

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего профессионального образования
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет»

В.Н. Косков

РЕШЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ МЕТОДАМИ ГИС

Утверждено

*Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издательство
Пермского национального исследовательского
политехнического университета
2014

УДК 550.832:004

ББК 26.21

К71

Рецензенты:

канд. геол.-мин. наук *И.А. Козлова*
(Пермский национальный исследовательский
политехнический университет);

канд. геол.-мин. наук *А.В. Горжанцев*
(Пермский государственный национальный
исследовательский университет)

Косков, В.Н.

К71 Решение геологических задач методами ГИС: учеб. пособие / В.Н. Косков. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 109 с.

ISBN 978-5-398-01287-3

Рассмотрены методические приемы и последовательность решения геологических задач, наиболее востребованных при подсчете запасов углеводородного сырья и в процессе разработки залежей нефти и газа. Освещены вопросы по литолого-фациальному расчленению терригенных, карбонатных и галогенных отложений и определению фильтрационных характеристик разреза горных пород по данным промыслово-геофизических исследований.

Предназначено для студентов различных геологических специальностей, может быть полезно для работников нефтегазовой отрасли.

Издано в рамках инновационной образовательной программы ПНИПУ «Создание инновационной системы формирования профессиональных компетенций кадров и центра инновационного развития региона на базе многопрофильного технического университета».

УДК 550.832:004

ББК 26.21

ISBN 978-5-398-01287-3

© ПНИПУ, 2014

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список аббревиатур и основных обозначений	5
Введение	7
Глава 1. Использование данных ГИС	
при подсчете запасов нефти и газа	10
1.1. Литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин по данным ГИС	11
1.2. Комплексная (качественная и количественная) интерпретация материалов ГИС при подсчете запасов УВ	17
1.3. Определение пористости пластов-коллекторов	21
Глава 2. Использование методов ГИС	
при разработке месторождений нефти и газа	28
2.1. Определение гидродинамических параметров по данным ГИС	28
2.2. Построение карт проницаемости на основе определения гидродинамических параметров по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных	34
Глава 3. Использование ГИС при фациально-циклическом анализе	39
3.1. Использование методов ГИС при фациально-циклическом анализе терригенных отложений	40
3.2. Использование методов ГИС при фациально-циклическом анализе карбонатных отложений	52
Глава 4. Литолого-стратиграфическое расчленение соленосных толщ	67
4.1. Общие сведения о галогенном разрезе ВМКС	67
4.2. Литологическое расчленение соленосных толщ по данным ГИС	72

Глава 5. Геофильтрационные характеристики	
глубинных элементов разреза скважин	83
5.1. Построение геофильтрационных разрезов скважин	83
5.2. Выделение региональных флюидоупоров	
и интервалов захоронения нефтепромысловых стоков	
в разрезах скважин по данным ГИС	91
Заключение	104
Список литературы.....	105

СПИСОК АББРЕВИАТУР И ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АК – акустический каротаж
БК – боковой каротаж
БКЗ – боковое каротажное зондирование
ВКМКС – Верхнекамское месторождение калийных солей
ГГК – гамма-гамма-каротаж
ГДИ – гидродинамические исследования
ГИС – геофизические исследования скважин
ГК – гамма-каротаж
ГРР – геологоразведочные работы
ДС – диаметр скважины
ИК – индукционный каротаж
ИПТ – испытания пластов с помощью оборудования на бурительных трубах
КВ – кавернограмма
КИИ – комплект испытательных инструментов
КС – метод кажущегося сопротивления
МБК – микробоковой каротаж
МГЗ – микроградиент-зонд
МЗ – микрозондирование
МК – микрокаротаж
МПЗ – микропотенциал-зонд
А2 (А_{2.0} М_{0.5} N) – стандартный 2-метровый градиент-зонд
НГК – нейтронный гамма-каротаж
ННКт – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
ОПК – опробование пластов приборами на кабеле
ПС – потенциал собственной поляризации скважин
РК – радиоактивный каротаж
УВ – углеводороды
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
 J_γ – интенсивность естественной радиоактивности по ГК
 $J_{n\gamma}$ – интенсивность радиоактивности по НГК

ΔJ_γ – двойной разностный параметр по ГК
 $\Delta J_{n\gamma}$ – двойной разностный параметр по НГК
 K_Π – коэффициент пористости
 $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости
 K_n – коэффициент нефтенасыщенности
 $Q_{\text{н.зап}}$ – геологические запасы нефти
 $Q_{\text{н.изв}}$ – извлекаемые запасы нефти
 ρ_Π – удельное сопротивление пласта горной породы
 ρ_k – кажущееся удельное сопротивление пласта
 $U_{\text{ПС}}$ – аномалия потенциала скважины
 ρ_c – удельное сопротивление бурового раствора
 d_c – диаметр скважины
 $d_{\text{ном}}$ – номинальный диаметр скважины
 Δt – интервальное время пробега продольной волны

ВВЕДЕНИЕ

Материалы геофизических исследований скважин (ГИС) используются для изучения геологического строения нефтегазовых месторождений, выявления и оценки продуктивных пластов-коллекторов при подсчете запасов углеводородного сырья и при проектировании, контроле и анализе разработки месторождений нефти и газа. ГИС в настоящее время являются неотъемлемой частью геологических, буровых и эксплуатационных работ, проводимых при разведке и разработке нефтегазовых месторождений.

В нефтяной и газовой промышленности материалы ГИС, получаемые в процессе бурения и эксплуатации скважин, являются важнейшим источником информации при решении большого спектра геологических задач. Результаты комплексной интерпретации данных ГИС вместе с материалами изучения образцов горных пород и скважинных испытаний пластов могут быть использованы для описания литолого-стратиграфических, литолого-фациальных и геофильтрационных разрезов скважин терригенных, карбонатных и галогенных отложений, характеристики каждого из вскрытых скважиной пластов горных пород, построения схем корреляции и т.п.

Изучение геологического разреза скважины по геофизическим данным заключается в определении последовательности и глубины залегания пластов горных пород, их литолого-петрографических и коллекторских свойств, содержания в них полезных ископаемых и оценки степени их насыщения нефтью, газом или водой. По данным ГИС определяются количественные параметры, необходимые для подсчета запасов углеводородного сырья (эффективная мощность коллектора, коэффициенты пористости и нефтегазонасыщения продуктивных пластов и др). При контроле за разработкой нефтяных и газовых месторождений решается задача изучения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов (в том числе гидродинамической проницаемости).

Применение методов ГИС имеет следующие преимущества:

- исследование пород в их естественном состоянии;

- получение объективных количественных параметров, практически не зависящих от исследователя;
- непрерывность данных, характеризующих геологический разрез по всему стволу скважины.

Приуроченность горючих ископаемых к определенным литолого-фаціальным 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 фаціально-циклический метод. Причем особенно остро его необходимость ощущается при исследованиях, направленных на выявление сложнопостроенных ловушек углеводородов (УВ).

Современные гидрогеологические задачи могут быть успешно решены аналитическими методами или с использованием гидродинамического моделирования только на основе достоверной геофильтрационной схематизации разреза. Последнее представляет наибольшую проблему при изучении динамики подземных вод, особенно на ранних стадиях гидрогеологических исследований, когда имеются только экспертные оценки фильтрационных свойств водоносных и водоупорных пород. Особенно актуальной задачей является подземное захоронение сточных вод нефтепромыслов и нефтеперерабатывающих предприятий. Знание общих закономерностей движения подземных вод и величин отдельных показателей комплексов пород – необходимое условие для обоснованного и экономически выгодного выбора места расположения полигонов захоронения промстоков. Для решения этих задач весьма эффективно использование материалов ГИС.

Галогенный разрез, представленный гидрохимическими отложениями (галогенный разрез), входит в список наиболее типичных разрезов (наряду с терригенным и карбонатным) для Пермского

Прикамья. Так, отложения калийных, натриевых и магниевых солей Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) представляют собой уникальную сырьевую базу минерального сырья. В то же время на территории Соликамской депрессии разрабатывается целый ряд нефтегазовых месторождений. Поэтому определение литологического разреза нефтяных скважин в интервалах спуска технических колонн на территории ВКМКС по данным ГИС является весьма актуальным.

Изучение разреза скважин возможно путем отбора керна. Однако керн не всегда удается извлечь из нужного интервала (неполный вынос керна), а при его отборе и выносе на поверхность свойства породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, поэтому результаты анализа керна и шлама не дают полного представления о геологическом разрезе. Вместе с тем некоторые физические свойства пород (пористость, проницаемость, глинистость и др.) поддаются изучению непосредственно в скважине, в условиях их естественного залегания, путем проведения в ней соответствующих геофизических исследований. Следует отметить, что данные о коллекторских свойствах горных пород, полученные при анализе керна, являются исходными для обоснования количественной геологической интерпретации данных ГИС. Результаты комплексного анализа керновых данных и материалов геофизических и гидродинамических исследований являются надежной основой эффективного использования промысловой геофизики при решении ряда геологических задач.

Учебное пособие подготовлено в соответствии с требованиями государственного образовательного стандарта и предназначено для студентов геологических специальностей вузов. В учебном пособии обобщены и систематизированы положения, приводимые автором в ранее опубликованных изданиях с использованием результатов интерпретации промыслово-геофизических материалов.

ГЛАВА 1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ГИС ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

При подсчете запасов углеводородного сырья (УВ) основные сведения об отложениях горных пород, вскрытых скважиной, являются результатом геофизических исследований, проводимых в каждой скважине. Совместная обработка данных ГИС и материалов, полученных при литологическом и палеонтологическом изучении образцов горных пород, является основой для характеристики каждого из пластов в разрезе изучаемой скважины, его физических свойств, мощности, границ с соседними слоями и т.п. Выделенные по данным ГИС разновидности горных пород увязываются с классификацией тех же пород, которая была установлена ранее на основании изучения физических и химических свойств пород. 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 или шлама, или проб, отобранных грунтоносами. Следует отметить, что в процессе каротажа глубины измеряют более тщательно, чем при бурении, и поэтому при определении глубин нужно ориентироваться на диаграммы ГИС [3, 12].

В нефтегазовой отрасли тот или иной комплекс ГИС применяется для всех скважин: разведочных, поисковых, эксплуатационных и др. Материалы ГИС также широко используются для геологического картирования и полевой сейсморазведки. Во многих случаях разрезы скважин, построенные по данным ГИС, являются единственным источником информации о последовательности напластований, составе и свойствах слагающих их пород. Детальное изучение разрезов скважин позволяет судить об изменении мощности каждого отдельного пласта или пачки пластов, условиях залегания пластов и т.д. Кроме того, широкое использование результатов интерпретации данных ГИС позволило получать необходимую информацию в бескерновых скважинах.

1.1. Литолого-стратиграфическое расчленение разрезов скважин по данным ГИС

Важнейшим документом геологической службы, характеризующим скважину, 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.

Для изучения литологического состава пород используются 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» той или иной литологической разновидности пород. Классификация осадочных горных пород основывается на различии их физических и химических свойств. Исследование разрезов скважин по материалам ГИС также базируется 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. Необходимо подчеркнуть, что при геологической интерпретации основное значение имеют не абсолютные величины тех или иных параметров, а их соотношения. Выделение коллекторов и определение их параметров осуществляется после литологического расчленения разреза скважины. Породы-коллекторы способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Они являются основными объектами поисков и изучения методами ГИС в скважинах поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. В природных условиях в качестве коллекторов чаще всего выступают песчаные, алевритовые и карбонатные отложения.

В дальнейшем, по накоплению достаточного опыта, петрографическую классификацию горных пород можно осуществлять по данным только одних материалов ГИС.

Рассмотрим методику литологического расчленения и выделения коллекторов на примере терригенных и карбонатных отложений [5, 12, 17, 22].

Терригенный разрез. Литологическое расчленение разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности [22].

Песчаные и алевроитовые 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 и образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме (рис. 1.1).

Присутствие глинистого материала в горной породе влияет на показания ГИС. Поэтому песчаные коллекторы, содержащие заметное количество глинистого материала, принято выделять в отдельную группу – глинистые коллекторы. Глинистые коллекторы, особенно при их большой относительной глинистости, не всегда уверенно выделяются на диаграммах ГИС.

В терригенном разрезе неколлекторы делятся на глинистые и на все прочие вмещающие породы. По данным ГИС безошибочно можно определить только группу глинистых пород (собственно глины, аргиллиты, глинистые сланцы). Все эти породы характеризуются увеличением диаметра скважины по сравнению с номинальным (КВ), низким кажущимся удельным электрическим сопротивлением (КС), наиболее высокими показаниями ПС и ГК, низкими показаниями НГК и микрозондов, наиболее высокими значениями Δt (АК). Среди прочих вмещающих пород можно выделить по крайней мере два класса неколлекторов с различной глинистостью и пористостью.

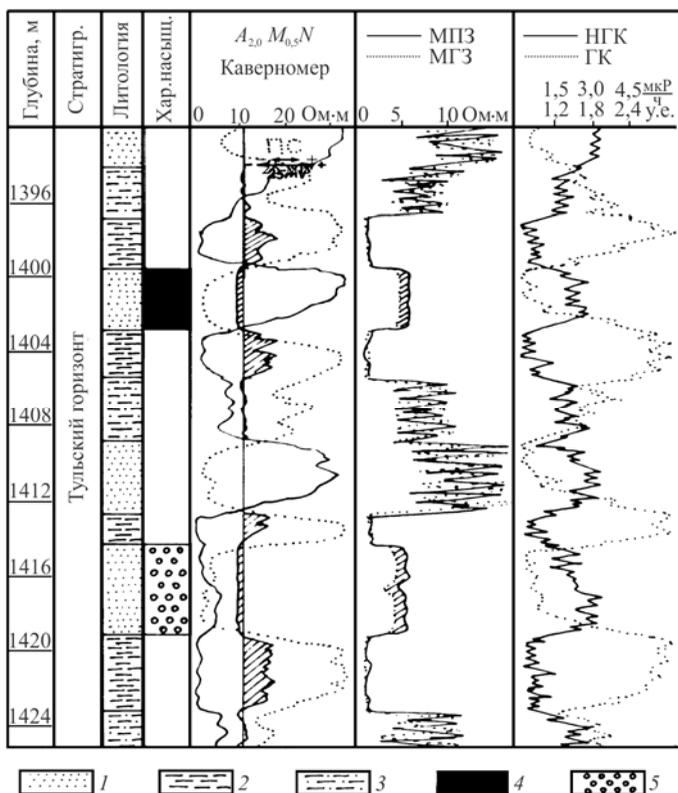


Рис. 1.1. Литологическое расчленение терригенного разреза и выделение коллекторов по данным ГИС: 1 – песок; 2 – алевролит; 3 – аргиллит; 4 – нефтенасыщенный коллектор; 5 – водонасыщенный коллектор. Заштрихованные участки: на кавернограмме – признаки коллектора (уменьшение диаметра скважины) и глинистых пород (увеличение диаметра скважины); на кривой микрокаротажа – признаки коллектора

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 микрозондов, низкими значениями Δt 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, типичные для глин. Некоторое их отличие заключается в небольшом увеличении удельного 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.

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. Наряду с этим для них характерны высокие показания на диаграммах НГК, микрозондов и минимальные значения Δt на кривых АК.

Карбонатный разрез. При расчленении карбонатного разреза по данным ГИС сначала выделяют межзерновые коллекторы, а в остальной части разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов [17, 22].

В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) коллекторы и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа) коллекторы.

Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей.

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, по данным ГИС в

общем случае затруднительно. Наиболее надежные результаты, как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа.

Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями.

Глины хорошо выделяются по диаграммам ГИС так же, как и в терригенном разрезе. Мергели отмечаются повышенными значениями КС, более высокими, чем глины, но меньшими, чем известняки и доломиты.

На диаграммах НГК мергелям отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме – обычно показаниям номинального диаметра скважины.

Низкопористые известняки и доломиты расчленяются на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам и на классы известняков, доломитов и промежуточных литологических разностей по минеральному составу скелета. Первая задача может быть решена по диаграммам стандартного комплекса и специальных исследований ГИС, вторая – по данным комплексной интерпретации диаграмм ННК-Т, ГК и АК. Максимальные значения сопротивления свойственны плотным карбонатным породам; пористым и проницаемым разностям – более низкие значения сопротивления. Естественная радиоактивность в чистых известняках и доломитах минимальна и возрастает с повышением глинистости этих пород. Эта зависимость настолько очевидна, что по данным ГК можно оценивать степень глинистости карбонатных пород.

Показания НГК против плотных пород максимальные, в высокопористых и кавернозных породах существенно понижены. Глинистые карбонатные породы также отмечаются низкими значениями НГК. Отличить их от пористых пород удастся путем сопоставления диаграмм НГК с диаграммами ГК и ПС, на которых

глинистые породы четко отображаются. В плотных карбонатах диаметр скважины соответствует номинальному, в глинистых разностях и (очень редко) в кавернозных породах отмечается увеличение $d_{\text{скв}}$, против пористых пород наблюдается образование глинистой корки. Следует отметить, что проследить те небольшие изменения диаметра скважины удастся только по кавернограмме повышенной точности. Известняки и доломиты по данным ГИС часто нельзя отличить от песчаников, а также от гипса (рис. 1.2).

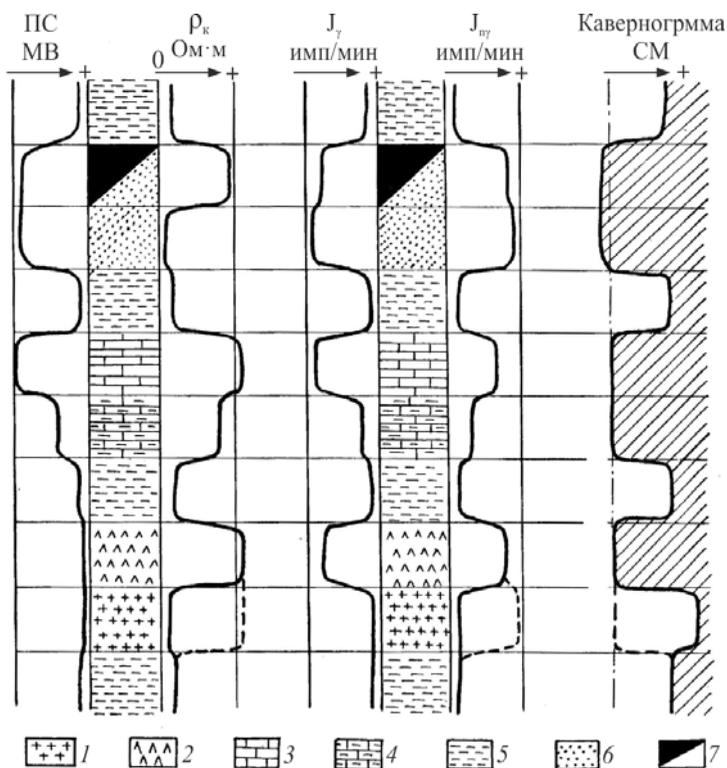


Рис. 1.2. Характеристика различных горных пород по конфигурации кривых ГИС: 1 – соль; 2 – ангидрит; 3 – известняк или доломит плотный; 4 – известняк или доломит глинистые; 5 – глинистая порода; 6 – песчаник; 7 – нефтенасыщенный коллектор

1.2. Комплексная (качественная и количественная) интерпретация материалов ГИС при подсчете запасов УВ

Интерпретация каротажных материалов проводится для отдельных продуктивных пластов на заключительном этапе разведки нефтегазового месторождения. Она включает в себя обобщение всех геологических, геофизических материалов и результатов испытаний, полученных для продуктивных пластов.

Цель интерпретации заключается в определении исчерпывающих данных для подсчета запасов нефти и газа месторождения и составления проекта технологической схемы разработки [3, 5, 22]. Для определения запасов нефти в пласте необходимо знать следующие параметры:

- площадь S_n нефтенасыщенной части коллектора;
- эффективную мощность $h_{эф}$ нефтенасыщенного коллектора в каждой скважине и ее среднее значение $h_{эф,ср}$;
- пористость K_n и ее среднее значение $K_{n,ср}$ в пределах эффективной мощности;
- нефтенасыщенность K_n и ее среднее значение $K_{n,ср}$;
- плотность σ_n нефти при стандартных условиях (давление 0,1 МПа, температура 273 К);
- объемный коэффициент B_n , равный отношению объемов нефти в пластовых и стандартных условиях;
- вероятное значение коэффициента β_n вытеснения нефти из коллектора и его среднее значение $\beta_{n,ср}$. Коэффициент вытеснения зависит от многих факторов (нефтеотдачи коллектора, определяемой разностью коэффициентов $K_n - K_{но}$, начальной и остаточной нефтенасыщенности, охвата пласта эксплуатационными скважинами, темпов отбора), поэтому в расчете используется вероятное значение исходя из опыта эксплуатации аналогичных коллекторов.

По перечисленным параметрам определяют геологические запасы нефти:

$$Q_{геол} = (\sigma_n / B_n) (S_n \cdot h_{эф,ср} \cdot K_{п,ср} \cdot K_{н,ср})$$

и извлекаемые запасы:

$$Q_{\text{извл}} = (\sigma_n / B_n) (S_n \cdot h_{\text{эф.ср}} \cdot K_{\text{п.ср}} \cdot K_{\text{н.ср}} \cdot \beta_n).$$

На основе комплексной интерпретации данных ГИС на стадиях поисков, разведки и разработки нефтегазовых месторождений решаются следующие задачи: открытие и оконтуривание месторождения, изучение его геологического строения, выделение и исследование коллекторов в продуктивных отложениях, определение основных параметров коллекторов, необходимых для подсчета запасов и составления проектных документов на разработку нефтегазовых месторождений.

