

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«Пермский государственный технический университет»

**В.И. Пахомов, В.Н. Косков**

**ЛИТОЛОГИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО  
МЕТОДА И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ  
ДАННЫХ**

*Утверждено  
Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия*

Издательство  
Пермского государственного технического университета  
2011

УДК 552.578.2.061.4 + 550.832:553.981/.982](075.8)

ББК 26.343.1]я73

П21

Рецензенты:

д-р геол.-мин. наук *А.В. Растегаев*  
(Пермский государственный технический университет);

канд. геол.-мин. наук *Т.В. Стукова*  
(ООО «ПермНИПИнефть»)

**Пахомов, В.И.**

П21 Литология природных резервуаров с использованием  
фациально-циклического метода и промыслово-геофизи-  
ческих данных: учеб. пособие / В.И. Пахомов, В.Н. Кос-  
ков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2011. – 168 с.

ISBN 978-5-398-00582-0

Освещены физическая сущность и значение методов геофизиче-  
ских исследований скважин (ГИС) при изучении геологического  
строения терригенных нефтегазоносных отложений. Рассмотрена воз-  
можность их попластового литолого-стратиграфического расчленения.  
Раскрыта логическая структура процесса генетического исследования  
осадочных образований. Приведена фациальная и циклическая харак-  
теристика терригенных отложений и показана эффективность исполь-  
зования материалов ГИС при изучении их литологической и фациаль-  
ной изменчивости. На конкретных примерах показана методика  
и практика применения данных каротажа при фациально-циклическом  
анализе терригенных толщ.

Предназначено для студентов, обучающихся по дисциплине  
«Литология природных резервуаров», может быть полезно геологам,  
специализирующимся в области литолого-фациального и циклическо-  
го анализа терригенных образований.

УДК 552.578.2.061.4 + 550.832:553.981/.982](075.8)

ББК 26.343.1]я73

ISBN 978-5-398-00582-0

© ГОУ ВПО

«Пермский государственный  
технический университет», 2011

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение .....</b>	<b>5</b>
<b>Список аббревиатур и основных обозначений.....</b>	<b>9</b>
<b>Глава 1. Роль и значение данных ГИС при исследовании терригенных отложений .....</b>	<b>11</b>
1.1. Общие сведения по использованию промыслово-геофизических материалов при изучении терригенных пород.....	11
1.2. Значение данных каротажа скважин для генетического анализа терригенных отложений .....	17
<b>Глава 2. Литологическое расчленение и корреляция разрезов скважин по данным ГИС .....</b>	<b>25</b>
2.1. Характеристика и возможности методов ГИС при литологической идентификации пластов горных пород.....	25
2.2. Распознавание литологического состава пластов горных пород и межскважинная корреляция разрезов по данным ГИС.....	38
<b>Глава 3. Использование результатов интерпретации ГИС при изучении фациального состава терригенных толщ .....</b>	<b>63</b>
3.1. Понятия «фация» и «фациальный анализ».....	63
3.2. Выделение фаций в терригенных отложениях с привлечением материалов ГИС .....	72
<b>Глава 4. Цикличность терригенных толщ и ее изучение с помощью методов ГИС .....</b>	<b>89</b>
4.1. Состав, строение и методика выделения литоциклов .....	90
4.2. Выделение и корреляция литоциклов по каротажу буровых скважин.....	115

<b>Глава 5. Примеры использования материалов ГИС при фациально-циклическом анализе терригенных отложений .....</b>	<b>126</b>
5.1. Фациально-циклическое строение визейской терригенной толщи Пермского Прикамья .....	126
5.2. Фациально-циклическое строение ВТТ в пределах Соликамской депрессии на территории Пермского Приуралья.....	139
<b>Заключение .....</b>	<b>154</b>
<b>Список литературы .....</b>	<b>156</b>
<b>Приложение. Подготовка и оформление лабораторных и курсовых работ.....</b>	<b>163</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Приуроченность горючих ископаемых к определенным литолого-фациальным комплексам, свойственным отрицательным структурным формам земной коры, а залежей нефти и газа – к локальным положительным их элементам явилась, по видимому, причиной того, что наибольшее число работ в нефтяной геологии посвящено структурно-тектоническим вопросам. Однако для лучшего познания процессов формирования месторождений нефти и газа, целенаправленного их поиска и разведки необходим детальный палеогеографический анализ, основой которого является *фациально-циклический* метод. Причем особенно остро его необходимость ощущается при исследованиях, направленных на выявление сложнопостроенных ловушек углеводородов (УВ), генетически связанных с прибрежно-морскими условиями образования песчаных тел, в частности с палеодельтами, в пределах которых широко развиты аллювиальные отложения, игравшие важнейшую роль в формировании как угольных, так и нефтегазовых залежей. В прибрежной зоне морей благодаря речным выносам складывалась исключительно благоприятная обстановка для развития и захоронения органики, превращения ее в битумы нефтяного ряда. Несмотря на различные условия формирования речных и прибрежно-морских осадков, они тесно связаны между собой и должны рассматриваться вместе, хотя в ископаемом состоянии разграничить их довольно трудно, а порой невозможно.

В программу подготовки геологов в различных вузах России входит учебная дисциплина, именуемая по-разному – «Учение о фациях», «Литология и литолого-фациальный анализ», «Основы фациального анализа» и т.п. Вне зависимости от названия дисциплина имеет содержание, связанное с теоретическим обоснованием *палеогеографических реконструкций* на поверхности Земли в прошлые геологические эпохи. Детальные палеогеографические построения требуют проведения

в больших объемах комплексных литолого-фациальных исследований, для которых необходимым условием является наличие значительного количества кернового материала, поскольку при его ограниченном количестве (по существующим инструкциям 5–10 % от глубины скважины) эти методы теряют свои возможности и оказываются малоэффективными. Однако повышение отбора керна ведет к резкому удорожанию бурения и к общему снижению эффективности геологоразведочных работ в целом.

Вместе с тем практически во всех буровых скважинах проводится широкий комплекс геофизических исследований (ГИС), получивший название каротажа. Его результаты являются важнейшим материалом для составления геологического разреза скважин в комплексе со всеми данными, полученными при литологическом и палеонтологическом изучении образцов керна, а также для корреляции разрезов скважин.

Геофизические исследования скважин наибольшее развитие получили в нефтяной и газовой промышленности, так как в этой отрасли, отмечает В.А. Долицкий [8], скважины применяются не только для поисков и разведки, но и для разработки месторождений нефти и газа. Всесторонняя обработка результатов ГИС является базой для выдачи конкретных рекомендаций для постановки последующих геофизических работ и бурения.

В настоящее время условия поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа существенно изменились. Значительно возросла глубина разведочных и эксплуатационных скважин, ведутся поиски залежей УВ более сложного строения, с более жесткими термобарическими условиями залегания. Все это предъявляет новые требования к результатам ГИС, являющимся в большинстве случаев основой для принятия научных и технических решений на всех стадиях поисков, разведки и добычи нефти и газа.

Применение геофизических методов исследования скважин имеет следующие преимущества [2, 5, 7, 8, 12, 16, 17, 23, 27 и др.]:

- исследование пород в их естественном состоянии;
- получение объективных количественных параметров, практически не зависящих от исследователя;
- непрерывность данных, характеризующих геологический разрез по всему стволу скважины.

Кроме того, важным их преимуществом является цифровой вид информации, получаемой при каротаже скважин, что позволяет применять для ее анализа математические методы, а результаты измерений обрабатывать на ЭВМ [15, 20, 26].

К сожалению, материалы ГИС до сих пор незначительно используются для извлечения из них прежде всего сведений палеогеографического, палеогеоморфологического и палеотектонического характера, т.е. в конечном счете – сведений о *генезисе* осадочных формаций, слагающих изучаемый нефтегазоносный бассейн (НГБ).

Именно необходимость обратить внимание студентов и геологов-нефтяников на возможности применения материалов ГИС при фациально-циклическом изучении терригенных осадочных толщ, сформированных в наземной и прибрежно-морской обстановках, послужила основанием для написания данного пособия.

Учебное пособие подготовлено в соответствии с требованиями государственного образовательного стандарта и предназначено для студентов геологических специальностей вузов, обучающихся в соответствии с программой специальности 130304 «Геология нефти и газа» по дисциплине «Литология природных резервуаров». Для успешного освоения учебного материала дисциплины студенты должны обладать знаниями, умениями и практическими навыками по дисциплинам «Литология», «Петрофизика», «Геология нефти и газа», «Физика пла-

ста», «Геофизические исследования скважин», «Промысловая геофизика».

В учебном пособии обобщены и систематизированы положения, приводимые авторами в ранее опубликованных изданиях с использованием результатов интерпретации промыслово-геофизических материалов, полученных в процессе литологического и фациально-циклического изучения визейской терригенной толщи на территории Пермского Прикамья и юрско-меловых отложений на отдельных площадях Западной Сибири.



## СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АК – акустический каротаж  
БК – боковой каротаж  
БКЗ – боковое каротажное зондирование  
ВП – метод потенциалов вызванной поляризации  
ГГК – гамма-гамма-каротаж  
ГИС – геофизические исследования скважин  
ГК – гамма-каротаж  
ДМ – диэлектрический метод  
ИК – индукционный каротаж  
КВ (ДС) – кавернометрия  
КС – метод кажущегося сопротивления  
МК – микрокаротаж  
МБК (БМК) – микробоковой каротаж  
МГЗ – микроградиент-зонд  
МЗ – микрозондирование  
МПЗ – микропотенциал-зонд  
НГК – нейтронный гамма-каротаж  
ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым ней-  
тронам  
ПС – потенциал собственной поляризации скважин  
РК – радиоактивный каротаж  
ТМ – метод регистрации тока  
ФЭУ – фотоэлектронный умножитель  
 $d_c$  – диаметр скважины  
 $d_{ном}$  – номинальный диаметр скважины  
 $\rho_{гк}$  – удельное сопротивление глинистой корки пласта-  
коллектора  
 $\rho_{п}$  – удельное сопротивление пласта горной породы  
 $\rho_{к}$  – кажущееся удельное сопротивление пласта  
 $\rho_{пп}$  – удельное сопротивление промытой части пласта  
 $\rho_{нп}$  – удельное сопротивление нефтенасыщенного пласта  
 $\rho_{вп}$  – удельное сопротивление водонасыщенного прослоя  
 $\rho_{в}$  – удельное сопротивление пластовой воды

$\rho_c$  – удельное сопротивление бурового раствора  
 $\rho_f$  – удельное сопротивление фильтра бурового раствора  
 $\alpha_{ПС}$  – относительное значение аномалии ПС  
 $K_v$  – коэффициент остаточной водонасыщенности  
 $\Delta t$  – интервальное время пробега упругой волны  
 УВ – углеводороды  
 НГБ – нефтегазоносный бассейн  
 ГРР – геологоразведочные работы  
 ВТТ – визейская терригенная толща  
 ЛСК – литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки  
 НАЛ – неантиклинальная ловушка  
 ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства  
 АР – фация песчаных осадков русла и прирусловой отмели  
 АП – фация песчаных и глинисто-алевритовых осадков поймы  
 БР – фация глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно-континентальной равнины  
 БЗ – фация углисто-глинистых осадков заиляющихся торфяных болот  
 БТ – фация торфяных болот  
 ПР – фация речных песчаных выносов в прибрежную часть моря  
 ПП – фация песчаных осадков прибрежно-морских аккумулятивных образований (косы, бары, пересыпи и т.п.)  
 ПЛ – фация терригенных осадков лагун и заливов  
 ПВ – фация песчано-алевритовых осадков зоны волновой ряби и слабых течений  
 ПО – фация алеврито-глинистых осадков приморских озер  
 МТ – фация морских терригенных осадков  
 МК – фация морских карбонатных осадков  
 ЛЦ – литоцикл  
 ЦЛ – циклит  
 МЦЛ – мезоциклит

## **Глава 1**

### **РОЛЬ И ЗНАЧЕНИЕ ДАННЫХ ГИС ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

С терригенными отложениями связаны залежи многих полезных ископаемых, прежде всего угля, нефти и газа. В нашей стране в терригенных толщах содержится более 2/3 выявленных месторождений углеводородов. Успешный, целенаправленный поиск и разработка нефтегазовых месторождений во многом зависит от выяснения генезиса вмещающих их отложений. Реконструкция условий осадкообразования особенно важна при поисках залежей нефти и газа, не связанных с антиклиналями – в стратиграфических, литологических, палеогеоморфологических, эпигенетических и других труднообнаруживаемых ловушках. Сведения об условиях седиментации песчаных тел, к которым приурочены нефтегазовые залежи, имеют большое значение на стадиях разведки, освоения и эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Получение и всестороннее использование всей имеющейся информации для решения такой задачи в настоящее время весьма актуально.

#### **1.1. Общие сведения по использованию промыслово-геофизических материалов при изучении терригенных пород**

Промыслово-геофизические методы исследования скважин используют сегодня для решения многих геологических задач, в том числе для получения геологического описания разрезов, литологического и стратиграфического их расчленения, определения глубины залегания и толщины пластов, корреляции (сопоставления, увязки) разрезов с целью изучения строения месторождения, выяснения структуры и генезиса геологических объектов, характера их фациальной изменчивости, построения различного рода профилей и карт, а также для бескর্ণового геологического изучения разрезов скважин и др.

ГИС позволяют в первую очередь выявить послойные различия в физических свойствах горных пород, составляющих геологический разрез, т.е. изучить *вертикальную* неоднородность разреза. Эта неоднородность наряду с неоднородностью *по простиранию* оказывает существенное влияние на гидродинамические характеристики нефтяных и газовых залежей, режим и результаты их эксплуатации.

Терригенные тела-коллекторы, как правило, различны по форме порового пространства и по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС). Они обычно отделены друг от друга различными литологическими экранами (покрышками). Такие различия коллекторов и вмещающих их пород прямо связаны с условиями осадконакопления терригенных толщ. Достоверная информация о генезисе изучаемых песчаных тел позволяет прогнозировать изменение их основных параметров как по разрезу, так и по площади, выбрать наиболее рациональную систему освоения месторождения, которая поможет избежать бурения лишних скважин.

Эффективность разбуривания и эксплуатации нефтегазового месторождения зависит от степени соответствия геологической модели, положенной в основу разработки, фактическому строению залежи. Недооценка фациальных факторов, т.е. отсутствие *единой седиментационной модели* формирования продуктивных пластов, приводит к бурению «пустых» скважин, нарушает последовательность освоения месторождения.

Основным источником геологической информации о глубоко залегающих слоях земной коры является керновый материал. Но в практике работ керн отбирается не по всему стволу скважины, а только с тех глубин, где ожидается вскрытие продуктивных пластов. Процент выхода керна редко составляет 100 % от пройденного интервала, да и его диаметр, как правило, не превышает 2,5–5 см. К тому же рыхлые, полурыхлые и сильно трещиноватые породы вовсе не сохраняются в керне. Наконец, его не всегда удается извлечь из нужного интервала,

а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают адекватного представления о геологическом разрезе.

Размеры и низкий выход керна значительно снижают возможности литологических и палеоэкологических методов, особенно при исследовании крупных объектов – текстурных особенностей, крупных раковин, колониальных организмов и т.д. Поскольку керн не ориентирован в пространстве, то многие важные моменты не могут быть определены. Так, даже если в керне видна косая слоистость или ориентированно залегают удлиненные фрагменты (раковины, гальки и др.), невозможно установить направление палеотечения.

В отдельных случаях для расчленения и последующей корреляции разрезов используются различные статистические приемы обработки результатов гранулометрического и минералогического анализов осадочных пород. В частности, коррелятивные признаки, характерные для каждого стратиграфического интервала, могут быть выявлены по интегральным кривым распределения различных величин. Однако указанный способ расчленения и корреляции разрезов не всегда применим из-за отсутствия достаточного количества кернового материала и его следует использовать в качестве дополнительного [30].

В то же время комплекс промыслово-геофизических исследований, который проводится практически во всех скважинах, позволяет достаточно точно выделять отдельные пласты и пакки, исследовать их распространение, изменение мощности, выявлять размывы, несогласия и т.д.

Непрерывность наблюдений по всему стволу скважины является одним из преимуществ материалов ГИС. В настоящее время известно множество видов каротажа. При комплексной обработке они позволяют решать оперативно все геологические вопросы поискового, разведочного и эксплуатационного

направления, включая определение основных параметров подсчета запасов нефти и газа по каждой залежи.

Литологическое расчленение разрезов скважин методами ГИС основано на знании физических свойств горных пород и определяющих их геофизических параметров. Литологическую характеристику пород устанавливают по набору признаков, выявленных на диаграммах различных геофизических методов. Положение границ пластов и их мощностей в разрезе скважины определяют по правилам, установленным для каждого геофизического метода. Предпочтение отдается методу, который наиболее четко характеризует изучаемый объект.

Показания геофизических параметров, зафиксированные на каротажных диаграммах, служат основой для выделения литологических типов (литотипов) или разновидностей горных пород, пройденных скважинами, а также для определения границ между ними. По каротажным диаграммам производятся также замеры общей и эффективной толщин пласта, степени его неоднородности (песчанистости, расчлененности), нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов и др.

При интерпретации каротажных данных, в зависимости от сложности геологического строения, разрешающей способности аппаратуры и применения специальных методов, удастся выделить различное число петрофизических типов пород, интерпретируемых и геологически. Помимо детального литологического расчленения разреза производится определение различных химических и физических свойств выделенных типов пород. Поэтому данные ГИС являются в настоящее время основными и отбор керн в скважинах доводится до оптимального минимума, а в тех случаях, когда разрез месторождения хорошо изучен, бурение ведется без отбора керн. Однако полностью отказаться от него, особенно в разведочных скважинах, нерационально [16]. Сведения о пористости, проницаемости, глинистости, нефтегазонасыщенности и других свойствах, полученные при анализе керн, являются часто исходными для

корректировки результатов интерпретации материалов геофизических исследований.

Результаты ГИС являются важнейшим материалом для составления геологического разреза скважины в комплексе со всеми данными, полученными при литологическом, палеонтологическом и палеофитологическом изучении образцов пород из скважины, а также с результатами наблюдений за процессом бурения скважины. Еще большее значение имеют материалы каротажа для сопоставления между собой разрезов скважин.

Геофизические исследования выполняются различными методами. В зависимости от физических свойств горных пород, пересекаемых скважинами, различают такие виды (методы) каротажа, как электрический, радиоактивный, магнитный, термический, акустический и др.

Все методы ГИС заключаются в измерении вдоль ствола скважины с помощью специальной измерительной аппаратуры каких-либо величин, характеризующих физические свойства отложений, пройденных скважиной. Результаты каротажа представляются в виде диаграммы, по одной из осей которых в определенном масштабе последовательно отмечают глубины скважины (от ее устья до забоя), а по другой оси также в масштабе – значения геофизических параметров на данной глубине. Полученные при этом величины того или иного геофизического параметра зависят от диаметра скважины, свойств заполняющей ее жидкости, температуры, а также от химического состава и физических особенностей пород, слагающих стенки скважины.

В случае если разрез представлен породами сложного минерального состава, с различными типами коллекторов и насыщающих их флюидов, построение литологической колонки возможно лишь на основании комплексной интерпретации геофизических данных с привлечением геологической информации об изучаемом разрезе. При сложном минеральном составе пород и сложной структуре порового пространства для

определения вещественного состава пород и их общей пористости целесообразно решение системы соответствующих *петрофизических уравнений* [4].

В геологической интерпретации материалов, полученных при геофизических исследованиях буровых скважин, выделяются два направления [8, 27]. Одно из них состоит во всестороннем изучении тех частей разрезов скважин, которые содержат полезные ископаемые. В нефтегазоносных районах самым тщательным образом изучают не только нефтеносные и газоносные пласты и горизонты, но и все породы, обладающие повышенными коллекторскими свойствами. Результаты обработки данных ГИС позволяют получить сведения о мощности этих пластов, их пористости и проницаемости, степени насыщения их нефтью или газом и характере раздела между нефтью (или газом) и водой. Это направление геологической интерпретации материалов каротажа имеет огромное значение: по заключениям геофизиков производят опробование рекомендованных ими к испытаниям продуктивных интервалов в разрезе скважины.

Другое направление геологической интерпретации материалов, полученных при геофизических исследованиях скважин, состоит в использовании этих данных для тщательного и всестороннего изучения общего геологического строения месторождений полезных ископаемых и в особенности нефтяных и газовых месторождений. Результаты каротажа используются для уточнения и детализации стратиграфии вскрытых скважинами отложений, для сопоставления между собой разрезов скважин, для изучения фациально-циклической изменчивости отложений и истории осадконакопления, для выяснения строения толщ осадочных пород, а также для детального исследования условий их залегания. Это направление геологической интерпретации данных каротажа обеспечивает правильное сопоставление продуктивных горизонтов в разрезах скважин с учетом тектонического строения площади и, в частности, разрывных нарушений.



Использование материалов каротажа для изучения геологии района позволяет внести коррективы в первоначальные проекты размещения разведочных и даже эксплуатационных скважин, выбрать направление дальнейших геолого-разведочных работ (ГРР) в зависимости от выявленной фациальной изменчивости отложений.

Данные ГИС широко используются для построения разнообразных карт и профилей, характеризующих как современный структурный план, так и его изменение во времени. Такое изучение может распространяться не только на площади нефтяных и газовых месторождений, но и на сопредельные районы и даже крупные нефтегазоносные области.

### **Контрольные вопросы**

1. Зачем необходимо выяснять обстановки седиментации терригенных толщ?
2. Каковы преимущества использования геофизических методов изучения скважин?
3. Какими методами выполняются геофизические исследования и в чем они заключаются?
4. Какие направления выделяются в геологической интерпретации материалов ГИС и в чем они состоят?

### **1.2. Значение данных каротажа скважин для генетического анализа терригенных отложений**

Для успешного решения задач прогноза и поисков залежей углеводородного сырья необходимо детальное изучение состава, строения и генезиса вмещающих их отложений. Нередко эти задачи решаются литологами, стратиграфами и палеогеографами отдельно друг от друга. Наилучшие же результаты могут быть достигнуты только при *комплексном* подходе. В конечном счете нефтегазоносные отложения должны быть охарактеризованы литологически и режимами осадконакопления.

До недавнего времени выводы о генезисе осадочных пород разведываемого осадочного бассейна делались исключительно на основе изучения кернового материала. Теперь для этого успешно применяются результаты ГИС, а также материалы сейсморазведки.

По комплексу ГИС можно определить литологический состав пересеченных скважиной пород, выполнить детальное геологическое расчленение разреза и осуществить зональную и региональную корреляцию отдельных его подразделений. Для этих целей чаще всего используются электрокаротаж и радиокаротаж. Впервые применил эти методы для диагностики и прослеживания различных по генезису песчаных коллекторов американский исследователь Р.Г. Нанц (1954). Изучая отложения палеодельты Силигсон, он обратил внимание на изменение формы кривой спонтанной поляризации в зависимости от состава пород. Размещая отрезки каротажной кривой по сетке пробуренных скважин, он не только спрогнозировал распространение отдельных пластов, но и наметил участки их выклинивания. Его последователи Д.А. Буш (1959), С.Г. Вишер (1965), П.К. Поттер (1967), С.И. Пирсон (1970), И.Л. Кенон и Ю.В. Шелтон (1976), Ч.Э. Конибир (1979) и др. пытались, и небезуспешно, установить связь формы кривых ПС и ГК с генезисом песчаных тел. В связи с развитием сейсмостратиграфии в зарубежной печати появились работы, посвященные идентификации фаций по градиенту показаний электрокаротажа на основе математической статистики. Разрабатывается литолого-фациальный «портретный» анализ кривых каротажа, обсуждаются способы расчленения пород с помощью кластерного анализа. Появился термин «электро-фация» [30].

Естественные разности горных пород (песчаники, алевролиты, аргиллиты и др.), характеризующиеся устойчивыми сочетаниями литологических признаков (вещественный состав и примеси, структура, текстура, минеральные включения и ор-

ганические остатки, мощность слоя, характер контактов и др.), являются реальными объектами изучаемого разреза.

Литологическое исследование отложений проводится как в полевых, так и в лабораторных условиях. Результаты собственно литологического анализа разрезов скважин широко используются в стратиграфии для сопоставления разрезов и детального расчленения отложений. К сожалению, эта информация часто является фрагментарной и полностью не характеризует литологически весь разрез скважины по причине недостаточного количества керна. Кроме того, неполная и неравномерная палеонтологическая и палинологическая охарактеризованность изучаемых отложений, и тем более ее отсутствие, также существенно затрудняют их стратиграфическое расчленение. Поэтому разрезы скважин сопоставляются упрощенно, лишь на основании сходства литологии и без учета фациальной изменчивости отложений, которая выражается прежде всего в изменении литологического состава и отражает смену условий осадконакопления на рассматриваемой площади.

Выделение литологических типов лежит в основе литолого-фациальных исследований, в результате которых выясняются закономерности их распространения (фациальная изменчивость) как в разрезе, так и на площади.

Применение всех видов каротажа в сочетании с описанием образцов пород используется для *детального расчленения разреза и корреляции отложений*. Совместная интерпретация данных ГИС и бурения позволяет строить *структурные карты и карты изопахит* для различных стратиграфических комплексов.

Помимо повышения детальности литологического расчленения разреза, открываются также возможности определения различных *химических и физических свойств* выделяемых петрофизических типов.

Для прогнозирования зон выклинивания песчаных тел большое значение имеет реконструкция *палеогеографических*

*условий осадконакопления*, – подчеркивает В.А. Гроссгейм [6], – и в первую очередь установление *источников сноса и путей разноса* терригенного материала песчано-алевритовой размерности. Отражая особенности разрезов скважин в разных литолого-фациальных зонах, промыслово-геофизические кривые вместе с другими геологическими данными позволяют *идентифицировать* различные генетические типы песчаных тел в пределах выделенных зон.

Поскольку определенная часть ловушек связана с рельефом древних поверхностей континентальных перерывов, его эрозионно-денудационными и аккумулятивными формами, основное внимание должно быть уделено изучению *палеорельефа*. Большинство поверхностей несогласия фиксируют резкую смену литолого-фациального состава пород в геологическом разрезе, что способствует успешному применению методов ГИС для изучения древних рельефов. С их помощью обнаруживаются поверхности несогласий, определяются глубины их залегания и морфология, а следовательно, обнаруживаются и распознаются формы погребенного рельефа, их взаимное соотношение, группировки и в первом приближении генетические типы [33].

Наличие хорошо разработанных методов по выявлению антиклинальных структур, которыми располагает в настоящее время геофизическая служба, и все возрастающие скорости бурения привели к тому, что разбуривание выявленного фонда структур происходит в нарастающих темпах. Вследствие этого в ряде нефтегазоносных провинций страны наступил «структурный голод», в то время как в других он неумолимо приближается. Это ведет к тому, что в разведку вводятся малоамплитудные, небольшие по площади и глубокозалегающие складки, нефтепоисковые работы на которых в ряде случаев являются малоэффективными [34].

В связи с этим в последние десятилетия резко возрос интерес к проблемам теории, методам прогнозирования и поисков *неантиклинальных* залежей УВ.

Под неантиклинальной ловушкой (НАЛ) большинство отечественных геологов-нефтяников понимают ловушку, образованную литологическими, стратиграфическими, палеогеоморфологическими, палеотектоническими и гидродинамическими факторами, т.е. наличие антиклинальной структуры не является для них определяющим признаком. Американские геологи чаще всего объединяют все неантиклинальные ловушки под названием «стратиграфические» – термин, который в 1937 г. был предложен А.И. Леворсеном [29], а затем широко использовался Г. Риттенхаусом, Д.А. Бушем (1977) и др.

Весьма показательным (классическим) примером открытия литологической ловушки, совершенно не контролируемой структурными факторами, является, как считают американские геологи-нефтяники, разведка месторождения Белл-Крик (штат Монтана) с промышленными запасами 27,7 млн т нефти. На этой площади безрезультатное бурение с перерывами велось с 1919 г. вплоть до 1967 г. Лишь когда была разработана *палеогеографическая концепция* на основе обобщения имеющегося фактического материала с использованием «богатого воображения геологов» (Мак-Грегор Л., Биггс У., 1973), залежи были, наконец, открыты [34].

В парагенетическом ряду физико-географических обстановок удельный вес категорий форм рельефа, благоприятных для поисков залежей нефти и газа в НАЛ, неодинаков. Наибольшее значение (по статистическим данным) имеют аккумулятивные объекты *в палеodelьтах* и в пределах *шельфов*.

В 1959 г. Д.А. Буш опубликовал результаты изучения погребенной дельты Буч пенсильванского возраста в штате Оклахома. С помощью электрокаротажа им была детально закартирована схема дельтовых протоков, что в значительной мере способствовало успешному поиску залежей нефти и газа.

Н.И. Марковский (1973) также особое внимание обращает на мощные отложения дельт как на благоприятные природные резервуары аккумуляции УВ.

Следовательно, нахождение древних дельтовых комплексов необходимо рассматривать как важный критерий, указывающий на возможность обнаружения крупных скопления углеводородов.

Хотя на сегодняшний день в мире уже известно большое количество крупных, гигантских и сверхгигантских скоплений углеводородов, приуроченных к ловушкам этого типа [14], ловушки неантиклинального типа, т.е. литологические, стратиграфические и комбинированные (ЛСК-ловушки) совместно с залежами на больших глубинах и на морском шельфе, – это еще неиспользованный резерв углеводородного сырья.

В нашей стране вопрос о поисках неантиклинальных залежей нефти и газа до недавнего времени не являлся острой проблемой в связи с освоением нефтегазоносных провинций в Западно-Сибирском и Тимано-Печорском бассейнах. Лишь в последние десятилетия, когда фонд основных структур выявлен, а наиболее перспективные из них разбурены, поиски неантиклинальных залежей нефти и газа стали приобретать все большую актуальность. Наиболее значительные успехи в прогнозировании и выявлении залежей углеводородов в ловушках неантиклинального типа достигнуты в Западной Сибири, где открыты скопления углеводородов в ловушках структурно-литологического типа, образованных зонами регионального выклинивания песчаных пластов в пределах сводов антиклинальных поднятий.

Основой при прогнозировании ЛСК-ловушек является восстановление во всех деталях условий накопления песчаных тел-коллекторов на фоне палеогеографических построений. Вместе с тем очевидно, что классические методы палеогеографических исследований, рассчитанные на реставрацию палеообстановок на крупных, хорошо обнаженных территориях, имеют ограниченное применение в пределах нефтегазоносных

бассейнов, где продуктивные горизонты залегают на больших глубинах, а неравномерно расположенные скважины бурятся с ограниченным отбором керна.

Все это заставило геологов-нефтяников обратить пристальное внимание на *промыслово-геофизические* методы исследования скважин с целью использования их для палеогеографических реконструкций. В настоящее время, согласно утверждениям американских специалистов, применение электрокаротажа для прогнозирования литологических ловушек является наиболее эффективным. Именно таким путем в США были открыты литологические залежи как с небольшими, так и с крупнейшими скоплениями нефти и газа.

На основе региональных и детальных исследований по различным нефтегазоносным бассейнам большинство исследователей в качестве основных *факторов* формирования ЛСК-ловушек и залежей нефти и газа выделяют *тектонический* и *палеогеографический*, а в качестве основных *методов* их прогнозирования и поисков рекомендуют и применяют *геофизические, литолого-палеогеографические* и *палеогеоморфологические*. При этом все методы геофизических исследований, которые применяют в том или ином районе с целью обнаружения локальных поднятий для обеспечения поисков структурных залежей, в равной мере могут быть использованы при поисках структурно-литологических и структурно-стратиграфических залежей [31].

Таким образом, на основе детального расчленения и корреляции разрезов скважин с использованием материалов ГИС возможно построение крупномасштабных карт палеорельефа, выяснение пространственного размещения типов пород, изменения литологических и коллекторских свойств, составление литолого-фациальных профилей. Последние с учетом региональных палеогеографических и палеогеоморфологических построений позволяют установить зоны и участки развития ЛСК-ловушек нефти и газа.

Подводя итог сказанному, отметим, что достоверность геофизических построений в значительной мере определяется степенью надежности скважинных исследований, густотой и равномерностью размещения скважин по площади, плотностью геофизических наблюдений и особенностями изменений литологической и тектонической характеристик разреза в пределах изучаемой территории.

### **Контрольные вопросы**

1. Какими признаками характеризуются горные породы?
2. Назовите виды каротажа и охарактеризуйте области их применения.
3. Какие задачи, кроме литологического расчленения разрезов, может решать совместная интерпретация данных ГИС и бурения?
4. Что является основой для прогнозирования ловушек неантиклинального типа?
5. Назовите объекты, наиболее благоприятные для поисков неантиклинальных залежей нефти и газа.
6. Какое значение имеют данные ГИС при палеогеографических реконструкциях?
7. Каковы основные факторы формирования ЛСК-ловушек и основные методы их прогнозирования?
8. Чем определяется достоверность геофизических построений?



## **Глава 2**

# **ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ И КОРРЕЛЯЦИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН ПО ДАННЫМ ГИС**

### **2.1. Характеристика и возможности методов ГИС при литологической идентификации пластов горных пород**

Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают присущими им структурными и текстурными признаками. Они характеризуются определенным комплексом физических свойств – пористостью, проницаемостью, плотностью, упругостью, удельным электрическим сопротивлением, радиоактивностью и др. По данным ГИС, этот комплекс физических характеристик пород изучают в скважинных условиях [5, 12, 16, 23, 24, 26, 27 и др.].

Методы ГИС подразделяются на электрические, радиоактивные, акустические, магнитные, термические и др. Следует отметить, что окончательный результат геофизических исследований представляется не теми физическими свойствами, которые изучаются методами ГИС, а такими параметрами, как пористость, проницаемость, плотность, глинистость пород и т.п. Оценка этих свойств и составляет один из важнейших этапов процесса интерпретации геофизических данных.

Электрические методы исследования разрезов скважин включают модификации, основанные на изучении в горных породах электромагнитных полей различной природы [27]. Последние делятся на естественные и искусственные. Естественные поля в земной коре обусловлены электрохимическими процессами, магнитотеллурическими токами и другими природными явлениями. Искусственные электромагнитные поля создаются в горных породах генераторами постоянного или переменного тока различной мощности и представляют собой

непосредственный результат деятельности человека, направленный на изучение строения земной коры, поиски, разведку и разработку месторождений.

Классификация электрометодов исследования скважин основана на характере происхождения изучаемого электромагнитного поля и его изменении во времени – на частоте. По происхождению методы электрометрии делятся на две большие группы – естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте – на методы постоянного, квазипостоянного и переменного поля. Среди методов переменного поля различают низко- и высокочастотные.

