

А.И. Губина

**Основы фациальной цикличности
осадочных толщ по результатам
геолого-геофизических
исследований скважин**

Пермь 2007

УДК 550

Г93

Ответственный редактор
д-р геол.-мин. наук *В.М. Новоселицкий*

Рецензенты:
д-р геол.-мин. наук *Т.Ф. Дьяконова*;
д-р геол.-мин. наук *Г.М. Золоева*

Губина, А.И.

Г93 Основы фациальной цикличности осадочных толщ по результатам геолого-геофизических исследований скважин / А.И. Губина. – Пермь: Пресстайм, 2007. – 271 с.

ISBN 978-5-98975-192-1

В монографии показаны научные принципы и рациональные методики фациально-циклической интерпретации данных ГИС для различных типов разрезов. Приведены классификации терригенных и карбонатных фаций применительно к целям фациального анализа. На основании системного анализа предложена система изучения фаций в разрезах скважин геолого-геофизическими методами. В качестве одной из основных частей каротажного фациально-циклического анализа показаны методики оценки литологического состава, коллекторских свойств и нефтенасыщенности песчано-алеврито-глинистых отложений, известняковых ритмических толщ и карбонатных пород рифовых построек по новым геофизическим методам.

Для эффективного проведения фациально-циклического анализа осадочных толщ по каротажным материалам рассматривается комплексный метод корреляции разрезов скважин, сочетающий преимущества стандартного способа корреляции по геофизическим реперам, способа корреляции и метода сопоставления разрезов по циклам, что повышает достоверность построения моделей залежей углеводородов и позволяет прогнозировать развитие коллекторов.

Работа представляет практический интерес для специалистов научно-исследовательских, проектных и геофизических учреждений и организаций, а также может быть использована при изучении учебных дисциплин преподавателями, аспирантами и студентами нефтяных и геофизических специальностей вузов.

УДК 550

ISBN 978-5-98975-192-1

© Губина А.И., 2007

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	5
ГЛАВА I. Геофизическая фациально-циклическая диагностика осадочных толщ на основе системного комплексирования разноуровневой информации	9
1.1. Системное комплексирование геолого-геофизической информации для оценки фациальной циклическости осадочных толщ	9
1.2. Основные этапы развития фациально-циклического анализа и его роль при моделировании залежей углеводородов	16
ГЛАВА II. Направления развития технологий и интерпретации данных ГИС и их использование для решения геологических задач	22
2.1. Спектрометрические радиоактивные методы	23
2.1.1. Спектрометрия естественного гамма излучения.....	24
2.1.2. Спектрометрический нейтронный каротаж.....	32
2.2. Сканирующий боковой каротаж.....	43
2.3. Акустические исследования	48
2.3.1. Акустический каротаж по приточным зонам	48
2.3.2. Скважинный акустический телевизор	54
2.3.3. Глубинное акустическое зондирование.....	56
2.4. Пластовая наклонометрия.....	61
2.4.1. Изучение характера строения порового пространства.....	67
2.4.2. Определение структурного наклона.....	77
2.4.3. Выделение напряженных интервалов пород и определение направления бокового горного давления	87
2.5. Программные средства обработки стандартного комплекса ГИС.....	95
2.6. Контрольная скважина как основа повышения достоверности ГИС	108

ГЛАВА III. Закономерности строения осадочного палеозойского комплекса Пермского Прикамья по геолого-геофизическим данным на основе фациально-циклического анализа	117
3.1. Тектоника и нефтегазоносность палеозойских отложений	118
3.2. Методика фациально-циклической интерпретации данных ГИС терригенных разрезов	126
3.2.1. Цикличность нижнепермских флишеидных отложений..	139
3.2.2. Визейские терригенные отложения нижнего карбона.....	140
3.2.2.1. <i>Примеры реконструкции условий осадконакопления визейских терригенных отложений на площадях Пермского Прикамья по данным ГИС</i>	<i>144</i>
3.2.2.2. <i>Методика экспрессного фациально-циклического анализа с целью выявления потенциальных направлений фильтрационных потоков</i>	<i>156</i>
3.2.3. Девонские терригенные отложения	164
3.2.3.1. <i>Реконструкция условий осадконакопления девонских терригенных отложений по геолого-геофизическим данным на Гарюшкинской площади</i>	<i>169</i>
3.3. Методика расчленения и корреляции карбонатных разрезов ...	179
3.3.1. Цикличность нижнемосковских отложений	187
3.3.2. Цикличность башкиро-серпуховских отложений	193
3.3.2.1. <i>Пример реконструкции условий осадконакопления башкирских карбонатных отложений по геолого-геофизическим данным на Озерной площади</i>	<i>194</i>
3.3.3. Цикличность турне-фаменских отложений	210
3.3.3.1. <i>Примеры реконструкции условий осадконакопления карбонатных турне-франских отложений по геолого-геофизическим данным</i>	<i>217</i>
ГЛАВА IV. Методические основы фациально-циклического анализа по ГИС при моделировании и прогнозировании залежей нефти и газа	233
4.1. Совершенствование методов межскважинной корреляции геологических разрезов	234
4.2. Принципы фациально-циклического анализа геофизических методов и их использование при моделировании и прогнозировании залежей нефти и газа	244
Заключение	252
Список литературы	256

ВВЕДЕНИЕ

Не в массе приобретенных знаний заключается красота и мощь умственной деятельности, даже не в их систематичности, а в искреннем, ярком искании... И масса удержанных умом фактов и системность познанных данных – ученическая работа, она не может удовлетворить свободную мысль...

В.И. Вернадский

Основой технологий оптимизации разработки месторождений является постоянно-действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ). При построении модели на базе всей совокупности имеющихся геолого-геофизических и промысловых данных одной из главных задач является фациально-формационный анализ, включая выявление седиментационных циклов осадконакопления, палеотектонический анализ, палеогеографические и палеогеоморфологические исследования. 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 или дистанционно методами геофизических исследований скважин (ГИС). Следовательно, параметры физических полей содержат в себе геологическую информацию, в том числе по условиям осадконакопления горных пород. Соответствующие пористость и проницаемость пород-коллекторов, требуемые для аккумуляции экономически извлекаемых углеводородов в песчаных телах, рифовых постройках и других, тесно связаны с определенными генетическими типами фаций и историей развития эпигенетических процессов. Большое значение в познании этих взаимосвязей имеет привлечение

для анализа фаций промыслово-геофизических данных. Очевидно, что комплексное изучение методами ГИС взаимосвязей между генетическими типами фаций, развитием постседиментационных процессов, распространением коллекторов тесно связано с выделением в разрезе продуктивных пластов.

В связи с этим рассматриваемые в работе методы решения вышеобозначенных задач открывают новое направление в геофизической науке и практике в области обработки и геологической интерпретации геофизической информации, а именно фациальную и седиментационную интерпретацию данных ГИС. Таким образом, разработка теоретических и научно-методических основ фациальной и седиментационной интерпретации ГИС актуальна и признается в качестве одного из магистральных направлений развития современной геофизики.

Основной целью работы явилась разработка научно обоснованных принципов и рациональных методик фациальной интерпретации данных ГИС для различных типов разрезов, совокупность которых позволит решать важную научно-техническую проблему создания геологических моделей залежей и прогноза развития коллекторов.

Трудность решения этой задачи состоит в неэффективности использования отдельных стандартных геофизических методов и требует разработки системы комплексного геолого-геофизического изучения фациальной цикличности осадочных толщ.

В работе содержится анализ современного состояния вопроса комплексирования геолого-геофизических методов исследований – разного уровня детальности на разных этапах изучения залежей углеводородов, дано описание текущего состояния фацально-циклических исследований и приведены каротажные модели фаций для терригенных и карбонатных отложений. Учитывая различную геологическую информативность методов ГИС, в работе проведена оценка использования новых геофизических методов и программных средств в решении сложных геологических задач. Для повышения достоверности геофизических измерений показана необходимость проведения метрологических проверок аппаратуры в контрольной скважине.

В монографии приведена методика по проведению фациально-циклического анализа осадочных толщ по комплексу геофизических исследований скважин, на основе которой установлены основные закономерности строения осадочного палеозойского комплекса Пермского Прикамья, показаны практические примеры фациальной интерпретации данных ГИС в терригенных и карбонатных разрезах.

При исследовании получены следующие новые результаты. Предложена методика фациально-циклического анализа по данным комплексной интерпретации геолого-геофизических данных, основанная на системном подходе. Изученные по ГИС закономерности изменения физических параметров терригенных отложений, полученные для разных фаций, позволили построить фациальные карты и выделить участки распространения коллекторов. Впервые по данным ГИС установлена цикличность карбонатных отложений. Доказано, что даже в рифогенных образованиях, слагающих рифы и биогермы, которые, по сложившемуся мнению, имеют массивное строение, удастся выделять циклы и, используя цикличность разрезов рифовых, предрифовых и зарифовых фаций, с достаточной уверенностью сопоставлять их между собой. При этом для корреляции карбонатных разрезов в Предуральском прогибе необходимо использовать установленную закономерность формирования зон развития вертикальных желобов, связанных с напряженным состоянием пород и фациальной циклическостью отложений. Предложенные методики изучения фациальной циклическости осадочных толщ по геофизическим данным позволяют разделить пласты по типу коллектора и установить закономерности их распространения в зависимости от фациальной принадлежности отложений.

Обоснованность и достоверность результатов, полученных в работе, подтверждены при проведении скважинных исследований в различных геолого-технических условиях, а также завершёнными научно-исследовательскими работами по широкому внедрению программно-управляемых комплексных скважинных

приборов, компьютерных технологий обработки и интерпретации геофизических исследований.

Основные положения и результаты исследований неоднократно докладывались на различных всесоюзных и региональных научно-технических конференциях, опубликованы в научных изданиях.

Руководящий документ «Методические рекомендации по использованию пластовой наклонометрии и скважинного акустического телевизора САТ-2 для выделения трещинных коллекторов и определения элементов залегания пластов» демонстрировался на ВДНХ (Москва, 1989).

Сделанные на основе указанных исследований при непосредственном участии автора методические рекомендации по оценке емкостных свойств сложных коллекторов и классификации отложений по вещественному составу были приняты к внедрению на производстве.

В основу монографии положены исследования и работы, выполненные лично автором, при его участии и под его руководством в ОАО «Пермнефтегеофизика» (с 1970 по 2001 год) и в ЗАО «Пермский инженерно-технический центр “Геофизика”» с 2001 года по настоящее время. Автор с 1990 года в ОАО «Пермнефтегеофизика» являлась ответственным исполнителем ряда тем по внедрению новых геофизических методов на площадях Пермского Прикамья в открытом стволе скважин. С 2001 года под ее руководством и непосредственном участии проводилось внедрение новых технологий при исследовании обсаженных скважин.

За творческое сотрудничество, ценные советы и помощь в проведении исследований автор выражает глубокую благодарность руководству и всем сотрудникам предприятий ОАО «Пермнефтегеофизика» и ЗАО ПИТЦ «Геофизика», принимавшим участие в этих работах.

Глава 1

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ НА ОСНОВЕ СИСТЕМНОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ РАЗНОУРОВЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ

1.1. СИСТЕМНОЕ КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ФАЦИАЛЬНОЙ ЦИКЛИЧНОСТИ ОСАДОЧНЫХ ТОЛЩ

Проблема изучения и учета фациальной цикличности осадочных толщ в последние годы занимает исследователей, связанных с моделированием и подсчетом запасов нефти и газа, проектированием и регулированием разработки месторождений.

Современная наука под *фациальной цикличностью* отложений понимает закономерную смену пород и периодическую повторяемость палеографических обстановок, отражающих тектоно-седиментационный этап геологического развития территории. С позиций системного подхода цикличность рассматривают на различных структурных (иерархических) уровнях, в зависимости от величины и типа природного резервуара. Ю.А. Косыгиным (1974) все множество тел по объемным размерам разделено на восемь порядков. За геологическое тело первого порядка принято тело от куска керна, за геологическое тело восьмого порядка – Земной шар. При решении задач нефтегазопромысловой геологии имеют дело с объектами относительно небольших размеров. Для этих случаев Л.Ф. Дементьевым (1988) предлагается выделять пять уровней структурной организации геологических объектов. Преимущество последней классификации в большей конкретизации объектов, отвечающих задачам нефтепромысловой геологии (табл. 1.1, 1.2).

Таблица 1.1

Классификация геологических тел по размерам
(по Ю.А. Косыгину)

Порядок	Размеры, км ³	Примеры геологических тел
8	$10^{12}-10^9$	Земной шар, ядро, земная кора
7	10^9-10^6	Чехлы Сибирской и Русской платформ
6	10^6-10^3	Прикаспийская мезозойская впадина, соляные массивы-гиганты (Челкар, Байчунас)
5	10^3-10^0	Соляные массивы Доссор, Макат, Искине
4	10^0-10^{-3}	Типичные газовые залежи Западной Сибири
3	$10^{-3}-10^{-6}$	Небольшие нефтяные и газовые залежи или части крупных залежей
2	$10^{-6}-10^{-9}$	Отдельные линзы или пропластки в объеме нефтегазоносного пласта
1	$10^{-9}-10^{-12}$	Условные тела объемом от 1 м ³ до куска керна для анализа на пористость и проницаемость

Таблица 1.2

Уровни структурной организации нефтегазоносного пласта как системы (по Л.Ф. Дементьеву)

Порядок тел по размерам	Уровень структурной организации	Геологические тела – элементы пласта как системы	Название структуры
3	5	Пласты, крупные части пластов (водонефтяные, чисто нефтяные, зональные интервалы и т.п.)	Метаструктура
2	4	Отдельные линзы или пропластки, сложенные породами одного литологического состава	Макроструктура
	3	Части элементов макроуровня, выделяемые как условные геологические тела по граничным значениям свойств пород	Мезоструктура
1	2	Образцы горных пород	Микроструктура
	1	Минеральные зерна, цемент и т.п.	Ультрамикроструктура

Изучая фаціальную цикличность, следует ясно представлять, на каком структурном уровне будет изучаться строение геологического тела. В соответствии со структурной организацией объектов могут быть выделены циклы разного ранга, соответствующие объемам пласта, ловушки и бассейна осадконакопления. Понимая под системностью восприятие объекта изучений как целостной системы из комплекса элементов разной сложности (пласт, ловушка, бассейн), находящихся во взаимосвязи и взаимодействии, следует, что генетические модели для пласта являются компонентами или подсистемами более высокой по рангу подсистемы моделей ловушки, которая, в свою очередь, входит как компонент в региональную подсистему моделей бассейна осадконакопления. Согласно принципам системности о любом уровне иерархической организации природного объекта можно узнать столько, сколько позволяют имеющиеся знания о двух соседних уровнях – более высоком и более низком. В зависимости от уровня наблюдений удастся познавать разномасштабную фаціальную цикличность, понять закономерную взаимосвязь разноуровневных параметров и их различную геолого-геофизическую информативность. При этом база для интерпретации каждого метода должна формироваться на более детальном масштабном уровне: для сейсморазведки – на уровне данных ГИС (систем пластов), а для интерпретации ГИС – на литолого-петрофизическом уровне (образцов горных пород).

