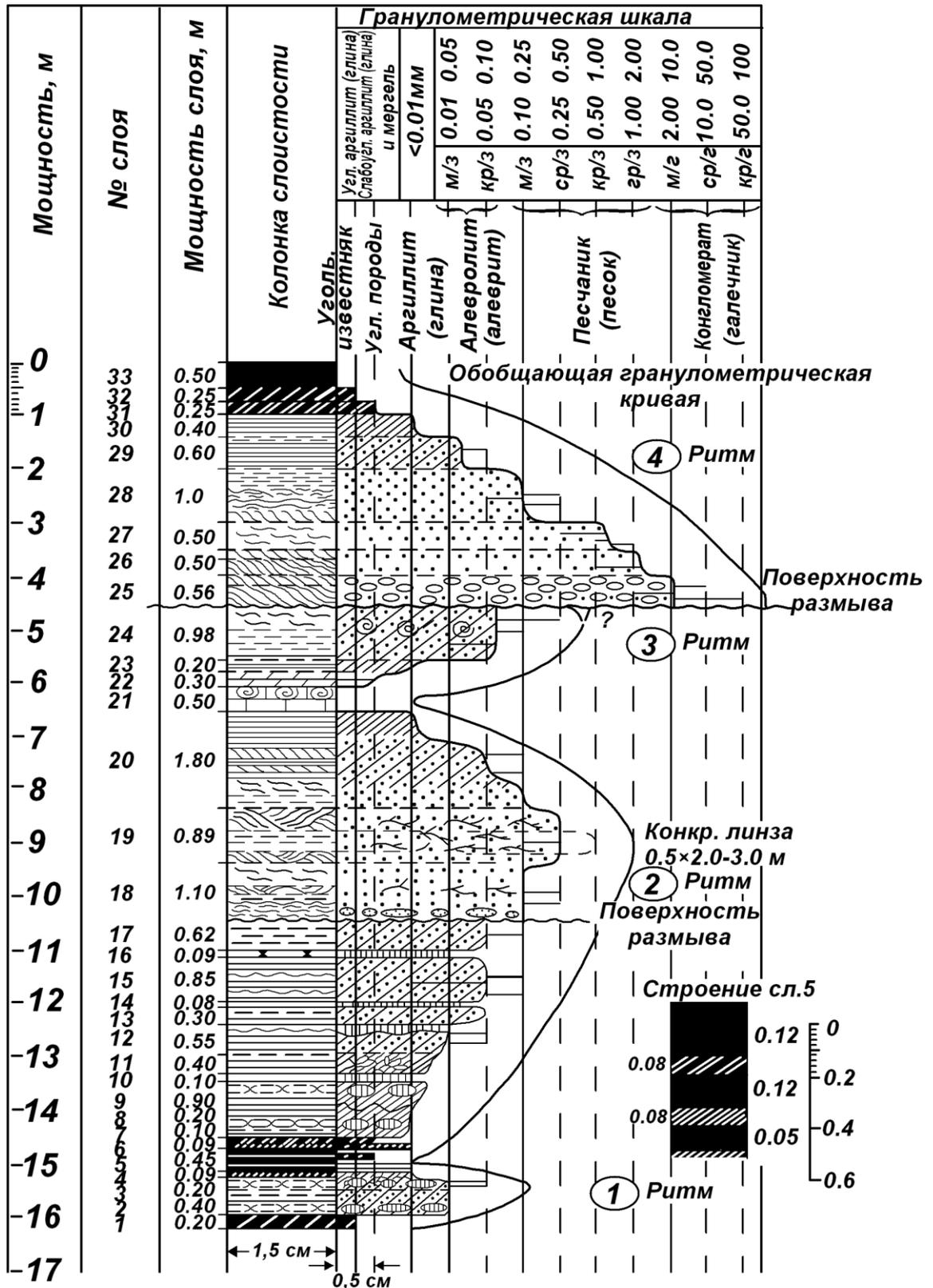
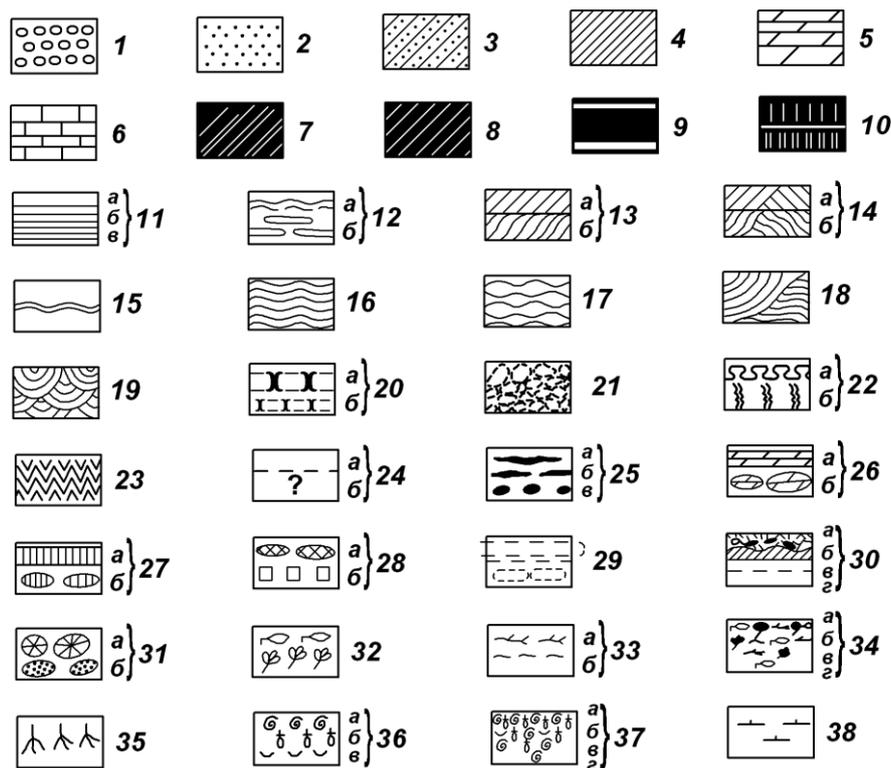


Рис. 3.1. Пример вычерчивания нормального разреза с гранулометрической кривой, по Г. А. Иванову: обозначения см. на стр. 51



Обозначения к рис. 3.1 (нормальным разрезам с гранулометрической кривой):

Породы: 1 – галечник, конгломерат (коричневый); 2 – песок, песчаник (желтый); 3 – алеврит, алевролит (красный); 4 – глина, аргиллит (зеленый); 5 – мергель (голубой); 6 – известняк (синий); 7 – слабоуглистая глина (аргиллит); 8 – углистая глина (аргиллит); 9 – уголь гумусовый, 10 – сверху: уголь сапропелевый, внизу: горючий сланец.

Типы слоистости. Горизонтальная: 11а – толстая (чертит через 3 мм), 11б – тонкая (через 2 мм), 11в – очень тонкая (через 1 мм); 12а – неровно (волнисто)-горизонтальная, 12б – линзовидно-горизонтальная. Косая: однонаправленная (13а – прямолинейная, 13б – криволинейная); разнонаправленная (14а – прямолинейно-перекрестная, 14б – криволинейно-перекрестная). Волнистая: 15 – волноприбойные знаки ряби; 16 – правильно-волнистая; 17 – линзовидно-волнистая; 18 – линзовидно-волнисто-перекрестная; 19 – линзовидно-волнистая мульдобразно-перекрестная.

Прочие текстуры: 20а – конкреционное сложение, 20б – полуконкреционное сложение; 21 – комковатость породы; 22а – текстура взмучивания, 22б – следы деятельности илоядных; 23 – «конус в конусе»; 24а – породы неслоистые, 24б – слоистость не ясна.

Для тех же типов слоистости, неясно выраженных – пунктирные линии.

Включения: угля (25а – линзы, 25б – включения, 25в – гальки); мергеля (26а – прослои, 26б – линзы); сидерита (27а – прослои, 27б – линзы); пирита (28а – конкреции, 28б – включения); 29 – участки цементации; 30а – гальки глины и других пород, 30б – контакт с размывом, 30в – контакт резкий, 30г – постепенный переход. Стволы: 31а – минерализованные, 31б – с песчаным ядром; 32 – растительные остатки хорошей сохранности; 33а – растительные остатки плохой сохранности; 33б – растительный шлам, растительный детрит; 34 – количество флоры (а – обилие, б – много, в – средне, г – мало); 35 – корневые остатки; 36а – морская фауна, 36б – лингулы, 36в – пелециподы; 37 – количество фауны (а – обилие, б – много, в – средне, г – мало); 38 – известковистость пород.

Примечание. Цвета (коричневый, желтый и другие) употребляются при раскраске пород.

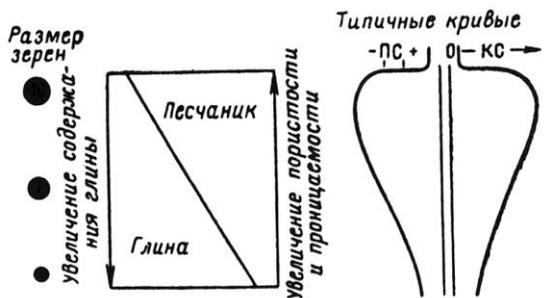


Рис. 3.2. Влияние содержания глины и изменения размеров зерен на форму кривых ПС и КС (по А. Джагелеру и Д. Матуцаку: Стратиграфические ..., 1975)

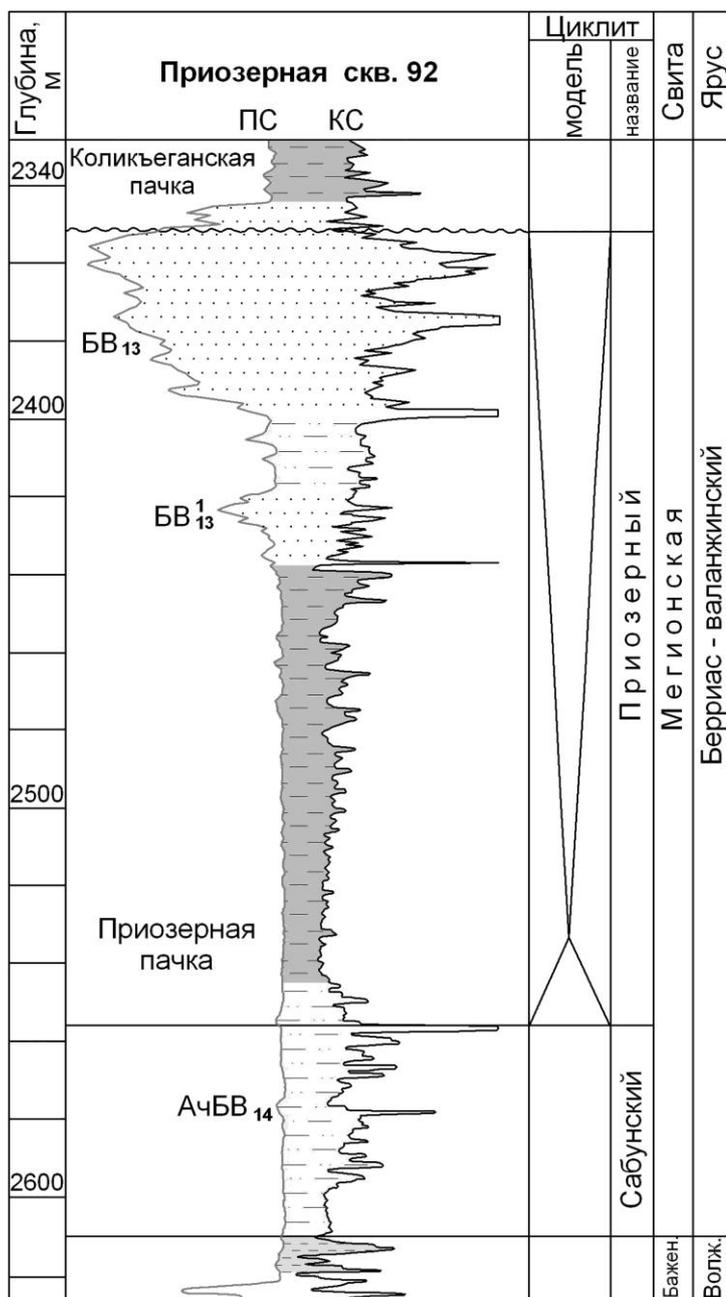
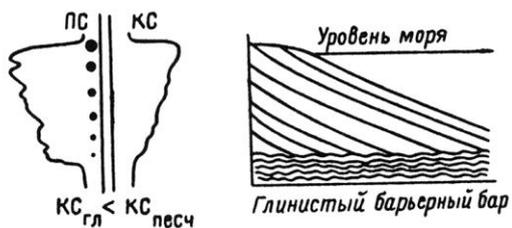


Рис. 3.3. Электрокаротажный образ «приозерного субрегионального циклита» (Ю. Н. Карогодин и др., 2000):

отложения: 1 – песчано-алевритовые, 2 – алевритовые, 3 – глинистые, 4 – битуминозные; 5 – индекс продуктивного горизонта



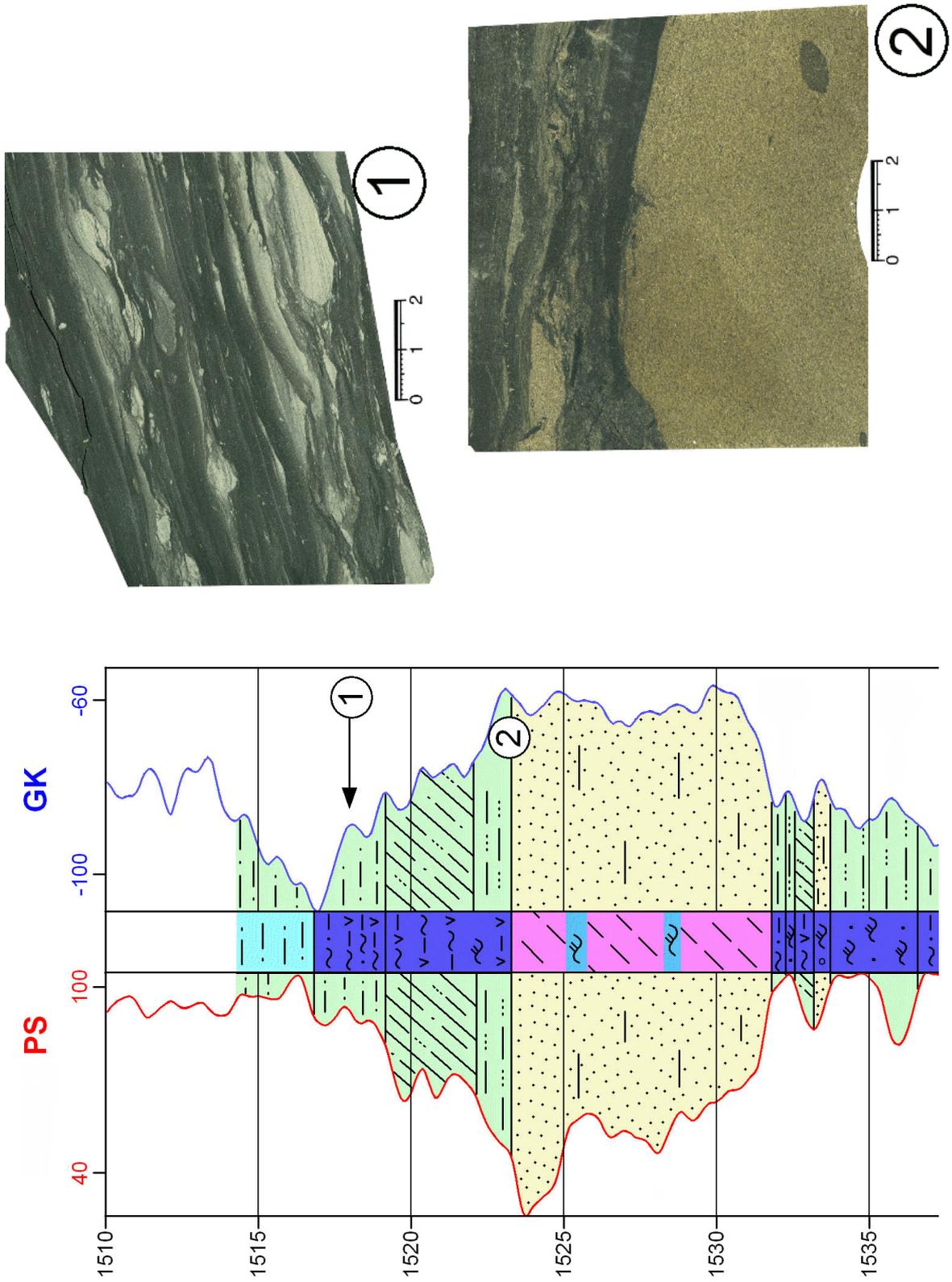


Рис. 3.4. Фрагмент колонки скважины (коллектор ВК₁ Восточно-Каменного месторождения):
 • гранулометрические типы см. в табл. 1.2; • фации (в центре колонки) см. в табл. 2.3;
 • справа – сканированные изображения образцов кернa

3.3. Иерархичность объектов и масштабирование информации

В завершение раздела вернемся к масштабам изображения информации, в рамках варьирования ими. Пример такого подхода показан на рис. 3.5.

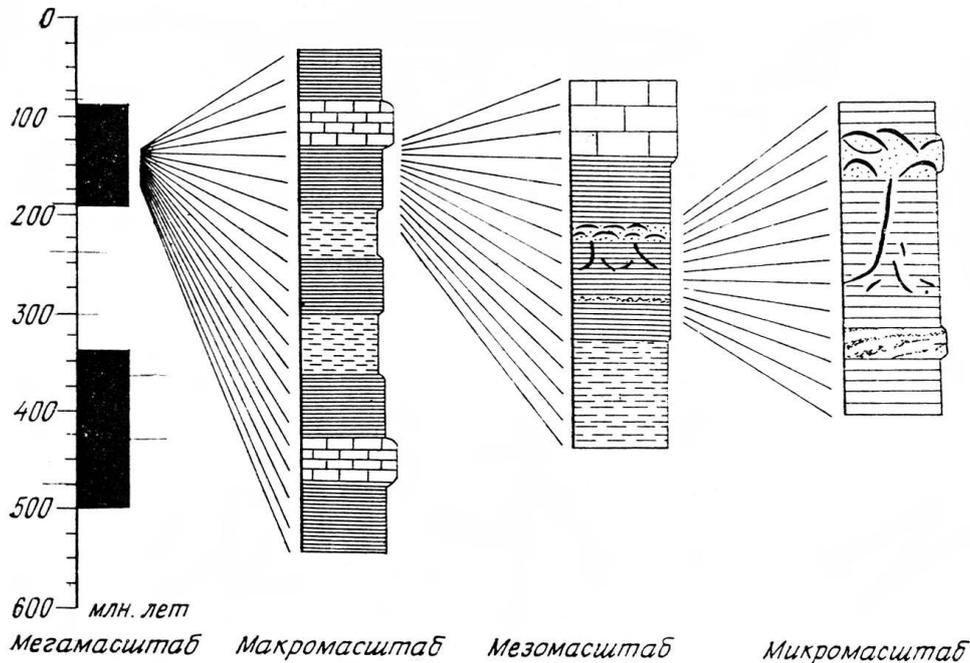


Рис. 3.5. Различные масштабы вариаций, фиксируемые в черных сланцах.

Мегамаштабные вариации отражают длинные периоды в истории Земли с возобновлением отложения черных сланцев. Макромасштабные вариации связаны с литологическими пачками пород, которые выделяются при документации скважин глубоководного бурения. Мезомасштабные вариации проявляются в слоях пород. Микромаштабные вариации определяются слойками или тонкими слоями в пределах черных сланцев. По А. Ветцелю (Циклическая и событийная седиментация, 1985; ср. с табл. 3.1)

Поскольку описываемый подход имеет достаточно узкоспециальный характер, покажем, как можно использовать его в достаточно утилитарных целях, при выполнении любой самостоятельной студенческой работы. Так, весьма простым, но эффективным и информативным приемом является показ строения какой-либо части разреза в более крупном масштабе, что показано на рис. 3.6.

Показанным подходом одновременно решается несколько задач:

- более глубокое «погружение» в расшифровку геологического строения конкретной части разреза;
- перекидывание «мостика» между геологической и геофизической (ГИС) информацией, в т. ч. с возможностью детального показа интерпретации кривых любых методов для решения любых задач (по выбору);

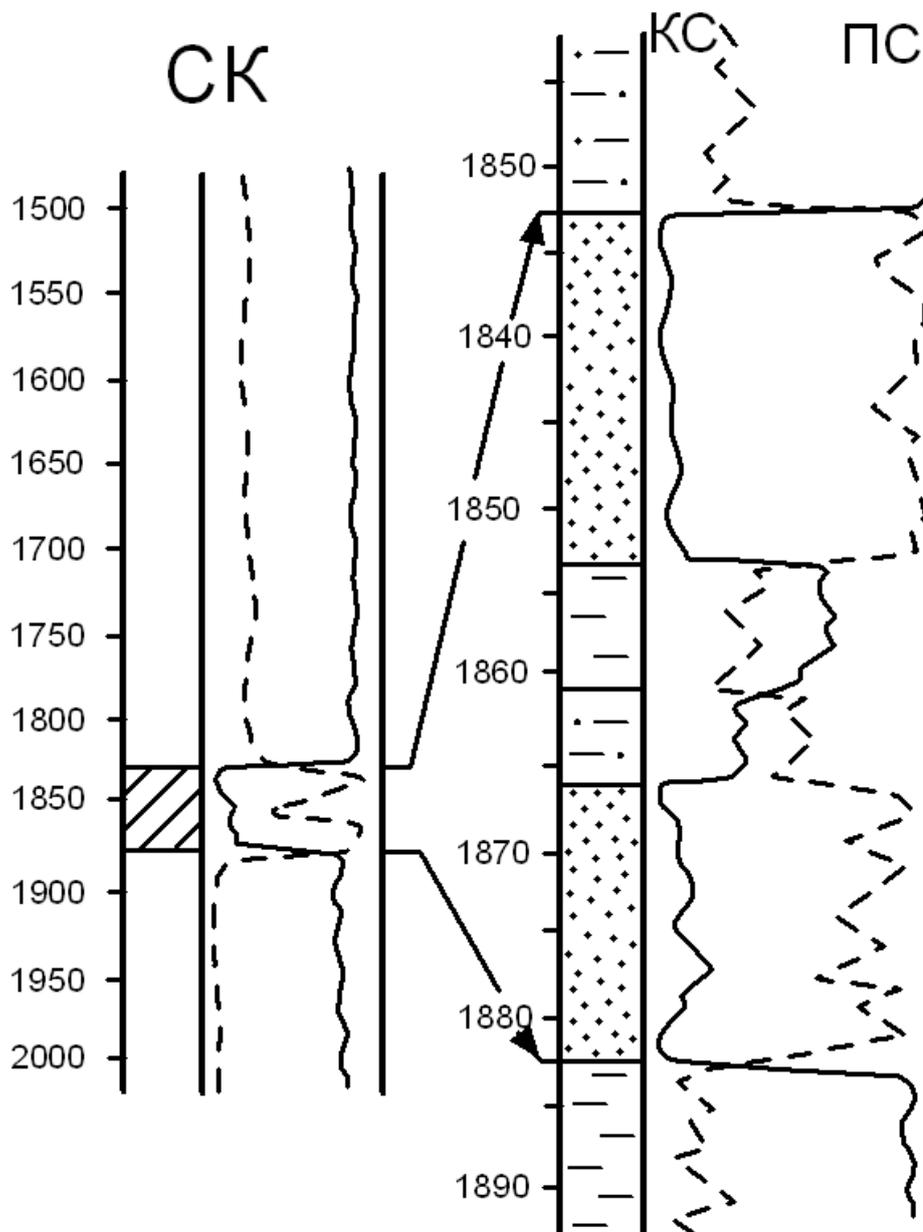


Рис. 3.6. Модель, показывающая возможность синтеза обычной стратиграфической колонки (СК) с трудно читаемым, «слепым» продуктивным интервалом (слева, косая штриховка) с рабочим планшетом, соответствующим масштабу записи кривых ПС и КС (справа, при десятикратном увеличении масштаба).

Такое масштабное увеличение можно варьировать в соответствии с разными целями: показа комплекса используемых методов, иллюстраций какого-то детального (нового) метода и пр. Эту «врезку» или даже серию врезок рекомендуется показать на «типовой» стратиграфической колонке и использовать в дальнейшем при описании специальных исследований

– изначальный показ собственно специфики применяемой методики как ГИС (новые методы, их комплексирование, получаемые результаты и пр.), так и геологических объектов (например, конкретные образцы на рис. 3.4).

ЛИТЕРАТУРА

1. **Алексеев В. П.** Литологические этюды. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2006. 149 с.

2. **Иванов Г. А.** Пути стандартизации литолого-фациального состава угленосных отложений с целью повышения достоверности и эффективности геологоразведочных работ: методические указания. Л.: Изд-во ВСЕГЕИ, 1977. 50 с.

Часть II

РАБОТА С ОБЪЕКТОМ



Chaos

Chaos

Chaos

Order

Иллюстрация **гистерезиса** (гр. hysteresis – отставание, запаздывание), в приведенном примере символизирующая переход от хаоса в исходных представлениях до порядка (нем. Order) при сдаче контрольных работ.

4. ПРИРОДНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ, ЛОВУШКИ, ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА

Основная задача настоящей главы – предоставление студентам методических рекомендаций для выполнения практических заданий по геометризации нефтяных залежей. Необходимым условием выполнения заданий является знание студентами классификаций, типизаций, характерных особенностей состава, строения и условий залегания в недрах локальных нефтегазоносных объектов: природных резервуаров, ловушек, залежей. В краткой форме эта информация изложена в разделе 4.1. Более подробные сведения об этих объектах студенты могут получить, обратившись к источникам, рекомендуемым для изучения в конце главы [1, 2].

4.1. Природные резервуары

В земной коре местами для нефти, газа и воды служат коллекторы, заключенные в плохо проницаемые породы. И. О. Брод и Н. А. Еременко предложили называть эти естественныеместилища УВ и воды, внутри которых возможна циркуляция флюидов, *природными резервуарами*. Форма (морфология) их определяется соотношением в разрезе и по площади пород-коллекторов с вмещающими их флюидоупорами. Различают три основных типа природных резервуаров: пластовые, массивные и литологически ограниченные со всех сторон (рис. 4.1).

Пластовые резервуары представлены породами-коллекторами, имеющими значительное площадное распространение (сотни и тысячи квадратных километров) и относительно небольшую мощность (от долей до десятков метров). Чаще они сложены терригенными, реже карбонатными породами; могут содержать отдельные линзовидные прослойки непроницаемых пород, что делает их неоднородными по строению. В некоторых случаях пластовые резервуары выклиниваются на сводах или крыльях локальных структур. Основная циркуляция флюидов происходит вдоль пласта.

Массивные резервуары представляют собой мощную (несколько сот метров) толщу пластов-коллекторов одинакового или различного состава (соответственно однородно-массивные и неоднородно-массивные). В толще пластов-коллекторов могут быть непроницаемые прослои, однако все пласты проницаемых пород сообщаются, представляя единый природный резервуар. В отличие от пластовых, массивные резервуары ограничены проницаемыми породами только у кровли или у размытой поверхности отложений, слагающих эрозионные выступы или рифовые постройки. Возраст пластов, слагающих массивный резервуар, может быть различным. Существенную роль в массиве имеет вертикальная дифференциация флюидов по плотности. При наличии общего нефтегазоводного

контакта в нескольких слоях, т. е. их гидродинамической связи, говорят о пластово-массивном резервуаре (Баженова и др., 2004).

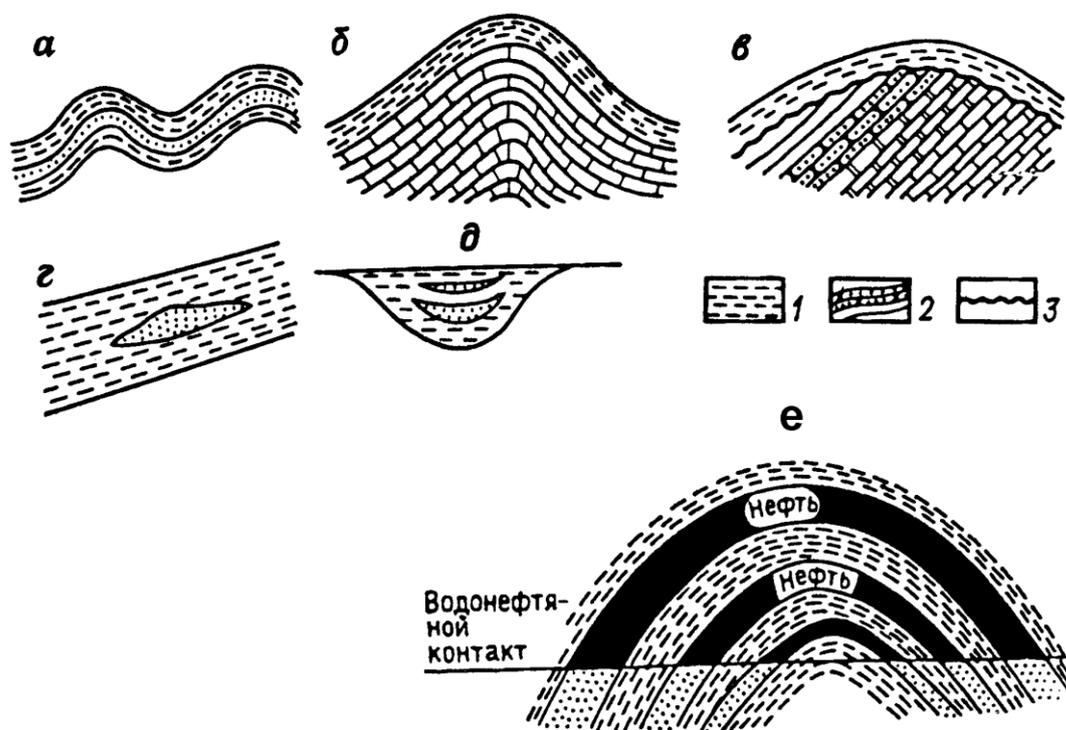


Рис. 4.1. Природные резервуары (Бакиров и др., 1993):

а – пластовый; б – массивный однородный; в – массивный неоднородный; г – литологически ограниченный; д – литологически ограниченный в погребенной речной долине; е – пластово-массивный. Породы: 1 – непроницаемые; 2 – проницаемые; 3 – размыв

Примером однородно-массивных резервуаров могут служить трещинные и кавернозные известняки турнейского яруса Волго-Уральской НПП, неоднородно-массивных – чередующиеся карбонатные и терригенные породы в размывных и эродированных выступах палеозойских пород того же региона.