Для изучения стационарных естественных электрических полей применяются методы потенциалов собственной поляризации горных пород (ПС). Искусственные стационарные и квазистационарные электрические поля исследуются методами кажущегося сопротивления (КС), микрозондирования (МЗ), сопротивления заземления (БК и МБК), методами регистрации тока (ТМ) и потенциалов вызванной поляризации (ВП). Искусственные переменные электромагнитные поля изучаются индукционными (ИК), диэлектрическими (ДМ) и радиоволновыми методами [7, 17].

Электропроводность горных пород не зависит от их минерального состава, так как удельное электрическое сопротивление основных породообразующих минералов (кварц, полевой шпат, ангидрит, галит) изменяется от  $10^8$  до  $10^{15}$  Ом·м, что соответствует первоклассным изоляторам.

Проводимость основной группы осадочных пород (пески, песчаники, известняки, глины), минеральный скелет которых имеет практически бесконечное сопротивление, определяется лишь присутствием природной воды в порах породы (рис. 2.1). Удельное электрическое сопротивление воды на много порядков меньше сопротивления минерального скелета и изменяется от  $10^{-2}$  до 10 Ом·м.

Горные породы	$\rho$									
	$10^{-3}$	$10^{-2}$	$10^{-1}$	$10^0$	10	$10^2$	$10^3$	$10^4$	$10^5$	Ом·м
Ангидриты, каменная соль										
Изверженные, метаморфические										
Доломиты, известняки плотные										
Глинистые сланцы										
Песчаники плотные										
Песчаники рыхлые										
Пески										
Глины										
Антрациты										
Сульфидные руды										

Рис. 2.1. Удельные электрические сопротивления некоторых горных пород

Проводящая фаза – поровая вода распределяется в породах по-разному. В большинстве случаев она заполняет целиком все поровое пространство, независимо от того, мала или велика общая пористость породы. Такие породы являются полностью водонасыщенными ( $K_v = 100\%$ ). На глубине также встречаются породы, поры которых лишь частично заполнены водой. Это нефтеносные и газоносные пласты. Такие породы по удельному сопротивлению ( $\rho_{np}$ ) в значительной мере отличаются от водонасыщенных ( $\rho_{vp}$ ), поскольку нефть и газ, как и скелет породы, являются изоляторами (удельное сопротивление их достигает  $10^{16}$  Ом·м).

Пластовые или поровые воды представляют собой сложные растворы электролитов. Концентрация солей в природных водах весьма разнообразна и изменяется от единиц до 300 г/л. Удельное электрическое сопротивление ( $\rho_v$ ) в таких растворах тем ниже, чем выше концентрация солей и температура раствора. Для определения  $\rho_v$  пользуются экспериментальными графиками,  $\rho_v = f(c, t)$ , полученными для растворов NaCl.

Буровые растворы, в свою очередь, представляют собой водную суспензию. Различают уд. сопротивление бурового раствора ( $\rho_c$ ) и его фильтрата ( $\rho_\phi$ ) – той воды, в которой взвешены минеральные частицы. Значение  $\rho_\phi$  находится по удель-

ному сопротивлению бурового раствора, зависящему от глинистых или других частиц, взвешенных в растворе.

Так как главные породообразующие минералы не являются проводниками электрического тока, проводимость горных пород обеспечивается только присутствующей в порах пластовой водой.

Среди электрометодов при литолого-стратиграфическом анализе терригенных отложений наиболее используемым является метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и микрокаротаж (МК).

**Метод потенциалов самопроизвольной поляризации.** В скважине, заполненной глинистым раствором или водой, и вокруг нее самопроизвольно возникают электрические поля, названные самопроизвольной или собственной поляризацией (естественные потенциалы).

Происхождение таких потенциалов в скважине обусловлено главным образом диффузионно-адсорбционными, фильтрационными и окислительно-восстановительными процессами, возникающими на границах пластов, различающихся по своим литологическим свойствам (в основном глинистости пород), и на контакте промывочной жидкости в скважине и пластов, поры которых заполнены водой той или иной минерализации.

Измерение естественных потенциалов сводится к замеру разности потенциалов между электродом  $M$ , перемещаемым по скважине, заполненной промывочной жидкостью (глинистым раствором, водой), и электродом  $N$ , находящимся на поверхности вблизи устья скважины (рис. 2.2).

Потенциал электрода  $N$  практически сохраняется постоянным, и разность потенциалов между электродами  $M$  и  $N$   $\Delta U_{mn} = U_m - U_n = U_m - \text{const.}$

Разность потенциалов между перемещаемым электродом  $M$  и неподвижным  $N$  указывает на изменение электрического потенциала вдоль скважины из-за наличия в ней и около нее самопроизвольно возникающего электрического поля.

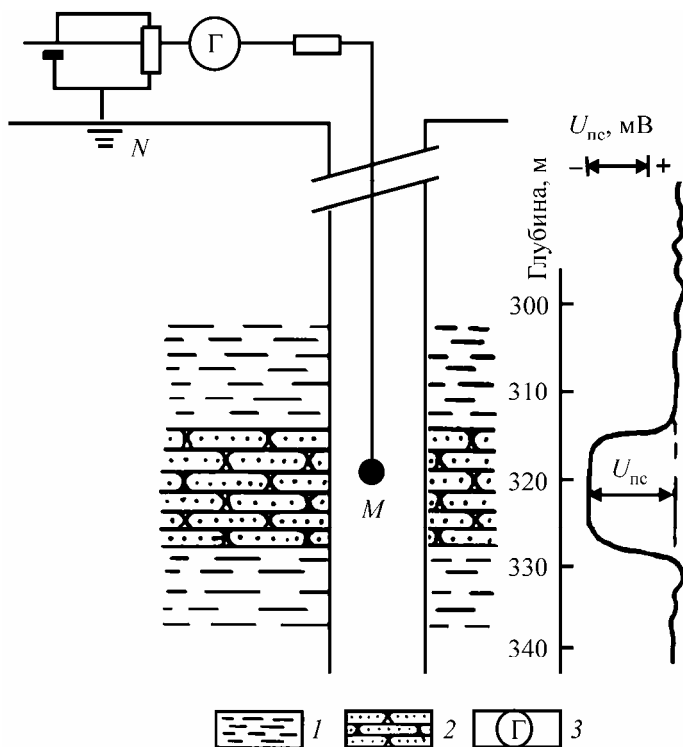


Рис. 2.2. Схема измерения ПС: 1 – глина; 2 – песчаник;  
3 – регистрирующий прибор

Регистрируемая кривая естественных потенциалов (кривая ПС) показывает изменение величины потенциала электрического поля у электрода  $M$  с глубиной. Точка записи  $\Delta U$  относится к электроду  $M$ . Разность потенциалов ПС измеряется в милливольтках (мВ).

Песчано-глинистый разрез наиболее благоприятен для изучения его по кривой ПС. Пески, песчаники, алевроиты и алевролиты легко отличаются по кривой ПС от глин. Песчано-алевровитовые пласты отмечаются минимумами потенциала (рис. 2.3).

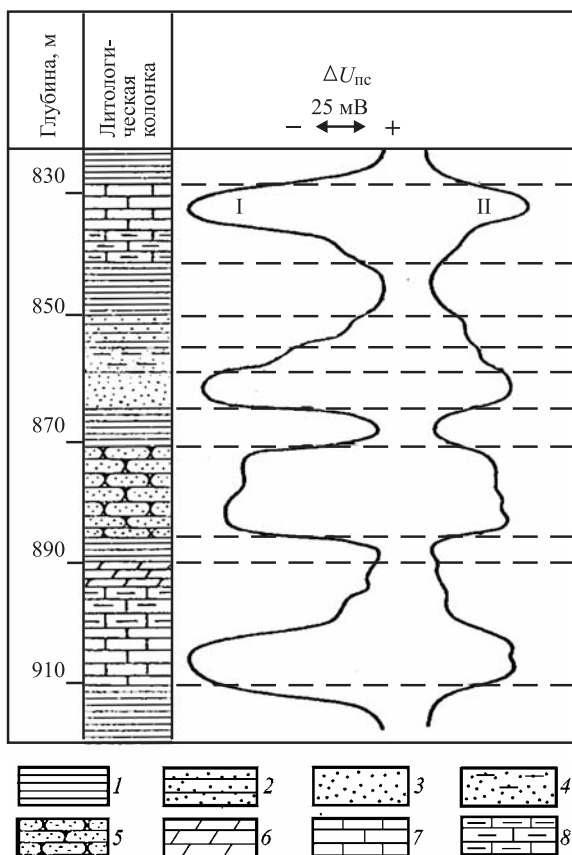


Рис. 2.3. Кривые ПС при различных соотношениях уд. электрических сопротивлений фильтрата промывочной жидкости  $\rho_f$  и пластовой воды  $\rho_v$ : I –  $\rho_f > \rho_v$ ; II –  $\rho_f < \rho_v$ ; 1 – глина; 2 – глина песчаная; 3 – песок; 4 – песок глинистый; 5 – песчаник; 6 – мергель; 7 – известняк; 8 – известняк глинистый

С увеличением в песчаном пласте количества глинистого материала возрастает коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала, а следовательно, уменьшается отклонение кривой ПС против него. Наибольшей адсорбционной активностью (наибольшей дисперсностью) обладают глинистый и ли-

монитовый цементы породы, значительно меньшей – карбонатный и наименьшей – силикатный.

**Метод микрозондов (микрокаротаж).** Предназначен для выделения очень тонких пластов и исследования пород на небольшую глубину, и поэтому размеры микроустановок должны быть меньше диаметра скважины. Чтобы скважина, заполненная буровым раствором, имеющим достаточно низкое сопротивление по сравнению с породой, не оказывала сглаживающего влияния на результаты измерений, электроды микрозондов размещают на башмаке, который прижимается к стенке скважины рессорной пружиной. Обычные микрозонды – это трех-электродные нефокусированные зонды, три электрода которых на изолирующей пластине (башмаке) размещают на расстоянии 25 мм один от другого.

Их используют для одновременной регистрации диаграмм двух зондов (рис. 2.4) – микроградиент-зонда (МГЗ)  $A_{0,025}M_{0,025}N$  с длиной зонда 37 мм, и микропотенциал-зонда (МПЗ)  $A_{0,05}M$  с длиной зонда 50 мм, а также стандартного зонда  $A_{2,0}M_{0,5}N$  с длиной зонда 37 мм. Радиус исследования для МГЗ равен его длине (примерно 4 см), а для МПЗ – удвоенной длине зонда (10–12 см).

По диаграммам МГЗ и МПЗ выделяются породы трех типов.

К породам первого типа относятся фильтрующие коллекторы, имеющие межзерновую пористость (пески, песчаники, проницаемые карбонатные породы и т.п.). Малым зондом (МГЗ) исследуют в основном глинистую корку, выстилающую стенку скважины в интервале коллектора. Зондом с большим радиусом исследования (МПЗ) изучают не только глинистую корку, но и часть коллектора, расположенную за ней (промытую зону с удельным сопротивлением  $\rho_{пп}$ ). Поскольку  $\rho_{гк} < \rho_{пп}$ , показания МГЗ меньше показаний МПЗ. Такое превышение сопротивления получило название положительного приращення и характерно для проницаемых пластов.

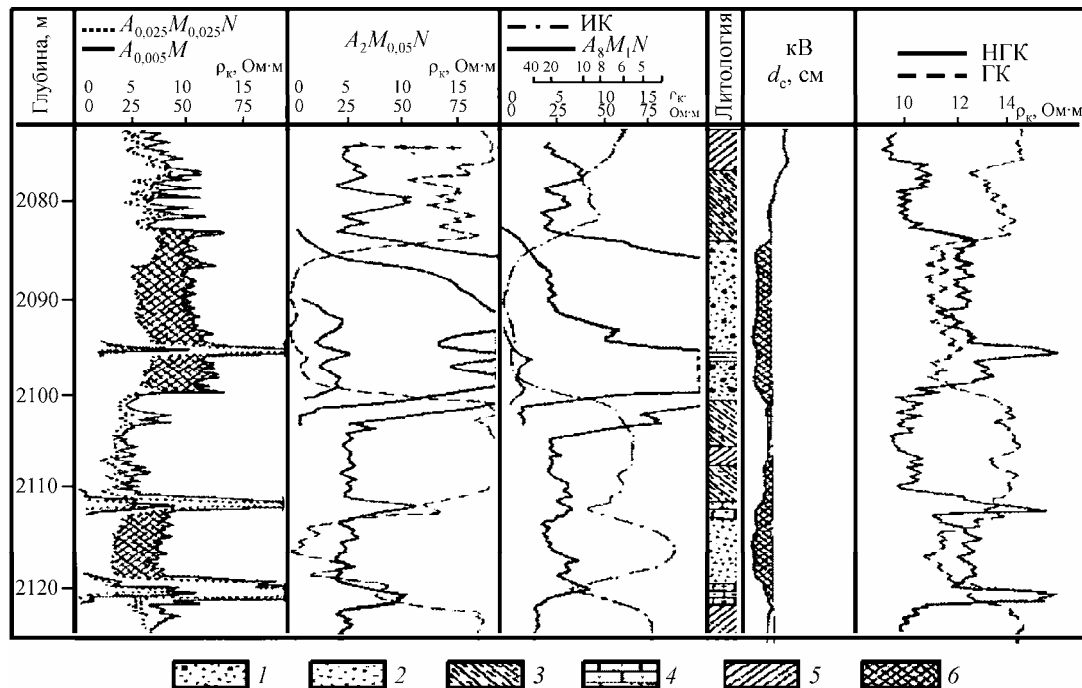


Рис. 2.4. Выделение коллекторов в терригенном разрезе по комплексу ГИС: 1 – коллектор нефтеносный; 2 – коллектор водоносный; 3 – алевролит глинистый; 4 – песчаник плотный; 5 – аргиллит; 6 – участки диаграмм, соответствующие коллектору



Вторая разновидность пород, выделяемая по кривым МЗ, – это плотные породы, которые не изменяются при контакте с буровым раствором и диаметр скважины  $d_c$  в них остается равным номинальному  $d_{ном}$ . За счет шероховатости стенки скважины и, следовательно, неравномерного контакта зонда с породой диаграммы микрозондов в этих интервалах чрезвычайно изрезаны при общем достаточно высоком уровне показаний.

К третьему типу относятся глины, которые набухают и размываются при контакте с буровым раствором, образуя значительное увеличение диаметра скважины. Показания МПЗ и МГЗ в этих интервалах практически совпадают и равны сопротивлению бурового раствора.

Геофизические методы изучения геологического разреза скважин, основанные на измерении характеристик полей ионизирующих излучений (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов элементов, называют радиоактивным каротажем (РК). Наиболее широкое распространение получили следующие виды радиоактивного каротажа: гамма-каротаж, предназначенный для изучения естественного  $\gamma$ -излучения горных пород; гамма-гамма-каротаж и нейтронный каротаж, основанный на эффекте взаимодействия с горной породой источников  $\gamma$ -излучения и нейтронов.

Среди радиоактивных методов при литологическом анализе терригенных отложений наиболее используемым является гамма-каротаж (ГК), с помощью которого осуществляется измерение интенсивности естественного  $\gamma$ -излучения пород вдоль ствола скважины.

**Гамма-каротаж (ГК).** Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи индикатора  $\gamma$ -излучения, расположенного в глубинном приборе. В качестве индикатора используют счетчики Гейгера-Мюллера или более эффективные, лучше расчленяющие разрез сцинтилляционные счетчики (рис. 2.5). Полученная в результате замера кривая,

характеризующая интенсивность  $\gamma$ -излучения пластов вдоль ствола скважины, называется гамма-каротажной кривой ГК (см. рис. 2.4).

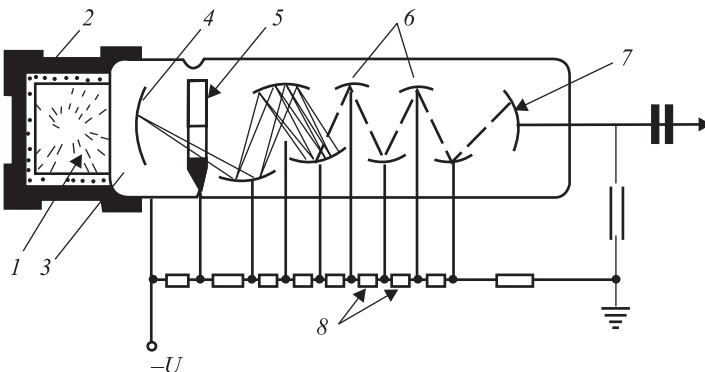


Рис. 2.5. Принципиальная схема сцинтилляционного счетчика: 1 – сцинтиллятор (люминофор); 2 – отражатель; 3 – ФЭУ; 4 – фотокатод; 5 – фокусирующий диод; 6 – диоды; 7 – собирающий электрод (анод); 8 – делитель напряжения

Гамма-излучение, измеряемое при гамма-каротаже, включает также и так называемое фоновое излучение (фон), которое вызвано загрязнением радиоактивными веществами материалов, из которых изготовлен глубинный прибор, и космическим излучением. Влияние последнего резко снижается с глубиной и на глубине нескольких десятков метров на результатах измерений уже не сказывается.

ГК также находит широкое применение для изучения литологии пород, выделения глинистых и продуктивных пластов, качественной и количественной оценки их глинистости и пористости, при корреляции разрезов скважин.

Среди прочих методов ГИС при литологическом анализе терригенных отложений одним из наиболее востребованных является метод измерения диаметра скважины – кавернометрия.

**Кавернометрия.** Фактический диаметр скважины  $d_c$  в ряде случаев отклоняется от его номинального  $d_{\text{ном}}$ , равного диаметру долота, которым бурилась скважина. Увеличение  $d_c$  (образование каверн в стволе скважины) наблюдается против глин и сильно глинистых разностей (мергелей и др.) из-за гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий. Номинальный диаметр отвечает крепким породам – известнякам, доломитам, плотным песчаникам.

Оседание глинистых частиц против проницаемых пластов в результате фильтрации бурового раствора в пласт способствует образованию глинистой корки на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра  $d_c$ . Толщина глинистой корки изменяется от нескольких миллиметров до 5 см и более. Результаты кавернометрии используют в основном для выделения пластов горных пород и определения их литологического состава (рис. 2.6, *а*). Диаметр скважины измеряется с помощью каверномеров, которые различаются по своим конструктивным особенностям. Каверномер представляет сведения о среднем диаметре скважины. Единицы измерения – сантиметры.

Наибольшее распространение нашли каверномеры с четырьмя рычагами, попарно расположенными во взаимно перпендикулярных плоскостях (рис. 2.6, *б*). Движения измерительных рычагов под влиянием изменения диаметра скважины преобразуется с помощью датчиков в электрические сигналы, передаваемые на каротажную станцию и регистрируемые в виде кавернограммы.

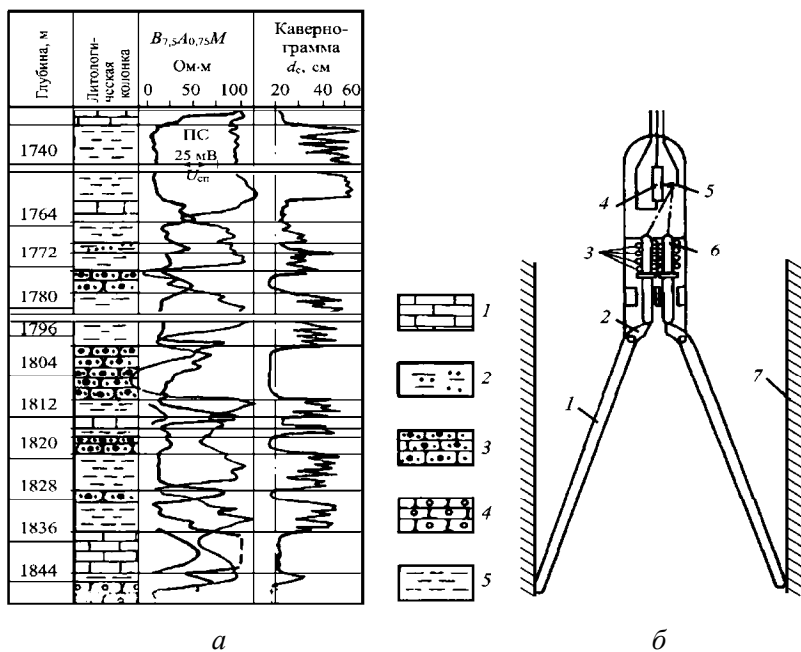


Рис. 2.6. Литологическая колонка по данным кавернометрии и электрического каротажа (а) и схема конструкции каверномера (б); а: 1 – известняк; 2 – алевролит; 3 – песчаник нефтенасыщенный; 4 – песчаник водонасыщенный; 5 – глинистая порода; б: 1 – длинное плечо рычага; 2 – короткое плечо рычага; 3 – пружина; 4 – омический датчик; 5 – ползунок; 6 – шток; 7 – стенка скважины

### Контрольные вопросы

1. Какими физическими свойствами характеризуются горные породы?
2. Какие методы применяются при геофизических исследованиях скважин?
3. Какими параметрами представляются окончательные результаты ГИС?
4. На чем основаны электрические методы изучения разрезов скважин?

5. На какие группы по происхождению электромагнитного поля делятся методы электрометрии?

6. Какими методами исследуются естественные и искусственные электрические поля?

7. Чем определяется электропроводность основной группы осадочных пород?

8. От чего зависит удельное электрическое сопротивление природных вод?

9. В каких пределах изменяется удельное электрическое сопротивление тех или иных пород? Приведите примеры.

10. Что представляет собой метод потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород (ПС)?

11. Чем обусловлено возникновение электрических полей в скважинах, заполненных глинистым раствором или водой?

12. Как производится измерение естественных потенциалов горных пород?

13. Что показывает кривая ПС? В каких единицах измеряется разность потенциалов ПС?

14. Как изменяется характер кривых ПС при различном литологическом составе пластов?

15. Что такое микрокаротаж? Для чего он предназначен?

16. Какие разновидности горных пород выделяются по диаграммам МГЗ и МПЗ?

17. Что такое радиоактивный каротаж? Какие виды РК получили наиболее широкое распространение?

18. Какие приборы используются для регистрации  $\gamma$ -излучения?

19. Охарактеризуйте метод гамма-каротажа. Для чего он применяется?

20. Что такое кавернометрия? Какие кавернометры получили наибольшее распространение?

21. Как изменяется номинальный диаметр скважины при ее проходке через различные осадочные породы?

## **2.2. Распознавание литологического состава пластов горных пород и межскважинная корреляция разрезов по данным ГИС**

Задача литологического расчленения разреза успешно выполняется во всех нефтегазоносных провинциях по диаграммам стандартного электрического, радиоактивного и некоторых других видов каротажа. Разработка критериев литологической интерпретации каротажных диаграмм производится путем сопоставления данных каротажа и кернового материала. Для этого на каротажную диаграмму условными знаками наносятся интервалы отбора и макроскопического описания керна. По результатам сопоставления данных каротажа и керна принимаются за основу некоторые правила интерпретации. При разбуривании терригенных толщ для этой цели используются диаграммы потенциалов ПС: по максимальным положительным значениям поляризации проводится линия глин, по максимальным отрицательным амплитудам – линия песчаников. За алевролиты принимаются промежуточные значения потенциала. Выделенные таким образом литологические типы пород (литотипы), т.е. слои и пачки глин, песчаников, алевролитов, слишком безликие, не несут в себе непосредственно признаков цвета, структуры, текстуры и других характеристик, которые делают горную породу конкретной. Однако такой метод позволяет решать очень важную для нефтепромысловой геологии задачу: расчленить разрез скважины на природные резервуары и разделяющие их флюидоупоры в тех интервалах, где не производился отбор керна [32].

При интерпретации каротажных данных, в зависимости от сложности геологического строения, разрешающей способности аппаратуры и применения специальных методов, удается выделить различное число петрофизических типов пород, интерпретируемых и геологически. Выделенные по комплексу ГИС разновидности пород сопоставляются с классификацией тех же пород, которая была установлена ранее на основании

изучения их физических свойств (плотности, твердости, цвета, размеров зерен и т.д.), а также их химического состава. Для этого производят увязку геофизических характеристик, полученных в результате интерпретации диаграмм ГИС, с петрографическими характеристиками, выявленными путем изучения образцов пород, полученных при бурении скважин с определенных глубин в виде керна, шлама или проб, отобранных грунтоносами. В дальнейшем, при накоплении достаточного опыта, петрографическую классификацию горных пород можно осуществлять по данным только одних материалов ГИС.

Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств, таких как цвет, твердость, плотность и др. Исследования разрезов скважин по материалам ГИС также базируются на различии физических свойств пород, которые, однако, нельзя отождествлять с физическими параметрами пород. Это своеобразные «геофизические» параметры: удельное электрическое сопротивление (КС), естественная радиоактивность (ГК) и т.п. Причем основное значение при геологической интерпретации имеют не *абсолютные величины* тех или иных параметров, а их *соотношения*.

Очевидно, наиболее надежную и достоверную информацию можно получить при анализе керна. Однако его не всегда удается извлечь, а при отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются. Кроме того, керн отбирается, как правило, лишь в единичных скважинах (поисковых, разведочных), а основная масса скважин вообще не охарактеризована им. Так, описание керна, выполненное по скважинам Кочевского и Северо-Кочевского месторождений в Когалымском регионе Западной Сибири, освещает менее 5% всего метража пробуренных скважин. Отбор керна в поисковых и разведочных скважинах обычно доводится до оптимального минимума согласно регламенту на бурение скважин.

Основными методами ГИС для изучения разрезов скважин являются данные *электрокаротажа, радиоактивного каротажа и кавернометрии*. Эти данные являются базой, к которой привязываются результаты литологических, палеонтологических, палинологических и других исследований, получаемых в результате изучения кернового материала и шлама бурового раствора. Сбору этих данных следует уделять особое внимание, так как именно по ним устанавливается возраст исследуемых отложений.

Для изучения литологического состава пород используется большинство существующих методов ГИС в различных сочетаниях. Оптимальный комплекс ГИС выбирается в зависимости от конкретных геологических условий разреза. Это связано с тем, что каждый из методов ГИС обладает разной эффективностью при «узнавании» тех или иных литологических разновидностей пород, выделение которых основывается на различии их физических свойств, определенных по материалам ГИС (табл. 2.1). Еще раз подчеркнем, что основное значение при этом имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения (конфигурации каротажных диаграмм).

При изучении стратиграфии для выделения крупных стратиграфических подразделений используются диаграммы ГИС в масштабе 1:500, а при изучении нефтегазоносных толщ – кривые ГИС в масштабе 1:200.

Для сопоставления с данными ГИС результатов литологических исследований последние используются не в виде обобщенных сведений по крупным подразделениям разреза, а в первичной форме – в виде сведений *по каждому отдельному интервалу* отбора керна (долбления). На диаграмму ГИС наносят все интервалы глубины скважины, по которым был произведен отбор керна с указанием его выхода в процентах и краткой литологической характеристикой. На диаграмму помещаются также данные литологов и палеонтологов о возрасте слоев.



Таблица 2.1

## Характеристика литологического состава пород по данным ГИС

Порода	ПС	ГК	НГК	ДС	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Глины	Высокие показания. Потенциал тем больше, чем больше дисперсность глин	Высокие показания	Наиболее низкие показания, при большом размыве минимальные	Увеличение, как правило, $D_{\text{СКВ}}$ . Отдельные пласты пластических глин отмечаются сужением диаметра	Наиболее низкие показания микророзондов. Нет приращения между МПЗ и МГЗ	Низкие показания, близкие к показаниям сопротивления бурового раствора
Аргиллиты, глинистые сланцы	То же, что и у глин или более высокие	То же, что и у глин	Низкие (особенно в случае увеличения $D_{\text{СКВ}}$ ) и средние показания	Различные случаи, чаще всего – увеличение диаметра скважины	Показания не характерны	Более высокие, чем у глин. У сильно уплотненных разностей сопротивление увеличивается согласно увеличению плотности

Продолжение табл. 2.1

Порода	ПС	ГК	НГК	ДС	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Глины, содержащие песчаный, алевроитовый, карбонат. материал	Наличие незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин	Незначительное понижение радиоактивности по сравнению с чистыми глинами	Низкие и средние показания	Увеличение диаметра скважины	Показания более высокие, чем у глин	Незначительное увеличение сопротивления по сравнению с чистыми глинами
Песчаники пористые	Минимальные показания	Низкие показания, увеличивающиеся с ростом содержания глинистого материала	Низкие показания	Сужение $D_{\text{СКВ}}$ , в случае минерализованных буровых растворов – номинальный диаметр	Невысокие показатели с положительным приращением между МПЗ и МГЗ	В основном низкие и средние. В нефтеносных пластах – высокие. Изменения в больших пределах

Продолжение табл. 2.1

Порода	ПС	ГК	НГК	ДС	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Песчаники глинистые	Промежуточные показания	Средние, реже высокие показания	Повышенные показания по сравнению с пористыми песчаниками	Наблюдаются различные случаи, кавернограмма часто иззубрена	Более высокие показания, чем у коллекторов, приращение отсутствует	— « —
Песчаники плотные	Различные показания — от минимальных до максимальных	Низкие показания	Повышенные показания (средние и высокие)	Номинальный диаметр скважины	Высокие показания: соотношения между показаниями МПЗ и МГЗ неопределенное	Высокие показания
Алевриты	Минимум, в ряде случаев с меньшей амплитудой отклонения, чем против чистых песчанников	Низкие и средние показания	Обычно пониженные показания, как у пористых песчанников	Сужение $D_{\text{СКВ}}$ в случае пористых разностей и частое изменение $D_{\text{СКВ}}$ в других случаях	Невысокие, в пористых разностях наблюдаются приращения	Сопротивление такое же, как у пористых песчанников или несколько выше

Окончание табл. 2.1

Порода	ПС	ГК	НГК	ДС	МЗ	Уд. электр. сопротивление (КС)
Известняки, доломиты плотные	Низкие показания ПС	Минимальные показания	Очень высокие показания	Чаще всего номинальный диаметр	Высокие, сильно изменчивые и иззубренные	Очень высокие показания, особенно у плотных и окремнелых известняков
Известняки глинистые, мергели	Повышенные показания (как у глин)	Средние показания, обычно тем больше, чем больше содержание глинистого материала	Средние и низкие показания	Номинальный диаметр или увеличение его	– « –	От 10 Ом·м и выше, но меньше, чем в плотных разностях
Известняки пористые	Низкие показания	Низкие показания	Низкие показания	Появление глинистой корки	Положительные приращения на МПЗ - МГЗ и БК - МБК	От единиц до сотен омометров

Необходимо отметить, что в процессе каротажа глубины измеряют более тщательно, чем при бурении, поэтому при их определении надо ориентироваться на диаграммы ГИС.

Наиболее часто геологу-нефтянику приходится иметь дело с буровыми работами, поэтому важнейшим геологическим документом является *литолого-стратиграфическая колонка*, содержащая сведения о положении границ пластов и их толщинах, литологическом составе и стратиграфической принадлежности пород, которыми пласты сложены, о наличии пластов-коллекторов и характере их насыщения.

Построение окончательной колонки обычно требует определенного опыта и осуществимо при совместной работе геолога и геофизика-интерпретатора.

Таким образом, основные задачи, решаемые при составлении геолого-геофизического разреза каждой скважины, состоят в расчленении пройденных при бурении пород на отдельные слои (пласты), в определении их литологического состава и стратиграфической принадлежности. При этом отдельным слоем (или пластом) считают ту часть разреза скважины, которая сложена однородными породами и поэтому на диаграммах ГИС характеризуется более или менее постоянными величинами геофизических параметров. Границы между соседними пластами определяют по комплексу ГИС и проводят в местах резкого изменения физических свойств пород. Разрешающая способность почти всех методов ГИС такова, что по их данным можно уверенно выделить пласты, мощность которых не превышает 1 м, а применив особые методы каротажа, можно обособить слои толщиной всего лишь 10–15 см.

Выяснение литологического состава выделенных пластов базируется на материалах обработки керновых данных и шлама бурового раствора.

Методику литологического расчленения терригенного разреза рассмотрим на примерах.

**Терригенная толща месторождений Пермского Прикамья.** Сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности [27].

В терригенном разрезе неколлекторы делятся на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС можно безошибочно определить только группу глинистых пород (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Эти породы характеризуются увеличением диаметра скважины по сравнению с номинальным ( $d_{\text{ном}}$ ), низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, наиболее высокими значениями интервального времени пробега упругой волны  $\Delta t$  (АК). Среди прочих вмещающих пород можно выделить, по крайней мере, два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью.

К первому классу относятся песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами; они отмечаются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и МЗ, низкими значениями  $\Delta t$  на диаграммах АК, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к показаниям в худших коллекторах.

Второй класс включает глины, содержащие песчаный, алевроитовый или карбонатный материал, для которых характерны показания методов ГИС, типичных для глин. Некоторое их отличие заключается в небольшом увеличении уд. сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС по отношению к линии чистых глин и в незначительном понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК (см. табл. 2.1 и рис. 2.7).

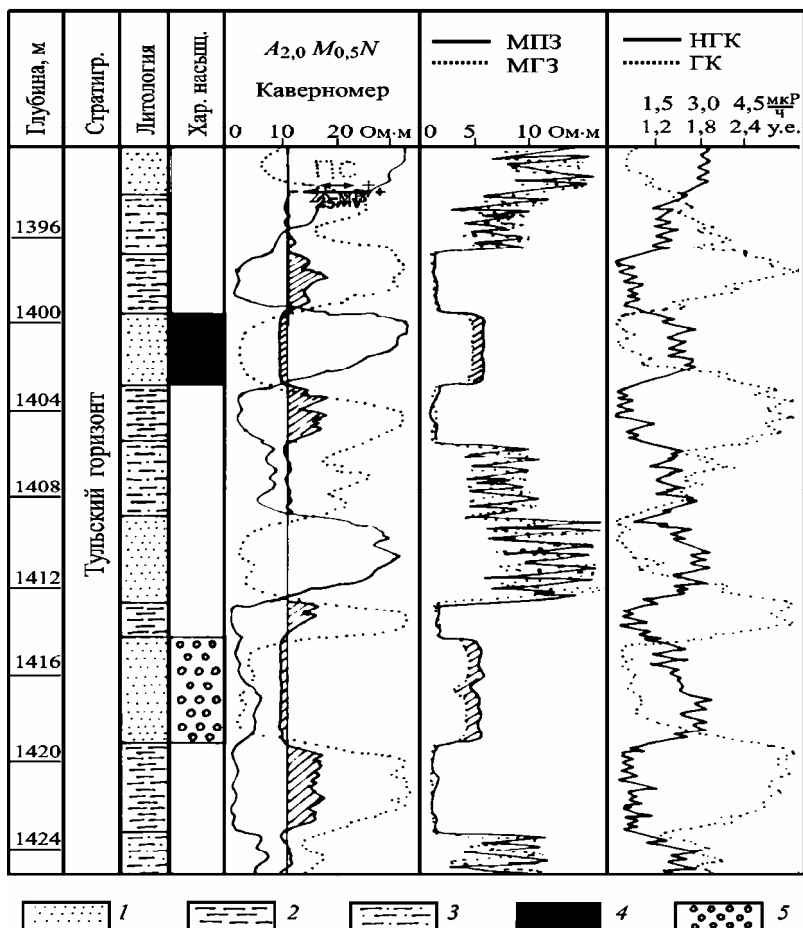


Рис. 2.7. Литологическое расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по данным ГИС: 1 – песчаник; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – нефтенасыщенный коллектор; 5 – водонасыщенный коллектор. Заштрихованные участки: на кавернограмме – признаки коллектора (уменьшение диаметра скважины) и глинистых пород (увеличение диаметра скважины); на кривой микроаротажа – признаки коллектора

В терригенном разрезе возможно также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками и алевролитами с карбонатным цементом и плотными известняками. Эти породы отмечаются обычно низкими показаниями на кривых ПС и ГК – такими же, как чистые коллекторы; но наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения  $\Delta t$  на кривых АК.