Комплексной интерпретации предшествует качественная обработка и количественная интерпретация с определением геофизических параметров по диаграммам отдельных геофизических методов.

Различают следующие этапы комплексной интерпретации данных ГИС по одной отдельно взятой скважине:

- 1) литологическое расчленение разреза скважины с составлением предварительной литологической колонки;
- 2) выделение коллекторов, оценка характера их насыщения с составлением рекомендаций на опробование перспективных пластов;
- 3) определение эффективной мощности продуктивных коллекторов, установление водонефтяного и газожидкостного контактов;
- 4) определение коэффициентов пористости / нефтегазонасыщения.

При решении этих задач используют общие геологические сведения о районе работ, информацию, полученную в процессе бурения, результаты опробования перспективных пластов испытателями на трубах и кабеле, данные образцов пород, отобранных при бурении и боковым стреляющим грунтоносом.

При подсчете запасов и составлении проекта документов на разработку проводят корреляцию разрезов скважин по геофизическим материалам; построение на основании корреляции карт структурных, равной мощности, удельного нефтегазосодержания по объектам подсчета запасов; построение детальных карт изменения коллекторских свойств для объектов разработки.

Выделение коллекторов и определение их эффективной мощности и характера насыщения. Выделение коллекторов и определение их параметров осуществляется после литологического расчленения разреза скважины [17, 22].

Породы-коллекторы способны вмещать нефть и газ и отдавать их при разработке. Они являются основными объектами поисков и изучения методами ГИС в скважинах поискового, разведочного и эксплуатационного бурения. Коллекторы характеризуются составом минерального скелета породы (литологическим составом), емкостными (пористость) и фильтрационными (проницаемость) свойствами, морфологией порового пространства. В природных условиях в качестве коллекторов чаще всего служат песчаные, алевритовые 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, из которых к основным 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.

Выделение песчано-глинистых коллекторов. Песчаные и алевритовые (слабо сцементированные 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 и образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме (см. рис. 1.1).

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

Присутствие глинистого материала в горной породе (в виде включений, прослоев или рассеянного по пласту) влияет на ее удельное сопротивление, амплитуду отклонения кривой ПС, на показания ГК, НГК, АК и другие методы 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-алевролитовых 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 их большой относительной глинистости, не всегда уверенно выделяются на диаграммах ГИС.

Выделение карбонатных коллекторов. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллектора можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) коллекторы и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа) коллекторы.

Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей (см. рис. 1.2).

Расчленение карбонатного разреза, представленного тонким переслаиванием плотных и пористых разностей, по данным ГИС в

общем случае затруднительно. Наиболее надежные результаты, как и в случае терригенного разреза, могут быть получены по данным микрокаротажа.

Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распространение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями.

1.3. Определение пористости пластов-коллекторов

Для определения пористости коллекторов используют результаты сопоставления материалов ГИС с данными литологических исследований 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 диаграмме также помещаются указания литологов и палеонтологов о возрасте слоев [5, 22].

Величину K_n для каждого пласта-коллектора находят по зависимости «геофизический параметр = пористость K_n , определенная по керну». Корреляционную связь между геофизическим параметром и K_n получают, сопоставляя их для интервалов, в которых величина K_n известна по данным представительного керна (см. пример на рис. 1.5). Выборка парных точек (геофизический параметр – пористость по керну) для построения зависимости считается репрезентативной, если этих парных точек не менее 24.

Определение пористости песчано-глинистых коллекторов.

В настоящее время коэффициенты пористости K_n определяются в основном следующими геофизическими методами: по удельному сопротивлению, сопротивлению зоны проникновения, абсолютным значениям аномалии ПС, относительным значениям аномалии ПС ($A_{ПС}$), показаниям гамма-каротажа ГК. Наиболее востребованы два последних метода (по геофизическим параметрам $A_{ПС}$ и ΔJ_γ).

Определение K_n по ПС в терригенных отложениях осуществляют по кривой ПС методом двух опорных горизонтов (рис. 1.3), в качестве которых выбираются глинистые породы и карбонатные плотные породы (непроницаемые известняки).

Для определения пористости используется относительная величина амплитуды ПС – $A_{ПС}$. Для учета влияния мощности пласта на величину амплитуды $U_{ПСпл}$ вводится поправочный коэффициент k_h , полученный расчетным путем. Для учета влияния нефтенасыщенности пород на величину амплитуды $U_{ПСпл}$ вводится поправочный коэффициент k_n , определенный по палетке.

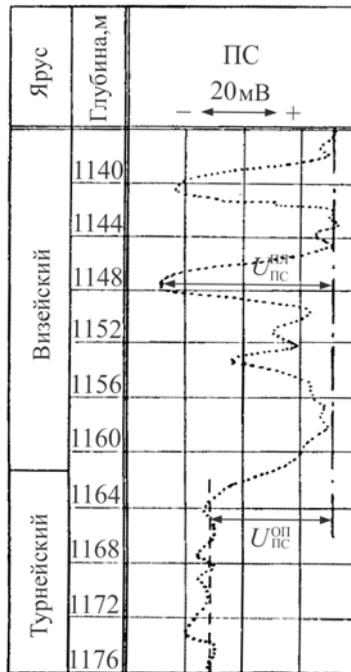


Рис. 1.3. Кривая ПС в терригенных отложениях визейского яруса: ----- кривая ПС в турнейских известняках; — — — линия «чистых» глин

С учетом поправочных коэффициентов относительная амплитуда ПС ($A_{\text{ПС}}$) рассчитывается по формуле

$$A_{\text{ПС}} = \frac{U_{\text{ПС.пл}}}{U_{\text{ПС.оп}}} \frac{1}{k_h} \frac{1}{k_n},$$

где $U_{\text{ПС.пл}}$ – аномалия ПС против исследуемого пласта; $U_{\text{ПС.оп}}$ – аномалия ПС против опорного горизонта; k_h и k_n – поправочные коэффициенты на мощность и нефтенасыщенность.

$U_{\text{ПС}}$ можно брать в мВ, сантиметрах, клеточках диаграммной бумаги и в других единицах. Для водонасыщенных коллекторов поправка k_n не вводится. Обычно K_n по ПС определяется лишь в том случае, когда ρ_c больше 0,3 Ом·м. Если мощность нефтенасыщенного пласта больше 3 м, то обязательно определяется величина ρ_n , если $H < 3$ м, то вводят поправку $k_n = 0,98$.

Для определения пористости коллекторов по ПС строится зависимость $A_{\text{ПС}} = f(K_n)$ с использованием лабораторных определений K_n по керну изучаемого месторождения или используются зависимости по соседним (более изученным) месторождениям.

Примечание. $K_n = 16,32 A_{\text{ПС}} - 0,08$ – региональная зависимость $A_{\text{ПС}} = f(K_n)$ для терригенных коллекторов С1 месторождений Пермского края.

Определение K_n по ГК. В основе метода определения пористости по ГК лежат корреляционные связи между пористостью терригенных пород и глинистостью $K_n = f(C_{\text{гл}})$, с одной стороны, и между глинистостью и естественной радиоактивностью горных пород $\Delta J\gamma = f(C_{\text{гл}})$ – с другой.

Для исключения влияния источника нейтронов в канале НГК, конструктивных особенностей измерительной аппаратуры, а также фона и скважинных условий на показания ГК используются относительные значения гамма-активности пластов-коллекторов, двойной разностный параметр $\Delta J\gamma$ (рис. 1.4). В качестве опорных пластов обычно принимаются, например, плотные известняки турней-

ского яруса с минимальными значениями ГК ($J_{\gamma \text{ min}}$) и глины тульского горизонта с максимальными значениями ГК ($J_{\gamma \text{ max}}$).

Параметр ΔJ_{γ} рассчитывается по формуле

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma \text{ пл}} - J_{\gamma \text{ min}}) \pm \delta J_{\gamma}}{J_{\gamma \text{ max}} - J_{\gamma \text{ min}}},$$

где $J_{\gamma \text{ пл}}$ – значение ГК против пласта-коллектора; $J_{\gamma \text{ max}}$ – максимальные значения ГК против глин; $J_{\gamma \text{ min}}$ – минимальные значения ГК против плотных известняков; δJ_{γ} – поправка, учитывающая изменения регистрируемой интенсивности гамма-излучения в зависимости от скорости движения прибора V , постоянной времени интегрирующей ячейки Δt и толщины пласта h . Поправки вводятся для пластов малой мощности согласно формуле $h \geq 4Vt / 3600$.

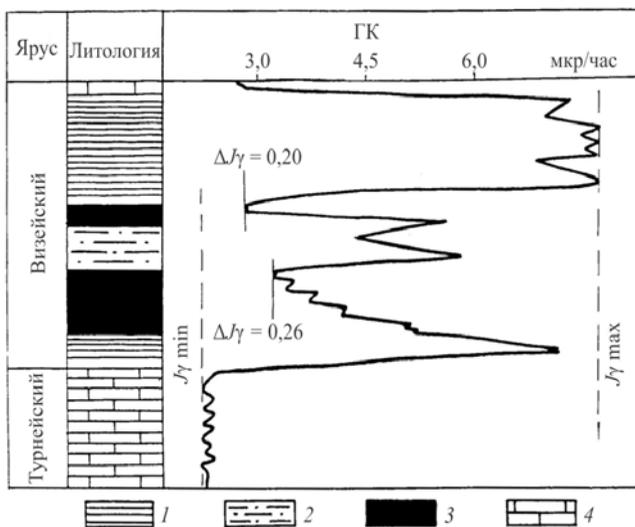


Рис. 1.4. Расчет ΔJ_{γ} по ГК: 1 – глина; 2 – алевролит; 3 – коллектор; 4 – известняк

Примечание. $K_{\text{пл}} = -32\Delta J_{\gamma}^3 + 52,5\Delta J_{\gamma}^2 - 45\Delta J_{\gamma} + 24$ – зависимость для терригенных коллекторов месторождений Куединского вала.

Определение пористости карбонатных коллекторов. Пористость пластов-коллекторов в карбонатных отложениях чаще всего определяется по диаграммам НГК способом двух опорных горизонтов, по ННКт (по кривой объемного влагосодержания W) и по интервальному времени пробега продольной волны Δt (акустический каротаж АК).

Определение пористости по НГК. В качестве опорных горизонтов принимаются показания НГК против плотных карбонатных пород (непроницаемых известняков) $J_{n\gamma \text{ плот}}$, например против известняков турнейского яруса, и показания НГК против глинистых пород $J_{n\gamma \text{ гл}}$, например против глинистых пород тульского горизонта. Пористость определяется обычно для проницаемых пластов (показания $J_{n\gamma \text{ пл}}$) с $h = 1$ м, для которых не требуется введения поправок из-за инерционности аппаратуры при расчете разностного параметра $\Delta J_{n\gamma}$.

Для пластов малой мощности ($h \leq 3V/3600$) при работе с диаграммами НГК вводится поправка на инерционность аппаратуры.

Для получения значения $\Delta J_{n\gamma}$ используют формулу

$$\Delta J_{n\gamma} = (J_{n\gamma \text{ пл}} - J_{n\gamma \text{ глин}}) / (J_{n\gamma \text{ плот}} - J_{n\gamma \text{ глин}}).$$

Во все эти величины вводятся поправки на глинистость с кривой ГК:

$$J_{n\gamma \text{ пл}} = J_{n\gamma \text{ пл}} - k J_{\gamma \text{ пл}}; J_{n\gamma \text{ плот}} = J_{n\gamma \text{ макс}} - k J_{\gamma \text{ мин}}; J_{n\gamma \text{ глин}} = J_{n\gamma \text{ мин}} - k J_{\gamma \text{ макс}},$$

где $J_{n\gamma \text{ пл}}$ и $J_{\gamma \text{ пл}}$ – текущие показания НГК и ГК против интерпретируемого пласта-коллектора; $J_{n\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания НГК против плотных пород; $J_{n\gamma \text{ мин}}$ – минимальные показания НГК против глин; $J_{\gamma \text{ макс}}$ – максимальные показания ГК против глин; $J_{\gamma \text{ мин}}$ – минимальные показания ГК против плотных пород; k – аппаратурный коэффициент.

При использовании радиокаротажной аппаратуры с ламповыми счетчиками (BC) $k = 0,625$, со сцинтилляционными счетчиками – $k = 0,3$ (аппаратура ДРСТ-1) или $k = 0,2$ (аппаратура ДРСТ-3).

Полная формула определения ΔJ_{ny} (с поправками) имеет вид

$$\Delta J_{ny} = \frac{(J_{ny \text{ пл}} - kJ_{\gamma \text{ пл}}) - (J_{ny \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}})}{(J_{ny \text{ max}} - kJ_{\gamma \text{ min}}) - (J_{ny \text{ min}} - kJ_{\gamma \text{ max}})}$$

Все значения J_{ny} и J_{γ} переводятся в имп/мин согласно коэффициенту перехода, выдаваемому для каждой скважины. При практических расчетах вместо поправки за глинистость для конкретного пласта-коллектора используют фоновые (минимальные) показания ГК, определенные для каждой скважины ($J_{\gamma \text{ пл}} = J_{\gamma \text{ min}}$).

Примечание. $K_{\Pi} = -33,5 \lg \Delta J_{ny} - 0,81$ – зависимость для карбонатных коллекторов месторождений юга Пермского Прикамья.

Определение пористости по ННКт. В этом случае используются методические указания по определению пористости по данным радиокаротажа, выполненного аппаратурой РКС-3. При этом интерпретируют не саму кривую ННКт, а кривую водородосодержания W .

Определение пористости по АК осуществляется по данным измерения интервального времени пробега продольной волны Δt , выраженного в мкс/м и связанного со скоростью распространения продольной волны V_p (в м/с) соотношением $\Delta t = 10^6 / V_p$. Величина Δt возрастает с увеличением пористости породы при прочих постоянных условиях. Экспериментальными исследованиями установлено, что в однородной породе с межзерновой пористостью пористость по АК может определяться по уравнению среднего времени:

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta t_{\text{д}} - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}},$$

где $\Delta t_{\text{д}}$ – интервальное время пробега упругой волны, отсчитанная на диаграмме АК против пласта-коллектора; $\Delta t_{\text{ск}}$ и $\Delta t_{\text{ж}}$ – интервальное время пробега упругой волны в минеральном скелете породы и в жидкости, заполняющей поровое пространство породы. В общем случае принято считать, что скорость распространения упругой вол-

ны в минеральном скелете карбонатных пород равна 6400–7000 м/с, а в пластовой жидкости составляет 1600 м/с.

Наиболее точны результаты определения пористости в коллекторах карбонатных отложений, представленных известняками и доломитами. Приведенная выше простая формула не может быть использована для определения скорости распространения упругих волн в трещиноватых, кавернозных и других породах со сложной структурой пустотного пространства.

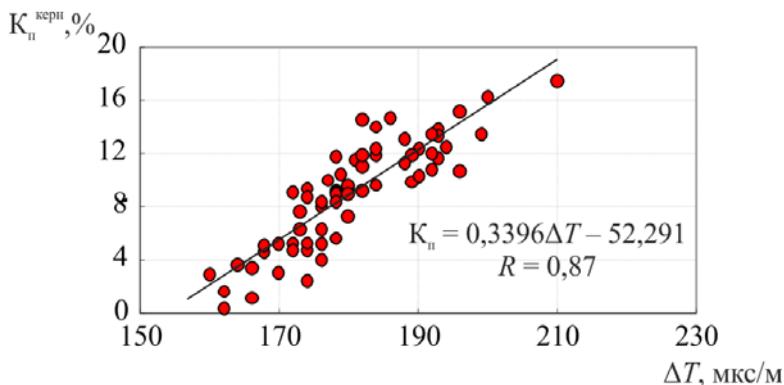


Рис. 1.5. Пример зависимости $\Delta t = f(K_n)$ для карбонатных отложений турнейского яруса

K_n коллекторов можно также определить, воспользовавшись зависимостью $\Delta t = f(K_n)$, полученной при сопоставлении значений Δt , установленных по диаграмме, и K_n по данным керна (рис. 1.5). Такой способ наиболее надежен.

ГЛАВА 2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТОДОВ ГИС ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Контроль за разработкой нефтяных и газовых месторождений включает комплекс геофизических исследований в действующих скважинах, размещенных в пределах эксплуатируемой залежи. Методами ГИС решаются задачи разработки нефтегазовых месторождений общего характера (определение начального положения и наблюдение за перемещением ВНК и ГЖК в процессе вытеснения нефти и газа из пласта при заводнении и других способах воздействия на него; наблюдение за перемещением фронта нагнетаемых вод по пласту) и детальных исследований (уточнение геологического строения месторождения; изучение эксплуатационных характеристик пластов—выделение интервалов притока и приемистости, определение работающих толщин пласта, продуктивности и пластового давления; контроль за процессами интенсификации притока и приемистости пластов и др.) [14]. Особенно методы ГИС востребованы для оценки фильтрационных свойств пластов-коллекторов и построения прогнозных схем распределения проницаемости по площади.

2.1. Определение гидродинамических параметров по данным ГИС

Геофизические характеристики продуктивных пластов ($A_{\text{ПС}}$, ΔI_{γ} , $\Delta I_{\text{пл}}$, Δt и т.п.) через зависимость $\Delta J_{\text{пл}} = f$ (пористость по керну) обычно используются для построения различных геологических моделей залежей углеводородного сырья (карт пористости, профилей, корреляционных схем и пр.) с целью подсчета запасов нефти и газа. В процессе же разработки залежей данные геофизических исследований скважин (ГИС) практически не используются [8, 22]. Между тем данные ГИС, полученные на ранней стадии, т.е. непосредственно после бурения скважин, можно успешно использовать и в про-

цессе эксплуатации скважин при сопоставлении с данными гидродинамических исследований (ГДИ) [2, 11, 33, 36]. Это предположение подтверждается на примере нефтяных месторождений Пермского края, в которых наряду с эксплуатационными характеристиками скважин использовались и геофизические параметры [19, 20].

К эксплуатационным характеристикам относят следующие: способы эксплуатации (фонтанный или механизированный); $H_{\text{стат}}$ и $H_{\text{дин}}$ – расстояние от устья до соответственно статического или динамического уровня жидкости в скважине, м; $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{буф}}$, $P_{\text{затр}}$ – соответственно пластовое давление, давление на забоях добывающих скважин, давление на устье (буфере) скважины и давление на устье скважины в затрубном пространстве, МПа; $Q_{\text{н}}$ и $Q_{\text{ж}}$ – дебит скважины соответственно по нефти или по жидкости, т/сут.

Из перечисленных характеристик составляются и исследуются производные (комплексные) параметры: понижение статического уровня в скважине $\Delta H_{\text{ур}} = H_{\text{стат}} - H_{\text{дин}}$; перепад давлений в продуктивном пласте $\Delta P_{\text{пл}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}$; дебит скважины по воде $Q_{\text{н}} = Q_{\text{ж}} - Q_{\text{в}}$; коэффициент продуктивности скважины по нефти $K_{\text{прод.н}} = Q_{\text{н}} / \Delta P_{\text{пл}}$ (т/сут/МПа); коэффициент продуктивности скважины по жидкости $K_{\text{прод.ж}} = Q_{\text{ж}} / \Delta P_{\text{пл}}$ (м³/сут/МПа); обводненность продукции скважины $f_{\text{в}} = Q_{\text{в}} / Q_{\text{ж}} \cdot 100$ (мас. %); добыча нефти, накопленная с начала эксплуатации $Q_{\text{н}}$ (т); коэффициент проницаемости соответственно призабойной зоны и всего пласта скважины, определенный гидродинамическими методами исследования скважин в начальный период ее работы $k_{\text{пр1}}$ и на дату настоящего исследования $k_{\text{пр2}}$, (мкм²); коэффициент продуктивности соответственно начальный $k_{\text{прод1}}$ и текущий $k_{\text{прод2}}$ (т/сут/МПа); коэффициент изменения проницаемости $k_{\text{пр изм}} = k_{\text{пр2}} / k_{\text{пр1}}$ и коэффициент изменения продуктивности $k_{\text{прод изм}} = k_{\text{прод2}} / k_{\text{прод1}}$.

По промыслово-геофизическим материалам месторождений Пермского Прикамья были проведены попарные сопоставления параметров ГИС и ГДИ. Такой подход, основанный на результатах комплексной интерпретации гидродинамических и геофизических материалов является весьма перспективным для получения инфор-

мации о гидродинамических характеристиках нефтесодержащих пластов в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, с помощью рассчитанных зависимостей вида гидродинамический параметр = f (геофизический параметр). Использование таких зависимостей, например результатов потокометрии в комплексе с ГИС, позволяет более уверенно оценить динамику работы каждого из выявленных в разрезе скважины пластов-коллекторов и охарактеризовать потенциальные добывные возможности скважин. Более того, реализация возможности получения с помощью данных ГИС информации о начальных гидродинамических параметрах (продуктивность, гидропроводность, проницаемость и др.) в скважинах, не охваченных промысловыми исследованиями, позволяет выйти на более оптимальные схемы разработки нефтяных месторождений.

Интерпретацией промыслово-геофизических материалов занимались многие исследователи. Так, Б.Ю. Вендельштейн и Н.В. Царева [3] считают, что для сопоставления геофизических параметров с $K_{\text{прод}}$ оснований значительно больше, чем для сопоставления $K_{\text{прод}}$ с данными керна. Коэффициент продуктивности и физические параметры коллектора, рассчитанные по данным ГИС, имеют общую природу в том смысле, что являются интегральными, характеризующими весь геологический объект в целом. Это хорошо видно при сопоставлении объемов объектов исследований по данным керна, геофизических и промысловых исследований (рис. 2.1 и табл. 2.1).