Литологически ограниченные резервуары окружены со всех сторон практически непроницаемыми породами. В наиболее простом случае это песчаная линза в глинистой толще или на каком-то участке повышенной трещиноватости или кавернозности в массиве осадочных (чаще) или изверженных пород. Примеры литологических резервуаров: погребенная аллювиальная долина, протоки палеодельты, тела ископаемых баров, участки морских течений, континентально-склоновые отложения в подводных каньонах и конусах выноса.

В различных обстановках осадконакопления формируются те или иные разновидности природных резервуаров. На широких шельфах эпиконтинентальных морей будут образовываться в основном пластовые резервуары. Для озерно-речных долин характерны резервуары линзовидной формы. В мощных песчаных свитах возникают условия существования массивных резервуаров. Последние

больше характерны для карбонатных пород. Это, в первую очередь, рифогенные известняки, образующие выпуклые тела, носящие общее название **биогермы**. Биогермы пластовой формы бывают образованы скоплениями карбонатного материала, который образовался в местах массового расселения некоторых видов водорослей (**строматолиты**). Некоторые карбонатные породы биогенного или биохимического происхождения (прежде всего оолитовые известняки) образуют резервуары пластового типа (Баженова и др., 2004).

4.2. Ловушки нефти и газа и их классификации

Обычно большая часть порового пространства природного резервуара заполнена водой, имеющей различное происхождение (седиментационной, инфльтрационной и др.). Нефть и природный газ по отношению к седиментационной воде являются более поздними образованиями. Оказавшись в свободном состоянии в природном резервуаре, заполненном водой, УВ стремятся занять в нем самое высокое положение. Они всплывают в воде вверх (вследствие гравитационного эффекта) до тех пор, пока не достигнут кровли пласта-коллектора (подошвы пласта-флюидоупора). Дальнейшее их продвижение по пласту-коллектору происходит только в том случае, если кровля пласта наклонена к горизонту. Тогда УВ перемещаются по наклонному пласту-коллектору вблизи его кровли. Если на их пути встречается препятствие (литологический экран, изменение наклона пласта на обратное и т. д.), то в этой части природного резервуара, перед преградой, нефть и газ начинают скапливаться и образуют залежь. Часть природного резервуара, в которой устанавливается равновесие между силами, вызывающими перемещение флюидов (воды, нефти и свободного газа) в породах и препятствующими ему силами, называется **ловушкой**. Основные причины перемещения – разность давлений и силы всплывания нефти и газа в воде. Кроме непроницаемых пород, оказывающих противодействие перемещению флюидов, экран также может создаваться напором воды (Баженова и др., 2004). Простейший тип ловушки – брахиантиклиналь или купол, где пласт коллектора снизу и сверху ограничен флюидоупорами. Замкнутый по периметру изгиб пласта выпуклостью вверх создает условия для улавливания и сохранения УВ. Снизу-нефть (или газ) подпирается водой.

Примеры ловушек в пластовом, массивном и литологическом резервуарах показаны на рис. 4.2. В пластовых и массивных резервуарах ловушками для УВ являются сводовые изгибы пласта (рис. 4.2, Б, Г, Е) или верхние части рифовых массивов (или эрозионных выступов), имеющие обычно сводовую форму (рис. 4.2, Ж); литологически замкнутый природный резервуар сам является ловушкой для УВ (рис. 4.2, В) [1].

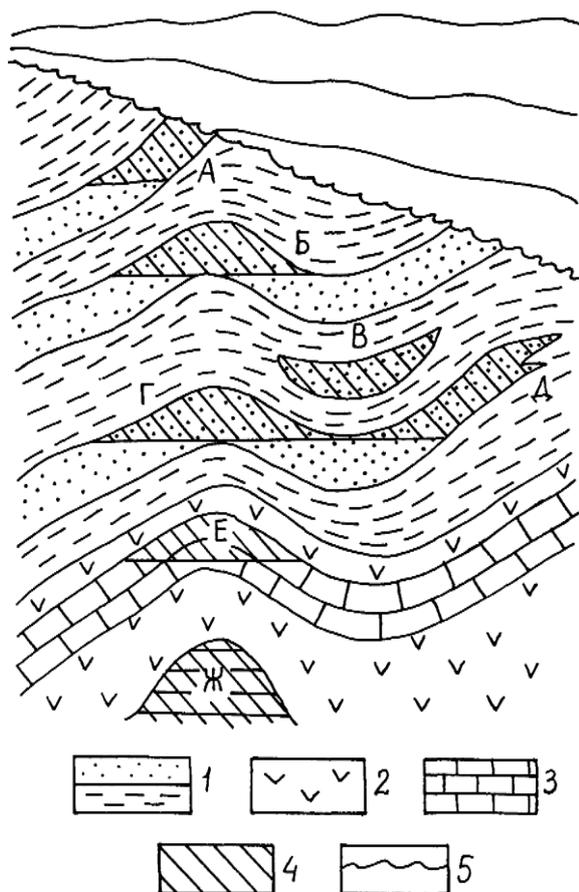


Рис. 4.2. Ловушки нефти и газа в пластовых (А, Б, Г), массивных (Е, Ж) и литологических (В, Д) природных резервуарах [1]:

породы: 1 – терригенные; 2 – хемогенные; 3 – карбонатные органогенные; 4 – ловушки; 5 – поверхность стратиграфического несогласия

Из рисунка 4.2 видно, что объем ловушки Е контролируется не перекрывающим ее пластом ангидритов, а вышележащими глинами. Здесь ангидриты исполняют роль ложной покрышки: ввиду незначительной емкости они не могут содержать промышленные скопления УВ, но способны пропускать их по системе трещин. Впервые на существование таких пород указал Б. В. Филиппов (1967). Он предложил толщу, залегающую между коллектором и покрышкой, называть промежуточным комплексом (ложной покрышкой, «полупокрышкой») и отнес к нему такие слабопроницаемые литологические разности как аргиллиты, аргиллитоподобные глины, углистые и битуминозные сланцы, доломиты с низкой пористостью и содержанием глинистого материала и др. Позже Т. Т. Schowalter (1979) обратил внимание на роль мощности пласта, так называемой, «неэффективной» покрышки, залегающего над коллектором. Он считает, что при малой мощности «неэффективной» покрышки в ловушке могут удерживаться промышленные залежи УВ. При большой мощности УВ из коллектора перемещаются в «неэффективную» покрышку и затем при полном заполнении структуры мигрируют по пласту через «точку истечения» (Сараева, 1992).

Существуют десятки классификаций ловушек (и залежей), отражающих особенности их морфологии, условий образования и размещения (авторы этих классификаций: И. О. Брод, А. Леворсен, В. Б. Оленин, Н. А. Еременко, А. А. Бакиров, И. В. Высоцкий, Г. А. Габриэлянц и др.). Такое положение понятно, по-

сколько речь идет о важнейших вопросах геологии нефти и газа, имеющих прямое отношение к практике прогноза, поисков и разведки месторождений УВ. Действительно, при изучении формы геологических тел, которые могут служить ловушками, мы разрабатываем методику их выявления и картирования, а затем и изучения глубокими поисковыми и разведочными скважинами. Выясняя их генезис, мы решаем качественно другую задачу – где, в каких палеогеографических обстановках и литолого-стратиграфических комплексах искать зоны размещения ловушек. Решение этой задачи позволяет определить направление поисков в районе, исходя из структуры и истории развития данного участка земной коры. Ниже приведена генетическая классификация ловушек, принятая в учебниках по геологии нефти и газа РГУНГ, согласно которой по происхождению различают следующие ловушки [1]:

– **структурные** (см. рис. 4.2, Б, Г, Е) – образованные в результате изгиба слоев (сводовые) или разрыва их сплошности (тектонически экранированные). Нефть и (или) газ, мигрируя в коллекторе по восстанию слоев или под углом к их напластованию по тектоническим нарушениям, попадают в ловушки – своды антиклинальных структур, где и формируются скопления УВ. В нефтегазоносных провинциях и областях сводовые ловушки имеют наибольшее распространение. Нередко сводовые ловушки называют антиклинальными, а все остальные – неантиклинальными. Тектонически экранированные ловушки чаще встречаются в складчатых областях и в районах развития соляных куполов;

– **стратиграфические** (см. рис. 4.2, А) сформировались в результате эрозии пластов коллекторов во время перерыва в осадконакоплении (в эпоху восходящих движений) и перекрытия их позднее непроницаемыми породами (в эпоху нисходящих движений). Как правило, толщи пород, образовавшиеся после перерыва в накоплении осадков, имеют более простые структурные формы залегания. Эти толщи отделяются от ранее образованных пород поверхностью несогласия;

– **литологические** (см. рис. 4.2, В, Д) – возникновение которых обусловлено литологической изменчивостью пород-коллекторов, выклиниванием песков и песчаников по восстанию слоев, а также трещиноватостью пород и другими причинами. Часто литологические ловушки представлены песчаными линзами внутри преимущественно глинистых толщ (см. рис. 4.1, Г); в этом случае понятия природный резервуар и ловушка совпадают;

– **рифогенные** (см. рис. 4.2, Ж) – сформированные в результате отмирания организмов-рифостроителей (кораллов, мшанок), накопления их скелетных остатков в форме рифового тела и последующего его перекрытия слабопроницаемыми (гипсы, ангидриты) и непроницаемыми (каменная соль) породами.

Ловушки структурного класса (типа) наиболее часто встречаются в земной коре, с ними связано около 80 % выявленных залежей УВ. На долю ловушек

иноного происхождения (стратиграфических, литологических, рифогенных) приходится немногим более 20 % скоплений нефти и газа.

Иногда ловушки УВ формируются в результате действия нескольких факторов (структурных, стратиграфических, литологических). Подобные **комбинированные (смешанные)** ловушки будут рассмотрены нами ниже при характеристике залежей УВ. Во многих НГП России геологи вплотную подошли к завершению этапа поисков УВ в структурных ловушках. В связи с этим поиски и разведка неантиклинальных ловушек – первостепенная задача.

4.3. Залежи нефти и газа

Согласно предложению А. А. Бакирова, скопления УВ в недрах подразделяются на локальные и региональные [1]. В категорию локальных скоплений им включаются залежи и месторождения (месторождения^{*}). **Залежь** нефти и газа представляет собой естественное локальное единичное скопление УВ в ловушке (Еременко, 1961; [1]). Она образуется в той части природного резервуара, где устанавливается равновесие между силами, заставляющими нефть и газ перемещаться в нем, и силами, препятствующими этому. **Месторождение** нефти и газа – это совокупность залежей УВ, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным в недрах локальной площади, контролируемой единым структурным элементом (Брод, 1951; [1]).

К категории региональных скоплений УВ (они будут рассмотрены нами в главе 6 настоящего учебного пособия) относятся нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления. Наряду с вышеназванными регионально нефтегазоносными территориями в литературе также широко используется термин «нефтегазоносный бассейн», предложенный И. О. Бродом для крупных впадин, выполненных осадочными толщами, в которых имеются залежи нефти и газа.

4.3.1. Элементы залежи

Газ, нефть и вода располагаются в ловушке в соответствии с их плотностью. Газ, как наиболее легкий, находится в прикровельной части природного резервуара. Ниже поровое пространство коллектора заполняется нефтью, а еще ниже водой. На рис. 4.3 приведены принципиальные схемы (карта и разрез) нефтегазовой залежи, приуроченной к сводовому изгибу пласта-коллектора.

* По мнению А. А. Бакирова, термин «месторождение нефти и газа» не отвечает действительному смыслу этого понятия, так как образование залежей происходит в результате сложных миграционных процессов, протекающих в недрах, и поэтому правильнее говорить о «местоскоплении нефти и газа». Признавая определенную правоту этого суждения, мы все же оставляем более привычный читателю термин «месторождение».

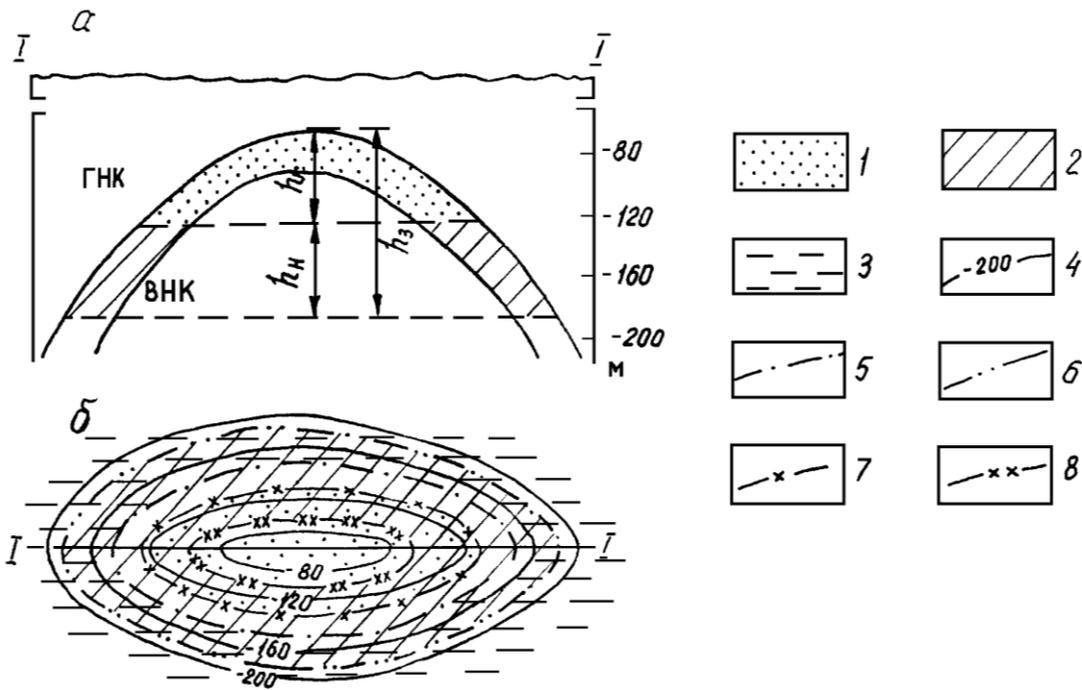


Рис. 4.3. Принципиальная схема сводовой залежи [1]:

а – геологический разрез; *б* – структурная карта;

1 – газовая часть залежи; 2 – нефтяная часть залежи; 3 – водоносная часть пласта; 4 – изогипсы по кровле пласта, м.; контуры нефтеносности: 5 – внутренний, 6 – внешний; контуры газоносности: 7 – внешний, 8 – внутренний; h_g – высота газовой части залежи; h_n – высота нефтяной части залежи; $h_g + h_n = h_3$ – высота залежи

Поверхности контактов газа и нефти, воды и нефти называются поверхностями (соответственно) газонефтяного (ГНК) и водонефтяного (ВНК) контактов. Линия пересечения поверхности ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта называется внешним контуром нефтеносности (газоносности). Если поверхность контакта горизонтальная, то контур нефтеносности (газоносности) в плане параллелен изогипсам кровли пласта. При наклонном положении поверхности ВНК (ГНК) контур нефтеносности (газоносности) на структурной карте будет пересекать изогипсы кровли пласта, смещаясь в сторону наклона поверхности раздела. Поверхность ВНК (ГНК) находится в так называемой **переходной** части залежи, мощность которой может изменяться от первых метров до десятков и даже сотен метров (обычно в залежах УВ, сформировавшихся в карбонатных коллекторах и массивных резервуарах). Выше переходной зоны находится нефтяная или газовая часть залежи, ниже – водяная. В нефтяной (газовой) части залежи отсутствует подвижная вода. В переходной зоне появляется подвижная вода, количество которой растет сверху вниз. При некотором критическом значении количества подвижной воды она начинает извлекаться из залежи вместе с нефтью и (или) газом. Поверхность ВНК или ГНК разделяет ту часть залежи (выше контакта), из которой извлекаются безводные нефть и газ, и ту ее часть, из которой извлекаются УВ с водой (Элланский, 2001). Линия пересечения поверхности водо-

нефтяного (газонефтяного) раздела с подошвой пласта называется внутренним контуром нефтеносности (газоносности) или контуром водоносности. Вода в залежи под контуром раздела (между внутренним и внешним контуром нефтеносности) называется приконтурной или подошвенной, а за пределами внешнего контура нефтеносности – законтурной. Если в ловушке количество УВ недостаточное для заполнения порового пространства на всю толщину пласта, то внутренние контуры газоносности и нефтеносности будут отсутствовать. У залежей в массивных резервуарах внутренние контуры также отсутствуют (они являются водоплавающими).

Длина, ширина и площадь залежи определяются по ее проекции на горизонтальную плоскость внутри внешнего контура нефтеносности (газоносности). Длина нефтяной (газовой) залежи определяется как расстояние между двумя точками внешнего контура нефтеносности (газоносности), замеряется по длинной оси складки. Ширина залежи – это расстояние между двумя точками внешнего контура нефтеносности (газоносности), замеряется по короткой оси складки. Высотой залежи (высота нефтяной плюс высота газовой частей залежи) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей точки.

По степени заполнения ловушки углеводородами различают залежи полнопластовые и неполнопластовые (водоплавающие), а по положению линии водонефтяного контакта – с горизонтальным ВНК и наклонным (рис. 4.4).

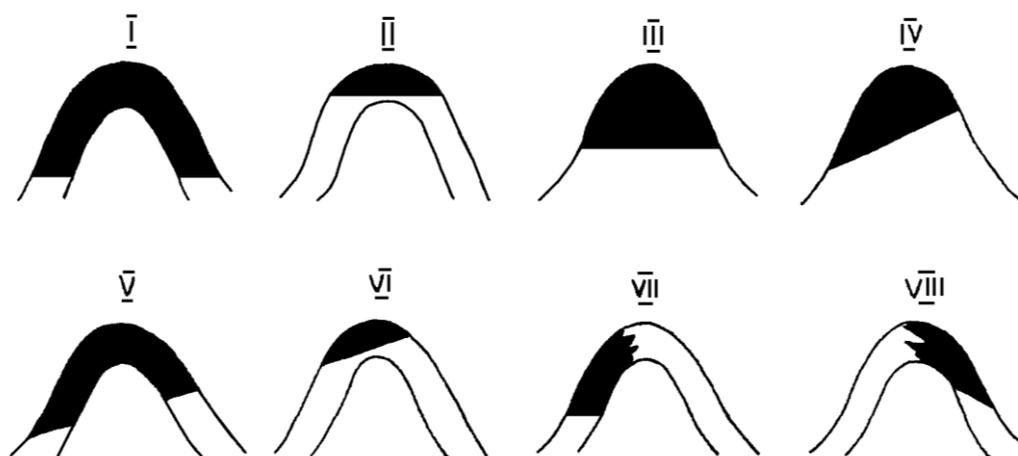


Рис. 4.4. Принципиальная схема строения залежей в пластовом и массивном резервуарах по степени заполнения ловушки и характеру водонефтяного контакта [2]:

а) залежи в пластовом резервуаре – I, II, V, VI, VII, VIII; б) залежи в массивном резервуаре – III, IV; в) полнопластовые залежи – I, V, VII, VIII; г) неполнопластовые залежи – II, VI; д) водоплавающие залежи – II, III, IV, VI; е) залежи с горизонтальным ВНК – I, II, III, VII; ж) залежи с наклонным ВНК – IV, V, VI, VIII; и) «висячие» залежи – VII, VIII

Так называемые «висячие» залежи образуются, как правило, в пластовых резервуарах или в результате ухудшения коллекторских свойств в части ловушки, противоположной направлению движения вод или под действием только гидродинамического фактора. В этом случае «висячая» залежь располагается на одном из крыльев ловушки и сохраняется за счет регионального напора вод (так называемое гидравлическое экранирование, рис. 4.5).

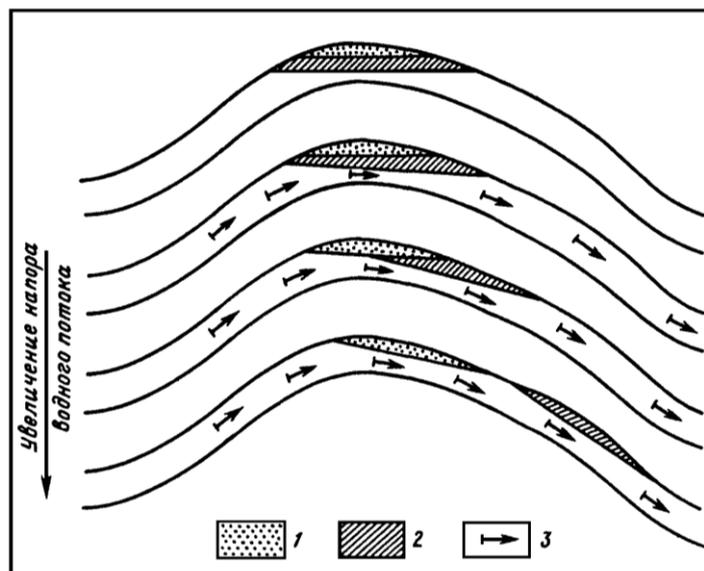


Рис. 4.5. Смещение и разделение залежей нефти и газа в антиклинальной структуре под действием увеличивающегося напора вод (G. D. Hobson, E. N. Tiratsoo; Геология..., 1990):

1 – газ; 2 – нефть; 3 – водный поток

По физическому состоянию УВ, заполняющих ловушку, различают залежи: нефтяные, нефтегазовые, газонефтяные, газовые (рис. 4.6), нефтяные с растворенным газом, газоконденсатные, газогидратные. В залежах газонефтяных (нефтегазовых) выделяют водонефтяную, нефтяную, газонефтяную и газовую части залежи. Газовая часть залежи, в пределах которой расположен только свободный газ, располагается внутри внутреннего контура газоносности. Газонефтяная часть залежи располагается между внутренним и внешним контурами газоносности. В случае отсутствия внутреннего контура газоносности (газовая шапка, газонефтяная залежь в массивном резервуаре), газонефтяная часть залежи охватывает весь объем залежи внутри внешнего контура газоносности. В этом случае в газонефтяной части залежи под газом располагается нефть. Нефтяная часть залежи располагается между внутренним контуром нефтеносности и внешним контуром газоносности. Если в залежи отсутствует газовая шапка, то нефтяная часть охватывает весь объем залежи внутри внутреннего (а в случае нахождения залежи в массивном природном резервуаре – внешнего) контура нефтеносности. Водонефтяная часть

залежи располагается между внешним и внутренним контурами нефтеносности (в пластовом резервуаре) или внутри внешнего контура (в массивном резервуаре).

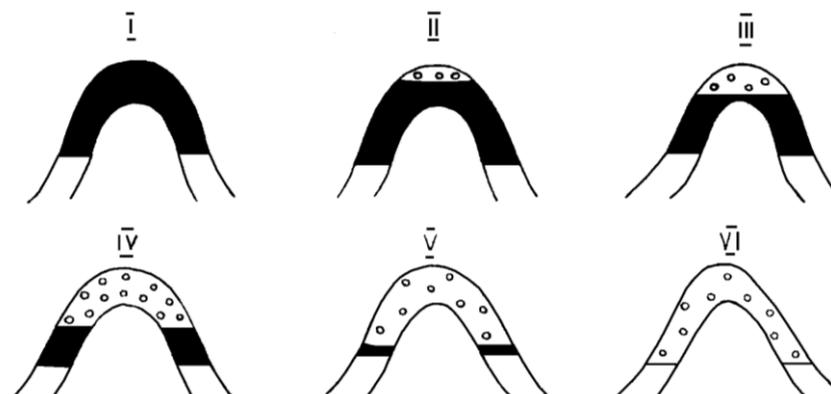


Рис. 4.6. Принципиальные схемы строения залежей по физическому состоянию углеводородов [2]:

I – нефтяная; II – нефтяная с газовой шапкой; III- нефтегазовая ; IV- газонефтяная* ; V – газовая с нефтяной оторочкой; VI – газовая*

4.3.2. Генетическая классификация залежей нефти и газа

Существуют многочисленные классификации залежей УВ, отражающие особенности их морфологии и условий образования (авторы этих классификаций И. О. Брод, А. Леворсен, Н. А. Еременко, В. Б. Оленин, А. А. Бакиров, Г. А. Габриэлянц, Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Карогодин, В. В. Гребенюк, В. В. Коптев и др.). Такое положение понятно, поскольку речь идет о важнейших вопросах геологии нефти и газа, имеющих прямое отношение к практике прогнозов, поисков и разведки месторождений углеводородного топлива.

Широко распространена в отечественной литературе классификация И. О. Брода (1951), в которой он разделил залежи по форме ловушки на три группы: 1) пластовые (сводовые и экранированные), 2) массивные в выступах, 3) ограниченные со всех сторон.

Классификация залежей нефти и газа должна отражать главнейшие особенности формирования ловушек, с которыми они генетически связаны. На основе этого принципа А. А. Бакиров [1] выделил четыре основных класса локальных скоплений УВ (табл. 4.1), характеристика которых приведена ниже.

Класс структурных залежей. К нему относятся залежи, приуроченные к различным видам локальных тектонических структур. Наиболее часто встречающиеся залежи этого класса – сводовые, тектонически экранированные и приконтатковые. Залежи **антиклинальных структур** приурочены к локальным поднятиям различного вида, простого или нарушенного строения.

* Встречается и другое название залежи в зависимости от весового соотношения в ней нефти и свободного газа: в нефтегазовой больше газа, в газонефтяной больше нефти (Словарь..., 1988).

Таблица 4.1

Классификация залежей нефти и газа
(по А. А. Бакирову [2], с сокращениями)

Класс	Группа	Тип (подгруппа)	Вид ловушки
Структурные	Антиклиналей и куполов	Сводовые	Антиклинали и купола: простого ненарушенного строения; осложненные разрывными нарушениями; осложненные диапиризмом и грязевым вулканизмом
		Висячие	Структуры: простого и сложного строения; осложненные диапиризмом, грязевым вулканизмом
		Тектонически экранированные	Структуры, осложненные разрывными нарушениями, диапиризмом и грязевым вулканизмом. Структуры: солянокупольные, осложненные вулканогенными образованиями. Поднадвиговые структуры
		Приконтактные	Пласты, экранированные соляным штоком; диапировым ядром или образованиями грязевого вулканизма; вулканогенными образованиями
	Моноклиналей	Нарушенных моноклиналей	Экранированные разрывными нарушениями моноклинали
		Ненарушенных моноклиналей	Флексуры и структурные носы
Литологические	Литологически экранированные	Выклинивающихся коллекторов	Участки выклинивания коллекторов вверх по восстанию пластов
		Замещенных коллекторов	Участки замещения проницаемых пород непроницаемыми
		Экранированные	Экранированные отложениями асфальта или битума
	Литологически ограниченные	Шнурковые или рукавообразные	Песчаные образования русел палеорек
		Баровые	Песчаные валоподобные образования ископаемых баров
		Линзовидные	Линзовидно- или гнездообразно залегающие коллекторы
Стратиграфические	В коллекторах, срезанных эрозией и перекрытых несогласно залегающими слоями непроницаемых пород	Под несогласиями на тектонических структурах	Участки стратиграфических несогласий на антиклиналях или моноклиналях
		Останцовые	Участки эродированной поверхности погребенных останцов палеорельефа
		Выступовые	Выступы кристаллического фундамента
Рифогенные	Рифовых массивов		Рифогенные образования

Сводовые залежи формируются в сводовых частях локальных структур простого ненарушенного строения или осложненных разрывными нарушениями, диапиризмом, грязевыми вулканами, солянокупольной тектоникой и т. п. Принципиальные схемы сводовых залежей в пределах различного типа структур изображены на рис. 4.7.

Пластовые сводовые залежи – наиболее простые и часто встречаемые скопления УВ – в них нефть и газ ограничены сверху и снизу непроницаемыми пластами, а на крыльях – водой. Ловушка образована изгибом перекрывающего флюидоупора (см. рис. 4.7, а). Контакт нефть – вода или газ – вода (для газовой залежи) обычно горизонтальный и в плане имеет форму кольца (или зажима), огибающего складку по соответствующей изогипсе. Залежи могут быть рассечены сбросами или взбросами, амплитуда которых не нарушает гидродинамическую связь отдельных блоков (см. рис. 4.7, б).

Висячие залежи располагаются обычно на крыльях, а иногда и на периклиналях локальных структур простого (см. рис. 4.7, в) или сложного строения. Характерная особенность залежей этого типа – аномальное (с точки зрения антиклинальной теории) расположение. Контуры ВНК обычно не соответствуют изогипсам кровли или подошвы продуктивного пласта, а секут их под разными углами. Залежи этого типа распространены в Азербайджане.