Дальнейшее развитие геофизической диагностики направлено по пути развития основ изучения генезиса осадочных пород, постседиментационных процессов и обусловленных ими вторичных изменений в вещественном составе, структуре порового пространства, в физико-химическом состоянии породы. Решение этих вопросов видится в повышении геологической информативности существующих и создании новых более детальных и точных геофизических методов и методик для решения задач поисков сложных залежей углеводородов (УВ).

Очень важное практическое и методическое значение имеет конструирование функционирования интерпретационной службы при фациальной оценке разреза геолого-геофизическими методами. С позиции системного анализа ее создание равносильно объединению двух систем, одна из которых – естественная (природная) система признаков фаций горных пород, рассматриваемая нами как модель состава, а другая – независимая исследовательская система геолого-геофизических методов изучения и прогнозирования фаций в разрезах скважин. Учитывая, что в настоящее время информационное обеспечение месторождений значительно возросло, в основе системных исследований фаций лежит организация определенных циклов и уровней движения геологической и геофизической информации. Схема движения этой информации отражает принцип естественного усложнения процессов познания, связанного с:

- накоплением все большего числа информационных параметров на исследуемых уровнях интерпретации;
- усложнением моделей взаимодействия вследствие необходимости учета пространственно-временных факторов;
- необходимостью учета условий работы скважин.

Для изучения фациальной цикличности осадочных толщ в разрезах скважин с помощью различных геолого-геофизических методов, а также рационального их комплексирования, автором предложена специальная система, схема которой приведена на рис. 1.1. Как видно из рисунка, система состоит из 5 уровней, имеющих обратные связи.

На уровне 1 проводится анализ геологических и технологические исследований (ГТИ) в процессе бурения, осуществляемых геофизической службой с помощью станций геолого-технологического контроля. Подразумевается, что входом уровня 1 служит информация, позволяющая определять на выходе литологический состав пород, их коллекторские свойства, характер насыщения и фациальную принадлежность изучаемых отложений. Сюда относятся данные механического

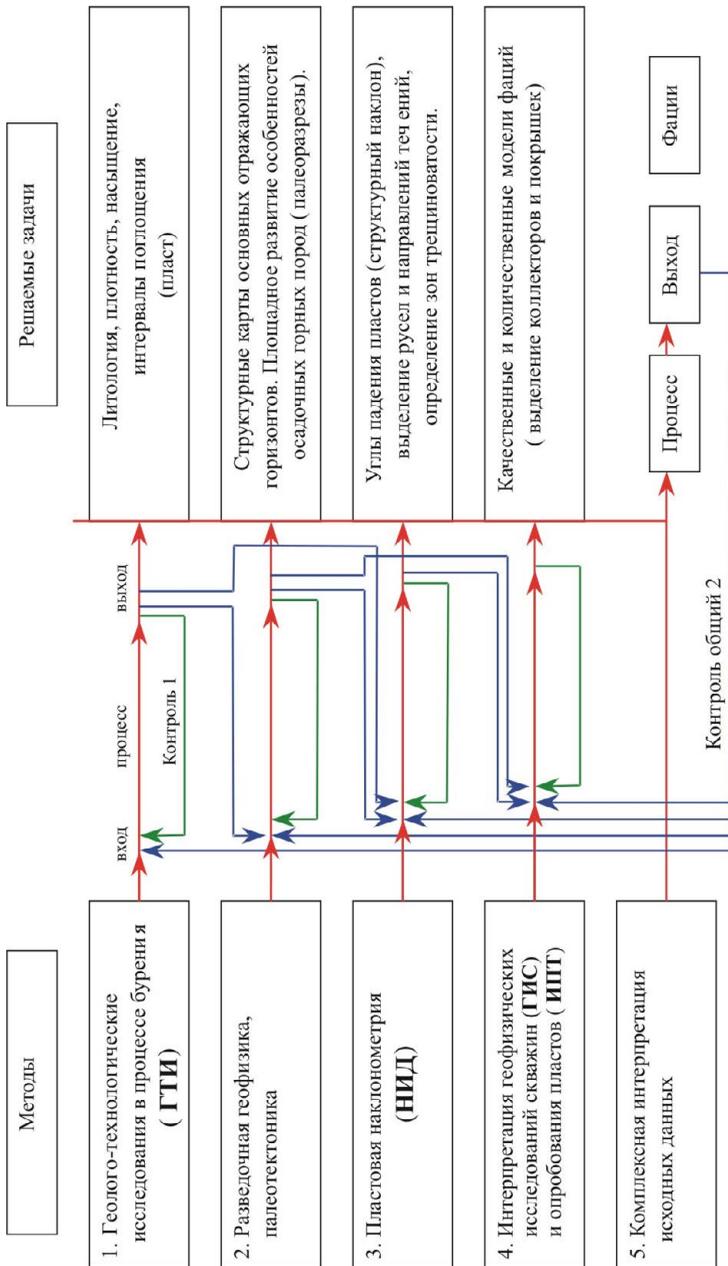


Рис. 1.1. Схема функционального описания системы изучения и прогнозирования фаций в разрезе скважин геолого-геофизическими методами

и газового каротажа, результаты фотоколориметрического и люминисцентного анализа битумов, содержащихся в шламе и керне, и наиболее информативные из них – сведения о результатах геологического изучения шлама и керна, извлекаемых в процессе бурения.

Однако установление фациальной принадлежности осадков и реконструирование палеобстановки их формирования по результатам литолого-петрографических исследований по керну имеют свои ограничения, связанные с недостаточным объемом выноса керна и выборочным отбором его для исследований. В связи с этим для установления литофациальной принадлежности отложений привлекаются данные комплекса геофизических исследований скважин, проэталонированные по кернавым определениям с известной фациальной принадлежностью.

Уровень 2 отражает информацию о геологических (результаты палеотектонического и палеогеографического анализов отложений изучаемого района) и полевых геофизических (главным образом результаты сейсмостратиграфического анализа) исследованиях. Как известно, площадное развитие песчаных тел и их внутреннее строение, а также состав фаций во многом обуславливается обстановкой осадконакопления, существовавшей в осадочном бассейне. Поэтому при оценке фаций по ГИС должны использоваться сведения (геологические, сейсмические и др.) об особенностях осадочного бассейна. Хотя сейсмические данные не дают детальной картины строения осадочных тел, но по информации о крупных элементах судят и об образовании более мелких.

Уровень 3 служит для оценки фаций по данным пластовой наклонометрии скважин. Как известно, усилиями многих геофизиков была разработана методология применения пластовых наклономеров для интерпретации условий осадконакопления отложений (Р.И. Кривоносов, 1988 и др.). Основой этой методики служит процесс выделения углов падения пластов, имеющих постоянный (структурный) наклон углов и случайно изменяющих направление наклона, что связано, как правило,

в терригенных разрезах с песчаными телами различной формы и генезиса, а в карбонатных – со сложным типом коллектора.

Уровень 4 содержит информацию для определения фаций по данным каротажных исследований, включая результаты испытания и разработки залежи. При этом перед использованием методов ГИС ставятся обычно задачи выделения коллекторов и получения количественных оценок их коллекторских свойств. В настоящее время разработана методика фациального анализа каротажных диаграмм с помощью качественных генетических каротажных моделей фаций песчаных тел, главным образом по форме кривых гамма каротажа (ГК) и самопроизвольной поляризации (ПС), разрабатываются количественные генетические каротажные модели терригенных и карбонатных фаций, с помощью которых выделяются циклиты различного ранга.

Уровень 5 является основной из рассматриваемых подсистем комплексной фациально-циклической интерпретации геолого-геофизических данных. Он завершает по временному порядку остальные уровни, и его входом служат уровни 1, 2, 3, и 4. Таким образом, на вход уровня 5 поступает вся переработанная с помощью специальных алгоритмов в других уровнях информация о проведенных исследованиях. Это дает возможность получить более достоверную оценку фаций и циклов в исследуемом разрезе. Необходимо отметить, что помимо определения типа фаций и цикличности отложений составной частью процессов всех уровней являются обработка и интерпретация данных с помощью методик, направленных на оценку литологического состава, коллекторских свойств, характера насыщения и степени эпигенетических преобразований пород изучаемого разреза.

Уровни обратной связи (1, 2, 3, 4, 5) понимаются как действия интерпретатора, направленные на получение дополнительного количества информации и корректировку применяемых методов исследований.

Результатом деятельности такой интерпретационной службы будет выдача рекомендаций не только по опробованию конкретных нефтегазоносных пластов, но и корректировка

плана буровых разведочных работ с целью выявления, например, литологических ловушек. Кроме того, создаются реальные возможности для планирования эффективной эксплуатации залежей нефти и газа с учетом вариации коллекторских свойств, связанных с фациальными изменениями.

1.2. ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА И ЕГО РОЛЬ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Достигнутый к настоящему времени уровень развития ГИС и петрофизики дает возможность использовать каротажные данные как самостоятельно, так и совместно с другой геолого-геофизической информацией для фациального анализа как терригенных, так и карбонатных пород. Основой тому служат геологические и каротажные модели фаций и технология фациальной интерпретации геолого-геофизических данных, созданная геологами для реконструкции условий осадконакопления. Впервые использование каротажных кривых для выявления условий осадконакопления терригенных пород было проведено Р.Г. Нанцем (1954) при изучении особенностей отложений палеодельты по изменению формы кривых ПС.

Н.Н. Чернышовым (1958) была исследована возможность применения электрокаротажа (КС) для построения палеографических схем карбонатных отложений Приуралья. С конца 50-х годов данные ГИС стали все шире использоваться для поисков литолого-стратиграфических залежей преимущественно в терригенных разрезах. С этой целью были разработаны седиментационные модели, в которых пласты описывались на качественном уровне по облику каротажных кривых различных геофизических методов (ПС, КС, ГК и др.), а также по данным наклонометрии. Они получили название генетических каротажных моделей фаций и основывались на том, что многие измеряемые каротажные характеристики пластов отражают

физические свойства пород, которые, в свою очередь, зависят от условий их образования.

Большой вклад в исследование проблемы использования каротажных диаграмм при распознавании среды терригенного осадконакопления внесли зарубежные ученые (Х. Реддинг, 1990; Р.Ч. Селли, 1984, и др.). Р.Ч. Селли издал фундаментальный труд по седиментологии, где наряду с многими вопросами рассмотрены также каротажные модели фаций (Р.Ч. Селли, 1981). Он предложил ряд диагностических признаков по форме кривых ГК и ПС совместно с идентификацией наличия глауконита или углефицированного детритуса. Присутствие глауконита, по его мнению, свидетельствует о морском генезисе осадков, а углефицированного детритуса – об обстановке активного выветривания (речных и дельтовых русел).

В 1972 году в США вышла книга, посвященная поискам стратиграфических и литологических залежей нефти и газа, под редакцией Р.Е. Кинга, в которой авторы приводят основные каротажные модели фаций. М. Ридер и Д. Лаурье (1979) опубликовали работу, в которой предлагается для фациальной интерпретации пород использовать все виды каротажа, включая пластовый наклонмер.

С 1970-х годов к обсуждаемой проблеме обратились многие отечественные исследователи. Благодаря работам геологов Сибирского отделения АН СССР под руководством Ю.Н. Карогодина изучение цикличности в осадочных отложениях было выдвинуто на новый этап, характеризующийся значительными терминологическими разработками и методикой исследования (Е.А. Гайдебурова, Ю.Н. Карогодина, 1985, 1996 и др.).

В 1984 году выходит фундаментальный труд В.С. Муромцева, в котором всесторонне анализируются модели фаций песчаных отложений, а также предлагается методика локального прогноза литологических ловушек нефти и газа, основанная на фациальном анализе терригенных пород, с помощью кривых ПС, ГК и КС. Весьма интересны и работы других исследователей. Так, специалистами Центральной геофизической экспедиции (ЦГЭ) и Российской академии наук нефти и газа (РАНГ)

(Т.Ф. Дьяконова, 1993; Г.М. Золоева, С.Б. Денисов, С.И. Билибин, 2005) проведены фациальные исследования по ГИС и сейсмостратиграфии, в процессе которых был дан анализ каротажных моделей потокового типа (русел рек и зон течений), баров, озерных и болотных отложений. С целью определения неоднородности песчаных тел и прогноза нефтеизвлечения по ГИС Г.М. Золоевой (1995) предлагается специальная методика комплексных исследований, основанная на использовании всей имеющейся в наличии геолого-геофизической информации об изучаемом объекте. В.А. Бабадаглы, Т.С. Изотова, Е.В. Кучерюк (1988) выдвинули свою концепцию фациального каротажного анализа.

Г.Я. Шиловым, И.С. Джафаровым (2001) усовершенствованы качественные каротажные модели терригенных фаций для разрезов Азербайджана (рис. 1.2) и впервые приведены количественные генетические каротажные модели карбонатных фаций. Полученная при количественной интерпретации материалов ГИС колонка литологии анализируется с целью установления сходства с количественными каротажными моделями фаций.

В Пермском Прикамье оценкой фаций по каротажным кривым занимались А.И. Губина (1990), С.Х. Бухман (2000), А.С. Некрасов (2005).

На этапе фациальной интерпретации ГИС с помощью количественных моделей можно продолжить определение и уточнение фациальной принадлежности пород, проводимой с помощью качественных каротажных моделей, но это может быть и самостоятельный этап, осуществляемый, когда геологические или технические условия в данной скважине не позволяют оценивать фации по форме каротажных кривых.

Изучение вещественного состава осадков, цикличности и форм их залегания по материалам ГИС в скважинах и на керне вместе с использованием компьютерной технологии обработки и интерпретации геолого-геофизических материалов необходимо, чтобы установить модель осадконакопления, гидродинамический режим и палеорельеф бассейна и построить модель залежи углеводородов (рис. 1.3).