Так, например, образец керна описывает объем объекта исследования более чем в 400 000 раз меньше объема объекта исследований, охарактеризованного по данным промысловых методов. В свою очередь, объемы объектов исследований по данным геофизических и гидродинамических методов отличаются один от другого не более чем в 100 раз и более сопоставимы друг с другом.

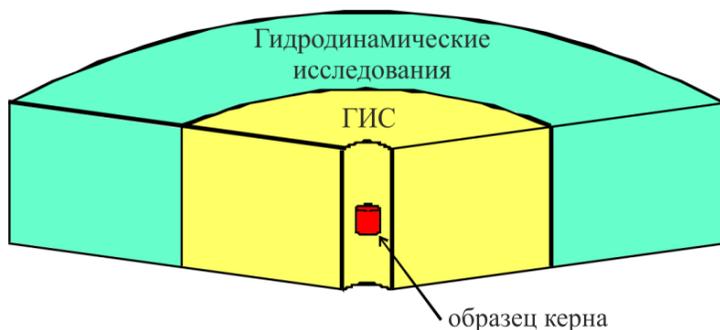


Рис. 2.1. Сопоставление объемов объектов исследований в скважине разными методами

Таблица 2.1

Сопоставление объемов исследуемых объектов

Виды исследований	Размеры и объем исследуемого объекта при толщине пласта 1 м	
	Анализ керна (образец)	Радиус 0,05 м Длина 0,1 м
Методы ГИС	Радиус до 5 м Толщина 1 м	$V=78,54 \text{ м}^3$
Методы гидродинамических исследований	Радиус до 50 м Толщина 1 м	$V=7854 \text{ м}^3$

Не случайно разброс точек на зависимости $K_{\text{пр}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{прод,уд}})$ весьма значительный, и поэтому Л.И. Орлов и другие исследователи [36] пришли к выводу, что проницаемость, определенная по материалам ГИС, выше, чем определенная по керну, и более согласуется с данными гидродинамических исследований. И.И. Башлыкин [1] также отметил, что значения проницаемости, определенные по гидродинамическим исследованиям и данным ГИС, наиболее сопоставимы между собой.

Это объясняется тем, что в лабораторных условиях проницаемость определяется по образцам керна, как правило, без видимых макротрещин, характерных для натурных условий. Невысокий коэффициент корреляции зависимости $K_{\text{пр}}^{\text{кern}} = f(K_{\text{прод,уд}})$ обусловлен в

основном геологическими (разнообразие физических свойств флюидов, степень неоднородности продуктивного пласта по разрезу), технологическими (различие в характере вскрытия и опробования пластов, толщин стенок обсадных труб и цементного кольца) и математическими (степень достоверности средних величин проницаемости, зависящих от количества анализов, приходящихся на пласт толщиной 1 м, достоверности единичных анализов и др.). Кроме того, керн, как известно, извлекается из наиболее плотных участков продуктивных интервалов. Не случайно поэтому зависимость $K_{пр}^{гд} = f(K_{прод,уд})$, построенная с использованием значений гидродинамической проницаемости $K_{пр}^{гд}$, характеризуется более высокой теснотой связи.

Среди методов ГИС, используемых для определения емкостно-фильтрационных свойств коллекторов [16, 20, 40], наиболее эффективным является радиоактивный каротаж (в том числе и метод естественной радиоактивности ГК, показания которого определяются минеральным составом коллекторов и содержанием глинистого материала в скелете породы).

При разработке нефтяных и газовых залежей весьма важным является также точное определение нижних пределов проницаемости и продуктивности, зависящих от рентабельного минимального дебита, вязкости нефти и перепада давления, при которых еще возможно извлечение нефти при заводнении залежей. Применение подобных зависимостей с использованием данных ГИС также позволяет оценить добывные потенциальные возможности скважин, не охваченных промысловыми исследованиями, например, по зависимости $K_{прод} = f(\Delta J_{\gamma})$, построенной по 42 парным точкам для нижнекаменноугольных отложений Гондыревского месторождения (рис. 2.2). Эта зависимость (коэффициент корреляции $r = 0,91$) описывается следующим аналитическим выражением: $K_{прод} = 66,078e^{-9,009 \cdot \Delta J_{\gamma}}$.

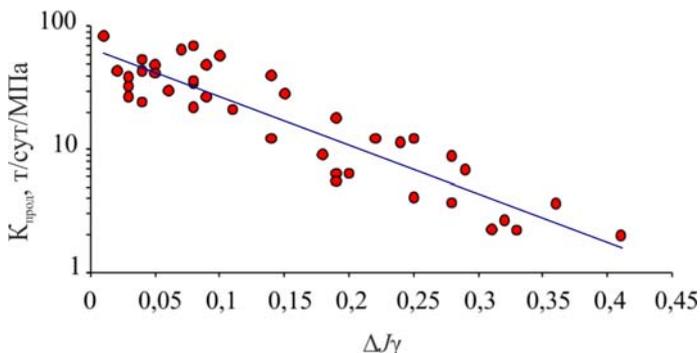


Рис. 2.2. Зависимость $K_{\text{прод}} = f(\Delta J_\gamma)$ для Гондыревского месторождения

В перспективе более глубокий анализ результатов комплексной интерпретации промысловых и геофизических данных позволит уверенно определять наиболее вероятные нефтеотдающие (работающие) пласты-коллекторы.

Комплексная интерпретация материалов ГИС и промысловых исследований позволяет получить существенную дополнительную информацию о продуктивных пластах и добывающих скважинах в процессе проектирования и регулирования разработки нефтяных месторождений и при построении более адекватной оригиналу модели нефтяной залежи.

Знание геологического строения исследуемого района и наличие карты гидропроводности и проницаемости по залежи на начальный момент эксплуатации с учетом режима изменения работы скважин во время эксплуатации (влияние пуска и остановок скважин на распределение пластового и забойных давлений, изменение дебита, обводненности) позволяет получить наилучшие представления о связях как внутри отдельного пласта, так и внутри залежи.

Прогнозирование гидродинамических параметров объектов испытания при разработке месторождений по данным ГИС представляет собой перспективное направление, так как комплексная интерпретация материалов ГИС и ГДИ позволяет не только оценить фильтрационные свойства каждого проницаемого пропластка,

но и среди всех выделенных по данным ГИС продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Использование же важной дополнительной информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет также строить более информативные карты попластовой и поскважинной проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

2.2. Построение карт проницаемости на основе определения гидродинамических параметров по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных

В современных экономических условиях подсчет запасов углеводородного сырья и эффективное управление процессом нефтеизвлечения выполняется на основе детального учета особенностей геологического строения, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов и результатов техногенного воздействия на продуктивные пласты. В настоящем пособии обобщены результаты исследований, полученные на основе комплексной интерпретации промыслово-геофизических материалов по определению гидродинамических параметров нефтесодержащих интервалов в скважинах, не охваченных гидродинамическими исследованиями. Решение задач совместной обработки данных геофизических (ГИС) и гидродинамических (ГДИ) исследований скважин до сих пор остается нерешенной научной проблемой. Получение же необходимой информации в безыспытательных скважинах позволит выявить пространственные закономерности изменения гидродинамических параметров при моделировании залежей нефти и газа и более полно и дифференцированно оценить добывающие возможности скважин и нефтесодержащих интервалов.

Эффективность комплексного подхода подтверждается на примере изучения нефтяных месторождений Пермского Прикамья, для которых были проведены попарные сопоставления геофизиче-

ских (ΔJ_γ) и гидродинамических (коэффициент проницаемости $K_{пр}^{ГД}$) параметров [19, 22].

Построенные зависимости вида геофизический параметр – f (гидродинамическая проницаемость) весьма информативны, а разработанная методика использования зависимости $k_{ГДИ} = f(\Delta J_\gamma)$ для оценки проницаемости успешно опробована. На основании этих данных была построена серия карт проницаемости по ряду месторождений Пермского Прикамья.

В качестве примера объекта исследований рассмотрим один из продуктивных интервалов визейских терригенных отложений Чураковского месторождения [39]. Зависимость $k_{ГДИ} = f(\Delta J_\gamma)$ для этого месторождения (рис. 2.3) имеет следующее аналитическое выражение $k_{ГДИ} = 1,6574e^{-17,573\Delta J_\gamma}$, которое характеризуется высокой теснотой связи ($R = 0,93$).

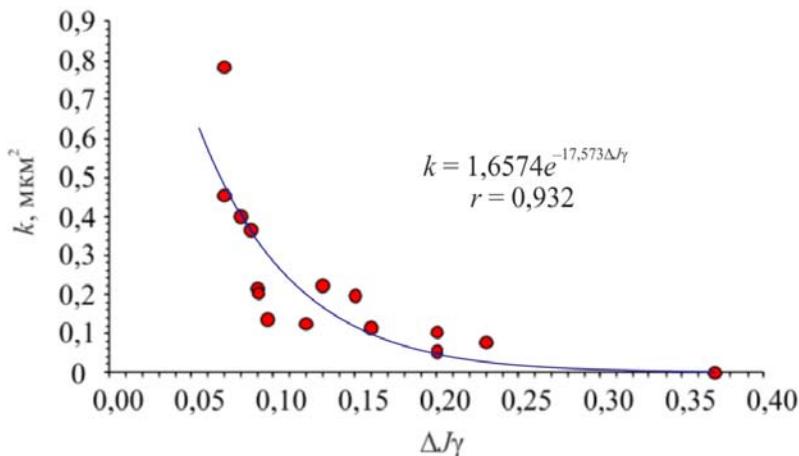


Рис. 2.3. Зависимость $k_{ГДИ} = f(\Delta J_\gamma)$ для Чураковского месторождения

На рис. 2.4 представлен фрагмент карты проницаемости пласта Бб₂ Чураковского месторождения, построенной по результатам ГДИ, проведенных лишь в 5 скважинах из 139.

Несмотря на то, что значительную часть площади этого фрагмента занимают зоны, представленные плотными породами, проницаемость которых не выше нижнего предела по проницаемости принятой по месторождению, низкая информативность данного фрагмента карты очевидна. На основании такой информации делать какие-либо выводы о распределении проницаемости по пласту Бб₂ крайне затруднительно – можно говорить лишь о фильтрационных характеристиках в районе каждой скважины.

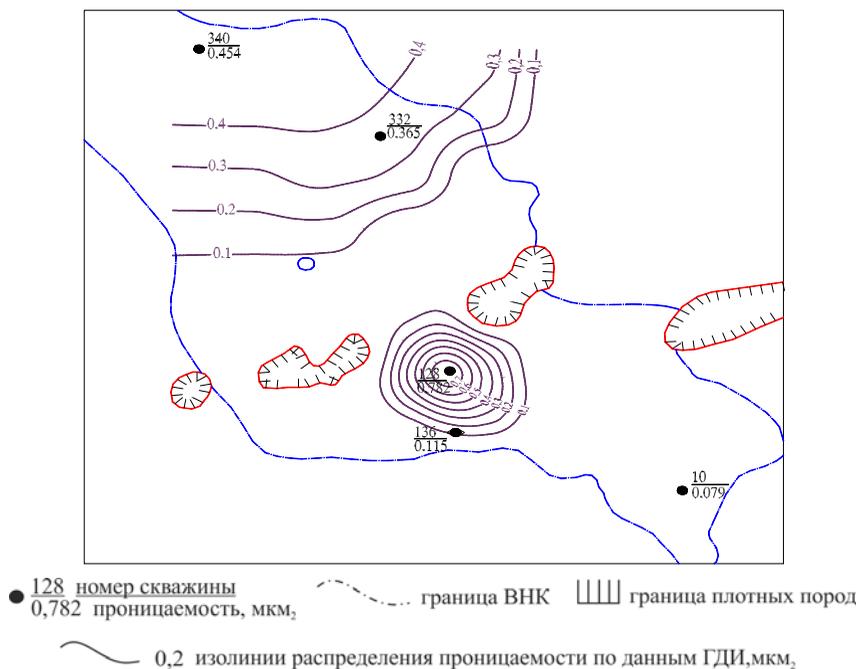


Рис. 2.4. Фрагмент карты проницаемости по пласту Бб₂ Чураковского месторождения, построенной по данным ГДИ

На рис. 2.5 приведена эта же карта проницаемости, построенная по результатам комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИ по вышеприведенной зависимости $k_{ГДИ} = f(\Delta J_{\gamma})$ с участием всех пробуренных скважин, вскрывших продуктивные отложения пласта Бб₂. Сравнение этих фрагментов карт позволяет на визуаль-

ном уровне оценить достоинства предлагаемой методики определения проницаемости по зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(k_{ГДИ})$ для получения дополнительных гидродинамических характеристик продуктивных интервалов, являющихся основой для оптимизации выбора оптимальной системы разработки нефтегазовых месторождений.

Достоверность полученной информации также подтверждает-ся при сопоставлении расчетных данных по предлагаемой методике с данными структурной карты, построенной по кровле пласта Бб₂, и карты пористости по пласту Бб₂.

Полученные гидродинамические характеристики продуктивных интервалов могут быть использованы для моделирования строения залежей УВ и для оптимизации выбора оптимальной системы разработки нефтегазовых месторождений.

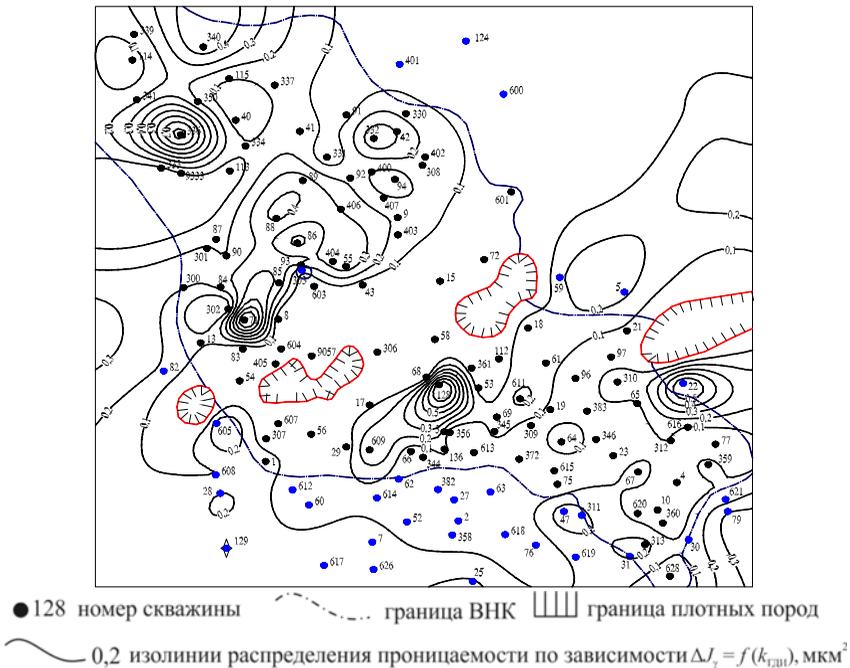


Рис. 2.5. Фрагмент карты проницаемости по пласту Бб₂, Чураковского месторождения, построенной по зависимости $\Delta J_{\gamma} = f(k_{ГДИ})$

Прогнозирование гидродинамических параметров по данным ГИС весьма перспективно, так как результаты комплексной интерпретации материалов ГИС и ГДИ позволяют не только оценить фильтрационную характеристику каждого проницаемого интервала в массовом порядке, но и среди всех выделенных продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные по нефтеотдаче. Использование информации о гидродинамических параметрах пластов-коллекторов позволяет строить более полные карты попластовой и поскважинной проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования нефтяных залежей.

ГЛАВА 3

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННЫХ ГИС ПРИ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОМ АНАЛИЗЕ ТОЛЩ ГОРНЫХ ПОРОД

Эффективность разбуривания и разработки 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. Поэтому перспективно нефтегазные отложения должны быть охарактеризованы литологически и режимами осадконакопления.

Детальное изучение разрезов скважин представляет возможность судить о фациальной изменчивости, изменении мощности каждого отдельного пласта или пачки пластов, условиях залегания пластов и т.д.

Фациально-циклический анализ и стратиграфическое расчленение рассматриваемой толщи должны базироваться на описании керна скважин с учетом таких генетических признаков породы, как вещественный состав и примеси, структура, текстура, минеральные включения и органические остатки, мощность слоя, характер контактов и другие с привлечением микропетрографических, спорово-пыльцевых и фаунистических данных [34]. К сожалению, эта информация часто является фрагментарной (дискретной) и не характеризует полностью весь разрез скважины по причине недостаточного количества керна. Поэтому первой задачей является геологическая интерпретация данных каротажа, проводимого по всему стволу каждой скважины. Еще большее значение каротаж приобретает при изучении разрезов бескерновых скважин.

Как известно, литологическое расчленение разрезов скважин можно проводить по конфигурации каротажных диаграмм [9, 12, 22]. Зная же литологическую характеристику разреза, можно уже

предварительно охарактеризовать его и фациально [32, 34, 37]. Так, постоянство литологического состава, как правило, свидетельствует о неизменности обстановки осадконакопления, а частая смена пород по разрезу указывает на непостоянство палеогеографических и палеотектонических условий седиментации (в частности, на трансгрессивно-регрессивные движения береговой линии). Последующее тщательное сопоставление данных ГИС с генетическими признаками исследуемых отложений, выделение фаций и циклитов разного порядка, их прослеживание по разрезу и на площади с обязательным учетом палеонтологического материала позволяют добиться более или менее надежной корреляции разнофациальных отложений, а следовательно, более обоснованно сопоставить и увязать продуктивные песчаные пласты – коллекторы нефти и газа.

3.1. Использование методов ГИС при фациально-циклическом анализе 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 разработки месторождений углеводородного сырья. Получение и всестороннее использование всей имеющейся информации для решения такой задачи в настоящее время весьма актуально.

Детальный фациально-циклический анализ визейской терригенной толщи (ВТТ) Пермского Прикамья [38] показал, что циклиты первого порядка (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 г.). Второй соответствует нижней, а третий – верхней частям бобриковского горизонта. Четвертый мезоциклит равен по объему тульскому горизонту.

В составе визейской терригенной толщи Пермского Прикамья ведущая роль принадлежит группе континентальных фаций (К). Значительно меньшее развитие имеют переходные (П) от континентальных к морским и морские (М) фации, причем морские фации приурочены в основном к верхней (карбонатной) части тульского мезоциклита [37]. На рис. 3.1 и 3.2 показаны их взаимоотношения на площади и по разрезу.

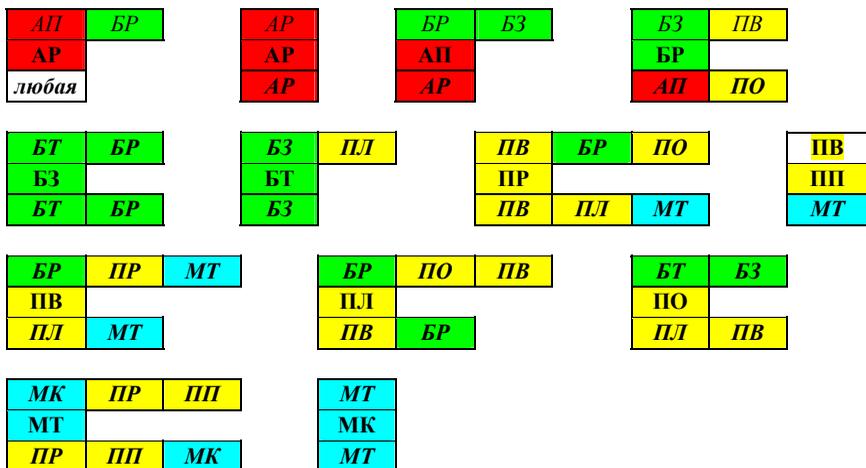


Рис. 3.1. Взаимопереходы фаций по разрезу

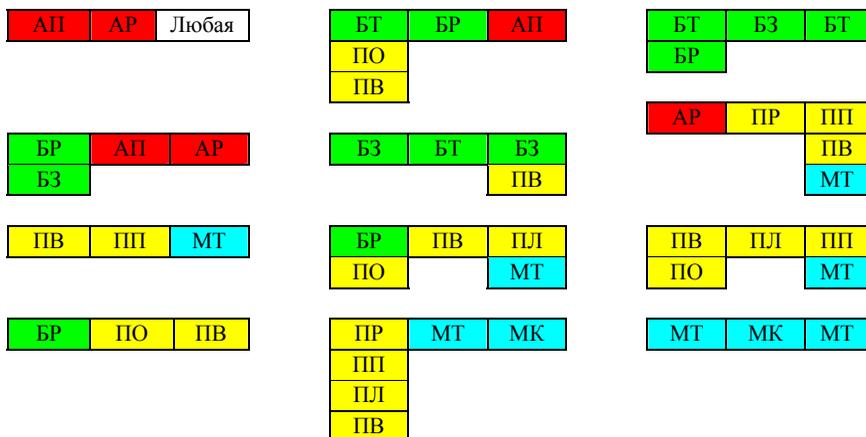


Рис. 3.2. Взаимопереходы фаций на площади Фации: **AP** – русловые; **AP** – пойменные; **BR** – дельтовой равнины; **BZ** – заливающихся болот; **BT** – торфяных болот; **PP** – подводных речных выносов; **PP** – прибрежных аккумулятивных образований; **PV** – зоны морской волновой ряби; **PJ** – лагун и заливов; **PO** – приморских озер; **MT** – морских терригенных осадков; **MK** – морских карбонатных осадков

Среди континентальных отложений выделяются аллювиальные (А) и болотные (Б) фации (рис. 3.3). 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 отрицательными аномалиями 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 аномалиями ПС и ГК, увеличением диаметра скважины на кавернограмме, минимальными показаниями электрометодов и НГК.