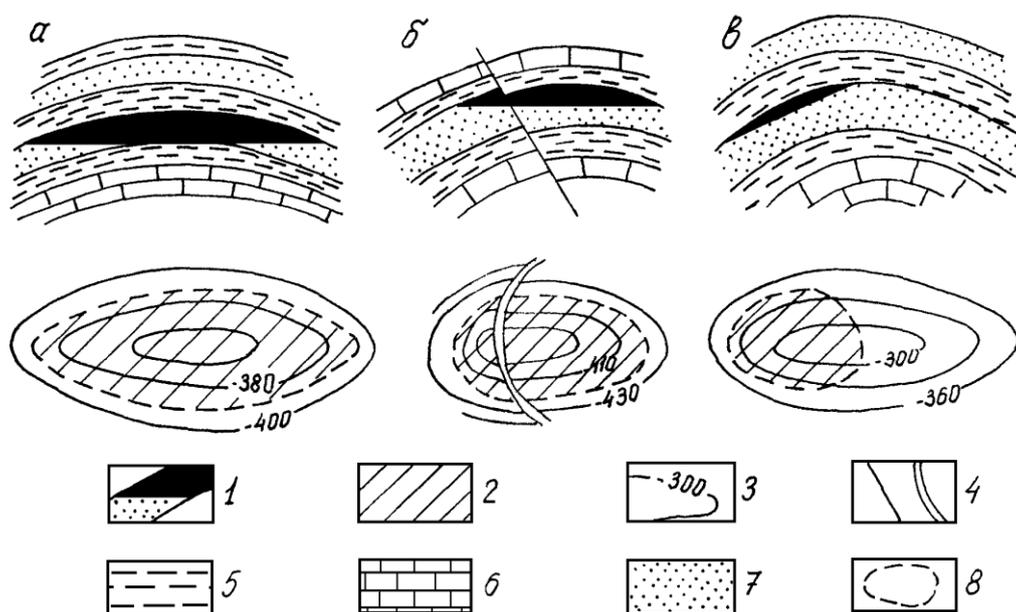


Рис. 4.7. Сводовые (а, б) и висячие (в) залежи антиклинальных структур в разрезе и плане [1]:

а – ненарушенного строения; б – с тектоническим нарушением; в – висячая залежь; 1, 2 – залежи нефти соответственно на профиле и в плане; 3 – изогипсы по кровле продуктивного пласта; 4 – нарушения; 5 – глины; 6 – известняки; 7 – песчаные породы; 8 – контур нефтеносности

Тектонически экранированные залежи формируются вдоль сбросов, взбросов или надвигов, осложняющих строение локальных структур. При этом в зависимости от пространственного положения и ориентировки разрывных нарушений подобные залежи могут находиться в различных частях структуры: на своде, крыльях или периклиналях (рис. 4.8).

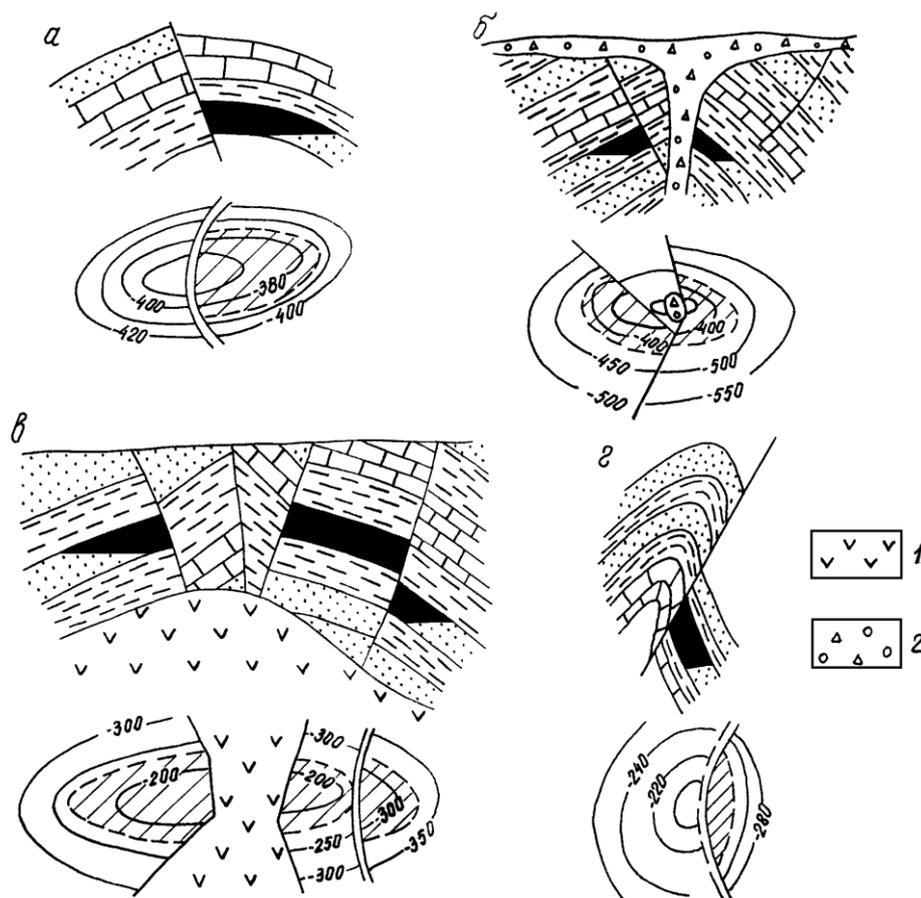


Рис. 4.8. Тектонически экранированные залежи в разрезе и в плане [1]:

а – присбросовые; структур, осложненных: *б* – диапиризмом или грязевым вулканизмом, *в* – солянокупольной структурой; *г* – поднадвиговая; 1 – соль; 2 – грязевой вулкан; остальные обозначения см. на рис. 4.7

Тектоническое экранирование обычно обусловлено дизъюнктивным нарушением, по которому коллектор приведен в контакт с флюидоупором. При этом само нарушение должно быть непроницаемым. Часто один и тот же пласт содержит самостоятельные залежи в разных блоках, разобщенных нарушениями.

Приконтактные залежи образуются в продуктивных пластах, контактирующих с соляным штоком, глиняным диапиром или же с вулканогенными образованиями (рис. 4.9).

Экраном здесь могут являться соль в ядрах диапиров, трещины, заполненные грязевулканической брекчией, асфальтитовые и озокеритовые жилы. Соля-

ные диапиры характерны для Предкарпатского прогиба в Румынии, Днепровско-Донецкой впадины в Украине, Эмбенского района в Прикаспийской впадине. Экранирование грязевулканическими трещинами установлено на многих месторождениях Южно-Каспийской впадины, как в ее прибрежных районах (Апшеронский полуостров, Западно-Туркменская впадина), так и в акватории Южного Каспия.

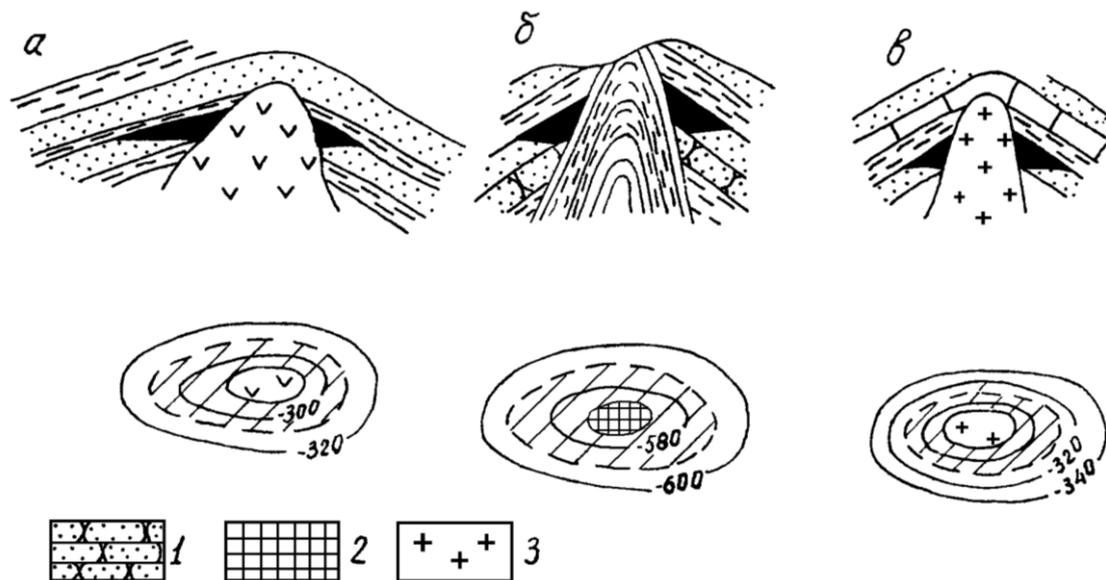


Рис. 4.9. Приконтактовые залежи в разрезе и в плане [1]:

а – с соляным штоком; *б* – с диапировым ядром или с образованиями грязевого вулканизма; *в* – с вулканогенными образованиями; 1 – песчаники; 2 – диапировое ядро складки в плане; 3 – вулканогенные образования; остальные обозначения см. на рис. 4.7

Залежи *моноклиналей* связаны с флексурными образованиями, со структурными носами или же разрывными нарушениями, осложняющими моноклинали (рис. 4.10).

Класс литологических залежей. В его составе выделяются две группы залежей: литологически экранированных и литологически ограниченных.

Литологически экранированные залежи связаны с участками выклинивания (сокращения толщины до практически полного исчезновения) по восстанию пласта-коллектора или с участками замещения проницаемых пород непроницаемыми (заливообразные залежи). Сокращение толщины коллектора и его исчезновение нередко наблюдается по восстанию на склонах региональных поднятий и других структур. Многочисленны и залежи, экранированные зонами ухудшения коллекторов, т. е. уменьшения их пористости и проницаемости. Литологическое экранирование характерно для залежей нижнемелового и юрского возраста Западной Сибири, вендских и нижнекембрийских отложений юга Сибирской платформы. К этой группе относятся также залежи, образовавшиеся при экранировании коллектора асфальтом или битумом (рис. 4.11).

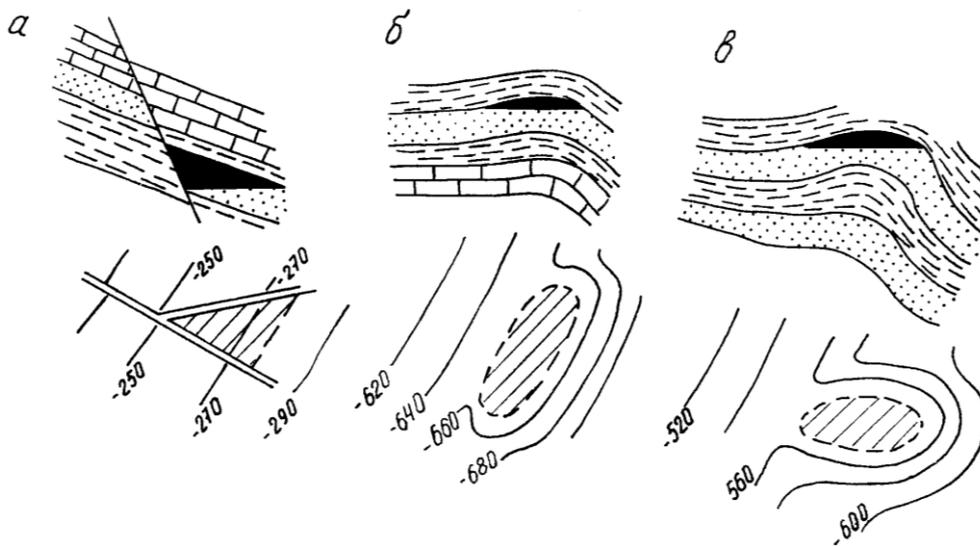


Рис. 4.10. Залежи моноклиналей в разрезе и в плане [1]:
а – экранированные разрывными нарушениями; *б* – приуроченные к флексурным осложнениям; *в* – связанные со структурными носами. Остальные обозначения на рис. 4.7

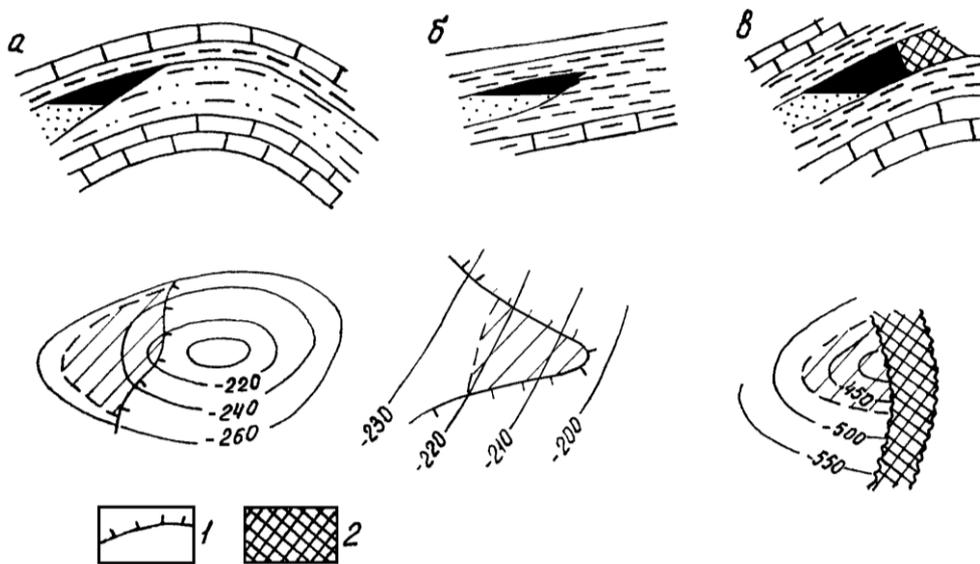


Рис. 4.11. Литологически экранированные залежи в разрезе и в плане [1]:
а – приуроченные к участкам выклинивания пласта-коллектора по восстанию слоев; *б* – связанные с замещением проницаемых пород непроницаемыми; *в* – запечатанные асфальтом; 1 – линия выклинивания пласта-коллектора; 2 – асфальт. Остальные обозначения см. на рис. 4.7

Литологически ограниченные залежи приурочены к песчаным образованиям ископаемых русел и дельт палеорек (шнурковые и рукавообразные), к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров (баровые) или же к гнездо(линзо)образно залегающим песчаным коллекторам, окруженным со всех сторон слабопроницаемыми глинистыми отложениями (рис. 4.12). Рукавообразные (шнурковые) залежи впервые были открыты И. М. Губкиным в 1911 г. в Майкопском районе Северного Кавказа. Известны они и в Ухтинском районе Республики Коми. Залежи в песчаных образованиях ископаемых баров присутствуют во многих нефтегазоносных провинциях (например, Западно-Сургутское месторождение в Западной Сибири). Ярким примером залежей в песчаных образованиях палеodelьт являются более 300 преимущественно нефтяных месторождений дельты р. Нигер (НГП Гвинейского залива).

Класс стратиграфических залежей. Стратиграфические залежи могут сформироваться в пластах-коллекторах, срезанных эрозией и несогласно перекрытых непроницаемыми породами более молодого возраста, а также могут быть приурочены к участкам стратиграфических несогласий на антиклиналях, на эродированной поверхности (выветрелой части) погребенных останцев палеорельефа или выступов кристаллических пород фундамента (рис. 4.13). В случае сильного размыва антиклинальной складки, когда его глубина превышает толщину продуктивного горизонта, в центральной части залежи образуются так называемые «лысые» места, т. е. зоны отсутствия продуктивного горизонта (см. рис. 4.13, а).

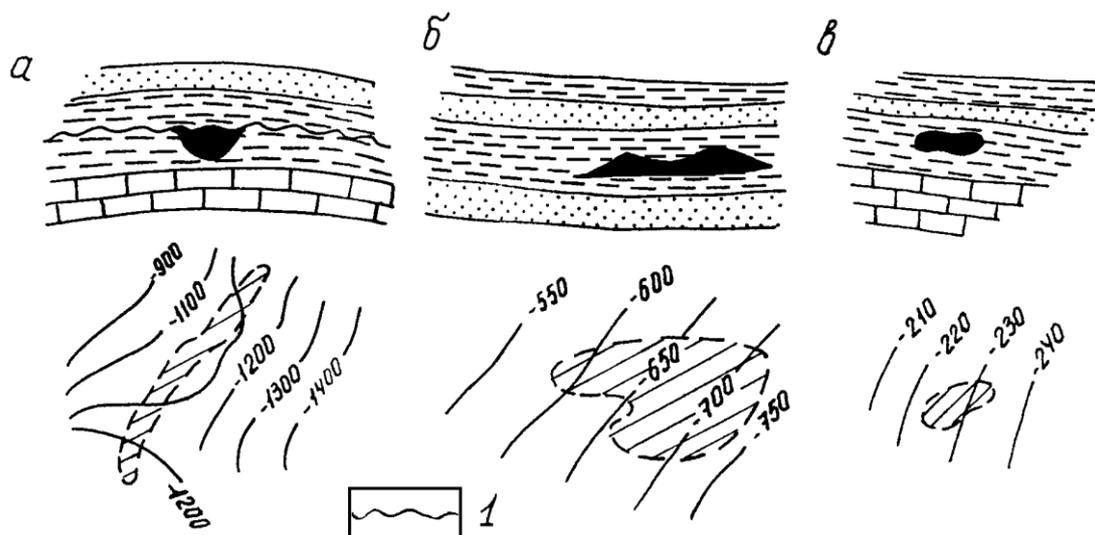


Рис. 4.12. Литологически ограниченные залежи в разрезе и в плане [1]:

а – в песчаных образованиях ископаемых русел палеорек – шнурковые или рукавообразные; *б* – в прибрежных песчаных валоподобных образованиях ископаемых баров (баровые); *в* – в гнездо(линзо)образно залегающих песчаных коллекторах, окруженных со всех сторон плохопроницаемыми глинистыми образованиям; 1 – поверхность несогласия; остальные обозначения см. на рис. 4.7

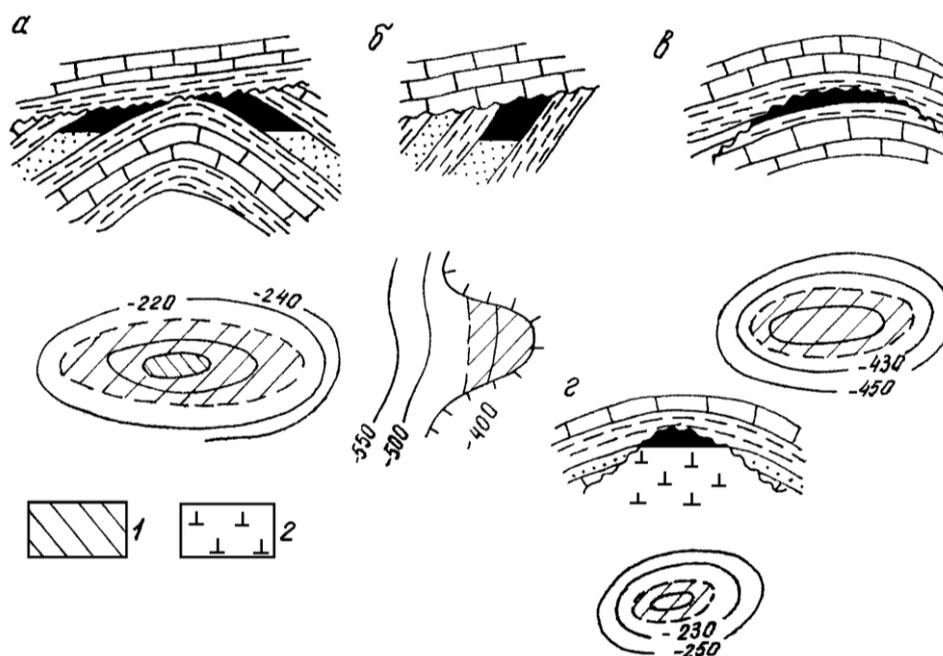


Рис. 4.13. Стратиграфические залежи в разрезе и в плане [1]:

а – в пределах локальной структуры; *б* – на моноклинали; *в* – на поверхности погребенных останцов палеорельефа; *г* – на поверхности погребенных выступов кристаллических пород; 1 – зона отсутствия продуктивного горизонта; 2 – кристаллические породы фундамента. Остальные обозначения см. на рис. 4.7

Класс рифогенных залежей. Залежи этого класса образуются в телах рифовых массивов. Рифовый массив или группа их обычно содержат единую нефтяную или газонефтяную залежь с общим ВНК (рис. 4.14).

Нефть в ловушках, как правило, подпирается водой. В связи с тем, что в рифовых постройках наблюдается резкая изменчивость структуры и текстуры карбонатных пород, ФЕС пород резко меняются даже на небольших расстояниях, и поэтому дебиты скважин в различных частях рифового массива бывают неодинаковыми. Типичным примером залежей, приуроченных к группе (ассоциации) рифов, могут служить залежи рифогенных массивов артинского яруса (P_{1ar}) Ишимбайского района Башкирского Приуралья, которые перекрываются гипс-ангидритовой толщей кунгурского яруса ($P_{1к}$), представляющей собой хорошую покрывку. Примером залежи, приуроченной к единичному рифу, может служить залежь Столяровского месторождения в том же Ишимбайском районе. Широко известны залежи, связанные с рифовыми массивами на уникальных месторождениях УВ Карачаганак и Тенгиз (Казахстан).

Существуют также **смешанные (комбинированные, сложные) залежи**, связанные с комбинированными ловушками, формирование которых обусловлено действием нескольких факторов, например литологического и стратиграфического, структурного и стратиграфического и т. д.

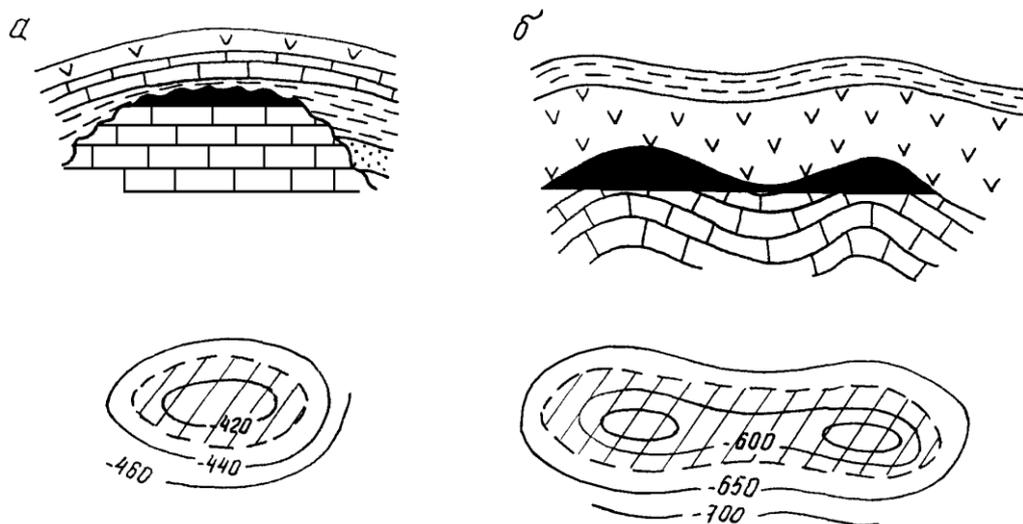


Рис. 4.14. Залежи рифогенных образований в разрезе и в плане [1]:
а – в одиночном рифовом массиве; б – в группе (ассоциации) рифовых массивов.
 Остальные обозначения см. на рис. 4.7

Залежи *структурно-стратиграфического* типа. Они связаны с ловушками, образующимися во внутренних частях бассейнов осадконакопления в результате несогласного перекрытия непроницаемыми породами трансгрессивной серии сводов локальных поднятий, частично размытых во время перерывов в осадконакоплении. В их формировании участвуют и структурный (локальные поднятия более низкого порядка), и стратиграфический факторы, т. е. угловое несогласие, возникшее вследствие роста складок до и (или) в течение континентального перерыва, обусловленного проявлением восходящих движений или понижением уровня моря, а также денудации сводов этих складок во время самого перерыва. Новое опускание местности или повышение уровня моря приводит к перекрытию размытых головных участков наклонных пластов горизонтальными налегающими на них более молодыми осадками. В. Ю. Керимов (1987) как пример залежей, связанных со структурно-стратиграфическими ловушками в несогласно перекрытых пластах на сводах локальных поднятий, называет залежь нефти II и III пластов средней юры Озек-Суатского месторождения (Терско-Кумская НГО, Предкавказская НГ-субпровинция). Она приурочена к куполовидной структуре, которая частично размыта и несогласно перекрыта в сводовой части, в связи с чем формирование нефтяных залежей, приуроченных к II, III пластам средней юры, контролируется как сводовым перегибом, так и поверхностью несогласия (рис. 4.15; Габриэлянц, 2000). Подобные газоконденсатные залежи структурно-стратиграфического типа, связанные с песчаными горизонтами аптского и келловейского ярусов, выявлены в этом же регионе на Южно-Советском месторождении, расположенном на борту Восточно-Кубанской впадины (Восточно-Кубанская НГО; Современная..., 1981).

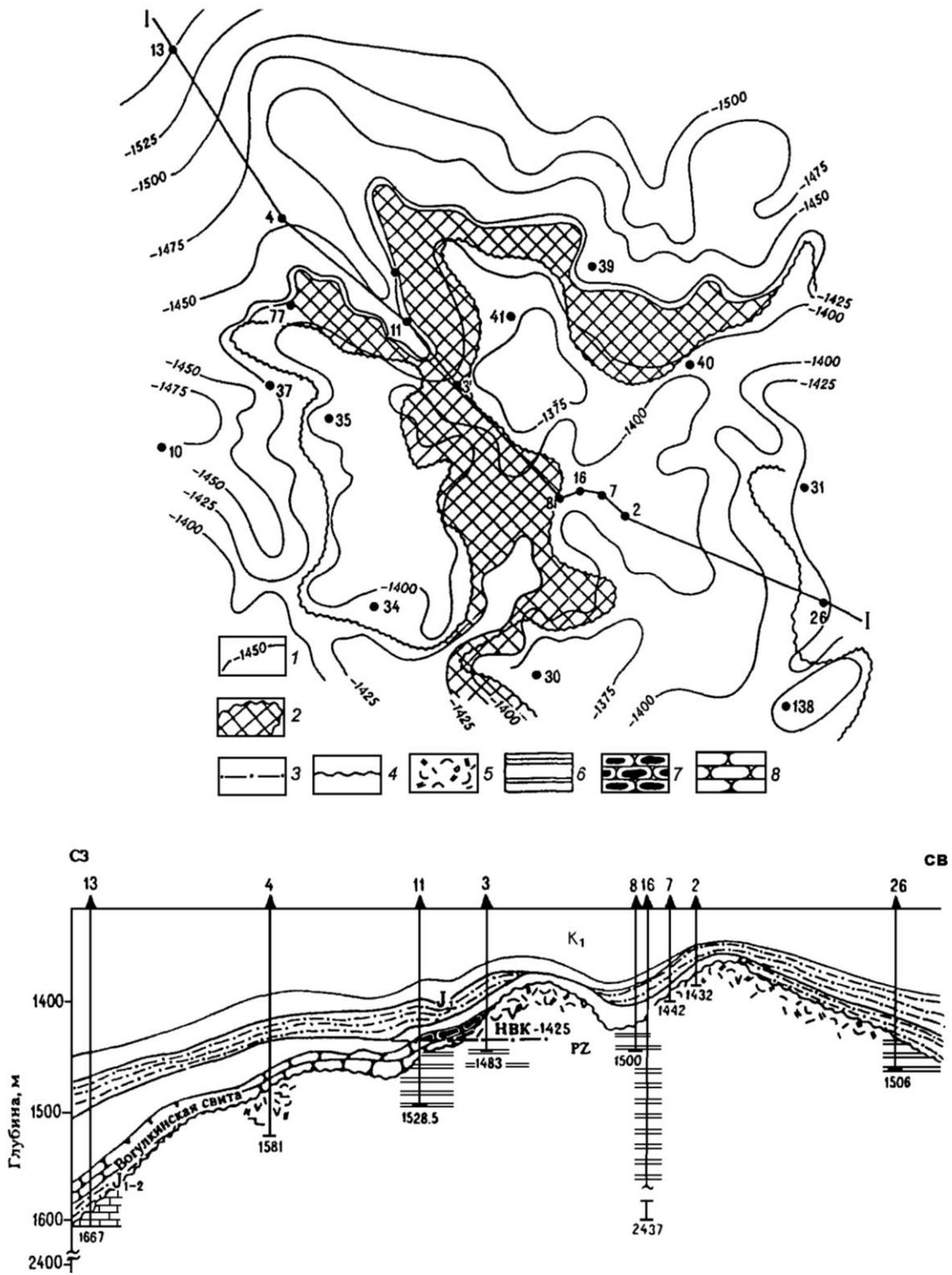


Рис. 4.16. Мulyминское нефтяное месторождение (Нефтеносные..., 1994); карта месторождения (по В. Г. Елисееву, И. И. Нестерову) и геологический разрез по линии I – I:

I – изогипсы (по сейсмическому отражающему горизонту П); 2 – зона распространения продуктивного пласта; 3 – ВНК; 4 – стратиграфическое несогласие; 5 – кора выветривания; 6 – глинистые сланцы; 7 – нефтеносность; 8 – песчаники

Залежи *структурно-литологического* типа связаны с ловушками, образующимися внутри бассейнов осадконакопления, где на крыльях и периклиналях отдельных локальных поднятий в результате неоднократных колебаний уровня моря происходит литологическое выклинивание (или фациальное замещение), т. е. литологическое экранирование проницаемых пород непроницаемыми [8]. К этому типу В. Ю. Керимов относит залежи южной периклинали и восточного крыла Новопортовского поднятия, приуроченные к литологически выклинивающимся пластам НП₉ – НП₁₀ (Ямальская ГНО). К структурно-литологической ловушке относится и залежь Мулымьинского нефтяного месторождения (Приуральская НГО). Она связана с песчаниками и детритовыми известняками базальной келловей-верхнеюрской толщи, лежащей на песчаниках тюменской свиты, на коре выветривания и на породах фундамента (рис. 4.16; Нефтеносные..., 1994).