Выделение коллекторов и определение их параметров осуществляется после литологического расчленения разреза скважины. Коллекторы характеризуются составом минерального скелета породы (литологическим составом), емкостными (пористость) и фильтрационными (проницаемость) свойствами, морфологией порового пространства. В природных условиях коллекторами чаще всего являются песчаные, алевроитовые и карбонатные отложения.

Выделение продуктивного коллектора состоит из двух операций: непосредственного выделения коллектора с установлением его границ и оценки характера его насыщения. Выделению коллекторов по диаграммам ГИС способствует ряд объективных признаков, к основным из них относятся проникновение фильтрата бурового раствора в проницаемый пласт и наличие характерных показаний на различных геофизических кривых.

В общем случае выделение коллекторов в разрезе производится по комплексу геолого-геофизических исследований разрезов скважин, включая отбор керна, и промысловых исследований режима работы скважины. Рассмотрим особенности выделения коллекторов для различных литологических комплексов.

Песчаные и алевроитовые (слабосцементированные неглинистые) коллекторы выделяются в терригенном разрезе наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК и кавернограммы.



Против чистых коллекторов наблюдается следующее: наибольшее отклонение кривой ПС от линии глин, минимальная активность по кривой ГК, образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме (см. рис. 2.7).

Для разделения малопористых песчано-алевритовых пород и слабосцементированных коллекторов проводят дополнительные каротажные исследования, из которых наиболее эффективными являются микрокаротаж (МЗ), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-гамма-каротаж (ГГК) и акустический каротаж (АК).

Присутствие глинистого материала в породе (в виде включений, прослоев или рассеянного по пласту) влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, на показания ГК, НГК, АК и других методов ГИС. Поэтому песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу – глинистые коллекторы.

В глинистых коллекторах амплитуда кривой ПС значительно меньше, чем против чистых песчаных пластов. В ряде случаев глинистый коллектор представлен переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых прослоев. Если мощность тонко чередующихся прослоев достигает одного-двух диаметров скважины, то наряду с общим уменьшением амплитуды ПС происходит сокращение локальных минимумов и максимумов против отдельных прослоев. Глинистые коллекторы, особенно при большой относительной их глинистости, не всегда уверенно выделяются на диаграммах ГИС.

**Терригенная толща месторождений Западной Сибири.** Проводилось литологическое расчленение разреза терригенной толщи на Кочевском и Северо-Кочевском месторождениях Западно-Сибирского мегабассейна по каротажным диаграммам 75 скважин, в том числе бескерновым [25]. Интерпретация кривых ГИС осуществлялась с использованием программного комплекса GeoOffice Solver99.

Анализ имеющихся диаграмм ГИС показал, что в разрезах изученных скважин возможно выделение до 11 разновидностей горных пород, сведенных в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Литологические разновидности горных пород, выделяемые по диаграммам ГИС

№ п/п	Индекс	Горная порода
1	K1	Песчаник проницаемый – коллектор с высокими ФЕС
2	K2	Песчаник алевритистый, проницаемый – коллектор с ухудшенными ФЕС
3	П <sub>пл</sub>	Песчаник плотный (с известковистым цементом) – неколлектор
4	П <sub>гл</sub>	Песчаник глинистый – неколлектор
5	A	Алевролит
6	АЛ <sub>гл</sub>	Алевролит глинистый
7	АЛ <sub>п</sub>	Алевролит песчанистый
8	AP	Аргиллит
9	AP <sub>п</sub>	Аргиллит песчанистый
10	AP <sub>а</sub>	Аргиллит алевритистый
11	AP <sub>б</sub>	Аргиллит известковистый, битуминозный (баженовская свита)

Расчленение терригенного разреза по данным ГИС проводилось в два этапа: вначале породы разделялись на коллекторы и неколлекторы, а затем среди них выделялись отдельные литологические разности.

Коллекторы (K1 и K2) характеризуются уменьшением диаметра скважины за счет образования глинистой корки, отрицательными аномалиями на диаграммах ПС и ГК (для K1 более ярко выраженными), положительным превышением показаний микропотенциал-зондов над показаниями микроградиент-зондов.

В терригенном разрезе отмечается также присутствие неколлекторов, представленных песчаниками с карбонатным цементом – плотными песчаниками ( $P_{пл}$ ). Эти породы отличаются низкими показаниями на кривых ПС и ГК, такими же, как чистые коллекторы. Наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК и микрозондов.

Неколлекторы делятся на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно определяется только группа глинистых пород: собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы ( $АРГ$ ). Все они характеризуются увеличением диаметра скважины по сравнению с номинальным, низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением, положительными аномалиями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов.

Среди прочих вмещающих пород выделяются два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью. К первому классу относятся песчаники и алевролиты, характеризующиеся более низкой пористостью и более высокой глинистостью по сравнению с худшими коллекторами ( $P_{гл}$ ,  $A$ ,  $A_{гл}$  и  $A_{п}$ ). Они отмечаются высокими показаниями на диаграммах БКЗ, БК и микрозондов, повышенными показаниями НГК, промежуточными значениями на диаграммах ПС и ГК, но более близкими к показаниям в худших коллекторах.

Во второй класс включаются глины, содержащие песчаный, алевроитовый или карбонатный материал ( $АРГ_{п}$  и  $АРГ_{а}$ ). Для них характерны показания кривых ГИС, типичные для глин. Их отличие заключается в небольшом увеличении удельного сопротивления по сравнению с сопротивлением чистых глин, в наличии незначительных отрицательных аномалий ПС и в некотором понижении радиоактивности по сравнению с чистыми глинами на диаграмме ГК.

Особое внимание было уделено выявлению и идентификации опорных пластов, являющихся своеобразными стратиграфическими реперами, с помощью которых в ряде случаев

можно прослеживать границы на больших расстояниях. В терригенных отложениях указанных месторождений таким репером является баженовская свита, сложенная глинистыми битуминозно-известковистыми породами (АРГ<sub>6</sub>), характеризующимися повышенными значениями кажущегося сопротивления на кривых электрокаротажа и положительными аномалиями ПС и ГК (рис. 2.8).

Стратиграфическое расчленение отложений основывается на палеонтологических данных. Границы стратиграфических подразделений следует увязывать с местами наиболее резкого изменения литологического состава, так как фактически в основе стратиграфического расчленения лежит литологический признак.

При **межскважинной корреляции разрезов** по данным ГИС предполагается, что один и тот же пласт в разрезах разных скважин одинаково отражается на диаграммах ГИС и характеризуется очень похожими по конфигурации каротажных кривых участками разреза. Сходство конфигурации сопоставляемых участков диаграмм ГИС является наиболее важным и убедительным признаком тождества пласта, прослеживаемого в разрезах ряда скважин. Особенно сильное сходство наблюдается в мощных опорных пластах, резко отличающихся от соседних пород по физическим параметрам и распространенным по всей изучаемой площади [19, 20].

Таковыми реперами могут быть, например, карбонатная толща плотных доломитов и доломитизированных известняков сакмарского яруса, глинистые пачки верея, непроницаемые известняки саргаевского и кыновского горизонтов.

Корреляцию разрезов соседних скважин лучше всего начинать с отождествления во всех обследуемых разрезах одного или нескольких опорных горизонтов, отчетливо прослеживающихся по диаграммам ГИС.

После того как разрезы скважин в первом приближении сопоставлены, приступают к детальной их корреляции. Задачей

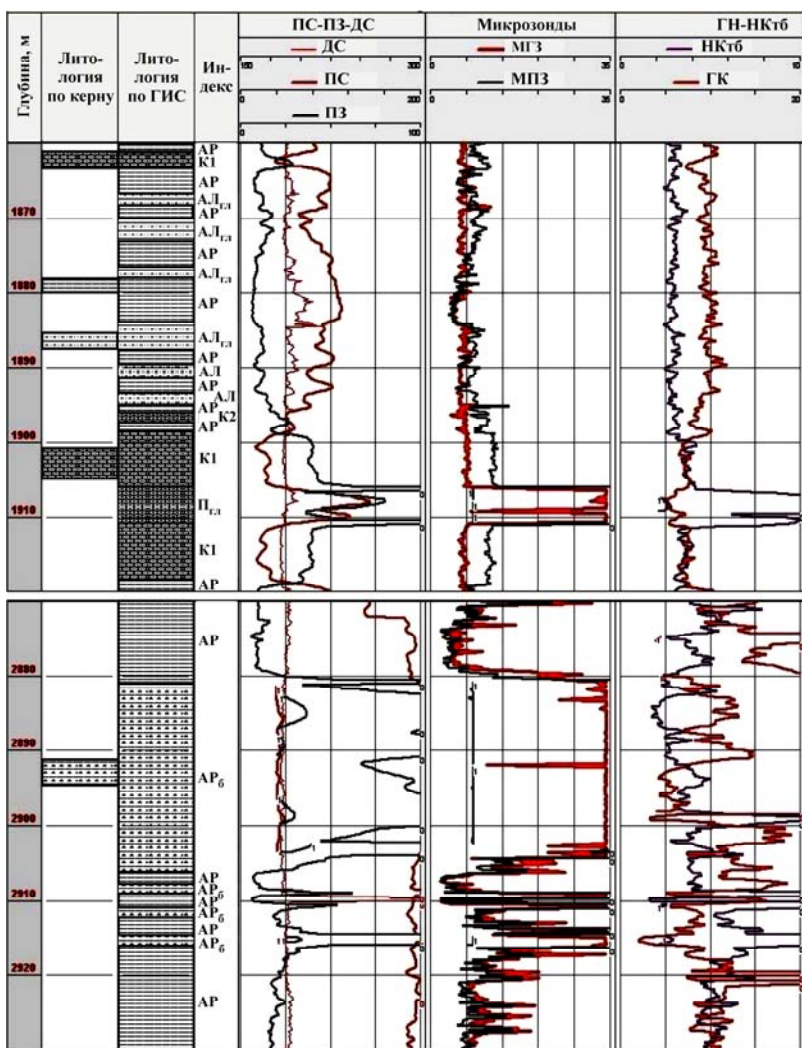


Рис. 2.8. Фрагмент литологического расчленения разреза скв. 66 Кочевского месторождения по диаграммам ГИС с использованием программного комплекса GeoOffice Solver99

сравнения является выделение тех же слоев, пачек и горизонтов, которые были установлены ранее в первой скважине. Пласты, слои и пачки прослеживаются по сходству конфигураций диаграмм ГИС. Для выявления основных закономерностей разреза и ликвидации локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять *интегральные диаграммы* ГИС. Для этого разрез исследуемой скважины разбивают на неравные интервалы, каждый из которых представляет участок кривой ГИС, объединяющих точки на каротажной диаграмме с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра. Такой подход позволяет решить задачу стратификации разрезов скважин с помощью выделенных на интегральных диаграммах маркирующих (реперных) пластов различного класса, по которым также можно определить глубины сейсмических отражающих горизонтов, интервалы водоносных и водоупорных толщ и т.д. Детальное расчленение разрезов скважин дает возможность единообразно стратифицировать вскрытые отложения, проследить выделенные подразделения разреза во всех скважинах, наблюдая при этом за изменениями их мощности и литофациальной изменчивостью.

Корреляция разрезов скважин в большинстве случаев может быть успешно выполнена по меньшему количеству данных, чем то, которое желательно иметь в идеальном случае. Так, материалы электрического каротажа, характеризующие изменение по разрезу значений двух параметров (КС и ПС), в большинстве случаев оказываются достаточными для общей стратиграфической и даже литологической характеристики разрезов новых скважин, пробуренных на площади, где материалы, полученные при бурении первых скважин, уже обработаны. Иногда корреляцию некоторых частей разреза скважины удастся осуществить даже по диаграммам одного геофизического параметра. Наиболее выразительны данные об изменении по разрезу кажущегося сопротивления пород, а иногда

также данные об их устойчивости, характеризуемой кавернограммами. Не надо отказываться от попытки использовать для корреляции даже очень скудный геофизический материал – сведения об изменении всего лишь одного параметра. Кроме того, для детализации расчленения и более надежной увязки разрезов скважин следует обращаться к сопоставлению между собой диаграмм каждого метода каротажа отдельно во всех тех случаях, когда в исследуемом районе стандартные методы не дают нужных результатов.

Сведения по корреляции можно представить на чертеже, который называют *корреляционной схемой* (рис. 2.9). Для более удобного сопоставления разрезов один из пластов в верхней части сравниваемого комплекса отложений принимается за горизонтальную плоскость, которая на чертеже изображается горизонтальной линией (линией сопоставления).

Разрезы всех скважин выравниваются по этому пласту, в связи с чем все изменения мощности нижележащей толщи пород становятся хорошо заметными. Границы разновозрастных слоев, прослеженные в разных скважинах, соединяются прямыми линиями. Для более удобного чтения корреляционной схемы на одной из колонок какой-либо скважины обычно изображают литологический состав разреза. Весьма важным моментом при составлении корреляционной схемы является выбор опорного пласта (горизонта), по которому проводится сопоставление всех разрезов скважин, участвующих в корреляции.

Если в корреляционной схеме отражены данные не только по литологическому составу пород и их возрасту, но и приведены диаграммы ГИС, то такой чертеж называется *нормальным геолого-геофизическим разрезом* (рис. 2.10).

Сопоставление между собой разрезов разновозрастных отложений по материалам ГИС нескольких разведочных площадей называется *межрайонной корреляцией* и позволяет оценить их перспективы по содержанию и объему углеводородного сырья и другие параметры.

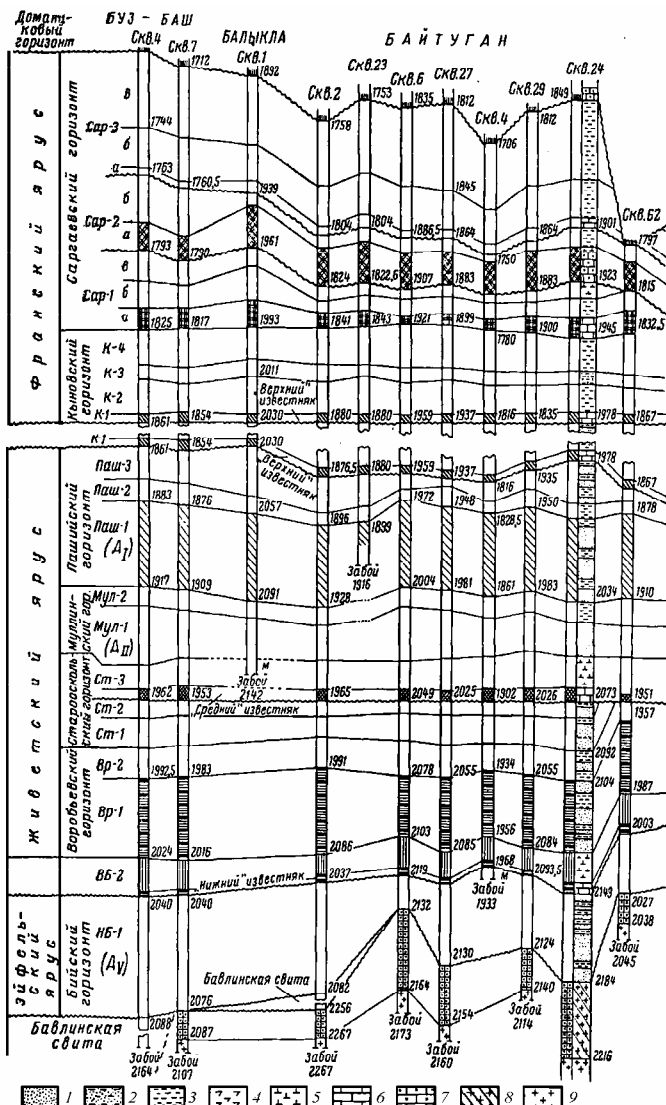


Рис. 2.9. Корреляционная схема разрезов терригенной толщи девона: 1 – песчаники; 2 – глинистые песчаники; 3 – глины; 4 – мергели; 5 – глины с линзами известняков; 6 – известняки; 7 – известняки битуминозные; 8 – кора выветривания; 9 – кристаллические породы фундамента платформы. Штриховкой отмечены опорные электрические горизонты



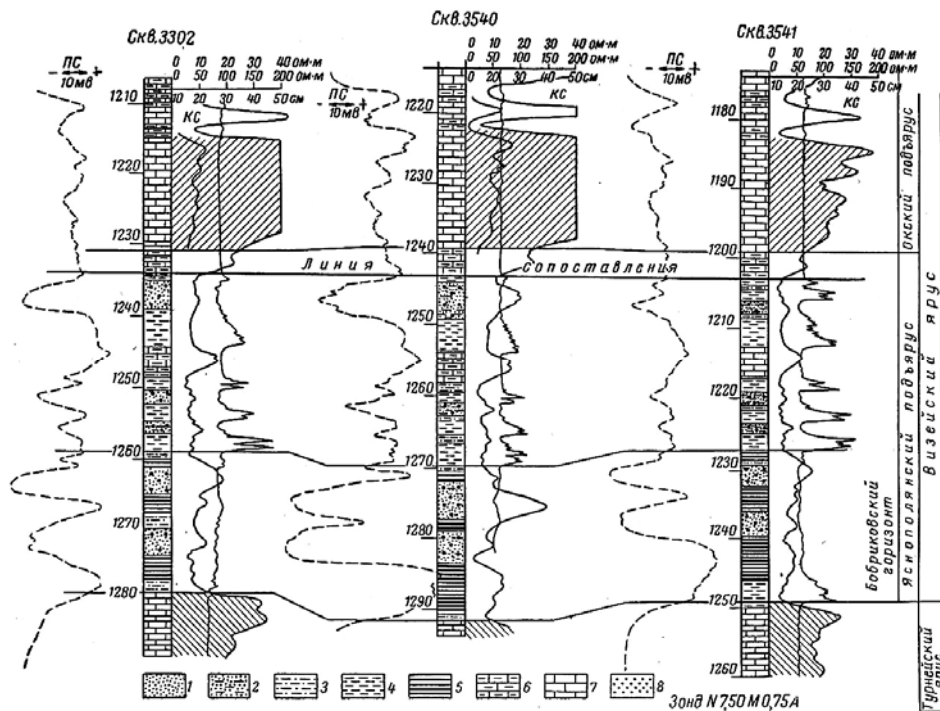


Рис. 2.10. Сопоставление геолого-геофизических разрезов терригенной толщи: 1 – песчаники; 2 – песчаники глинистые; 3 – алевролиты; 4 – аргиллиты; 5 – аргиллиты с прослоями угля; 6 – известняки глинистые; 7 – известняки; 8 – нефтеносность

По данным ГИС можно не только эффективно решать задачи литологического расчленения разреза с выделением характерных литотипов и осуществлять межскважинную и межрайонную корреляцию разрезов, но и определять структуру и текстуру осадочных пород. Возможность такого анализа показана в работе [30].

Структура осадочной породы определяется взаимоотношением, размером и формой зерен. Изучение ее в кернах, обнажениях и под микроскопом дает ценную информацию об условиях осадконакопления и позволяет осуществлять корреляцию разрезов буровых скважин в пределах районов.

Размеры, форма зерен минералов, слагающих породу, их сортировка и степень цементации являются основными факторами, обуславливающими образование ФЕС осадочной породы. Естественно предположить, что для пород, образовавшихся в одинаковых условиях, будут одинаковыми форма и укладка зерен, тип и состав цемента, а также его постседиментационные преобразования. А это предопределяет тесноту взаимосвязи между *физическими* и *коллекторскими* свойствами пород. Отмечаемая корреляционная связь между *пористостью* и *средним диаметром зерен* показывает принципиальную возможность определения структуры песчано-алевритовых пород по величине удельного электрического сопротивления. Для оценки средневзвешенного диаметра частиц наиболее пригоден боковой микрокаротаж, фиксирующий сопротивление при скважинной части пласта в радиусе около 10 см от стенки скважины.

Остаточная водонасыщенность, как и пористость, регулирует проницаемость породы, поэтому можно считать, что боковой микрокаротаж кроме *емкостных* свойств в какой-то мере отражает также *фильтрационные* свойства пород.

На диаграммах БМК изменение размера зерен отражается дифференциацией кривых: при прочих равных условиях более низкими сопротивлениями характеризуются участки пласта,

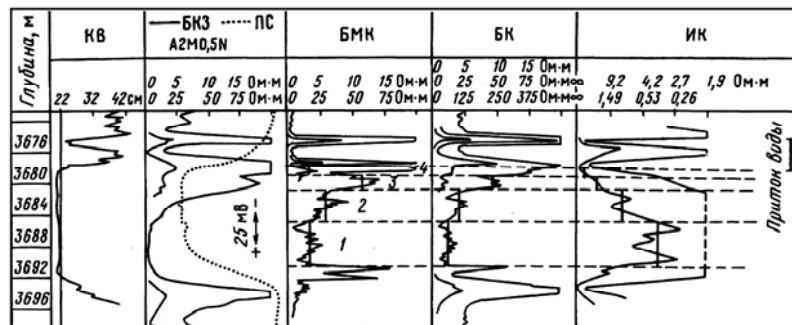
представленные средне- и крупнозернистыми породами, более высокими сопротивлениями – тонкозернистые разности пород (в случае водонасыщенности коллекторов).

Т е к с т у р а осадочной породы, тесно связанная с их структурными признаками, определяется взаимным расположением слагающих ее компонентов – зерен и других составных частей. Слоистость, несмотря на разнообразие форм ее проявления, в конечном счете отражает изменение подвижности среды переноса и осаждения, поэтому разные виды слоистости характеризуют разную гидродинамику (течение, волнение).

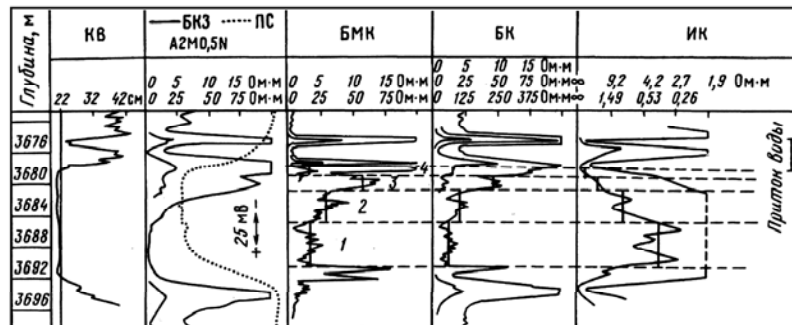
По данным ГИС можно определять как наличие слоистости, так и ее характер. Характер слоистости проявляется на диаграммах каротажа изменением геофизических параметров в пределах пласта по вертикали: равномерным возрастанием (убыванием) вверх по разрезу (рис. 2.11, *а*), цикличностью и неравномерным изменением (рис. 2.11, *б*). Так, неравномерное изменение гранулометрического состава и глинистости песчаного пласта может свидетельствовать о наличии «врезов» (например, вклинивание друг в друга аллювиальных и пролювиальных отложений) либо о перерывах в осадконакоплении.

Важной особенностью сообществ (при изучении продуктивных на нефть и газ горизонтов) является *степень развития в них песчаных пород*. Преобладание в составе сообщества песчано-алевритовых или глинистых отложений можно установить по величине отношения суммарной мощности песчаников к общей мощности сообщества. Распределение сообществ пород на группы по текстурным особенностям позволяет проследивать их изменение по латерали, что может служить дополнительным критерием для выяснения фациальной обстановки исследуемого региона, а также для прогнозирования геологических разрезов.

По данным каротажа устанавливается еще один характерный генетический признак, который можно отнести к группе текстурных, – *четкость границ* литотипов. На кривых каротажа



а



б

Рис. 2.11. Пример отражения градиционной слоистости на диаграммах электрокаротажа скважин [30]: 1–4 – продуктивные пласты

могут наблюдаться постепенные изменения геофизических параметров по вертикали, занимающие интервалы глубин, иногда соизмеримые с мощностью пласта. Например, песчаник грубозернистый по вертикали постепенно сменяется все более тонкозернистым, который также постепенно переходит сначала в алевролит, а затем в глину (см. рис. 2.11, б, интервал 3755–3776 м).

Важный генетический признак осадочных пород – *структура глин*. На каротажных диаграммах глины, обладающие пелитовой структурой, характеризуются однородностью показаний электрического сопротивления (БК, БКЗ), низкими значениями сопротивлений ( $< 3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ), а также высокими амплитудами положительных аномалий потенциалов поляризации.

Таким образом, методами ГИС можно определять *гранулометрический состав* песчано-алевритовых пластов, наличие *слоистости* пород и ее *характер*, а также *степень дисперсности* глин.

### Контрольные вопросы

1. Данные каких методов ГИС являются основными для исследования скважин?
2. От чего зависит выбор оптимального комплекса методов ГИС?
3. В каких масштабах используются диаграммы ГИС?
4. Какие данные наносятся на диаграммы ГИС?
5. Как характеризуется литологический состав пород по данным ГИС? Приведите примеры.
6. Какой важнейший геологический документ необходимо составлять после проходки скважины? Какие сведения он должен содержать?
7. Какова разрешающая способность методов ГИС?
8. Какие породы можно безошибочно выделить по диаграммам ГИС? Чем они характеризуются?

9. Какие породы выделяются среди неколлекторов? Дайте их геолого-геофизическую характеристику.

10. Чем отмечаются на каротажных кривых песчаники и алевролиты с карбонатным цементом и плотные известняки?

11. Какие породы чаще всего являются коллекторами УВ?

12. Каковы особенности выделения коллекторов в различных литологических комплексах?

13. Покажите последовательность расчленения терригенного разреза по данным ГИС на примере месторождений Западной Сибири.

14. Какие литологические разновидности могут быть выделены в разрезе в результате анализа конфигураций диаграмм ГИС?

15. Зачем необходимо выявлять и идентифицировать в разрезе опорные пласты?

16. Для чего и как составляются интегральные диаграммы ГИС?

17. Каков порядок построения корреляционной схемы? Приведите пример.

18. Что следует называть нормальным геолого-геофизическим разрезом? Приведите пример.

19. Что понимается под межрайонной корреляцией разрезов?

20. На чем основывается принципиальная возможность определения структуры песчано-алевритовых пород? Какой метод каротажа наиболее пригоден для этого?

21. Как на диаграммах МБК отражается изменение размера зерен породы?

22. Как на каротажных кривых проявляется характер слоистости? Приведите пример.

23. Какие еще характерные генетические признаки можно установить по каротажным данным.

## Глава 3

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИС ПРИ ИЗУЧЕНИИ ФАЦИАЛЬНОГО СОСТАВА ТЕРРИГЕННЫХ ТОЛЩ

### 3.1. Понятия «фация» и «фациальный анализ»

Термин «фация» и связанные с ним понятия получили в геологии исключительно широкое распространение, вплоть до развития и становления самостоятельной отрасли геологической науки – учения о фациях. Вместе с тем хорошо известно, что этот термин и в наши дни продолжает использоваться для обозначения существенно различных понятий. Это заставляет нас остановиться на этой проблеме подробнее.

Термин «фация» (*facies* – лат. лицо, облик) ввел в геологическую науку швейцарский ученый Аманц Грессли (1838). Причиной возникновения представлений о фациях явилось установление факта изменчивости состава и структуры отложений в зависимости от изменения физико-географических условий осадконакопления. Причем с самого начала введения в геологию этого понятия оно использовалось применительно к *осадочным* образованиям, (особенно в работах в области литологии, стратиграфии и палеогеографии), поскольку основной задачей геологов считалось определение обстановок формирования геологических объектов. Осуществлялось это путем исследования слоев горных пород, отличающихся друг от друга по составу, строению и условиям образования, т.е. «...путем изучения объекта по свойствам его частей, на основе подмеченных неоднородностей...» [3]. Необходимость такого анализа древних толщ (генетического анализа) диктуется прежде всего практическими потребностями, поскольку в каждом ландшафте рождается тот или иной тип горной породы и вид полезного ископаемого, и чем больше нам будет известно, как образовалось это полезное ископаемое, тем успешнее мы будем его искать.

Впоследствии подобные приемы обработки геологической информации проникли и во многие другие разделы геологии, и первоначальное – седиментационное – понятие о фациях дополнилось важными представлениями о фациях диагенеза, катагенеза, метаморфизма и других стадий геологических процессов породообразования. Появились такие понятия, как «гранулитовая фация», «рудная фация», «геофизическая фация», «динамофация» и множество других. Термины «фация» и «фациальный анализ» стали пониматься не только в узком (гресслиевском), но и в более широком объеме. Поэтому *осадочные фации*, по современным представлениям, уже не объемлют все виды геологических фаций, а являются лишь частным их случаем.

Фациальный анализ – анализ генетический, который проводится каждый раз для условий строго определенного класса, оказавших влияние на *образование* либо *преобразование* осадков или пород, по строго определенным признакам пород. От остальных признаков при этом абстрагируются. Прием, который используется в данном случае, аналогичен дифференцированию функции многих переменных последовательно по разным переменным [11].

Однако результатом широкого применения понятия «фация» в различных разделах геологии явилось создание такого разнообразия его трактовок, и особенно оттенков в его понимании, что разобраться стало нелегко даже искушенному геологу, а тем более начинающему специалисту и студенту.

Выход из этого один: исследователь, приступающий к изучению конкретного геологического объекта, прежде всего должен четко определиться: какое *содержание* он вкладывает в понятия «фация» и «фациальный анализ», точно знать, для изучения каких условий *образования* или *преобразования* пород он собирается выделять фации, и именно с этих позиций подходить к их выделению.



Сразу оговоримся, что при последующем изложении материала речь пойдет только об осадочных (седиментационных) фациях.

Совершенно обоснованное стремление исследователей подчеркнуть генетическое содержание понятия «фация» привело к тому, что одни исследователи стали называть осадочными фациями *геологические тела*, различающиеся по составу и условиям образования, другие – *сами условия* (в этом понимании фация становится синонимом географического ландшафта), третьи – просто различающиеся *части стратиграфических единиц*, четвертые – *совокупности признаков* осадочных пород, соответствующие определенным условиям осадконакопления, пятые – *и условия, и отложения*, порожденные ими. В результате вопрос о содержании понятия «фация» оказался основательно запутанным.

В многочисленных работах, посвященных разбору понятий «фация» и «фациальный анализ», обращает на себя внимание подход к выяснению их сущности. Исследователи обычно пытаются вначале определить (или уточнить) термин «фация». Понятие же «фациальный анализ» либо вообще не рассматривается, либо ему уделяется недостаточное внимание, причем определение его содержания и цели ставится обычно в зависимость от определения понятия «фация», имеющего, как видим, самые различные толкования. Об этом же пишут Ю.А. Воронин и Э.А. Еганов [3]: «Требование внешней ясности и четкости в понятие о фациях никем не отвергается. Однако все зависит от того, что мы будем понимать под фациальным анализом».

В.И. Пахомов и И.В. Пахомов, анализируя логику процесса палеогеографического исследования [35], показали, что процедура фациального анализа оказывается не чем иным, как специфической (геологической) формой выражения таких общеизвестных приемов исследования, как *интерполяция* и *экстраполяция*.

**Фациальный анализ** – это *косвенный* генетический анализ. Происхождение данного (конкретного) геологического тела устанавливается по его *соотношению* с соседними телами (в *конкретных вертикальном* и (или) *горизонтальном* рядах), природа которых уже известна, т.е. в этом случае используется принцип определения генезиса одних частей осадочной толщи на основании знания генезиса других ее частей. Реализация этого принципа осуществляется на основе законов **пространственно-временных связей** отложений: фациальных законов Грессли, закона Головкинского–Вальтера, закона циклической седиментации и др.

«Для изучения фаций...гораздо более важно знать, указывает Е.В. Шанцер [42], не положение фации в принятой системе классификации, а ее *индивидуальные* особенности и *характер связей с соседними фациями*, независимо от групповой принадлежности последних... Диагностика фаций основывается прежде всего именно на *анализе этих связей*, на *месте, занимаемом фацией в данном конкретном фациальном ряду*. И если пренебречь этим обстоятельством, то неизбежными станут весьма досадные ошибки. Так, например, по минералогическому и гранулометрическому составу, типу слоистости и всем существенным *индивидуальным* признакам эоловые пески береговых дюн озерных и морских побережий гумидно-умеренной зоны часто практически неотличимы от барханных песков пустынь, и лишь то место, которое они занимают среди соседних с ними отложений, служит безошибочным критерием отнесения их к принципиально различным фациям» (курсив наш).

Ю.А. Жемчужников, В.С. Яблоков и др. [13], исследуя строение угленосной толщи среднего карбона Донбасса методом фациально-циклического анализа, показали, что *соотношение данной фации в разрезе и на площади с другими фациями* позволяет уточнить диагностику фаций. Причем «...особенно большое значение имеет понимание фации как

*составной части цикла*, в котором отложения различных фаций закономерно изменяются в том или другом направлении. Закономерная связь фаций в цикле давала дополнительные основания для определения неясной фации, заключенной среди более отчетливо выявленных. ...Совокупность признаков каждого из литогенетических типов, а также связь с *подстилающими* и *покрывающими* фациями позволили установить фации поймы и озер, а также зоны волнений прибрежной части моря» (курсив наш). В ряде случаев, пишут они, отнесение отложений к фации речных выносов определялось окончательно только при построении палеогеографических карт.

Другой прием выяснения условий образования исследуемых отложений осуществляется путем сравнения их индивидуальных первичных (генетических, диагностических) признаков с аналогичными признаками отложений, являющихся моделью по отношению к первым. Это *прямой* генетический анализ, который кратко можно назвать *модельным* анализом, как наиболее точно выражающим его сущность. Важнейшей разновидностью модельного анализа является *актуалистический* (т.е. ретроспективный, обращенный в прошлое) анализ, когда в качестве модели для генетических (палеогеографических) реконструкций используются *современные* обстановки осадкообразования. Так, знание состава, строения и формирования современных фаций аллювия, планового рисунка речной сети, механизма образования конусов выноса служит ключом к познанию и восстановлению древнего флювиального рельефа, важного в нефтепоисковом отношении (например, песчаных русел палеорек, палеodelьт и др.). Вместе с тем в виде моделей для генетических построений могут выступать не только современные, но и *древние* геологические процессы, обстановки седиментации и их отложения.