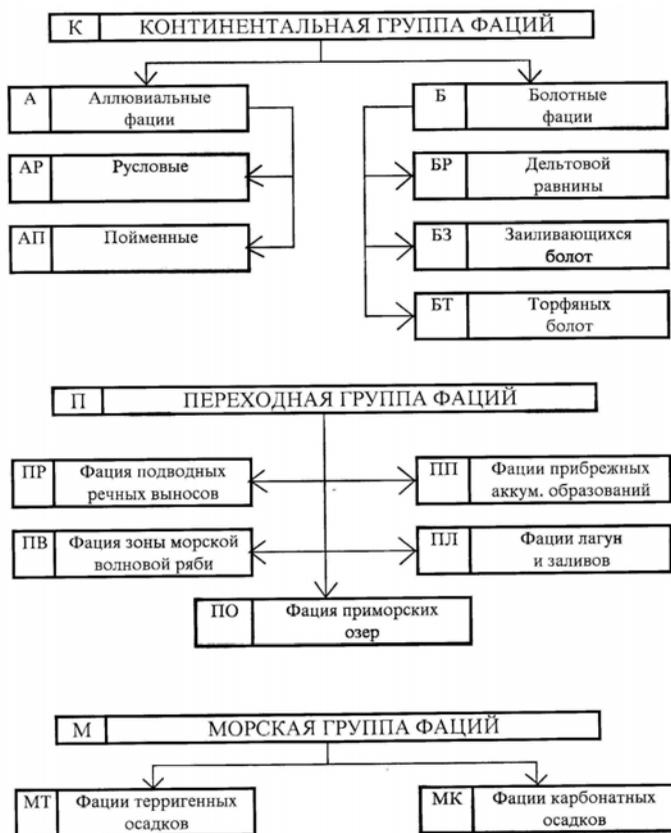


Рис. 3.3. Фации визейских отложений Пермского Прикамья

Среди болотной группы фаций наиболее распространена фация глинисто-алевритовых осадков заболоченной прибрежно-

континентальной равнины (БР), представленная алевролитами различной степени глинистости и алевролитистыми аргиллитами. Мощность ее достигает иногда 5 м.

Довольно легко в разрезах выделяется фация углисто-глинистых осадков заливающихся 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 алевролиты 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 (рис.3.3): 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).

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, редко – больше. Образование осадков фаций ПР и ПП относится к регрессивным фазам седиментации.

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, редко – 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 алевролитами 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 не известковистых фиксируются повышенными показаниями на кривых КС. Пласты известняков характеризуются аномально повышенными показаниями на диаграмме НГК и номинальным диаметром скважины на кавернограмме [36].

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 пластов 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.

По вышеизложенной методике были изучены карбонатно-терригенные отложения нижнего карбона по 15 скважинам Долинского месторождения (Шатовская площадь) и по 7 скважинам Чермозской площади. Проведенный анализ информативности геофизических методов позволил выделить следующие литологические разности пород: доломит, известняк, известняк глинистый, аргиллит, аргиллит известковистый, аргиллит углистый, аргиллит алевролитистый, аргиллит песчанистый, алевролит, алевролит известковистый, алевролит глинистый, алевролит песчанистый, песчаник проницаемый (коллектор), песчаник плотный, песчаник известковистый, песчаник глинистый, песчаник алевролитистый.

Пример отображения каротажными диаграммами заметной литологической изменчивости разреза скв. 297 (Шатовская площадь) представлен на рис. 3.4.

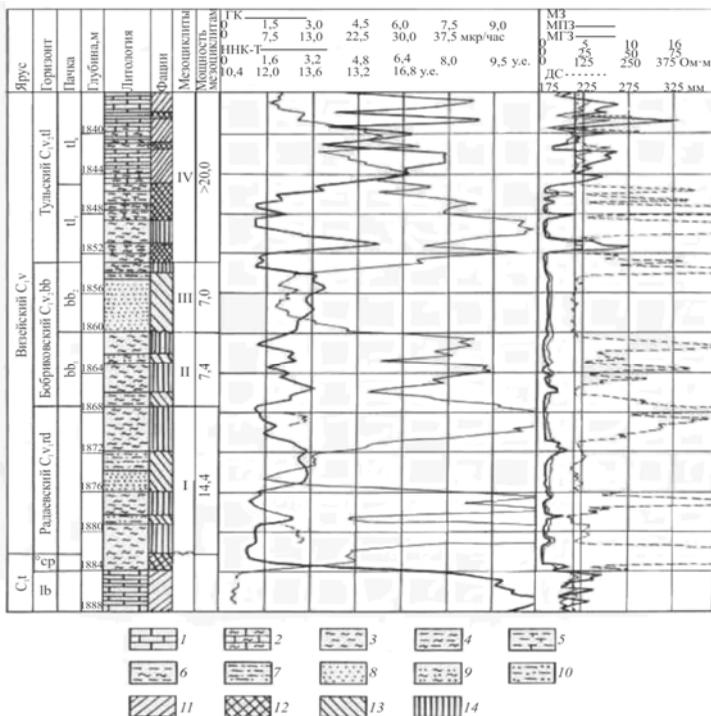


Рис. 3.4. Пример литологического расчленения, выделения фаций и мезоциклов по данным ГИС (Шатовская пл., скв. 297). Разновидности горных пород: 1 – известняк плотный; 2 – известняк глинистый; 3 – аргиллит; 4 – аргиллит алевритистый; 5 – алевролит известковистый; 6 – алевролит глинистый; 7 – алевролит песчанистый; 8 – песчаник проницаемый; 9 – песчаник глинистый; 10 – песчаник алевритистый. Фации: 11 – морские, 12 – лагунные, 13 – континентальные, 14 – болотные

Тулский горизонт отличается выдержанностью литологического состава. Верхняя часть горизонта 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 ННКт 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 [36]. Нижняя часть тульского горизонта представлена в основном аргиллитами и алевритистыми алевролитами с прослоями песчаников разной степени проницаемости. Для аргиллитов свойственны такие же показания методов ГИС, как и для глинистых пород 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: верхняя – проницаемые песчаники, нижняя – 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 kernового 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.

После аналогичной литолого-фациальной и циклической обработки разрезов остальных скважин была построена серия различно

ориентированных палеофациальных профильных разрезов, позволивших, с одной стороны, уточнить генетическую природу отдельных литологических разностей, а с другой стороны, сопоставить и увязать между собой разнофациальные циклиты и мезоциклиты, скоррелировав тем самым и находящиеся в их составе песчаные пласты-коллекторы (рис. 3.5). Построение таких профилей обязательно, поскольку они дают наглядное представление о форме и мощности песчаных тел *в разрезе* в пределах исследуемой площади.

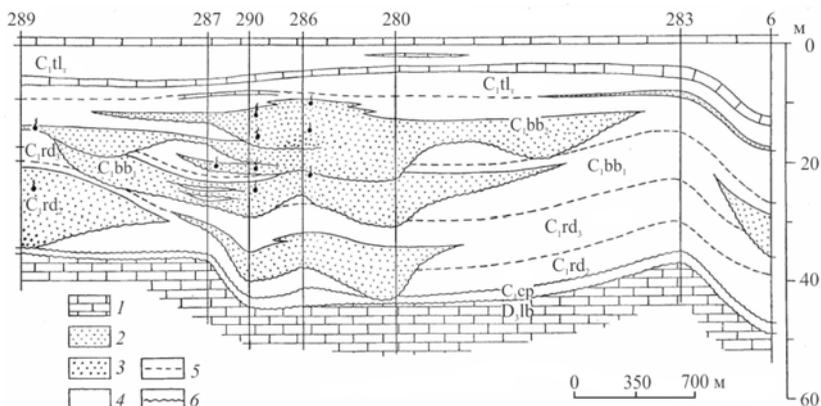


Рис. 3.5. Палеогеологический профильный разрез по линии I-I: 1 – известняк; 2 – песчаник мелкозернистый; 3 – песчаник средне-крупнозернистый; 4 – аргиллиты и алевролиты; 5 – стратиграфические границы; 6 – линия стратиграфического перерыва или эрозийного размыва

Не менее важным явилось построение фациальных карт по каждому мезоциклиту, совмещенных с картами равных мощностей песчаников (изопахит), что иллюстрирует рис. 3.6. 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.

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 верхнерадаевском циклитах, нижнебобриковском и верхнебобриковском мезоциклитах и значительно меньше в терригенной части тульского мезоциклита.

Крупнозернистые песчаники с косой слоистостью, залегающие в основании толщи и выражающие стречневую 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 визейской терригенной толщи 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-алевритовых образований болотных и лагунных фаций служат флюидопорами 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.

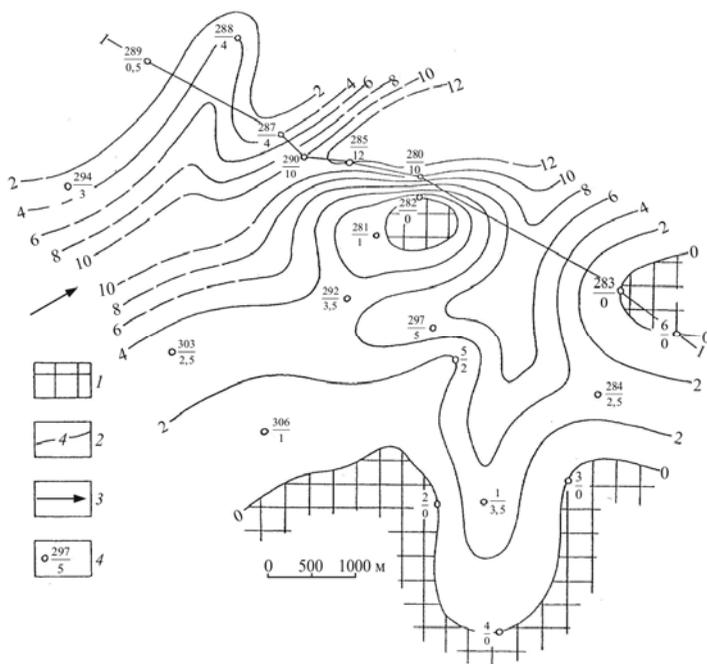


Рис. 3.6. Схема распространения песчаников верхней части бобриковского горизонта (III мезоциклита) на Шатовской площади: 1 – зона отсутствия песчаников; 2 – изопакиты; 3 – предполагаемое направление распространения песчаного материала; 4 – скважина (в числителе – номер, в знаменателе – мощность песчаника)

Выявленные закономерности в составе и строении визейской терригенной толщи (ВТТ) могут быть использованы для эталони-

рования 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 [37].

3.2. Использование методов ГИС при фациально-циклическом анализе карбонатных отложений

К карбонатным отложениям приурочены залежи нефти и газа, изучение которых особенно важно для выяснения условий осадко-накопления на стадиях разведки, освоения и эксплуатации месторождений углеводородного сырья. Достоверная информация о генезисе изучаемых нефтесодержащих интервалов в разрезе скважин 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. Получение и широкое использование наиболее полной информации для решения такой задачи в настоящее время весьма актуально.

До недавнего времени выводы о генезисе осадочных пород разведываемого осадочного бассейна делались исключительно на основе изучения кернового материала. Теперь же по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) можно определить литологический состав пересеченных скважиной пород, выполнить детальное геологическое расчленение разреза и осуществить зональную и региональную корреляцию отдельных его подразделений. Непрерывность наблюдений по всему стволу скважины является одним из преимуществ материалов ГИС.

Литологическое расчленение разрезов скважин методами ГИС основано на знании физических свойств горных пород и определяющих их геофизических параметров [13, 22]. Как известно, показания геофизических параметров, зафиксированные на каротажных

диаграммах, служат основой для выделения ряда литологических разновидностей горных пород, пройденных скважинами, а также для определения границ между ними.

Детальное расчленение башкирских карбонатных отложений выполнено с использованием биолитмостратиграфического метода, а также на основе результатов дробного расчленения среднекаменноугольных отложений нефтяных месторождений Западного Урала. Следует отметить, что детальное расчленение и особенно корреляция разнофациальных толщ карбонатных отложений до последнего времени вызывали большие трудности.

Биолитмостратиграфический метод позволил проводить в полном объеме циклический анализ отложений, теоретические и методические основы которого разработаны Ю.Н. Карогодиным [18].

Стратиграфические подразделения отражают этапность развития органического мира, а цикличность отложений – этапность осадконакопления, представляя собой, по сути, две стороны одного и того же процесса – последовательного развития палеоэкосистем прошлого.

Системный подход к исследованиям сложных геологических объектов является не только удобным, но и весьма эффективным методом [21]. Важными признаками познания при системном подходе являются принцип изоморфизма и принцип целостности. Объединение их дает принцип системности.

По определению Ю.Н. Карогодина, «система – это динамическое множество, находящееся в определенных устойчивых отношениях, отличающихся интенсивностью внутренних связей». Понятие «система» неразрывно связано с понятием «структура». «Структура – это отношение и связь элементов динамического множества по определенным свойствам».

В нефтегазовой геологии чаще всего имеют дело со скрытодискретными системами – слоевыми ассоциациями и применяют для их изучения системно-структурный анализ породно-слоевых ассо-

циаций. Породный слой – это трехмерное тело, ограниченное снизу и сверху субпараллельными поверхностями – границами. Мощности породных слоев измеряются метрами и десятками метров, а протяженность – десятками километров. Слоевые ассоциации образуют элементарные циклиты, которые являются надпородным и надслоевым уровнем организации вещества.

Если понимать цикл седиментации как процесс смены связанных во времени и пространстве событий седиментации в единое целое, то циклит – вещественное выражение цикла. Циклиты относятся к природным, реальным, целостным скрытодискретным системам. По характеру системообразующих отношений они принадлежат к цепным системам, в которых каждый элемент связан не более чем с двумя другими элементами. Из этого вытекает очень важное следствие, что элемент, связанный только с одним элементом, будет пограничным, крайним в системе [19, 20].

Исходя из понятия циклита как целостной системы можно сформулировать основные правила и принципы выделения циклитов.

Правило направленности изменения существенных свойств слоев в вертикальном разрезе позволяет наметить первые «контуры» циклитов.

Принцип относительной непрерывности изменения структурного и вещественного свойств слоев в разрезе дает основание выделять систему слоев, а не просто их множество и обнаружить тесную связь между одними и слабую связь между другими слоями. Это отражается в правилах выделения границ.

Границы между слоями могут быть постепенными и резкими. Внутренние границы слоевой системы более плавны и постепенны, чем внешние. Резкий характер границ говорит о дискретности, перерыве в осадконакоплении, о размыве или структурном несогласии. При наличии перерыва в осадконакоплении, а тем более размыва нарушается породная последовательность слоев в общем литологическом ряду.

Использование перечисленных выше правил и принципов дает возможность выделять элементарные циклиты. Самым существенным признаком для карбонатных пород является изменение гранулометрического состава.

Элементарный циклит (ЭЛЦ) – это простейшая система естественных породных тел (слоев), выделяемая по направленности, непрерывности изменения главного свойства, признака, по характеру границ между телами и двуединому строению в вертикальном разрезе скважины. Все циклиты можно разделить на две группы: однонаправленные и разнонаправленные [25, 26] (рис. 3.7).

В однонаправленных выделяют два типа: прогрессивные циклиты (проциклиты) и регрессивные циклиты (рециклиты). Проциклит изображается в виде треугольника, где основание символизирует грубозернистый слой, а вершина – тонкозернистый слой. Рециклит характеризуется обратной, регрессивной направленностью, символом его является треугольник вершиной вниз.

В группе разнонаправленных циклитов можно выделить два основных типа: прогрессивно-регрессивные (про-рециклиты) и регрессивно-прогрессивные (ре-проциклиты).

В про-рециклитах наблюдается прогрессивная направленность изменения свойств в нижней части циклита и постепенная смена на регрессивную последовательность в верхней части. Символом про-рециклита являются два треугольника, соединенные вершинами наподобие песочных часов. Может возникнуть вопрос, почему это один циклит, а не два: прогрессивный и регрессивный? Применение принципов непрерывности и характера границ не позволяют выделить два циклита.

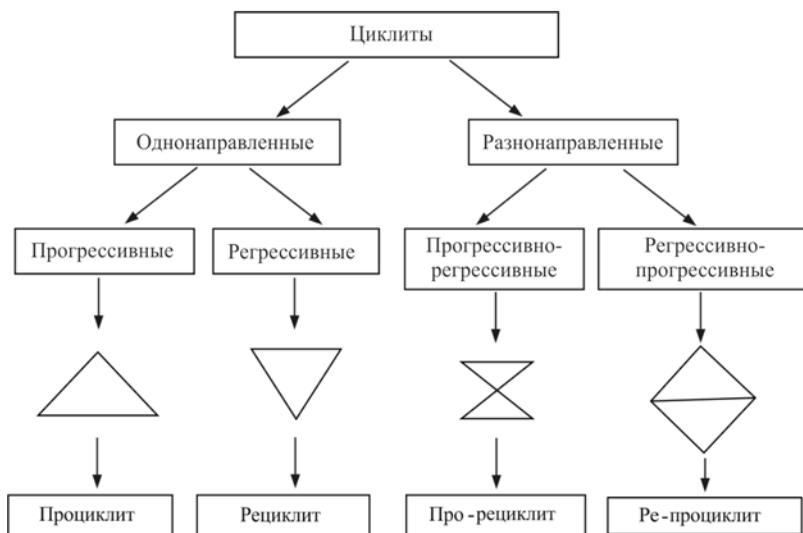


Рис. 3.7. Классификация циклитов по Ю.Н. Карогадину

Ре-проциклит является обратным про-рециклиту, т.е. его нижнюю часть характеризует регрессивная последовательность, а верхнюю – прогрессивная. Он изображается в виде двух треугольников, соединенных основаниями в виде ромба.

Выделение элементарных циклитов (ЭЛЦ) является необходимым шагом для выделения слоевых систем более высокого ранга – региональных циклитов-регоциклитов (РГЦ).

Регоциклиты образовались в течение 8–10 млн лет. Они четко выделяются в разрезах фанерозойских толщ и прослеживаются на всей или большей части бассейна седиментации.

Для выделения регоциклитов используется коэффициент регрессивности K_p , который выражается отношением регрессивной части ЭЛЦ к общей его мощности и вычисляется по формуле $K_p = P/M \cdot 100 \%$.

Начало регоциклита характеризуется обычно резкой сменой тенденции в направленности коэффициента регрессивности. А конец регоциклита обозначается значениями K_p , меньшими 50%,

приближающимися к нулю. Кроме того, граница между РГЦ часто проявляется в изменении мощностей, составляющих его ЭЛЦ, которые в верхней части обычно на порядок больше, чем в нижней. Как правило, нижняя граница РГЦ стабильная, она незначительно скользит стратиграфически, верхняя же граница часто значительно скользит. Теоретически максимальное скольжение границ не должно превышать мощности тела циклита.

Башкирский ярус изучаемой территории сложен главным образом карбонатными породами, среди которых преобладают известняки. Детальное изучение карбонатов башкирского яруса показало возможность выявления прогрессивной и регрессивной направленности осадконакопления по характеру изменения микроструктур. При микроскопическом изучении шлифов в карбонатных породах установлены следующие наиболее часто встречающиеся микроструктуры (в направлении от мелких к крупным по величине структурных составляющих): пелитовая, микрозернистая, сгустковая, комковатая, шламовая, детритовая, обломочная и брекчиевая.

Для выявления цикличности в конкретных разрезах результаты изучения карбонатных пород в шлифах изображались графическим способом. Он заключался в построении «структурной кривой». На чертеже рядом с графой «микроструктуры» или непосредственно рядом с литологической колонкой в отдельной графе в соответствии с установленными рядом вертикальными линиями соединяются одинаковые микроструктуры и горизонтальными линиями – границы между микроструктурами. Анализ отстроенных кривых позволяет более объективно и точно выделять как элементарные циклиты (ЭЛЦ), так и циклиты более высокого ранга: субрегоциклиты (СБРГЦ) и регоциклиты (РГЦ). Границы циклов увязываются с биостратиграфическими, от которых и ведется отсчет. С позиций циклического анализа регоциклиты отвечают подъярусам, субрегоциклиты – горизонтам и подгоризонтам, элементарные

циклиты – подразделениям более мелкого ранга, чем горизонт (например, продуктивного пласта).

На исследуемой территории для детального литологического расчленения башкирских отложений и выявления в них цикличности детально проанализированы промыслово-геофизические материалы по скважинам – полевые описания керна, результаты лабораторных исследований образцов керна и данные геофизических исследований скважин (ГИС).

По результатам интерпретации каротажных данных представилась возможность выделения определенных петрофизических типов (литологических разновидностей) горных пород за счет сопоставления с классификацией тех же пород, которая была установлена ранее на основании изучения физических и химических свойств по образцам пород, полученных при бурении скважин с определенных глубин в виде керна, шлама или проб, отобранных грунтоносами. В скважинах, пройденных без отбора керна, петрографическая классификация пластов горных пород осуществлялась по данным только одних материалов ГИС [22].

Основными методами ГИС для изучения разрезов скважин являются данные электрокаротажа, радиоактивного каротажа и квернометрии. Эти данные являются базой, к которой привязываются результаты литологических, палеонтологических, палинологических и других исследований, получаемых в результате изучения kernового материала и шлама бурового раствора. Сбору этих данных следует уделять особое внимание, так как именно по ним устанавливается возраст исследуемых отложений. Следует отметить, что в процессе каротажа глубины измеряют более тщательно, чем при бурении, поэтому при их определении ориентируются на диаграммы ГИС.