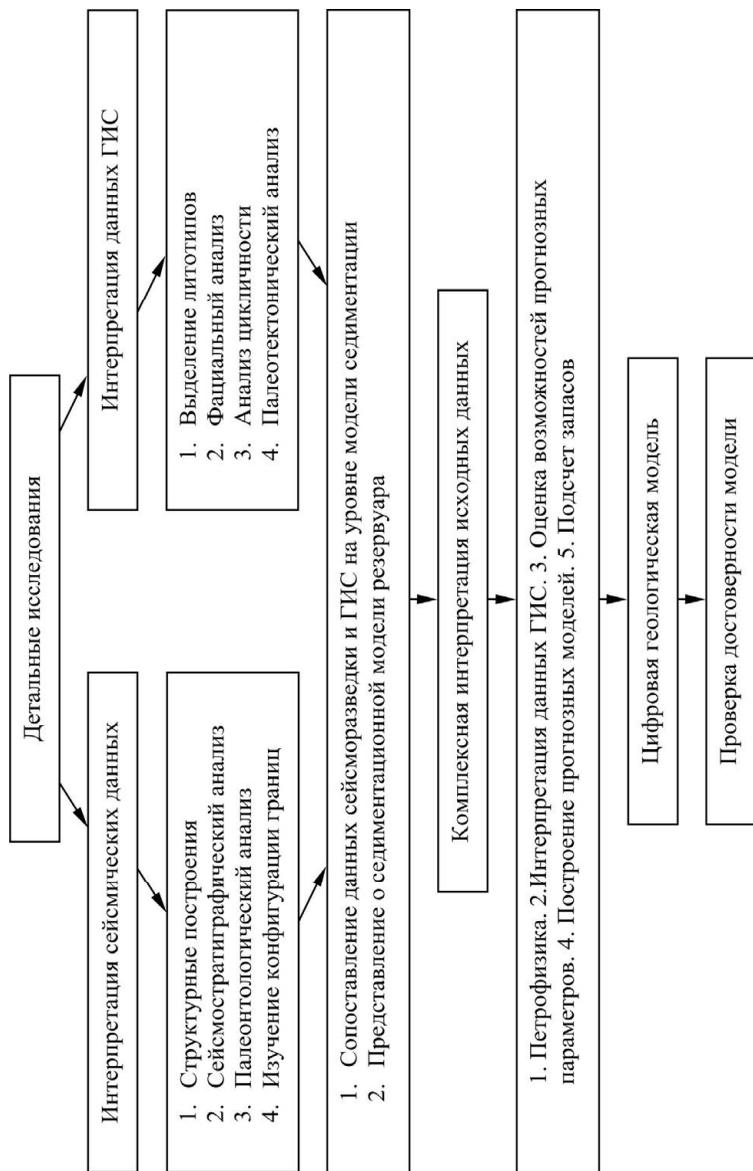


Рис. 1.3. Технологическая схема построения модели резервуара

Таким образом, для изучения и прогнозирования типов фаций в разрезах скважин с помощью различных геолого-геофизических методов, а также рационального их применения необходимо использовать принципы системного анализа.

Каротажные модели фаций созданы в настоящее время только для изучения терригенных образований. Относительно фациального анализа карбонатных отложений по каротажу имеются лишь отдельные предложения о возможности диагностики генетических типов по гамма-каротажу и результатам оценки вещественного состава пород по комплексу ГИС.

Глава 2

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

Переход на микропроцессорную элементную базу и принципиальное расширение возможностей по передаче информации от скважинной аппаратуры, ее обработке и хранению создали исключительно благоприятные условия для разработки и производства высокоинформативной геофизической аппаратуры. При этом под аппаратурой понимается информационно-измерительная система, включающая в себя скважинный прибор, наземный измерительный комплекс, интерпретационно-методическое обеспечение, реализованное в программно-алгоритмических средствах.

Актуальность применения новых эффективных методов ГИС в Пермском Прикамье возрастает с увеличением доли сложных коллекторов, включаемых в подсчет запасов углеводородного сырья. Коллекторы сложного строения, как правило, изменчивы по глубине и по латерали, и из-за низкой эффективности стандартного комплекса ГИС для их выделения и учета при построения моделей залежей необходимы дополнительные методы.

В работе представлены материалы интерпретации новых методов ГИС для решения следующих геологических задач:

- определение петрофизических характеристик горных пород и характера текущего насыщения коллекторов по данным спектрометрических радиоактивных методов;
- выделение низкопористых кавернозно-трещинных коллекторов по комплексу акустических методов (АКПЗ–САТ–ГАКЗ), пластового накломера и электрического бокового сканера БК–С;
- определение количественных параметров пластов по данным ГИС с использованием современных программ обработки.

2.1. СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКИЕ РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ

Спектрометрические радиоактивные методы – одно из наиболее информативных направлений развития ядерно-геофизических методов, основанное на измерении скважинным прибором энергетических спектров гамма-излучения. В зависимости от природы регистрируемого гамма-излучения по полученным результатам можно определить те или иные характеристики пород как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины.

Регистрируя спектры гамма-излучения, возникающие в результате естественной радиоактивности горных пород, можно определить массовые содержания урана (U), тория (Th) и калия (K) и на основе петрофизических зависимостей перейти к таким геологическим параметрам, как глинистость, битуминозность, фракционный состав, провести межскважинную корреляцию разрезов.

В случае, когда для возбуждения вторичного гамма-излучения применяется нейтронный или гамма-источник, регистрация спектров вторичного гамма-излучения и их последующая обработка позволяют рассчитать относительные содержания основных породообразующих элементов (кальций, кремний, хлор, водород, кислород, углерод), объемную плотность и эффективный атомный номер.

С геологической точки зрения расчленение разреза по элементному составу – это качественно новая ступень в изучении особенностей геологического строения и условий осадконакопления горных пород.

К настоящему времени в ОАО НПП «ВНИИГИС» совместно с ЗАО НПФ «ГИТАС» разработан аппаратурно-методический комплекс спектрометрии радиоактивных методов, включающий спектрометрию естественного гамма-излучения (СГК) и спектрометрию нейтронного гамма-излучения двух модификаций: хлорный (СНГК-Cl) и широкодиапазонный (СНГК-Ш).

Комплекс реализован на базе аппаратуры СПРК (В.Н. Даниленко, А.И. Лысенков и др. 2000), исследования которой проведены в различных скважинных условиях.

2.1.1. Спектрометрия естественного гамма-излучения

Спектрометрические модификации метода СГК позволяют расчленивать разрез нефтегазовых скважин как по интегральной естественной радиоактивности горных пород, так и по содержанию естественных радиоактивных элементов (U, Th, K), что расширяет возможности геологической интерпретации данного метода.

Первые зарубежные публикации применения метода СГК для решения геологических задач относятся к концу 1950-х годов. Активное внедрение СГК в комплексе ГИС в России наблюдается с конца 90-х годов, когда была разработана серийная цифровая многоканальная аппаратура спектрометрического гамма-каротажа (Д.А. Кожевников, 1997; Р.А. Резванов, 1982 и др.).

Основой геологической интерпретации данных СГК является различие в содержании (Th, U и K) в горных породах, включая характер изменения их соотношений в зависимости от условий осадконакопления. Полученные данные использовались для определения:

- минерального состава глин и условий их образования;
- глинистости коллекторов;
- битуминозности пород;
- выделения проницаемых коллекторов;
- выделения интервалов обводненных коллекторов по радиогеохимическим аномалиям (РГХА).

Определение минерального состава глин.
Глинами называются осадочные горные породы, в основном состоящие из пелитовых (менее 0,01 мм) частиц глинистых минералов, обладающих повышенной адсорбционной способностью радиоактивных элементов. Глинистые минералы существенно различаются по содержанию связанной воды. Например, монтмориллонитовые глины содержат намного больше связанной воды, чем каолинитовые (В.Х. Фертл, 1983; В.М. Добрынин, 2004). В связи с этим определение минерального состава глин

имеет существенное значение при обработке геофизических материалов и оценке по ним коллекторских свойств пород.

Для определения минерального состава глин по данным СГК используются кросс-плоты, основанные на различном содержании Th и K в породах (А.И. Лысенков, А.И. Губина, 2007). В разрезах глинистых отложений палеозоя Пермского Прикамья в основном распространены глины четырех минералогических типов: гидрослюдистый, каолинитовый, каолинито-гидрослюдистый и монтмориллонитовый (П.А. Курочкин, 1982). Минералогический состав глин обусловлен условиями осадконакопления. В более континентальной обстановке происходит образование глин преимущественно каолинитового типа. В своем составе они содержат большое количество растительных остатков, глины этого типа высокорadioактивны. В условиях Пермского Прикамья они отлагались в визейское время. Глины монтмориллонитового и гидрослюдистого типов образуются в условиях моря. Привнос radioактивных элементов в них менее значителен, чем в глины каолинитового типа, поэтому естественная radioактивность этих глин более низкая. Глины данного типа распространены в карбонатных разрезах среднего и нижнего карбона.

Сравнение типов глин по данным СГК в открытом стволе и обсаженной скважине показало сопоставимость результатов, что указывает на возможность установления состава глин по СГК в колонне.

Оценка глинистости пород по данным СГК основана на более тесной и близкой к линейной связи тория с глинистостью пород (В.Х. Ферг, 1983). Соединения тория нерастворимы в воде и при разрушении (выветривании) пород большая часть тория сохраняется в глинистых отложениях, характеризуясь постоянными величинами. Связь калия с глинистостью намного слабее и отличается от линейной. В общем случае содержание урана связано с органическим материалом и с вторичными процессами в карбонатных отложениях. Поэтому использование этого параметра как индикатора глинистости может привести к ошибочным результатам. Оценка глинистости

пород по торью при отсутствии установленных для конкретных отложений петрофизических корреляционных связей может производиться в линейном приближении методом двух опорных пластов:

$$(C_{\text{гл}})_{\text{Th}} = [C_{\text{Th}} - (C_{\text{Th}})_{\text{min}}] / [(C_{\text{Th}})_{\text{оп. пл.}} - (C_{\text{Th}})_{\text{min}}],$$

где $(C_{\text{гл}})_{\text{Th}}$ – массовая глинистость породы по содержанию тория, доли ед., C_{Th} , $(C_{\text{Th}})_{\text{min}}$, $(C_{\text{Th}})_{\text{оп. пл.}}$ – соответственно массовое содержание тория в рассматриваемом пласте, в пласте чистых песчаников или известняков (с минимальной глинистостью) и опорном глинистом пласте с известными характеристиками.

При этом точность оценки глинистости, кроме прочих факторов, связанных с различным содержанием радиоактивных элементов в глинистых минералах, будет зависеть от правильности выбора опорных пластов глин и чистых (неглинистых) пород. Содержание пелитовой фракции в подавляющем большинстве глин составляет не более 60 % от состава породы, остальная часть, как правило, представлена карбонатным или песчаным материалом. Для правильной оценки глинистости пород опорные пласты необходимо выбирать в пределах одного с исследуемым объектом комплекса и чтобы их характеристики были известны и выдержаны.

Гамма-спектрометрическая характеристика пород среднего карбона по скв. 379 Гондыревской пл. и скв. 1096 Гожанской пл. показала отличие состава глин в пластах В₃ и В₄ (рис. 2.1). Характеристика пластов В_{1,2} по Th, U и K почти одинакова, что позволяет рекомендовать использование данных пластов в качестве опорных при определении глинистости коллекторов среднего карбона.

Определение обстановок осадконакопления и цикличности терригенных отложений по SGK приведено на рис. 2.2 и 3.37 (скв. 254 Забродовской пл.; скв. 207 Шершневской пл.). Отношения радиоэлементов позволяют учитывать литологические вариации пород. Так, каолининовый состав глин и высокие значения отношений радиоэлементов Th указывают на континентальные условия осадконакопления.