Одна и та же фация всегда оказывается входящей одновременно в состав и *горизонтального*, и *вертикального* фациальных рядов. Отсюда следует, что в содержание понятия «фа-

циальный анализ» включается не только исследование взаимопереходов фаций на площади, но одновременно анализ их вертикальной последовательности, в частности циклический анализ.

Таким образом, «фациальный анализ» (как метод *косвенного* определения генезиса отложений) принципиально отличается от «модельного анализа» (как метода *прямого* определения генезиса отложений непосредственно по их первичным диагностическим признакам). В недоучете этого обстоятельства и кроется источник той терминологической путаницы, которая приводит к отождествлению понятий «фациальный анализ» и «генетический анализ», к смешению «фациальных» признаков отложений с «генетическими» и т.д. Безусловно, с точки зрения цели палеогеографического исследования оба эти приема исследования являются генетическими. Но одно дело цель исследования и совсем другое – методы достижения этой цели, т.е. те логические приемы, с помощью которых достигается эта цель. А они, как видим, принципиально различны.

«В результате исследований, проводимых в пределах определенной площади, удастся строить горизонтальные ряды фаций и, таким образом, анализировать изменение условий в пространстве. При изучении пород в разрезе строятся вертикальные ряды фаций и анализируется изменение условий во времени. Сведения о генезисе соседних фаций помогают контролировать правильность определения условий образования каждой выделенной фации, а в некоторых случаях с помощью метода *интерполяции* даже позволяют судить об условиях, существовавших в эпоху осадконакопления в том месте, где породы данного возраста погружены на значительную глубину и скрыты от глаз исследователя или, наоборот, были подняты на поверхность и подверглись денудации» [11] (курсив наш).

Палеогеографическое исследование – это процесс «движения» мысли по спирали: расчленение, корреляция и генети-

ческий анализ отложений осуществляются в теснейшем взаимодействии друг с другом, начиная с полевых работ вплоть до окончательного построения фациальных и палеогеографических карт.

Понятно, что в полном объеме палеогеографическое исследование не ограничивается применением рассмотренных методов. Те или иные особенности осадка (и возникшей из него горной породы) являются результатом сложного взаимодействия ряда факторов, важнейшими из которых являются: тектонический фактор, физико-химические условия той части бассейна, где отлагается осадок, общая географическая обстановка – климат, характер рельефа суши и дна моря, размеры бассейна седиментации, длина рек, транспортирующих обломочный материал и др. Но все же основная информация о генезисе изучаемых отложений извлекается прежде всего благодаря использованию указанных методов.

Схематически логическая структура процесса (процедуры) палеогеографического исследования изображена на рис. 3.1, представляющем собой несколько измененную схему «хода

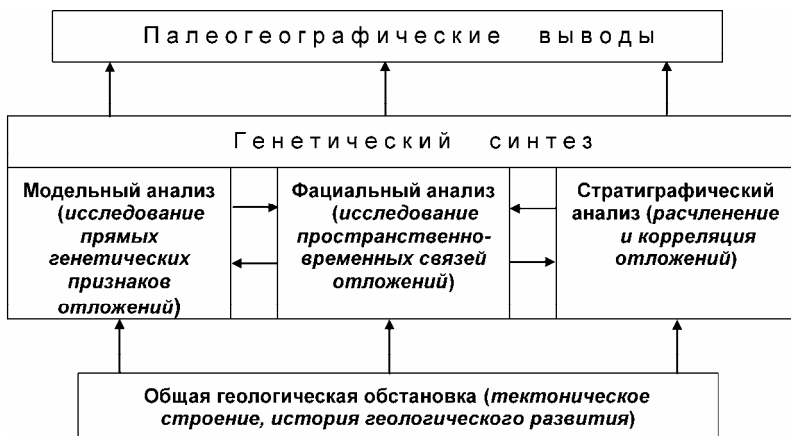


Рис. 3.1. Схема логической структуры процесса палеогеографического исследования

генетического изучения осадочной толщи», приведенную Г.Ф. Крашенинниковым [28]. Главное различие между ними состоит в том, что если в схеме Г.Ф. Крашенинникова стратиграфический анализ отложений отнесен к «геологическому строению», то в данной схеме процесс расчленения и стратиграфической корреляции отложений показан в неразрывном единстве с фациальным и модельным анализом (горизонтальные стрелки).

Выяснение сущности понятия «фациальный анализ» делает ясным и однозначным содержание понятия «осадочная (седиментационная) фация». Это совокупность пород или осадков (или одна порода, один осадок), объединяемых *общностью условий образования* и выделяемых (вычленяемых, обособляемых) *одновременно в разрезе и по латерали (в разновозрастных отложениях)*. Или, говоря короче, ***осадочная фация – это геологическое тело, генетически отличающееся от подстилающих, покрывающих и соседних разновозрастных тел.***

На основе фациальных карт строятся палеогеографические карты, которые в конечном счете являются синтезом наших представлений об условиях образования осадков, господствовавших на определенной площади в определенный момент геологической истории.

Таким образом, диалектика понятия «осадочная фация» заключается в его ***материальности, генетическом содержании, относительности, индивидуальности (конкретности) и безразмерности.***

Еще раз подчеркнем: выделение и изучение осадочных фаций необходимо рассматривать не как ***цель***, а лишь как ***метод*** исследования, как один из важнейших приемов генетического анализа.

Заканчивая данный раздел, коснемся соотношения понятий «фация» и «генетический тип», так как эти понятия нередко отождествляются. Однако они принципиально различны,

путаница же возникает из-за их *неопределенности*, что убедительно показано в работах [3, 9, 10, 11].

«Слово “тип” показывает, что речь идет не об отдельном геологическом теле, а об определенном типе или классе тел, т.е. множестве тел, обладающих какими-то общими особенностями, но не обязательно находящихся вместе... Соотношение между генетическим типом и фацией аналогично соотношению между любой таксономической категорией (например, видом или тем же типом) и индивидуумом в биологии\* ... *Осадочная фация – это геологическое тело (порода или их совокупность), сформировавшееся в определенных условиях осадконакопления. Каждая фация образуется в определенном месте и в течение определенного времени. Генетический тип – это класс фаций, таксономическая категория их генетической классификации, т.е. множество родственных по происхождению фаций независимо от места и времени их образования*» [11].

### Контрольные вопросы

1. Что явилось причиной возникновения представлений о фациях? Кто и когда ввел в геологию термин «фация»?
2. Каким является первоначальное понимание фации и какими представлениями оно дополнилось впоследствии? Приведите примеры.
3. Какое содержание стали вкладывать в понятие «осадочная фация» разные исследователи?
4. Что прежде всего необходимо сделать, приступая к изучению конкретной осадочной толщи пород?
5. Какие основные методы применяются для выяснения генезиса осадочных пород? Какие геологические законы при этом используются?
6. Чем является процедура фациального анализа с логической точки зрения?

---

\* В философии – это соотношение между *общим* и *единичным*.

7. Какой принцип положен в основу процесса фациального анализа?

8. В чем заключается сущность прямого генетического анализа отложений и как кратко его можно назвать?

9. Дайте определение понятия «осадочная фация».

10. Как схематически можно изобразить логическую структуру процесса палеогеографического исследования?

11. Какова диалектика понятия «осадочная фация»?

12. Каково соотношение между понятиями «фация» и «генетический тип»?

### **3.2. Выделение фаций в терригенных отложениях с привлечением материалов ГИС**

О фациях и их изменчивости приходится составлять представление главным образом по их литологической характеристике. Неизменность литологического состава в большинстве случаев служит свидетельством развития одной и той же фации. Изменение литологического состава отложений одного и того же возраста указывает на смену фаций. Следовательно, вполне допустима характеристика фаций (и их изменчивости) по литологическому составу изучаемых отложений при обязательном привлечении палеонтологических данных в объеме, обеспечивающем определение возраста этих отложений [8].

Покажем, что с помощью материалов ГИС, увязанных с геологическими данными, возможно проведение детального литолого-фациального анализа визейских терригенных отложений Пермского Прикамья [21, 22].

В составе рассматриваемой толщи ведущая роль принадлежит континентальным и в меньшей степени переходным от континентальных к морским и морским фациям. На рис. 3.2 и 3.3 показаны их взаимоотношения на площади и по разрезу.



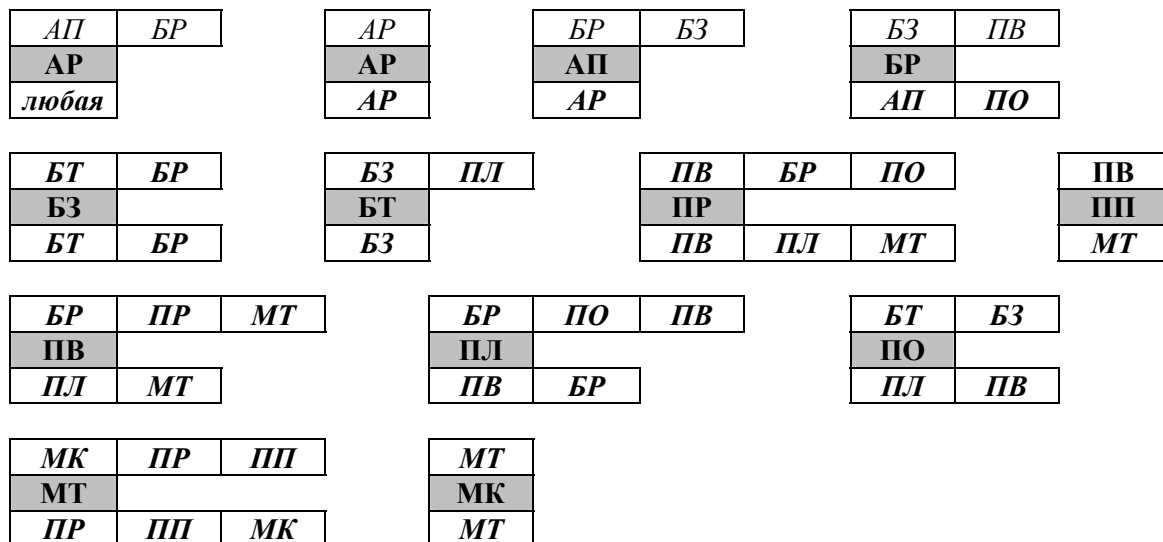


Рис. 3.2. Взаимопереходы фаций по разрезу

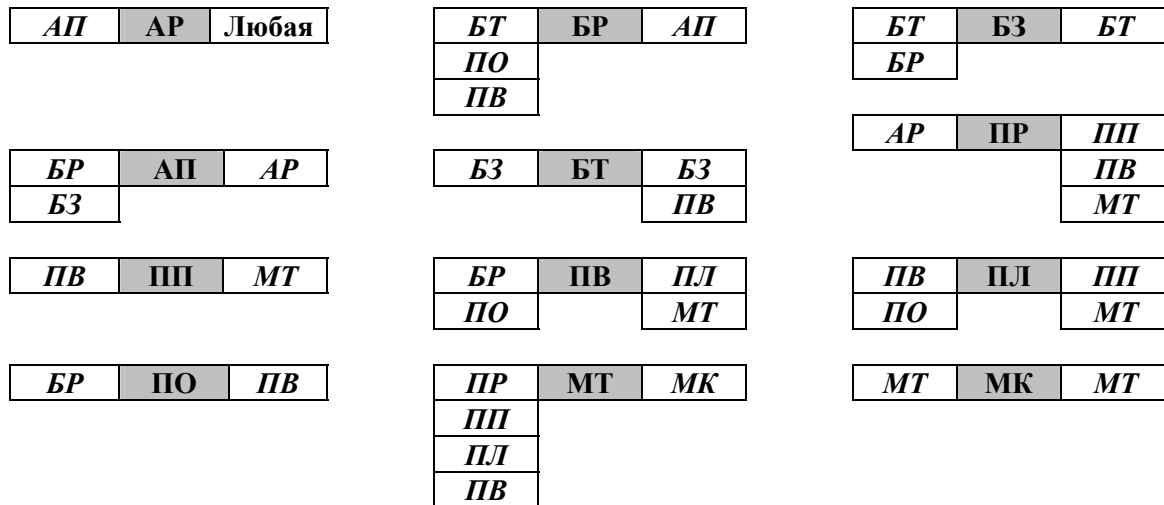


Рис. 3.3. Взаимопереходы фаций на площади. Фации: АР – русловые, АП – пойменные, БР – дельтовой равнины, БЗ – заиливающихся болот, БТ – торфяных болот, ПР – подводных речных выносов, ПП – прибрежных аккумулятивных образований, ПВ – зоны морской волновой ряби, ПЛ – лагун и заливов, ПО – приморских озер, МТ – морских терригенных осадков, МК – морских карбонатных осадков

Среди континентальных отложений выделяются *аллювиальные* и *болотные* фации. Аллювиальные фации включают *фацию песчаных осадков речных русел* (АР), представленную в основном разнотернистыми кварцевыми песчаниками. *Фация песчано-алевритовых осадков поймы* (АП) по сравнению с русловыми развита в значительно меньшей степени. Она представлена мелкозернистыми алевритистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Русловые песчаники характеризуются, как правило, высокими емкостно-фильтрационными свойствами и являются потенциальными коллекторами УВ. На диаграммах ГИС они выделяются отрицательными аномалиями ПС и ГК, сужением диаметра скважины на кавернограмме и положительным превышением показаний МПЗ над МГЗ. Плотным разностям песчаников соответствуют повышенные показания НГК и значения номинального диаметра скважины. Среди пород фации АП только алевритистые песчаники и неглинистые алевролиты отличаются повышенными коллекторскими свойствами. Глинистые породы (аргиллиты, глинистые и углисто-глинистые песчаники и алевролиты) фиксируются на диаграммах ГИС положительными аномалиями ПС и ГК, отличаются увеличением диаметра скважины на кавернограмме, минимальными показаниями электрометодов и НГК.

Среди болотных фаций наиболее распространена *фация глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно-континентальной равнины* (БР), сложенная алевролитами и аргиллитами. Сравнительно легко в разрезах выделяется *фация углисто-глинистых осадков заливающихся торфяных болот* (БЗ), представленная углистыми аргиллитами, в различной степени алевритистыми. *Фация торфяных отложений* (БТ) среди болотных фаций занимает подчиненное положение и представлена в основном гумусовыми углями. Пласты глинистых алевролитов и аргиллитов хорошо фиксируются на диаграммах ГИС, как и глинистые породы.

Углистые аргиллиты и угли отмечаются высокими показаниями на кривых КС. Характерной особенностью углистых аргиллитов является также несоответствие сравнительно высоких сопротивлений, фиксируемых методами БК и БМК, и средней радиоактивности (6–12 мкР/ч) повышенным значениям интервального времени ( $T > 300$  мкс/м).

Переходная от континентальных к морским группа состоит из следующих фаций: *речные песчаные выносы в прибрежную часть моря* (ПР), *песчаные осадки прибрежных аккумулятивных образований* (ПП), *песчано-алевритовые осадки зоны волновой ряби и слабых течений* (ПВ), *глинисто-алевритовые и карбонатные осадки лагун и заливов* (ПЛ), *глинисто-алевритовые осадки приморских озер* (ПО). Фации ПР и ПП представлены обычно кварцевыми песчаниками, а фация ПВ – в основном алевролитами, реже песчаниками и аргиллитами. Фация ПЛ подразделяется на две субфации: *глинистых осадков лагун и заливов (сложенных аргиллитами, реже алевролитами)* и *карбонатных осадков лагун и заливов (представленных в основном известняками)*. Фация ПО представлена аргиллитами и алевролитами. На диаграммах ГИС пласты песчаников фаций ПР и ПП характеризуются аналогично песчаникам континентальных фаций, а глинистые алевролиты фации ПВ отмечаются повышенными показаниями ГК по сравнению с неглинистыми алевролитами. Известковистые аргиллиты и алевролиты в отличие от чистых глинистых пород характеризуются повышенными показаниями на кривых КС. Пласты известняков отмечаются аномально повышенными показаниями на диаграмме НГК и номинальным диаметром скважины на кавернограмме.

Морские фации включают терригенные и карбонатные отложения нормально-морского мелководного бассейна и подразделяются на *фацию морских терригенных осадков* (МТ), представленную обычно аргиллитами, реже алевролитами или песчаниками, и *фацию морских карбонатных*

осадков (МК), сложенную в основном органогенными известняками. На диаграммах ГИС (ГК, ПС, КВ) терригенные осадки фации МТ характеризуются такими же показаниями, что и против пластов аргиллитов, алевролитов и песчаников. Изменение конфигурации кривых НГК и КС происходит за счет наличия известковистого цемента в скелете пород этих литотипов. Известняки фации МК по каротажным диаграммам уверенно фиксируются аномальными показаниями ГИС, резко отличными от показаний против пластов пород терригенного состава.

В качестве другого показательного примера существенной *вертикальной и горизонтальной фациальной изменчивости* отложений, выявляемой по данным каротажа, приведем материал по верхней части терригенного девона на Шкаповской площади [8].

На каротажных диаграммах (рис. 3.4) в этой толще отчетливо выражены два (заштрихованы) репера – пласт «черного» известняка мощностью от 3–4 до 10–11 м, залегающий в кровле живетского яруса, и «верхний» известняк, находящийся в подошве кыновского горизонта франского яруса, представленный двумя маломощными слоями известняка с аргиллитом между ними. Ограниченный этими реперами комплекс терригенных пород (пашийский горизонт), состоящий из песчаников, алевролитов и аргиллитов, в большинстве скважин имеет выдержанную, малоизменяющуюся мощность. Но в литологическом составе горизонта заметны существенные отличия.

Состав его верхней части наиболее постоянен и представлен в основном аргиллитами с подчиненными им быстро выклинивающимися прослоями алевролита и песчаника. Средняя часть сложена преимущественно песчаниками, которые изредка сменяются алевролитами.

Наиболее изменчив литологический состав нижней части горизонта. В некоторых разрезах она вся сложена песчаником, налегающим непосредственно на «черный известняк» (скв. 710),

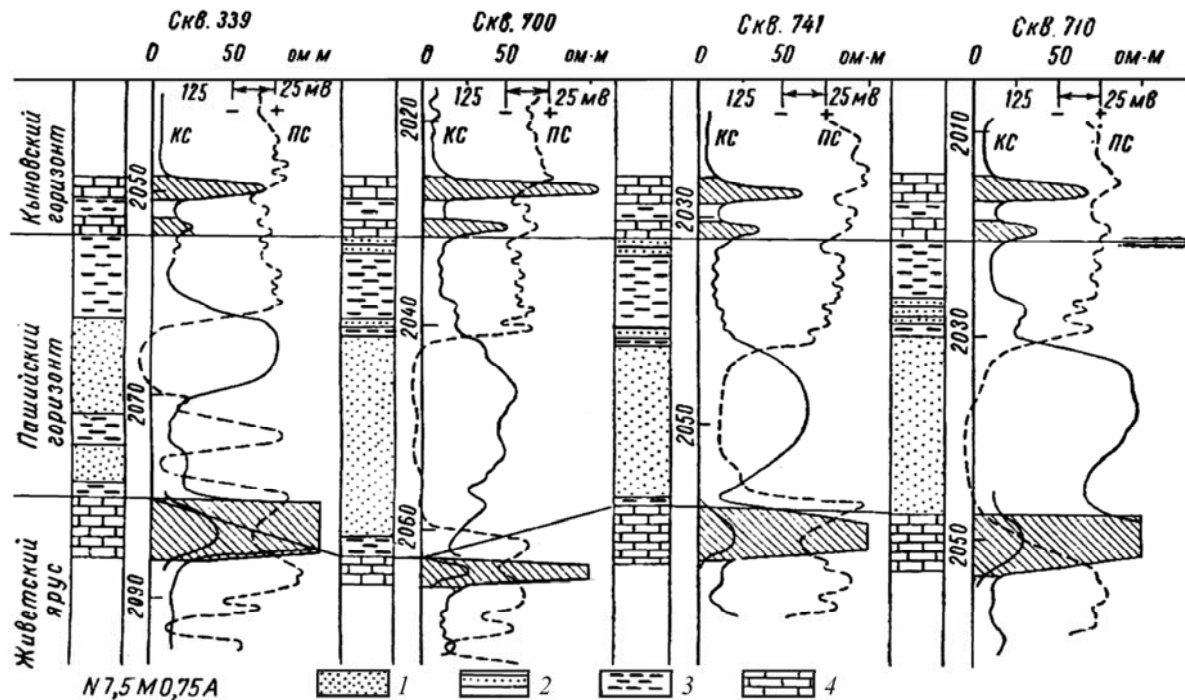


Рис. 3.4. Сопоставление геоэлектрических разрезов нижнефранских отложений Шкаповской площади [8]:  
1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 – известняки

мощность которого в таких разрезах (например, в скв. 700) иногда значительно уменьшается. В других разрезах такой же мощный песчаник отделен от нижележащего известняка тонким слоем аргиллита (скв. 700 и 741). В скв. 339 и многих других песчаник распадается на два пласта, разделенных прослоем аргиллита. Эти данные убедительно свидетельствуют о том, что в пашийском горизонте наблюдается значительная литофациальная изменчивость.

При обобщении материалов по литологическому составу этого горизонта было установлено, что участки увеличенной мощности песчаников налегают несогласно на размытую поверхность «черного известняка» и залегающих над ним аргиллитов и алевролитов (рис. 3.5), а в плане образуют узкие зоны, похожие на речные русла, вытянутые в основном с северо-запада на юго-восток, но местами соединяющиеся участками поперечного направления.

Выяснилось также, что во многих случаях литологический состав разрезов, расположенных по обе стороны от сложенной песчаниками зоны, весьма сходен. Такое сходство скорее всего обусловлено тем, что аргиллиты и алевролиты, залегающие над «черным» известняком, первоначально были распространены повсеместно, а перед отложением песчаников были местами размыты. Иногда размывом была уничтожена и верхняя часть «черного» известняка.

Авторы правильно предположили русловой генезис песчаников увеличенной мощности – они выполняют *речные эрозионные врезы*.

Таким образом, геологическая интерпретация данных каротажа, проводимая с учетом результатов литологического и палеонтологического изучения поднятых при бурении образцов пород, доставляет обширный и вполне надежный материал для литолого-фациальной характеристики вскрытых скважинами отложений. В тех случаях, когда в ряде скважин обнаружены очень сходные разрезы какого-либо горизонта, каротажная

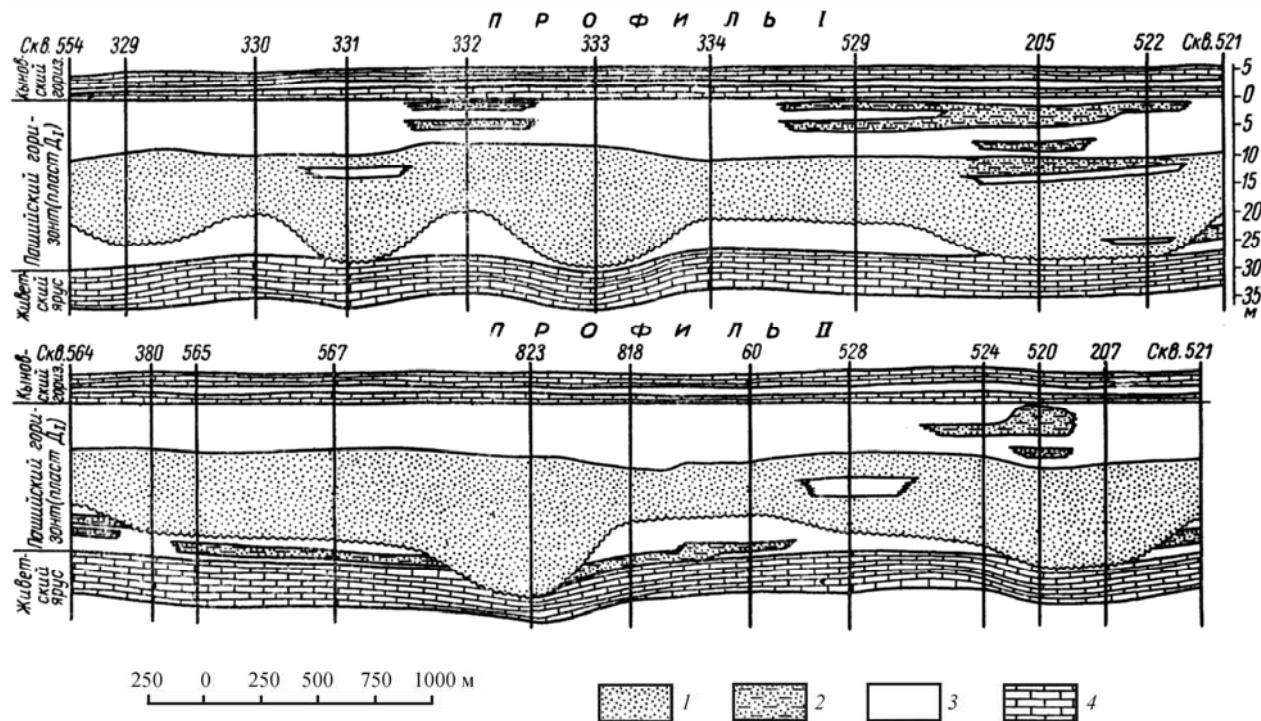


Рис. 3.5. Палеогеологические профили нижнефранских отложений Шкаповской площади [8]:  
 1 – песчаники; 2 – песчаники глинистые; 3 – алевролиты и аргиллиты; 4 – известняки



характеристика которых весьма близка или даже идентична, можно утверждать, что на площади расположения исследованных скважин этот горизонт представлен в одной фации. Небольшие отличия в каротажной характеристике изучаемого горизонта дают основание констатировать начало литофациальных изменений и определить их сущность. Наконец, резкие изменения каротажной характеристики изучаемого горизонта в сравниваемых скважинах свидетельствуют о литофациальной изменчивости отложений, дают возможность определить направление этих изменений и наметить границы литофациальных зон. Конечно, все эти выводы возможны только на базе точной синхронизации отложений в сопоставляемой части разреза [8].

Фация – это сумма многих факторов, а положение объектов, определяемых многими переменными в многомерном пространстве, можно найти, используя статистические методы факторного анализа. Тем самым появляется возможность математически определить в этом пространстве место (скопления, кластеры) аллювиальных, рифовых и других фаций. Для кластерного анализа могут быть использованы результаты каротажа различных видов. Набор каротажных характеристик позволяет отличать осадочные фации друг от друга. Р.Ч. Селли (1989) отмечает, что электрофации, выделенные по каротажу, дают возможность объективно характеризовать и сравнивать между собой осадки без использования субъективно определяемых геологическими методами фаций.

В.С. Муромцевым [34] разработана методика *детальной фациальной интерпретации* отложений по данным каротажа (в основном ПС), особенно успешно используемая в нефтяной литологии. Суть ее заключается в следующем.

Известно, что в терригенных отложениях в зависимости от обстановок седиментации (континентальной или морской) имеет место смена гранулометрического состава пород. Так, для континентальных отложений характерно уменьшение размер-

ности обломочных зерен вверх по разрезу, в то время как для отложений морского генезиса преобладающей является обратная последовательность распределения обломочных зерен. А поскольку литологические свойства пород фиксируются на диаграммах ПС, последние отражают смену палеодинамических режимов среды осадконакопления и могут быть использованы для установления фациальной природы осадков и проведения палеогеографических реконструкций с целью локального прогнозирования песчаных тел-коллекторов и зон их выклинивания.

Изучение естественных обнажений и керна скважин позволило автору установить *седиментологические*, а затем *электрометрические модели* фаций. Последние представляют собой определенной формы аномалии кривой ПС, образованные рядом элементов (знак отклонения кривой ПС, кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии и др.). Каждый такой элемент выполняет ту же функцию, что и первичные признаки при установлении генезиса горной породы по естественным обнажениям и керну скважин. Наиболее характерные для данной фации первичные признаки или их сочетания, нашедшие свое отражение в *осадке, породе* или в *форме кривой ПС*, были выделены как *диагностические признаки*.

Исследования проводились в различных нефтегазоносных бассейнах страны в отложениях, сложенных терригенными осадками различного возраста: бобриковский горизонт Среднего и Нижнего Поволжья, нижний мел Западной Сибири, юрские отложения Мангышлака, формировавшиеся в континентальной, дельтовой и прибрежно-морской обстановках и изученные наиболее детально.

По седиментологическим моделям отложения разных фаций выделялись в кернах скважин, а по каротажу определялись соответствующие им электрометрические характеристики. Наиболее типичные из них принимались в качестве электрометрических моделей фаций. Последние как раз и дают воз-

возможность определять генезис отложений и осуществлять реконструкцию палеогидродинамических обстановок по электрометрическим разрезам скважин без использования каменного материала. Это, в свою очередь, позволяет устанавливать и прослеживать по данным каротажа пространственное размещение фаций, сформированных в различных обстановках седиментации.

Диагностические признаки с точки зрения их значимости для определения фаций подразделяются на определяющие, характеризующие и дополняющие.

*К определяющим диагностическим признакам* отнесены признаки, четко фиксируемые на электрометрических разрезах скважин и достаточно типичные для той или иной фации. Знак отклонения кривой ПС дает возможность производить расчленение электрометрического разреза на положительные и отрицательные аномалии, что соответствует выделению в разрезе отдельных слоев и тел преимущественно песчаного или глинистого состава. Знак отклонения кривой ПС используется главным образом при автоматизированной обработке данных каротажа с помощью компьютера [15].

Для установления фациальной природы осадка и направленности процесса седиментации существенное значение имеет *сочетание* электрометрических моделей фаций *в разрезе*, т.е. использование рядов близких в генетическом отношении фаций. Знание таких рядов позволяет уверенно определять фации, *расположенные между двумя известными*. С помощью этого приема может быть уточнена фациальная природа осадка, электрометрическая модель которого недостаточно четко выражена, а *выше- и нижезалегающие* модели допускают их уверенное определение. Кроме того, это дает возможность определять общую *направленность* процесса осадконакопления (трансгрессивный или регрессивный), а также выявлять *циклическое* строение разреза.

*Характеризующие диагностические признаки.* К этой группе отнесены признаки, характеризующие морфологию и пространственное размещение песчаных тел и глинистых экранов. Выявление морфологических особенностей песчаных и глинистых образований с помощью электрометрических моделей позволяет, с одной стороны, уточнять их генезис, а с другой – прогнозировать развитие коллекторов и экранов на неразбуренных участках.

*Дополняющие диагностические признаки.* Большинство таких признаков не фиксируется на электрометрических моделях фаций. Они могут быть выявлены только при изучении образцов из естественных обнажений и керна скважин. Это – состав пород, органические остатки, процентное содержание песчаных пород, характер слоистости, направление падения косых слоев и другие особенности пород. Знание этих признаков имеет важнейшее значение при установлении фаций и реконструкции палеогеографических обстановок.

Для примера на рис. 3.6 приведены типовые электрометрические модели песчаных тел-коллекторов континентальных фаций, к которым бывают приурочены залежи нефти и газа.

Методика определения фаций по их электрометрическим моделям сводится к следующим операциям.

1. На электрометрических разрезах скважин устанавливаются положительные и отрицательные аномалии, выявляется их сходство с описанными моделями фаций.

2. При наличии сходства анализируются элементы аномалии и соответствующей ей электрометрической модели (кровельная, боковая, подошвенная линии, ширина аномалии).

3. Устанавливается максимальное значение  $\alpha_{\text{ПС}}$ , его местоположение в пределах аномалии, направление уменьшения  $\alpha_{\text{ПС}}$  и сравниваются с аналогичными признаками сходной электрометрической модели.

4. Определяется направленность процесса осадконакопления, изучаются покрывающие аномалии, отмечаются сходные

Золотая	Дюи	III	Дюи	Речных поим (внешняя часть)	II	Речных русел	I	Обстановка осадкообразования	Комплекс фаций	Индекс группы фаций	Группа фаций	Формализованная электрометрическая модель группы фаций	Индекс фаций	Фация	Знак отклонения кривой $\alpha_{ПС}$	Максимальное значение $\alpha_{ПС}$	Реальная электрометрическая модель фаций	Характер элементов электрометрической модели фации			
																		Кровельная линия	Боковая линия	Подовальная линия	Ширина аномалии $\alpha_{ПС}$ м
0.5		6	Дюи (поперечных изометрических и продольных)	—	≤ 0,6		Наклонная прямая или волнистая	Вертикальная прямая	То же	Единицы и десятки											
5		5	Песков разливов	—	0,5-0,4		То же	То же	То же	То же											
4		4	Береговых валов	—	0,6-0,5		Наклонная прямая, зубчатая или рассеченная	Отсутствует	То же	Единицы											
3		3	Русловых отmelей фьркивающих рек (горного типа) и временных потоков	—	1,0-0,6		Горизонтальная прямая	Вертикальная рассеченная или зубчатая	То же	Единицы и десятки											
2		2	Русловых отmelей равнинных меандрирующих рек	—	1,0-0,8		Наклонная прямая, волнистая или зубчатая	Вертикальная волнистая	То же	Десятки											
1		1	Русловых отmelей спрямленных рек	—	1,0-0,8		Горизонтальная прямая	Вертикальная волнистая	Горизонтальная прямая	Единицы и десятки											

Рис. 3.6. Электрометрические модели песчаных тел-коллекторов континентальных фаций (определяющая группа признаков) [34]

по форме кривой электрометрические модели фаций. Рассматриваются отличительные признаки сходных между собой электрометрических моделей разных фаций.

5. Выявляется генезис покрывающих и подстилающих фаций. Устанавливаются генетические ряды фаций, цикличность процесса седиментации.

Определяющие диагностические признаки представляют собой, по существу, характеристику электрометрических моделей фаций. Характеризующие и дополняющие диагностические признаки отражают геологическую сущность фаций.

Необходимо добавить, что кроме метода собственных потенциалов (ПС) данные об изменении литологического состава пород можно получить с помощью метода естественной гамма-активности (ГК). Поскольку оба метода дают сходную информацию, кривые ГК могут использоваться в тех случаях, когда появляется необходимость более точного определения коллекторских свойств пород, уточнения границ и мощности пластов коллекторов (при подсчете запасов нефти и газа), особенно в тех случаях, когда в разрезе известны слои, не обладающие коллекторскими свойствами (песчаники и алевролиты с преобладанием карбонатного или силикатного цемента), но характеризующиеся отрицательными отклонениями кривой ПС (Дахнов, Вендельштейн, Резванов и др., 1979). Гамма-каротаж позволяет также уточнять и коррелировать характер изменения литологического состава пород, устанавливаемого по кривой ПС для определения фациальной природы осадка. Наконец, этот метод дает возможность самостоятельно получать данные о литологическом составе пород в обсаженных стволах скважин при бурении на соленом буровом растворе или с применением нефтяных эмульсий, т.е. в тех случаях, когда метод ПС вообще не может быть использован.