Важное значение имеет достоверность геологических моделей, доказательством которой являются научно обоснованный подход и знание законов седиментации, смены фациальных условий, цикличности осадконакопления, закономерностей распространения

разных фаций. Литологический состав, строение и условия образования горных пород находятся во взаимодействии и единстве и выражаются рядом качественных и количественных признаков. Физические свойства горных пород количественно выражают эти признаки и могут быть измерены непосредственно на образцах керна или дистанционно методами ГИС. Параметры физических полей содержат в себе геологическую информацию, в том числе и по условиям осадконакопления [5, 22].

Карбонатные породы башкирских отложений представлены в основном известняками разной степени глинистости, которые различаются по своему происхождению. Для карбонатных пород характерно многообразие типов пористости и сложное строение порового пространства, так как в формировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных пород значительную роль играют пустоты вторичного происхождения – трещины и каверны. Перспективными по обнаружению трещинных коллекторов являются данные акустического каротажа по затуханию.

Для более тщательного изучения карбонатных коллекторов привлекается комплекс ГИС, который включает в себя различные модификации электрического каротажа (БКЗ, БК, МБК, микрозонды, ИК, ПС), радиокаротажа (ГК, НГК, ННКт, ГГК), акустического каротажа АК, а также данные промысловых методов, дающие непосредственную информацию о коллекторах УВ: кавернометрии, механического и газового каротажа, результатов исследований ядерного материала, опробования скважин пластоиспытателями в открытом стволе и т.п. [3, 5, 17, 22]. Детальное расчленение карбонатного разреза с выделением литологических разновидностей пластов горных пород и коллекторов изложено в подразд. 1.1 настоящего пособия.

Проведенный анализ конфигураций диаграмм ГИС позволил выделить в карбонатном разрезе следующие литологические разновидности пород (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Характеристика литологического состава пород по данным ГИС

№ п/п	Разновидность горных пород	Показания методов ГИС
1	Доломит	Показания НГК максимальные. Минимальные показания ГК. Высокие значения сопротивления на кривой КС. Номинальный диаметр скважины на кавернограмме
2	Известняк доломитизированный	Высокие показания НГК. Минимальные показания ГК. Высокие значения сопротивления на кривой КС. Номинальный диаметр скважины на кавернограмме
3	Известняк плотный	Повышенные показания НГК. Низкие показания ГК. Повышенные значения сопротивления на кривой КС. Номинальный диаметр скважины на кавернограмме
4	Известняк проницаемый (коллектор)	Показания НГК в высокопористых и кавернозных породах существенно понижены. Уменьшение диаметра скважины за счет образования глинистой корки. Пониженные значения сопротивления по сравнению с плотными породами.
5	Известняк глинистый	Показания НГК более низкие по сравнению с плотным известняком. Увеличение естественной радиоактивности на кривой ГК. Отмечается увеличение $d_{\text{скв}}$
6	Мергель	На диаграммах НГК отвечают промежуточные показания, а на кавернограмме – обычно показания номинального диаметра скважины. Отмечаются повышенными значениями КС, более высокими, чем глины, но меньшими, чем известняки и доломиты.

Окончание табл. 3.1

№ п/п	Разновидность горных пород	Показания методов ГИС
7	Алевролит известковистый	Несколько повышенные показания на кривых НГК и КС по сравнению с аргиллитами, алевролитами и песчаниками из терригенной части разреза. В основном эти литологические разновидности горных пород выделяются по каротажным диаграммам, как и в терригенном разрезе
8	Аргиллит известковистый	
9	Песчаник известковистый	

Границы стратиграфических подразделений увязываются с местами наиболее резкого изменения литологического состава (см. литологическую колонку на рис. 3.9).

Стратиграфическое расчленение основывается на палеонтологических данных. Границы стратиграфических подразделений следует увязывать с местами наиболее резкого изменения литологического состава.

Результаты изучения и сопоставления эталонного и опорных геолого-петрофизических разрезов позволяют при недостаточном объеме керна идентифицировать циклиты в скважинах, пробуренных по эксплуатационной сетке, по данным промыслово-геофизических исследований.

В качестве объекта изучения были использованы промыслово-геофизические материалы по скважинам Кокуйского месторождения.

При расчленении разреза использована унифицированная схема Русской платформы 1988 г. Башкирский ярус состоит из двух подъярусов, из которых нижний подъярус расчленяется на три горизонта: краснополянский, северокельтменский и прикамский, а верхний на два: черемшанский и мелекесский (рис. 3.9). С помощью биолитмостратиграфического метода башкирский ярус подразделяется на более дробные стратиграфические единицы.

В башкирском ярусе на Кокуйском месторождении установлено два регоциклита (РГЦ), четыре субрегоциклита (СБРГЦ), 9

или 10 элементарных циклитов (ЭЛЦ) (в зависимости от полноты разреза).

Башкирскому ярусу отвечают два региональных циклита (РГЦ) – В₁ и В₂, каждый из которых соответствует подъярусу (нижнебашкирскому и верхнебашкирскому), что подтверждено комплексами фораминифер.

Мощность башкирского яруса на Кокуйском месторождении изменяется от 55,4 до 63,0 м.

Использование методов ГИС для проведения фациального анализа и распространение коллекторов тесно связано с выделением в разрезах скважин продуктивных интервалов. Фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, регулирующие процессы аккумуляции углеводородов, тесно связаны с определенными типами фаций.

Современная наука под фациальной цикличностью отложений понимает закономерную смену пород и периодическую повторяемость палеографических обстановок, отражающих тектоно-седиментационный этап геологического развития территории.

Отсюда следует, что каждый из фациальных комплексов представляет собой закономерный парагенетический ряд фаций с определенной, свойственной только ему, последовательностью расположения и набора породных слоев соответствующих фаций в разрезе [25]. Эта особенность в строении фациальных комплексов является основой для возможного выделения их в интервалах разреза, не охарактеризованных керном. Данные о строении генетических групп отложений позволяют выработать эталонные модели строения фациальных комплексов и выразить их на каротажных диаграммах.

Для среднекаменноугольных отложений характерны следующие фации: лагунные опресненные мелководные (ЛО^М), прибрежно-морские опресненные (ПМ-ЛО), прибрежно-морские мелководные открытые (ПМ-МО), морские мелководные открытого моря (М^М), фации ровного морского дна со спокойным и подвижным гидродинамическим режимом, фации поселений различных по-

строек (фораминифер, фузулинид, криноидей, брахиопод, водорослей) и фации отмелей [26].

Анализ кернового материала башкирских отложений, позволяет утверждать, что на территории Пермского края в башкирский век существовали морские мелководные обстановки. Причем фации, к которым принадлежат карбонатные отложения башкирского яруса Кокуйского месторождения, следует отнести к группе *морских-мелководных открытого моря* (M^M) (рис. 3.8).

Среди фаций M^M по положению относительно береговой линии, гидродинамическим особенностям и глубинам можно выделить фации отмелей (OT), фации поселений различных организмов ($ПО$), фации относительно ровного морского дна ($РМД$). Кратко охарактеризуем эти фации.

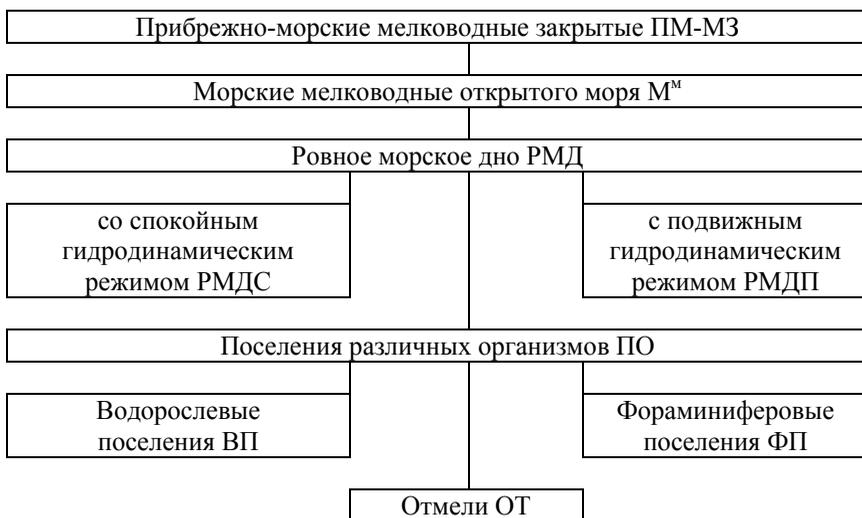


Рис. 3.8. Схема взаимосвязи карбонатных фаций

Фации ОТ характеризуются исключительно малыми глубинами, высокой подвижностью вод и плотным, каменистым дном. Морские отложения представлены известняковыми брекчиями, состоящими из органогенно-обломочных и комковато-обломочных известняков.

Фашии ПО располагаются на периферии отмелей и включают фашии водорослевых (*ВП*) и фораминиферовых поселений (*ФП*)

К *фашиям ВП* принадлежат водорослевые известняки, сложенные хрупкими и тонкими скелетными остатками зеленых и багряных водорослей. Для этих фашии характерны биоморфные и органогенно-детритовые структуры. К *фашиям ФП* были отнесены фораминиферовые известняки, преобладающими структурами этих фаший являются детритовые и мелкодетритовые.

Фашии РМД включают фашии ровного морского дна со спокойным гидродинамическим режимом (*РМДС*) и с подвижным гидродинамическим режимом (*РМДП*).

Фашии РМДС характеризуются морскими отложениями, сформировавшимися в удаленных от берега морских мелководных обстановках, отличающихся илистым дном и слабоподвижным гидродинамическим режимом. Эти фашии представлены известняками доломитизированными, в различной степени глинистыми, с микрозернистыми, тонкозернистыми, сгустковыми, комковатыми структурами.

Фашии РМДП характеризуются морскими отложениями, которые накапливались в обстановках с плотным дном и подвижной динамикой среды. В литологическом отношении они представлены известняками с органогенно-детритовыми структурами.

Выявленные зависимости литологии и структуры от условий осадконакопления позволили предположительно определить фашиальный ряд. Фашиальный ряд, отражающий закономерности смены морских осадков по простиранию, имеет следующую последовательность фаший (в направлении от берега): *ОТ*, *ПО*, *РМДП*, *РМДС*.

Фашии ПО представлены по большей части фашиями водорослевых поселений, в то время как фашии фораминиферовых поселений редки, встречаются в разрезе эпизодически.

По результатам циклического анализа установлена связь продуктивных пластов башкирского яруса с элементарными циклитами. Продуктивный пласт Бш 1 соответствует 9, 10 и 11 ЭЛЦ. Продуктивный пласт Бш 2 отвечает 6, 7 и 8 ЭЛЦ. Продуктивный пласт Бш 3 объединяет 2, 3, 4 и 5 ЭЛЦ (рис. 3.9).

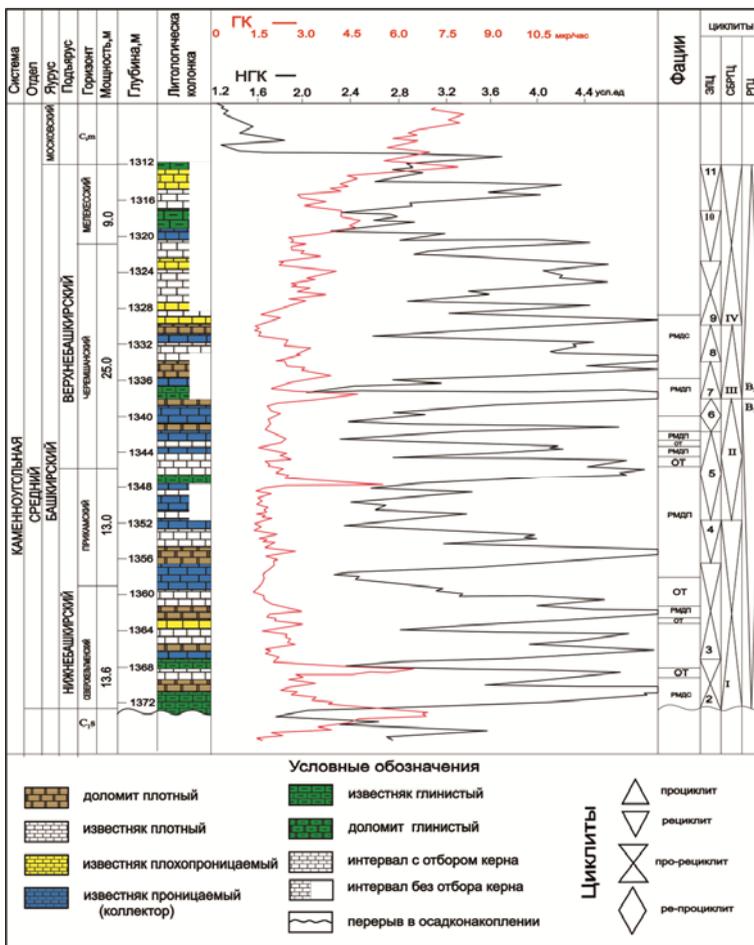


Рис. 3.9. Литолого-фациальное расчленение башкирских карбонатных отложений на примере скв. 1406 Кокуйского месторождения

Итак, на примере башкирских отложений Пермского края установлена биостратиграфическая значимость границ циклитов разного ранга. Так, границы регоциклитов и почти всех субрегоциклитов характеризуются количественными и качественными изменениями в комплексах фауны. Исключением являются III и IV

субрегоциклиты верхнебашкирского подъяруса. Граница между ними проходит внутри предположительно черемшанского горизонта и не отличается какими-либо изменениями в составе фаунистических сообществ. А границы элементарных циклитов характеризуются только количественными изменениями.

Установлено, что выделенные циклиты содержат большую информацию о составе и полноте разрезов: помогают выявлению стратиграфических подразделений; определяют по неполноте набора циклитов мелкие, незначительные по амплитуде стратиграфические перерывы даже внутри горизонтов. Изменение же направленности элементарных циклитов, свидетельствует о частом изменении условий осадконакопления однозначно в разных фациальных условиях. При этом количество и направленность циклитов в одновозрастных карбонатных толщах обычно совпадают.

Использование циклического метода с привлечением материалов ГИС открывает хорошие перспективы для детального расчленения и сопоставления внутригоризонтных пачек, установления зон фациального замещения разнофациальных толщ, литологического выклинивания и стратиграфического несогласия. Кроме того, циклический анализ может оказать большую помощь при детальной корреляции продуктивных пластов [27] при построении геологической модели и подсчете запасов нефти и газа.

ГЛАВА 4 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ

Разрез, представленный гидрохимическими отложениями (галогенный разрез), входит в список наиболее типичных разрезов (наряду с терригенным и карбонатным) для Пермского Прикамья. Так, отложения калийных, натриевых и магниевых солей Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) представляют собой уникальную сырьевую базу минерального сырья [15]. В то же время на территории Соликамской депрессии разрабатывается целый ряд нефтегазовых месторождений. Следует отметить, что большое количество углеводородных ресурсов находится в пределах охранной зоны ВКМКС и бурение нефтяных скважин там ограничено. Этот факт сдерживает добычу нефти в этом богатом регионе. Однако в настоящее время существуют разработанные в ПНИПУ оригинальные технологии бурения, позволяющие проходить соленосные толщи без негативных последствий. Поэтому определение литологического разреза нефтяных скважин в интервалах спуска технических колонн на территории ВКМКС на основе исследования образцов керна и данных ГИС является весьма актуальной. По результатам анализа результатов интерпретации материалов ГИС и образцов керна возможно обосновать проведение дальнейших геологоразведочных работ на нефть в пределах территории ВКМКС.

4.1. Общие сведения о галогенном разрезе ВМКС

Верхнекамское месторождение солей, расположенное на севере Пермской области, приурочено к центральной части Соликамской впадины Предуральского краевого прогиба. Его протяженность в меридиональном направлении 136 км, ширина до 40 км. Площадь составляет 3,75 тыс. км².

Месторождение, открытое в 1925 г. профессором П.И. Преображенским, представляет собой уникальную по запасам и качеству сырья базу для производства минеральных удобрений и пищевой соли. Здесь ведется добыча сильвинитовой и карналлитовой руд, каменной соли (технической, кормовой, пищевой) и рассолов, являющихся сырьем для производства соды. В подсолевой толще открыты и разрабатываются месторождения нефти и газа.

Относительно полное представление о петрофизическом составе горных пород и условиях их залегания практически всегда опирается на данные ГИС.

Наибольший интерес представляют соленосные отложения иренского горизонта, распространенного в центральной части Соликамской впадины. В нем выделяются глинисто-ангидритовая и соляная толщи. Глинисто-ангидритовая толща (ГАТ) сложена переслаивающимися между собой ангидритами, доломитами, мергелями с редкими прослоями алевролитов, песчаников и каменной соли. Мощность ГАТ колеблется в пределах от 180 до 250 м.

Соляная толща состоит из подстилающей каменной соли (ПдКС), сильвинитового и сильвинито-карналлитового горизонтов, покровной каменной соли (ПКС) и переходной пачки (ПП). ПП довольно часто включается в состав соляно-мергельной толщи (СМТ). ПдКС представлена каменной солью с двумя – тремя глинисто-ангидритовыми прослоями мощностью от 3 до 10–15 м в нижней ее части и одним мощностью 0,5–2,0 м, именуемым «маркирующей глиной» (МГ), в верхней части толщи (рис. 4.1). Мощность ПдКС составляет 25–442 м.

Сильвинитовый горизонт (СГ) сложен пластами красного ($KpIII^B$, $KpIII^O$, $KpIII^A$, $KpII$, KpI) и полосчатого сильвинита (пл. А), перемежающимися каменной солью. Пласт $KpII$ разделен на 7 слоев, из которых нечетные представлены сильвинитом, а четные – каменной солью. Пласт А характеризуется чередованием слоев сильвинита и каменной соли. Спутником пласта А является тонкий сильвинитовый слой A' , мощность которого 0,25 м. Мощность СГ меняется от 5 до 30 м.

Сильвинито-карналлитовый горизонт (СКГ) сложен девятью продуктивными пластами, обозначаемыми буквами (снизу вверх) от Б до К. Пласт Б залегает непосредственно на пласте А. Каждый из пластов на одних участках месторождения сложен карналлитом, на других – сильвинитом, на третьих – и тем и другим («смешанные соли»). Спутником пласта В является тонкий (0,25 м) слой В', сложенный пестрым сильвинитом или карналлитовой породой. Мощность СКГ составляет 20–130 м.

ПКС сложена каменной солью с редкими глинисто-ангидритовыми прослоями или мергелями, сильно засоленными. Средняя мощность этой пачки равна 18–20 м.

ПП представлена чередованием пластов каменной соли, глинисто-ангидритовых пород и мергелей. Мощность ПП колеблется в значительных пределах, от 0 до 200 м и более.

Общая мощность соляной толщи достигает 500 м.

Строительство и эксплуатация нефтяных скважин на территории ВКМКС сопровождается систематическими исследованиями технического состояния их крепи геофизическими методами. Для контроля состояния крепи скважин во времени эффективно используется метод отбора образцов горных пород сверлящим керноотборником и метод исследования образцов крепи в соледержащей части разреза, перекрытого в скважине технической колонной. С помощью этого метода представляется возможность визуально оценить состояние и характер связи между отдельными элементами крепи скважины (обсадная труба–цементный камень–порода), получить материал для исследования вещественного и элементного составов сформированного за обсадной колонной цементного камня, оценить степень его сохранности в реальном времени и в реальных скважинных условиях. Использование этого метода также позволяет получить объективную информацию о состоянии крепи нефтяных скважин, ранее пробуренных в контуре распространения калийно-магниевых солей, охарактеризовать степень ее сохранности и выполнить прогнозную оценку состояния крепи скважин в соледержащей части разреза на длительную перспективу. Такая оценка необходима в связи с необходимостью в будущем после

выработки нефтяных залежей решать вопрос об организации добычи минеральных солей подземным способом на площадях, территориально примыкающих к участкам компактного размещения нефтяных скважин.

Как известно, наиболее достоверные сведения о характере проходимых при бурении пород и последовательности их залегания можно получить при сплошном отборе образцов по всему разрезу скважин. Однако при современном развитии техники бурения сплошной отбор образцов пород является экономически нецелесообразным и применяется лишь в исключительных случаях. Кроме того, существующие в настоящее время конструкции долот не обеспечивают 100 %-ного выноса керна. Фактический вынос керна составляет в среднем 30–40 % в зависимости от литологического состава пород [29].

Отбор образцов пород в виде керна в скважинах производится колонковыми долотами, а в тех случаях, когда вынос керна незначительный и скважина уже пройдена, для получения образцов применяются боковые грунтоносы.

Т а б л и ц а 4 . 1

Пример описания керна по скважине № 779 Южно-Юрчукского месторождения

Интервал	Описание пород	Фотография керна
КERN №1 Интервал: 295,0–304,0м Проходка = = 9,0 м, КERN = = 9,0 м, Вынос = = 100%	Слой 1 толщиной 6,1м Каменная соль серая, бледно-розовая, белая с волнистыми прослоями аргиллита темно-серого, слоистого	
	Слой 2 толщиной 0,4 м Карналлит оранжево–красный с прослоями каменной соли серой, розовой	
	Слой 3 толщиной 2,5 м Каменная соль розовая, серая, желто-серая с прослоями аргиллита темно-серого, черного, плотного, слоисто-волнистого	

По образцам пород определяются первичная характеристика литологических разностей пород (макроописание пород) и границы пластов. Затем производится необходимый комплекс лабораторных исследований, выявляются петрофизические свойства пород и уточняется их литологический состав.

В качестве примера макроописания керна рассмотрим фотографии керна из соленосных отложений скважины № 779 Южно-Юрчукского месторождения (табл. 4.1).

Однако, как было указано выше, только по керновым данным далеко не всегда можно провести литологическое расчленение разрезов изучаемых скважин. Поэтому единственной непрерывной основой, с помощью которой можно было бы построить литологическую колонку, обычно являются диаграммы геофизических исследований скважин (ГИС).