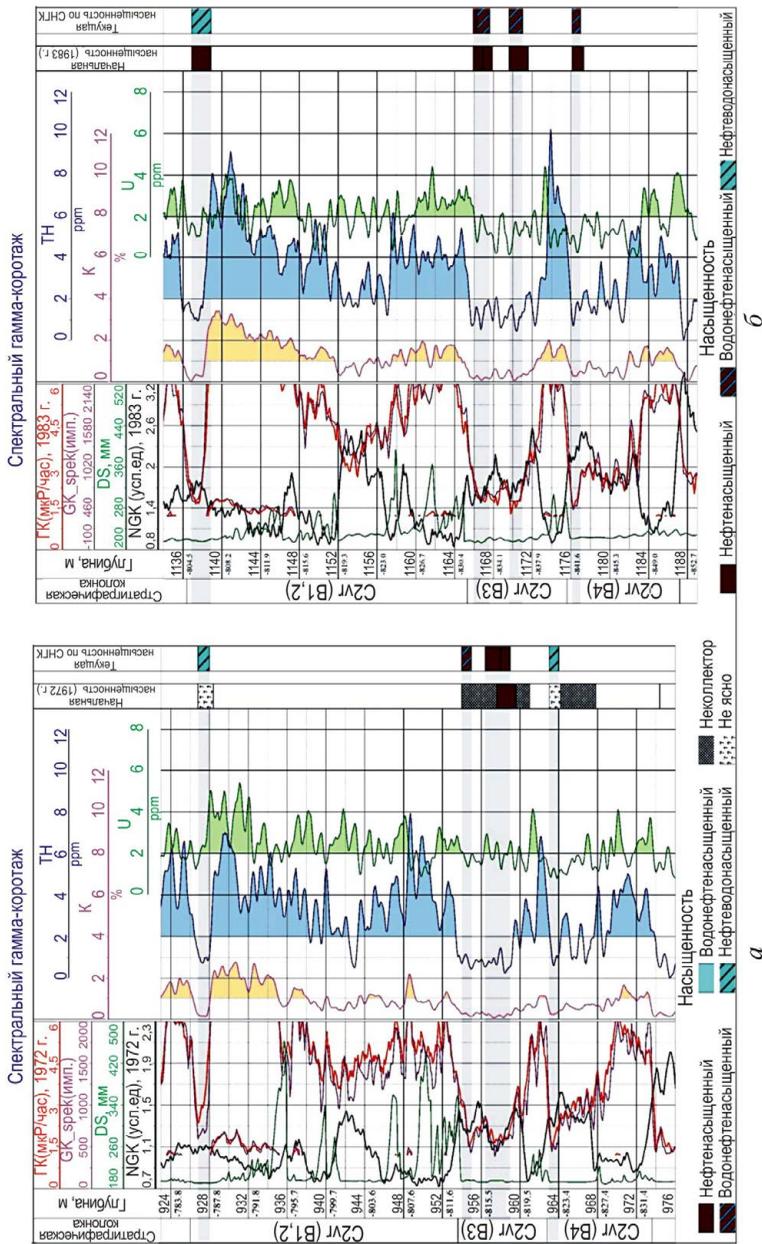
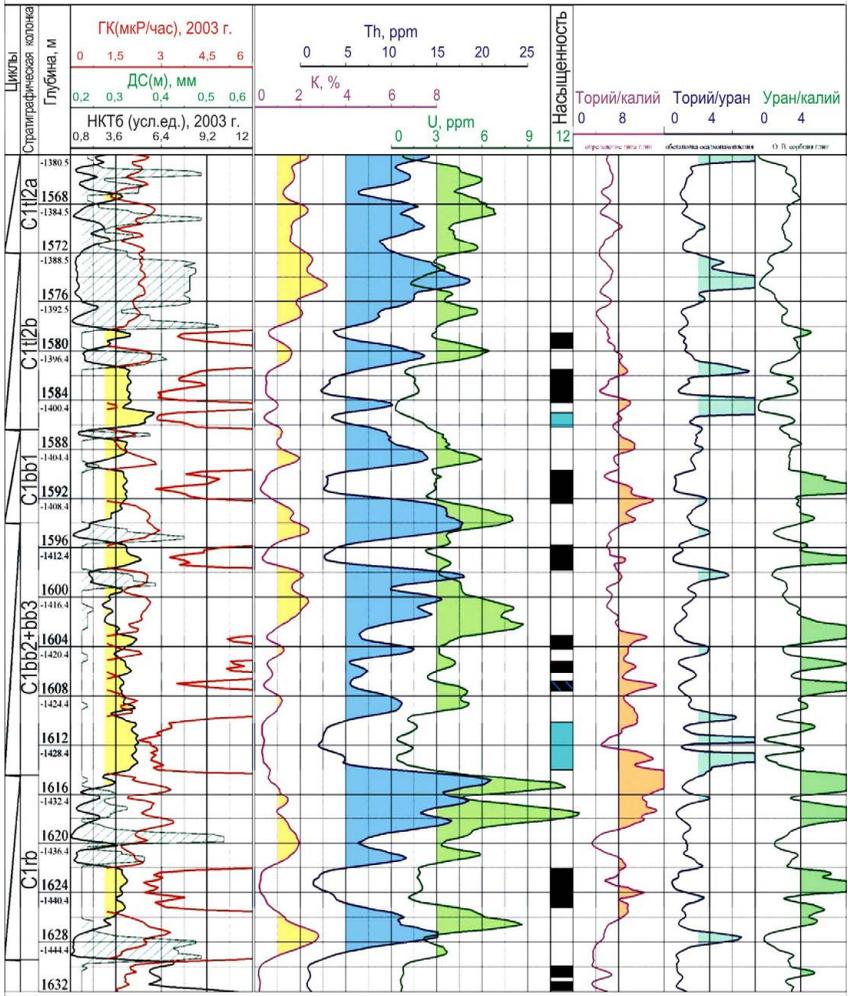


Рис. 2.1. Выбор опорных пластов и корреляция разреза по данным SGK:
 а – Гондыревская пл., скв. 379; б – Гожанская пл., скв. 1096)

Спектральный гамма-коротаж



Насыщенность

-
 Нефтенасыщенный

-
 Водонасыщенный

-
 Нефтеводонасыщенный

-
 Водонасыщенный

Рис. 2.2. Определение цикличности терригенных отложений по данным СГК (Забродовская пл., скв. 254)

По повышенным значениям Th и увеличенному диаметру скважины четко отбиваются границы циклов, что позволяет более достоверно провести стратиграфическую разбивку и корреляцию разреза.

Повышенные содержания урана в радаевском и бобриковском горизонтах связаны с углефикацией аргиллитов и наличием окисленной нефти в зонах ВНК (см. рис. 2.6).

Еще один пример определения обстановок осадконакопления осадочных толщ приведен на рис. 2.3 (скв. 301 Хатымской площади). По отношению радиоактивных элементов Th/U четко определяется граница с разными условиями осадконакопления отложений: до гл. 2126 м – морские (U), ниже – континентальные (Th).

Выделение битуминозных пород и разделение коллекторов по проницаемости в карбонатно-терригенных отложениях франского яруса девона проведено в скв. 301 Хатымской пл. (см. рис. 2.3). Битуминозно-глинистые известняки семилукского горизонта по SGK однозначно выделяются повышенными значениями U с переслаивающимися аномалиями по Th, что указывает на присутствие в разрезе битуминозных и глинистых пород.

В терригенных кыновских отложениях содержание Th, U, K минимально в интервале 2135,0–2136,5 м, что указывает на наличие в разрезе пласта песчаника с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами.

В пашийском горизонте пласты песчаника в инт. 2144,0–2146,5 и 2146,5–2174,0 м характеризуются повышенными значениями Th, K и U, что обуславливает низкую проницаемость пластов. Это связано с высоким содержанием глинистых минералов и наличием зоны ВНК с окисленной нефтью, адсорбирующей ионы урана.

Оценка зон радиогеохимических аномалий (РГХА) проведена в скв. 358 Падунской пл. (рис. 2.4). В карбонатных отложениях башкирского яруса в инт. 1208,0–1220,0 м отмечается аномалия РГХА (урановая составляющая), связанная с промывкой нефтеводонасыщенных пластов.

Спектральный гамма-коротаж

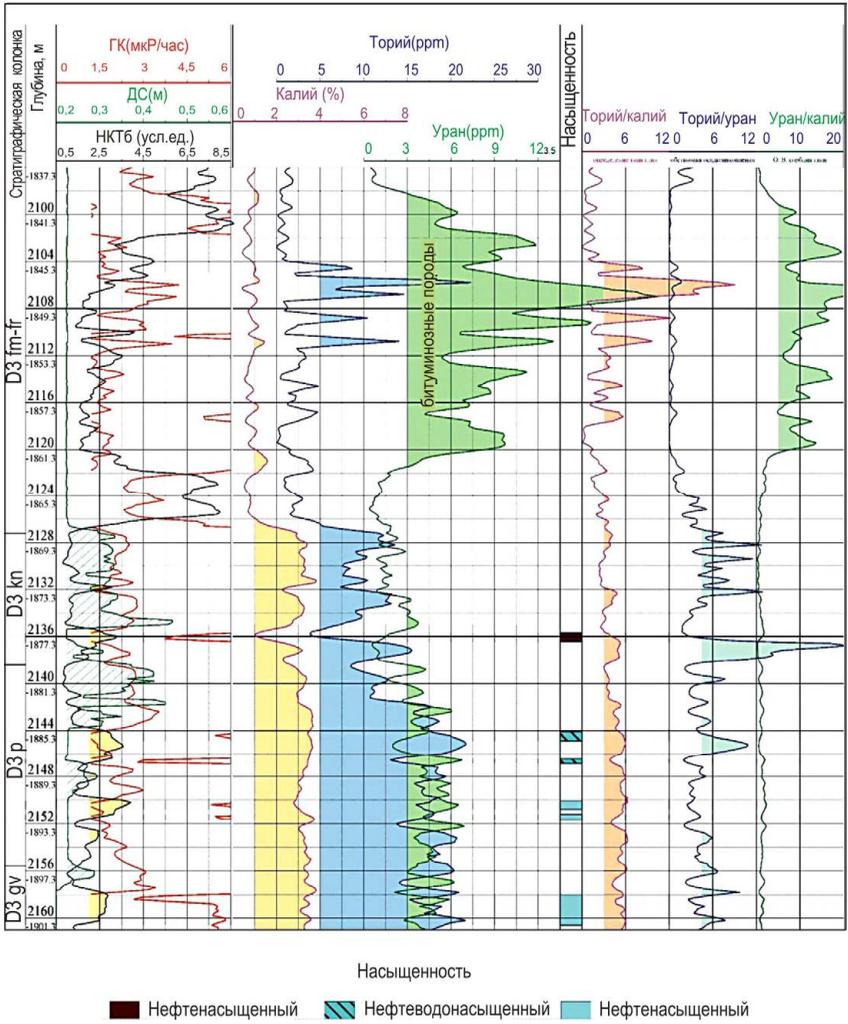


Рис. 2.3. Выделение пластов-коллекторов и интервалов битуминозных пород по данным СГК (Хатымская пл., скв. 301)

Спектральный гамма-коротаж

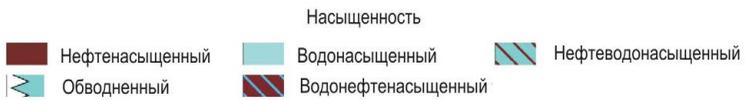
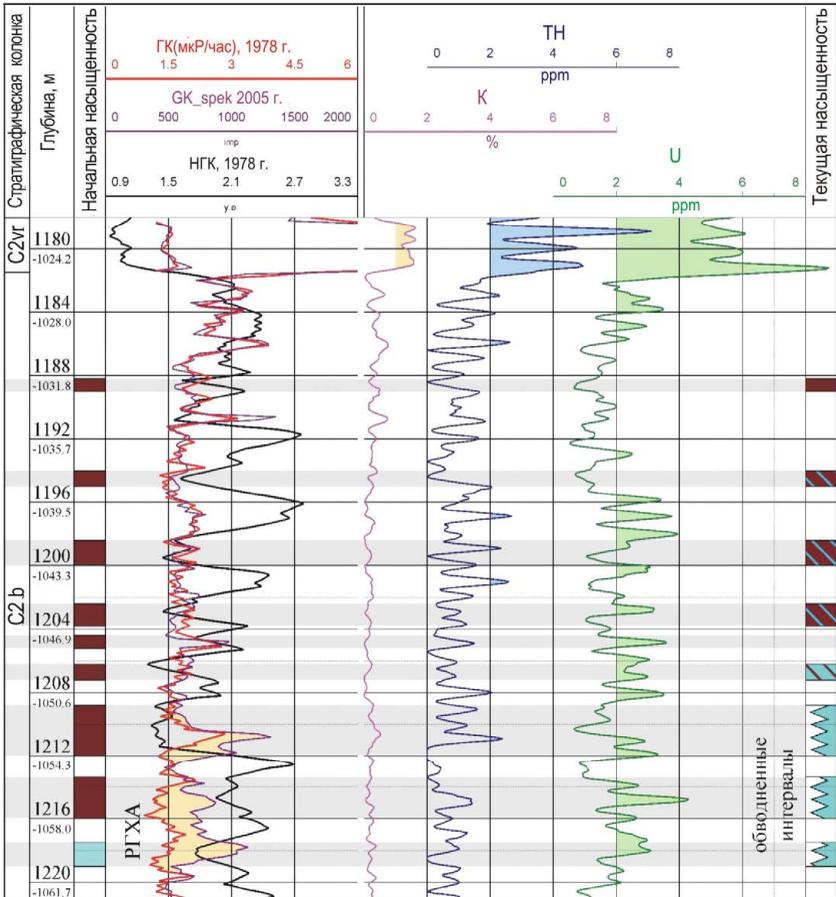


Рис. 2.4. Выделение обводненных интервалов по данным СГК (Падунская пл., скв. 358)

РГХА возникают в очаге нагнетания при закачке сточных и пластовых вод в результате выпадения в ближней зоне коллектора небольшого количества радиокальцита или радиобарита, содержащих изотопы радия, и выделяются по расхождению временных замеров ГК, записанных в открытом стволе и в колонне (рис. 2.5). Однако такой прием не всегда эффективен. Так, при бурении боковых и горизонтальных стволов на нефтяных месторождениях, длительно разрабатываемых с поддержанием пластового давления, наличие промытых зон возможно уже при проведении замера в открытом стволе. В этом случае только по SGK (по наличию урановой составляющей) можно отделить зоны коллекторов, промытых закачиваемыми водами, от глинистых пород (по повышенному значению ториевой составляющей и подчиненному содержанию урана и калия).

Таким образом, использование SGK при изучении разрезов нефтяных скважин повышает полноту исследований и точность определения коллекторских свойств пластов, способствует решению многих геологических задач – корреляции разрезов по содержанию U, Th и K, выделению нефтематеринских пород, интервалов развития битумов, ВНК и т.д. Для повышения эффективности SGK необходимо надежное петрофизическое обеспечение с привязкой к конкретным геолого-геохимическим условиям формирования осадочных горных пород.

2.1.2. Спектральный нейтронный гамма-каротаж

Естественным продолжением развития нейтронного гамма-каротажа (НГК) является разработка его спектрометрической модификации (СНГК). Первые публикации (А.М. Блюменцев, Н.К. Кухаренко, Б.В. Беленький, Д.И. Лейптунская, 1969) по возможности применения спектрометрии нейтронного гамма-излучения для выделения водоносных интервалов в обсаженных нефтегазовых скважинах по хлору и определения содержания основных породообразующих элементов (Ca, Si, Fe и др.) относятся к концу 60-х годов.