Залежи *литолого-стратиграфического* типа приурочены к литологически выклинивающимся горизонтам, выходящим на поверхность в результате поднятия и регрессии. При этом они подвергаются эрозии и оказываются размываемыми в своих головных частях. В результате последующего опускания и трансгрессии, они с угловым несогласием перекрываются трансгрессивной серией. Образующиеся здесь литологически выклинивающиеся горизонты, срезанные поверхностью несогласия, могут быть ловушками литолого-стратиграфического типа для УВ. Такие ловушки, например, образуют крупную зону нефтегазонакопления Ист-Тексас (НГП Мексиканского залива), в которой песчаные породы верхнего мела срезаны несогласием, что предопределило формирование литолого-стратиграфических ловушек (рис. 4.17; [1]). К этому же типу относят ловушки в погребенных выступах палеорельефа, когда экраном служат не только несогласно перекрывающие их непроницаемые пласты, но и непроницаемые зоны в пределах самого массива, играющие роль литологических экранов.

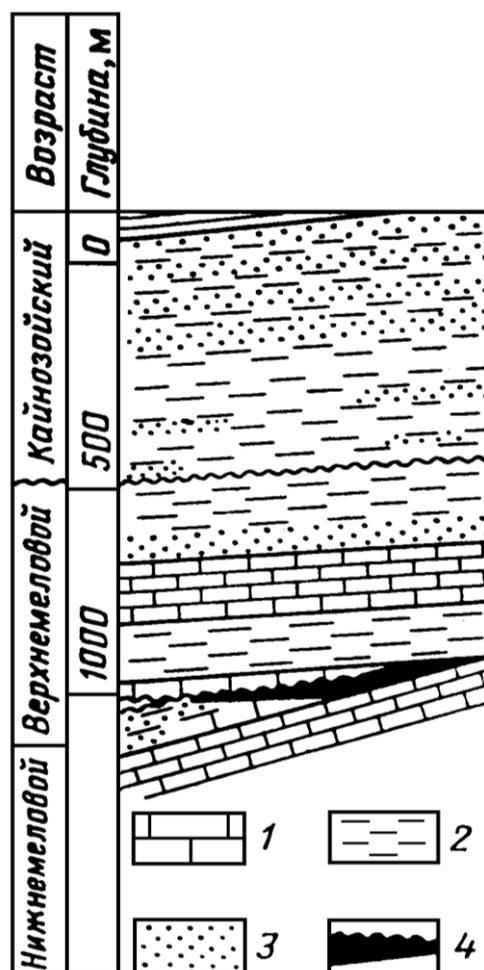


Рис. 4.17. Разрез нефтяного месторождения Ист-Тексас (по В. Вер-Виле, [1]):

1 – мел, известняки; 2 – глины; 3 – пески; 4 – нефть

В качестве примера В. Ю. Керимов (1987) приводит литолого-стратиграфическую залежь нефти в зонах повышенной трещиноватости и пористости выветрелой поверхности эффузивов верхнего мела на месторождении Мурадханлы (Кюрдамирская НГО, Закавказская НГП). Здесь в пределах одноименного поднятия поверхность эффузивов подвергалась эрозии, поэтому формирование ловушек контролируется как несогласным его перекрытием палеогеновыми отложениями, так и значительной литологической изменчивостью эффузивных пород самого массива (рис. 4.18). К литолого-стратиграфическому типу относят и залежь Мортымья-Тетеревского нефтяного месторождения (Приуральская НГО), приуроченную к вогулкинской толще ($J_{2k} - J_{3km}$), тюменской свите и трещиноватым породам кровли фундамента (рис. 4.19; Нефтяные..., 1987). Залежь располагается в депрессии между несколькими выступами фундамента, в наиболее приподнятой части которых коллектор выклинивается.

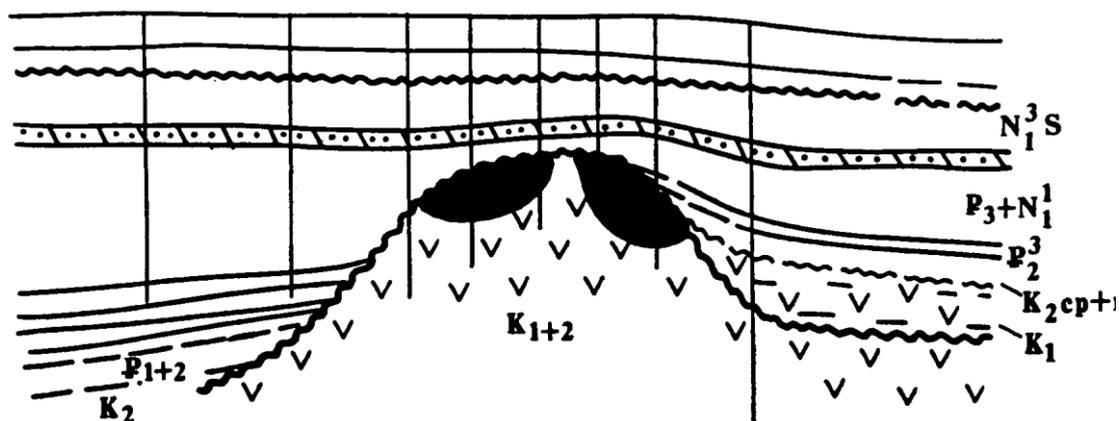


Рис. 4.18. Мурадханлинское месторождение (Теоретические..., 1987). Литолого-стратиграфические залежи в вулканогенном поднятии мелового возраста

Залежи *палеоструктурно-литологического* типа сформированы при участии двух факторов: палеоструктурного и литологического. На раннем этапе УВ поступают в палеоловушку непосредственно после ее образования. Затем в породах-коллекторах в контактовой зоне (УВ-флюиды – законтурные воды) за счет катагенетических процессов, приводящих к образованию аутигенных минералов, снижаются ФЕС породы-коллектора непосредственно вблизи от контурной зоны в результате окремнения, карбонатизации, сульфатизации, сульфидизации и других явлений. В то же время в зоне насыщения пласта-коллектора УВ вторичное минералообразование и выпадение цементирующих веществ в поровом пространстве замедляется или вовсе прекращается, что обуславливает сохранение в залежи достаточно высоких коллекторских свойств. В подстилающих же его водонасыщенных участках ФЕС резко ухудшается, что может привести к полной изоляции залежи в ловушке.

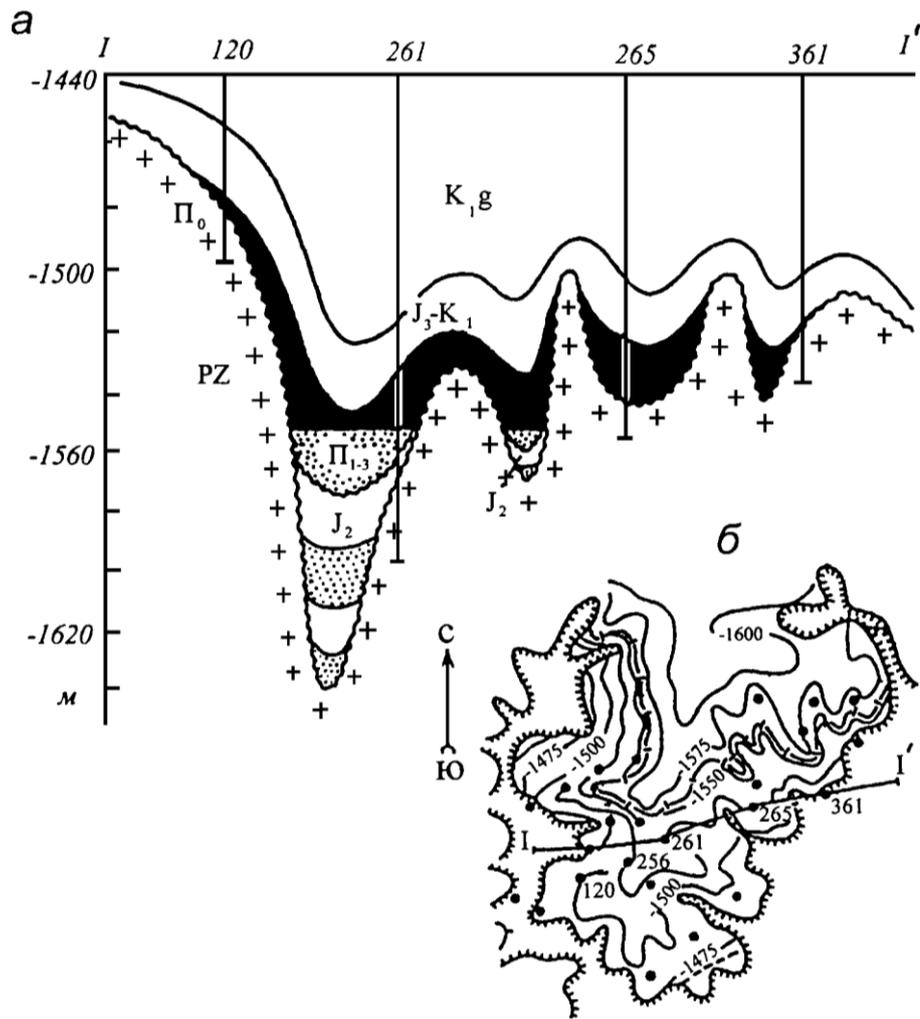
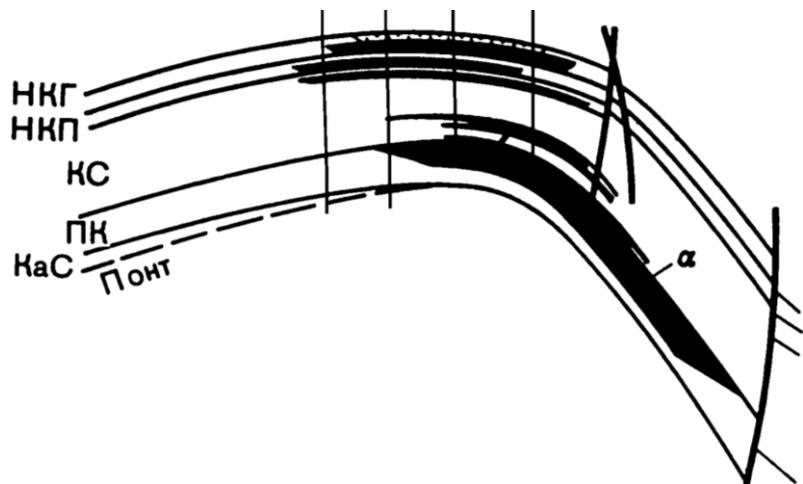


Рис. 4.19. Мортымья-Теревское нефтяное месторождение (по В. Г. Елисееву) (Нефтяные..., 1987):

а – геологический профиль; *б* – структурная карта кровли продуктивного пласта Π_{0-3} (верхняя юра)

Рис. 4.20. Сураханское месторождение (Баба-Заде, 1964):

а – палеоструктурная литологическая залежь нефти в подкирмакинской свите продуктивной толщи; понт (понтический ярус, горизонт) – региональный ярус, распространенный на юге России, сложенный карбонатными породами, глинами; возраст – N_1



В результате последующих тектонических движений, залежь может оказаться в другом положении по отношению к вновь образованным структурам (на погружениях крыльев, периклиналях, в пределах структурных носов, моноклиналей) и удерживается в таком положении благодаря непроницаемым литологическим барьерам, созданным катагенетическими процессами в водоносной части пласта-коллектора (Теоретические..., 1987). К палеоструктурно-литологическому типу относят, например, залежь нефти в подкирмакинской свите (нижний отдел продуктивной толщи, N₂, Закавказская НГП) Сураханского месторождения (рис. 4.20).

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология нефти и газа / Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин, А. К. Мальцева, Э. Л. Рожков. М.: Недра, 1990. 240 с.
2. Милосердова Л. В. Геология, поиск и разведка нефти и газа. М.: Макспресс, 2007. 321 с.

5. ГРАФИЧЕСКИЕ ПОСТРОЕНИЯ

На практических занятиях студентам предстоит выполнить ряд заданий, связанных с графическим отображением особенностей строения нефтегазоносных объектов.

5.1. Построение структурных карт кровли пласта и контуров нефтегазоносности по геологическим разрезам

Выполнение практических занятий (обычно это не более двух занятий) заключается в графическом построении залежи УВ в плане и ответах на несколько вопросов. Студенты получают 3 задания (количество заданий, как и занятий, определяется временем, отведенным рабочим планом на эту тему), представляющие собой разрезы залежи УВ, выполненные в определенном масштабе (обычно вертикальный масштаб от 1 : 200 до 1 : 500, горизонтальный от 1 : 5000 до 1 : 200000). По этим разрезам строятся структурные карты кровли природного резервуара, в которые «вписывается» контур залежи УВ. После завершения построений (по каждому заданию) следует ответить на следующие вопросы:

1. Тип природного резервуара;
2. Тип ловушки, залежи;
3. Литологический состав коллектора (в соответствии с общепринятыми обозначениями);
4. Размеры залежи (длина, ширина, высота);
5. Амплитуда смещения пласта (при наличии взброса или сброса);
6. Контур нефтеносности (газоносности);
7. Площади нефтяной (газовой, нефтегазовой) части залежи (показать определенными штриховками);
8. Степень заполнения ловушки (показать определенными штриховками);
9. Характер ВНК (ГНК, ГВК);
10. Вид залежи по физическому составу УВ.

Ниже приводятся некоторые методические рекомендации по выполнению рассматриваемых работ. Они имеют целью усвоение материала по классификациям резервуаров, ловушек и залежей нефти и газа, получение навыков графического построения различных их типов, а также умения распознавать на геологических документах (структурные карты, геологические профильные разрезы) залежи нефти и газа различного типа.

Принципиальные схемы строения залежей структурного, литологического, стратиграфического и рифогенного классов на разрезах и в плане приведены выше, на рис. 4.7 – 4.14.

Остановимся на некоторых частных случаях, которые могут встретиться и обычно вызывают затруднения у студентов при изображении на горизонтальной плоскости проекций нарушенных или смещенных залежей.

Чаще всего у студентов вызывает затруднение изображение разрывных нарушений. На структурных картах складок, осложненных разрывными нарушениями, строят как поверхность горизонта, так и поверхность разрывного нарушения. При пересечении складки сбросом линии пересечения поверхности разделяет «зона отсутствия пласта» (на месте разорванного пласта образуется зияние) и обе линии пересечения показываются сплошными линиями – дугами, расстояние между которыми равно зиянию. При взбросе между линиями пересечения пласта разрывом есть «зона повторения пласта», причем в опущенном крыле линия пересечения пласта разрывом и изогипсы опущенного крыла под этой зоной не видны и поэтому показываются пунктиром. На структурной карте на месте разорванного пласта образуется перекрытие, а пересечение пласта и разлома представляет собой две дуги, расстояние между которыми равно перекрытию. «Крутизна» дуг зависит от наклона разлома. Она тем больше, чем разлом положе (рис. 5.1).

Структурная карта с разрывом позволяет определить амплитуду смещения и элементы залегания плоскости разрывного нарушения. Например, на рис. 5.2, где изображен сброс, точка В, лежащая на опущенном крыле, имеет отметку – 300 м, а точка А (на поднятом крыле) – 180 м, следовательно, вертикальная амплитуда смещения составляет 120 м. Угол падения определяется по его тангенсу $\operatorname{tg} \alpha = h/a$, где h – вертикальная амплитуда смещения, a – расстояние в плане между проекциями линий нарушения (если угол падения равен 90° , то обе проекции сливаются в одну линию (рис. 5.1, 5.2).

Ниже приводится пример изображения в разрезе и на плане залежей, приуроченных к антиклинальной складке и нарушенных разрывами. При этом возможны следующие варианты.

1. Залежь слабо нарушена, т. е. амплитуда нарушения меньше толщины продуктивного пласта. В этом случае независимо от типа нарушения (сброс, взброс) она будет представлять собой единую гидродинамическую систему с общим положением водонефтяного (газонефтяного) раздела в опущенном и приподнятом блоках. Такие залежи разведываются и разрабатываются как обычные простые (ненарушенные) залежи, так как блоки свободно сообщаются между собой.

2. Залежь сильно нарушена, т. е. амплитуда нарушения превышает толщину пласта. В таком случае линии ВНК отдельных продуктивных блоков будут проходить на разных уровнях, т. е. мы имеем две залежи, которые не соединяются между собой, и каждая из них разведывается и разрабатывается самостоятельной сеткой скважин (рис. 5.3, а, б).

Рис. 5.1. Зависимость «крутизны» и ориентировки дуг – линий пересечения разлома и складки от наклона сместителя:

а и б – пологие разломы, ориентированные в противоположных направлениях; в – крутой сместитель; г – вертикальный сместитель (Милосердова, 2007)

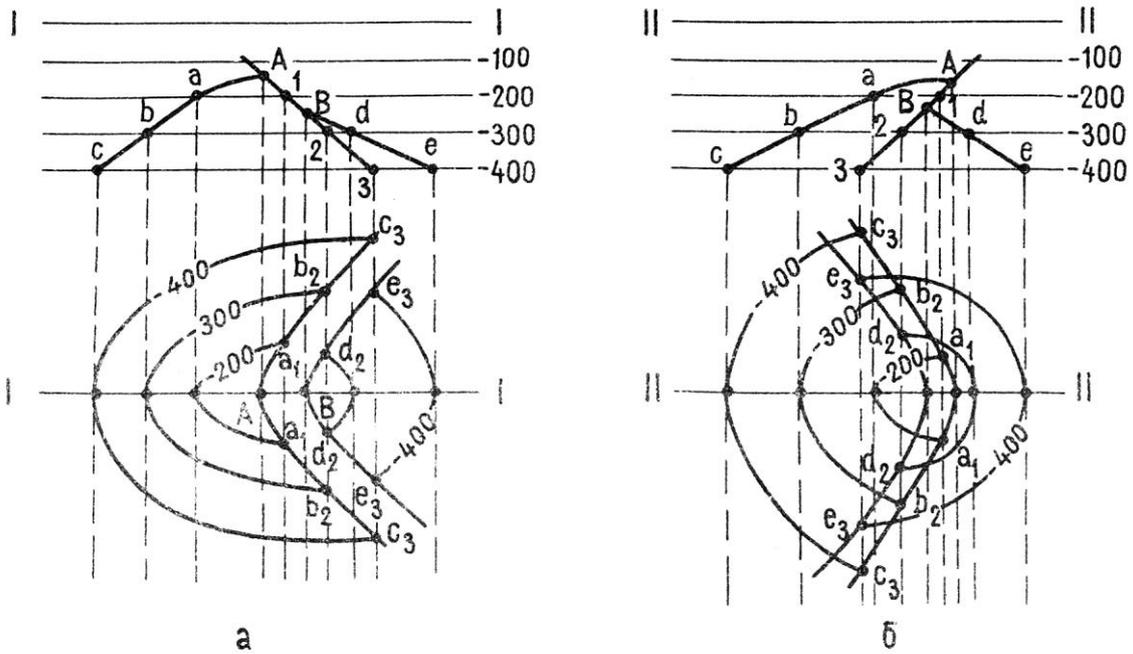
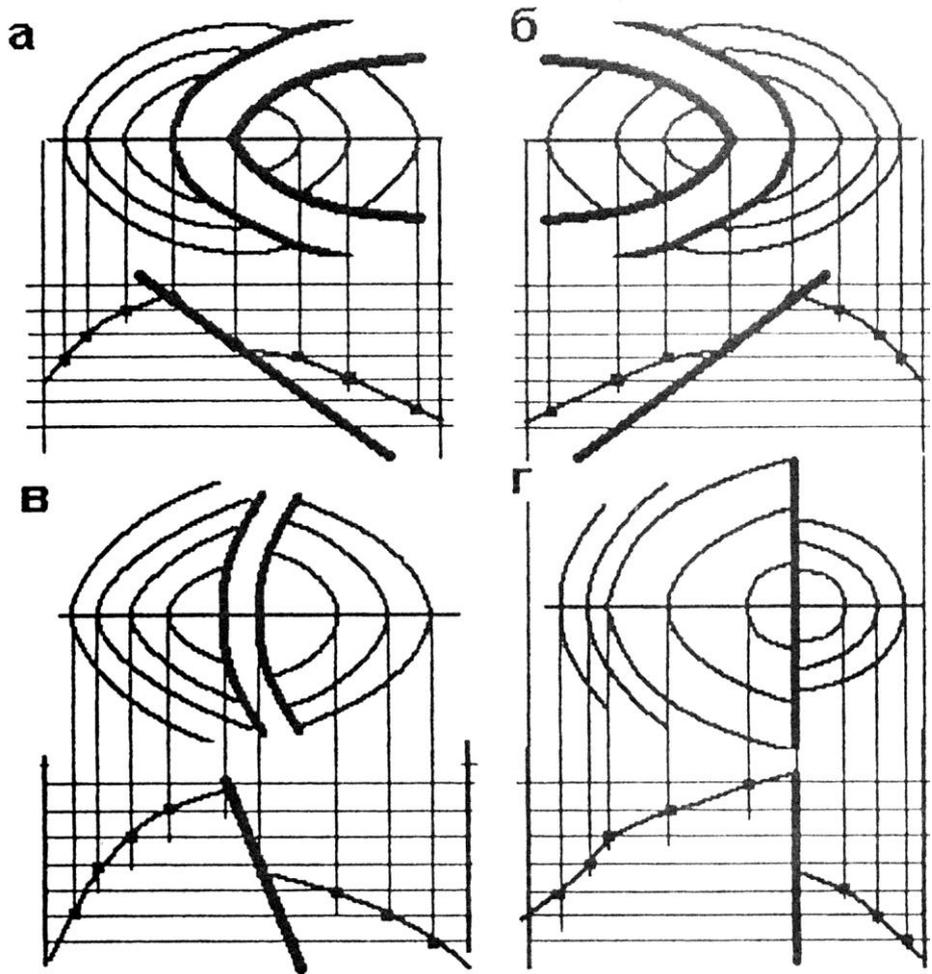


Рис. 5.2. Схема изображения сброса (а) и взброса (б) на структурной карте (Соколов и др., 1991)

В случае наклонного нарушения типа сброса, в сильно нарушенной залежи, когда продуктивны оба блока, толщина продуктивной части пласта будет сильно сокращена в зоне разлома, а в случае значительного горизонтального смещения образуется так называемое «зияние», т. е. зона отсутствия продуктивного пласта между опущенным и приподнятым блоками (см. рис. 5.3, б). В случае же наклонного нарушения типа взброса, в сильно нарушенной залежи и при условии значительного горизонтального перемещения блоков структуры, образуется зона «перекрытия», т. е. повторения продуктивного горизонта в этой зоне дважды (см. рис. 5.3, а). При бурении скважина, пересекая взброс, пересечет пласт дважды.

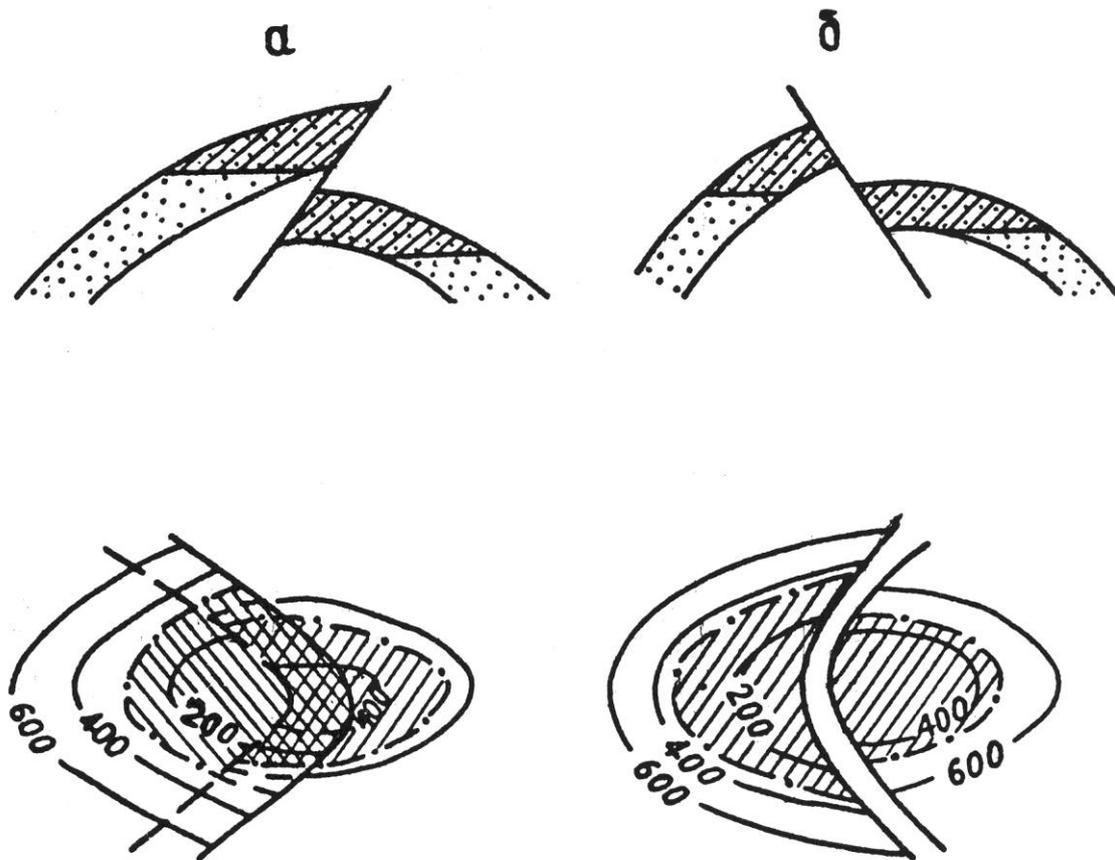


Рис. 5.3. Принципиальная схема строения залежей структурного класса:
 а) на антиклинальной структуре, экранированной взбросом;
 б) на антиклинальной структуре, экранированной сбросом [2]

В том случае, если залежь связана с ловушкой стратиграфического типа, в зависимости от глубины эрозии складки, залежь может быть сильно или слабо размывтой. В случае значительного размыва, когда его глубина превышает толщину продуктивного горизонта, в центральной части залежи, приуроченной к антиклинальной складке, образуются так называемые «лысые» места, т. е. зона отсутствия продуктивного горизонта (см. рис. 4.9, б, в; 4.16; 4.19).

Размеры залежи определяются следующим образом, независимо от типа залежи. Высота залежи устанавливается расстоянием по вертикали между линией ВНК и высшей точкой залежи. В газонефтяной или нефтегазовой залежи определяется отдельно высота нефтяной и высота газовой части. В этом случае измеряется расстояние по вертикали между линией ВНК и линией ГНК для нефтяной части, и между линией ГНК и верхней точкой залежи для ее газовой части. Длина нефтяной (газовой) залежи определяется как расстояние между двумя точками внешнего контура нефтеносности (газоносности), замеренное по длинной оси складки. Ширина залежи – это расстояние между двумя точками внешнего контура нефтеносности (газоносности), замеренное по короткой оси складки. Эти параметры можно снять с карты и для газонефтяной залежи (отдельно для нефтяной, отдельно для газовой ее частей).

По степени заполнения ловушки углеводородами различают залежи полнопластовые и неполнопластовые (водоплавающие) (рис. 5.4). Залежь в массивном резервуаре и водоплавающая залежь в пластовом резервуаре не имеют внутреннего контура нефтеносности, и поэтому отличить их можно только по характеру строения природного резервуара, как правило, после бурения не менее двух скважин.

По положению линии ВНК залежи бывают с горизонтальным ВНК и наклонным (см. рис. 5.4).

Так называемые «висячие» залежи образуются, как правило, в пластовых резервуарах или в результате ухудшения коллекторских свойств в части ловушки, противоположной направлению давления вод, или под действием только гидродинамического фактора. В этом случае «висячая» залежь располагается на одном из крыльев ловушки и сохраняется за счет регионального напора вод (рис. 5.5). «Висячие» залежи характерны либо для разрушающихся, либо для еще формирующихся залежей нефти.

Порядок выполнения задания. Прежде чем начать выполнение задания, необходимо внимательно изучить содержание работы, проанализировать существующие классификации, тщательно разобраться в схемах строения залежей, научиться определять основные параметры. Затем следует рассмотреть предложенные варианты заданий, ознакомиться с условными обозначениями, определиться с масштабами построений.

После этого по схеме залежи, изображенной в вертикальном поперечном разрезе, необходимо восстановить ее строение в плане, т. е. вначале в заданном масштабе по кровле продуктивного пласта построить структурную карту. На структурный план условными знаками нанести контуры нефтегазоносности, штриховкой показать зоны расположения различных (водонефтяной, нефтяной, затем нефтегазовой, газовой) частей залежи. Затем стрелками показать размеры

залежи (длина, ширина, высота) и ее частей (нефтяная, газовая), а также плоскости разделов сред (ВНК, ГНК, ГVK).