4.2. Литологическое расчленение соленосных толщ по данным ГИС

Разрез, представленный гидрохимическими отложениями (га-логенный разрез), расчленяют в основном по данным ядерных методов ННК, ГК и ГГК с использованием результатов АК и кавернометрии. В этом разрезе по данным ГИС устанавливается наличие следующих литологических разностей: гипса по низким показаниям ННК, соответствующим высокому водородосодержанию, при низкой пористости (менее 1%) – по данным ГГК и АК; ангидрита – по высоким показаниям ННК, при низкой пористости - по данным ГГК и АК; каменной соли - по высоким показаниям ННК при увеличении диаметра скважины на кавернограмме и низкой естественной радиоактивности (ГК); калийных солей - по высоким показаниям ННК и ГК и увеличению диаметра скважины на кавернограмме. Прослой глины и аргиллита в гидрохимических отложениях устанавливают по тем же признакам, что и в карбонатном и терригенном разрезах (рис. 4.2).

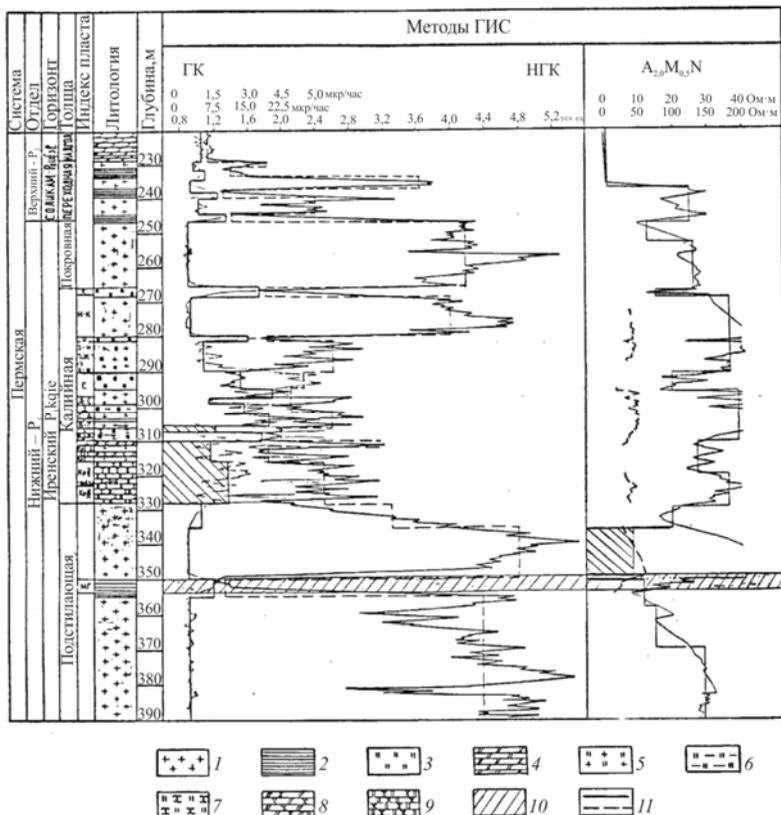


Рис. 4.2. Литолого-стратиграфическое расчленение соленых отложений ВКМКС и выделение реперов с помощью интегральных диаграмм ГИС (Уньвинское месторождение, скв. 87): 1 – каменная соль; 2 – глина; 3 – карналлит; 4 – мергель; 5 – каменная соль с включениями карналлита; 6 – глина с включениями карналлита; 7 – сильвинит пестрый; 8 – сильвинит полосчатый; 9 – сильвинит красный; 10 – репер; 11 – интегральные кривые ГИС

Задача литологического расчленения разреза надсолевой, соляной и подсолевой толщ Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС) на участках нефтяных месторождений Соли-

камской депрессии с целью уточнения геологического строения, промышленной оценки калийной залежи и для проведения технологического контроля за надежностью изоляции калийной залежи от воздействия надсолевых и подсолевых вод в нефтяных скважинах является весьма актуальной с учетом уникальности сырьевой базы калийных, магниевых и натриевых солей для химических производств различного назначения и наличием значительных запасов углеводородного сырья.

На Уньвинском нефтяном месторождении, находящемся в южной части ВКМКС, продуктивные соленосные и нефтеносные отложения вскрыты сетью разведочных и эксплуатационных скважин, в каждой из которых проведены промыслово-геофизические исследования. Однако лишь в незначительной части этих скважин отбирался керн и производился химический анализ промышленных пластов калийных солей. Относительно полное представление о петрофизическом составе горных пород и условиях их залегания практически всегда опирается на данные геофизических исследований скважин (ГИС), которые являются единственной непрерывной основой при построении литолого-стратиграфической колонки.

Установлено, что вещественный состав пластов галогенных пород хорошо устанавливается по конфигурации кривых ГИС [22, 23] с привлечением сведений по керну. Для разных типов разреза важен выбор наиболее оптимального комплекса ГИС, позволяющего оценить петрофизические и физические параметры горных пород.

В разрезе изучаемых скважин (пример литолого-стратиграфического разреза) выделяются (сверху вниз (табл. 4.2)):

Таблица 4.2

Литолого-стратиграфический разрез пермского соленосного комплекса
по скв. 478 Уньвинского месторождения

Стратиграфический индекс	Толща	Пачка	Мощность, м	Литологический состав
Q P ₂ uf s ^v s ^v P ₂ uf sl ₂	Надсолевая	Пестроцветная	12	Суглинки желтовато-серые, глина бурая
		Терригенно-карбонатная	21	Переслаивание песчаников, глин, алевролитов
			114	В верхней части – переслаивание известняков, песчаников и глин, в нижней – известняки глинистые с прослоями мергелей
P ₂ uf sl ₁		Соляно-мергельная	97	Мертели серые, сульфатизированные с включениями гипса и ангидрита, в подошве – 16-метровое переслаивание пластов каменной соли и глины
		Покровная каменная соль	20	Каменная соль
P ₁ kg ir ₇	Соляная	Сильвинито-карналлитовая	49	Переслаивание пластов карналлита мощностью от 1 до 7 м с прослоями каменной соли и глины, в нижней части в составе карналлитовых пластов встречены прослой пестрого сильвинита
			24	Переслаивание пластов красного сильвинита мощностью 1,2–6 м с прослоями каменной соли и глины, в кровле пачки – пласт полосчатого сильвинита

Окончание табл. 4.2

Стратиграфический индекс	Толща	Пачка	Мощность, м	Литологический состав
P ₁ kg ir ₇	Соляная	Подстилаящая каменная соль	294	Мелко-средне- и крупнозернистая каменная соль слоистого строения, в 22 м от кровли залегает пласт маркирующей глины (1,5 м), в нижней части пачки—три пласта мергеля мощностью (1–7 м)
P ₁ kg ir ₆		Тюйская	68	Глина доломитовая с редкими прослоями доломита
P ₁ kg ir ₅		Демидковская	63	Переслаивание пластов ангидрита с глиной доломитовой
P ₁ kg ir ₄	Подсолевая (глинисто-ангидритовая)	Елкинская	22	Глина доломитовая с редкими маломощными (до 1 м) прослоями песчаника
P ₁ kg ir ₃		Шалашинская	10	Ангидрит с глинистыми прослоями
P ₁ kg ir ₂		Неволинская	27	Глина доломитовая с редкими маломощными (до 1 м) прослоями песчаника
P ₁ kg ir ₁		Ледяно-пещерская	61	Ангидрит с прослоями глины и доломита, в 8 м от подошвы – пласт каменной соли мощностью 36 м
P ₁ kg fl	Сульфатно-карбонатная	Карбонатная	39	Известняк с прослоями доломита, в основании мергели темно-серые мощностью 9 м
		Сульфатная	31	Ангидрит голубовато-серый

1. Надсолевая толща мощностью до 180–320 м представлена четвертичными образованиями и нижележащими отложениями шешминского и соликамского горизонтов уфимского яруса верхней перми.

2. Соляная толща мощностью 340–400 м стратиграфически приурочена к верхней части иренского горизонта.

3. Подсолевая толща мощностью 220–290 м приурочена к нижней части иренского горизонта кунгурского яруса.

Соликамский горизонт P_2 uf sl надсолевой толщи представлен в верхней части терригенно-карбонатными породами, а ниже соляно-мергельными породами, непосредственно перекрывающими кунгурские соляные отложения.

Отложения соликамского горизонта стратиграфически вверх по разрезу сменяются пестроцветной серией пород шешминского горизонта P_2 uf ss мощностью до 150 м.

Соликамский горизонт P_2 uf sl надсолевой толщи представлен в верхней части терригенно-карбонатными породами, а ниже – соляно-мергельными породами, непосредственно перекрывающими кунгурские соляные отложения. Отложения соликамского горизонта стратиграфически вверх по разрезу сменяются пестроцветной серией пород шешминского горизонта P_2 uf ss мощностью до 150 м.

Соляная толща представлена покровной каменной солью мощностью 18–20 м, калийными солями мощностью до 80 м и подстилающей их мощной пачкой (до 350 м) каменной соли.

Основание подсолевого комплекса пород кунгурского яруса выполняют сульфатно-карбонатные отложения филипповского горизонта P_1 kg fl, представленные чередованием ангидритовых и карбонатных пачек мощностью 100–140 м. Выше залегает глинисто-ангидритовая толща иренского горизонта P_1 kg ir мощностью 170–265 м, сложенная преимущественно чередующимися по раз-

резу пластами ангидритов, доломитов, каменной соли, глинами и мергелями.

Выше залегает глинисто-ангидритовая толща иренского горизонта Р₁kg ir мощностью 170–265 м, сложенная преимущественно чередующимися по разрезу пластами ангидритов, доломитов, каменной соли, глинами и мергелями [23, 40].

Для исследования был выбран представляющий наибольший интерес интервал разреза, охватывающий нижнюю часть уфимского яруса, представленную соляно-мергельными породами, и часть соляной толщи, включающей в себя покровную каменную соль, толщу калийных солей и верхние пласты подстилающей каменной соли общей мощностью 150–160 м.

Для литолого-стратиграфического расчленения соленосных отложений использовались методы электрорадиоактивного каротажа: гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК) и стандартный электрокаротаж 2-метровым зондом А_{2.0}М_{0.5}N (табл. 4.3). Такой набор ГИС позволяет существенно повысить однозначность интерпретации [22, 23].

Терригенные породы по электрорадиометрическим характеристикам аномально отличаются от подстилающих их пород соляного комплекса. Против песчаных пластов показания ГК не превышают 3 мкР/ч, НГК – 1,2–1,6 у.е., кажущихся сопротивлений КС – до 120 Ом·м. Глинистые породы характеризуются высокими (до 10 мкР/ч) показаниями ГК, низкими показаниями НГК (1,4–2,5 у.е.) и КС (5–17 Ом·м.). Пласты соляных пород уверенно выделяются по каротажным диаграммам ГК и НГК, что проиллюстрировано в табл. 4.3. Для пластов каменной соли характерны высокие (до 8 у.е.) показания НГК, невысокие показания ГК (1,0–2,3 мкР/ч) и повышенные (до 50 Ом·м и более) значения КС. Калийные соли характеризуются аномально высокими (до 30 мкР/ч) показаниями ГК и повышенными (4–5 у.е.) значениями НГК.

Таблица 4.3

Литологические разности пород соленосных отложений ВКМС,
выделяемые по диаграммам ГИС, и их физические параметры

Наименование пород	ГК (мкр / час)		НГК (усл. ед.)		КС (ом·м)	
	предельные значения	средние значения	предельные значения	средние значения	предельные значения	средние значения
Каменная соль	1,0–4,5	5 10 15 20	3,6–7,5	1 2 3 4 5	28–46	5 15 25 35
Глина	4,5–9,8		1,4–2,5		5–17	
Каменная соль с глиной	3,5–4,5		2,5–2,8		20–30	
Карналлит	11,2–18,0		1,8–3,2		10–20	
Сильвинит пестрый	9,0–15,7		2,9–4,5		25–35	
Сильвинит полосчатый	14,0–28,0		3,2–5,0		30–45	
Сильвинит красный	15,0–30,0		3,3–5,2		30–42	
Кам. соль с вкл. карналлита	3,0–3,7		2,9–3,8		22–28	
Глина с вклоч. карналлита	8,8–9,0		2,4–2,7		9–18	
Глина с вклоч. сильвинита	12,0–15,0		2,3–3,3		8–22	
Мергель	2,6–3,9		1,4–1,7		4–20	
Гипс	1,5–1,7		1,2–1,5		> 40	

Калийно-магниевые соли, представленные карналлитом мощностью от 1 до 4 м, характерны для верхней части калийной залежи. Значения ГК, НГК и КС(ρ_k) для карналлитов аналогичны значениям для глинистых пород, однако значения ГК характеризуются вдвое более высокими показаниями, чем глины, и составляют 11–18 мкР/ч.

Собственно калийные соли представлены сильвинитом. В состав сильвинита входят KCl(10–40%), NaCl(60–90%), MgCl(0,1–2,0%), KBr(0,4–2,0%), CaSO₄(0–0,5%) и воднонерастворимый остаток (0,5–5 %). Наиболее обогащенные хлористым калием пласты полосчатого и красного сильвинита залегают в нижней части калийной залежи, чередуясь с пластами каменной соли и глины, тогда как более бедные по содержанию KCl пласты пестрого сильвинита залегают выше. Радиоактивность сильвинита и карналлита обусловлена в основном содержанием радиоактивного изотопа калия – K⁴⁰, и поэтому для полосчатого и красного сильвинита характерны высокие значения ГК (15–30 мкР/ч), высокие значения НГК, сопоставимые со значениями для каменной соли (3,3–5,2 у.ед.) и высокое удельное сопротивление ρ_k (30–45 Ом·м). Для пестрого же сильвинита значения ГК составляют 9,0–15,7 мкР/ч, значения НГК колеблются в пределах 2,9–4,5 у.ед., являясь относительно повышенными и не столь высокими, как в случае с полосчатым и красным сильвинитом.

Наиболее минимальные значения ГК и НГК характерны для гипса, прослои и включения которого встречаются в зонах выщелачивания соляных пород под воздействием водных флюидов: значения для гипса по ГК составляют 1,5–1,7 мкР/ч, по НГК – 1,2–1,5 у.ед.

Переходные литологические разности соляных пород представлены каменной солью с глиной, каменной солью с включениями сильвинита и карналлита, глиной с включениями сильвинита и карналлита. Переходные разности характеризуются промежуточными значениями ГК, НГК и КС, что видно в табл. 4.3, где в виде гистограмм представлены средние значения физических параметров по пластам 12 литологических разностей пород соленосных отложений, выделяемых по диаграммам ГИС.

Планшеты ГИС, составленные по всем скважинам изучаемого месторождения (рис. 4.3), позволяют охарактеризовать соленосную толщу как единый геологический объект и построить корреляционные схемы, распространяющие результаты обработки материалов ГИС по отдельным скважинам на межскважинные пространства [22, 28, 41].

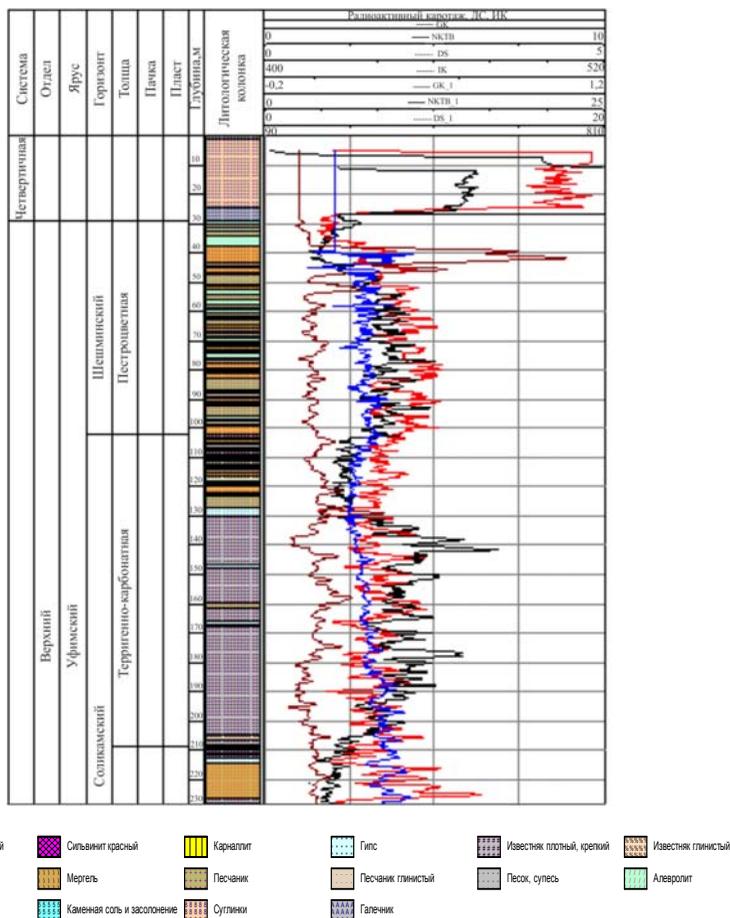


Рис. 4.3. Фрагмент литолого-стратиграфического разреза надсолевых и соленосных отложений по скв. 55-ОГН Белопашинской площади по данным ГИС

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. Литологическое расчленение соленосных толщ по данным ГИС позволяют охарактеризовать соленосную толщу как единый геологический объект и построить корреляционные схемы, распространяющие результаты обработки материалов ГИС по отдельным скважинам на межскважинные пространства.

2. Актуальность задачи четкого расчленения разреза соленосной толщи ВКМКС на участках нефтяных месторождений заключается в уточнении геологического строения и промышленной оценки калийной залежи и в вопросе технологического контроля за надежностью изоляции калийной залежи от воздействия надсолевых и подсолевых вод в нефтяных скважинах.

3. Прогнозная оценка состояния крепи скважин в соленосной части разреза на длительную перспективу необходима в будущем после отработки нефтяных залежей для решения вопроса об организации добычи минеральных солей подземным способом.

ГЛАВА 5

ГЕОФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ГЛУБИННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ РАЗРЕЗА СКВАЖИН

5.1. Построение геофильтрационных разрезов скважин

Современные гидрогеологические задачи могут быть успешно решены аналитическими методами или с использованием гидродинамического моделирования только на основе достоверной геофильтрационной схематизации разреза. Последнее представляет наибольшую проблему при изучении **динамики подземных вод**, особенно на ранних стадиях гидрогеологических исследований, когда имеются только экспертные оценки фильтрационных свойств водоносных и водоупорных пород.

Пространственное распределение глубинных геофильтрационных элементов разреза, охваченных гидродинамическими испытаниями, отбором керна и его лабораторным исследованием, весьма неравномерно. Наиболее изученными по площади являются нефтяные месторождения и локальные поднятия, в пределах которых проводились поисково-разведочные работы, а по разрезу – продуктивные на нефть и газ горизонты. При недостатке и невысокой достоверности единичных фильтрационных определений в глубоких элементах разреза удовлетворительная экстраинтерполяция фактических данных может быть получена только на основе геологически обоснованных закономерностей изменения свойств разреза с широким применением методов ГИС, которые существенно дополняют геологическую и гидрогеологическую документацию разреза, так как достаточно информативны и проводятся в обязательном порядке в каждой скважине. Необходимо отметить, что при интерпретации данных ГИС возможно получение не только собственно геофизической, но и геофильтрационной информации путем использования последовательного перехода «материалы ГИС – прогноз литологического состава – прогноз геофильтрационных сред» [31]. Успешности такого подхода способствует относи-

тельно высокая литолого-фациальная и структурно-тектоническая изученность палеозойских отложений Пермского Приуралья.

В качестве геофильтрационных сред (ГФС) рассматриваются генетические типы горных пород или элементы геологического разреза (формации, субформации, латеральный ряд формаций) с едиными условиями формирования и пространственного распределения фильтрационных свойств. Так, в соответствии с морфогенетической классификацией В.А. Всеволожского [4] палеозойские отложения Пермского Приуралья могут быть отнесены к трем типам геофильтрационных сред: седиментационно-гранулярному, седиментационно-трещинному и карстовому.

Прогноз ГФС с использованием результатов геофизических исследований скважин целесообразно выполнять в несколько этапов.

На первом из них производится расчленение разрезов скважин на толщи, пласты и прослои горных пород, ограниченные определенными геометрическими поверхностями и характеризующиеся определенным набором физических параметров. Такая стандартная обработка результатов геофизических исследований единичной скважины позволяет решать лишь ограниченный круг гидрогеологических задач. Обобщение же результатов интерпретации ГИС на значительной площади позволяет перейти к задаче геофильтрационной стратификации разреза изучаемого участка по выделенным каротажным реперам – маркирующим горизонтам. При этом в качестве последних целесообразно рассматривать хорошо прослеживающиеся и достаточно мощные интервалы водоупорных (глины, аргиллиты, гипсы, ангидриты, плотные известняки и доломиты) и проницаемых (водоносные песчаники, трещиноватые известняки) пород. Дифференциация горных пород с помощью ГИС осуществляется по физическим свойствам пород в зависимости от гранулометрического состава, характера цементации, структурных и тектонических особенностей.

Однозначность интерпретации существенно повышается, если для изучения геологического строения разрезов скважин используется обязательный комплекс методов ГИС–стандартного электри-

ческого и радиоактивного каротажа, записанных в вертикальном масштабе 1:500. Для выявления главных закономерностей разреза и ликвидации локальных неоднородностей, зафиксированных на каротажных кривых, целесообразно составлять интегральные диаграммы [22]. Для построения последних весь разрез исследуемой скважины разбивается на неравные интервалы, каждый из которых представляет собой участок кривой ГИС с близкими друг к другу показаниями того или иного геофизического параметра (рис. 5.1).