Спектрометрический гамма-короткаж

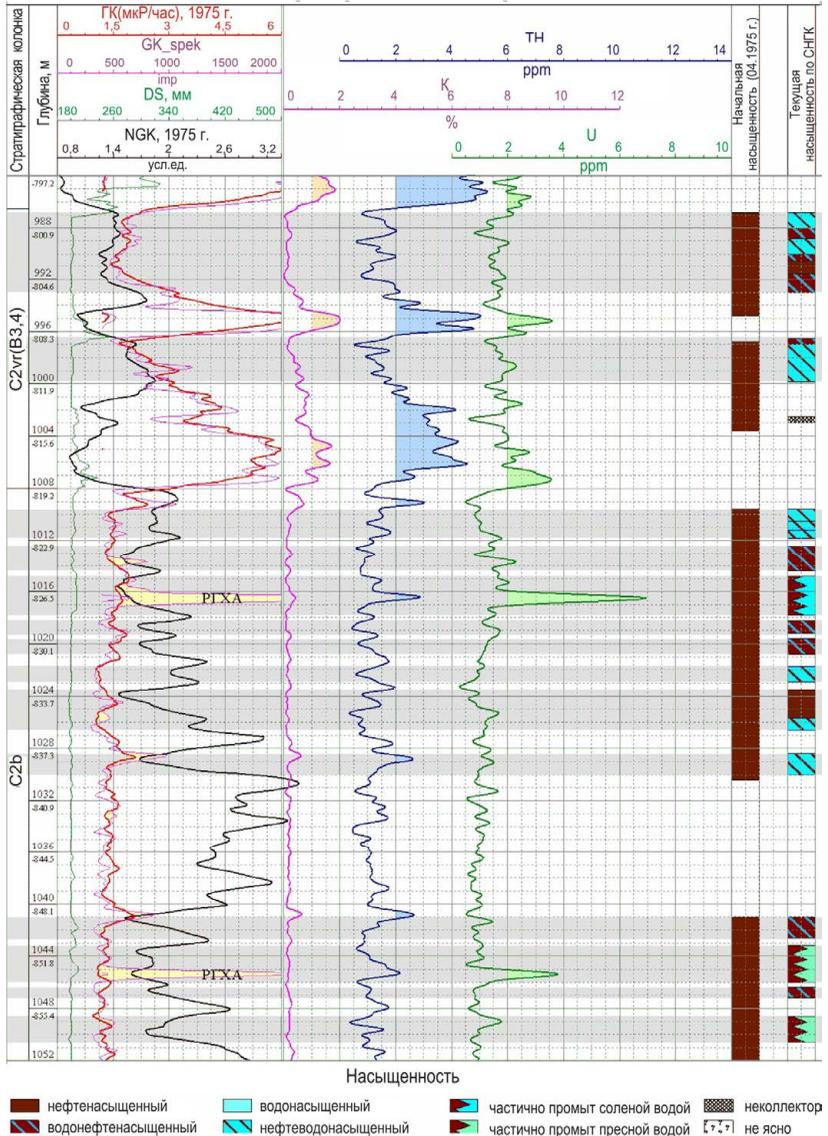


Рис. 2.5. Выделение интервалов, промытых нагнетаемыми водами, по данным SGK (Красноярско-Куединская пл., скв. 762)

Спектрометрический гамма-короткаж

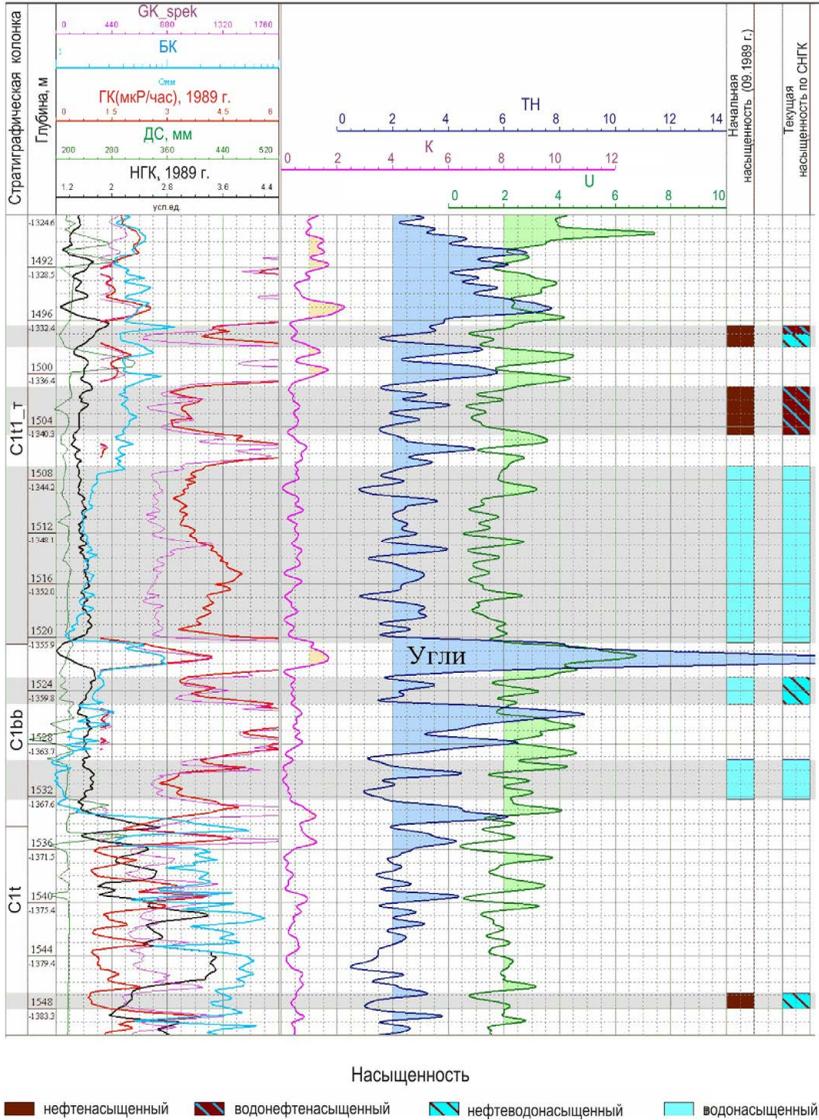


Рис. 2.6. Выделение углистых интервалов по данным SGK (Падунская пл., скв. 372)

Для Пермского Прикамья, ввиду выработки старых месторождений и закачки в пласты вод различной минерализации, актуальна задача определения характера насыщения и остаточной нефтенасыщенности коллекторов, положения водонефтяного (ВНК), газонефтяного (ГНК), газоводяного контактов (ГВК) в эксплуатационных скважинах. Существенное значение в решении этих задач принадлежит радиоактивным нейтронным методам. Импульсные модификации нейтронных методов, используемые для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений Пермского Прикамья, применяются с 60-х годов прошлого века. Накоплен большой опыт по применению и интерпретации метода, выявлены его ограничения, наиболее существенными из которых являются следующие:

- недоучет влияния литологии (доломитизация, глинистость, сульфатизация);

- применение пресных или сточных вод для поддержания пластового давления в продуктивных нефтегазонасыщенных коллекторах;

- недоучет влияния вторичных процессов в пластах коллекторах, связанных с нарушением геохимических, термодинамических и т.д. условий в пластах, которые возникают в процессе длительной эксплуатации месторождений и приводят к изменению геолого-геофизических и, как следствие, коллекторских свойств пород;

- наличие заколонных перетоков.

С целью повышения геологической информативности нейтронных методов на нефтяных месторождениях Пермского Прикамья проводилось опробование аппаратурно-методического комплекса, включающего спектральный нейтронный-гамма каротаж двух модификаций: хлорный СНГК-С1 и широкодиапазонный СНГК-Ш (А.И. Лысенков, А.И. Губина, 2007).

Прибор хлорного каротажа (СНГК-С1) представляет собой комбинацию двухзондового ННК-Т, выполненного по типу серийной аппаратуры СРК с аналогичным зондовым устройством

и 128-канальный спектрометр НГК с длиной зонда 60 см. Использование стандартных зондовых устройств позволяет выполнять обработку интегральных данных по стандартным методикам, а дополнительная спектрометрическая информация дает возможность определять параметр хлорсодержания, по которому оценивается масса хлора в исследуемой среде и идентифицируется насыщенность пластов.

Прибор СНГК-Ш отличается от обычного расширенным диапазоном измерения энергии гамма-квантов (0,03–9 МэВ), а также специальным разделением широкодиапазонного спектра на две области, позволяющие исследовать высоко- и низкоэнергетические области спектра с различной детальностью. Это дает возможность, помимо обычной спектрометрической информации об излучении радиационно-активных элементов (Н, Fe, Са, Si и др.) и интеграла НГК, по излучению от борного фильтра-конвертора получать данные, аналогичные нейтрон-нейтронному каротажу (ННК), по тепловым нейтронам, а по многократно рассеянному излучению – гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П), т.е. фактически осуществлять многометодные измерения за одну спуско-подъемную операцию.

Информация о нейтронных и гамма-лучевых свойствах изучаемых сред представляется весьма важной не только для решения задачи определения концентрации радиационно-активных элементов, но позволяет определять характер насыщения коллекторов в разрезах как с минерализованными, так и с пресными водами.

В случаях достаточно высокой минерализации пластовых вод (порядка 150–250 г/л) задача чаще всего может быть решена на основании изучения одних только нейтронных параметров с привлечением стандартного метода ИННК. При низкой минерализации (ниже 70 г/л) определение характера насыщения пластов возможно только с привлечением данных спектрометрии нейтронного каротажа.

При интерпретации СНГК в условиях нефтегазовых месторождений Пермского Прикамья необходимо исходить из того, что для основных нефтяных залежей минерализация пластовых вод составляет 200–250 г/л, коэффициент нефтегазонасыщенности нефтяных пластов составляет 70–80 %. Исходя из этого, нефтеносный пласт эквивалентен водоносному с минерализацией пластовой воды порядка 100 г/л. Учитывая то, что нейтронные и гамма-лучевые свойства нефти и пресной воды отличаются в силу различного вещественного состава, пресная вода характеризуется как водоносный пласт с минерализацией 5–10 г/л.

На рис. 2.7 (Кокуйская пл., скв. 2243) приведен пример исследований в эксплуатационной скважине Кокуйской площади комплексом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) и СНГК-С1 в отложениях среднего карбона. Разрез представлен карбонатно-глинистыми породами с коллекторами, насыщенными газом, нефтью и водой и частично промытых пресными водами закачки. Для скважины отмечается следующая закономерность:

- подъем ВНК в отложениях башкирского яруса (пласты Бш₂₋₃), при этом обводненные пласты характеризуются высокими значениями массы хлора (МС1) и низкими значениями времени жизни тепловых нейтронов (τ);

- пласты коллекторы (Бш₁, Бш₂) частично промыты пресными водами, на что указывают низкие значения массы хлора и высокие значения τ ;

- пласты коллекторы верейского горизонта газонефтенасыщенные и отмечаются максимально высокими значениями МС1 и τ в газонасыщенной части пластов с небольшим снижением показаний данных параметров в нефтенасыщенной части пласта.

Полный комплекс спектральных радиоактивных методов (СГК, СНГК-С1, СНГК-Ш) с ИННК проведен в скв. 778 Березовской пл. (рис. 2.8).

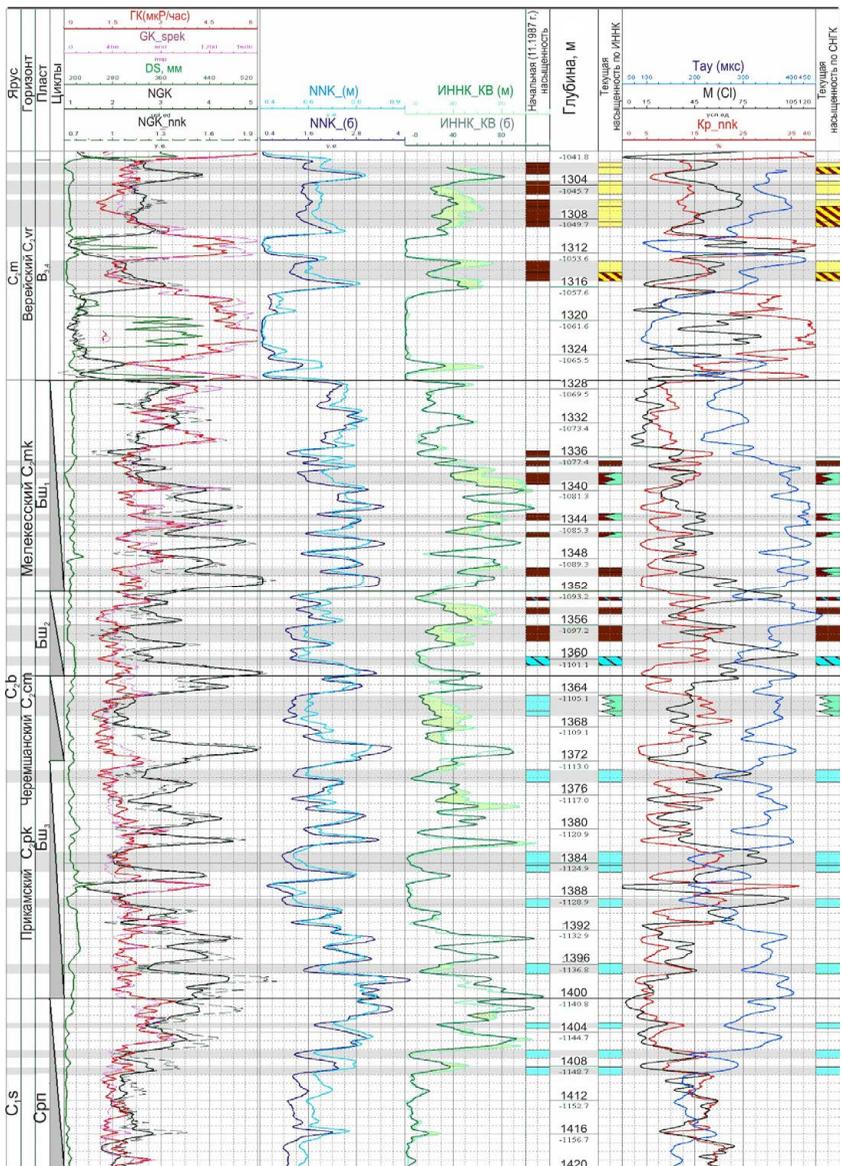
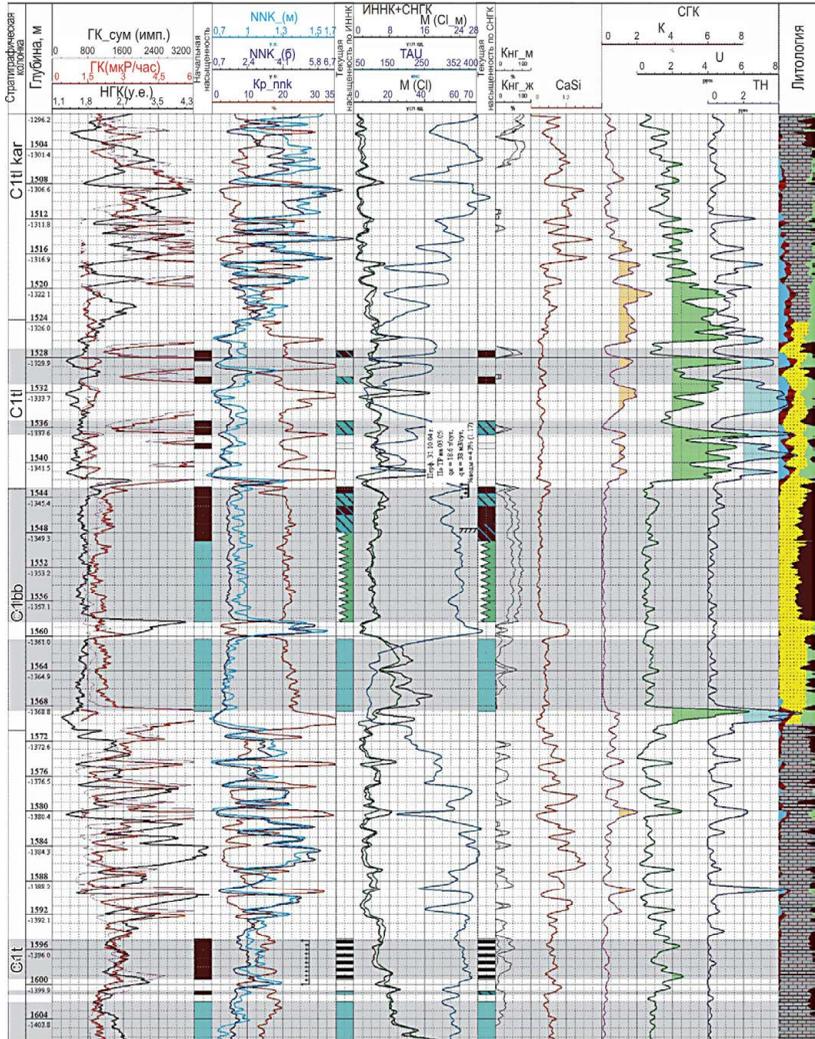