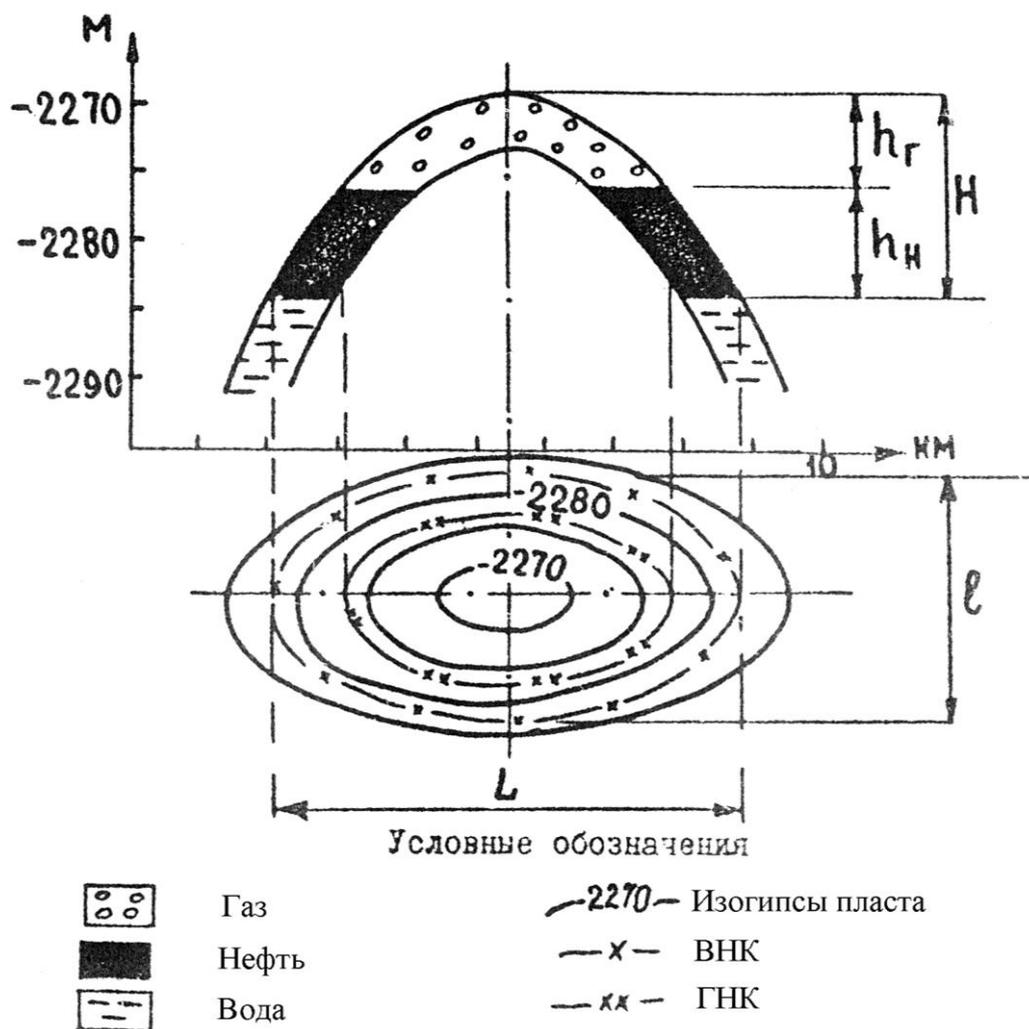


Рис. 5.4. Газонефтяная залежь структурного класса, приуроченная к брахиантиклинальной складке простого строения, ВНК и ГНК – горизонтальные [2]

На всех разрезах верхняя линия изображает кровлю продуктивного пласта, нижняя, параллельная ей, подошву, если залежь в пластовом резервуаре. В массивном резервуаре нижней границей залежи является плоскость ВНК (ГНК). Подразумевается, что выше кровли и ниже подошвы в пластовом резервуаре залегают практически непроницаемые породы (флюдоупоры), массивный резервуар также перекрыт покрывками. Нижняя граница массивного резервуара для упрощения построений не показана. Ниже границы залежи по вертикали порода-коллектор насыщена водой.

Для выполнения работы необходимо иметь лист бумаги формата А4, линейку, карандаш, угольник, цветные карандаши. Лист бумаги нужно ориентировать так, чтобы север находился вверху (кромки длинной стороны вертикальны),

восток справа. Рекомендуется условно разделить лист на три примерно равные части вдоль его короткой кромки. Верхняя и средняя отводятся для рисунков (соответственно залежь в разрезе и на плане), нижняя – для условных обозначений и ответов на вопросы.

Вначале изображенный в масштабе разрез залежи (верхняя часть листа) рассекается через равные промежутки горизонтальными плоскостями в зависимости от вертикального масштаба. Точка пересечения этих плоскостей с кровлей пласта (в общем случае – резервуара) проектируется на горизонтальную плоскость

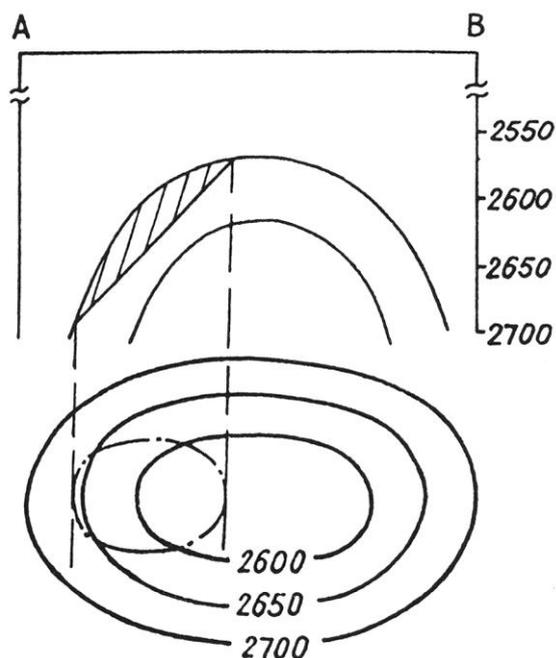


Рис. 5.5. Изображение наклонного водонефтяного контакта (Соколов и др., 1991)

листа бумаги (средняя часть). Соединив полученные точки плавными линиями, получают на горизонтальной плоскости значения изолиний в виде замкнутых кривых, показывающих форму резервуара (и ловушки). Размеры структуры по короткой оси берутся произвольными, но не более $\frac{1}{2}$ размера по длинной оси (см. рис. 5.3, 5.4).

На полученную структурную карту проектируются границы разделов сред залежи УВ (см. рис. 5.4). Площади их распространения штрихуются. Если поверхности контактов (разделов двух сред) горизонтальны, то ГНК и ВНК будут параллельны изогипсам (см. рис. 5.4), если же наклонны, то ГНК и ВНК будут пересекать изогипсы (рис. 5.5).

Далее определяются и показываются размеры залежей в разрезе и на плане. В нижней части чертежа приводятся условные обозначения и даются краткие ответы на вопросы (см. начало главы).

Задание выполняется по трем вариантам. Работа считается выполненной, если определены требуемые параметры залежи, ее тип, тип природного резервуара, степень заполнения ловушки, положение контактов. Например [2]: газонефтяная залежь структурного класса, полнопластовая, ВНК, ГНК – горизонтальные. Длина 7,8 км (L), ширина 3,5 км (l), высота 16,0 м (h_3). ВНК проходит по отметке -2286 м, ГНК – на отметке -2276 м. Высота нефтяной части 10 м (h_n), газовой части – 6 м (h_r).

На чертеже по штриховке могут быть раскрашены зоны водо-, нефте-, газоносных частей залежи.

Рекомендуется газовую часть залежи раскрашивать в желтый цвет, нефтяную – в коричневый, водоносную часть резервуара – в голубой или синий.

5.2. Построение набора карт и разрезов по данным буровых скважин

На практических занятиях студентам предстоит осуществить ряд графических построений по нефтеносному пласту. Исходными являются данные по буровым скважинам с указанием координат (X и Y , (м)) и альтитуды (Z_y , м) устья скважин, глубин залегания кровли (H_k , м) и подошвы (H_n , м) нефтеносного пласта, эффективной нефтенасыщенной мощности ($m_{эфн}$, м). Пример индивидуального задания приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Пример исходных данных к заданию (фрагмент)

Но- мер скв.	Координаты устья скв., (м)		Альтитуда устья скв. Z_y , м	Глубина залегания пласта, (м)		Эффективная нефтенасыщен- ная мощность $m_{эфн}$, м
	X	Y		кровли H_k	подошвы H_n	
1	5225643	26439903	45	1282,0	1291,7	9,7
2	5227627	26438743	44	1300,0	1310,3	10,3
3	5229821	26436708	47	1349,0	1359,6	0,0
4	5229707	26441908	48	1352,0	1363,5	0,0
5	5229109	26439254	45	1329,0	1339,8	1,0
...

На основании исходных данных необходимо построить 4 чертежа:

- 1-й чертеж: план расположения скважин и структурные карты по кровле и подошве пласта;
- 2-й чертеж: карта мощности пласта;
- 3-й чертеж: карта ВНК и карта эффективной нефтенасыщенной мощности;
- 4-й чертеж: два геологических разреза – вкрест простирания и по простиранию нефтеносной структуры.

Все построения должны быть выполнены листах формата А4. Для удобства работы допускается построение первого и четвертого чертежей на миллиметровой бумаге, второго и третьего – на прозрачной основе (кальке). На каждом чертеже указывается его название, масштаб(ы) изображения и условные обозначения. К чертежам прилагается пояснительная записка с описанием результатов проведенных построений.

5.2.1. Построение плана расположения скважин и структурных карт кровли и подошвы пласта

Перед построением *плана расположения скважин* необходимо выбрать масштаб изображения – 1:25000 или 1:50000. Для этого по координатам устья

скважин вычисляются максимальные расстояния между скважинами по широте (координата X) и долготе (координата Y) по формуле $\Delta X(\Delta Y) = X_{\max}(Y_{\max}) - X_{\min}(Y_{\min})$. Исходя из полученных значений и заданного размера чертежа (формат А4) принимается масштаб изображения.

Например. Максимальные значения $X-5225643$ м; $Y-26438004$ м. Минимальные – $X-5217748$ м; $Y-26426405$ м. $\Delta X=5225643-5217748=7895$ м; $\Delta Y=26438004-26426405=11599$ м. Размеры плана составят: в масштабе $1:25000 - 31,58 \times 46,40$ см (не укладываются в размеры заданного формата А4 - 210×298 мм); в масштабе $1:50000 - 15,79 \times 23,20$ см. Принимается масштаб $1:50000$.

Далее отстраиваются оси координат X и Y , и по исходным значениям выносятся скважины. Следует внимательно относиться к процедуре выноса скважин на план: ошибка в определении положения скважины может привести к тому, что последующие построения окажутся неверными. Скважины обозначаются кружком с точкой посередине. Номер скважины подписывается *сверху*.

На плане расположения скважин осуществляется построение **структурных карт кровли и подошвы пласта**.

Структурная карта (гипсометрический план) – это чертеж поверхности пласта (кровли или подошвы), выполненный в *изогипсах* – изолиниях с равными абсолютными высотными отметками (Z).

Абсолютные отметки кровли (Z_k) и подошвы (Z_p) пласта вычисляются по формуле $Z_k(Z_p) = Z_y - H_k(H_p)$ (рис. 5.6). Полученные числовые значения выносятся на план расположения выработок справа от скважины в виде дроби: в числителе – Z_k , в знаменателе – Z_p .

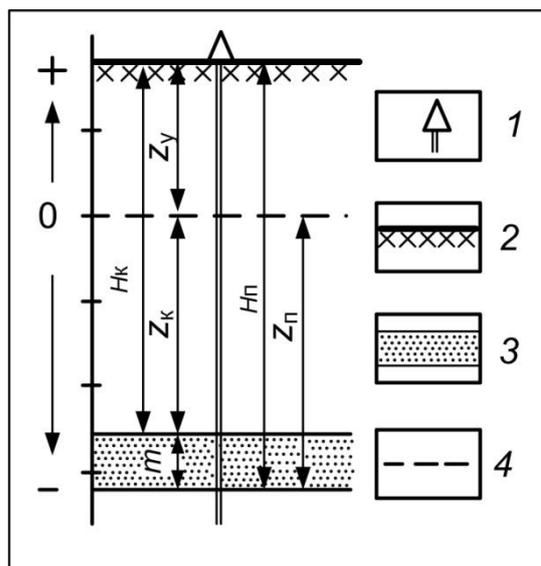


Рис. 5.6. Соотношения между параметрами пласта:

Z – абсолютные высотные отметки: устья скважины (альтитуда) – Z_y ; кровли – Z_k и подошвы – Z_p пласта. H – глубины залегания: кровли – H_k и подошвы – H_p пласта. m – мощность пласта

Для построения на структурных картах *изолиний* предварительно определяется их *шаг* и *числовые значения*. На плане рекомендуется проводить не менее 7-8 изолиний по каждой поверхности; их числовые значения должны быть кратны 5 или 10. Для выбора значений изолиний находится разность между максимальной (Z_{\max}) и минимальной (Z_{\min}) абсолютными высотными отметками поверхности пласта (почвы или кровли) и проводятся простые арифметические расчеты.

*Например. Максимальная абсолютная отметка кровли пласта $Z_{k \max} = -1207,2$ м; минимальная – $Z_{k \min} = -1441,8$ м. Разность составит $\Delta Z_k = -1207,2 \text{ м} - (-1441,8) \text{ м} = 234,6$ м. Если проводить 8 изолиний, шаг между ними составит $234,6:8=29,4$ м. Выбираем ближайшее кратное 5 или 10 значение – **30 м** и определяем числовые значения изолиний кровли, которые будут проведены на плане: -1220 м, -1250 м, -1280 м, -1310 м, -1340 м, -1370 м, -1400 м, -1430 м. Эти же изолинии (с необходимыми дополнениями) используются при построении структурной карты подошвы пласта.*

Положение изолиний на плане определяется методами *интерполяции* и *экстраполяции*. **Интерполяция** – это нахождение значений интересующего показателя между точками наблюдения (скважинами). **Экстраполяция** – нахождение значений за пределами точек наблюдения на основании установленных закономерностей в изменении показателя, полученных при интерполяции.

Пример *интерполяции* и *экстраполяции* данных с шагом изолиний 50 м приведен на рис. 5.7. Местоположение между скважинами изолиний -550 м и -600 м определено методом интерполяции. Местоположение изолиний -500 м и -650 м (за пределами скважин) экстраполировано с учетом полученных при интерполяции закономерностей в залегании пласта.

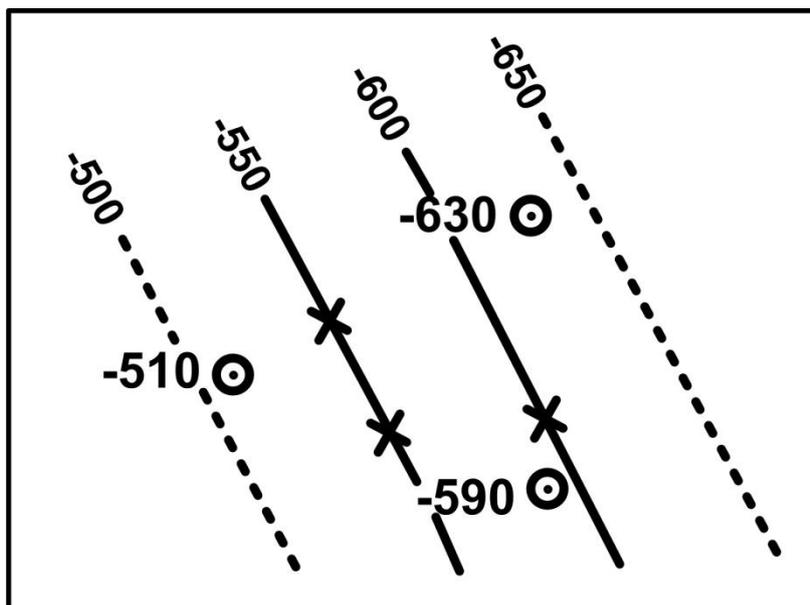


Рис. 5.7. Пример интерполяции и экстраполяции значений (пояснения в тексте)

Процедура интерполяции основана на принципе: *изменение значений показателя между двумя точками наблюдения носит закономерный однонаправленный характер*. Исходя из этого, интерполяция может проводиться только между точками наблюдения, расположенными в *геологически и тектонически однородных блоках* и, по возможности, в направлении *максимальной изменчивости показателя*. Приоритет должен отдаваться скважинам, расположенным наиболее близко друг от друга.

Например, при интерполяции абсолютных отметок поверхности пласта, принимается, что пласт между скважинами имеет моноклиналиное залегание с одинаковым углом падения (рис. 5.8, вариант «а»). Фактическое же залегание пласта, учитывая отсутствие данных между точками наблюдений, может отличаться от предполагаемого и иметь, к примеру, вид, показанный на рис. 5.8 – вариант «б». Следовательно, чем ближе друг от друга расположены интерполируемые скважины, тем меньше вероятность колебаний параметров залегания пласта и выше достоверность построений. Поэтому, намечая линии интерполяции, необходимо выбирать скважины, расположенные в максимальной близости друг от друга (рис. 5.9). Тем более нельзя проводить интерполяцию между скважинами, разделенными разломом, или лежащими по разные стороны от оси складки, где уже изначально известно о неоднородном залегании пласта.

Таким образом, перед построением плана изолиний необходимо проанализировать имеющийся фактический материал и предварительно определить:

- области с минимальными (максимальными) значениями показателя;
- направления осей складок и линий падения (восстания) пласта;
- наличие (или отсутствие) резкого незакономерного изменения высотных отметок, причиной которого может быть разрывное нарушение; если таковое существует – наметить его положение.

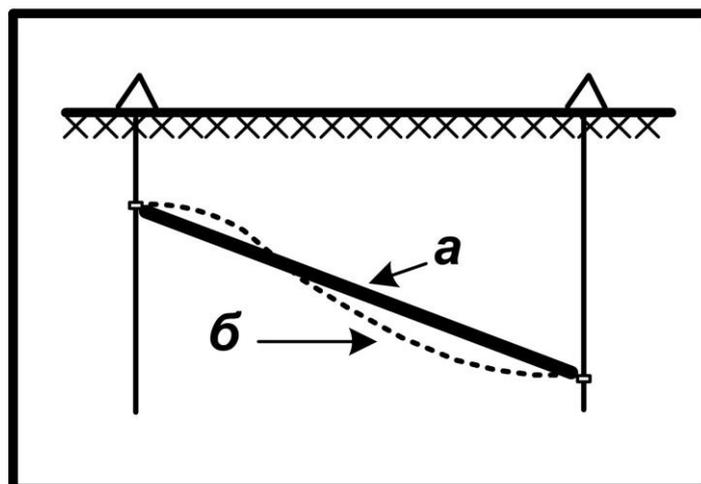


Рис. 5.8. Положение пласта между скважинами:
а – принимаемое при интерполяции, б – возможное.

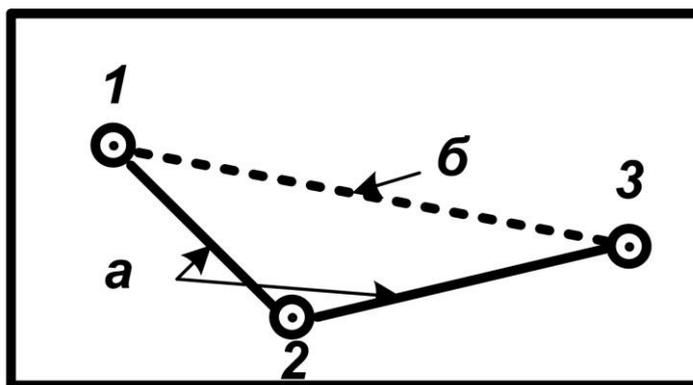


Рис. 5.9. Направления интерполяции между скважинами:
a – рекомендуемые, *б* – не рекомендуемое

Далее намечаются линии интерполяции и производится построение изолиний. Точное положение точек, через которые проходят выбранные изолинии, определяется путем составления простейших арифметических пропорций, либо при помощи *палетки*, представляющей собой серию параллельных линий, проведенных через равное расстояние на прозрачной основе (кальке). Пример работы с палеткой приведен на рис. 5.10. Вверху показаны две скважины с абсолютными отметками поверхности пласта: -1094 м и -1113 м; шаг изолиний принят 10 м. Требуется найти местоположение точек, через которые пройдут изолинии: -1100 м и -1110 м. Выбираем цену деления между линиями на палетке. Она зависит от разницы высотных отметок между скважинами (в нашем случае: -1113 м – (-1094) м = 19 м) и обычно выбирается таким образом, чтобы между скважинами проходило *не менее* 5 – 7 линий палетки. Таким образом, цену деления удобно принять 2 м. Совмещаем нижнюю линию палетки с левой скважиной, *мысленно* (в уме) оцифровываем линии, как это показано на рис. 5.10 и, поворачивая палетку относительно центра левой скважины, добиваемся совпадения значения -1113 м на палетке с правой скважиной. Затем накладываем линейку на линию скважин и отмечаем точки пересечения среза линейки с линиями -1100 м и -1110 м. В нижней части рис. 5.10 показано выполнение той же операции при разности высотных отметок: -1152 м – (-1123) м = 29 м и ценой деления палетки 5 м.

После определения местоположения изолиний между скважинами отстраиваются изогипсы (изолинии с равными высотными отметками): полученные одноименные отметки соединяются плавными линиями. За пределами скважин изолинии проводятся на основе экстраполяции.

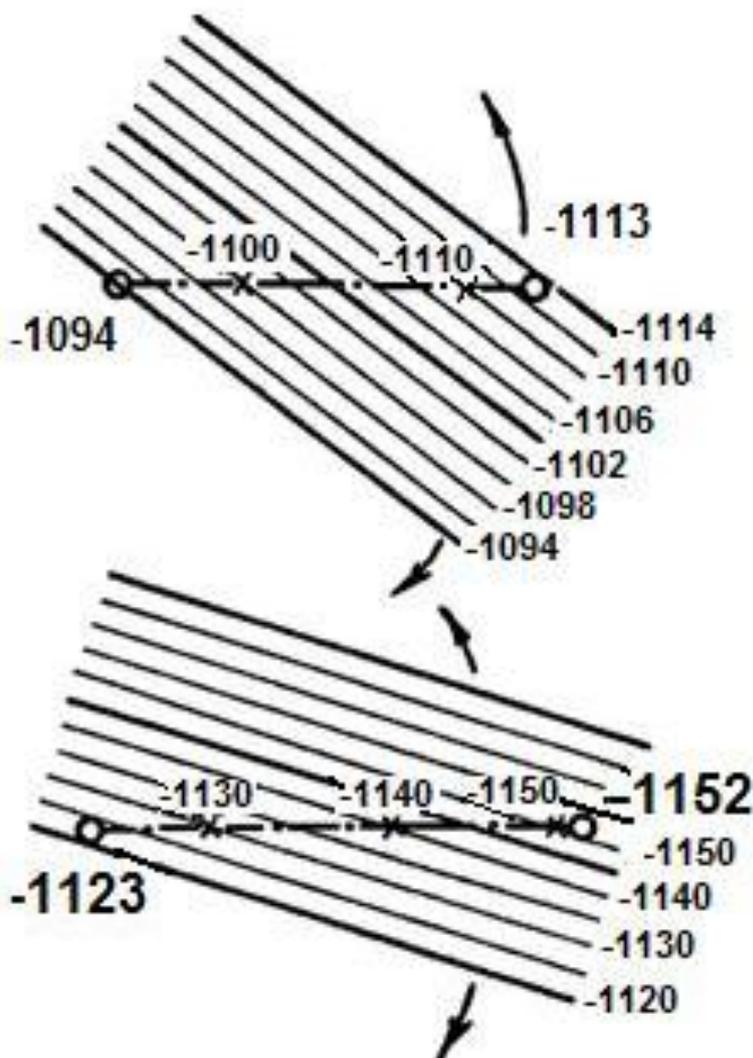


Рис. 5.10. Определение положения изолиний при помощи палетки (пояснения в тексте)

Изогипсы кровли и подошвы пласта располагаются на одном чертеже. Для удобства «чтения» карты для изолиний кровли и подошвы необходимо использовать разные условные обозначения (различные цвета). Все изолинии должны быть подписаны. Пример оформления структурных карт кровли и подошвы пласта показан на рис. 5.11.

5.2.2. Построение плана изолиний мощности пласта

Методика построения плана изолиний мощности (изопахит) пласта аналогична рассмотренным выше принципам построения гипсометрических планов, с той лишь разницей, что исходными данными, на основании которых производятся построения изолиний, являются не высотные отметки, а значения мощности.

Вначале на чертеж (кальку) переносится план расположения скважин. По каждой скважине высчитывается мощность пласта ($m_n = Hn - H_k$) и записывается справа от скважины. Определяются шаг и числовые значения изолиний (7-8 изолиний на плане), анализируются закономерности изменения мощности пласта,

производится интерполяция и экстраполяция значений, отрисовываются изолинии.

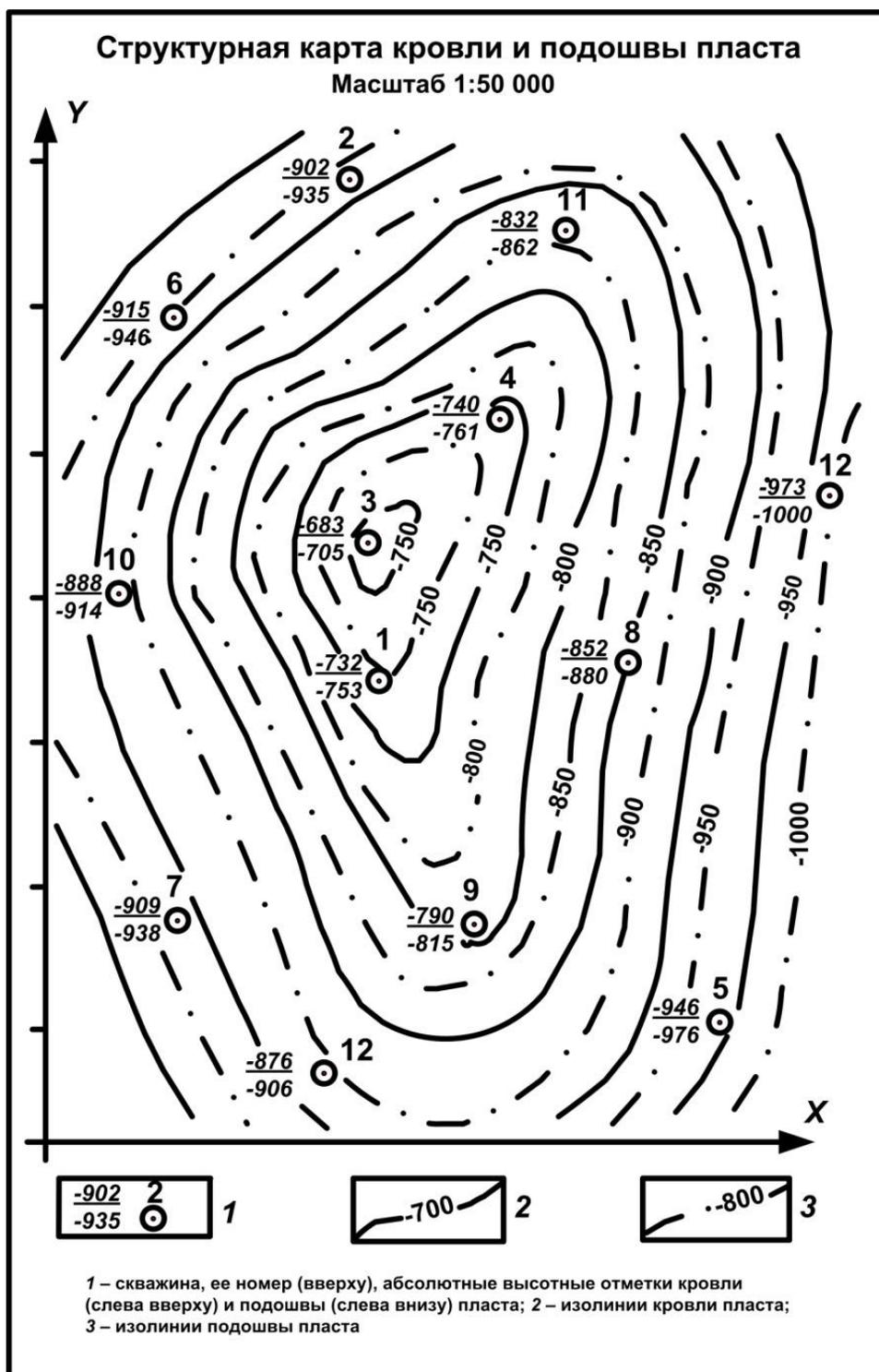


Рис. 5.11. Пример оформления структурных карт кровли и подошвы пласта

5.2.3. Построение карт водонефтяного контакта (ВНК) и эффективной нефтенасыщенной мощности

Графической основой для построения карт ВНК и эффективной нефтенасыщенной мощности является план расположения скважин с вынесенными на него значениями эффективной нефтенасыщенной мощности ($m_{эфн}$ - указаны в исходных данных) и абсолютными высотными отметками ВНК ($Z_{внк}$). Для вычисления значений $Z_{внк}$ предварительно устанавливаются скважины, которые

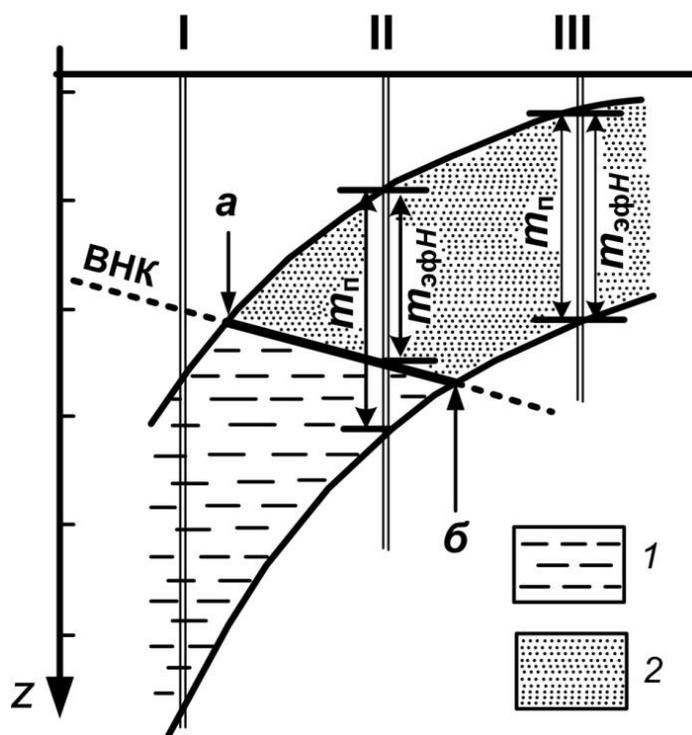


Рис. 5.12. Выбор скважин для построения карты ВНК (пояснения в тексте):

1 – вода; 2 – нефть

При наклонном залегании ВНК она будет представлять собой серию параллельных изогипс. Их построение осуществляется путем интерполяции и экстраполяции вычисленных высотных отметок ВНК (рис. 5.13). Шаг и числовые значения изолиний ВНК должны быть аналогичны шагу и числовым значениям изолиний кровли и подошвы пласта.