Электрометрические модели фаций дают в руки исследователей возможность широкого использования данных каротажа для создания детальных палеогеографических реконструкций, являющихся основой выявления и локального прогнозирования песчаных тел-коллекторов, с которыми могут быть связаны как антиклинальные, так и ЛСК-ловушки нефти и газа. Ограниченное количество кернового материала необходимо использовать, по мнению автора, только для коррекции полученных зависимостей между литофизическими свойства-

ми горных пород и кривых ПС в начальные этапы исследований.

Доступность каротажного материала, простота его обработки, непрерывность получаемой информации по разрезу скважин, ограниченное число используемых параметров – все это позволяет широко применять эти методы в лабораториях и геологических отделах производственных организаций, ведущих непосредственный поиск ловушек литологического типа. Получение необходимых исходных параметров и их обобщение в виде серии итоговых карт, в частности, карт прогноза, могут осуществляться непосредственно в процессе бурения скважин и использоваться для более эффективного последующего бурения. Такая высокая оперативность достигается широким использованием электрокаротажных кривых и их последующей математической обработкой, а также автоматизацией процессов снятия и обобщения данных с помощью ЭВМ.

Хотя данная методика разработана В.С. Муромцевым для прогнозирования неантиклинальных (*структурно-литологических* и *литологических*) ловушек, она может быть с успехом применена и для поиска *антиклинальных* ловушек, так как позволяет оценивать по данным каротажа коллекторские и экраннующие свойства пород, а также гипсометрическое положение кровли пласта в пределах изучаемой площади, т.е. дает все необходимые данные и для оценки ловушек антиклинального типа.

В заключение автор отмечает, что решение ряда новых теоретических и методических положений, связанных с использованием электрометрического метода исследования скважин, дает возможность получить целый комплекс ранее недоступной геологической информации о составе, строении, фациальной природе, палеогеографии и коллекторских свойствах терригенных отложений в аллювиальной, дельтовой и прибрежно-морской обстановках осадконакопления.

## **Контрольные вопросы**

1. Каково значение литологических данных, устанавливаемых по каротажу скважин, для корреляции разнофациальных отложений?

2. Покажите, как по данным ГИС можно установить литолого-фациальную изменчивость отложений и выяснить происхождение песчаных тел?

3. Что еще, кроме литологического состава, отражают каротажные диаграммы?

4. В чем заключается сущность разработанной В.С. Муромцевым методики определения фаций по электрокаротажу скважин?

5. Какие диагностические признаки отложений фиксируются с помощью электрометрических моделей фаций?

6. Что отражают форма аномалий кривой ПС и ее элементы?

7. Какое значение имеет использование сочетания электрометрических моделей фаций в разрезе?

8. Что можно получить с помощью характеризующих диагностических признаков?

9. Какова методика определения фаций по их электрометрическим моделям?

10. В каких случаях следует использовать метод естественной гамма-активности (ГК)?



## Глава 4

### ЦИКЛИЧНОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ ТОЛЩ И ЕЕ ИЗУЧЕНИЕ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДОВ ГИС

Теоретические и методические вопросы, связанные с изучением цикличности осадочных толщ, подробно изложены в работе Л.Н. Ботвинкиной и В.П. Алексеева [2]. Цикличность как таковая впервые была выделена Дж. Ньюберри (1872) в одной из угленосных толщ в США. В нашей стране цикличность начала изучаться вначале также в угленосных отложениях, где она была видна наиболее отчетливо. Причем изучались эти отложения (что весьма существенно) по единой (или сходной) методике, в основе которой лежит *фациальный анализ*. В настоящее время на основании многочисленных материалов можно заключить, что *цикличность седиментации* – явление всеобщее, присущее разнообразным отложениям различного генезиса, формируемым различными процессами. Оно «широко исследуется с различных позиций и различными способами. Тем самым интенсивно реализуется образное высказывание Ю.А. Жемчужникова, еще в 1944 г. призвавшего геологов мыслить циклами» [1]. В зависимости от различных причин образуются *седиментационные циклы* разного характера, масштаба и порядка.

Вместе с тем в терминологии, связанной с характеристиками повторяемости слоев разреза, до сих пор нет единства. Прежде всего это относится к терминам «цикл» (греч. *kyklos* – колесо, лат. *circle* – круг, движение по кругу) и «ритм» (греч. *rhythmos* – равномерное чередование чего-либо) и к их производным, обозначающим явления – «цикличность» и «ритмичность». Но как показал еще Ю.А. Жемчужников (1955), эти понятия в чем-то близкие, но неодинаковые. Понятие «цикл» следует сравнивать не с замкнутым процессом, а с витком спирали, отражающим общую эволюцию процесса, который может быть и неравномерным.

Поскольку термин «цикл» у многих геологов долгое время определял одновременно и сам *процесс*, и его *результат* (комплекс пород), на что еще в 1936 г. обратили внимание американские геологи, то для обозначения цикла, как элемента разреза, были предложены десятки различных терминов, из которых наиболее употребительными стали «циклит» (С.Л. Афанасьев, 1974) и «литоцикл» (Л.Н. Ботвинкина, 1978). При дальнейшем изложении материала мы будем использовать оба термина как совершенно равноправные.

Для равномерного, тонкого чередования двух-трех разновидностей пород целесообразно употребление термина «литоритм», не смешивая его с породным понятием «ритм» [1].

Прежде чем перейти к рассмотрению методики применения каротажа скважин для циклического анализа терригенных отложений, остановимся на общих вопросах цикличности осадочных толщ.

#### **4.1. Состав, строение и методика выделения литоциклов**

*Элементы седиментационного литоцикла.* Полным седиментационным циклито́м (ЦЛ) или литоциклом (ЛЦ), называется полифациальный комплекс отложений, генетически связанных направленностью изменения их признаков сначала в одном, а затем в противоположном направлении. Соответственно, под седиментационной цикличностью понимается закономерное чередование в разрезе осадочной толщи отдельных комплексов – литоциклов, состоящих, в свою очередь, из закономерно чередующихся фаций.

Полный цикл седиментации состоит из двух основных частей – *регрессивной* и *трансгрессивной*. В регрессивном ряду смена фаций происходит в направлении от морских (или вообще бассейновых, водных) условий осадконакопления до все более прибрежных, наземных. В трансгрессивной части цикла наблюдается обратная последовательность фаций: от наземных

или прибрежных до все более мористых (или все большей обводненности).

Однако зачастую переходы между этими двумя основными частями бывают как бы растянуты во времени, что связано с медленным изменением факторов, обуславливающих смену фаций (например, в связи с затуханием поднятий и появлением относительной стабилизации тектонического движения перед началом опускания). Это сказывается в появлении средних, *нейтральных*, частей циклов (Л.Н. Ботвинкина, 1953). В нейтральных частях ЛЦ диапазон изменения фаций чаще небольшой, они как бы колеблются около какого-то уровня без отчетливо выраженной тенденции к изменению. Между тем гранулометрический состав нейтральных частей ЛЦ может сильно колебаться, особенно при формировании в наземных условиях, в частности, в связи с наличием аллювиальных отложений [2].

Для циклически построенной толщи характерны *относительная повторяемость* литоциклов, и их *направленное изменение*. Проиллюстрируем это на конкретном разрезе из угленосной толщи среднего карбона Донецкого бассейна (рис. 4.1).

Справа от литологической колонки приведена колонка фациального состава отложений, на которой видно, что лежащие внизу глинистые морские отложения сменяются песчаниками зоны морских течений. На смену им приходят осадки прибрежной зоны волнений сначала открытого моря, затем – лагун и заливов и, наконец, отложения болот, почва угольного пласта с корневыми остатками и сам угольный пласт, выше которого мы видим аргиллиты с фауной открытого моря. Следовательно, налицо последовательное направленное изменение обстановки отложений от условий открытого моря до наземных, а затем снова до морских. Это отражено кривой, помещенной справа от колонки фаций. При этом у нижнего ЛЦ наиболее развита нижняя, регрессивная часть, у верхнего,

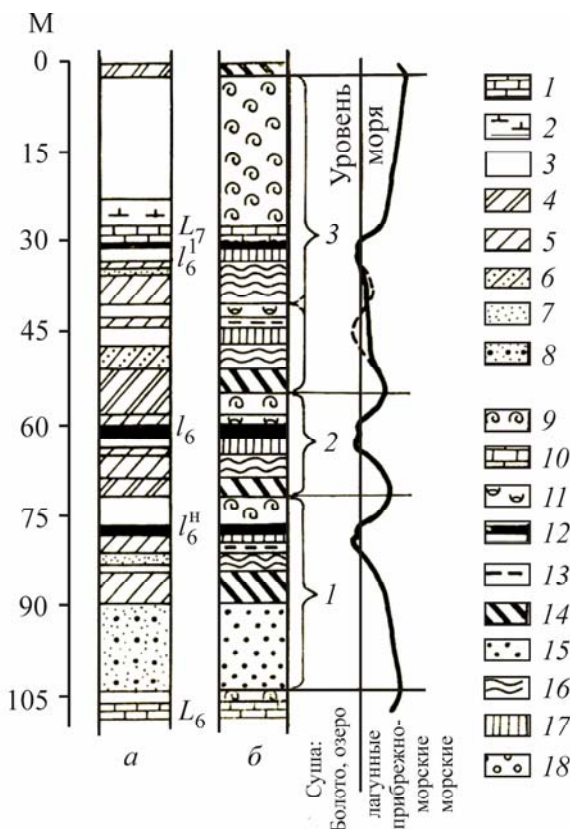


Рис. 4.1. Циклическое строение небольшой части угленосной толщи Донбасса (по Л.Н. Ботвинкиной): колонка (а) (породы): 1 – известняк; 2 – известковый аргиллит; 3 – аргиллит; 4 – переслаивание аргиллитов и алевролитов; 5 – алевролиты; 6 – чередование тонких слоев песчаника и алевролита; 7 – песчаник мелкозернистый; 8 – песчаник среднезернистый; колонка (б) (отложения разного происхождения): 9 – морские глинистые; 10 – морские известковистые; 11 – лагунные глинисто-алевритовые; 12 – торфяного болота; 13 – озерные; 14 – морские алевритовые зоны волнений; 15 – морские песчаные зоны течений; 16 – лагунные алевритово-песчаные зоны волнений; 17 – болотные; 18 – речные русловые; 1, 2, 3 – циклы осадконакопления;  $l_6^H$ ,  $l_6$ ,  $l_6^1$  – угольные пласты;  $L_6$ ,  $L_7$  – пласты известняка; справа – кривая цикличности

наоборот, морская, трансгрессивная. Средний ЛЦ имеет довольно симметричное строение, а осадконакопление в наземных условиях в этом ЛЦ было наиболее длительным (так как в его составе везде прослеживаются наиболее мощные болотные образования, в том числе угольный пласт). Следовательно, эти три литоцикла, в свою очередь, образуют литоцикл, но уже более крупного порядка, что отражено второй, обобщающей кривой. Этот ЛЦ имеет те же части, что и ЛЦ 1-го порядка (регрессивную, нейтральную и трансгрессивную), но представлены они уже не фациями, а ЛЦ 1-го порядка соответствующего типа. Литоциклы имеют обычно обе части – и регрессивную, и трансгрессивную, но с преобладанием то одной, то другой. С циклами нейтрального типа связано, как правило, максимальное угленакопление [2].

Таким образом, несмотря на различие не только состава пород, но и обстановок формирования отложений, их изменение подчиняется единой, общей направленности, прослеживаемой на достаточно большом расстоянии. Это позволяет не только *расчленять* разрезы, но и *сопоставлять* их между собой на основе прослеживания литоциклов с учетом особенностей каждого из них.

**Типизация литоциклов.** Различать ЛЦ можно по мощности (мощный и маломощный), по сложности строения (простые или усложненные), по содержанию угля (угольный и безугольный), по месту в ЛЦ высших порядков.

Все указанные элементы характеристики ЛЦ всегда должны отмечаться при описании того или иного ЛЦ. Однако основная типизация, определяющая *название* литоцикла, принимается по *фациальным условиям*, с которых начинал и заканчивал свое формирование данный литоцикл [13]. Так, например, если начало ЛЦ представлено отложениями лагунного побережья, а самая верхняя, надугольная часть – морскими, глинистыми породами, то ЛЦ получает название «лагунно-морской» (рис. 4.2, а).

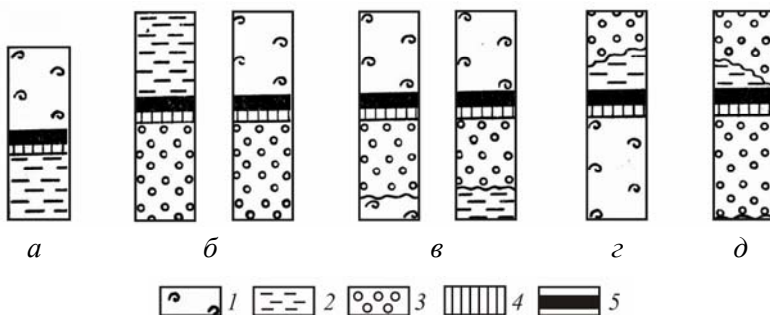


Рис. 4.2. Типы литоциклов [13]: 1 – морские отложения; 2 – отложения переходной группы (лагунные); 3 – аллювиальные отложения; 4 – болотные отложения; 5 – торфяное болото (угольный пласт)

Для названия литоциклов часто используются не фации, а группы фаций: *морская, лагунная, болотная и аллювиальная*. Термин «лагунные фации» в данном случае заменяет слово «переходные», так как при сложном строении ЛЦ последнее становится неудачным, поскольку слово «переходный» понимается не как название группы фаций, а как уточнение смежного с ним слова. Например, «лагунно-морской литоцикл», замененный термином «переходно-морской», воспринимается как ЛЦ, сформировавшийся целиком в переходной морской обстановке. Поэтому термин «лагунный» следует трактовать в смысле обстановки весьма широко, т.е. как включающий в себя не только собственно лагунные фации, но и фации аванделът, баров, кос, приморских озер и т.д.

По указанному выше принципу ЛЦ, у которого подугольная часть представлена только речными отложениями («урезанный» ЛЦ), точно определен быть не может, так как отложения, отвечающие началу регрессивной части, уничтожены последующей эрозией и заменены аллювием, и его название – «аллювиально-лагунный», «аллювиально-морской» и т.д. – является условным, поскольку отражает обстановку не самого начала его формирования (рис. 4.2, б).

При наличии аллювиальных отложений в ЛЦ вообще и частичном уничтожении размывом регрессивной морской (или лагунной) части ЛЦ следует к названиям фаций начала и конца добавлять указание на это. Такие ЛЦ будут называться «ЛЦ морской с аллювием в подугольной части, «ЛЦ лагунно-морской с аллювием в подугольной части» и т.д. (рис. 4.2, *в*), в отличие от иных ЛЦ, представленных в основном бассейновыми фациями, а из континентальных – включающих лишь отложения болот.

Тип ЛЦ, у которого надугольная часть полностью или частично уничтожена речным размывом, также не может быть точно определен. Называть такой ЛЦ следует так же, как и полные ЛЦ, но с оговоркой о размыве, например: «ЛЦ морско-лагунный с размытой надугольной частью» (рис. 4.2, *з*).

В случаях еще более сложных, когда ЛЦ не поддается типизации (например, с размывами в верхней и в нижней частях – рис. 4.2, *д*), в описании указывается его конкретное строение и высказывается предположение о возможности отнесения его к тому или иному типу по данным, полученным в соседних районах.

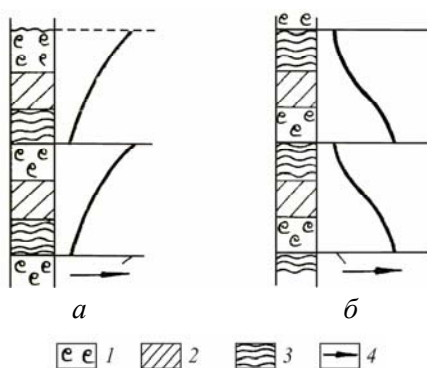


Рис. 4.3. Гемициклы (полуциклы) [2]: *а* – трансгрессивного типа; *б* – регрессивного типа; фации: 1 – морские; 2 – прибрежно-морские; 3 – лагунные; 4 – изменение глубин седиментации. Кривые справа отражают смену фаций с течением времени

При резком изменении фациальных условий возникают литоциклы, связанные с преобладанием какой-либо одной линии развития, когда наблюдается резкий возврат к условиям, существовавшим в начале цикла. Они могут быть названы *полуциклами* или *гемициклами*. Границы их, как правило, резкие, так как они отмечают скачок в ходе седиментации (рис. 4.3).

**Выделение литоциклов в разрезе.** Изучение цикличности осадочных толщ производится для расчленения и корреляции разрезов и для определения генезиса отложений. При этом в любом циклическом анализе прежде всего важна *методика* выделения литоциклов, которые исследуются литологически и фациально как в целом, так и по элементам, поскольку выделение ЛЦ является не самоцелью, а *средством* генетического анализа.

Наиболее разработана и широко применяется в настоящее время методика *фациально-циклического анализа* геологов-угольщиков школы Ю.А. Жемчужникова, изложенная в руководствах и приложениях к конкретным формациям [2, 13, 35 и др.]. Сущность ее заключается в детальном изучении разрезов горных пород по естественным обнажениям и по керну скважин, составлении литологических колонок по изученным разрезам, определении фаций и литоциклов *в первом приближении*, составлении районных и межрайонных фациальных профилей по отдельным свитам и литоциклам и, наконец, построении палеогеографических карт.

Поскольку в этой методике изучение цикличности и фациальный анализ находятся в непрерывной связи, углубляя и подкрепляя друг друга, то она выгодно отличается как от простого фациального анализа, так и от механического или гранулометрического «циклирования», не подкрепляемого фациальной характеристикой. Как было сказано в одной из работ Ю.А. Жемчужникова (1947), «цикличность без углубленного фациального анализа – лишь формальный, механический прием. Анализ фаций без цикличности – как вышивка без канвы – ли-



шен направляющего стержня» [13]. Вообще «работы геологов-угольщиков по интерпретации условий формирования угленосных толщ ряда регионов страны следует признать эталонными, а выработанные ими методические приемы исследований – базовыми для развития наших исторических познаний» [1].

Спорным является вопрос, что считать началом ЛЦ. Пока практически он решается в зависимости от общего характера толщи и от вкусов исследователя. Однако, как указывается в работах [2, 13], за начало ЛЦ правильное и целесообразнее принимать начало *регрессивного ряда фаций* (по крайней мере, для терригенных отложений). В этом случае верхняя граница циклита проводится по максимуму трансгрессии. Весомым аргументом в пользу того, чтобы принимать за начало ЛЦ начало регрессии, является то, что накопление аллювия приурочено к регрессивной фазе цикла, а закрепление его в разрезе происходит уже в трансгрессивную фазу. А поскольку смена отложений трансгрессивного ряда отложениями ряда регрессивного связана с усилением динамики среды осадконакопления (что выражается, например, сменой тонкозернистых песчаников более крупнозернистыми, или морских глинистых осадков песчаными), то это отчетливо фиксируется как в образцах керна скважин, так и на диаграммах ГИС, в частности по максимуму глинистости.

Вместе с тем совершенно «железным» должно быть правило: для всех разрезов одного и того же региона должен быть один принцип определения границы цикла, и геолог должен придерживаться его во всех случаях. Нарушение этого принципа ведет к несопоставимости разрезов конкретной осадочной толщи. Если же ЛЦ неполный и представлен какой-то одной частью, а вторая отсутствует (например, гемицикл), то этот вопрос отпадает, так как совпадение границ ЛЦ будет независимо от того, к какому типу – регрессивному или трансгрессивному – относятся эти полуциклы. Места таких «совмещений» являются несомненными границами ЛЦ (см. рис. 4.3).

Важно отметить, что окончательное проведение границ отдельных литоциклов должно неоднократно проверяться в ходе исследования отложений, проходя через все его этапы – от полевых работ до камеральной обработки материалов, вплоть до составления палеогеографических карт.

Что касается использования данных ГИС при выделении ЛЦ и выяснения их строения, то, проводя интерпретацию выделенных слоев, следует иметь в виду, что каротажная диаграмма отражает не только состав пород, но и *контакты* отложений разных фаций. Следовательно, она может помочь уточнению *границ* раздела фаций, а значит, и *строения циклов*. Более того, в отдельных случаях данные ГИС могут помочь и уточнению фациального состава пород. Допустим, песчаник с недостаточно четко выраженными генетическими признаками первоначально был отнесен к русловому аллювию. Однако отсутствие аномалии на кривой ПС на нижнем контакте слоя поставило под сомнение его аллювиальный генезис. Сопоставление же с другими разрезами подтвердило его авандельтовое происхождение.

Выделение ЛЦ различного ранга может успешно осуществляться на основе *электрометрического метода* исследования разрезов скважин, разработанного В.С. Муромцевым (см. гл. 3, разд. 3.2), путем использования различных видов каротажа и в первую очередь кривых ПС. Работа проводится в следующем порядке.

После сбора каротажного материала, ознакомления с электрометрическим разрезом изучаемого района, проведения коррекции зависимостей между электрометрическими характеристиками и литофизическими свойствами пород, установления принадлежности изучаемого участка электрометрического разреза к стратиграфическому интервалу (ярусу, свите, продуктивному пласту) местной, а если возможно и региональной стратиграфической схемы, с учетом имеющихся материалов по изучению фауны, флоры, обосновывающих возраст пород,

а также обобщения данных о геологическом строении изучаемого района и его нефтегазоносности, производится выделение ритмов в *электрометрическом разрезе* скважины (сохраняется авторская терминология). Оно заключается в выявлении и анализе по различным видам каротажа (главным образом ПС) аномалий кривых, определении их формы, последовательности смены по разрезу, закономерности расположения в разрезе однотипных аномалий и характера их ритмического чередования. На электрометрических разрезах скважин выделяются ритмы, определяются их типы, измеряются мощности. Путем сопоставления выделенных ритмов с их электрометрическими моделями устанавливают их генезис. Выясняются индивидуальные особенности ритмов. Ритмы, обладающие хорошо заметными особенностями строения и имеющие развитие в пределах всей исследуемой территории, принимаются за маркирующие. После этого осуществляется детальная ступенчатая корреляция ритмов.

**Корреляция литоциклов.** Сравнение пород только по их литологическому составу (а для терригенных отложений – по гранулометрическим типам) возможно лишь как первоначальный вариант, особенно при изменчивости отложений и (или) редкой сети наблюдений. Дело в том, что синхронные горизонты оказываются представленными не только разными породами, но и разными фациями. Значительно более точным в этом отношении оказывается сопоставление *литоциклов*.

Из принятого определения цикличности (см. выше) вытекает, что понятие цикла неотделимо от понятия фации. При этом для седиментационного цикла существенным признаком является выдержанность на площади определенной направленности в изменении фациального характера слагающих его пород. Подчеркнем, что сами фации изменяются на большем или меньшем расстоянии, переходят одна в другую, но *направленность* их изменений остается. Это и превращает литоциклы в *стратиграфические единицы* мелкого масштаба, которые

можно прослеживать и сопоставлять на больших расстояниях (десятки и даже сотни километров), поскольку они представлены не одним слоем (например, известняком или пластом угля, часто выклинивающимися), а комплексом закономерно связанных слоев, обычно более выдержанным на площади, чем отдельные слои.

Фациальное разнообразие седиментационных циклов и наличие в них индивидуальных черт позволяет выделять в разрезе *маркирующие* или *опорные* ЛЦ, которые наиболее отчетливо прослеживаются от пункта к пункту на исследуемой площади. Чередование ЛЦ в разрезе не случайно, а подчиняется определенной, также периодической, закономерности, что позволяет выделять ЛЦ следующих, высших порядков (рангов). Последние являются седиментационными единицами, выдерживающимися на еще больших площадях.

Все это дает возможность широко использовать литоциклы как самостоятельные стратиграфические единицы разрезов, что важно как в научном, так и, особенно, в практическом отношении. На рис. 4.4 показан пример корреляции разрезов по литоциклам.

Слева, в колонке А, наблюдается аллювиально-лагунный ЛЦ с угольным пластом в нейтральной части. В колонке Б – дельтово-морской, имеющий в нейтральной части отложения болот, завершающих регрессивную часть ЛЦ. Справа, в колонке В – ЛЦ, сформировавшийся целиком в морской обстановке. И, несмотря на почти полное различие не только в породах, но и в фациях, эти три разреза легко сопоставляются, так как по вертикали в каждом из них видна одна и та же направленность изменения фаций – сначала регрессивная, затем трансгрессивная. Видно выклинивание отложений зоны волнений от пункта В к пункту А, а болотных и озерных отложений в обратном направлении. В трансгрессивной части ЛЦ слева направо лагунные отложения сменяются морскими глинистыми и затем отложениями открытого моря, представленными известняком.

При рассмотрении переходов на площади обнаруживается переход речных отложений в дельтовые, а последних – в песчаники морских течений.

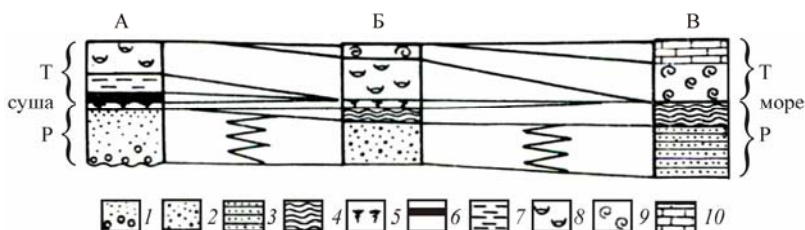


Рис. 4.4. Сопоставление литоциклов, различных по фациальному составу в разных пунктах наблюдений [2]: А – частично на суше; Б – переходная обстановка; В – условия открытого моря; песчано-алевритовые отложения: 1 – аллювиальные; 2 – подводной части дельты; 3 – морские, зоны течений; 4 – морские, зоны волнений; 5 – почвенные образования со следами корней растений; 6 – отложения торфяного болота (угольный пласт); алевритово-глинистые отложения: 7 – озерные; 8 – лагун; 9 – морские; 10 – карбонатные морские отложения (известняк)

При составлении и корреляции разрезов в циклически построенных толщах надо иметь в виду, что границы литоциклов как стратиграфических единиц, выделяемых по направленности изменения фаций, далеко не всегда совпадают со стратиграфическими интервалами, выделяемыми, в общем, по сходству пород и их признаков, особенно остатков фауны.

Установление фациальной принадлежности тех или иных пород по их первичным диагностическим признакам и, следовательно, надежное выделение литоциклов первого порядка (элементарных ЛЦ) нередко вызывает затруднение из-за малого количества кернового материала, так как по отдельному образцу, оставшемуся при сокращении керна, трудно или даже невозможно судить о фациальной природе данного слоя

в целом из-за выпадения ряда важных диагностических признаков.

Кроме того, опыт построения районных фациальных профилей показывает, что элементарные ЛЦ редко удастся проследить на значительных расстояниях в связи с быстрой изменчивостью составляющих их фаций. Они обычно выделяются в вертикальных разрезах на более близких расстояниях – в пределах *участка, месторождения* с использованием очень густой сети буровых скважин и с обязательным привлечением каротажного материала по ним. Правильность этого выделения должна контролироваться изучением поведения ЛЦ и их границ по профилям на возможно большей площади и в первую очередь с использованием *маркирующих* ЛЦ, к которым относятся ЛЦ с наиболее выдержанным фациальным составом, мощностью и строением. После увязки маркирующих ЛЦ сопоставляются и увязываются промежуточные ЛЦ, причем используются все возможности для проверки правильности их увязки (хотя бы в отдельных интервалах) в направлениях, перпендикулярных к основному профилю.

Значительно легче выделяются и коррелируются группы литоциклов, т.е. литоциклы более высокого ранга – *мезоциклиты* (МЦЛ) (по терминологии Ю.Н. Карогодина – *регоциклиты* [18]).

Поэтому первым этапом работы по *районной* корреляции разрезов является сопоставление их по мезоциклитам. Вначале сопоставляются фациальные колонки скважин по наиболее длинным и детально изученным профилям, а затем по поперечным профилям, включающим фациальные колонки по тем же скважинам и ряд дополнительных, расположенных на участках между основными профилями. Такая *взаимокорреляция* разрезов позволяет обнаружить неувязки, которые вызывают необходимость пересмотра границ мезоциклитов и внесения соответствующих коррективов в сопоставляемые фациальные профили. Последние отличаются от обычных геологических

профилей не только тем, что здесь «снята» последующая тектоника и они максимально приближены к условиям, существовавшим при седиментации, но и тем, что от пункта к пункту прослеживаются изменения не *пород*, а *фаций*.

Для максимального приближения к тому соотношению отложений, которое существовало на стадии седиментации, за горизонтальную линию условно принимается какой-либо слой, занимавший во время своего формирования наиболее горизонтальное положение и вместе с тем имеющий наибольшую протяженность. Это может быть пласт угля (так как торфяник, из которого он образовался, обычно развивается на выровненной поверхности, по уровню близкой к нулевой линии бассейна), или известняк, образованный на плоском выровненном морском дне, и т.д. Обычно пласт, принятый за нулевую линию, принадлежит опорному, маркирующему ЛЦ. Затем все колонки «привязываются» к этому уровню, от условной горизонтальной линии откладываются вниз нормальные мощности слоев каждого вертикального разреза. При этом все лежащие ниже по разрезу пласты занимают приблизительно то положение, которое они имели в момент формирования пласта, принятого нами за исходный горизонтальный уровень. Если выше последнего нет маркирующего горизонта, то от этой условной линии разрез продолжается не только вниз, но и вверх; при этом верхние слои занимают положение, заведомо несколько искаженное по сравнению с первоначальными условиями седиментации.

При построении профилей для колонок обычно принимают более мелкий вертикальный масштаб (1:500, 1:1000) по сравнению с исходными полевыми описаниями. Горизонтальный же выбирается с таким расчетом, чтобы разница между обоими масштабами по возможности была наименьшей.

Сравнение ЛЦ на площади помогает понять изменчивость их фациального строения по латерали в разных направлениях. Таким образом, не только фациальный анализ позволяет вы-

явить цикличность, но и последняя, в свою очередь, способствует уточнению фациальных переходов.

Второй этап работы, заключающийся в сопоставлении элементарных ЛЦ *внутри мезоциклов*, осуществляется в том же порядке – с взаимокорреляцией по различным направлениям. В результате произведенных сопоставлений уточняются границы отдельных элементарных ЛЦ.

В конце второго этапа корреляции разрезов по литоциклам намечаются границы ЛЦ не только элементарных, но и более высоких порядков. Для каждого района выявляется наиболее типичный для него фациальный разрез и его циклическое строение.

Завершающий этап – *межрайонное* сопоставление разрезов на больших расстояниях (десятки и сотни километров). В зависимости от фактического материала, при выдержанности фаций и литоциклов, можно строить фациальные профили и сопоставлять разрезы, как и на втором этапе. Но чаще здесь сопоставляются сначала выделенные ранее ЛЦ более крупного порядка (мезо- и макроциклиты), а затем анализируется изменение или выдержанность подчиненных им ЛЦ низших порядков. Особая необходимость этого возникает, когда общая мощность изучаемой толщи сильно варьирует в связи с расщеплением литоциклов либо из-за неоднократных размывов – континентальных или морских, а иногда и в случаях чрезвычайно большой пестроты фаций и сильной их изменчивости в пределах даже нескольких сотен метров. Наконец, это приходится делать при сопоставлении цикличности в разрезах толщ, сформировавшихся в разных тектонических структурах. Последний вариант требует дополнительной разработки методики исследования [2].

Нелегкая задача корреляции отложений зачастую осложняется в результате широкого развития *речных эрозионных врезов*, уничтоживших ранее отложенные осадки, а также таких явлений, как *расщепление* литоциклов. Это затрудняет сопос-



тавление разрезов, особенно элементарных циклитов, а иногда возникают трудности даже при прослеживании мезоциклитов.

Рассмотрим наиболее трудный случай, когда в сопоставляемых разрезах отдельные литоциклы частично или даже полностью уничтожены эрозионными размывами, а представлявшие эти литоциклы отложения замещены более поздними осадками аллювиального генезиса.

***Корреляция литоциклов, вмещающих аллювий.*** Аллювий (речные отложения) относится к числу наиболее изученных и широко развитых генетических типов отложений. Его выделение в разрезе, знание общих и специфических закономерностей формирования позволяет более правильно интерпретировать разрез, а следовательно, увязывать литоциклы и принадлежащие им пласты горючих полезных ископаемых, в особенности песчаные тела – коллекторы нефти и газа.

Строение аллювиальной толщи бывает одноярусным или многоярусным, в зависимости от времени формирования и степени миграции речного русла. Появление в разрезе толщи аллювиальных песчаников обычно сопровождается увеличением мощности регрессивной части литоцикла, что особенно резко проявляется в случаях, когда два или несколько подобных соседних литоцикла обнаруживают тенденцию к слиянию и толщина приобретает многоярусное строение (рис. 4.5).

Многоярусность может быть объяснена боковым смещением руслового потока в обстановке тектонического погружения, прорывом русла по старому направлению или наложением аллювия одной речной системы на аллювий другой, существовавшей ранее. Необходимо подчеркнуть, что каждая линза аллювиальных песчаников, вырисовывающаяся на профиле при прослеживании их по скважинам, представляет собой не разрез единичного русла, а разрез речной долины, по которой русло неоднократно блуждало. В ископаемом состоянии аллювий может быть представлен как *единичной* палеодолиной, так и *слившимися* речными палеодолинами, а также в виде *сплош-*

ной песчаной толщи с малоизменяющейся мощностью. Решить вопрос в ту или иную сторону помогает выяснение *формы* залегания аллювия в плане и прослеживание его *по разрезу* в продольном и поперечном сечениях. Поэтому отсутствие линзовидной формы залегания песчаников в разрезе и линейной вытянутости в плане еще далеко не является аргументом против их аллювиальной природы.