Рис. 2.7. Выделение нефтегазонасыщенных коллекторов и пластов, промытых пресной водой, по комплексу СНГК-С1 и ИННК (Кокуйская пл., скв. 2243)



Насыщенность

- Нефтенасыщенный
- Нефтеводонасыщенный
- Водонефтенасыщенный
- Водонасыщенный
- Обводнен. пресн.вод

Литология

- глина
- вода
- известняк
- песок
- Гли. известняк
- известняк

Рис. 2.8. Определение коллекторских свойств пластов по комплексу методов SGK, СНГК-Ш, СНГК-С1, ИННК (Березовская пл., скв. 778)

Анализ полученных кривых показал, что интервалам нефтеносных и промытых пресными водами пластов по ИННК соответствуют одинаково-высокие значения времени жизни тепловых нейтронов. Тогда как по МСІ пресные воды отмечаются более низкими значениями, чем нефтеносные пласты. Максимальные значения МСІ приурочены к пластам с минерализованными водами.

Повышенным значениям параметра Ca/Si, зарегистрированного зондом СНГК-Ш, соответствуют карбонатные породы тульского горизонта и турнейского яруса, а также песчаники с карбонатным цементом бобриковского горизонта. Согласно СНГК по высоким значениям тория и урана в визейском ярусе выделяются углистые (1568–1572 м) и битуминозные (1520–1542 м) интервалы пород.

На основании геологической интерпретации методов СНГК, ИННК применительно к геолого-техническим условиям нефтегазовых месторождений Пермского Прикамья, для качественной оценки характера насыщения коллекторов, выработаны следующие критерии:

- газonosные пласты выделяются высокими значениями времени жизни тепловых нейтронов (320–380 мкс) и массы хлора;
- нефтеносные пласты имеют средние значения времени жизни тепловых нейтронов (280–320 мкс) и массы хлора;
- водоносные пласты характеризуются низкими значениями времени жизни тепловых нейтронов и высокими значениями массы хлора;
- пласты с остаточной нефтенасыщенностью при обводнении пластовыми водами имеют промежуточное значение времени жизни тепловых нейтронов и массы хлора между водоносными и нефтеносными пластами;
- пласты с остаточной нефтенасыщенностью при обводнении пресными водами имеют промежуточное значение между газonosными и нефтеносными пластами и минимальными значениями массы хлора.

Необходимо отметить, что предложенная схема интерпретации (рис. 2.9) носит формальный характер. Для повышения

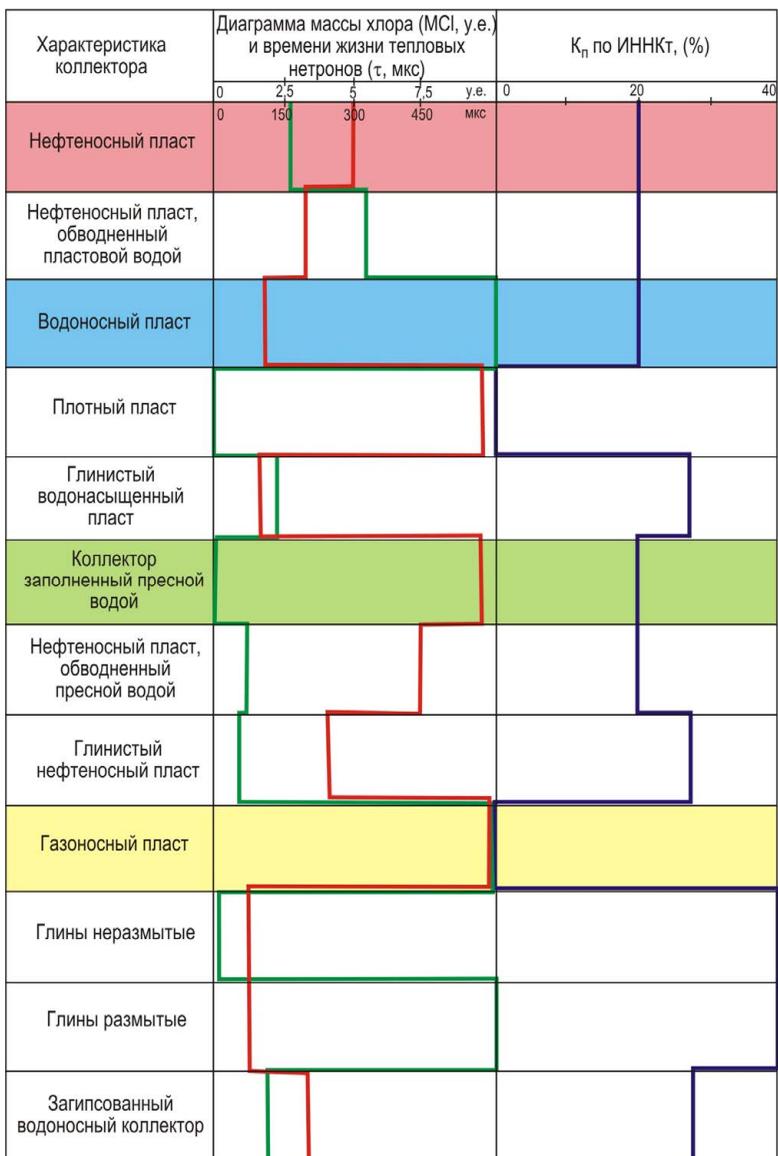


Рис. 2.9. Схема совместной интерпретации результатов СНГК-С1 (MCl) и ИННК (τ , K_n) в разрезах Пермского Прикамья

надежности и достоверности геологической информации в обязательном порядке должна привлекаться и анализироваться информация по результатам интерпретации ГИС в открытом стволе, ГИС контроля, ГИС по оценке качества цементирования, геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация по соседним скважинам и месторождению.

Таким образом, в ходе промышленно-производственного опробования комплекса методов ИННК, СНГК-С1, СНГК-Ш установлено:

- влияние изменчивости литологии карбонатных пород (доломитизации, сульфатизации и т.д.) на метод СНГК-С1 меньше, чем на ИННК;

- повысилась надежность выделения газоносных пластов и техногенных залежей углеводородного состава;

- повысилась в условиях пресного заводнения нефтеносных пластов однозначность выделения интервалов, обводненных пресными водами;

- в случаях закачки на месторождении вод разного состава, для повышения достоверности результатов интерпретации, следует проводить комплексирование методов ИННК, СНГК-С1 и СГК.

Данный комплекс решает следующие геологические задачи:

- литологическое расчленение исследуемого геологического разреза;

- выделение коллекторов и определение коэффициента пористости;

- определение водонасыщенной пористости $K_p \cdot K_v$ по содержанию в пластовой воде хлора (хлористого натрия) в минерализованных пластовых водах;

- определение коэффициента нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ при известном K_p ;

- выделение газоносных коллекторов на базе новых аналитических возможностей спектрометрической модификации СНГК-С1, а также по стандартным технологиям, основанным на сопоставлении показаний одной модификации нейтронных методов в обсаженной и необсаженной скважине (мониторинг)

или различных модификаций нейтронных методов, обладающих разной чувствительностью к газонасыщенности.

В качестве аналитических параметров использовались комплексные функционалы, включающие потоки гамма-излучения радиационного захвата в различных энергетических областях и потокометрию тепловых нейтронов по двум зондам. Функционалы высокочувствительны и устойчивы к определению содержания хлора в пластовой воде и минимально чувствительны к влиянию мешающих факторов (заполнение скважины и заколонного пространства, эксцентриситет колонны и т.д.).

Основными геологическими факторами, осложняющими связь каротажа по хлору и по времени жизни тепловых нейтронов с характером насыщения и $K_{нт}$, вычисляемого для чистых известняков, являются литология, газонасыщенность коллектора, нерасформированная зона проникновения фильтрата промысловой жидкости, изменчивость минерализации пластовой воды по разрезу, в зависимости от стратиграфии и характера заполняющей скважину жидкости.

2.2. СКАНИРУЮЩИЙ БОКОВОЙ КАРОТАЖ

Методы получения панорамных изображений стенок скважин являются перспективными направлениями скважинной геофизики, что обусловлено важностью получаемой при этом информации (С.М. Аксельрод, 2004). Приборы для получения панорамных изображений стенок скважин основаны на разных физических принципах; к числу наиболее эффективных (наряду с акустическими) относятся резистивные сканеры, представляющие собой зонды электрического каротажа. Каротажный прибор ARI (Azimuthal Resistivity Image) для представления азимутального распределения удельного электрического сопротивления выполнен на основе фокусированного бокового каротажа и используется фирмой «Schlumberger». Прибор обеспечивает глубокое зондирование удельного электрического сопротивления по 12 направлениям вокруг скважины, позволяет анализи-

ровать неоднородность скважинных формаций, наклон пластов, удельное сопротивление в наклонных пластах, положение и ориентацию трещин и разрывов. К недостаткам прибора можно отнести большой вертикальный размер секций фокусированного электрода (около 21 см), что ограничивает его вертикальную разрешающую способность.

В России в 1985 году во ВНИИГИС (г. Октябрьский) был разработан цифровой модуль сканирующего бокового каротажа БК-С с зондовой установкой БК-3 с центральным фокусированным электродом, разделенным на шесть секций, предназначенных для работы в составе комплекса цифровой аппаратуры АК ИПС. В ходе испытаний и последующей эксплуатации этого модуля была установлена высокая эффективность метода при исследовании азимутальных неоднородностей скважинных разрезов, оценке характера и особенностей этих неоднородностей, выделении наклонных, в том числе тонких пластов. В настоящее время этот модуль выпускается в модификации с восемью секциями центрального электрода при диаметре прибора 48 мм. Вертикальное разрешение аппаратуры составляет 2 см. Скважинный прибор центрирован в скважине. Конструкция прибора позволяет использовать его в наклонных и горизонтальных скважинах.

В 2001 году во ВНИИГИС был разработан электрический сканер АЭСБ-73 диаметром 73 мм с расширенными функциональными возможностями. Зонд представляет собой комбинацию трехэлектродного и псевдобокового каротажа, позволяющий определять параметры ближней и удаленной зоны пласта. Центральный электрод разделен на 16 сегментов, что позволяет регистрировать электрическую проводимость пород в 16 направлениях и получать развернутое ориентированное цветное изображение электрических свойств пород глубиной до 0,5 м. Скважинный прибор центрирован в скважине, что позволяет использовать его в наклонных и горизонтальных скважинах. Прибор содержит блок инклинометрических датчиков, включающий комбинацию акселерометра и магни-

тометра, для привязки показаний зонда к пространственным координатам (Т.С. Мамлеев и др., 2003).

Для эффективного применения БК-С важное значение имеет представление материалов проведенных исследований. Разработанная во ВНИИГИС программа «IMAGER» обеспечивает первичную обработку и визуализацию данных электрического сканера в форме цветных азимутальных разверток, позволяющих интерпретатору выделять и истолковывать электрические неоднородности. Изображение можно строить в единицах проводимости для низкоомных (терригенных) разрезов, дифференциал этих изменений в продольном и поперечном направлениях позволяет определять электрическую анизотропию и углы наклона напластований и трещин.

Детальная интерпретация разреза по БК-С в комплексе с данными ГИС и керна проведена в скв. 75 Енапаевской пл. в карбонатных турне-фаменских отложениях (рис. 2.10; 2.11). Если исходить из предположения, что вскрываемые пласты для платформенных месторождений имеют обычно малый угол наклона 1–2°, то трещины, пропластки глин и другие электрические неоднородности будут приурочены к углам наклона более 2°.

Применение БК-С в комплексе с РК и АК для выделения пластов коллекторов на основе УЭС в принципе совершенно аналогично стандартному трехэлектродному БК. Дополнительные возможности связаны со следующими параметрами:

- определением УЭС зоны проникновения пласта по разноточным зондам;
- высоким вертикальным разрешением;
- оценкой элементов залегания пластов по параметрам анизотропии.

Сопоставление цветных изображений БК-С с САТ и керном указывает на высокую достоверность и разрешающую способность метода, что позволяет использовать его для решения сложных геологических задач.