При горизонтальном залегании ВНК, построение его структурной карты не производится – глубина залегания поверхности раздела по всем скважинам одинакова и определяется абсолютной высотной отметкой ВНК ($Z_{внк}$).

Построение карты эффективной нефтенасыщенной мощности осуществляется в два этапа. Вначале, с использованием структурной карты ВНК, отстраиваются внешний и внутренний контуры нефтеносности, затем – изолинии (изопахиты) эффективной нефтенасыщенной мощности.

подсекли ВНК. Возможные варианты положения скважин относительно ВНК приведены на рис. 5.12.

Скважины, отмеченные цифрами I и III не пересекают ВНК, так как располагаются или за пределами нефтяной залежи (вариант I: $m_{эфн}=0$), или пересекают ее в «полнопластовой» части (вариант III: $m_{эфн}=m_{п}$). ВНК пересекается скважинами варианта II, которые удовлетворяют требованию: $m_{п} > m_{эфн} > 0$. Для таких скважин вычисляются абсолютные высотные отметки ВНК ($Z_{внк}=Z_y - H_k - m_{эфн}$) и записываются слева от скважин. По этим отметкам строится структурная карта ВНК.

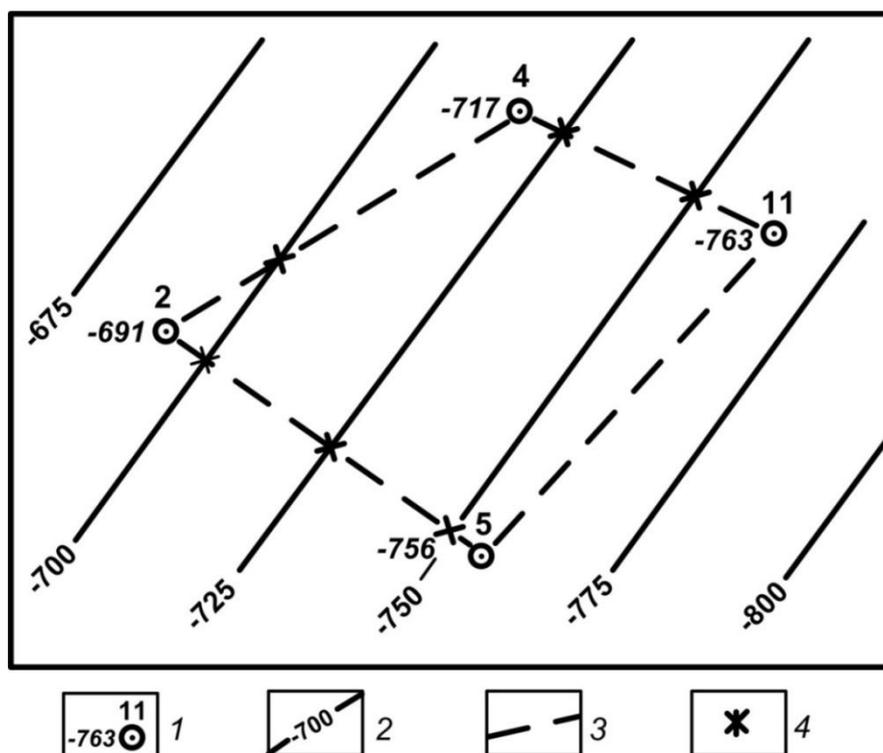


Рис. 5.13. Пример построения изолиний ВНК при наклонном залегании:

1 – скважина, ее номер (вверху), абсолютная высотная отметка ВНК (слева); 2 – изогипсы ВНК, 3 – направления интерполяции; 4 – точки интерполяции

Внешний контур нефтеносности ограничивает нефтяную залежь по периметру. Он представляет собой линию пересечения плоскости ВНК с кровлей пласта. На рис. 5.12 этой линии соответствуют точка «а» для которой (как и для всех точек внешнего контура) абсолютные высотные отметки ВНК и кровли пласта одинаковы ($Z_{\text{ВНК}} = Z_{\text{к}}$).

При *горизонтальном* залегании ВНК *внешний контур* будет проходить параллельно изолиниям кровли *по изогипсе равной абсолютной высотной отметке ВНК* ($Z_{\text{ВНК}}$).

При *наклонном* залегании ВНК для построения *внешнего контура* необходимо:

- наложить карту ВНК на структурную карту кровли пласта и совместить скважины;
- отметить *точки пересечения одноименных изолиний* абсолютных высотных отметок ВНК и кровли;
- соединить их плавной линией, как показано на рис. 5.14.

Если точек пересечения изолиний недостаточно для точного построения контура, для получения более полной картины рекомендуется проводить дополнительные изолинии. В качестве примера на рис. 5.14 проведены дополнительные изолинии $Z_{\text{ВНК}}$ и $Z_{\text{к}}$ с числовым значением -975.

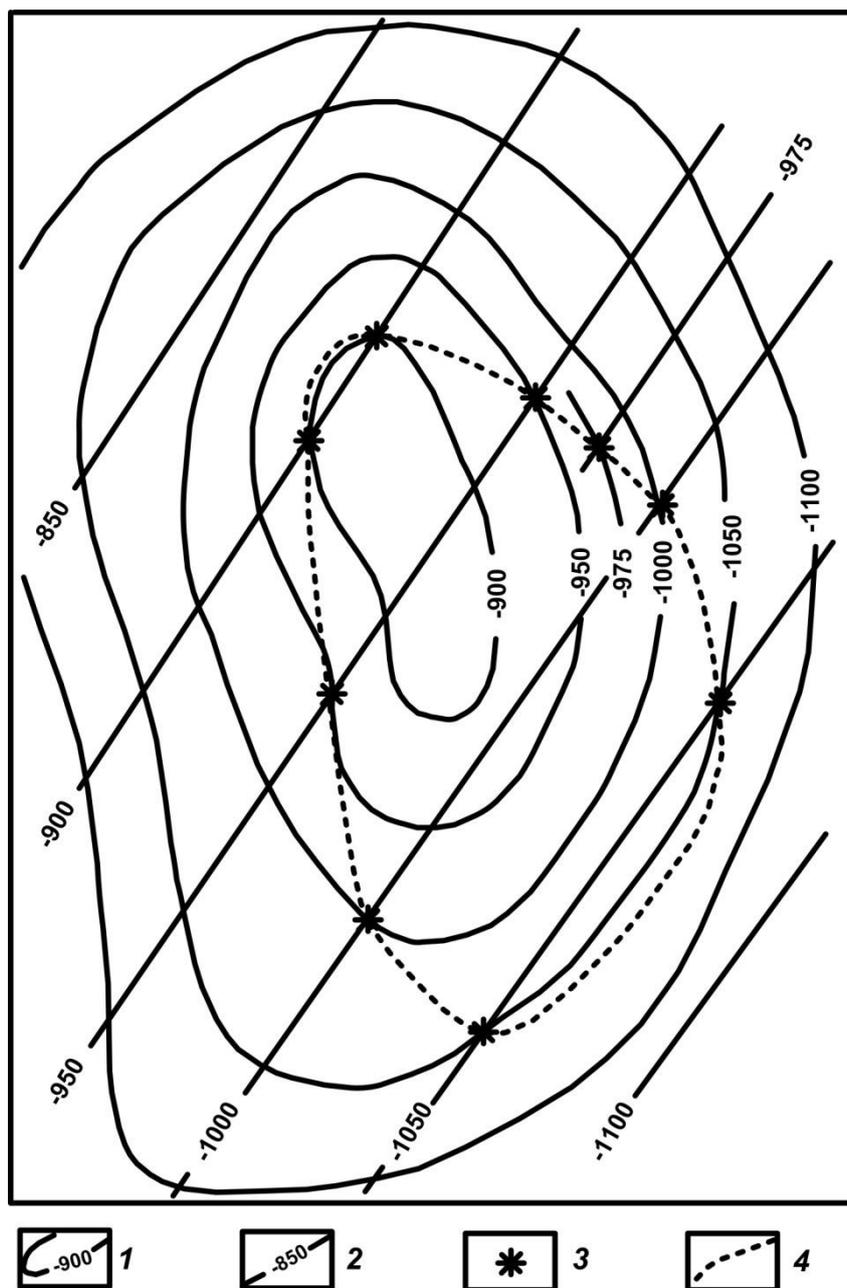


Рис. 5.14. Пример построения внешнего контура нефтеносности (пояснения в тексте)

1 – изолинии кровли пласта; 2 – изолинии ВНК; 3 – точки пересечения одноименных изолиний ВНК и кровли пласта; 4 – внешний контур нефтеносности

Внутренний контур нефтеносности залежи является линией пересечения ВНК и подошвы пласта, где $Z_{\text{ВНК}} = Z_{\text{п}}$ (точка «б» на рис. 5.12). Он разделяет залежь на две части: с полным заполнением пласта нефтью и с неполным – то есть с наличием в пласте подстилающей нефть воды.

Положение **внутреннего контура** на карте определяется по аналогичной методике. При **горизонтальном** залегании ВНК внутренним контуром будет яв-

ляться *изолиния, равная отметке $Z_{внк}$* , проходящая параллельно изолиниям подошвы. При *наклонном залегании ВНК* внутренний контур определяется по точкам пересечения одноименных изолиний ВНК и *подошвы* пласта.

Наличие внутреннего контура характерно только для *полнопластовых нефтяных залежей*. В *неполнопластовых залежах*, где поверхность ВНК располагается выше подошвы пласта, а также в *массивных залежах*, внутренний контур нефтеносности отсутствует.

Правильность построений контуров проверяется по положению скважин. «Нулевые» скважины ($m_{эфн} = 0$) должны располагаться за пределами внешнего контура, нефтяные – внутри. При этом, для *полнопластовых залежей*, скважины, пересекающие ВНК ($m_{эфн} < m_{п}$), должны находиться между контурами, нефтяные «полнопластовые» ($m_{эфн} = m_{п}$) – во внутреннем контуре. В *неполнопластовых залежах* эффективная нефтенасыщенная мощность для всех нефтяных скважин должна быть меньше мощности пласта ($m_{эфн} < m_{п}$).

Построение *изопахит эффективной нефтенасыщенной мощности* производится внутри отстроенных контуров нефтеносности (рис. 5.15).

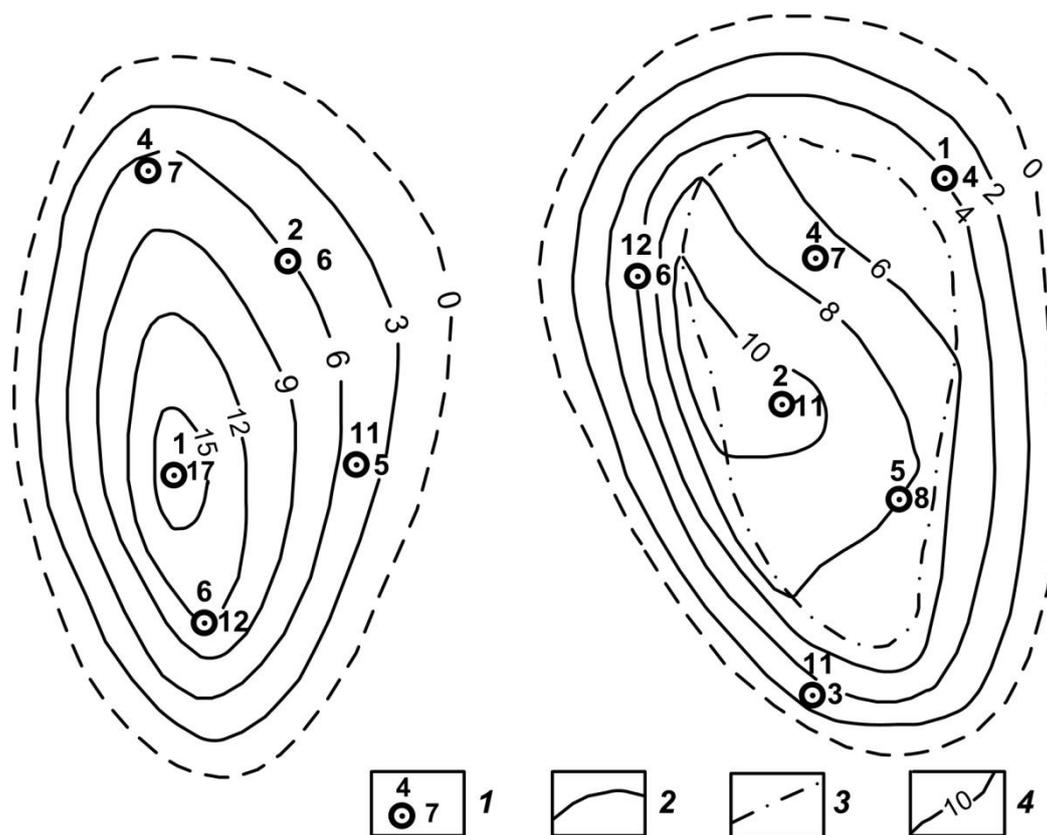


Рис. 5.15. Пример построения карт эффективной нефтенасыщенной мощности: (пояснения в тексте).

1 – скважина, ее номер (вверху), эффективная нефтенасыщенная мощность (справа), 2 – внешний и 3 – внутренний контуры нефтеносности; 4 – изолинии эффективной нефтенасыщенной мощности пласта

В неполнопластовых залежах (с отсутствием внутреннего контура) построение изолиний эффективной нефтенасыщенной мощности производится путем интерполяции между скважинами внутри залежи и внешним контуром, принимаемым за нулевую изолинию (нулевой контур - см. рис. 5.15, а).

В полнопластовых залежах интерполяция производится только между внутренним и внешним контурами. Во *внутреннем контуре*, где общая мощность пласта и эффективная нефтенасыщенная мощность совпадают, сохраняется положение изопакит, проведенных на карте мощности пласта (2-й чертеж), построенной по большему фактическому материалу. *Между контурами* интерполяция производится с использованием числовых значений эффективной нефтенасыщенной мощности:

- в точках пересечения изопакит с внутренним контуром;
- в скважинах между контурами;
- на внешнем (нулевом) контуре (см. рис. 5.15, б).

5.2.4. Построение геологических разрезов

Завершающим этапом графических работ является построение двух *геологических разрезов*: по простиранию и вкрест простирания структуры. Разрезы должны опираться на скважины. Вертикальный масштаб принимается более крупным для возможности детального отображения элементов пласта. При построении разрезов используются как исходные данные, так и результаты всех предыдущих площадных построений. На разрезах показываются скважины, положение кровли, подошвы и ВНК. Пример разреза приведен на рис. 5.16.

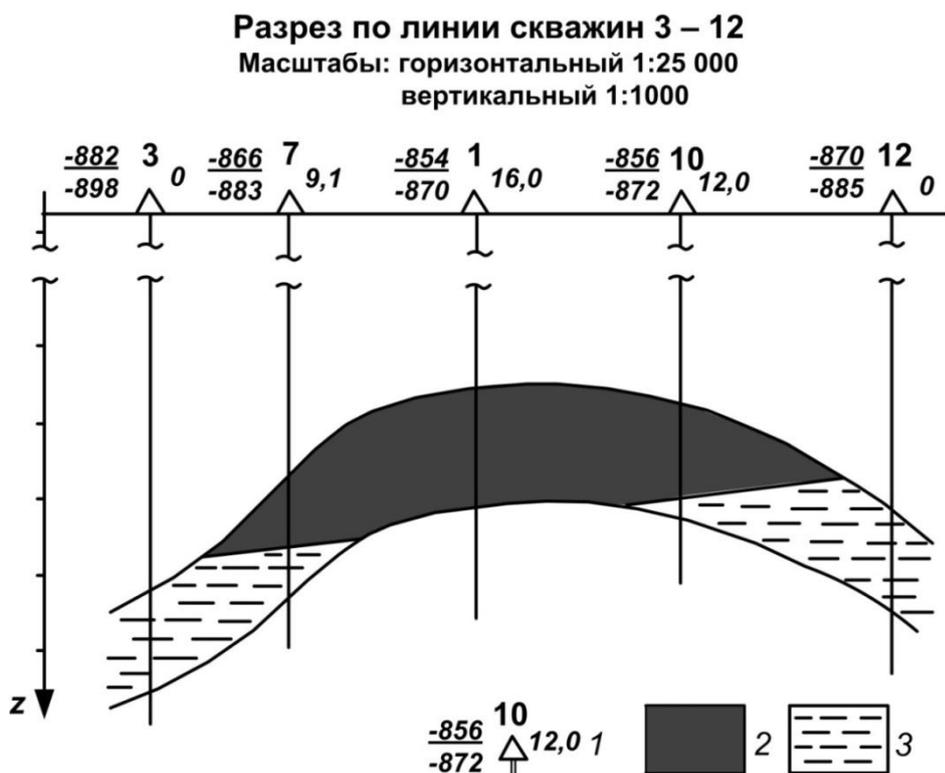


Рис. 5.16.
Пример геологического разреза:

1 – скважина, ее номер (вверху), абсолютные отметки кровли (слева вверху) и подошвы (слева внизу) пласта; 2 – нефть; 3 – вода

5.2.5. Составление пояснительной записки

К набору построенных структурных карт и разрезов составляется пояснительная записка с анализом полученных результатов. В ней необходимо:

- описать вид отрисованной структуры в плане (купол, брахиантиклиналь, линейная антиклиналь) и разрезе (симметричная, асимметричная, коробленная и т. д.);
- сделать вывод об изменчивости мощности пласта в различных частях складки (в сводовой части, на крыльях);
- провести и обосновать типизацию природного резервуара, ловушки и залежи;
- установить характер ВНК;
- определить вид залежи по степени заполнения ловушки;
- сделать вывод о положении наиболее продуктивной части залежи в отрисованной структуре;
- установить размеры нефтяной залежи (длина, ширина, высота).

В заключение отметим, что желающим совершенствоваться в области использования результатов геофизических исследований скважин (ГИС) для корреляционных, структурных и иных построений мы рекомендуем работу [1]. В ней, в частности, использована методология В. С. Муромцева, описанная нами в разделе 2.3.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. Томск: Изд-во ТПУ, 2007. 113 с.

2. Павлинич М. Ф., Самсонов Ю. В., Каламкаров Л. В., Смелков В. М. Лабораторный практикум по курсу «Основы геологии нефти и газа». Часть II. М.: Изд-во МИНХ и ГП, 1987.

6. НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ПРОВИНЦИИ РОССИИ И СОПРЕДЕЛЬНЫХ СТРАН

6.1. Общие сведения о нефтегазогеологическом районировании

Задачами изучения данного раздела является получение студентом представления об особенностях строения нефтегазоносных провинций различных типов на территории России и сопредельных стран; знакомство с основными продуктивными комплексами, зонами нефтегазонакопления и основными месторождениями нефти, газа и газоконденсата, их особенностями.

Практикой нефтегазопроисковых работ установлено, что регионально нефтегазоносные территории связаны с определенными типами геоструктурных элементов земной коры и с развитыми в их пределах теми или иными формациями осадочных горных пород. Поэтому одной из основных теоретических и практических задач нефтегазовой геологической науки является проведение нефтегазогеологического районирования территорий, которое служит научной основой для оценки перспектив их нефтегазоносности и определения оптимальных направлений нефтегазопроисковых работ.

Профессор А. А. Бакиров, развивая учение академика И. М. Губкина о нефтегазогеологическом районировании, разработал единую классификацию нефтегазоносных территорий. *Нефтегазогеологическое районирование* — разделение осадочных бассейнов на нефтегазоносные объекты (территории) разного масштаба, от нефтегазоносных провинций до месторождений и залежей нефти и газа. Иными словами, нефтегазогеологическое районирование – последовательное деление крупного геологического объекта на соподчиненные части. Районирование проводится как по площади, так и по разрезу геологического объекта. Нефтегазогеологическое районирование основано на установленных закономерностях пространственного размещения нефтяных и газовых месторождений, моделях условий их образования и сохранения.

Целью районирования являются:

- выделение нефтегазоносных объектов;
- выделение перспективных и/или бесперспективных объектов нефтегазоносности;
- оценка перспектив нефтегазоносности различных частей изучаемых объектов для выбора оптимальных направлений поисково-оценочных работ на нефть и газ.

Общепринятой схемы нефтегазогеологического районирования не существует. Разными научными школами единицы нефтегазогеологического районирования выделяются неодинаково. При районировании по нефтегазоносным провинциям определяющим фактором является современное геотектоническое

положение территории и геоструктурные особенности, определившие сходные черты геологического строения и единство условий нефтегазонакопления. Нефтегазогеологическое районирование проводится на геоструктурной основе; элементы районирования включают объекты со сходными условиями нефтегазонакопления. При выделении структурных элементов разного ранга учитывают: степень сходства тектонического строения; состав осадочных формаций; закономерности размещения месторождений; приуроченность к определенным структурам и литолого-стратиграфическим комплексам.

Основываясь на тектоническом принципе, А. А. Бакиров разработал классификацию региональных нефтегазоносных территорий и соподчиненность различных единиц нефтегазогеологического районирования. В качестве основных единиц районирования им рекомендуется выделять в платформенных и складчатых территориях нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления. **Нефтегазоносная провинция** – единая геологическая провинция, объединяющая ассоциацию смежных нефтегазоносных областей, связанных с тектоническими погружениями; характеризующаяся сходством черт региональной геологии, в том числе общностью стратиграфического положения основных регионально нефтегазоносных комплексов в разрезе. Для нефтегазоносной провинции характерны общность тектонического строения, истории развития, стратиграфического диапазона нефтегазоносности.

Как известно, в настоящее время для названия одних и тех же нефтегазоносных территорий параллельно существуют термины «нефтегазоносная провинция» и «нефтегазоносный бассейн». Понятие нефтегазоносный бассейн было введено И. О. Бродом и стало использоваться с 40 – 50-х гг. прошлого века (И. О. Брод, Н. А. Еременко, В. Е. Хаин, В. Б. Оленин, И. В. Высоцкий, Л. Уикс и др.). Смысл замещения понятия провинции на бассейн (при практическом сохранении контуров соответствующих территорий) обусловлен стремлением отразить связь нефтегазообразования и формирования залежей с осадочными бассейнами. **Нефтегазоносный бассейн** – область устойчивого и длительного погружения земной коры, в процессе которого формируются тела осадочных пород, состав, строение, прогрессивный литогенез и условия залегания которых обуславливают образование, накопление и сохранность в них промышленных скоплений нефти и газа.

В пределах провинции (или бассейна) выделяются **нефтегазоносные области** – территории, приуроченные к крупному тектоническому элементу (свод, мегавал). Иногда нефтегазоносные области бывают приурочены к внутриплатформенным впадинам. Обычно внутри единой области условия нефтегазонакопления сходные. Нефтегазоносные области в свою очередь делятся на **нефтегазоносные районы** – совокупность нескольких зон нефтегазонакопления, объединенных общностью нефтегазоносных свит и структурных условий. Районы под-

разделяются на **зоны нефтегазонакопления** – ассоциации смежных, сходных по геологическому строению месторождений, приуроченных к единой группе связанных между собой ловушек.

Месторождения – скопления углеводородов (нефти, газа и газоконденсата) в одной или нескольких залежах, связанных территориально общностью геологического строения и нефтегазонаосности. Под территориальной связанностью нескольких залежей понимается общность их внешнего контура, то есть полное или частичное перекрытие их контуров в проекции на земную поверхность. Залежи могут располагаться на одном или нескольких **этажах нефтегазонаосности** – в частях геологического разреза, отличающихся возрастом, строением, находящихся на различных глубинах, и, обычно, разведываемых и разрабатываемых самостоятельно.

В основу рассмотрения нефтегазонаосных провинций России и ближнего зарубежья положен геотектонический принцип, который предусматривает деление нефтегазонаосных территорий на провинции платформенного, переходного и складчатого типов.

Изучение провинций проводится на единой методической основе. По каждой провинции с различной степенью детальности освещаются следующие вопросы:

- общие сведения: границы, административное положение, современная степень изученности, значение в добыче нефти и газа;
- основные особенности геологического строения: характеристика разреза, основные структурные элементы;
- нефтегазонаосность: краткая история открытия и освоения провинции, региональные нефтегазонаосные комплексы и продуктивные горизонты, особенности физико-химического состава углеводородов, нефтегеологическое районирование с выделением основных типов нефтегазонаосных областей, районов и зон; особенности строения типичных и наиболее крупных месторождений;
- дальнейшие перспективы нефтегазонаосности и направления поисково-разведочных работ.

6.2. Выполнение практической работы

Проработку данной темы следует начать с изучения географии нефтегазонаосных провинций России и сопредельных стран. Для выполнения работы необходимо проанализировать материалы по геологии нефти и газа, принципам нефтегеологического районирования территорий, географическому размещению основных нефтегазодобывающих регионов.

На занятиях студенту предлагается набор из 3-6 карточек, на которых в общем случае представлены: сводный геолого-геофизический разрез, геологиче-

ские карты, структурные карты отдельных горизонтов, геологические разрезы (региональный и отдельного месторождения), тектонические схемы. Перечисленные графические материалы относятся к определенной территории (это может быть нефтегазоносная область, нефтегазоносный район, зона нефтегазонакопления). После просмотра и анализа полученных материалов студенту самостоятельно необходимо охарактеризовать конкретную нефтегазоносную территорию по следующим позициям.

1 *Определить структурные этажи (фундамент, чехол, промежуточный структурный этаж (ПСЭ)).*

Структурный этаж – комплексы горных пород различного состава и стратиграфического объема, связанные между собой единством структурного плана и тектонических деформаций, а также однотипностью проявлений магматизма и степени метаморфизма горных пород. Обычно структурные этажи представлены нижним, более древним этажом – складчатым фундаментом и верхним, более молодым этажом – платформенным чехлом. Последний состоит из неморфизованных осадочных пород, залегающих на фундаменте обычно горизонтально, с размывом и несогласием в основании (рис. 6.1, 6.2).

2 *Охарактеризовать тектоническую нарушенность геологического разреза.*

На все геологическое пространство распространяется понятие структура геологического тела. **Тектоническая структура** – форма залегания геологических тел, сложившаяся в результате проявления тектонических движений. Тектоническая структура может быть представлена единицей любого масштаба и формы (плита, платформа, синклиналь, купол). Масштабность позволяет выделить последовательные порядки структур всех размерностей (от локальных до глобальных). При этом руководствуются площадью структур, их протяженностью и объемом осадков, слагающих структуру. В зависимости от размера структур выделяют порядки глобальные, субглобальные, надрегиональные, региональные, субрегиональные и локальные (табл. 6.1). На практических работах студент знакомится непосредственно со структурами I, II и III порядков.

Как известно, слои могут залегать горизонтально (горизонтальная, ненарушенная структура), а могут подвергнуться дислокациям (нарушениям, деформациям). **Нарушения тектонические** (дислокации) – изменения в первичном залегании толщ горных пород, происшедшие под влиянием тектонических движений. **Нарушения пликативные** – это такие нарушения, которые происходят без разрыва слоев и других геологических тел. **Нарушения дизъюнктивные** (разрывные) – это тектонические нарушения с разрывом пластов и их смещением. Известно, что слои могут изгибаться в виде волны. Такой изгиб называется **складкой** – это главная наиболее частая форма пликативных нарушений, представляющая собой волнообразный изгиб пластов разнообразных масштабов и морфологии. Складка является одним из самых главных объектов нефтегазовой

геологии. В плане можно выделить 2 основных морфологических типа складок: круглые и овальные (рис. 6.3). **Купол** – более или менее округлое поднятие слоев земной коры, изометричной формы с падением крыльев от центра. В поперечнике купола достигают десятков (реже до сотни) километров. Они встречаются в основном в пределах платформ.