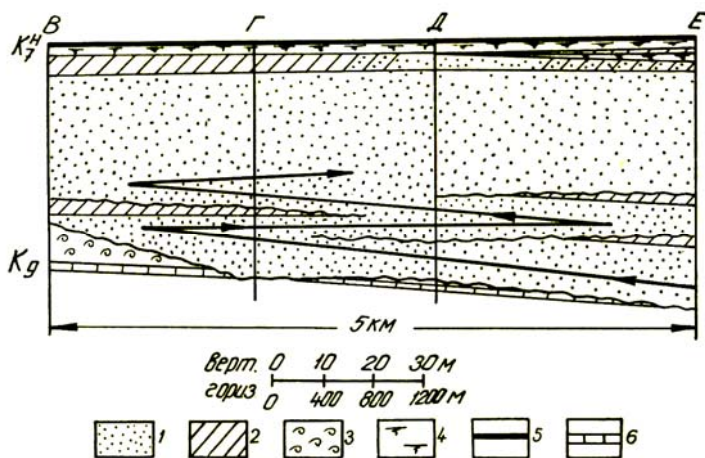


Рис. 4.5. Сложное многоярусное строение аллювиальной толщи, образованное миграцией речного русла. Донбасс, свита  $C_2^5$  [2]: отложения: 1 – песчаные русловые, 2 – алевритовые пойменные, 3 – глинистые морские; 4 – образования подпочв; 5 – угольный пласт  $K_7^H$ ; 6 – известняк  $K_9$ . Стрелками показано направление миграции русла; В–Е – пункты наблюдений

В результате развития речных долин и формирования аллювия уничтожению подвергаются прежде всего отложения, завершающие морскую серию в регрессивном ряду фаций и предшествовавшие осушению в результате размыва их рекой того же цикла.

Во вторую очередь размываются отложения, завершающие трансгрессивную часть ЛЦ в случае наложения аллювия за

счет речной деятельности в последующем цикле. При очень активной деятельности древних рек и относительно небольшой мощности предшествовавшего ЛЦ возможно уничтожение не только его части, но и всего целиком, а иногда и более – двух-трех ЛЦ, как это видно на рис. 4.6.

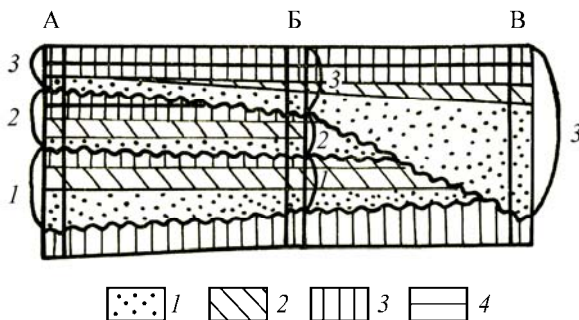


Рис. 4.6. Срезание циклов 1 и 2 размывом, предшествовавшим накоплению аллювия в цикле 3. Отложения циклов 1 и 2, в свою очередь, ложатся с размывом на подстилающие [2]; отложения: 1 – русловые, 2 – пойменные, 3 – болотные; 4 – торфяного болота (угольный пласт)

Следует подчеркнуть исключительную важность фиксации на палеогеологических разрезах положения границ внутренних размывов и точное соответствие их отдельным циклам седиментации, выделяющимся по соседним разрезам, где аллювиальные отложения отсутствуют. Это позволяет не только выделять в разрезах прослеживаемые литоциклы, но и определять «место» уничтоженных последующим размывом пластов угля или известняка.

Пример такого прослеживания нескольких ЛЦ с аллювием в основании приведен на рис. 4.7. Литоциклы обозначены индексами тех угольных пластов, которые они содержат. Расстояние между крайними скважинами около 6 км. В нижнем ЛЦ низы регрессивной части представлены лагунными отложениями только в скв. Д, в остальных пунктах они уничтожены последующим размывом в основании аллювиальной толщи.

Исчезновение из разреза пластов угля становится понятным, если на их месте мы видим аллювиальные отложения. При этом, анализируя такой разрез, можно сказать, есть ли основания для того, чтобы обнаружить эти угольные пласты в другом месте, или же возможность этого маловероятна.

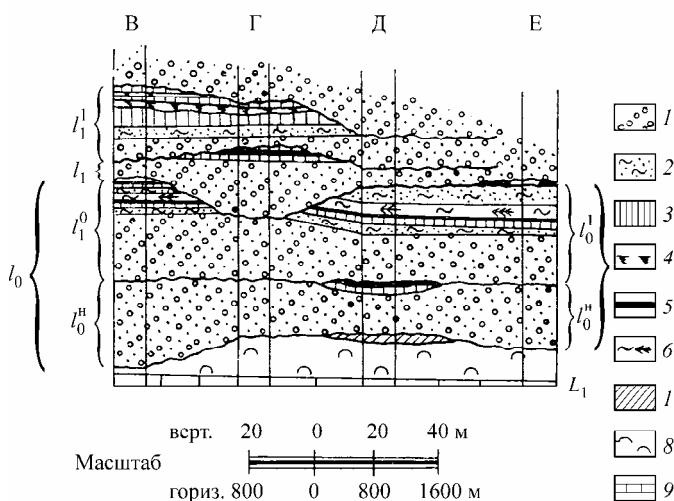


Рис. 4.7. Размывы и уничтожение литоциклов в толще с большим развитием аллювия. Донбасс [2]: 1 – русловой аллювий; 2 – пойменный аллювий; 3 – образования подпочв и почв; 4 – следы корней растений; отложения: 5 – торфяного болота (угольный пласт), 6 – озерные, 7 – лагунные, 8 – морские глинистые, 9 – морские карбонатные (известняк); В–Е – колонки скважин

Закрепление аллювия в толще осадков путем перекрытия их иными отложениями (чаще всего морскими, лагунными, озерными и др.) происходит только в трансгрессивную фазу цикла, при опускании территории.

Поскольку для геологов-нефтяников наибольший интерес в составе аллювиальной толщи представляет *русловой аллювий*, то полезно привести его основные диагностические признаки.

1. Относительно грубый слагающий его материал, имеющий плохую сортировку и представленный разномерными песчаниками – от крупномерных в основании русловой толщи до мелкомерных, более отсортированных, в ее верхней части, которые выше по разрезу сменяются песчано-алевритовыми и глинистыми осадками поймы.

2. Крупная косая (диагональная), однонаправленная, прямолинейная и сходящаяся слоистость, различающаяся углами наклона косых слоев и их мощностью (рис. 4.8, 4.9).



Рис. 4.8. Косослоистые песчаники русловой фации (нижний карбон, визейский ярус). Западный склон Среднего Урала, разрез «Гора Крестовая». Фото В.И. Пахомова

3. Иногда ритмическая сортировка зерен в пределах каждого косого слоя.

4. Присутствие большого количества окаменевших и обуглившихся растительных остатков, представленных в основном трудноопределимыми фрагментами стеблей и стволов деревьев,

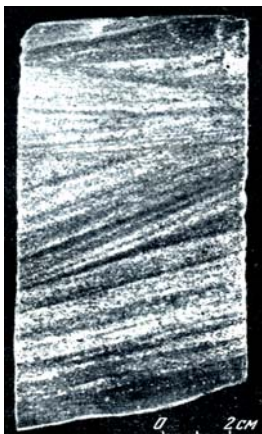


Рис. 4.9. Крупная косая слоистость русловых песчаников, подчеркнутая растительным детритом, расположенным по всей длине слойков. Видны части четырех косослоистых серий (пришлифовка образца керна)



Рис. 4.10. Обуглившийся ствол дерева в песчанике русловой фации (нижний карбон, визейский ярус). Западный склон Среднего Урала, разрез «Гора Курмаковская». Фото В.И. Пахомова

отпечатками коры, листьями и детритом (рис. 4.10). Размер растительных остатков закономерно уменьшается снизу вверх по разрезу, а растительный детрит нередко подчеркивает границы косых серий (серийные швы).

5. Отсутствие фауны. Однако этот признак используется только в совокупности с другими признаками аллювия.

6. Залегание с более или менее выраженным эрозионным размывом на нижележащих породах болотного, переходного, морского и даже аллювиального генезиса. В керне размыв нередко фиксируется резкой границей со значительно более тонкозернистыми подстилающими отложениями (рис. 4.11). Глубину эрозионных врезов можно определить только из сопоставления ряда разрезов на площади.

7. Примыкание по границе размыва к бортам долины, промытой в ранее накопленных отложениях при прослеживании аллювия поперек речной долины.

8. Переход русловых песчаников при прослеживании их вдоль русла сначала в отложения речных выносов авандельты, а затем в морские терригенные осадки.

9. Удлиненная, лентовидная форма залегания в плане.

10. Обратная боковая (горизонтальная) стратификация [40], т.е. изменение возраста русловых песчаников происходит большей частью не снизу вверх, как это имеет место в нормально наслоенных отложениях, а в основном по горизонтали (слои омолаживаются по направлению к руслу) и даже (в террасах) в обратной последовательности – самый древний аллювий располагается на наиболее высоких террасах, и чем ниже аккумулятивный комплекс, тем он моложе. Однако аллювий, формирующийся в условиях тектонического погружения и слагающий аллювиальные равнины, имеет в основном нормальную стратификацию.

К перечисленным основным признакам можно добавить некоторые дополнительные признаки, например закономерности изменения пористости и проницаемости песчаников, состав и характер распределения в них микроэлементов, а также физическое состояние керна (сланцеватость, бугристый или раковистый излом) и др. [35].

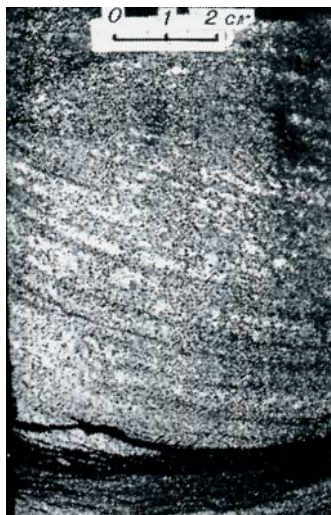


Рис. 4.11. Русловой песчаник с косой однонаправленной слоистостью, залегающий по отчетливому эрозионному контакту на пойменном алевролите (образец из керна)

Из разобранных примеров видно, как неполная сохранность отдельных частей разреза, особенно при наличии в нем мощных толщ аллювия, значительно осложняет корреляцию ЛЦ, неизбежно приводит к неправильной их увязке и неверной синонимике песчаных тел-коллекторов УВ.

На каротажных диаграммах *песчаники русловой фации* характеризуются отрицательными аномалиями ПС и ГК, положительным превышением показаний МПЗ над МГЗ, а также сужением диаметра скважины на кавернограмме.

Для группы фаций речных русел наиболее типичной *электрометрической моделью*, выраженной в формализованном виде, является *четырёхугольник (квадрат)*, иногда осложнённый сверху *прямоугольным треугольником* (см. рис. 3.6). Эта группа объединяет электрометрические модели русловых отмелей спрямленных рек, равнинных меандрирующих и фуркирующих (горного типа) рек. К этой же группе отнесены *дельтовые каналы и протоки*, имеющие электрометрическую модель, близкую к модели русловых отмелей меандрирующих рек [34].

На рис. 4.12 приведен пример характеристики кривых каротажа аллювиальных отложений северного борта Днепроовско-Донецкого прогиба [30].

Разрез представлен средне- и крупнозернистыми кварцевыми песчаниками. Диаметр зерен, определенный по удельным сопротивлениям на кривых БМК, колеблется в пределах 0,3–0,5 мм. В интервале 4496–4509 м возможно присутствие прослоев гравелитов, представляющих стречневую часть русла и выделяющихся высокими удельными сопротивлениями на кривых БМК при низкой глинистости и дифференциации кривых интервального времени. Вверх по разрезу гравелиты и крупнозернистые песчаники сменяются песчаниками русловой отмели, в этом же направлении в них увеличивается содержание глинистой фракции.



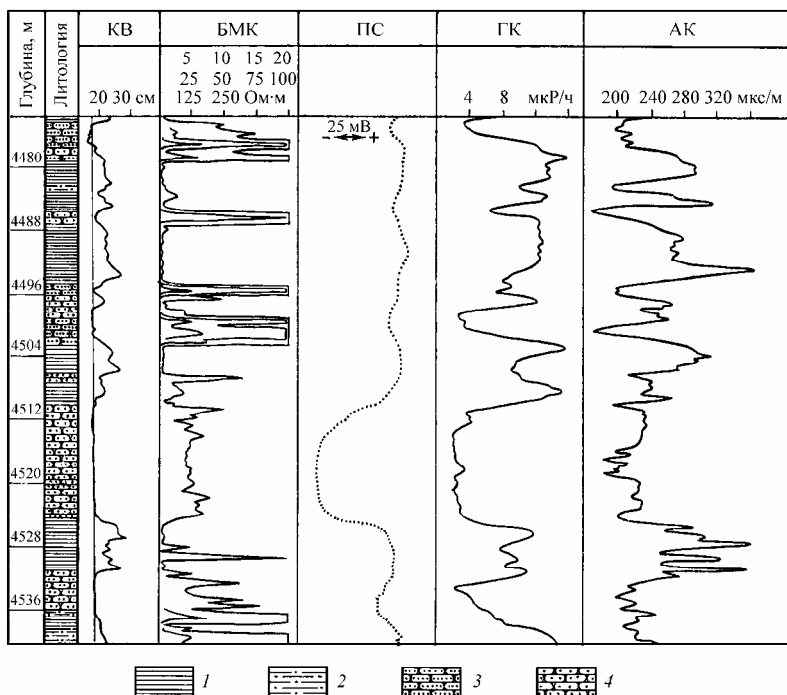


Рис. 4.12. Геолого-геофизическая характеристика русловой фации. Верхневизейские отложения, продуктивный горизонт В-19, скв. 18. Днепроовско-Донецкая впадина [30]: 1 – аргиллиты; 2 – алевролиты; песчаники: 3 – мелкозернистые, 4 – средне- и крупнозернистые

Изменение значений геофизических параметров свидетельствует о средней степени неоднородности разреза, ограниченном литологическом составе пород (гравелиты, песчаники, реже алевролиты). Аргиллиты гидрослюдисто-монтмориллионитового состава характеризуют морскую фацию.

**Корреляция расщепляющихся литоциклов.** При прослеживании изменений строения ЛЦ на больших расстояниях нередко наблюдается их бифуркация (лат. *bifurcatio* – расщепление, разделение) за счет усложнения строения средней, нейтральной части ЛЦ (для угленосных толщ – в результате расщепления болотных отложений с угольным пластом).

Схематически это изображено на рис. 4.13. По мере движения с запада на восток угольный пласт сначала приобретает сложное строение: в нем появляются глинистые прослои, что указывает на временное прекращение роста торфяника и изменение глубины перекрывающих его болотных вод. Затем между пластами болотных отложений появляются еще и лагунные, а еще восточнее – морские. Элементарный ЛЦ превращается в три самостоятельных ЛЦ, образующих ЛЦ второго порядка – мезоциклит.

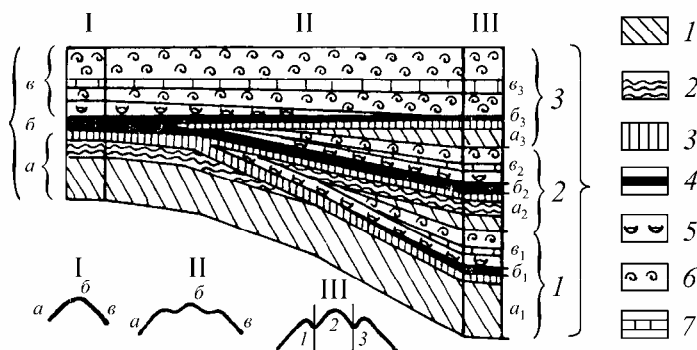


Рис. 4.13. Схема расщепления ЛЦ 1-го порядка и перехода его (на большом расстоянии) в три ЛЦ (I, 2, 3), образующих ЛЦ 2-го порядка [2]: а – отложения регрессивного ряда: 1 – морские, 2 – лагунные, 3 – болотные; б – отложения торфяного болота: 4 – угольный пласт; в – отложения трансгрессивного ряда: 5 – лагунные, 6 – морские глинистые, 7 – морские карбонатные (известняк). Внизу кривыми показаны относительные поднятия и опускания, влияющие на формирование циклической седиментации в пунктах I, II, III

Расщепление литоциклов усложняет сопоставление разрезов и составление палеогеографических карт. Расшифровать и проследить их помогает детальный фациальный и циклический анализ отложений. При этом становится понятным, поче-

му в этих условиях сопоставление разрезов на больших расстояниях целесообразно проводить по ЛЦ более высоких порядков, число которых оказывается величиной более постоянной, а значит, и более надежной стратификационной единицей.

Что касается неполноты каменного материала в результате, например, недостаточного выхода керна, то в этом случае помощь оказывают дополнительные методы исследования, и в первую очередь – материалы ГИС, помогающие определить не только *литологический* и *фациальный состав* отложений, но и их *циклическое строение*.

#### **4.2. Выделение и корреляция литоциклов по каротажу буровых скважин**

Установленные в результате интерпретации промыслово-геофизических кривых последовательность наложения, соответствующая ей мощность данного интервала разреза, наличие или отсутствие в толще пород перерывов проявляются в цикличности осадконакопления при корреляции разрезов скважин.

Комплекс ГИС благодаря непрерывности освещения разреза является наиболее результативным аппаратом для изучения цикличности осадконакопления. Кривые каротажа позволяют наблюдать цикличность в диапазоне от элементарных циклов, начиная с дециметровых, до макроциклов, измеряемых сотнями метров.

Приведем примеры выделения и увязки литоциклов по данным ГИС.

**Пример 1.** Выделение «ритмов» двух порядков на кривой ПС [2]. На диаграмме ПС (рис. 4.14) отчетливо видны «ритмы» 1-го и 2-го порядков с выделением их *трансгрессивных* и *регрессивных* частей.

Более крупные «ритмы» 1-го порядка (сохраняется терминология и порядок ритмов по указанным авторам) имеют мощность около 30 м. Полный ритм состоит из четырех ритмов 2-го порядка мощностью около 8 м. Однако, судя по рисунку,

каждый из них, в свою очередь, имеет подчиненную, более мелкую ритмичность. С другой стороны, намечается тенденция к выявлению ритма более высшего ранга, чем первый (как его нумеровать по системе указанных авторов – неизвестно).

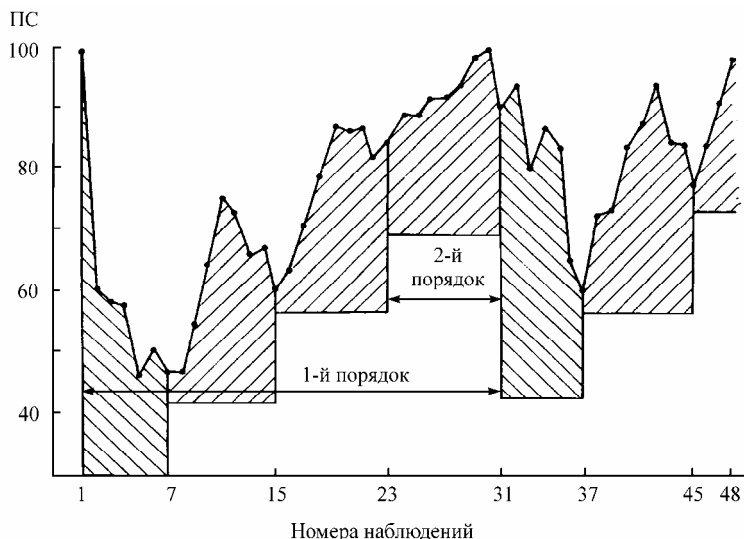


Рис. 4.14. Выделение «ритмов» 1-го и 2-го порядков на диаграмме ПС (В. Деч и Л. Кноринг, 1985) [2]. Разной штриховкой показаны трансгрессивные и регрессивные части ритмов 1-го порядка

На кривой ПС видна разная периодическая направленность ее изменения, соподчинение построенных периодически повторяющихся единиц и их отчетливо выраженная асимметрия. Отмечается также не только сходство, но и различие ритмов. Таким образом, кривая ПС может способствовать выявлению литоциклов и их основных признаков.

**Пример 2.** Выявление цикличности осадконакопления по комплексу ГИС [30]. Проявление периодичности в осадконакоплении по-разному отражается на диаграммах ГИС. Цикличность континентального осадконакопления наиболее четко от-

мечается в *аллювиально-русловых* и *надводно-дельтовых* отложениях. В первых – это периодичность латеральной миграции русел, их меандрирования. На диаграммах комплекса ГИС подобный процесс фиксируется повторением по вертикали песчаных пластов, сменяющихся в одинаковой последовательности.

В надводно-дельтовом фациальном поясе появляются дополнительно периоды морских трансгрессий, которые, как правило, сопровождаются отложением морских глин, резко отличающихся по физическим свойствам от глин, образовавшихся в условиях надводной дельты. В период морской терригенной седиментации цикличность проявляется в основном в виде *градационной слоистости* трансгрессивного, регрессивного либо смешанного типа. По данным ГИС цикличность терригенной морской седиментации отражается на диаграммах комплекса КВ, БМК, БК, ПС, ГК, НГК, АК. В некоторых случаях ее можно фиксировать и меньшим комплексом методов каротажа, например БК, ПС, ГК, НГК или другим комплексом (см. рис. 2.11).

В бассейнах с карбонатно-глинистым осадконакоплением цикличность можно выявить по *степени глинизации карбонатных пород*, которая отражается на изменении таких физических свойств, как удельное электрическое сопротивление, естественная и наведенная радиоактивность, акустическая жесткость (рис. 4.15).

Установление цикличности в подобных бассейнах позволяет расчленять и коррелировать «немые» толщи, не содержащие реперных пластов. Примером могут служить отложения верхнего мела в Крыму, состоящие из известняков, глинистых известняков, мергелей, аргиллитов в разной степени карбонатных. Комплекс ГИС, особенно кривая АК, фиксирует постепенную смену периодов с преобладанием глинизации разреза

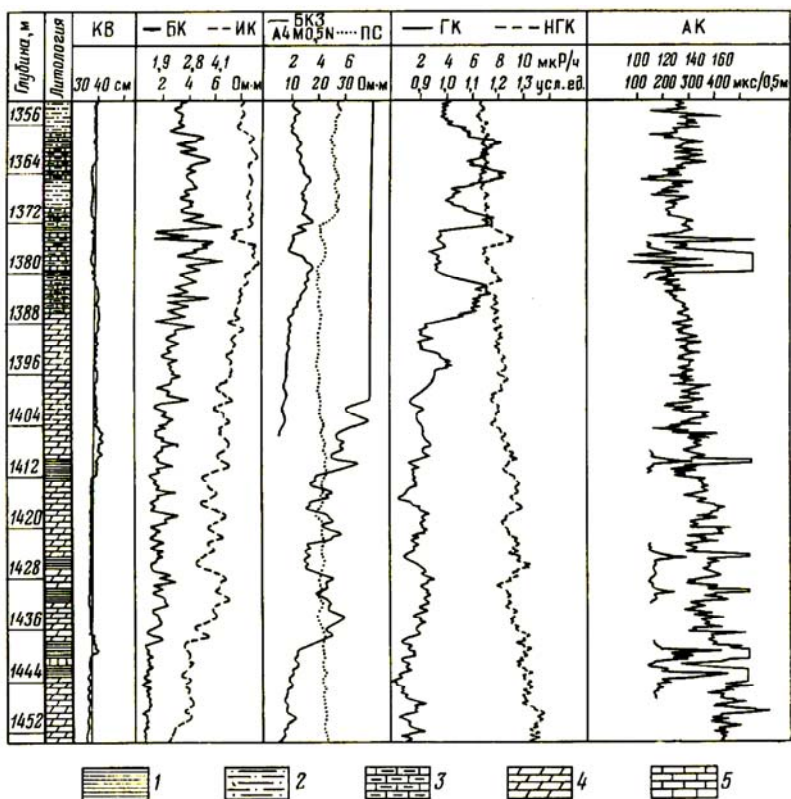


Рис. 4.15. Пример отражения цикличности осадконакопления на диаграммах каротажа скважин [29]. 1 – аргиллиты; 2 – алевролиты; 3 – глинистые известняки; 4 – мергели; 5 – известняки

(см. рис. 4.15, интервал 1428–1452 м), характеризующихся периодами преобладания хемогенных осадков (интервал 1356–1400 м). Прослеживание подобных циклитов в пределах Керченского п-ва позволило осуществить корреляцию разрезов (рис. 4.16) и описать историю седиментации в позднемеловое время.

**Пример 3. Ритмостратиграфический анализ и корреляция электрометрических разрезов скважин.** С целью использования каротажных кривых для выделения ритмов и их корреляции В.С. Муромцевым [34] были установлены электрометрические характеристики ритмов различного генезиса. Для этого подбирались участки разрезов в пределах того или иного ритма, пробуренные со сплошным отбором керна. Слагающие ритм породы подвергались комплексному изучению, определялась их фациальная природа с использованием седиментологических и электрометрических моделей фаций (см. гл. 3, разд. 3.2). Это давало возможность определять генезис ритма (терминология сохраняется по автору).

Знание генетической природы ритмов открывает новые возможности для корреляции как самих ритмов, так и их частей. Ритмы разного генезиса отличаются друг от друга индивидуальными особенностями кривой ПС. Наиболее характерные ритмы, прослеженные в пределах изучаемой площади, могут использоваться как *локальные опорные горизонты*. Выделение ритмов и установление их природы по данным каротажа скважин позволяет широко применять ритмостратиграфический анализ в скважинах, пробуренных без отбора керна.

Наиболее сложным и трудоемким процессом является разработка схем для фациально невыдержанных отложений континентального, прибрежно-морского и дельтового генезиса, лишенных маркирующих горизонтов, в том числе и фаунистических.

В этих случаях основным методом, позволяющим производить сопоставление разрезов продуктивных отложений,

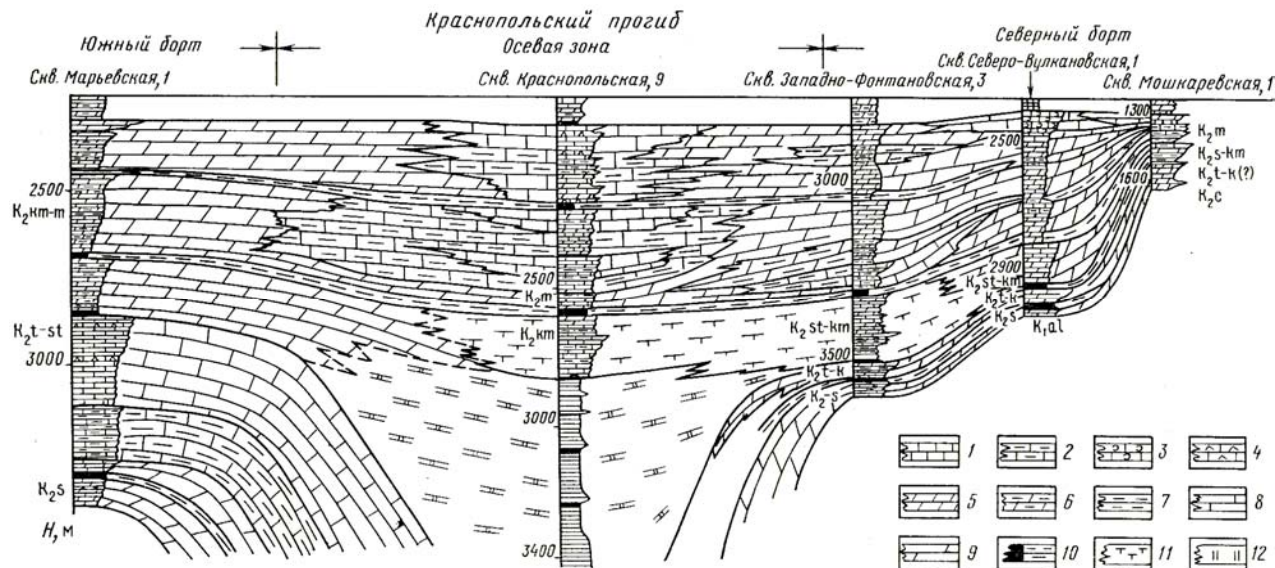


Рис. 4.16. Пример корреляции разрезов верхнего мела Керченского п-ва по вещественному составу пород и цикличности осадконакопления (по И.В. Попадюку) [30]: 1 – известняки; 2 – известняки глинистые; 3 – известняки органогенно-обломочные; 4 – известняки плотные (?); 5 – мергели; 6 – мергели глинистые; 7 – аргиллиты карбонатные; участки разреза с преобладанием: 8 – мергелей; 9 – известняков; 10 – глинистых пород; фации: 11 – внешнего шельфа; 12 – глубоководного бассейна



является метод *детальной ступенчатой корреляции ритмов*, которая осуществляется с учетом их строения, генезиса и изменения мощностей. Многоступенчатость корреляции заключается в том, что вначале производится сопоставление наиболее крупных участков разреза – пачек ритмов (мезоциклитов, по нашей терминологии). Затем интервалы коррелируемых участков электрометрического разреза постепенно сужаются, т.е. коррелируются ритмы (циклиты) более мелких порядков, их части (глинистые, переходные, песчаные), и, наконец, сопоставляются между собой группы аномалий или отдельные аномалии, представляющие собой интервалы прослеживания. Выделение таких интервалов прослеживания или слоев является конечной целью корреляции, поскольку они позволяют выявлять отдельные локально развитые песчаные тела-коллекторы, их индивидуальные особенности строения и размещения.

Поскольку проведение детальных исследований по каждому из выделенных интервалов прослеживания требует значительного количества времени, то в первую очередь изучаются интервалы (слои) наиболее перспективной части разреза, характеризующиеся резкой сменой литологического состава пород в пределах изучаемой площади, т.е. такие интервалы, где наиболее вероятно встретить литологические ловушки нефти и газа. Интервалы, характеризующиеся литологической однородностью, исследуются в последнюю очередь.

Электрометрические модели характерных пачек-ритмов и отдельных ритмов используются также как *опорные* при создании скелетной основы *локальных стратиграфических схем*, основанных на анализе данных стандартного каротажа скважин.

Описанный метод корреляции позволяет избежать значительных ошибок при сопоставлении отдельных слоев и обеспечить выявление как крупных песчаных тел, так и тел небольшой мощности в пределах выбранного для изучения интервала разреза. При выявлении ритмов по данным каротажа, уточне-

нии их границ и строения используются все виды каротажных кривых. Причем в различных регионах набор их может меняться в связи с геологическим строением региона, геофизическими особенностями разреза и методикой его вскрытия скважинами.

Если в изучаемом районе кроме скважин имеются выходы на дневную поверхность продуктивных отложений, то за счет привлечения материалов по ним можно увеличить детальность палеогеографических реконструкций. Трудность сопоставления каротажных разрезов скважин и естественных обнажений может быть преодолена с помощью так называемых *воспроизведенных (расчетных)* кривых ПС. Построение таких кривых для обнаженных участков разреза основано на выявленных зависимостях между электрометрическими характеристиками и литофизическими свойствами пород. Воспроизведенные кривые наравне с электрокаротажными кривыми могут быть использованы при совместной корреляции разрезов естественных обнажений и скважин.

В качестве примера приведем профиль (рис. 4.17), состоящий из ряда воспроизведенных электрометрических кривых, рассчитанных для некоторых участков поперечного сечения речной долины в районе Восточного Мангышлака. Отложения, слагающие речную долину, являются аналогами XII продуктивного горизонта, вскрытого на месторождении Жетыбай и прослеживающегося по всей Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, и в том числе на расположенном поблизости от изученных обнажений месторождении Узень. Приведенные на рис. 4.17 кривые практически мало чем отличаются от кривых ПС в скважинах.

Таким образом, используя все имеющиеся в районе электрометрические разрезы скважин, воспроизведенные по естественным обнажениям электрометрические кривые, а также результаты исследований каменного материала, можно с большой точностью и детальностью определять генезис и прост-

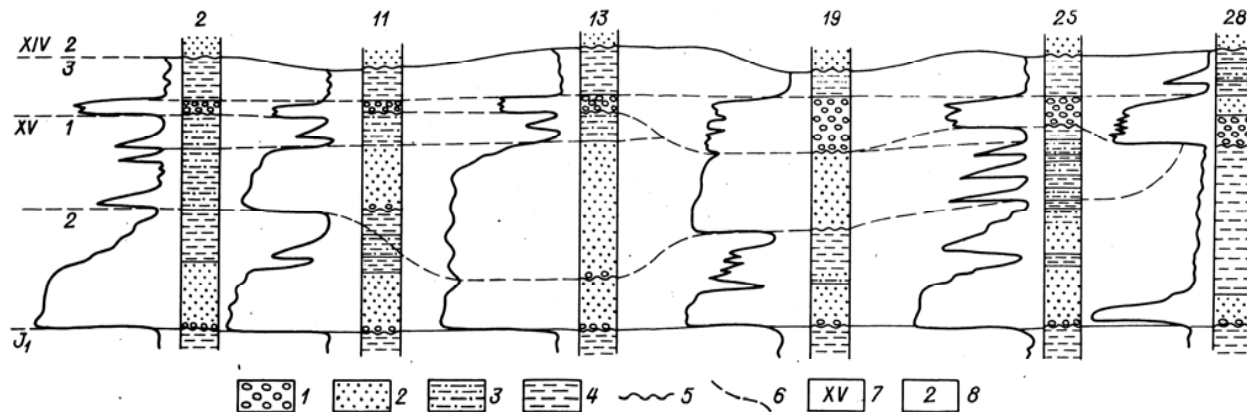


Рис. 4.17. Электрометрические характеристики аллювиальных отложений ааленского возраста (XII продуктивный горизонт) по естественным обнажениям в урочище Тынымбай, Южный Мангышлак [34]: 1 – галечники, гравий; 2 – пески; 3 – алевролиты; 4 – глины; 5 – границы размыва; 6 – линии сопоставления; 7 – номер ритма; 8 – номер стадии

ранственное размещение песчаных тел-коллекторов в пределах прилегающих неразбуренных участков, прогнозировать все их особенности строения, состава и качества как ловушек нефти и газа и концентрировать бурение в наиболее перспективных участках. Применение анализа конфигурации кривых ПС (или ГК) для диагностики песчаных тел является обоснованным, а в случае отсутствия кернового материала единственно возможным методом.

Теоретическое обоснование и примеры выделения циклитов по промыслово-геофизическим материалам (в основном для Западно-Сибирского НГБ) приводятся также в работах Е.А. Гайдебуровой, Ю.Н. Карогодина, С.И. Филиной и др.

Описанным не исчерпываются возможности ГИС в области изучения цикличности осадконакопления. Прослеживание при помощи каротажа циклитов разного масштаба в региональном плане, по-видимому, содержит большие перспективы в выявлении новых закономерностей в распределении коллекторов и зон нефтегазонакопления.

### **Контрольные вопросы**

1. Дайте определение седиментационной цикличности и литоциклу.
2. Из каких основных частей состоит полный цикл седиментации?
3. Что характерно для циклически построенной осадочной толщи?
4. Как выделяются ЛЦ по смене трансгрессивной и регрессивной фаз осадконакопления?
5. Какое значение имеет направленность изменения литоциклов при их прослеживании на площади?
6. Какая характерная черта строения присуща литоциклам?
7. По каким признакам можно различать ЛЦ?

8. Какова основная типизация литоциклов, определяющая их название? Приведите примеры названия литоциклов.

9. Какие соотношения литоциклов в разрезе вы знаете? Какими факторами они определяются?