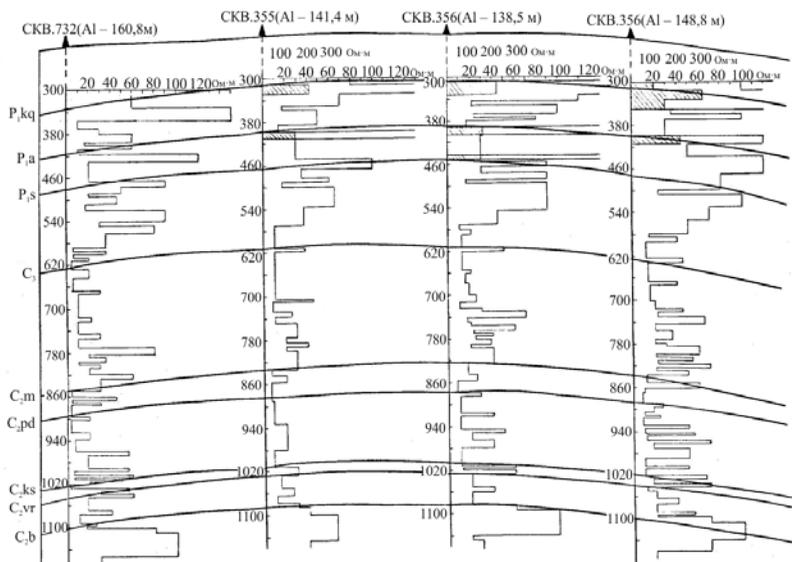


Рис. 5.1. Фрагмент широтного профиля
Осинского месторождения, стратиграфически расчлененного
по интегральным диаграммам стандартного каротажа

Обычно для выделения крупных стратиграфических подразделений используются диаграммы стандартного электрокаротажа.

На втором этапе гидрогеологической интерпретации материалов ГИС выделяемые толщи и слои горных пород рассматриваются как геофильтрационные таксоны, определяющие слоистую неоднородность разреза. В отсутствие прямых фильтрационных определений для прогноза ГФС на основе ГИС (стандартный зонд А2М0,5N

и НГК+ГК) вполне достаточно выделять не более пяти условных таксонов [29]:

1-й таксон – высокопроницаемые водоносные горизонты (пласты, толщи с коэффициентом фильтрации $K_{\phi} > n \cdot 0,1$ м/сут);

2-й таксон – проницаемые водоносные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} = n \cdot 0,01 - n \cdot 0,1$ м/сут);

3-й таксон – низкопроницаемые водоносные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} = n \cdot 0,001 - n \cdot 0,01$ м/сут);

4-й таксон – слабоводоупорные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} = n \cdot 0,0001 - n \cdot 0,001$ м/сут);

5-й таксон – высоководоупорные горизонты (пласты, толщи с $K_{\phi} < n \cdot 0,0001$ м/сут).

Указанный диапазон фильтрационных характеристик имеет экспертную оценку, основанную на региональных обобщениях фильтрационных характеристик водовмещающих пород, а также на представлениях о развитии геофильтрационных сред в палеозойском разрезе Пермского Приуралья. Приведенные величины фильтрационных характеристик в достаточной степени обеспечивают точность факторно-диапазонных расчетов и моделирования при оценке гидродинамической работы слоистых систем в различных вариантах «упаковок».

Водоносные горизонты, как правило, могут быть представлены песчано-галечниковыми отложениями (1-й таксон) и водоносными карбонатными толщами (2-й таксон), сложенными плотными, но трещиноватыми и закарстованными породами. В соответствии с классификацией ГФС они могут быть отнесены к седиментационно-гранулярным и палеокарстовым средам. При изучении водоносных толщ методами ГИС такие горизонты должны обладать следующими свойствами: пространственной однородностью и изотропностью геоэлектрических характеристик стратоелемента при заметном отличие от смежных толщ; стабильной литификацией водоносных пород; отсутствием в них плотных прослоев с высоким электрическими сопротивлениями и плохими фильтрационными свойствами; невысокой изменчивостью мощно-

сти водоносной толщи; стабильностью минерализации подземных вод, насыщающих водоносные породы.

Водоупорные горизонты представлены глинистыми толщами (3-й таксон) и водоупорными толщами, сложенными плотными породами (4-й и 5-й таксоны). Все они могут классифицироваться как ГФС субэндогенного подтипа.

Для водоносных толщ, сложенных плотными трещиноватыми породами, наиболее важной является оценка фильтрационных свойств толщ карбонатных пород в массиве. Если в качестве примера рассматривать какую-либо толщу, то наиболее перспективными по водообильности оказываются интервалы с условным сопротивлением 100–300 Ом·м. Меньшие сопротивления (40–100 Ом·м) в большинстве случаев связаны с глинистой кольматацией карбонатных пород, большие (300–1000 Ом·м) характерны для массивных слабопроницаемых пород.

Водоупорные свойства глинистых толщ ухудшаются в случае обогащения их песчаным материалом; при этом соответственно увеличивается их электрическое сопротивление. Более информативным показателем, характеризующим водоупорные свойства глинистых толщ в целом, является продольная проводимость. Действительно, чем больше мощность водоупорных пород h и чем ниже их сопротивление (т.е. чем беднее они песчанистым материалом), тем хуже проницаемость этих пород и тем выше проводимость, и наоборот. Что касается водоупорных толщ, сложенных плотными непроницаемыми породами (типичные субэндогенные ГФС), то в настоящее время возможна только качественная оценка их свойств в массиве. Дополнительную характеристику о фильтрационных характеристиках можно получить на основе изучения физических параметров разреза. Так, снижение электрического сопротивления массивных водоупоров часто свидетельствуют об усилении трещиноватости, а следовательно, и проницаемости пород. Снижение пластовой или граничной скоростей и усиление затухания упругих колебаний, зафиксированных на диаграммах акустического каротажа, также указывает на увеличение трещиновато-

сти пород. В качестве водоупоров могут выступать массивные толщи известняков, гипсов, ангидритов, солей и т.п.

На третьем (заключительном) этапе выполняется корреляция разрезов скважин по диаграммам ГИС. Ее целесообразно начинать с выбора интервалов распространения основных водоносных и водоупорных горизонтов (т.е. с выделения 1 и 5-го таксонов) в зависимости от конкретных гидрогеологических задач и разрешающей способности методов ГИС. В числе анализируемых геофизических параметров используют электрическое сопротивление горных пород, их естественную и вызванную радиоактивность, интервальное время пробега продольной волны и др. При переходе от разрезов с коллекторами порового типа к разрезам, сложенным коллекторами трещинного и трещинно-кавернозного типа, к комплексу ГИС добавляется метод ГГК. Весьма эффективно использование интегральных диаграмм стандартного и акустического каротажа.

В качестве примера такого подхода рассмотрим исследования, выполненные для надпродуктивной части разреза Осинского нефтяного месторождения. При построении геоэлектрических разрезов использовались диаграммы стандартного электрокаротажа в интегральной форме по широтному профилю (рис. 5.2), что позволило стратифицировать геологический разрез по возрасту. Затем по большинству вышперечисленных скважин было проведено литологическое расчленение по диаграммам ГК и НГК, что дало возможность приблизительно оценить фильтрационные свойства стратозлементов и уточнить исходную гидрогеологическую стратификацию.

В результате надпродуктивная часть разреза была подразделена на 15 гидрогеологических объектов, отличающихся условиями залегания, возрастом, составом пород и типом коллектора. Каждый гидрогеологический объект толщи по величине усредненной проницаемости может быть отнесен к одному из условных геофильтрационных таксонов. Установлено, что разрез надпродуктивной толщи Осинского месторождения, представленный на гидрогеологических профилях (см. рис. 5.2), разделяется слабопроницаемыми толщами на три водопроводящие зоны.

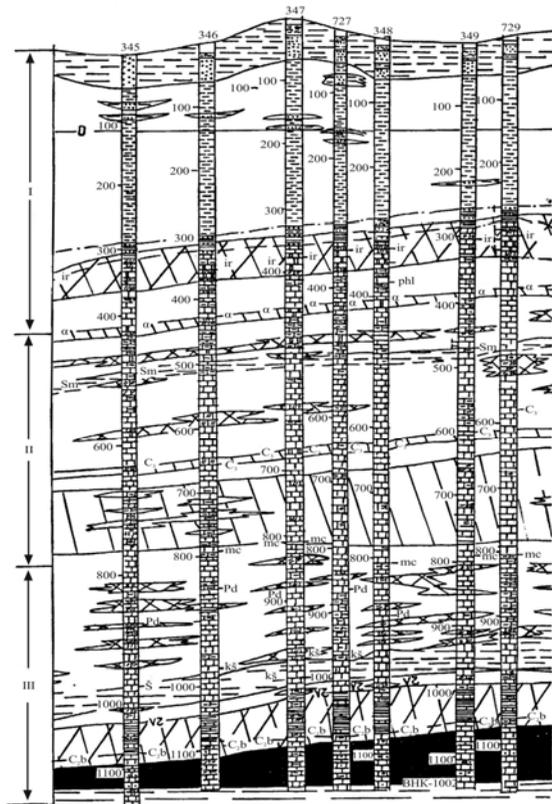


Рис. 5.2. Фрагмент литолого-гидрогеологического профиля Осинского месторождения по данным ГИС: 1 – высокопроницаемые (основные водоносные горизонты); 2 – проницаемые водоносные; 3 – низкопроницаемые; 4 – слабоводоупорные; 5 – высоководоупорные (основные водоупоры); 6 – нефтяная залежь; I – верхняя гидрогеологическая зона; II – средняя зона; III – нижняя зона

Верхняя зона распространяется от земной поверхности до кунгурской толщи включительно, средняя зона – от кровли артинских до подошвы верхнекаменноугольных пород и нижняя зона – от

мячковских до башкирских отложений включительно. К верхней зоне отнесены четыре объекта: 15-й – четвертичная проницаемая толща, 14-й – верхнепермская проницаемая толща, 13-й – кунгурско-соликамская низкопроницаемая толща и 12-й объект – кунгурская проницаемая толща.

К средней гидрогеологической зоне относятся породы нижнепермского возраста, начиная с артинского плохопроницаемого пласта (11-й объект) и позднекаменноугольные отложения. Этот небольшой по мощности, регионально выдержанный горизонт, представлен доломитами и доломитистыми известняками.

Нижняя зона содержит четыре гидрогеологических объекта: подольско-мячковско-верхнекаменноугольную проницаемую толщу (4-й), каширскую хорошопроницаемую (3-й), каширскую проницаемую (2-й) и башкирско-верейскую низкопроницаемую толщу (1-й объект), являющуюся крышкой нефтяной залежи.

В результате выполненных исследований к высокопроницаемым горизонтам (1-й таксон) разреза были отнесены продуктивные отложения башкирского яруса, представленные известняками различной степени проницаемости за счет неравномерной глинистости и вторичных процессов кальцитизации и доломитизации. Водоносный горизонт Бш опробован во многих скважинах месторождения и характеризуется значительным дебитом пластовой воды.

При проходке отложений подольского, каширского и верхней части верейского горизонтов встречены относительно обильные водопроявления. Водоносные горизонты московского яруса (как и башкирского) сложены пористыми трещиноватыми известняками и доломитами. В связи с более низкими фильтрационными свойствами водоносных пород по сравнению с водоносными породами башкирского яруса эти отложения можно отнести к проницаемым (2-й таксон). В какой-то степени к водонасыщенным толщам 2-го таксона можно отнести также отложения сакмарского яруса.

К низкопроницаемым водоносным горизонтам (3-й таксон) были отнесены элементы разреза, занимающие промежуточное положение относительно водоносных и водоупорных толщ.

К водоупорам 4-го таксона можно отнести слабоводоупорные карбонатные толщи артинского и мячковского горизонтов и верхнего карбона. Они имеют меньшую по сравнению с основными водоупорами мощность и несколько улучшенные фильтрационные свойства.

Основные региональные водоупоры в пределах Осинского месторождения (5-й таксон) сложены либо однородными глинистыми породами (глины соликамского горизонта и аргиллиты верейского яруса), либо непроницаемыми известняками разной степени доломитизации и доломитами (карбонатные отложения иренского горизонта и башкирского яруса).

На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что интерпретация материалов ГИС позволяет эффективно провести гидрогеологическую стратификацию разреза и объемное гидрогеологическое картирование на стадиях гидрогеологических исследований, предшествующих прямым фильтрационным определениям.

Следует отметить, что при наличии материалов описания керна и фильтрационных определений (лабораторных, полевых) возможен последовательный переход по схеме «материалы ГИС–литологический состав–пространственная корреляция ГФС».

5.2. Выделение региональных флюидоупоров и интервалов захоронения нефтепромысловых стоков в разрезах скважин по данным ГИС

Для развития экономики промышленных районов большое значение имеет проблема удаления сточных вод. Особенно актуальной задачей является подземное захоронение сточных вод нефтепромыслов и нефтеперерабатывающих предприятий, так как экологическая обстановка в нефтяной отрасли определяется качеством подземного захоронения жидких промышленных отходов в глубо-

кие водоносные горизонты, содержащие не представляющие практической ценности подземные воды. Эти горизонты должны быть надежно изолированы от поверхности земли и от горизонтов, используемых для хозяйственно-питьевого водоснабжения.

Знание общих закономерностей движения подземных вод и величин отдельных показателей комплексов пород – необходимое условие для обоснованного и экономически выгодного выбора места расположения полигонов захоронения промстоков. Задача гидрогеологических исследований, проводящихся для оценки промстоков и обоснования проектирования полигонов захоронения, состоит в выявлении глубоких водоносных комплексов (горизонтов), которые могут служить коллекторами для захоронения промстоков, параметров гидрогеологических условий таких горизонтов, необходимых для проектирования и расчетов режима эксплуатации полигонов, а также совместимости пластовых вод и промстоков. Метод глубокого подземного захоронения промстоков имеет преимущества по сравнению с размещением отходов на поверхности земли и характеризуется невысокими экономическими затратами.

Водоносные горизонты, используемые для закачки промстоков, должны характеризоваться высокой поглощающей способностью и отсутствием связи с другими водоносными горизонтами, т.е. при наличии изолирующих буферных горизонтов и отдаленности областей их разгрузки. Захоронения проводят, как правило, лишь в водоносные горизонты с минерализованной водой (концентрация солей более 10 г/л), не имеющей питьевого и бальнеологического значения.

После получения объективных представлений о геофильтрационном строении разреза изучаемой площади проводят выделение в разрезах скважин интервалов приемистости для подземного захоронения промстоков и построение гидродинамической модели закачки. Интервалы закачки стоков выбираются на основе получаемых в результате интерпретации данных ГИС геолого-

гидрогеологических показателей. Для обеспечения экологической безопасности также оценивается степень изоляции пористых и проницаемых резервуаров, выбранных для закачки, от региональных флюидоупоров.

В условиях отсутствия прямых определений фильтрационных параметров водоносных горизонтов их оценка осуществляется путем определения пористости по материалам ГИС с последующим расчетом проницаемости.

Интерпретация диаграмм ГИС (в основном использовались показания стандартного каротажа двухметровым зондом А2.0М0.5N с записью кривой потенциалов собственной поляризации ПС и диаграмм радиоактивного каротажа ГК и НГК, записанные в масштабе 1:500 по всему стволу скважины) осуществлялась в следующем интервале: кровля радаевского горизонта–подошва тиманской терригенной пачки. Возможность закачки промстоков определялась наличием в глубоких горизонтах разреза скважин интервалов пористых и достаточно проницаемых пород и изолирующих их флюидоупоров.

Экспертная оценка ФЕС интервалов, предназначенных для закачки стоков (с последующей экстраинтерполяцией) по результатам обработки материалов ГИС [24] сводилась к выделению пластов-коллекторов (с определением характера их насыщения, пористости и проницаемости), определению границ водоупоров, их толщин и литологического состава и к построению схемы корреляции по исследуемым скважинам.

Глубокие водоносные горизонты, приуроченные к погруженным частям артезианских бассейнов, наиболее пригодны для использования в качестве полигонов захоронения. Емкостные и фильтрационные свойства водоносных горизонтов весьма важны при выборе полигонов захоронения. Пригодность водоносного горизонта для захоронения промстоков зависит не только от региональных условий (выдержанность отложений, однообразие литологического состава, относительная простота тектонического строе-

ния, наличие хорошей изоляции пластов-коллекторов), но и от локальных условий (граничные условия, определяющие размеры водоносного горизонта в плане и разрезе, и емкостно-фильтрационные свойства) [6, 7].

Региональная гидрогеология, решающая задачи гидрогеологического районирования территории, на современном этапе является научно-методической и практической основой многих видов гидрогеологических исследований, которые позволяют выявить и оценить условия формирования подземных вод и толщ горных пород по фильтрационным свойствам. Непрерывное увеличение объема информации с количественными оценками гидрогеологических параметров предопределяет помимо традиционных способов обработки получаемых результатов широкое использование методов геофизических исследований скважин (ГИС), которые существенно дополняют геологическую и гидрогеологическую документацию по описанию разрезов скважин [22, 30].

Современные гидрогеологические задачи на предварительном этапе исследований могут быть успешно решены только на основе достоверной геофизической информации. Данные ГИС позволяют решать задачи по обоснованию фильтрационной схемы изучаемого месторождения в плане и разрезе. При изучении неоднородности и литологическом расчленении разрезов скважин методы ГИС являются основными, так как обеспечивают получение функциональных и корреляционных связей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами горных пород. Способность пласта-коллектора аккумулировать и отдавать различные флюиды определяется его коллекторскими свойствами, в основном пористостью и проницаемостью. Наибольший интерес представляют те свойства пород-коллекторов, которые характеризуют не его емкость, а те, которые обеспечивают способность породы пропускать через себя жидкость и газ, т.е. проницаемость горных пород [35]. Проницаемость породы контролируется размерами пор, а не пористостью, поэтому между пористостью и проницаемостью определенных связей нет. Наблюдается

лишь общая тенденция к увеличению проницаемости с ростом пористости [5, 10]. Вопрос о зависимости между ними встал сразу же после того, как в 1856 г. Г. Дарси опубликовал эмпирически установленный им основной закон фильтрации [2, 5, 22].

При выборе поглощающих комплексов в настоящее время все чаще используются данные геофизических исследований скважин (ГИС) наряду с материалами глубокого бурения на нефть и газ. В Пермском Прикамье наиболее перспективным для закачки промстоков является франско-турнейский карбонатный комплекс отложений.

Оценка характера отложений, пройденных скважиной, проводилась по результатам интерпретации материалов геофизических исследований. При проходке скважины различные горные породы, приведенные в контакт с буровым раствором, изменяются неодинаково [22]. Плотные, монолитные с минимальной пористостью породы не претерпевают изменения, и тогда буровой раствор контактирует со средой, физические свойства которой не изменены. Если породы хрупкие, на контакте со скважиной может образоваться слой с частично нарушенной структурой пласта и как бы образованной вблизи скважины зоной искусственной трещиноватости.

Глинистые породы на контакте с буровым раствором, как правило, набухают, размываются и выносятся буровым раствором, в результате чего диаметр скважины в таких интервалах может значительно увеличиться, а на контакте глины с раствором образуется небольшой глубины зона набухшей либо растрескавшейся чешуйками глины. Изменение пласта-коллектора мощностью h , залегающего среди вмещающих пород с удельным сопротивлением $\rho_{\text{вм}}$ и обладающего значительными пористостью и проницаемостью, на контакте со скважиной (d_c) бывает наиболее существенным. Вскрытие коллекторов всегда ведется при условии, что давление в скважине превышает пластовое. Это вызывает фильтрацию жидкости из скважины в пласт (рис. 5.3).

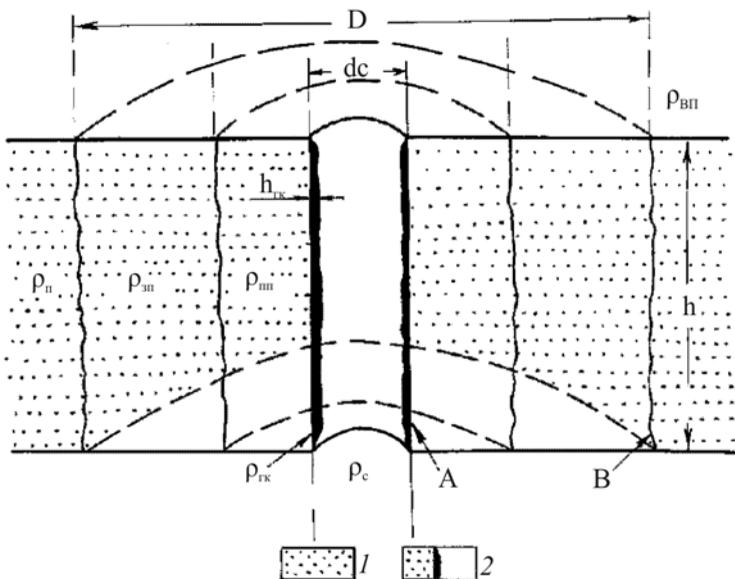


Рис. 5.3. Схема строения проницаемого пласта, вскрытого скважиной: 1 – коллектор; 2 – глинистая корка; А – стенка скважины; В – граница между зоной проникновения и неизменной частью пласта; h – толщина пласта; $h_{гк}$ – толщина глинистой корки; d_c – диаметр скважины; D – диаметр зоны проникновения; $\rho_{п}$, $\rho_{зп}$, $\rho_{пп}$, $\rho_{вп}$, $\rho_{гк}$, $\rho_{с}$ – удельное сопротивление соответственно пласта, зоны проникновения, промытого пласта, вмещающей породы, глинистой корки и бурового раствора

При этом, если поровые каналы в коллекторе достаточно тонки и представляют собой сетку, как в фильтре, на стенке скважины образуется глинистая корка толщиной $h_{гк}$ с удельным сопротивлением $\rho_{гк}$, а фильтрат бурового раствора проникает в пласт, создавая зону проникновения диаметром D с удельным сопротивлением $\rho_{зп}$. Физические свойства в коллекторе при этом значительно изменяются. Неизменная часть пласта удельного сопротивления $\rho_{пп}$ или $\rho_{вп}$, где свойства коллектора сохраняются такими же, как до его вскрытия, расположена достаточно далеко от стенки скважины.