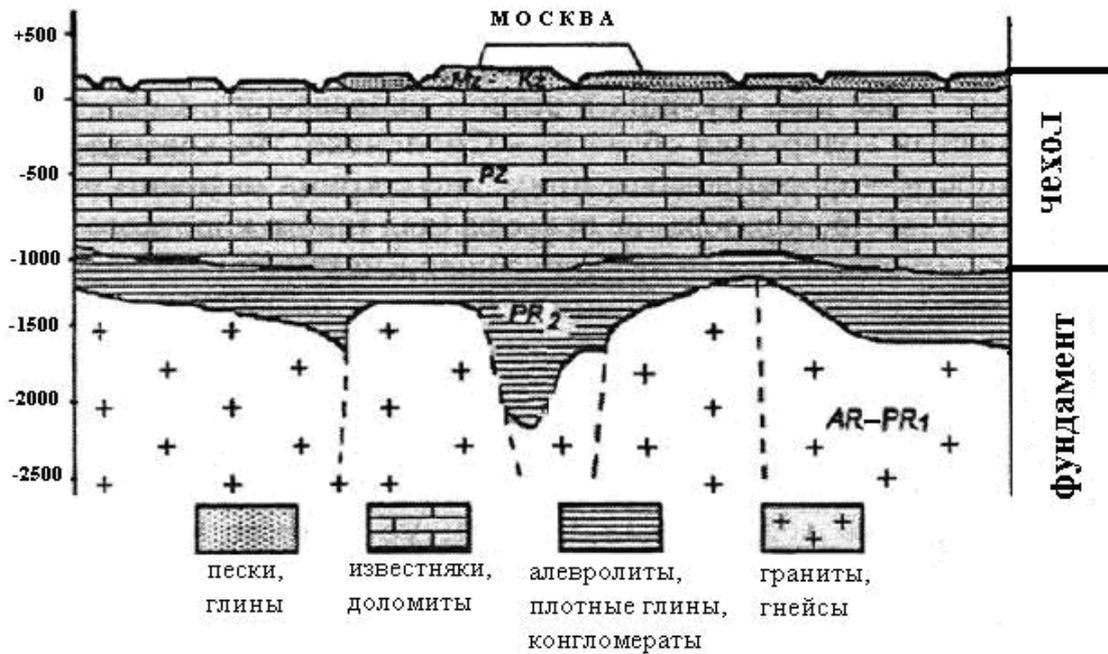


Рис. 6.1. Тектоническое строение Восточно-Европейской платформы (Белая, 2001)

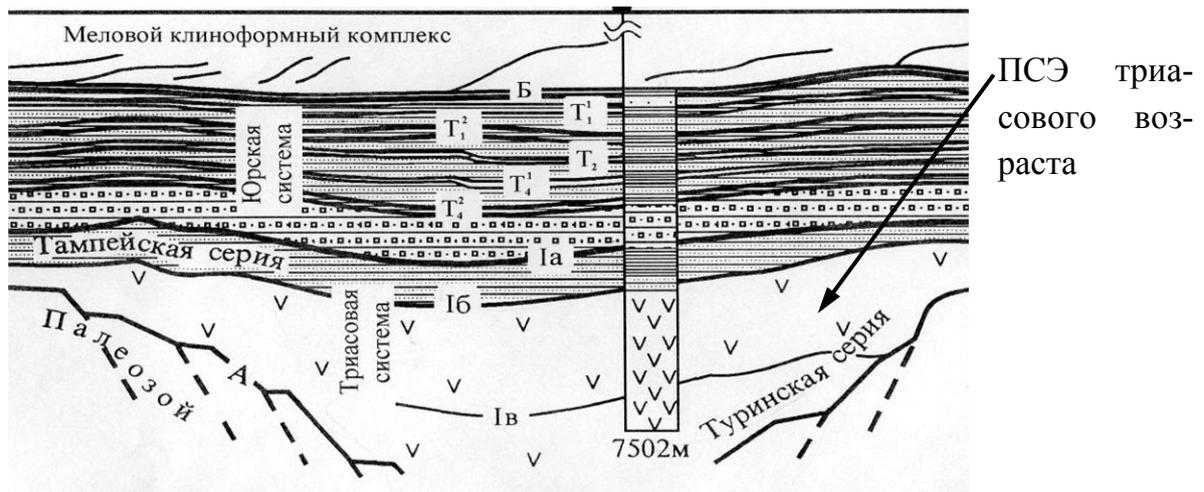


Рис. 6.2. Фрагмент сейсмогеологического разреза (сейсмический профиль МОВ ОГТ №25, ПГО «Ямалгеофизика») (Нижне-среднетриасовый... 1997)

Порядок тектонических структур континентов (Словарь..., 1988)

Порядок (масштаб) тектонических структур	Отрицательные структуры	Положительные структуры	Протяженность, км
<i>Подвижные территории</i>			
Глобальный	Геосинклинальные области	Эпигеосинклинальные орогенные области	более 3000
Субглобальный	Геосинклинальные системы	Эпигеосинклинальные орогенные области	1000-3000
Надрегиональный	Мегасинклинии	Мегантиклинории	300-1000
Региональный (I порядка)	Синклинии	Антиклинории	150-300
Субрегиональный (II порядка)	Мегасинклинали	Мегантиклинали	20-150
Локальный (III порядка)	Синклинали	Антиклинали	До 20
<i>Стабильные территории</i>			
Глобальный	Платформы		более $3 \cdot 10^6$
Субглобальный	Плиты	Щиты	$8 \cdot 10^5 - 3 \cdot 10^6$
Надрегиональный	Синеклизы и авлакогены	Антеклизы и гряды	$(1-8) \cdot 10^5$
Региональный (I порядка)	Впадины и прогибы	Своды и мегавалы	$1 \cdot 10^4 - 1 \cdot 10^5$
Субрегиональный (II порядка)	Депрессии и котловины	Валы и куполовидные поднятия	$2 \cdot 10^2 - 1 \cdot 10^4$
Локальный (III порядка)	Локальные отрицательные структуры	Локальные положительные структуры	$(1-2) \cdot 10^2$

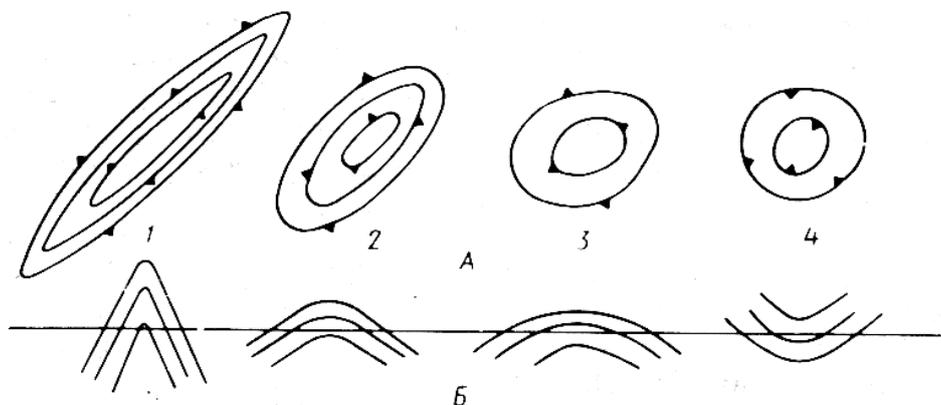


Рис. 6.3. Типы складок в плане (А) и разрезе (Б):

1 – линейная, 2 – брахиморфная, 3 – куполовидная, 4 – мульдообразная
Зубцы направлены в сторону падения крыльев (Короновский, 2000)

Овальные: линейные (длина складки намного превышает ее ширину) и брахискладки (брахисинклинали, брахиантиклинали – овальные складки, длина которых в 2-3 раза больше ширины). **Брахисинклиналь** – синклинальная складка слоев горных пород, имеющая в плане овальную форму. Пласты горных пород со всех сторон наклонены к её центру. На геологической карте изображается в виде концентрических овальных колец в центре которых располагаются более молодые породы, а по направлению к периферии – всё более и более древние (рис. 6.4).

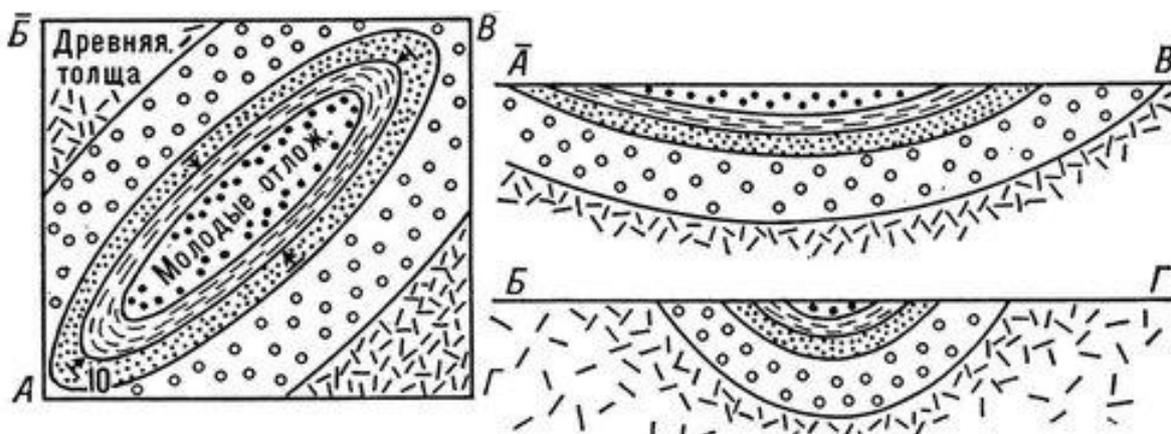


Рис. 6.4. Брахисинклиналь. Слева – план; справа разрезы по линиям АВ и БГ (БСЭ, 1978)

Брахиантиклиналь – антиклинальная складка слоев горных пород, имеющая в плане овальную форму. Пласты образующих ее горных пород, от центральной части свода наклонены во все стороны. На геологической карте изображается в виде концентрических овальных колец, в центре которых располагаются более древние породы, а по направлению к периферии — всё более и более молодые (рис. 6.5).

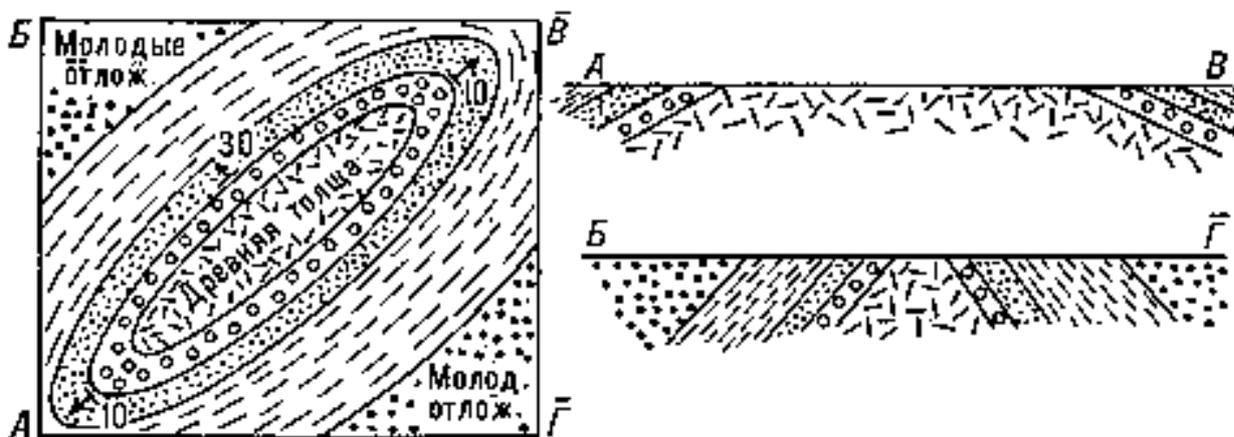


Рис. 6.5. Брахиантиклиналь. Слева — план; справа разрезы по линиям АВ и БГ (БСЭ, 1978)

Осадочные тела практически повсеместно содержат разного рода разрывы и трещины, имеющие большое значение для формирования скоплений нефти и газа. В разрыве выделяют поверхность, по которой происходит перемещение слоев – сместитель и блоки горных пород, примыкающих к сместителю, называемые крыльями разрыва. Разрывы называются разломами с видимым смещением. Выделяют: сбросы и взбросы – разломы, у которых перемещение происходит по падению смесителя. У **сбросов** передвижение крыльев происходит в обстановке растяжения. **Взбросы** образуются в условиях сжатия, разрезы их в отдельных частях перекрываются. Пологие взбросы называются **надвигами**. Образуется при надвигании одних масс горных пород на другие по наклонной плоскости разрыва в земной коре (рис. 6.6).

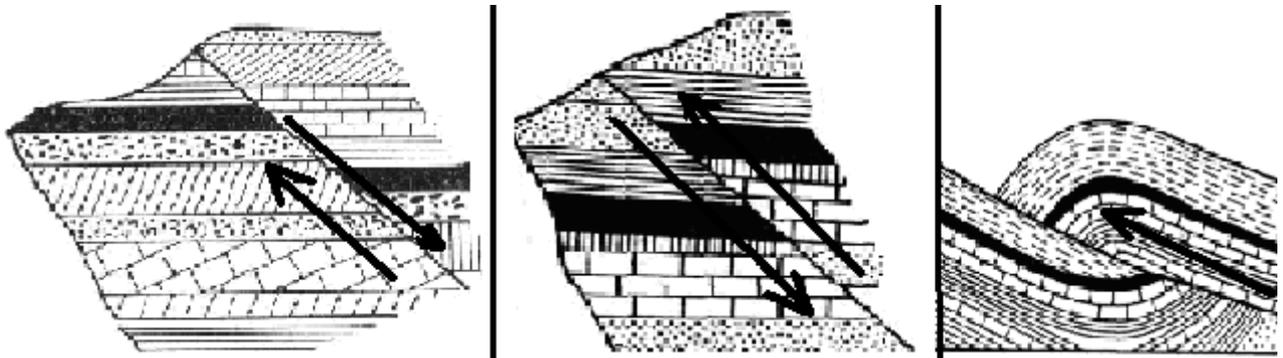


Рис. 6.6. Сброс (слева), взброс (в центре) и надвиг (справа)

3 Определить региональные нефтегазоносные комплексы (количество, возраст, литологический состав слагающих пород, формационная принадлежность).

Нефтегазоносный комплекс – часть геологического разреза, отличающаяся более или менее сходным литологическим составом от выше- и нижележащих пород, содержащая нефть и газ в промышленных количествах.

В качестве примера выделения нефтегазоносных комплексов рассмотрим фрагмент разреза Туймазинского месторождения в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (рис. 6.7). В представленном разрезе промышленно нефтегазоносными являются терригенные отложения верхнего девона (нарышевский горизонт D_3^1 , пласты D_I и D_{II}). В отложениях среднего девона (живетский ярус D_2^2) и верхнего девона (ардатовский горизонт D_3A_I , доманиковская и наддоманиковская свиты) отмечаются нефтепроявления. Разрез в целом сложен терригенными и карбонатными породами, с преобладанием последних. По литологическому составу породы представлены переслаиванием известняков, мергелей, глин, известковистых песчаников и алевролитов.

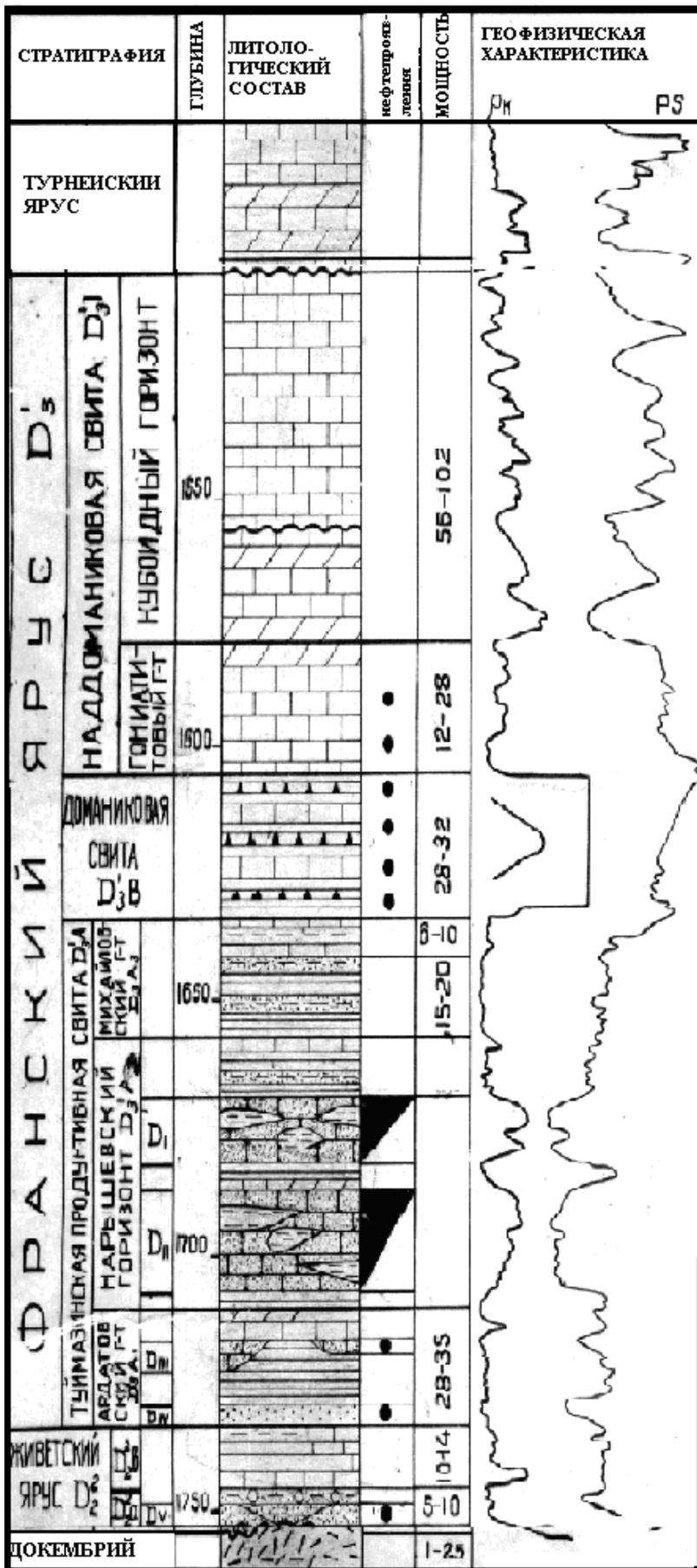


Рис. 6.7. Фрагмент сводного геолого-геофизического разреза Туймазинского нефтяного месторождения

Формационная принадлежность отложений характеризуется своеобразием литологического состава, который обусловлен спецификой условий образования. Название осадочных формаций дают по преобладающему типу пород, формирующему ее тело; специфическим особенностям, условиям образования (Бакиров, 1985). В табл. 6.2 приведены примеры некоторых формаций, благоприятных для нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

4 Назвать литологический состав коллекторов и покрышек.

Породы-коллекторы и флюидоупоры описаны в главах 1, 4. Студенту необходимо по сводному литолого-стратиграфическому и геологическому разрезам определить, чем представлены коллекторы и покрышки.

5 Определить типы природных резервуаров, ловушек и залежей.

Данный вопрос раскрыт в главе 4. Студенту необходимо по геологическим разрезам дать ответ на поставленный вопрос.

6 Установить тип месторождений (генетический, по фазовому составу УВ и по количеству залежей).

Месторождение нефти и газа – единичная залежь, или ассоциация залежей, приуроченных к одной, или нескольким ловушкам на одной локальной площади (в пределах пересекающихся контуров нефтегазоносности) [2]. Месторождения классифицируются, в первую очередь, по морфологии и соотношениям на различных стратиграфических уровнях слагающих их ловушек. Генетическая классификация месторождений нефти и газа приведена в табл. 6.3.

К структурному классу принадлежат месторождения, происхождение ловушек которых обусловлено структурным фактором. К литологическому классу относятся месторождения, формирование которых связано с литологическим фактором. Формирование рифогенных месторождений обусловлено ловушками рифогенного типа. Месторождения стратиграфического класса образуются вследствие стратиграфического срезания и несогласного перекрытия коллекторов непроницаемыми породами [2].

Таблица 6.2

**Осадочные формации, благоприятные для нефтегазообразования
и нефтегазонакопления**

Формация	Особенности литологического состава	Субформация (состав)
<i>Нефтегазоносные формации платформенных территорий</i>		
1. Карбонатная	известняки, доломитизированные известняки, известковистые доломиты, терригенно-карбонатные разности	-окраинная (терригенно-карбонатные разности); -центральная (пелитоморфные известняки)
- известняков	известняки, глинистые известняки	- рифогенная (известняки)
- доломитовая	доломиты	
- доломитистая	известняковые доломиты, доломитизированные известняки	
2. Песчано-глинистая сероцветная морская	чередование слоев глин, алевролитов и песчаников	
3. Песчано-глинистая угленосная	переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин с прослоями угля и резко подчиненным содержанием карбонатных прослоев	
4. Терригенно-карбонатная; карбонатно-терригенная	пелитоморфные, органогенно-обломочные, органогенные известняки, мергели, известковые глины, известняки, известковые песчаники и алевролиты	- доломитовая (карбонаты, глины, реже кремнистые породы)
-доманиковая (терригенно-карбонатная)	аномальные содержания органического вещества, высокая степень битуминозности; преимущественно карбонатного, глинистого, реже кремнистого состава	
<i>Нефтегазоносные формации складчатых и переходных территорий</i>		
5. Флишевая	В терригенном разрезе: аргиллиты, алевролиты, песчаники, гравелиты, конгломераты; В карбонатном разрезе: может содержать кроме вышеперечисленных пород терригенных разрезов, также известняки, мергели	
6. Карбонатная	пелитоморфные известняки с прослоями доломитов, глинистых известняков, аргиллитов	
7. Терригенно-туффито-кремнистая	силициты хемогенного и биогенного происхождения, известняки, глины, граувакковые песчаники	
8. Молассовая	полимиктовые и кварцевые песчаники, алевролиты, глины, часто известковистые	

Классификация месторождений нефти и газа [2]

Класс	Группа	Подгруппа
Структурный	Антиклиналей простого нарушенного строения (с соответствием структурных планов на разных стратиграфических уровнях)	
	Антиклиналей с несоответствием структурных планов на разных уровнях	Структуры со смещением сводных частей отдельных стратиграфических горизонтов
		Структуры с существенно различным строением залежей на разных стратиграфических уровнях
	Антиклиналей, осложненных разрывами	
	Антиклиналей, осложненных соляной тектоникой	
	Антиклиналей, осложненных диапиризмом и грязевым вулканизмом	Антиклиналей, осложненных открытым диапиризмом и грязевым вулканизмом
		Антиклиналей, осложненных криптодиапиризмом (скрытым)
		Антиклиналей, осложненных вулканизмом
	Моноклиналей	
	Синклиналей	
Рифогенный	Одинокных рифовых массивов	
	Ассоциаций рифовых массивов	
Литогеологический	Выклинивания, или фациального замещения пластов-коллекторов	Выклинивания коллекторов по восстановлению пласта
		Фациального замещения и битумных пробок
	Песчаных образований вдоль прибрежных частей палеоморей	
	Песчаных образований русел палеорек	
	Песчаных валообразных образований ископаемых баров	
Линз и гнезд коллекторов среди флюидоупоров		
Стратиграфический	На антиклинальных структурах	
	На моноклиналях	
	На эродированных выступах погребенного палеорельефа	
Комбинированный		

Месторождения структурного класса

В месторождениях антиклинальных структур простого ненарушенного строения ловушками служат антиклинали, характеризующиеся соответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений. На рис. 6.8 показано типичное для рассматриваемой группы Пеляткинское месторождение.

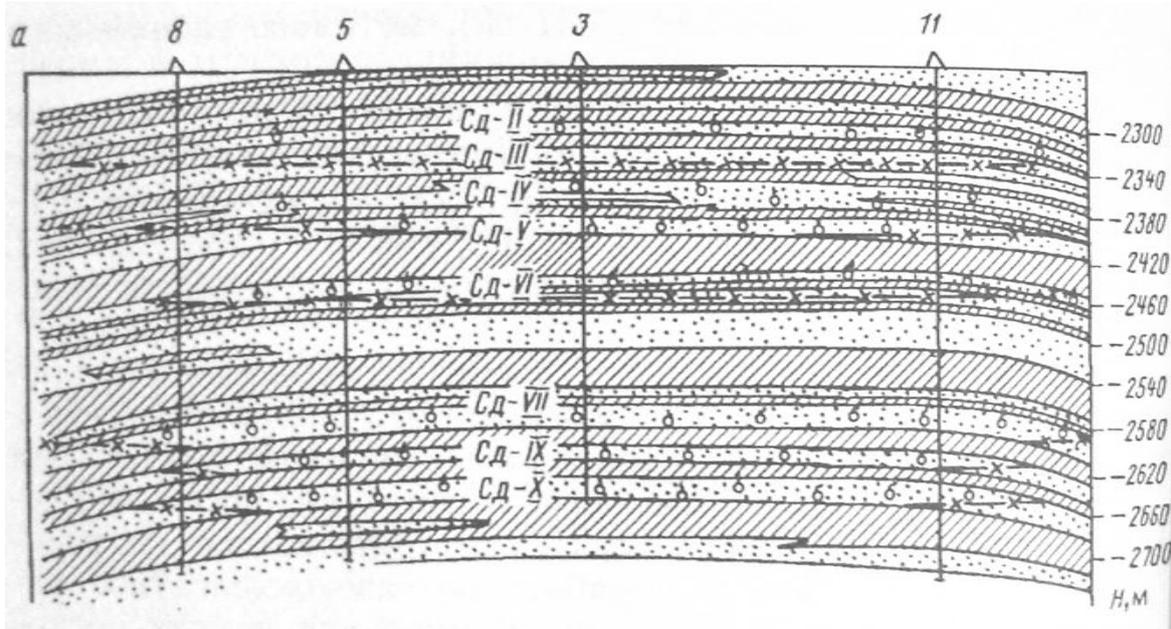


Рис. 6.8. Пеляткинское многозалежное газоконденсатное месторождение Енисейско-Анабарской ГНП [1]

Месторождения антиклиналей с несоответствием структурных планов отдельных стратиграфических подразделений встречаются в платформенных, складчатых и переходных областях. Пример двух месторождений Волго-Уральской НГП показан на рис. 6.9.

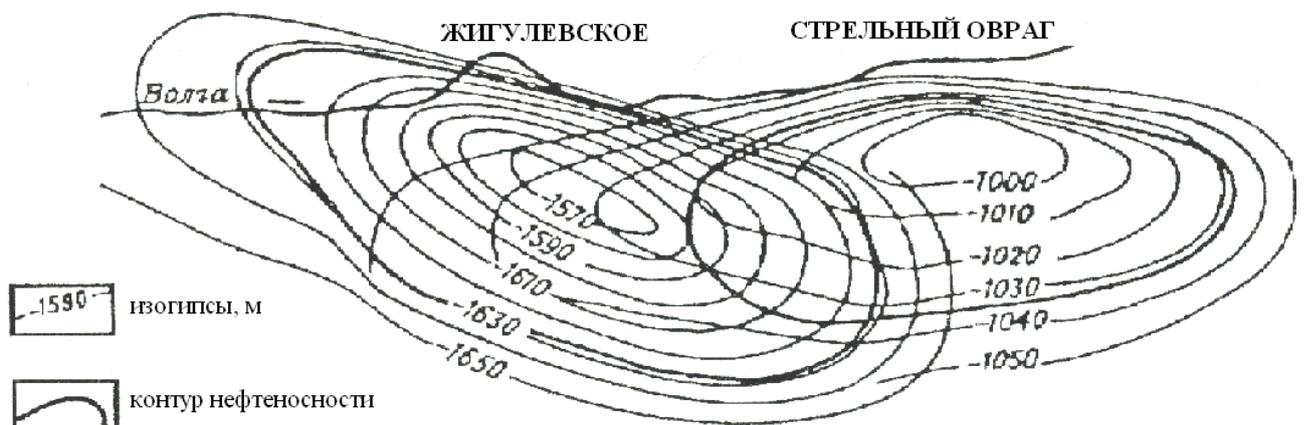


Рис. 6.9. Структурные карты месторождений Стрельный Овраг по кровле пласта Б₂ нижнего карбона и Жигулевское по кровле пашийских отложений) [2]

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным разрывными дислокациями, расположены главным образом в складчатых и переходных областях. Месторождения, приуроченные к структурам, осложненным надвигами, широко представлены в Предкарпатской НГП (рис. 6.10).