10. С какого ряда фаций целесообразнее начинать ЛЦ?

11. В чем заключается преимущество корреляции разрезов по литоциклам по сравнению с корреляцией по литотипам?

12. На каких положениях основывается корреляция геологических разрезов по выделенным в них литоциклам?

13. Что осложняет корреляцию отложений по литоциклам?

14. Перечислите диагностические признаки руслового аллювия.

15. За счет какой части происходит расщепление ЛЦ?

16. Как можно использовать седиментологические и электрометрические модели фаций для выделения и корреляции ЛЦ?

17. Как на диаграммах ГИС отражается цикличность в русловых отложениях?

18. Что помогают выявить диаграммы ПС на рис. 4.14, 4.15 и 4.17?

## **Глава 5**

### **ПРИМЕРЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕРИАЛОВ ГИС ПРИ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ**

#### **5.1. Фациально-циклическое строение визейской терригенной толщи Пермского Прикамья**

В составе визейской терригенной толщи (ВТТ) Пермского Прикамья и западного склона Среднего Урала ведущая роль принадлежит группе континентальных фаций [35]. Значительно меньшее развитие имеют переходные от континентальных к морским и морские фации, причем последние приурочены в основном к верхней (карбонатной) части тульского мезоциклита (рис. 5.1).

Среди континентальных отложений выделяются аллювиальные (А) и болотные (Б) фации. В свою очередь, аллювиальные фации подразделяются на фации песчаных осадков речных русел (АР) – обычно это светло-серые кварцевые песчаники различной зернистости, и фации песчано-алевритовых осадков поймы (АП) – мелкозернистые алевритистые песчаники, алевролиты и аргиллиты. Мощность фации АР в депрессионном типе разреза достигает 80–100 м, мощность фации АП не превышает 6 м.

Русловые песчаники характеризуются, как правило, высокими емкостно-фильтрационными свойствами и являются потенциальными коллекторами. На диаграммах ГИС они выделяются по отрицательным аномалиям ПС и ГК, сужением диаметра скважины на кавернограмме и положительным превышением показаний МПЗ над МГЗ. Среди пород фации АП только алевритистые песчаники и неглинистые алевролиты отличаются повышенными коллекторскими свойствами. Аргиллиты, глинистые и углисто-глинистые песчаники и алевролиты фиксируются на диаграммах ГИС положительными ано-

малиями ПС и ГК, увеличением диаметра скважины на кавернограмме, минимальными показаниями электрометодов и НГК.

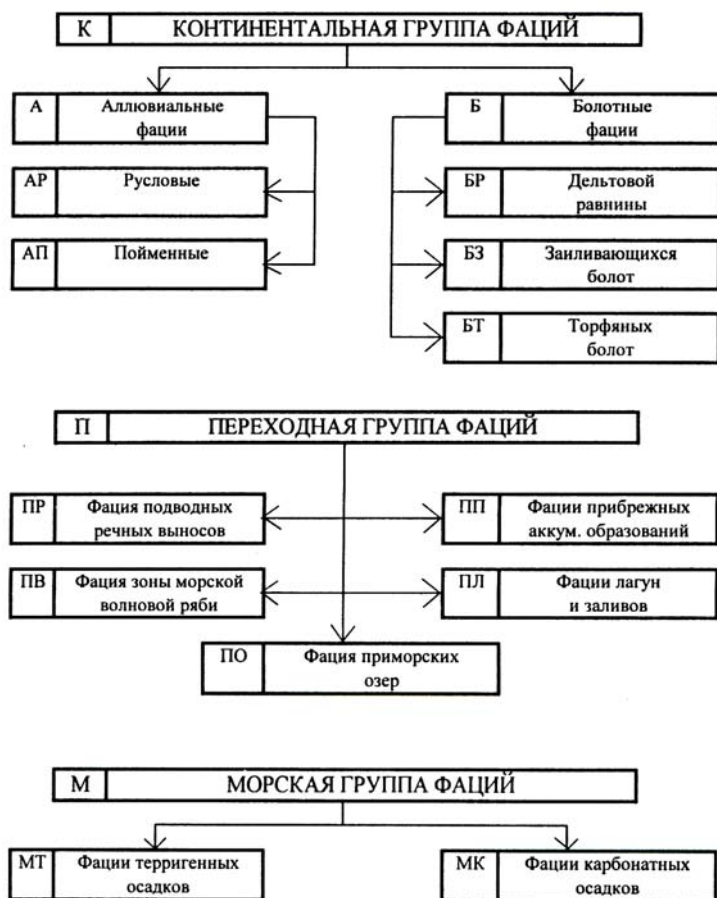


Рис. 5.1. Фации визейской терригенной толщи Пермского Прикамья и западного склона Среднего Урала

Среди болотной группы фаций наиболее распространена фация глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно-континентальной равнины (БР), представленная алевроли-

тами различной степени глинистости и алевритистыми аргиллитами. Мощность ее достигает иногда 5 м.

Довольно легко в разрезах выделяется фация углисто-глинистых осадков заиляющихся торфяных болот (БЗ), представленная углистыми аргиллитами с многочисленными обуглившимися и хорошо сохранившимися фрагментами растений. Мощность фации БЗ не превышает 1 м.

Фация торфяных отложений (БТ) представлена гумусовыми углями. Ее мощность колеблется в широких пределах – от нескольких сантиметров до 10 и более метров. Глинистые алевриты и аргиллиты болотных фаций хорошо отражаются на диаграммах ГИС. Углистые аргиллиты и угли отмечаются высокими показаниями на кривых КС.

В переходной группе (П) выделяются следующие фации (см. рис. 5.1): речных песчаных выносов в прибрежную зону моря (ПР), песчаных осадков прибрежных аккумулятивных образований (ПП), песчано-алевритовых осадков зоны волновой ряби и слабых течений (ПВ), глинисто-алевритовых и карбонатных осадков лагун и заливов (ПЛ), глинисто-алевритовых и песчаных осадков приморских озер (ПО).

Фация речных песчаных выносов представлена обычно кварцевыми песчаниками, залегающими на различных фациях переходной и морской групп. Ее мощность изменяется от 1–2 до 5–10 м.

К фации песчаных осадков прибрежных аккумулятивных образований относятся отложения кос, баров, пересыпей и других прибрежных аккумулятивных форм подводного рельефа. Фация сложена мелкозернистыми кварцевыми песчаниками мощностью до 3–5 м, реже больше. Образование осадков фаций ПР и ПП относится к регрессивным фазам седиментации.

Фация песчано-алевритовых осадков зоны волновой ряби и слабых течений представлена кварцевыми, глинистыми, нередко углистыми алеврититами с ходами илоедов. Мощность фации колеблется от 0,1 до 2–3 м.



Фация глинисто-алевритовых и карбонатных осадков лагун и заливов сложена известковистыми аргиллитами, реже известковистыми алевролитами. Характерно присутствие мелких раковин брахиопод, пелеципод и гастропод. Иногда описываемая фация бывает представлена известняками с такими же фаунистическими остатками. В целом мощность фации ПЛ варьирует от десятков сантиметров до 2–3 м, редко больше.

Фация глинисто-алевритовых и песчаных осадков приморских озер сложена в основном аргиллитами и алевролитами, отличающимися тонкой горизонтальной слоистостью и наличием растительных остатков хорошей сохранности. Мощность фации изменяется в пределах 0,1–3 м.

На диаграммах ГИС пласты песчаников фаций ПР и ПП характеризуются аналогично песчаникам континентальных фаций. Глинистые алевролиты фации ПВ отмечаются повышенными показаниями ГК по сравнению с неглинистыми алевролитами. Известковистые аргиллиты и алевролиты в отличие от неизвестковистых фиксируются повышенными показаниями на кривых КС. Пласты известняков характеризуются аномально повышенными показаниями на диаграмме НГК и номинальным диаметром скважины на кавернограмме.

Морские фации (М) включают терригенные и карбонатные отложения нормально-морского мелководного бассейна.

Фация морских терригенных осадков (МТ) представлена обычно известковистыми аргиллитами, реже глинистыми и известковистыми алевролитами с фауной брахиопод, фораминифер, кораллов и криноидей. Мощность фации достигает иногда 1,5–2 м.

Фация морских карбонатных осадков (МК) сложена полидетритово-шламовыми, водорослево-полидетритовыми, водорослевыми, коралловыми и фораминиферовыми известняками мощностью 1–3 м, реже больше.

На диаграммах ГИС (ГК, ПС, КВ) отложения фации МТ характеризуются такими же показаниями, что и напротив пла-

стов аргиллитов и алевролитов других фаций. Изменение конфигурации кривых НГК и КС происходит за счет наличия в них известковистого цемента. Известняки фации МК на каротажных диаграммах уверенно фиксируются аномальными показаниями ГИС, резко отличными от терригенных пластов горных пород.

Строение ВТТ покажем на примере Шатовской и Чермозской площадей, находящихся на северо-западе Пермского Прикамья.

Рассматриваемая толща, сложенная карбонатно-терригенными отложениями, изучена по разрезам 22 разведочных скважин методом фациально-циклического анализа с использованием материалов ГИС.

Проведенный анализ конфигураций каротажных диаграмм позволил выделить следующие литологические разности пород: доломит, известняк, известняк глинистый, аргиллит, аргиллит известковистый, аргиллит углистый, аргиллит алевроитистый, аргиллит песчанистый, алевролит, алевролит известковистый, алевролит глинистый, алевролит песчанистый, песчаник проницаемый (коллектор), песчаник плотный, песчаник известковистый, песчаник глинистый, песчаник алевроитистый.

Пример отображения каротажными кривыми заметной литологической изменчивости разреза скв. 297 (Шатовская площадь) представлен на рис. 5.2.

Тульский горизонт отличается выдержанностью литологического состава. Его верхняя часть сложена глинистыми и чистыми плотными известняками с маломощными (до 1,2 м) прослоями аргиллитов. Известняки на диаграммах ГИС характеризуются номинальным диаметром скважины, повышенными показаниями на кривой ННК-Т и высокими значениями сопротивления на кривой КС. Для глинистых известняков характерно увеличение естественной радиоактивности на кривой ГК. Аргиллиты регистрируются на кавернограмме увеличением

диаметра скважины, низкими и средними значениями на кривой НГК и высокими показаниями на диаграмме ГК. На кривой КС наблюдается резкое падение удельного сопротивления.

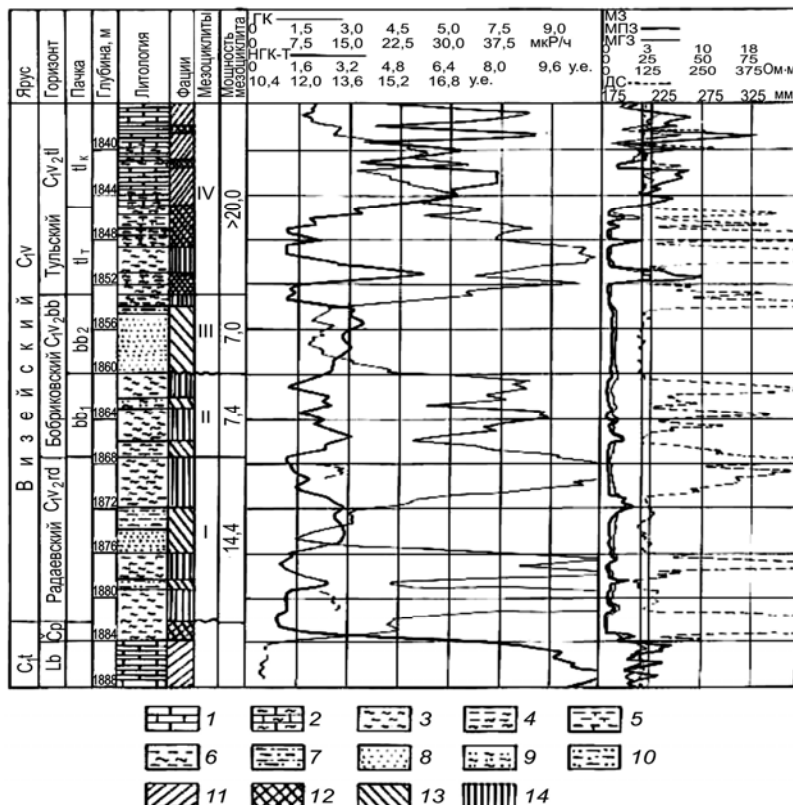


Рис. 5.2. Пример литологического расчленения, выделения фаций и мезоциклитов по данным ГИС (Шатовская площадь, скв. 297): разновидности горных пород: 1 – известняк плотный; 2 – известняк глинистый; 3 – аргиллит; 4 – аргиллит алевритистый; 5 – алевролит известковистый; 6 – алевролит глинистый; 7 – алевролит песчанистый; 8 – песчаник проницаемый; 9 – песчаник глинистый; 10 – песчаник алевритистый. Фации: 11 – морские; 12 – лагунные; 13 – континентальные; 14 – болотные

Нижняя часть тульского горизонта представлена в основном аргиллитами и алевроитистыми аргиллитами с прослоями песчаников разной степени проницаемости. Аргиллитам свойственны такие же показания методов ГИС, как и глинистым породам карбонатной части горизонта. Следует отметить и низкие показания микропотенциал-зонда (МПЗ) и микроградиент-зонда (МГЗ) против глинистых пород. Для проницаемых песчаников (пластов-коллекторов) характерны положительные приращения показаний МПЗ над МГЗ, низкие значения ГК и наличие глинистой корки на кавернограмме.

Верхняя часть бобриковского горизонта представлена проницаемыми песчаными пластами-коллекторами, разделенными маломощными прослоями аргиллитов различной степени песчаности. Нижняя часть сложена сравнительно мощной пачкой аргиллитов.

Радаевский горизонт характеризуется двумя пачками терригенных отложений: верхней – проницаемые песчаники, и нижней – мощная пачка глинистых пород.

Турнейский ярус представлен известняками и доломитами различной степени заглинизированности и проницаемости.

Полученная литологическая характеристика разреза, дополненная генетическими признаками пород, выявленными при описании кернового материала, позволила (с известной степенью вероятности) выделить отдельные литогенетические типы и фации. Анализ смены фаций по разрезу дал возможность наметить элементарные циклиты и объединить их в мезоциклиты.

Главным признаком, положенным в основу выделения мезоциклитов, является фациальный состав входящих в них циклитов, определяющий их фациальный тип и принадлежность к соответствующей группе регрессивных, трансгрессивных или однородных (нейтральных). В соответствии с *принципом выделения циклитов* за начало мезоциклита также принимается нижняя граница первого регрессивного циклита, следующего за циклитами трансгрессивного характера.

Регрессивные и трансгрессивные мезоциклиты приурочены соответственно к нижней (радаевский горизонт) и верхней (тульский горизонт) частям терригенной толщи, тогда как однородные мезоциклиты развиты преимущественно в средней ее части (бобриковский горизонт). Следовательно, вся визейская терригенная толща представляет собой цикллит третьего порядка – *макроцикллит*.

В строении континентальных цикллитов участвуют *аллювиальные* и *болотные* фации. В зависимости от того, какие из них преобладают, отмечаются два типа цикллитов: *аллювиально-болотный* и *болотный*.

Аллювиально-болотные цикллиты обычно неполные из-за уничтожения эрозионным врезом их нижней части. Но нередки случаи, когда размытыми оказываются и верхняя, и нижняя части цикллита. Такие цикллиты особенно характерны для бобриковского горизонта. Чтобы избежать ошибок при корреляции, они всегда сопоставлялись и увязывались с соседними разрезами, в строении которых аллювий отсутствовал.

Болотные цикллиты представлены озерно-болотными фациями, сменяющимися в последовательности, отражающей переход от обстановки сравнительно спокойных слабо проточных озерно-пойменных водоемов через обстановку непроточных торфяных болот и вновь к обстановке слабо проточных озер и болот. Болотные цикллиты, как и аллювиально-болотные, участвуют в основном в строении средней части визейской терригенной толщи.

В составе континентально-морских цикллитов выделяются четыре типа: *лагунный*, *морско-лагунный*, *лагунно-морской* и *морской*, причем все с аллювием в средней части. Регрессивная часть лагунного цикллита с аллювием в средней части представлена чаще отложениями фации ПВ, иногда ПР или ПП. На них с эрозионным размывом (нередко вообще их уничтожающим) залегают осадки русловых и пойменных фаций. Выше располагаются почвенные образования и пласт угля или угли-

стые аргиллиты. Верхняя, трансгрессивная часть сложена обычно отложениями фаций заливов и лагун (ПЛ) или приморских озер (ПО).

В морско-лагунных циклитах регрессивная часть сложена морскими терригенными или карбонатными фациями, а трансгрессивная – лагунными.

В лагунно-морских циклитах соотношение фаций обратное, а в морских как нижняя, так и верхняя части представлены морскими образованиями. Континентально-морские циклиты широко распространены в составе рассматриваемой толщи, тяготея главным образом к радаевскому горизонту и верхам бобриковского.

В строении морских циклитов принимают участие отложения только морских и (или) переходных (лагунных) фаций. Морские циклиты характерны в основном для верхов тульского горизонта.

Элементарные циклиты выдерживаются лишь на сравнительно небольших расстояниях (1–3 км), в силу чего они обычно теряют свое стратиграфическое значение за пределами изучаемого района. Значительно большей выдержанностью по простиранию отличаются циклиты второго порядка (мезоциклиты), которые можно эффективно использовать для межрайонной корреляции отложений, построения фациальных и палеогеографических карт. Кроме того, они хорошо сопоставляются со стратиграфическими подразделениями, устанавливаемыми по спорово-пыльцевым комплексам: первый (снизу) мезоциклит по объему отвечает радаевскому горизонту унифицированной стратиграфической схемы карбона Русской платформы (1990). Второй соответствует нижней, а третий – верхней частям бобриковского горизонта. Четвертый мезоциклит равен по объему тульскому горизонту.

При прослеживании циклитов на площади в сторону увеличения мощности разреза наблюдается их расщепление на ряд самостоятельных циклитов, обычно за счет усложнения строе-

ния средней части, представленной болотными фациями. Иначе говоря, происходит переход циклитов из одного порядка в другой, обусловленный дифференцированным характером тектонического погружения территории в ранне-средневизейское время.

После литолого-фациальной и циклической обработки разрезов всех скважин была построена серия различных ориентированных палеофациальных профильных разрезов, позволивших, с одной стороны, уточнить генетическую природу отдельных литологических разностей, а с другой – сопоставить и увязать между собой разнофациальные циклиты и мезоциклиты, скоррелировав тем самым и находящиеся в их составе песчаные пласты-коллекторы (рис. 5.3).

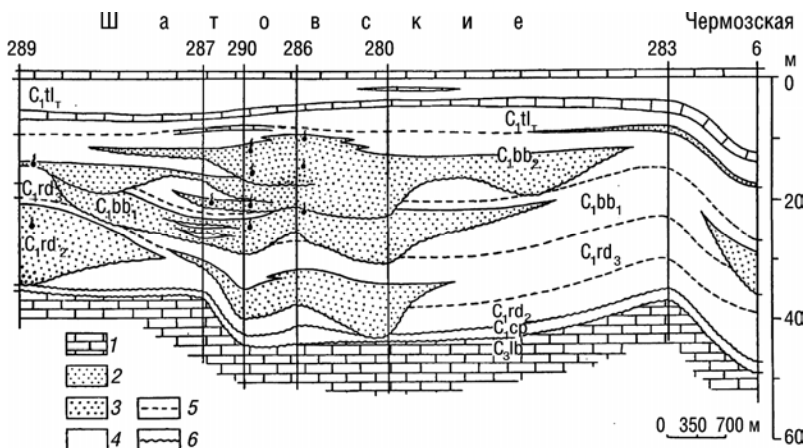


Рис. 5.3. Палеогеологический профильный разрез по линии I-I: 1 – известняк; 2 – песчаник мелкозернистый; 3 – песчаник среднекрупнозернистый; 4 – аргиллиты и алевролиты; 5 – стратиграфические границы; 6 – линия стратиграфического перерыва или эрозионного размыва

На этих профилях выявились и ошибки, допущенные при проведении стратиграфических границ по отдельным разрезам

скважин, особенно при отсутствии биостратиграфических данных. Эти профили дали представление о форме песчаных тел и их взаимоотношении *в разрезе* во время накопления исследуемых отложений.

На основе палеогеологических профилей были построены *фациальные профильные разрез*ы, но уже с учетом современного структурного плана территории.

Не менее важным явилось построение карт равных мощностей песчаников (изопахит) по каждому мезоциклиту, что иллюстрирует рис. 5.4. Эти карты позволили выявить форму и закономерности размещения песчаных пластов *в плане* (зоны их полного отсутствия, фациального замещения и выклинивания), спрогнозировать изменение их мощностей между скважинами и возможное направление распространения с учетом их генетической природы.

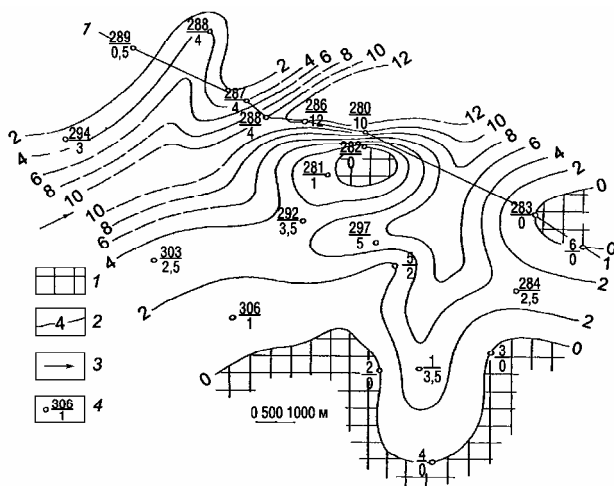


Рис. 5.4. Схема распространения песчаников верхней части бобриковского горизонта (III мезоциклита) на Шатовской площади: 1 – зона отсутствия песчаников; 2 – изопахиты; 3 – предполагаемое направление распространения песчаного материала; 4 – скважина (в числителе – номер, в знаменателе – мощность песчаника)



Таким образом, выявленные закономерности изменения фациальных обстановок накопления анализируемой толщи во времени и пространстве, с выделением циклитов разного порядка, при широком использовании материалов ГИС и под контролем палинологических данных позволили провести границы циклитов и осуществить надежную корреляцию исследуемых отложений.

Анализ генетических признаков и характера распространения песчаных пачек-коллекторов позволил установить наличие и значительное распространение в отдельных частях разреза аллювиальных отложений, служивших основными каналами латеральной миграции флюидов и образывавших ловушки антиклинального и неантиклинального типов. Наибольшее развитие они получают в средне- и верхнегадаевском циклитах, нижнебобриковском и верхнебобриковском мезоциклитах и значительно меньше в терригенной части тульского мезоциклита. Крупнозернистые песчаники с косой слоистостью, залегающие в основании толщи и выражающие стрежневую фацию, вверх по разрезу переходят в мелкозернистые песчаники прирусловой отмели и далее – в пойменные образования. Накладываясь с размывом друг на друга, эти песчаные пачки, принадлежащие к различным, но соседним в разрезе циклитам, обусловили многоярусное строение аллювия. Это свидетельствует и об унаследованности речных палеодолин, появляющихся с каждым новым циклом накопления аллювия на одних и тех же или близких участках.

Отчетливо выраженное цикличное строение ВТТ свидетельствует о нестабильности обстановок осадконакопления.

Полифациальный состав отложений создает благоприятные условия как для формирования ловушек различной природы и морфологии, так и для аккумуляции и консервации в них углеводородов.

Вмещающие песчаные пласты глинисто-алевритовые образования болотных и лагунных фаций служат флюидоупора-

ми и покрывками. Изучение их вещественного состава и строения важно для решения ряда практических задач и составляет отдельный предмет исследования.

Таким образом, опыт, накопленный в процессе проведенных исследований, свидетельствует о том, что только *комплексирование* геологических и геофизических данных позволяет получить наиболее эффективные результаты, подтверждая тем самым правильность применяемой методики исследований.

Выявленные закономерности в составе и строении ВТТ могут быть использованы для эталонирования данных ГИС по скважинам при построении емкостно-фильтрационных моделей резервуаров УВ, что позволит более конкретно и надежно решать задачи оптимального их разбуривания и последующей эксплуатации.

### **Контрольные вопросы**

1. Какие фации выделяются в составе ВТТ Пермского Прикамья?
2. Какими показаниями на кривых ГИС характеризуются аллювиальные и болотные фации?
3. Как на каротажных диаграммах фиксируются отложения фаций ПР и ПП?
4. Почему изменяются конфигурации кривых НГК и КС в отложениях фации МТ?
5. Какими показаниями на каротажных диаграммах характеризуются известняки фации МК?
6. Перечислите литотипы, выделенные в результате анализа конфигураций каротажных кривых в разрезах ВТТ?
7. Приведите пример выделения литотипов, фаций и мезоциклитов по данным ГИС.
8. Какими показаниями на каротажных диаграммах характеризуются отложения тульского горизонта?

9. Какими породами представлены бобриковский и радаевский горизонты и турнейский ярус?

10. Какой главный признак положен в основу выделения циклитов разного порядка? Что принимается за начало литоцикла?

11. Какие типы циклитов выделяются в составе ВТТ?

12. Какими фациями представлены регрессивные и трансгрессивные части континентально-морских циклитов?

13. Какие циклиты наиболее пригодны для корреляции отложений?

14. За счет чего обычно происходит усложнение строения циклитов при их расщеплении?

15. Какая графика составляется после литолого-фациальной и циклической обработки разрезов ВТТ? Что позволяет она выявить?

16. В каких циклитах пользуется наибольшим распространением аллювий?

17. О чем свидетельствует циклическое строение разрезов ВТТ?

18. Для чего могут использоваться выявленные закономерности в составе и строении ВТТ?

## **5.2. Фациально-циклическое строение ВТТ в пределах Соликамской депрессии на территории Пермского Приуралья**

На территории Пермского Прикамья большинство открытых месторождений нефти связано с ранневизейским терригенным комплексом, вскрытым тысячами разведочных и эксплуатационных скважин. Это позволило выяснить их стратиграфию, литологию и палеогеографические условия формирования [35, 37, 38 и др.]. Однако каждый конкретный район имеет свои особенности геологического строения. Одной из наиболее перспективных, но пока относительно слабоизученных в отношении нефтегазоносности площадей на территории

Верхнекамской впадины является Соликамская депрессия, а в ее пределах – визейская терригенная толща (ВТТ).

В качестве объекта изучения были выбраны Шершнёвское и Архангельское поднятия на Белопашинской площади. Она находится в Пермском Приуралье, располагаясь на левом берегу Камского водохранилища, в 20 км к юго-западу от г. Березники. ВТТ вскрыта здесь 17 разведочными скважинами (рис. 5.5).

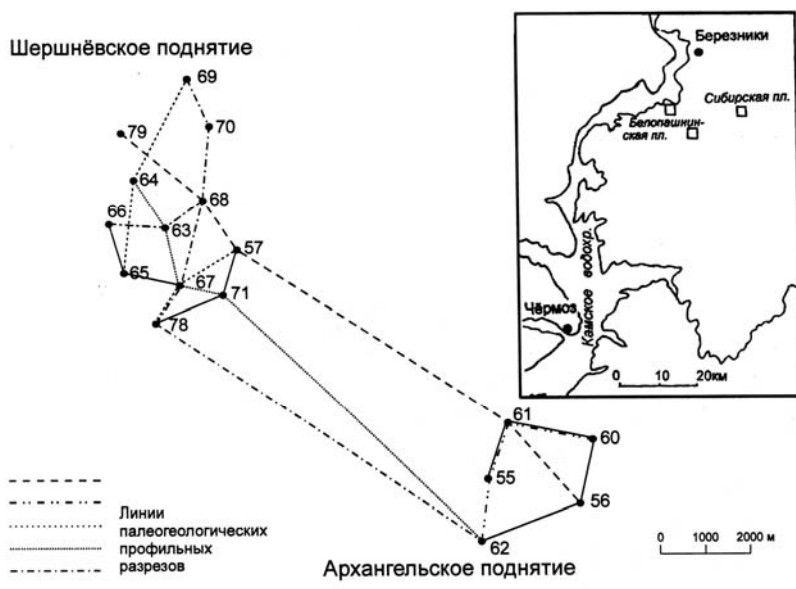


Рис. 5.5. Схема расположения скважин

Целью работы явилось установление фациального состава и циклического строения ВТТ с широким использованием результатов геологической интерпретации данных ГИС [8, 21, 26] и спорово-пыльцевого анализа [38]. Изучение карбонатных пород нижнего карбона, определение их возраста по микрофауне осуществлено заведением генетического анализа и гео-

логического моделирования осадочных толщ КамНИИКИГС, с.н.с. Э.К. Сташковой, палинологические исследования образцов керна из терригенных пород и определение их возраста по спорам проведены к. г.-м. н., н.с. Т.В. Стуковой.

Комплекс промыслово-геофизических материалов включал стандартную электрометрию, боковое электрическое зондирование, боковой и микробоковой каротаж, микрозондирование, акустический каротаж, кавернометрию и радиоактивный каротаж (ГК и НГК) в вертикальном масштабе записи 1:200 и 1:500.

При исследовании керна обязательно отмечались следующие генетические признаки отложений: вещественный состав и примеси, цвет породы и его оттенки, структура, текстура, цемент, минеральные включения, органические остатки, мощность слоев, характер контактов и переходов между ними по разрезу. Кроме названных признаков, непосредственно отмечаемых при описании керна скважин, ряд признаков (таких как место, занимаемое конкретной фацией в седиментационном цикле, ее соотношение с другими фациями на площади и др.) был выявлен только после окончательной обработки фактического материала.

Визейская терригенная толща характеризуется значительной фациальной изменчивостью, вследствие чего детальная послойная корреляция даже близко расположенных разрезов встречает существенные затруднения, а часто практически невозможна. Поэтому важнейшее значение для стратификации отложений имеет выделение циклитов и данные спорово-пыльцевого анализа. Существенным признаком седиментационного циклита является выдержанность по простиранию определенной направленности в изменении фациального характера слагающих его пород. Фации сменяют друг друга на большем или меньшем расстоянии, но *направленность* их изменений остается. Это и превращает циклиты в стратиграфические единицы того или иного масштаба и доказывает, что по-

нятие седиментационного цикла неотделимо от понятия фации [13].

При выделении циклита за его начало принимался переход от трансгрессивного ряда фаций к регрессивному, т.е. верхняя граница циклитов того или иного порядка проводилась по кровле отложений, выражающих фацию максимума трансгрессии. Переход от трансгрессии к регрессии часто связан с усилением динамики среды осадконакопления, что выражается сменой тонкозернистых осадков более крупнозернистыми или сменой карбонатных осадков морской фации глинистыми лагунными отложениями. Это четко фиксируется по керну скважин и на диаграммах ГИС (по максимуму глинистости).

Сопоставление и корреляция разрезов скважин проведена по мезоциклитам, за исключением радаевского мезоциклита, в котором удалось выделить три циклита первого порядка (элементарных циклита) и увязать их между собой. Мезоциклиты характеризуются большей выдержанностью на площади по сравнению с циклитами первого порядка и, кроме того, хорошо сопоставляются со стратиграфическими подразделениями, устанавливаемыми по спорово-пыльцевым комплексам [36]: первый (снизу) мезоциклит по объему отвечает радаевскому горизонту, второй соответствует нижней, а третий – верхней частям бобриковского горизонта. Четвертый мезоциклит равен по объему тульскому горизонту.

Тщательное сопоставление данных ГИС с генетическими признаками исследуемых отложений позволило выделить фации и циклиты трех порядков, проследить границы циклитов третьего порядка (мезоциклитов) по разрезу (под контролем палинологических данных) и на площади, добиться более или менее надежной корреляции разнофациальных отложений, а значит, более обоснованно сопоставить и проследить продуктивные песчаные пласты-коллекторы.

Для уточнения пространственного размещения разных по генезису песчаных тел и корреляции их в разрезах скважин по-

строено 15 палеогеологических профильных разрезов, проходящих в различных направлениях (для аллювия – обязательно поперек речной долины и вдоль нее). Это позволило уточнить генетическую природу отдельных литологических типов и увязать между собой разнофациальные циклиты, а следовательно, и тела-коллекторы, заключенные в составе циклитов. При построении профильных разрезов за верхний репер принята подошва карбонатных пород тульского горизонта.

Составленные по результатам фациально-циклического анализа карты мощностей песчаников русловой фации, являющихся каналами вторичной миграции и потенциальными коллекторами УВ, позволили выявить зоны их развития и фациального замещения в плане, наметить вероятные направления распространения погребенных палеодолин.

Ниже приводятся литолого-стратиграфическая и фациально-циклическая характеристики визейских терригенных отложений, развитых на изученной площади.

ВГТ, общей мощностью от 25,5 м (скв. 79) до 49 м (скв. 62), подстилается разновозрастными образованиями позднего турне и включает палинологически обоснованные отложения нижневизейского подъяруса – радаевский и бобриковский мезоциклиты и нижнюю (терригенную) часть тульского мезоциклита. Толща представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с пластами и пропластками каменного угля.

Аргиллиты регистрируются на кавернограмме увеличением диаметра скважины, низкими и средними значениями на кривой НГК и высокими показаниями на диаграмме ГК. На кривой КС наблюдается резкое падение удельного сопротивления.

Песчаники и алевролиты выделяются в терригенном разрезе наиболее надежно по совокупности диаграммы ПС, кривой ГК (пониженные показания) и кавернограммы.

Известковистые аргиллиты и алевролиты в отличие от не известковистых фиксируются повышенными показаниями на

кривых КС. Глинистые и углисто-глинистые алевролиты и песчаники фиксируются на диаграммах ГИС положительными аномалиями ПС и ГК, увеличением диаметра скважины на кавернограмме, минимальными показаниями электрометодов и НГК.

Известняки на диаграммах ГИС характеризуются номинальным диаметром скважины на кавернограмме, аномально повышенными показаниями на кривой НГК (ННК-Т) и высокими значениями сопротивления на кривой КС. Для глинистых известняков характерно увеличение естественной радиоактивности на кривой ГК.

Проведенный анализ конфигураций диаграмм ГИС позволил выделить следующие литологические разности пород: доломит, известняк, известняк глинистый, аргиллит, аргиллит известковистый, аргиллит углистый, аргиллит алевроитистый, аргиллит песчанистый, алевролит, алевролит известковистый, алевролит глинистый, алевролит песчанистый, песчаник пронизаемый (коллектор), песчаник плотный, песчаник известковистый, песчаник глинистый, песчаник алевроитистый.

Генетический анализ исследуемой толщи показал, что в ее составе присутствуют континентальные отложения и отложения, переходные от континентальных к морским (табл. 5.1). В названиях фаций отражается как вещественный состав осадка, так и обстановка его образования.