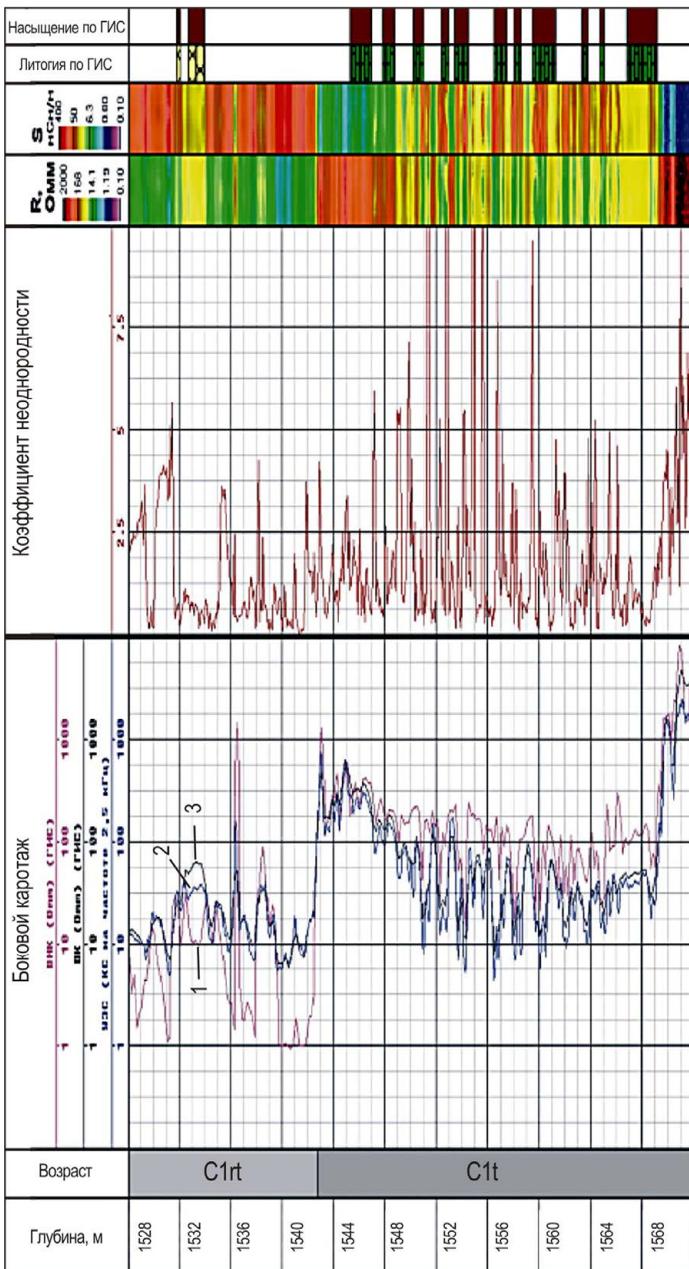


Рис. 2.10. Запись прибором БК-С в скв. 75 Енаповской пл.

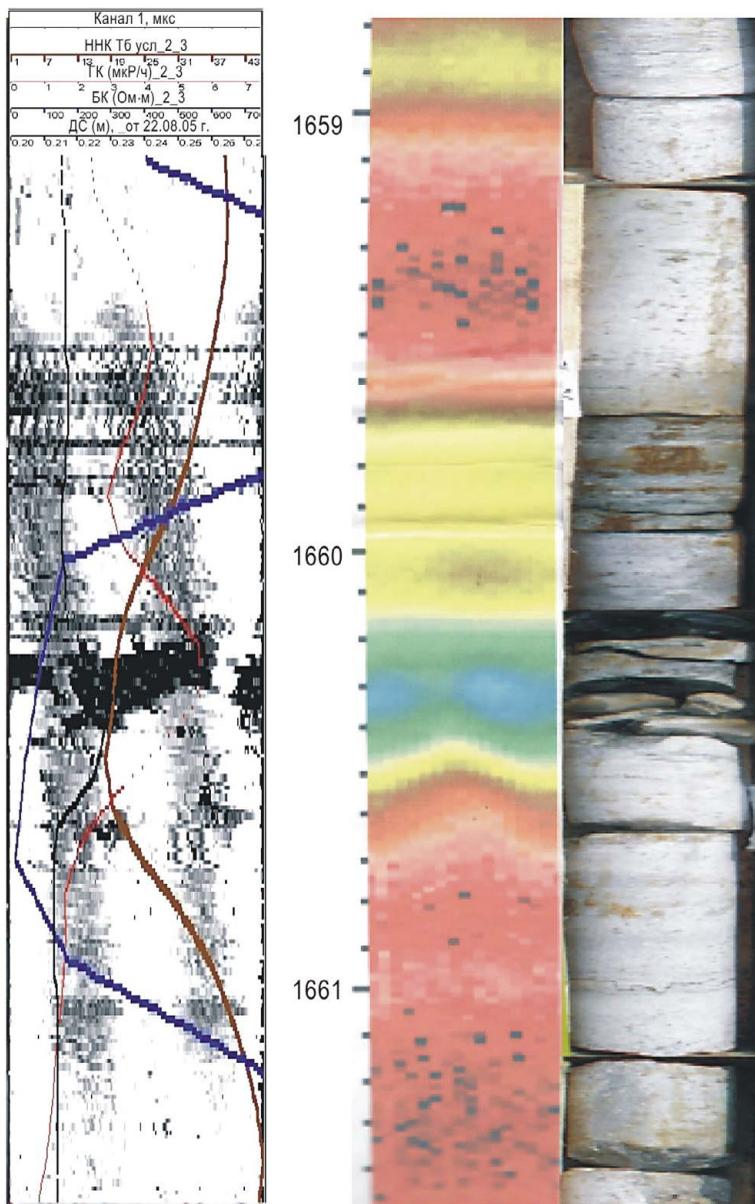


Рис. 2.11. Сопоставление БК-С – САТ – Керн в скв. 75
Енапаевской пл.

2.3. АКУСТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Период 80–90-х годов прошлого века известен открытием ряда уникальных месторождений на севере Пермского Прикамья, приуроченных к низкопористым карбонатным (НПК) коллекторам. Продуктивность ряда месторождений оказалась существенно выше, чем можно было предполагать по расчетной емкости коллектора, а объем добытой нефти со временем превысил подсчитанные запасы. Примером служит Уньвинское месторождение.

Для эффективной разработки НПК-коллекторов необходимо знание их строения и распространенности по площади.

Из-за низкой эффективности стандартного комплекса ГИС для выявления коллекторов со сложным строением используются дополнительные методы. В рамках стандартных подходов применяются: 1) испытание НПК-толщ испытателем пластов на трубах; 2) метод закачки в интересующие пласты растворов разной проводимости или радиоактивности и определение характера изменений его во времени; 3) метод нормализации кривых методов электрического, нейтронного акустического каротажа.

Первые два метода достаточно затратны и при эксплуатационном бурении не применяются. При применении буровых растворов на соленой основе достаточно эффективен для выявления НПК-коллекторов 3-й метод, но при этом остается неизвестным строение коллектора.

Для выделения низкопористых коллекторов и полноценного их изучения на площадях севера Пермского Прикамья разработан (Л.В. Будыко, 1991; И.Н. Жуланов, 2000, 2005) оптимальный комплекс акустических методов: акустический каротаж по приточным зонам (АКПЗ), акустический телевизор (САТ), глубинное акустическое зондирование (ГАКЗ).

2.3.1. Акустический каротаж по приточным зонам

Распространение упругих волн в горных породах сопровождается поглощением их энергии в связи с неидеальной упругостью среды, рассеянием энергии на неоднородностях пород

(поры, каверны, трещины) и уменьшением их первоначальной интенсивности с увеличением расстояния от источника колебаний за счет геометрического расхождения фронта волн. Возможности акустического каротажа по приточным зонам (АКПЗ) при выделении сложнопостроенных зон связаны с влиянием неоднородности пород (трещин и каверн) на величину регистрируемой полной энергии волнового сигнала. Регистрация энергии выполняется во временном окне, содержащем продольные, поперечные и волны семейства гидроволн. Затухание волн является важной характеристикой горных пород, на знании которой и базируется прогнозирование приточных пластов, представленных коллекторами сложных типов.

Согласно методическому пособию Л.В. Будыко (1991) по интерпретации диаграмм полной энергии упругих волн введена количественная мера степени неоднородности пород без дифференциации на трещины и кавернозность, названная коэффициентом затухания энергии волнового сигнала. Для реализации способа им использовано уравнение энергии акустического сигнала:

$$E = E_{\text{изл}} \cdot Z \cdot \frac{e^{-\sigma \cdot R}}{R^n},$$

где E – энергия (интенсивность) сигнала, принятого приемником; $E_{\text{изл}}$ – энергия (интенсивность) сигнала, возбужденного излучателем в околоскважинной среде около излучателя, которая направлена в сторону приемников; Z – акустическое сопротивление околоскважинной среды; $\sigma = \sigma_{\text{тр}} + \sigma_{\text{кав}}$ – коэффициент затухания (или диссипации) сигнала из-за трещиноватости и кавернозности среды; R – длина зонда прибора; n – коэффициент радиального рассеяния сигнала.

Далее вычисляется коэффициент приточности K_e (Нп/м) по формуле

$$K_e = \sigma = \frac{1}{R} \cdot \ln \left(\frac{A_{\text{оп}}}{A_{\text{изм}}} \right),$$

где R – длина прибора; $A_{\text{изм}}$ – измеренная амплитуда сигнала; $A_{\text{оп}}$ – амплитуда сигнала в опорном пласте.

Для исключения влияния межзерновой пористости на расчетные значения K_e вводится поправочный коэффициент:

$$K_{\text{попр}} = (dt_{\text{оп}} / dt_{\text{тек}}),$$

где $dt_{\text{оп}}$ и $dt_{\text{тек}}$ – значения интервальных времен пробега продольных волн, соответственно в опорном пласте и в интервалах измерений.

Таким образом, коэффициент приточности

$$K_e = \frac{1}{R} \cdot \ln \left(K_{\text{попр}} \cdot \frac{A_{\text{оп}}}{A_{\text{изм}}} \right).$$

Коэффициент приточности K_e позволяет провести количественную оценку приточности сложных коллекторов:

- при значениях коэффициента приточности $< 0,11$ Нп/м пласты во всех случаях являются неприточными;
- при значениях коэффициента приточности $> 0,22$ Нп/м пласты во всех случаях являются приточными;
- в случае если $0,11 < K_e < 0,22$ – зона неоднозначной интерпретации.

На рис. 2.12, 2.13 приведены примеры обработки полного волнового пакета (ПВП) для выделения в карбонатном разрезе продуктивных коллекторов сложного строения в карбонатной турне-фаменской толще.

Выполненный в скв. 215 Пихтовской площади комплекс акустических исследований в ходе обработки волнового сигнала в программе ГИС-АКЦ позволил рассчитать следующие параметры:

- время пробега и амплитуду продольных и поперечных волн;
- энергию полного волнового сигнала.

Далее расчетами в программе LEXX вычислены количественные параметры, характеризующие физико-механические свойства пластов:

- коэффициент акустической пористости;
- коэффициент Пуассона;

- модуль Юнга;
- коэффициент приточности пластов (K_e).

По значениям коэффициента Пуассона (значения меньше 0,28 ед.), трещиноватость присутствует в интервале 2203–2251 м. В этом же интервале отмечается и развитие кавернозности (модуль Юнга менее 6000 ед.)

По энергии волнового сигнала и значениям K_e приточные зоны, кроме выше выделенного интервала, отмечаются на глубинах 2198–2202 м и 2218–2226 м.

На рис. 2.13 (скв. 62 Крутовской пл.) показан пример выделения приточных зон по АКПЗ в обсаженном стволе добывающей скважины.

По граничным значениям K_e (более 0,2) в интервале 2080–2092 м, выделены дополнительные интервалы продуктивных пластов, рекомендованные к дострелу.

Метод АКПЗ вошел в состав стандартного комплекса ГИС и применяется для исследований НПК-разрезов всех бурящихся скважин на севере Пермского Прикамья. Несмотря на достаточно высокую полученную эффективность, метод выделения приточных зон обладает определенными недостатками. В частности, остается неизвестным строение приточных зон, метод не чувствителен к вертикальной и субвертикальной трещиноватости пород, что приводит к непропорциональности величин получаемых притоков величинам коэффициента приточности.

Очевидно, что эта причина – присутствие развитой в той или иной мере разнонаправленной трещиноватости. Трещиноватость обеспечивает проницаемость продуктивной толщи по вертикали и по горизонтали и тем самым открывает пути для движения флюида к интервалу перфорации и по вертикали, и по горизонтали. Именно она является причиной аномально высокой продуктивности скважин в НПК-разрезах. Таким образом, одной из важнейших задач исследований НПК-разрезов является задача выделения субвертикальной и вертикальной трещиноватости.

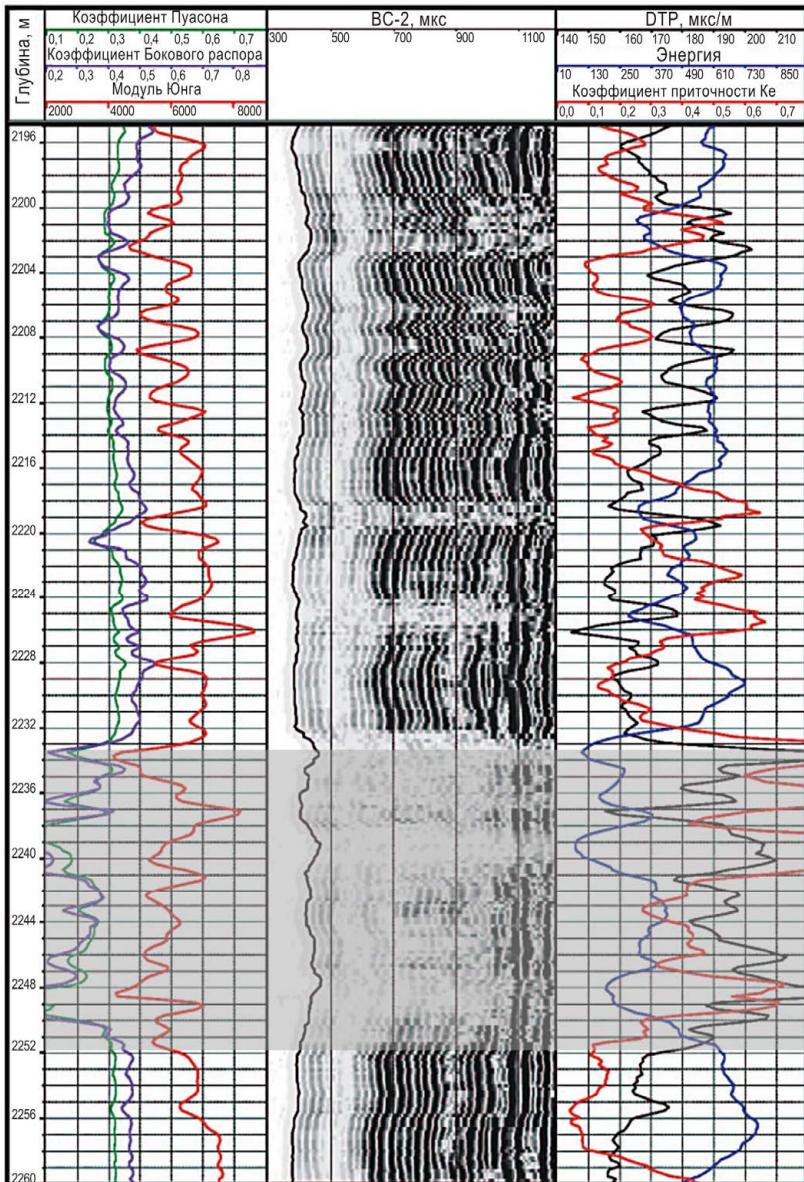


Рис. 2.12. Построение физико-механических характеристик пород и выделение зон приточности (Пихтовская пл., скв. 215)