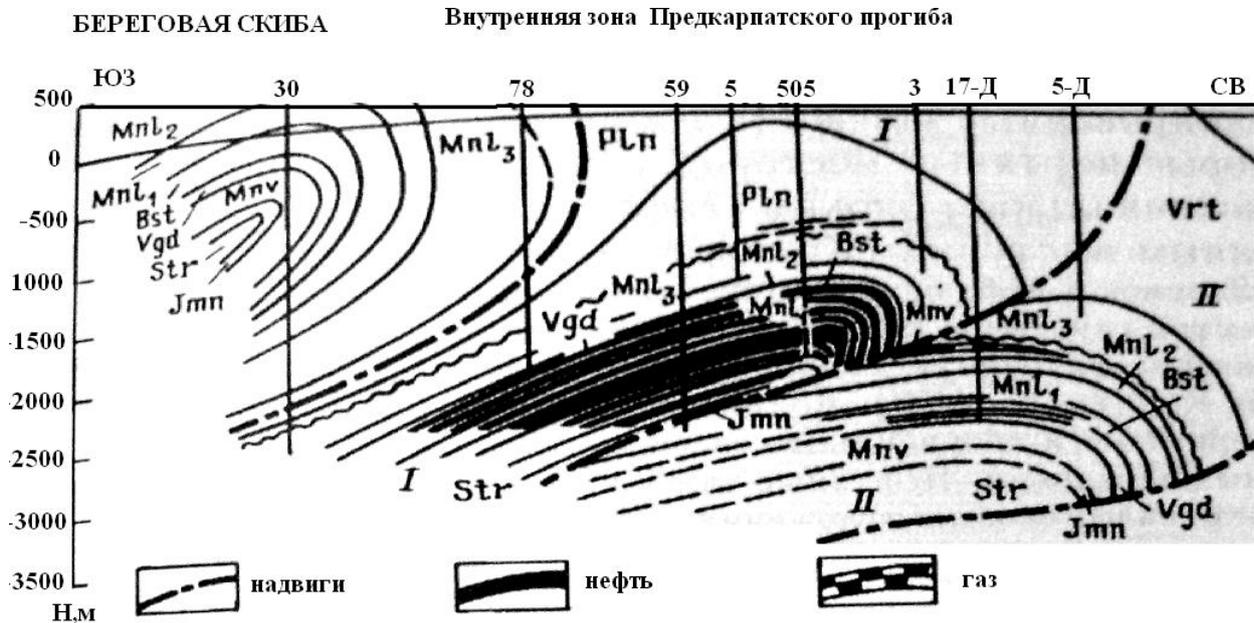


Рис. 6.10. Поперечный геологический разрез Долинского и Северо-Долинского нефтегазовых месторождений [1]

Месторождения, приуроченные к антиклиналям, осложненным соляной тектоникой, широко распространены в областях распространения соленосных отложений. Пример месторождения Жанажол, расположенного в пределах Прикаспийской НГП, показан на рис. 6.11.

Для **месторождений, приуроченных к антиклиналям, осложненным диапиризмом или грязевым вулканизмом**, характерны сводовые залежи над погребенным диапировым ядром или грязевым вулканом и приконтактовые залежи (рис. 6.12). В пределах месторождений рассматриваемого типа могут встречаться тектонически экранированные залежи и некоторые виды стратиграфических и тектонических залежей.

Месторождения на моноклиналях обычно приурочены к различным структурным осложнениям – флексурам, структурным носам, разрывным нарушениям. Залежи, приуроченные к месторождениям данного класса, охарактеризованы в гл. 4 (см. рис. 4.10).

Месторождения в синклиналях встречаются в исключительных случаях. К их числу относятся, например, скопления нефти в песчаных коллекторах миссисипского отдела нижнего карбона на площади Кевин-Крик (рис. 6.13) [2].

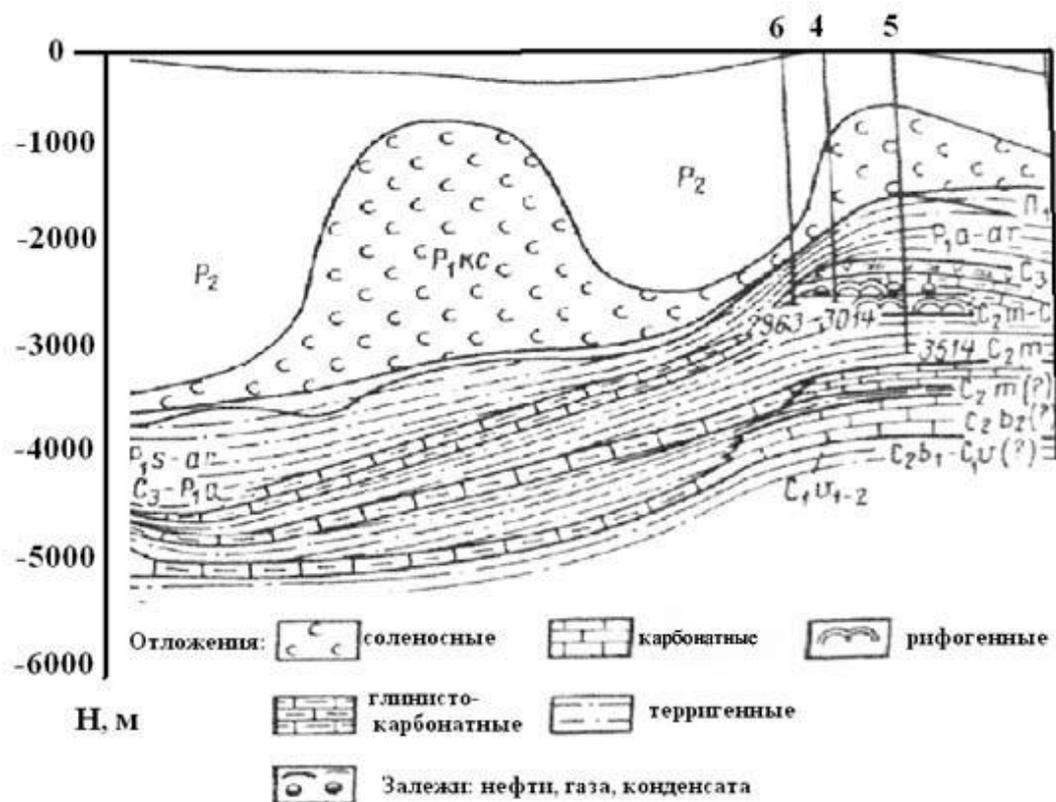


Рис. 6.11. Геологический разрез нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол [1]

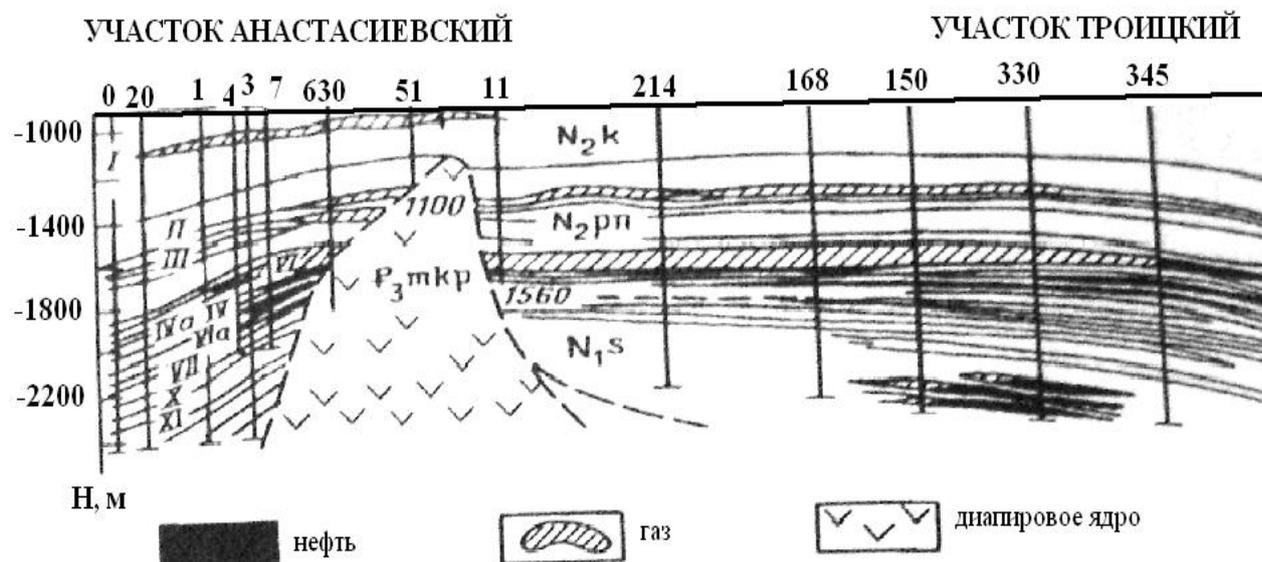


Рис. 6.12. Геологический разрез Анастасиевско-Троицкого газонефтяного месторождения [1]

Рис. 6.13. Структурная карта (изогипсы, м) месторождения Кевин-Крик, расположенного в нижней части синклинальной складки [2]

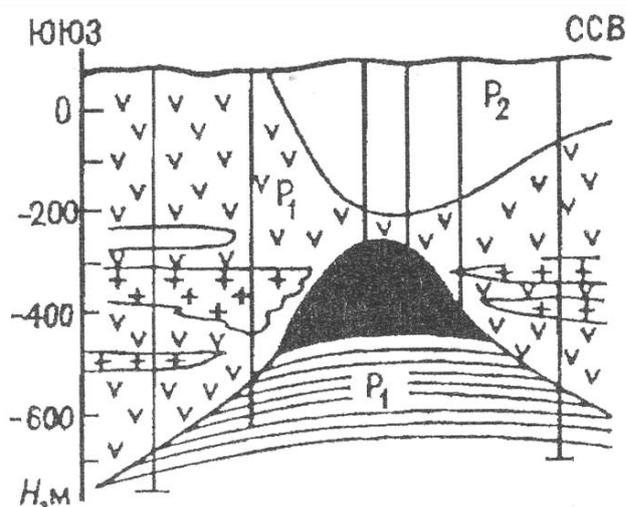
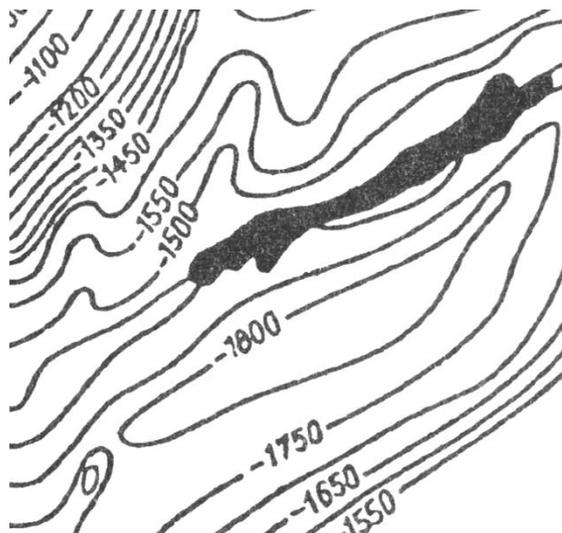


Рис. 6.14. Геологический разрез Столяровского месторождения, приуроченного к рифовому массиву [2]

Месторождения рифогенного класса

Ловушками нефти и газа для них служат рифовые массивы (рис. 6.14), или группы (ассоциации) рифовых массивов.

Месторождения литологического класса

Месторождения, связанные с участками выклинивания или литологической изменчивости пластов-коллекторов широко распространены во многих НГО. Примеры месторождений данной группы показаны на рис. 6.11 и 6.16.

Месторождения, приуроченные к участкам замещения проницаемых пород непроницаемыми. Хадыженское нефтяное месторождение содержит 3 промышленных залежи, соответствующие друг другу в плане (рис. 6.15).

Также к месторождениям литологического типа относятся месторождения, приуроченные к прибрежным песчаным валоподобным образованиям ископаемых баров; связанные с песчаными линзами и песчаными образованиями русел палеорек [2].

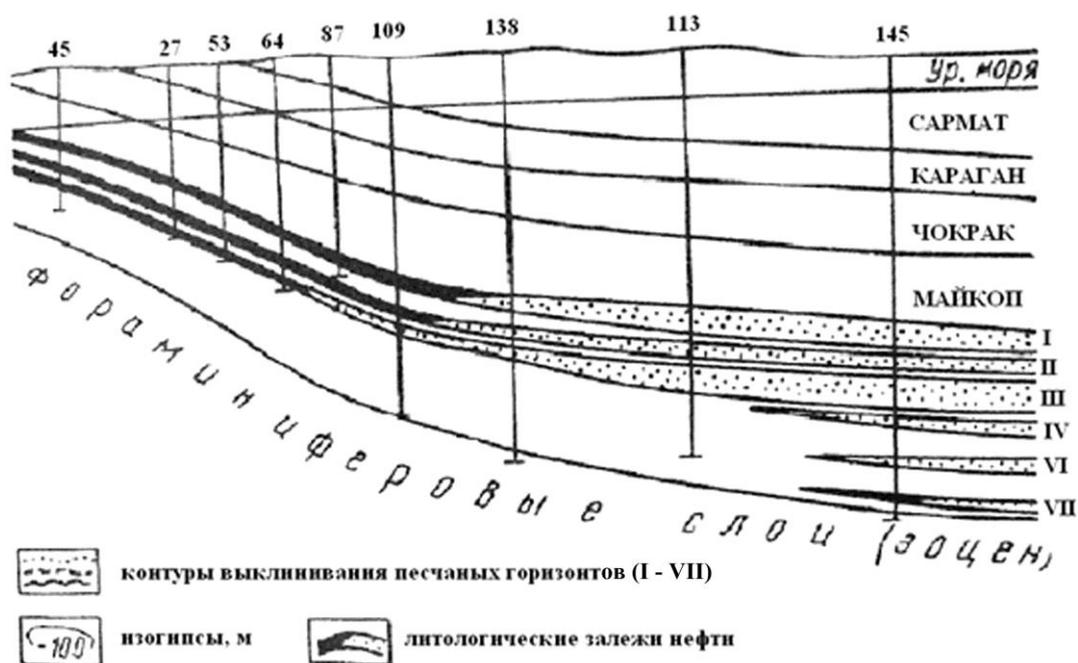


Рис. 6.15. Геологический разрез Хадыженского нефтяного месторождения [1]

В классе стратиграфических месторождений выделяют несколько групп месторождений: приуроченных к участкам стратиграфически несогласного перекрытия слабопроницаемыми породами пластов-коллекторов в пределах локальных антиклинальных структур или моноклиналей, а также к эродированной поверхности погребенных останцов палеорельефа. На рис. 6.16 приведен разрез Южно-Советского газоконденсатного месторождения, где прослеживается угловое и стратиграфическое несогласие между породами юрского и мелового возраста.

Встречаются месторождения нефти и газа, на формирование которых оказали влияние два фактора – стратиграфический и литологический. В таком случае месторождение будет приурочено к комбинированному классу (разрез литолого-стратиграфического нефтяного месторождения Ист-Тексас представлен на рис. 4.17).

Как отмечалось выше, помимо генетической принадлежности, в рамках самостоятельной работы, следует отметить тип месторождений по фазовому состоянию УВ и количеству залежей. По фазовому состоянию УВ месторождения бывают: нефтяные, газовые; либо комбинированные: газонефтяные, нефтегазовые, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные.

По количеству залежей различают: однозалежные (рис. 6.17) и многозалежные (см. рис. 6.8).

7 Определить тип нефтегазоносной провинции.

В табл. 6.4 приведена классификация нефтегазоносных провинций России и сопредельных стран и их основные характеристики. В завершении рассмотрения предложенных студенту материалов необходимо сделать выводы о принадлежности к типу нефтегазоносной провинции.

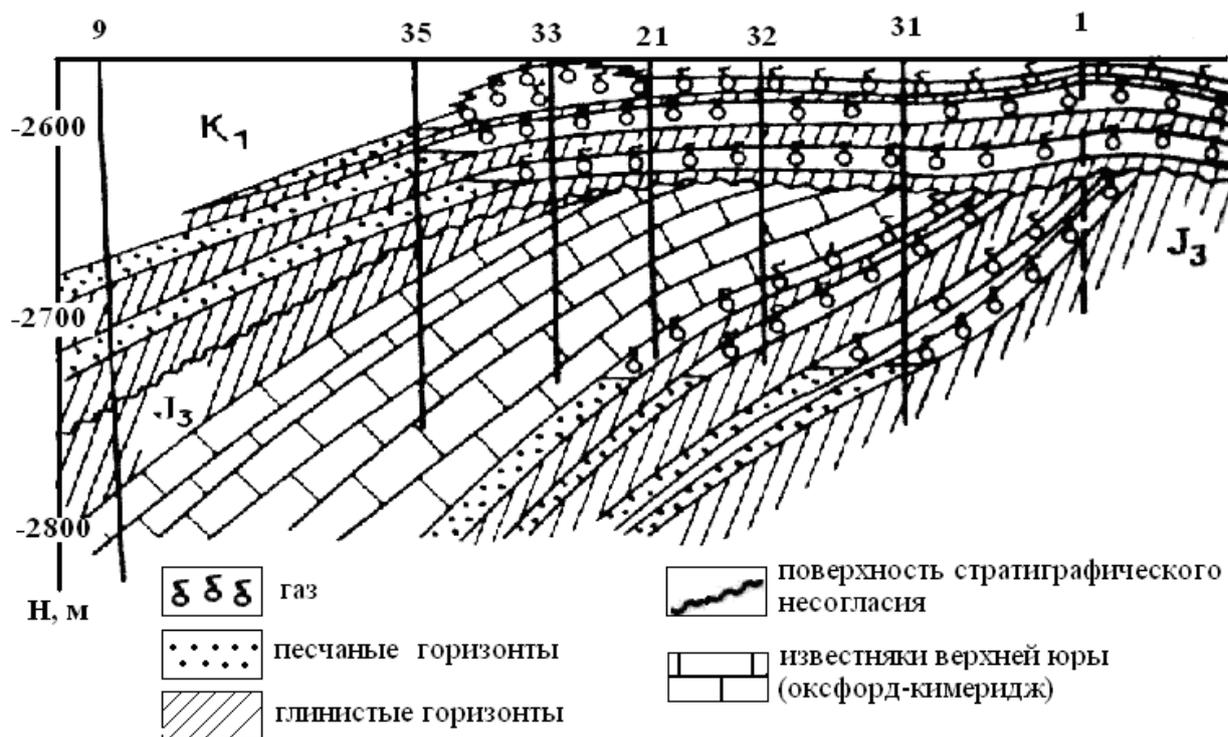


Рис. 6.16. Геологический разрез Южно-Советского газоконденсатного месторождения, Предкавказская НГП [1]

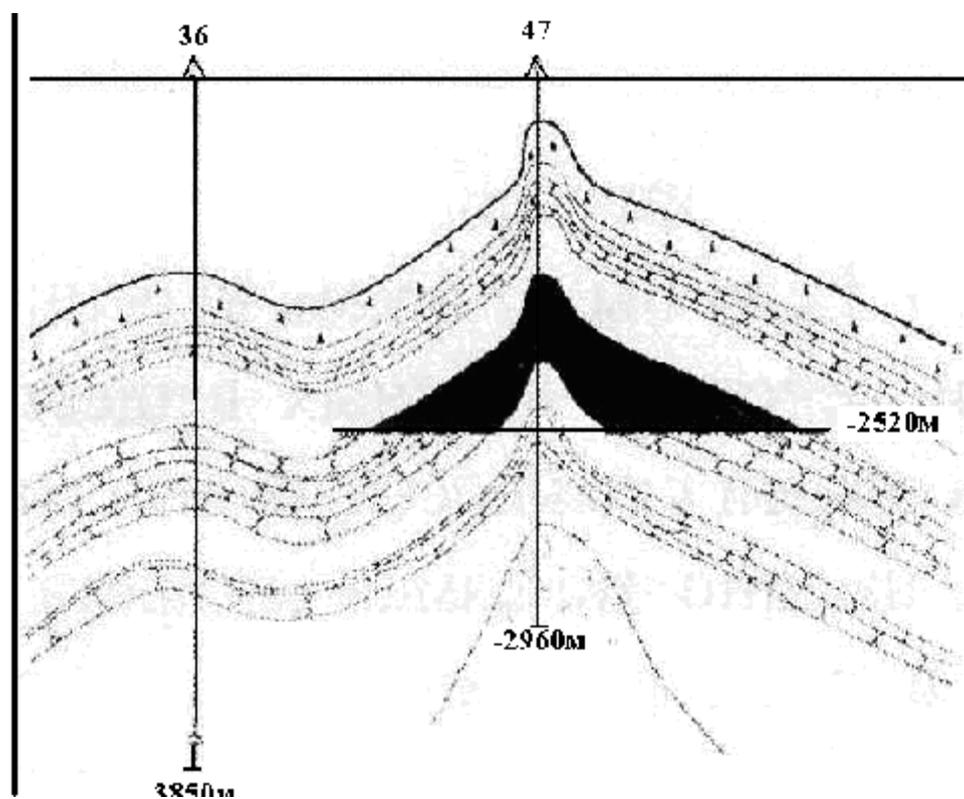


Рис. 6.17. Гавриковское однозалежное нефтяное месторождение (Каймысовская НГО Западно-Сибирской НГП) (Гурари и др., 2000)

Таблица 6.4

Нефтегазоносное районирование России и сопредельных стран
(Милосердова, 2005 с дополнениями)

Нефтегазоносная мегапровинция, провинция, субпровинция	Тектоническая структура	Возраст осадочного чехла (индекс)	Мощность осадочного чехла, км	Основные нефтегазоносные комплексы (индексы)	Примеры месторождений
1. Провинции платформенных территорий					
<i>Провинции древней Восточно-Европейской платформы</i>					
Волго-Уральская НГП (Россия)	Волго-Уральская антеклиза	PZ	1-6	D, C, P	Ромашкинское Оренбургское
Тимано-Печорская НГП (Россия)	Печорская синеклиза	PZ	1-7	O, S, D, C, P, T	Ярегское Василковское
Прикаспийская НГП (Россия, Казахстан)	Прикаспийская синеклиза	PZ, MZ, KZ	6-16	D, C, P, T, J, K	Тенгизское Астраханское
Днепровско-Припятская ГНП (Украина, Беларусь)	Днепровско-Донецкий грабен, Припятская впадина	PZ, MZ, KZ	2-10	D, C, P, T, J	Речицкое Шебелинское
Прибалтийская НГП (Россия, Литва, Латвия)	Балтийская синеклиза	PZ, MZ	1-3,5	Є, O, S	Красноборское Славское
<i>Провинции древней Сибирской платформы</i>					
Лено-Тунгусская НГП (Россия)	Лено-Тунгусская плита	PR ₂ , PZ, MZ	2-7	R, V, Є	Ярактинское Ковыктинское
Лено-Вилюйская ГНП (Россия)	Вилюйская синеклиза	PZ, MZ	2-14	P, T, J	Усть-Вилюйское Бадаранское
Енисейско-Хатангская (Енисейско-Анабарская) ГНП (Россия)	Енисейско-Хатангский, Лено-Анабарский региональные прогибы	PZ, MZ	2-11	P, T, J, K	Дерябинское Мессояхское
<i>Нефтегазоносные провинции молодых платформ</i>					
Западно-Сибирская НГМП (Россия)	Западно-Сибирская плита	MZ, KZ	1,5-5,5	J, K	Самотлорское Уренгойское
Туранская НГП (Казахстан, Узбекистан, Туркмения)	Туранская плита	MZ, KZ	2-6	T, J, K, P	Газлинское Каражанбасское

Нефтегазоносная мегапровинция, провинция, субпровинция	Тектоническая структура	Возраст осадочного чехла (индекс)	Мощность осадочного чехла, км	Основные нефтегазоносные комплексы (индексы)	Примеры месторождений
Предкавказско-Крымская (Скифская) НГП (Россия, Украина)	Скифская плита	MZ, KZ	2-6	P, T, J, K, P, N	Джанкойское Капиевское
2. Нефтегазоносные провинции складчатых территорий					
Закавказская НГП (Азербайджан, Грузия)	Закавказский межгорный прогиб, Южно-Каспийская впадина	MZ, KZ	3-10	K, P, N	Карачухур Сураханы
Западно-Туркменская НГП (Западная Туркмения)	Западно-Туркменская межгорная впадина	MZ, KZ	1-15	P, N	Окаремское Куйджикское
Тяньшань-Памирская НГП (Узбекистан, Киргизия, Таджикистан, Казахстан)	Ферганская, Таджикская, Чу-Сарысуйская межгорные впадины	MZ, KZ	2-9	D, C, P, T, J, K, P, N,	Адамташское Хаудаг
Охотская НГП (Россия)	Тихоокеанский складчатый пояс, синклинии о-ва Сахалин и п-ва Камчатки	KZ	2-6	N	Окружное Кириновское
3. Нефтегазоносные провинции переходных территорий					
Предуральская НГП (Россия)	Предуральский краевой прогиб	PZ	4-14	O, S, D, C, P	Вуктыльское Ишимбайское
Предкарпатская НГП (Украина)	Предкарпатский краевой прогиб	MZ, KZ	2-8	J, K, P, N	Бориславское Ходновичское
Предкавказская НГП (Россия, Украина)	Предкавказский краевой прогиб	MZ, KZ	4-12	T, J, K, P, N	Хадыженского Соколовское
Предверхоаянская НГП (Россия)	Предверхоаянский краевой прогиб	PZ, MZ	2-14	J	Усть-Вилуйское,
Нефтегазоносные провинции арктических морей России					
Баренцевоморская НГП (Россия)	Баренцевоморская плита	PZ, MZ	3-18	T, J	Штокмановское Мурманское

Сугубо для учебных целей рекомендуется использовать новейшее учебное пособие [3], рекомендованное студентам вузов, обучающимся по специальности «Геология нефти и газа» направления «Прикладная геология».

ЛИТЕРАТУРА

1. **Габриэлянц Г. А.** Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 2000. 587 с.
2. **Геология** и геохимия нефти и газа / А. А. Бакиров, М. В. Бордовская, В. И. Ермолкин, А. К. Мальцева. М.: Недра, 1993. 288 с.
3. **Каламкарров Л. В.** Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: учебник для вузов. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» им. И. М. Губкина, 2003. 500 с.; 2-е изд., 2005. 576 с.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Использовать представленные в пособии, достаточно многоплановые и неравновесные сведения можно по различным векторам. Определим три главных направления.

- Непосредственное руководство к выполнению лабораторных работ и практических заданий. Это относится к главе 1 (описание образцов), главе 5 (выполнение графических построений) и главе 6 (характеристика одного из нефтегазоносных объектов).

- Источник для закрепления сведений, изложенных в теоретических курсах («Геология нефти и газа»; «Нефтеносные провинции» или подобные им). Этому, прежде всего, служит глава 4 и отчасти – глава 2.

- Пособие для желающих более глубоко изучить вопросы, связанные с комплексным исследованием проблем геолого-геофизического характера в нефтегазовой литологии. Это главы 2 и 3, представляющие, в частности, сведения, которые впоследствии могут быть использованы при составлении соответствующих разделов ВКР (выпускных квалификационных работ).

Преимущественно для последней категории студентов порекомендуем периодические источники информации, в которых практически всегда можно найти новые сведения разного плана и характера.

- | | | |
|--|-------------|--|
| • Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений | 12 вып./год | www.vniioeng.mcn.ru |
| • Геология и геофизика | 12 вып./год | www.izdatgeo.ru |
| • Геология нефти и газа | 6 вып./год | www.geoinform.ru |
| • Нефтяное хозяйство | 12 вып./год | www.oil-industry.ru |

Напомним, что удобнее всего начинать просмотр с последнего выпуска журнала для каждого года, где всегда приводится перечень статей и публикаций, помещенных во всех номерах данного года.

Учебное издание

Владимир Изотович Русский
Сергей Васильевич Кривихин
Валерий Порфирьевич Алексеев
Анна Шамилевна Зеленская

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

Учебно-методическое пособие к практическим занятиям
и самостоятельной работе студентов, обучающихся по направлениям
130200 «Технологии геологической разведки»
и 130300 «Прикладная геология»

Редактор Л. Н. Авдеева
Компьютерная верстка и корректура
кафедры литологии и геологии горючих ископаемых

Подписано в печать 12.07.2010 г. Бумага писчая. Формат бумаги 60×84 1/16.
Печать на ризографе. Печ. л. 8,6. Уч.-изд. л. 9,5. Тираж 120 экз. Заказ №

Издательство УГГУ. 620144, г. Екатеринбург, ул. Куйбышева, 30

Размножено с оригинал-макета в типографии ООО «ИРА-УТК»
620219, г. Екатеринбург, ул. К. Либкнехта, 42

РУССКИЙ Владимир Изотович



Профессор кафедры литологии и геологии горючих ископаемых (ЛГГИ) Уральского гос. горного университета (УГГУ), доктор геолого-минералогических наук.

Основные курсы, читаемые в настоящее время: «Геология и геохимия нефти и газа», «Нефтегазоносные провинции России и зарубежных стран», «Геология нефтяных месторождений».

Автор многочисленных учебных пособий по широкому спектру геологических дисциплин, в том числе на французском языке.

КРИВИХИН Сергей Васильевич

Доцент кафедры ЛГГИ УГГУ, кандидат геолого-минералогических наук.

Обеспечивает проведение учебных занятий нефтегеологического направления со студентами геофизических специальностей.

Автор нескольких учебных пособий по литологии и методам графической обработки исходной геологической информации



АЛЕКСЕЕВ Валерий Порфирьевич

Заведующий кафедрой ЛГГИ УГГУ, профессор, доктор геолого-минералогических наук. Профессор (по совместительству) кафедры геологии и петрографии Тюменского гос. нефтегазового университета.

Основные читаемые курсы: «Литология», «Формационный анализ»; «Литология природных резервуаров нефти и газа Западной Сибири».

Автор ряда учебных и учебно-методических пособий, в том числе рекомендованных УМО по образованию в области прикладной геологии.



ЗЕЛЕНСКАЯ (Латыпова) Анна Шамилевна

Аспирантка кафедры ЛГГИ УГГУ. Старший техник-геолог по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений» (Октябрьский нефтяной колледж); магистр техники и технологии по направлению «Геология и разведка полезных ископаемых» (УГГУ).

Автор серии публикаций по петрографии, литолого-фациальному составу и обработке геофизической информации неокотских и сеноманских отложений Северного Приобья.