Р а д а е в с к и й м е з о ц и к л и т ( $C_{1rd}$ ) по результатам спорово-пыльцевого и фациально-циклического анализов включает три циклита, соответствующие трем палинозонам: нижне-, средне- и верхнерадаевский. В изученных разрезах мезоциклит сложен толщей пород мощностью от 12 до 21,5 м и представлен переслаиванием песчаников (прослои от 1 до 6 м), алевролитов и аргиллитов с преобладанием первых над глинистыми разностями пород, особенно в верхней и в ряде случаев в нерасчлененной средней-верхней частях разреза, где они отличаются значительной мощностью (до 7–9 м) и среднезернистым гранулометрическим составом (0,25–0,5 мм).



Таблица 5.1

Перечень выделенных фаций в составе визейской терригенной толщи на Белопашнинской площади

Группа фаций	Подгруппа фаций	Фации
Континентальная	Аллюви- альная	Песчаных осадков русла и прирусловой отмели Песчаных и глинисто-алевритовых осадков поймы
	Болотная	Глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно-континентальной равнины Углисто-глинистых осадков заиляющихся торфяных болот Торфяных болот
Переходная от континентальной к морской		Песчаных осадков прибрежно-морских аккумулятивных образований (косы, бары, пересыпи и т.п.) Песчано-алевритовых осадков зоны волновой ряби и слабых течений Алеврито-глинистых осадков приморских озер Терригенных осадков лагун и заливов Карбонатных осадков лагун и заливов

На **Шершневском поднятии** нижнерадаевский циклит ( $C_{1rd_1}$ ) мощностью от 1 до 8 м сложен преимущественно песчаниками, которые отсутствуют лишь в разрезах скв. 67, 71, 78, 79.

Нижняя (регрессивная) часть циклита в разрезах скв. 63, 66, 69 представлена фацией *глинисто-алевритовых осадков приморских озер*. Это аргиллиты или алевролиты кварцевые, темно-серые до черных, частью углистые, пиритизированные, с многочисленными углефицированными растительными остатками.

В разрезах скв. 65, 67, 68, 78, 71 нижняя часть циклита сложена алевролитами кварцевыми, неравномерно глинисты-

ми, мелкозернистыми, тонкослоистыми, с ходами илоедов и гнездами пирита, выражающими фацию *алевритовых осадков зоны волновой ряби морского побережья*.

Средняя часть циклита, характеризующая время максимума регрессии, в разрезах скв. 63, 64, 65, 68, 69, 57, 79, представлена фациями *песчаных осадков прибрежно-морских аккумулятивных образований*. Песчаники кварцевые, алевритистые, неравномерно глинистые, от светло- до темно-серых, мелкозернистые, пиритизированные, иногда с ходами илоедов.

В разрезе скв. 66 песчаный пласт расщепляется с появлением аргиллитов черных, плитчатых, с обугленными растительными остатками и включениями пирита (фация *углисто-глинистых осадков заиляющихся торфяных болот*). В разрезе скв. 65 песчаники перекрываются пластом каменного угля (0,7 м), характеризующим фацию *торфяного болота*. В разрезе скв. 67 средняя часть циклита также представлена *болотной* фацией (черные, микрослоистые аргиллиты). Глинистые алевролиты и аргиллиты болотных фаций хорошо отражаются на диаграммах ГИС. Углистые аргиллиты и угли отмечаются высокими показаниями на кривых КС.

Верхняя, трансгрессивная, часть нижнерадаевского циклита сложена алевролитами (скв. 63, 65, 67, 68), относящимися к фации *зоны волновой ряби*.

Таким образом, по фациальным условиям и по их соотношению в верхней и нижней частях нижнерадаевский циклит определяется как «однородный, озерно-волновой».

Среднерадаевский циклит (C<sub>1</sub>rd<sub>2</sub>) мощностью от 2 до 6,5 м представлен преимущественно глинисто-алевритовыми породами; в разрезах скв. 65, 67, 57, 71, 78 – с прослоями песчаника (от 0,5 до 1,5 м). В его основании в разрезах скв. 63, 64, 65, 57, 78 залегают черные, углистые аргиллиты с гнездами пирита и многочисленными углефицированными растительными остатками, характеризующие фацию *глинисто-алевритовых осадков приморских озер*. В разрезах скв. 66, 67 к этой же фа-

ции относятся алевролиты темно-серые до черных, неравномерно глинистые, иногда песчанистые, с включениями пирита и обугленными растительными остатками.

Прослой песчаника в разрезах скв. 65 и 67 относятся к фации *песчано-алевритовых осадков зоны волновой ряби*, о чем свидетельствует присутствие в них ходов донных животных.

В части разрезов (скв. 64, 66, 68, 69, 79) среднерадаевский циклит мощностью от 8 до 15 м рассматривается в нерасчленном объеме с верхнерадаевским.

Верхнерадаевский циклит ( $C_{1rd3}$ ) в разрезах скв. 57, 63, 65, 67, 70, 71, 78 мощностью 6–11,5 м сложен в основном песчаниками, приуроченными к его средней части и отвечающими времени максимального развития регрессии. Судя по гранулометрическому составу, от мелко- до средне- и крупнозернистых (скв. 64, 65, 66 и др.), светло-серой окраске и полосообразному распространению на площади эти песчаники характеризуют фацию *песчаных осадков русла и прирусловой отмели*.

Русловой аллювий (скв. 68, 69, 66, 71, 78, 57) перекрывается глинисто-алевритовыми отложениями *пойменной* фации (алевролиты серые, песчанистые, неравномерно глинистые, с обугленными растительными остатками и гнездами пирита).

В скв. 65, 67 разрез верхнерадаевского циклита венчается черными, тонкослоистыми, плитчатыми аргиллитами с обугленными растительными остатками, гнездами пирита и отпечатками раковин брахиопод, выражающими фацию *глинистых осадков лагун или заливов*.

Исходя из фациального состава и строения верхнерадаевского циклита его следует назвать «трансгрессивным, болотно-лагунным с аллювием в подугольной части».

Однако в целом соотношение циклитов в радаевском мезоциклите отчетливо указывает на регрессивную направленность его развития – от прибрежно-морских условий седиментации к прибрежно-континентальным.

На **Архангельском поднятии** ниже- и среднерадаевские циклиты (скв. 55, 56, 60, 61) представлены глинисто-алевритовыми отложениями *заболоченной прибрежно-континентальной равнины* и глинисто-углистыми образованиями *лагун и заливов*. Для пород характерны обуглившиеся растительные остатки и гнезда пирита.

Верхнерадаевский циклит сложен преимущественно светло-серыми, кварцевыми песчаниками разномзернистого состава (от мелко- до средне- и крупнозернистых), характеризующими фацию *песчаных осадков русла и прирусловой отмели* (разрезы скв. 55, 61). Вверх по разрезу русловой аллювий сменяется образованиями *пойменных* фаций, представленными мелкозернистыми песчаниками, участками алевритистыми до перехода в алевролит с растительными остатками и ходами илоедов (скв. 60). В целом верхнерадаевский циклит имеет здесь трансгрессивную направленность развития.

Песчаники руслового генезиса позднерадаевского времени в палеоразрезах Шершневского и Архангельского месторождений узнаются по *линзовидно-вогнутой форме в разрезе* (рис. 5.6) и *рукавообразному характеру в плане* (рис. 5.7). На диаграммах ГИС они выделяются по отрицательным аномалиям ПС и ГК и сужению диаметра скважины на кавернограмме. Такие песчаные тела, являясь хорошими коллекторами, образуют литологически замкнутые ловушки эрозионно-аккумулятивного типа.

Н и ж н е б о б р и к о в с к и й ( $C_1bb_1$ ) и в е р х - н е б о б р и к о в с к и й ( $C_1bb_2$ ) м е з о ц и к л и т ы, отвечающие бобриковскому горизонту и, соответственно, двум палинозонам, имеют мощности 2,5–5 м – нижний и 2–5,5 м – верхний. На рассматриваемых поднятиях разрез представлен неравномерным чередованием песчаников (прослои от 0,5 до 2 м), алевролитов и аргиллитов с преобладанием последних. В ряде разрезов песчаники приурочены либо к нижней, либо к верхней частям горизонта. В разрезе скв. 56 зафиксирована

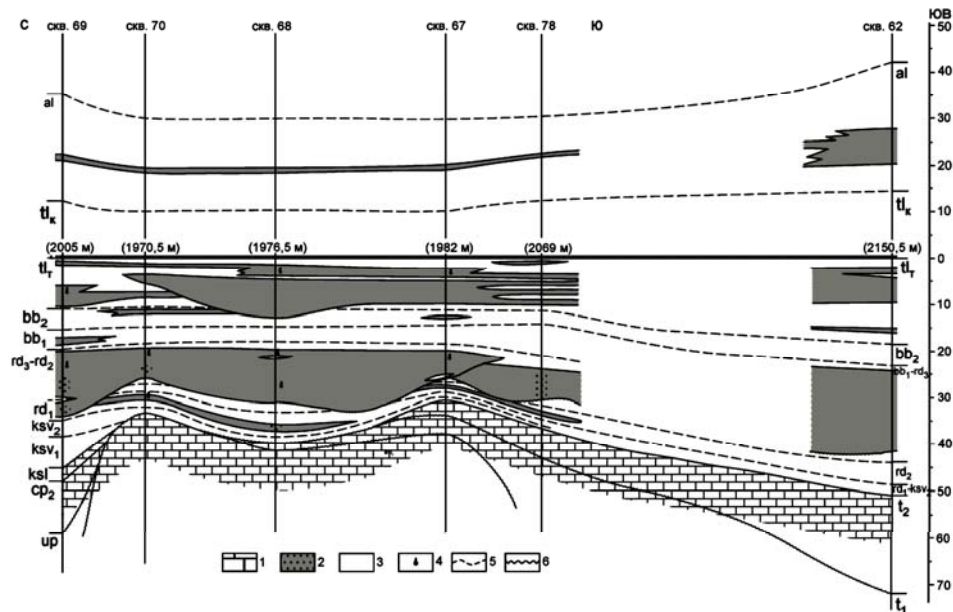


Рис. 5.6. Палеогеологический профильный разрез по линии скв. 69-70-68-67-78-62. 1 – известняк; 2 – песчаник; 3 – глинисто-алевритовые породы; 4 – нефтепроявления по керну; 5 – стратиграфические границы; 6 – линии стратиграфического перерыва или эрозийного размыва. al – алексинский горизонт;  $tl_k$  – тульский мезоциклит (карбонатная часть);  $tl_l$  – тульский мезоциклит (терригенная часть);  $bb_2$  – верхнебобринский мезоциклит;  $bb_1$  – нижнебобринский мезоциклит;  $rd_3$  – верхнегадаевский цикллит;  $rd_2$  – среднегадаевский цикллит;  $rd_1$  – нижнегадаевский цикллит;  $ksv_2$  – косвинский горизонт (верхняя часть);  $ksv_1$  – косвинский горизонт (нижняя часть); ksl – кизеловский горизонт; ср – черепетский горизонт; up – упинский горизонт; t – турнейский ярус

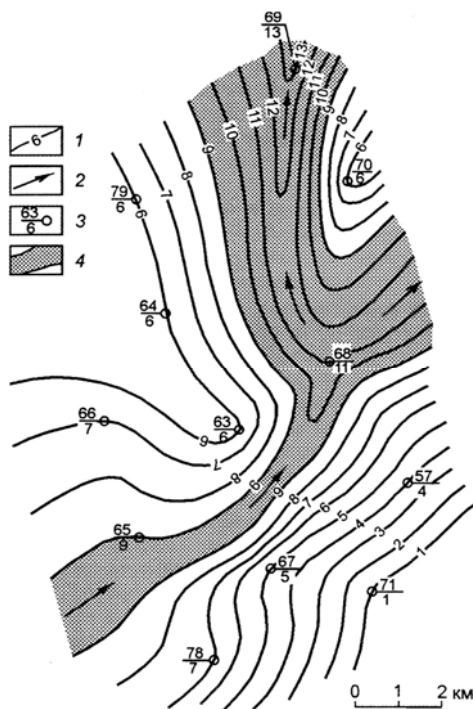


Рис. 5.7. Карта распространения песчаников русловой фации в составе нерасчлененных средне-верхнерадаевских циклитов на Шершневском поднятии: 1 – изопахиты, м; 2 – вероятные направления переноса песчаного материала; 3 – скважины (в числителе – номер, в знаменателе – толщина песчаного пласта); 4 – предполагаемое расположение эрозионных врезов

16-метровая пачка песчаников, слагающая почти весь разрез нерасчлененных ниже-верхнебобриковских отложений. Мощность бобриковского горизонта изменяется от 5 до 12 м, достигая 18 м в разрезе скв. 56.

В составе горизонта преобладают фации *глинисто-алевритовых и песчаных осадков заболоченной прибрежно-континентальной равнины и заливающихся торфяных болот*, что говорит о преимущественно регрессивном характере осадконакоп-

ления во время формирования указанных мезоциклитов. Но появление в аргиллитах самой верхней части нижнебобриковского циклита фауны брахиопод (скв. 65) и прослоя (0,1 м) зеленовато-светло-серого, мелкокристаллического известняка (скв. 63), выражающих фации *терригенных* и *карбонатных осадков заливов*, свидетельствует о наступлении на рассматриваемой площади кратковременной трансгрессии.

Верхняя, трансгрессивная, часть верхнебобриковского мезоциклита характеризуется присутствием прибрежно-морских фаций. Так, в разрезе скв. 63 – это фация *терригенных осадков лагун и заливов*, представленная кварцевыми, темно-серыми, разнотекстурными алевролитами с включениями пирита и отпечатками фауны и флоры. В разрезах скв. 64, 57, 71, 78 в аргиллитах отмечается появление прослоев алевролитов с ходами илоедов (*фация зоны волновой ряби*), а в разрезе скв. 65 – серого, органогенно-мелкообломочного известняка мощностью 0,1 м (*фация карбонатных осадков лагун и заливов*).

На Архангельском поднятии в нерасчлененном бобриковском мезоциклите прослеживается песчаный пласт *руслового* генезиса (скв. 56). В нерасчлененной верхнерадаевско-нижнебобриковской толще скв. 62 (пройденной без отбора керна), по данным ГИС и положению в разрезе, предполагается наличие песчаного тела (мощностью 18 м) в погребенном палеорусле.

Т у л ь с к и й мезоциклит (C<sub>1</sub>tl<sub>1</sub>) выделяется на описываемой площади в объеме н и ж н е й ( т е р р и г е н - н о й ) п а ч к и, венчающей разрез ВТТ, и верхней карбонатной толщи. Терригенная пачка мощностью 10–18,5 м представлена в основном чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Структурно-текстурные и другие диагностические признаки аргиллитов и алевролитов позволяют отнести их к фациям *болот, приморских озер, заливов, лагун и зон слабых волнений* прибрежно-морского мелководья.

Песчаники занимают в разрезе значительный объем и представлены либо несколькими (2–5) прослоями небольшой

толщины (от 0,5 до 2 м), либо сравнительно мощными (3–7,5 м) слоями (например, в разрезах скв. 62, 65, 71, 78).

В плане и в разрезе они образуют тела, относительно изолированные от окружающих их глинисто-алевритовых отложений. Это указывает на то, что они сформировались в условиях прибрежно-морского мелководья, свидетельством чего служат и такие их признаки, как хорошая отсортированность, мелкозернистость, известковистость, косоволнистая слоистость и положение в разрезе между лагунными фациями. Для такой обстановки характерны песчаные тела типа кос, баров, пересыпей и другие аккумулятивные образования, формировавшиеся под воздействием морских течений и волнений. Они представляют интерес как литологически замкнутые ловушки.

Карбонатная часть разреза мощностью 8,5–14,5 м охарактеризована керном лишь в половине изученных разрезов. Она сложена глинистыми известняками с комплексом морской фауны, выражающими фацию *карбонатных осадков лагун и заливов*.

Таким образом, в результате проведенных исследований был выявлен литологический состав отложений (совместно с интерпретацией каротажных диаграмм и характеристики пород по керну), установлены мощности песчаных пластов, намечены (с использованием метода седиментационной цикличности) стратиграфические границы там, где отсутствовали палинологические данные, существенно дополнена геологическая информация по выяснению природы морфологии песчаных тел и тем самым созданы предпосылки для построения геолого-геофизических моделей формирования продуктивных пластов.

Проведенные исследования показали, что с помощью материалов ГИС, в комплексе с геологическими, палеонтологическими и палинологическими данными, возможно проведение как детального литологического, так и фациально-циклического анализа визейских терригенных отложений на всей тер-



ритории Соликамской впадины. Полученные результаты могут быть использованы для локального прогноза закономерностей размещения коллекторов нефти и газа, подсчета их запасов, а также разработки рекомендаций по рациональному размещению скважин.

### **Контрольные вопросы**

1. Каким комплексом геофизических методов изучена ВТТ на Белопашнинской площади?
2. Какие генетические признаки отложений отмечались при изучении керна скважин?
3. Что является существенным признаком седиментационного циклита?
4. Что принималось за начало циклитов при их выделении?
5. С какими стратиграфическими подразделениями сопоставляются выделенные мезоциклиты?
6. Что позволяют выявить палеогеологические профильные разрезы и карты изопахит?
7. Как на каротажных диаграммах фиксируются различные литотипы?
8. Перечислите фации, выделенные в составе ВТТ на Белопашнинской площади.
9. Охарактеризуйте фациально радаевский мезоциклит на Шершневском и Архангельском поднятиях.
10. Какие фации преобладают в составе бобриковского горизонта на рассматриваемой площади?
11. Какими фациями представлена терригенная пачка тульского мезоциклита на Архангельском и Шершневском поднятиях?
12. Какова природа песчаных тел, изолированных от окружающих их глинисто-алевритовых отложений?
13. Для чего могут быть использованы результаты исследования ВТТ?

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Фациально-циклический анализ является необходимым инструментом для установления генезиса отложений, выдачи конкретных рекомендаций для постановки геофизических работ и бурения, оперативного локального прогноза ловушек нефти и газа любого типа, выявления особенностей строения и размещения песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-покрышек. На основе данного метода реконструируются ландшафты прошлых геологических эпох и создается общая картина эволюции геологических процессов на поверхности Земли.

Поскольку в основе фациально-циклического метода лежат представления о фациях и циклах, то вся работа должна быть направлена на уточнение конкретных для данного района условий осадконакопления и закономерностей их изменения на площади и во времени. Детальное изучение и описание разрезов в обнажении или по керну, составление литолого-стратиграфических колонок, выделение фаций и циклитов, составление палеогеологических и фациальных профилей по отдельным площадям и районам и, наконец, построение фациальных и палеогеографических карт – таков путь анализа и обобщения (синтеза) материалов исследования, с постоянной взаимной («обратной») проверкой исходных данных и предыдущих построений и выводов.

Неоценимую помощь при этом оказывают данные геофизических исследований скважин, несущие объективную и притом непрерывную информацию о вскрываемых скважинами пород. ГИС проводятся практически во всех скважинах на стадиях поиска, разведки и разработки нефтегазовых месторождений для получения разносторонней информации о геологическом строении недр.

В настоящем учебном пособии показаны большие возможности геофизических материалов при решении многих

геологических задач, таких как литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин и их межскважинная корреляция с использованием петрофизической и промыслово-геологической информации, выяснение фациального состава и циклического строения терригенных отложений. Методы ГИС также весьма эффективны при построении модели залежи, количественной оценке параметров продуктивных пластов и получении петрофизических зависимостей для подсчета запасов углеводородного сырья. При этом наилучшие результаты геолог получает только при тесном содружестве с геофизиком.

Авторы надеются, что изложенная в учебном пособии практика использования геофизических методов для фациально-циклического анализа терригенных отложений будет полезна при решении новых задач в области литологии природных резервуаров нефти и газа.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

### Список основной литературы

1. Алексеев В.П. Литолого-фациальный анализ: учеб.-метод. пособие к практическим занятиям и самостоятельной работе по дисциплине «Литология». – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. – 147 с.

2. Ботвинкина Л.Н., Алексеев В.П. Цикличность осадочных толщ и методика ее изучения. – Свердловск: Изд-во Урал. ун-та, 1991. – 336 с.

3. Воронин Ю.А., Еганов Э.А. Фации и формации. Паратектонизм. – Новосибирск: Наука (Сибирское отделение), 1972. – 120 с.

4. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике / под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.

5. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. – М.: Недра, 1990. – 398 с.

6. Гроссгейм В.А. Задачи литологии при поисках зон выклинивания гранулярных коллекторов // Состояние и задачи советской литологии. – М.: Наука, 1970. – Т. 3. – С. 82–86.

7. Промысловая геофизика / В.М. Добрынин [и др.]. – М.: Недра, 1986. – 342 с.

8. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966. – 387 с.

9. Дюфур М.С. Фации и генетические типы осадочных образований // Геология и петрография Западного Урала. – Пермь, 1976. – Вып. 7. – С. 19–27.

10. Дюфур М.С. Об относительно (относительно-стратиграфическом) направлении в определении содержания понятия «фация» / Вестн. ЛГУ. – 1971. – № 24. – С. 5–15.

11. Дюфур М.С. Методологические и теоретические основы фациального и формационного анализов. – Л.: Изд-во ЛГУ, 1981. – 160 с.
12. Дьяконов Д.И., Леонтьев Е.И., Кузнецов Г.С. Общий курс геофизических исследований скважин: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1984. – 432 с.
13. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна / Ю.А. Жемчужников [и др.] // Труды ГИН АН СССР. Вып. 15. Ч. 1. – М.: Изд-во АН СССР, 1959. – 332 с.
14. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: альбом-справочник / В.Я. Ратнер [и др.] / под ред. В.В. Семеновича. – М.: Недра, 1982. – 189 с.
15. Ингерман В.Г. Автоматизированная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра. – 1981. – 224 с.
16. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1982. – 351с.
17. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1987. – 375 с.
18. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность. – М.: Недра, 1985. – 179 с.
19. Корреляция геофизических разрезов скважин на ЭВМ / Ш.А. Губерман [и др.] // Геология нефти и газа. – 1981. – № 2. – С. 52–57.
20. Косков В.Н. Основы машинной интерпретации данных геофизических исследований нефтяных скважин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 1995. – 132 с.
21. Косков В.Н., Пахомов В.И. Использование методов ГИС при фациально-циклическом анализе визейской терригенной толщи Пермского Прикамья // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2000. – № 5. – С. 45–50.

22. Косков В.Н., Пахомов В.И., Косков Б.В. Электрорадиометрические характеристики фаций визейской терригенной толщи Пермского Прикамья // Геология и полезные ископаемые Западного Урала; Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2000. – С. 162–165.

23. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: учеб. пособие / Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2005. – 122 с.

24. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин (измерения, обработка, интерпретация): учеб. пособие / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2006. – 148 с.

25. Косков В.Н., Пахомов В.И., Бродягин В.В. Литологическое расчленение разрезов скважин и выделение коллекторов и покрышек по данным ГИС на примере месторождений Западной Сибири // Геология и полезные ископаемые Западного Урала; Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2006. – С. 121–122.

26. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

27. Косков В.Н. Промысловая геофизика: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 279 с.

28. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях: учеб. пособие. – М.: Высш. шк., 1971. – 368 с.

29. Леворсен А.И. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 638 с.

30. Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа / В.А. Бабадаглы [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 256 с.

31. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки нефти и газа / А.А. Гусейнов [и др.]. – М.: Недра, 1978. – 276 с.

32. Максимов Е.М. Литология природных резервуаров нефти и газа: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2008. – 432 с. (Серия «Высшее нефтегазовое образование»).

33. Методика палеогеоморфологических исследований областей СССР // Тр. ВНИГНИ. – Вып. 250. – М.: Недра, 1985. – 191 с.
34. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
35. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья: моногр. – М.: Недра, 1980. – 152 с.
36. Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий / ВСЕГЕИ. – СПб., 2008. – Вып. 38. – 131 с.
37. Сташкова Э.К., Стукова Т.В., Пахомов В.И. Детальное расчленение и корреляция визейских терригенных отложений с целью уточнения распространения песчаных тел-коллекторов различного генезиса // Результаты глубокого и сверхглубокого бурения, проблемы нефтегазоносности и рудоносности: сб. науч. тр. / КамНИИКИГС. – Пермь, 2000. – С. 220–236.
38. Сташкова Э.К., Стукова Т.В., Пахомов В.И. Особенности строения визейской терригенной толщи и связанных с ней песчаных тел-коллекторов // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: материалы XIV геол. съезда Республ. Коми (13–16 апреля 2004 г.). – Т. IV. – Сыктывкар: Геопринт, 2004. – С. 60–63.
39. Фролов В.Т. Генетическая типизация морских отложений. – М.: Недра, 1984. – 222 с.
40. Фролов В.Т. Литология. – М.: Изд-во МГУ, 1995. – Кн. 3. – 352 с.
41. Цейслер В.М. Основы фациального анализа: учеб. пособие. – М.: Изд-во КДУ, 2009. – 150 с.
42. Шанцер Е.В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований // Тр. ГИН АН СССР. – Вып. 161. – М.: Наука, 1966. – 239 с.

### Список дополнительной литературы

43. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках: пер. с англ. – М.: Мир, 1977. – 216 с.
44. Ботвинкина Л.Н. Методическое руководство по изучению слоистости // Тр. ГИН АН СССР. Вып. 119. – М.: Наука, 1965. – 260 с.
45. Вассоевич Н.Б. Литология и нефтегазоносность: изб. тр. – М.: Наука, 1990. – 264 с.
46. Верзилин Н.Н. Методы палеогеографических исследований. – Л.: Недра, 1979. – 247 с.
47. Вылцан И.А. Введение в учение о фациях и формациях. – Томск: Изд-во Томск. гос. ун-та, 1984. – Ч. 1. – 197 с.; 1990. Ч. II. – 206 с.
48. Геофизические методы изучения геологии угольных месторождений / В.В. Гречухин [и др.]. – М.: Недра, 1995. – 477 с.
49. Губина А.И. Основы фациальной цикличности осадочных толщ по результатам геолого-геофизических исследований скважин. – Пермь: Пресстайм, 2007. – 271 с.
50. Дафф П., Халлам А., Уолтон Э. Цикличность осадконакопления: пер. с англ. – М.: Мир, 1971. – 284 с.
51. Дельты-модели для изучения: пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 232 с.
52. Изотова Т.С., Денисов С.Б., Вендельштейн Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. – М.: Недра, 1993. – 176 с.
53. Интерпретация данных геофизических исследований скважин в Западной Сибири: сб. науч. тр.; ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1992. – 202 с.
54. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник. – М.: Недра, 1988. – 480 с.



55. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел: пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 256 с.
56. Кутырев Э.И. Условия образования и интерпретация косой слоистости. – Л.: Недра, 1968. – 128 с.
57. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1981, 1991. – 171 с.
58. Македонов А.В. Методы литофациального анализа и типизация осадков гумидных зон. – Л.: Недра, 1985. – 243 с.
59. Максимов С.П., Кунин Н.Я., Сардонников Н.М. Цикличность геологических процессов и проблема нефтегазоносности. – М.: Недра, 1977. – 280 с.
60. Маслов К.С. Научные основы поисков литологических и стратиграфических залежей нефти и газа в терригенных толщах. – М.: Недра, 1968. – 220 с.
61. Обстановки осадконакопления и фации: пер. с англ. / под ред. Х.Г. Рединга. – М.: Мир, 1990. – Т. 1. – 352 с; Т. 2. – 384 с.
62. Ожигбесов В.П. Фации и стратиграфическая последовательность // Геология и полезные ископаемые Западного Урала: материалы регион. науч.-практ. конф., 10–12 окт. 2001 г. – Пермь, 2001. – С. 49–52.
63. Прошляков Б.К. Кузнецов В.Г. Литология и литолого-фациальный анализ: учебник. – М.: Недра, 1981. – 284 с.
64. Рухин Л.Б. Основы литологии. – 3-е изд. – Л.: Недра, 1969. – 703 с.
65. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ. – М.: Недра, 1989. – 294 с.
66. Тарунина О.Л. Геофизические методы стратиграфической корреляции: учеб. пособие. – Изд. 2-е, доп. / Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2008. – 98 с.
67. Хэллем А. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность. – М.: Мир, 1983. – 328 с.

68. Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов. – М.: Наука, 1977. – 244 с.

69. Черников О.А. Литологические исследования в нефтепромысловой геологии. – М.: Недра, 1981. – 237 с.

70. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: метод. пособие. – М.: Герс, 2001. – 229 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ

### ПОДГОТОВКА И ОФОРМЛЕНИЕ ЛАБОРАТОРНЫХ И КУРСОВЫХ РАБОТ

#### Лабораторные работы

**Общие положения.** Лабораторные работы выполняются студентами в соответствии с учебным планом с целью закрепления теоретических знаний и приобретения опыта использования этих знаний при решении практических задач на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных.

**Тематика и содержание лабораторных работ.** При выполнении лабораторных работ студенты должны самостоятельно провести комплексную обработку каротажных диаграмм, отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований.

1. Литолого-стратиграфическое расчленение терригенного разреза по данным ГИС с выделением литологических разновидностей горных пород и пластов-коллекторов.

2. Выделение фаций и мезоциклитов в разрезах изучаемых скважин.

**Материалы для лабораторных работ.** Для выполнения работы необходимо иметь как минимум следующие каротажные материалы в интервале терригенных отложений:

- 1) стандартная электрометрия (КС, ПС);
- 2) радиометрия (НГК, ГК);
- 3) кавернометрия (КВ);
- 4) микрозондирование (МЗ).

Возможно также использование диаграмм бокового (БК), микробокового (МБК), акустического (АК) и индукционного (ИК) каротажа и другие методы ГИС, которые применялись на данном месторождении.

Для выполнения лабораторных работ в качестве учебного материала используются планшеты ГИС, предоставленные руководителем, или планшеты ГИС, имеющиеся у студентов с практики.

**Оформление лабораторных работ.** До начала выполнения работы проводится консультация с руководителем. Студент должен усвоить информацию, полученную на лекционных и практических занятиях, а затем использовать приобретенные сведения для решения поставленной задачи. Лабораторные работы оформляются в виде литолого-стратиграфического разреза скважины с колонкой фаций и мезоциклитов. Работа выполняется от руки на диаграммной бумаге или в компьютерном варианте.

## ОБРАЗЕЦ ОФОРМЛЕНИЯ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ

### **Пример литолого-стратиграфической колонки с фациальным анализом**

#### **Курсовая работа**

**Общие положения и материалы для курсовых работ такие же, как и у лабораторных работ.**

**Порядок выполнения курсовой работы.** Перед выполнением курсовой работы необходимо изучить специальную литературу и усвоить теоретический материал лекций.

По фактическому каротажному материалу определяются этапы интерпретации и характер выдаваемых результатов обработки данных ГИС.

Список литературных источников рекомендует преподаватель, но выбирает их студент самостоятельно. В конце работы приводится список использованной литературы, а в курсовой работе дается ссылка на источник – порядковый номер по списку в квадратных скобках.

Заключительный этап – обобщение полученных результатов, их анализ и решение поставленной в курсовой работе геологической задачи.

**Тематика и содержание курсовой работы.** При выполнении курсовой работы студент должен самостоятельно провести комплексную (качественную и количественную) обработку каротажных диаграмм, отразить основные этапы интерпретации по конкретному объекту исследований.

1. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС, определение мощности и границ выделяемых пластов горных пород и составление литолого-стратиграфической колонки.

2. Выделение фаций и мезоциклитов в разрезах изучаемых скважин.

3. Проведение межскважинной корреляции по фациальной изменчивости терригенных отложений.

В содержании работы должны быть освещены физическая характеристика и роль того или иного метода ГИС и решаемые ими геологические задачи. Следует подробно рассмотреть роль отдельного геофизического метода при комплексной интерпретации диаграмм ГИС. Во введении курсовой работы должна быть сформулирована поставленная задача, а в главе 1 дано геологическое описание изучаемого объекта (месторождение, залежь) и основные методики интерпретации по комплексу методов ГИС. В главе 2 указываются краткие теоретические сведения по фациально-циклическому анализу терригенных отложений и изложению результатов интерпретации, самостоятельно полученных студентами по конкретному геологическому объекту.

В заключении кратко излагаются основные итоги проведенной работы.

**Материалы для курсовой работы.** При написании курсовой работы студент использует собственные геологические и геофизические материалы, собранные на практике, или планшеты ГИС, выданные для написания курсовой работы преподавателем.

давателем. По объему и качеству интерпретационного материала уточняется тема курсовой работы.

**Содержание пояснительной записки к курсовой работе.** Пояснительная записка состоит из введения, двух-трех глав и заключения. Иллюстрации приводятся по тексту (карта местоположения месторождения, тектоническая карта месторождения, результаты комплексной интерпретации данных ГИС в виде графических приложений).

Во введении кратко формулируется задача, указываются используемые методы ГИС, их назначение и объект исследования.

В первой главе приводятся общие сведения о месторождении (стратиграфия, литология, тектоника, нефтегазоносность, комплекс ГИС и др.) и сведения о конкретной скважине (диаметр долота, данные о растворе, перечень используемых методов ГИС и др.).

Во второй главе описываются теоретические положения по теме курсовой работы, приводятся результаты курсовой работы по интерпретации данных ГИС конкретного объекта исследования (скважины) и дается анализ достоверности полученных результатов.

В заключении излагаются выводы о проделанной работе. В конце курсовой работы помещается список использованной литературы.

**Оформление курсовой работы.** Работа брошюруется, обложка должна быть из плотной бумаги. Титульный лист оформляется согласно установленным на кафедре ГНГ требованиям (см. образец).

После титульного листа следует оглавление с указанием разделов работы и номера страниц.

Текст работы представляется в компьютерном варианте. Рисунки, таблицы и графические приложения выполняются на белой или диаграммной бумаге пастой или тушью. Они должны иметь порядковый номер и название.

# ОБРАЗЕЦ ТИТУЛЬНОГО ЛИСТА КУРСОВОЙ РАБОТЫ

Министерство образования и науки Российской Федерации

Государственное образовательное учреждение

высшего профессионального образования

«Пермский государственный технический университет»

Кафедра геологии нефти и газа

## КУРСОВАЯ РАБОТА

по теме «Фациально-циклический анализ ... по данным ГИС...  
...на примере ..... скв.... м-ния »

Выполнил(а): студент(ка) гр. ГНГ–08– 1(2)

Петров С.А.

Проверил:

доцент Иванов В.А.

Пермь 2011

Учебное издание

ПАХОМОВ Владимир Ильич,  
КОСКОВ Владимир Николаевич

ЛИТОЛОГИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ  
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО  
МЕТОДА И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ  
ДАННЫХ

Учебное пособие

Редактор и корректор *И.А. Мангасарова*

---

Подписано в печать 24.03.11. Формат 60×90/16.  
Усл. печ. л. 10,5. Тираж 100 экз. Заказ № 50/2011.

---

Издательство  
Пермского государственного технического университета.  
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.  
Тел. (342) 219-80-33.