Вблизи стенки скважины поры породы наиболее сильно промыты фильтратом бурового раствора. Эта зона называется промытым пластом; ее удельное сопротивление – $\rho_{\text{пп}}$.

Между промытой зоной и неизменной частью пласта расположена промежуточная зона, называемая зоной проникновения. В этой зоне пластовые жидкости смешиваются с фильтратом бурового раствора. Неоднородность пласта в радиальном направлении r называется радиальной характеристикой среды.

Литологическое расчленение терригенного разреза по данным ГИС проводят в два этапа: сначала разделяют породы на коллекторы и неколлекторы, а затем среди коллекторов и неколлекторов выделяют отдельные литологические разности [22]. Песчаные и алевритовые (слабо сцементированные 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 и образование глинистой корки и сужение диаметра скважины на кавернограмме.

При расчленении карбонатного разреза по данным ГИС сначала выделяют межзерновые коллекторы, а в остальной части разреза проводят литологическое расчленение с выделением сложных коллекторов. Низкопористые известняки и доломиты расчленяются на классы неколлекторов и кавернозно-трещинных коллекторов по фильтрационным свойствам. В зависимости от структуры порового пространства и условий фильтрации карбонатные коллекторы можно условно разделить на два типа: гранулярные (с межзерновой пористостью) и трещинные (трещинные, кавернозные и смешанного типа) коллекторы. Гранулярные карбонатные коллекторы имеют такую же геофизическую характеристику, как и песчаные коллекторы. Выделение коллекторов в этом случае заключается в расчленении разреза на глинистые и неглинистые породы и в выявлении среди последних высокопористых разностей. Трещинные и кавернозно-трещинные коллекторы имеют весьма широкое распростра-

нение среди карбонатных пород. На каротажных кривых они не имеют четко выраженных характеристик, и распознавание их в разрезе скважины по обычному комплексу ГИС связано с большими трудностями.

При недостатке и невысокой достоверности единичных фильтрационных определений в глубоких элементах разреза удовлетворительная экстраинтерполяция фактических данных может быть обеспечена только на основе выявления пространственных закономерностей изменения свойств разреза, широкого применения методов ГИС, при интерпретации которых можно получить не только собственно геофизическую, но и геофильтрационную информацию.

Оценим ФЭС водоносных горизонтов для захоронения нефтепромысловых стоков на примере верхнедевонско-турнейских карбонатных отложений месторождений платформенной части Пермского Прикамья. В условиях отсутствия прямых определений фильтрационных параметров водоносных горизонтов их оценка осуществляется путем определения пористости по материалам ГИС с последующим расчетом проницаемости.

Интерпретация диаграмм ГИС (в основном использовались показания стандартного каротажа двухметровым зондом А2.0М0.5N с записью кривой потенциалов собственной поляризации ПС и диаграммы радиоактивного каротажа ГК и НГК, записанные в масштабе 1:500 по всему стволу скважины) осуществлялась при обосновании гидрогеологической оценки и выбора объектов для подземного захоронения нефтепромысловых стоков в следующих интервалах: кровля радаевского горизонта–подошва тиманской терригенной пачки. Возможность закачки прмстоков определялась наличием в глубоких горизонтах разреза скважин интервалов пористых и достаточно проницаемых пород и изолирующих их флюидоупоров.

Как было отмечено выше, необходимость использования данных ГИС для получения характеристики фильтрационных свойств перспективных объектов закачки диктуется тем, что в скважинах изучаемых месторождений не были проведены специальные гид-

родинамические исследования по определению приемистости и гидродинамических параметров. Поэтому и была проведена экспертная оценка ФЕС интервалов, предназначенных для закачки стоков (с последующей экстраинтерполяцией) по результатам интерпретации материалов ГИС.

Выделение пластов-коллекторов проводилось по комплексу ГИС по общепринятой методике, а при определении пористости $K_{п}$ продуктивных пород использовалась петрофизическая зависимость $\Delta J_{пг} = f(K_{п}^{кern})$, построенная для турнейских карбонатных отложений рассматриваемых месторождений по диаграммам НГК (рис. 5.4). Она характеризуется высокой теснотой связи (коэффициент корреляции $R = 0,90$) и имеет следующий аналитический вид:

$$K_{п} = - 10,766 \ln \Delta J_{пг} + 0,247.$$

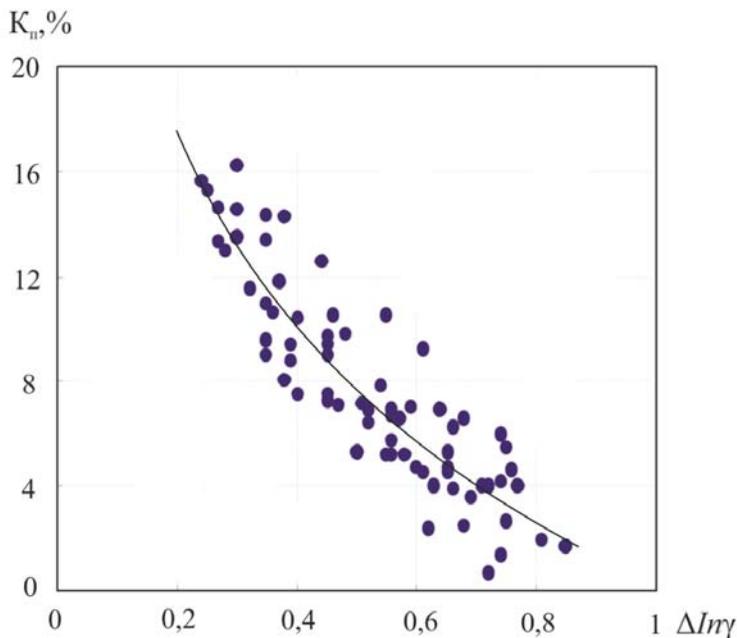


Рис. 5.4. Зависимость пористости от двойного разностного параметра для карбонатных пород турнейского яруса

Для определения K_n использовалась вышеприведенная зависимость между показаниями двойного разностного параметра ΔJ_{ny} и значениями пористости K_n , определенными по керну в лабораторных условиях.

Для определения проницаемости пластов-коллекторов была использована существующая зависимость между пористостью и проницаемостью, полученная в результате керновых исследований в лабораторных условиях для отложений турнейско-фаменского возраста. Зависимость $K_n = f(K_{np})$ имеет аналитическое выражение

$$K_{np} = 3 \cdot 10^{-7} K_n^{6.8955}$$

и характеризуется высокой теснотой связи ($R^2 = 0,8536$).

Водоупорные интервалы представлены глинистыми толщами радаевского горизонта и глинисто-терригенными отложениями в верхней части тиманской терригенной пачки, а также плотными породами карбонатного состава саргаевского горизонта.

Пример результатов интерпретации данных ГИС по выделению проницаемых пластов и водоупоров по скважине 391 Быркинского месторождения приведен в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Проницаемые интервалы и флюидоупоры

Возраст отложений	Глубина кровли пласта, м	h пласта, м	Интервал проницаемого прослоя, м	Толщина прослоя, м	х/н	ΔJ_{ny}	K_n , %	K_{np} , мД
Радаевский	1385,0	45,0	Глинистый флюидоупор					
Турнейский	1430,0	53,0	1433–1437	4,0	Н	0,27	14,4	29,1
			1452–1454	2,0	Н	0,29	13,5	18,7
			1458–1463	5,0	Н	0,32	12,6	11,6
			1479–1483	4,0	В	0,05	32,8	8500
Фаменский	1488,0	312,0	1517–1520	3,0	В	0,32	12,6	11,6
			1534–1539	5,0	В	0,27	14,4	29,1
			1550–1554	4,0	В	0,43	9,1	1,23

Окончание табл. 5.1

Возраст отложений	Глубина кровли пласта, м	h пласта, м	Интервал проницаемого прослоя, м	Толщина прослоя, м	х/н	ΔJ_{ny}	K_n , %	$K_{пр}$, мД
			1684–1689	5,0	В	0,40	10,1	2,53
							
			1810–1814	4,0	В	0,32	12,6	11,6
Франский	1824,0	228,0	1824–1829	5,0	В	0,17	19,3	220
			1839–1843	4,0	В	0,22	16,5	74,5
			1851–1854	3,0	В	0,22	16,5	74,5
							
			1997–2000	3,0	В	0,34	11,8	7,38
Саргаевский	2052,0	13,0	Карбонатный флюидоупор					
Тиман. тер.	2065,0	25,0	Глинисто-терригенный флюидоупор					

В дальнейшем может быть построена корреляционная схема с указанием границ проницаемых интервалов по разрезу скважин, перспективных для закачки промстоков, и флюидоупоров.

Итак, для определения проницаемости пластов-коллекторов использовалась зависимость $K_n = f(K_{пр})$ между пористостью и проницаемостью, полученная в результате керновых исследований в лабораторных условиях для отложений турнейско-фаменского возраста.

Проницаемость $K_{пр}$ выступает как некоторый коэффициент пропорциональности. Приведенная выше формула и в наше время является основным при определении $K_{пр}$ опытным путем. Однако на практике опытное определение проницаемости по многим предлагаемым методикам определения проницаемости (Ч. Сликтер, Г. Козени, Л.Ф. Дементьев, Е.И. Семин, А.А. Ханин и др.) непосредственно через емкостно-фильтрационные свойства (ФЕС) пластов-коллекторов, которые определяются главным образом их структурно-текстурными особенностями, не удовлетворяло многих исследователей.

Множество литологических факторов весьма сложным образом влияет на пористость и проницаемость, и поэтому определение проницаемости по образцам горных пород по предлагаемым методикам дают неудовлетворительные результаты. Следует отметить, что результаты лабораторного изучения ФЕС горных пород по керну для характеристики их коллекторских свойств недостаточны, так как в целом пласт-коллектор (продуктивный интервал) несравнимо более неоднороден, чем взятый из него керн. Поэтому перенесение результатов точечного изучения на весь пласт может быть одним из серьезных источников ошибок.

Лабораторное изучение керна, взятого из разных точек пласта, не дает полного представления о фильтрационных способностях всего пласта. Только изучение коллекторских свойств в природных условиях на сравнительно большом интервале пласта может реально отразить его фильтрующую способность и выявить истинное значение гидродинамических показаний пласта. Поэтому гидродинамические исследования скважин имеют исключительно важное значение при оценке пласта [8, 10, 14]. Для получения более объективных результатов по проницаемости лучше воспользоваться зависимостью вида *геофизический параметр – f (гидродинамическая проницаемость)*.

Метод оценки коэффициента проницаемости с помощью опробователей на кабеле (ОПК) основан на том, что гидродинамические параметры, полученные при опробовании (объем пластовой жидкости, поступающей в пробоотборник, скорость ее притока и характер изменения давления в процессе опробования), тесно связаны с гидродинамической проницаемостью породы $K_{пр}^{гд}$. При таких исследованиях записывают кривую изменения давления, на основании которой с учетом объема флюида, поступившего из пласта, рассчитывают $K_{пр}^{гд}$.

Метод позволяет проводить детальные исследования фильтрационных свойств отдельных участков продуктивных пластов и уточнить эффективную мощность коллектора и его вероятную про-

дуктивность. Установлено, что в процессе опробования происходит разрушение зоны кольматации, определяемой величинами $K_{\text{пр}}^{\text{гд}}$. По всей вероятности, это характеризует проницаемость неизменной части пластов.

Определение $K_{\text{пр}}^{\text{гд}}$ с помощью испытателей пластов на трубах (ИПТ) осуществляется при использовании комплекта испытательных инструментов (КИИ). Это основано на возможности определения величины коэффициента гидропроводности $\eta_{\text{пр}} = K_{\text{пр}}^{\text{гд}} h/\mu \approx Q/\Delta p$, где $K_{\text{пр}}^{\text{гд}}$ – коэффициент средней проницаемости отдающего интервала; h – эффективная мощность пласта; μ – вязкость фильтрующейся жидкости, Q – дебит скважины; Δp – перепад давления скважина – пласт. Гидропроводность пластов оценивается по кривым восстановления давления (КВД), аналогичным кривым давления, получаемым с помощью ОПК.

Прогнозирование гидродинамических параметров по данным ГИС (в частности, проницаемости) весьма перспективно, так как результаты комплексной интерпретации материалов геофизических и гидродинамических исследований позволяют не только оценить фильтрационную характеристику каждого проницаемого интервала в массовом порядке, но и среди всех выделенных продуктивных коллекторов определить наиболее перспективные. Использование информации о гидродинамических параметрах пластов коллекторов позволяет строить более достоверные карты попластовой и поскважинной проницаемости и, как следствие, существенно повысить эффективность гидродинамического моделирования полигонов захоронения помстоков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Промыслово-геофизические исследования выполняются в большинстве скважин и являются неотъемлемым этапом в геологических, буровых и эксплуатационных работах, проводимых при поисках, разведке и разработке нефтегазовых месторождений. Для получения разносторонней информации о геологическом строении недр комплексная интерпретация промыслово-геофизических данных необходима для максимально полного описания разрезов всех скважин изучаемого месторождения нефти и газа. Материалы каротажа представляют собой уникальную непрерывную информацию о состоянии геологических объектов и поэтому широко используются при решении многих геологических задач, в частности, при литолого-стратиграфическом расчленении разрезов скважин терригенных, карбонатных и галогенных отложений и межскважинной корреляции с использованием петрофизической и промыслово-геологической информации. Методы ГИС также весьма эффективны при построении модели залежи, количественной оценке параметров продуктивных пластов и получении петрофизических зависимостей для подсчета запасов углеводородного сырья и для контроля состояния нефтегазовых залежей в процессе их эксплуатации.

Интерпретация материалов ГИС – это творческий процесс, глубина которого зависит от объема фактических сведений об изучаемом геологическом объекте. Детальное изучение результатов обработки геофизических данных позволяет также выяснить литофациальную изменчивость отложений, условия осадконакопления и формирования поднятий. 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. Весьма эффективно использование данных ГИС при построении геофильтрационных разрезов скважин и определении гидродинамических параметров и построении карт проницаемости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Башлыкин И.И. Количественная оценка проницаемости пород-коллекторов // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1979. – Вып. 9. – С. 37–42.
2. Васильевский В.Н., Петров А.И. Исследования нефтяных пластов и скважин. – М.: Недра, 1973. – 342 с.
3. Вендельштейн Б.Ю. Царева Н.В. О критериях выделения коллектора по данным промысловой геофизики // Нефть и газ. – 1969. – № 6. – С. 5–8.
4. Всеволожский В.А. Подземный сток и водный баланс платформенных структур. – М.: Недра, 1983. – 167 с.
5. Геофизические методы изучения подсчетных параметров при определении запасов нефти и газа / Б.Ю. Вендельштейн, Г.М. Золоева, Н.В. Царева [и др]. – М.: Недра, 1985. – 248 с.
6. Гидрогеологические исследования для обоснования подземного захоронения промышленных стоков / под ред. В.А. Грабовникова. – М.: Недра, 1993. – 335 с.
7. Гринбаум И.И. Геофизические методы определения фильтрационных свойств горных пород. – М.: Недра, 1965.
8. Гудков Е.П, Косков В.Н, Косков Б.В. Геофизические параметры как носители информации об эксплуатационных особенностях продуктивных пластов и добывающих скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – Вып. 10. – С. 42–43.
9. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
10. Дементьев Л.Ф., Акбашев Ф.С., Файнштейн В.М. Изучение свойств неоднородных терригенных нефтеносных пластов – М.: Недра, 1980. – 213 с.
11. Долина Л.П. Определение пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по геофизическим данным и опыт использования их для подсчета запасов нефти // Тр. ВНИИ. Вопросы нефтепромысловой геологии. Вып. XX. – М.: Гостоптехиздат, 1959.

12. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1966. – 387 с.
13. Промысловая геофизика / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Р.А. Резванов, А.Н. Африкян. – М.: Недра, 1986. – 342 с.
14. Зотиков В.И., Козлова И.А., Кривощевков С.Н. Геологические основы рациональной разработки нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 169 с.
15. Иванов А.А., Воронова М.Л. Верхнекамское месторождение калийных солей. – Л.: Недра, 1975. – 216 с.
16. Ингерман В.Г., Нефедова Н.И. О связи естественной радиоактивности коллекторов месторождения Жетыбай с их проницаемостью // Нефтегаз. геол. и геофиз. – 1968. – Вып. 13. – С. 6–9.
17. Итенберг С.С., Т.Д. Дахкильгов. Геофизические исследования в скважинах: учебник для вузов. – М.: Недра, 1982. – 351 с.
18. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литмологию. – Новосибирск: Наука, 1990. – 240 с.
19. Косков Б.В. Оптимизация информационного обеспечения моделирования нефтяных залежей на основе использования гидродинамических параметров, определенных по данным ГИС // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2003. – Вып. 2. – С. 30–33.
20. Косков Б.В. Повышение эффективности гидродинамического моделирования нефтяных залежей за счет получения дополнительной информации о фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, оцениваемых по данным ГИС // Высокие технологии в промысловой геофизике: тез. докл. 3-го научного симпозиума. – Уфа, 2004. – С. 36–38.
21. Косков В.Н. Интерпретация данных ГИС на базе системно-структурного подхода: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 140 с.
22. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2007. – 317 с.

23. Косков В.Н., Косков Б.В., Сулима А.И. Изучение соленосных толщ нефтяных месторождений Соликамской депрессии по данным ГИС с целью их литолого-стратиграфического расчленения // Интервал. – Самара, 2003. – №1(48), – С. 78–80.

24. Косков В.Н., Косков Б.В., Шардаков В.А. Выделение региональных флюидоупоров и интервалов захоронения нефтепромысловых стоков в разрезах скважин по данным геофизических исследований скважин (ГИС) // Вестник Перм. гос. техн. ун-та. – 2001. – Вып. 4 – С. 41–44.

25. Косков В.Н., Кочнева О.Е. Использование промыслово-геофизических данных для детального описания отложений среднего карбона // Нефтепромысловое хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 22–26.

26. Косков В.Н., Кочнева О.Е. Литолого-фациальное расчленение башкирских карбонатных отложений по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Вестник Пермского университета. Геология. – 2012. – Вып. 4(17). – С.30–38.

27. Кочнева О.Е., Косков В. Н. Литолого-фациальная корреляция башкирских карбонатных отложений по данным промыслово-геофизических исследований // Нефтепромысловое дело. – Вып. 9. С.32–38.

28. Косков В.Н., Сулима А.И. Межскважинная корреляция и литологическое расчленение соленосных толщ по материалам скважинных исследований // Моделирование геологических систем и процессов: материалы регион. конф.; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 1996. – С. 194–196.

29. Косков В.Н., Толкачев Г.М. Контроль состояния скважин и околоскважинного пространства в соленосных толщах промыслово-геофизическими методами // Геология, геофизика и разработка нефт. и газ. месторождений. – 2010. – № 12. – С. 41–46.

30. Косков В.Н., Яковлев Ю.А. Построение диапазонных геофильтрационных моделей разреза с использованием материалов промыслово-геофизических исследований // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 1, – С. 30–34.

31. Мелькановицкий И.М. Геофизические методы при региональных гидрогеологических исследованиях. – М.: Недра, 1984. – 176 с.
32. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 259 с.
33. Мухер А.А., Шакиров А.Ф. Геофизические и прямые методы исследования скважин. – М.: Недра, 1981. – 295 с.
34. Наливкин Д.В. Учение о фациях. Географические условия образования осадков. – М; Л.: Изд.-во АН СССР, 1955. – 534 с.
35. Овнатанов Г.Т. Вскрытие и обработка пласта. – М.: Недра, 1970. – 312 с.
36. Орлов Л.И., Слободянюк И.А., Богоино В.А. К вопросу оценки проницаемости карбонатных пород по данным промыслово-геофизических исследований скважин // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1974. – Вып. 2. – С. 46–50.
37. Пахомов В.И., Косков В.Н. Литология природных резервуаров с использованием фациально-циклического метода и промыслово-геофизических данных: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2011. – 168 с.
38. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. – М.: Недра, 1980. – 152 с.
39. Пузиков В.И., Косков Б.В., Косков В.Н. Построение карт проницаемости на основе определения гидродинамических параметров по результатам комплексной интерпретации промыслово-геофизических данных // Интервал. – 2007. – № 4 (99). – С. 54–57.
40. Сребродольский Д.М., Матчинова Г.П. Связь естественной радиоактивности с глинистостью горных пород // Нефтегаз. геол. и геоф. – 1977. – № 9. – С. 32–34.
41. Сулима А.И., Косков Б.В. Корреляция разнофациальных толщ по данным ГИС // Геология и полезные ископаемые Запад. Урала; Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2000. – С. 157–158.

Учебное издание

КОСКОВ Владимир Николаевич

**РЕШЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ
МЕТОДАМИ ГИС**

Учебное пособие

Редактор и корректор *И.А. Мангасарова*

Подписано в печать 16.09.14. Формат 60×90/16.
Усл. печ. л. 6,75. Тираж 100 экз. Заказ № 159/2014.

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