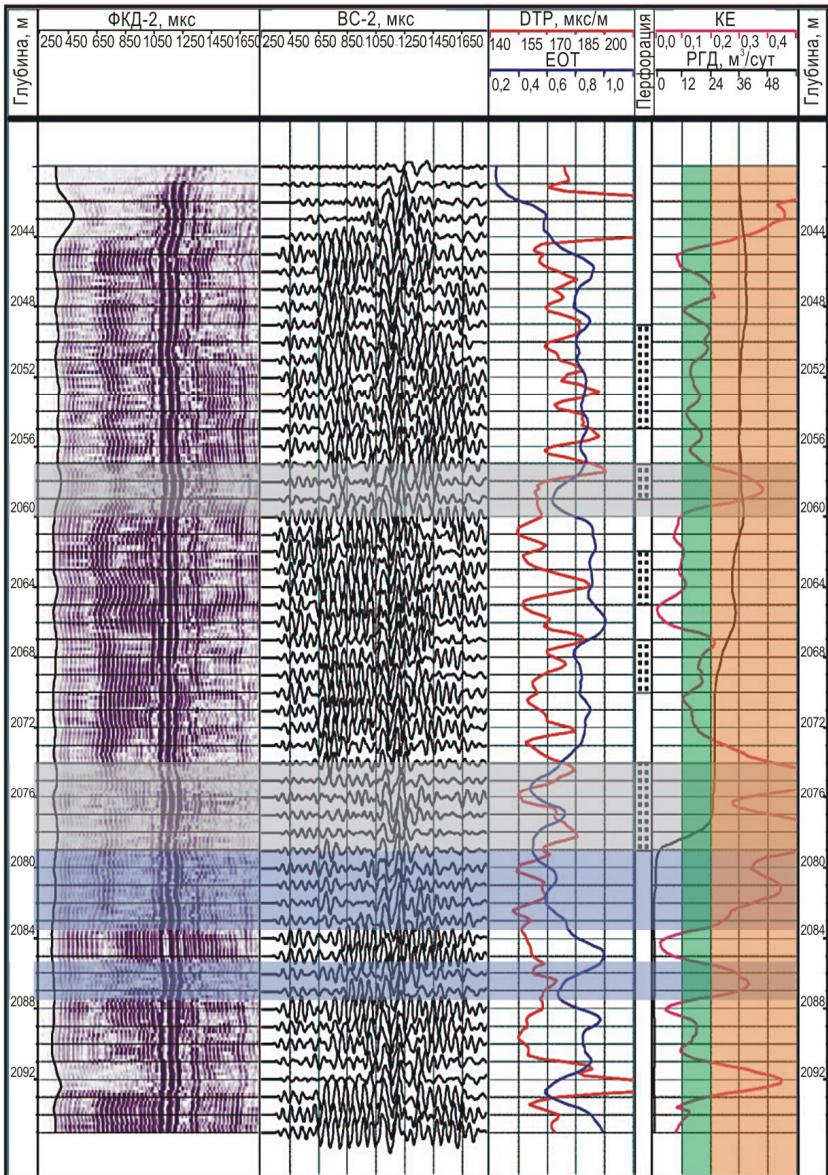


Рис. 2.13. Выделение интервалов приточности по полной энергии волнового сигнала (Крутовская пл., скв. 62)

2.3.2. Скважинный акустический телевизор

Одним из прямых способов изучения геологического разреза скважин является скважинный акустический телевизор (САТ). Метод проводится в комплексе с другими геофизическими методами с целью детального визуального изучения строения проходимых скважиной пород.

В аппаратуре САТ (НПФ «Геофизика») ультразвуковые импульсы от вращающегося с постоянной скоростью пьезокерамического преобразователя через акустический прозрачный экран падают на внутреннюю стенку скважины и после отражения от нее принимаются тем же преобразователем. Для построения изображения используются время прихода волны и ее амплитуда, при этом участкам с сильным поглощением акустического сигнала соответствуют темные интервалы на снимках САТ (рис. 2.14).

Для выявления трещинных и трещинно-кавернозных зон весьма эффективными оказались исследования САТ в низкопористых карбонатных продуктивных по результатам испытаний в открытом стволе пластах. При этом в большинстве случаев удается уточнить, из какой части интервала получен приток. Как правило, это зоны с той или иной степенью трещиноватости и кавернозности. На рисунках 2.25–2.30 (см. гл. 2.4.1) приведены снимки САТ, зарегистрированные в различных стратиграфических разрезах с целью выделения трещинных интервалов. На рис. 2.27 представлена зона вертикальной трещиноватости турне-фаменских отложений, а на рис. 2.28 – зона наклонной трещиноватости.

Из приведенных выше данных можно сделать вывод: что если при достаточно редких в целом исследованиях скважин методом САТ все же удастся увидеть в разрезе пород трещины, то образование трещин в карбонатных толщах пород весьма частое явление. Поэтому в комплексе геофизических методов изучения НПК-отложений акустический телевизор как средство визуального изучения строения разреза пород играет большую роль и является источником важной и многомерной информации.

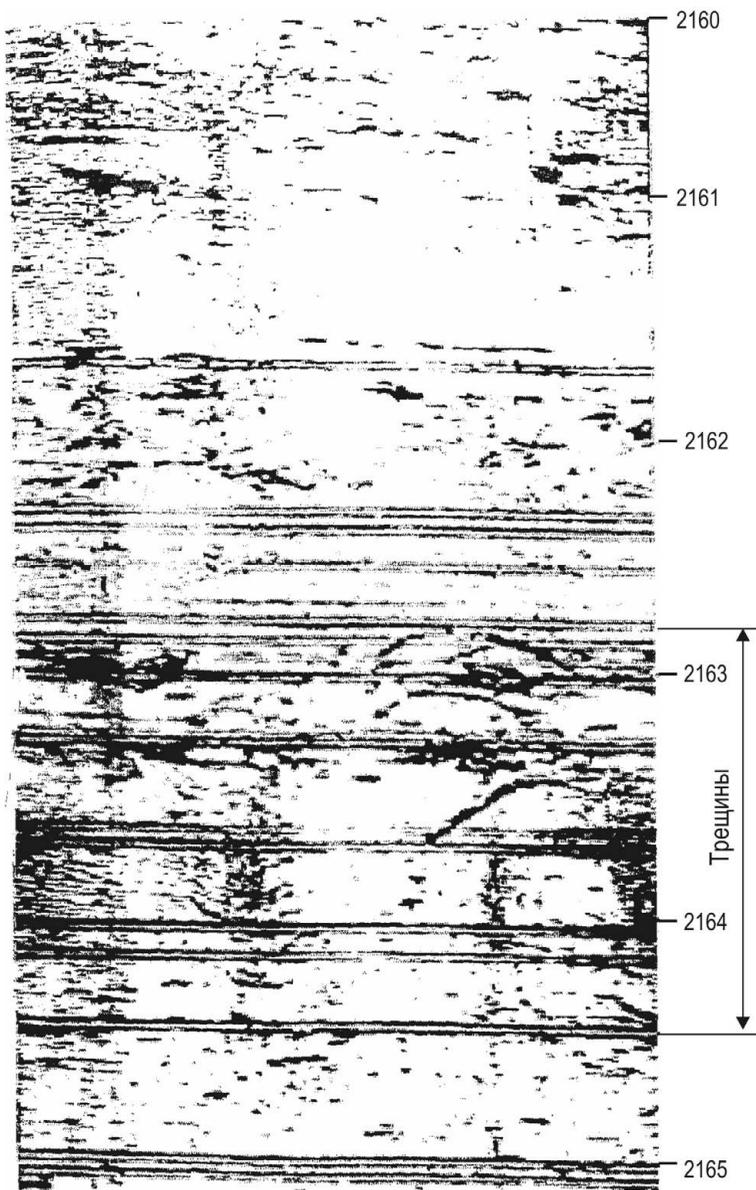


Рис. 2.14. Зона трещиноватости в продуктивной части разреза
(Уньвинская пл., скв. 37)

2.3.3. Глубинное акустическое зондирование

Для достоверного построения геологической модели месторождения и его успешной разработки следует детально изучать геологическое строение и в удаленном от скважины пространстве, в том числе в межскважинном.

Наибольшие возможности для изучения строения характеристик насыщения пород в около- и межскважинном пространстве дают межскважинные акустические исследования. Но межскважинные исследования представляют собой достаточно сложную технологию. Для построения хотя бы одного межскважинного сечения требуется использование двух скважин. Для прозвучивания месторождения потребуется проработка десятков межскважинных сечений. В связи с этим гораздо предпочтительнее вести изучение околоскважинного пространства (интроскопию) акустическими методами в односкважинном варианте. Вариант односкважинного прибора для изучения характеристик пластов в глубине массива предложен в 1996 году В. Носовым.

Аппаратура названа автором геовизором, а метод соответственно глубинным акустическим зондированием (ГАКЗ).

Первые же исследования в скважинах на Озерной площади показали существование корреляции получаемых данных с кривыми стандартного комплекса ГИС, с данными АКПЗ и САТ. Сопоставление вычисленного по волновому сигналу ГАКЗ параметра K_g (коэффициента радиальной неоднородности карбонатных пород относительно оси скважины) показали его работоспособность. Актуальность выявления зон открытой субвертикальной и вертикальной трещиноватости в карбонатных породах очевидна. Поскольку, если она есть, она и обеспечивает проницаемость продуктивной толщи по вертикали и горизонтали, в том числе емкость коллектора.

Отметим, что данные АКПЗ принципиально не способны дифференцировать выделенные им зоны сложного строения по содержанию трещин и каверн. А вертикальные (в данном случае имеются в виду параллельные оси скважины) и близкие к вертикальным трещины практически не фиксируются, т.к. АКПЗ рабо-

тает на проходящих волнах, распространяющихся вдоль оси скважины и регистрирует степень суммарной (интегральной) неоднородности пород – кавернозности, слоистости и трещиноватости.

Глубинное акустическое зондирование ближней зоны (ГАКЗб) зондирует пространство перпендикулярно оси скважины, что позволяет оценивать радиальную неоднородность пород (K_g). Регистрация волнового сигнала проводится в окне от 300 до 1000 мкс, т.к. от 0 до 300 мкс – мертвая зона, вызванная переотражением сигнала. При определении величины K_g , с целью нормировки амплитуд, в интервале исследований выбирается опорный пласт плотных известняков без трещин и кавернозности, отличающийся максимальными значениями $A_{оп}$. После преобразования и логарифмирования уравнений рассеяния и поглощения амплитуд выражение коэффициента радиальной неоднородности (Нп/м) примет вид

$$K_g = \ln (A_{оп} / A_{изм}).$$

Таким образом, критерии выделения сложнопостроенных и трещинных зон по данным параметра K_g аналогичны критериям выделения приточных зон. Величина K_g пропорциональна содержанию в породах кавернозности и вертикальной и субвертикальной трещиноватости (естественно, для вертикальных и почти вертикальных скважин). Вклад трещин в величину K_g пропорционален их густоте, раскрытию и зависит также от характера насыщения трещин.

Методы АКПЗ и ГАКЗб применяются во взаимно перпендикулярных плоскостях. Отсюда вытекает необходимость комплексирования этих методов для всестороннего решения задачи выделения сложнопостроенного коллектора, и в том числе для его оценки вертикальной трещинной составляющей.

Недостатком метода является слабая повторяемость количественных значений радиальной неоднородности пород, получаемых при исследовании скважин. Для этого явления есть ряд объективных причин:

– неоднородность исследуемых сред, из-за неравномерно развитой кавернозности и трещиноватости пород в околоскважинном пространстве;

– непредсказуемое вращение прибора при повторной регистрации в интервалах исследований.

Метод представляет интерес как односкважинный метод изучения дальнего околоскважинного пространства при условии создания приборов с секторным зондированием и устройством ориентации.

Работоспособность нового метода показана на примере исследований в разных условиях: в обсаженном стволе – скв. 506 Озерной пл. (рис. 2.15) и в открытом стволе при бурении – скв. 437 Озерной пл. (рис. 2.16).

В скважинах Озерной площади в интервале исследований, представленном карбонатными низкопористыми отложениями, по данным профилометрии, разрез осложнен вертикальными желобами, характерными для турне-фаменских отложений большинства площадей Соликамской впадины Предуральяского прогиба (см. раздел 2.4.3). Это явление связано с напряженным состоянием пород и их перемятостью. В результате каналы проницаемости и, соответственно, каналы проводимости тока большей частью перекрыты и, следовательно, сопротивления пород по БК приобретают аномально высокие значения и отражают тем самым непроницаемые породы. В желобах значения коэффициента K_e также завышены из-за увеличения диаметра скважины. Вне желобов значения K_e занижены, это означает, что микротрещиноватость вертикальная (или близкая к вертикальной), отмеченная по керну, методом АКПЗ не фиксируется.

В скв. 506 Озерной площади продуктивная часть башкирских отложений в интервале 1706–1722 м по данным K_e и K_g характеризуется увеличенными показаниями, что является признаком их сложного строения и наличия в разрезе как горизонтальной, так и вертикальной трещиноватости.

Результаты обработки данных АКПЗ – ГАКЗ в открытом стволе скв. 437 Озерной площади в башкирских отложениях приведены на рис. 2.16. В интервале 1660–1665 м по максимальным значениям K_e и K_g выделяется трещинно-кавернозная зона.

Выше по разрезу скважины в ряде неприточных по K_e и пористых по РК пластах значения K_g повышены и указывают

- скв. 506 Озерной площади
- Пласты Бш2 отличаются, как правило, высокой проницаемостью за счет трещиноватости пород.

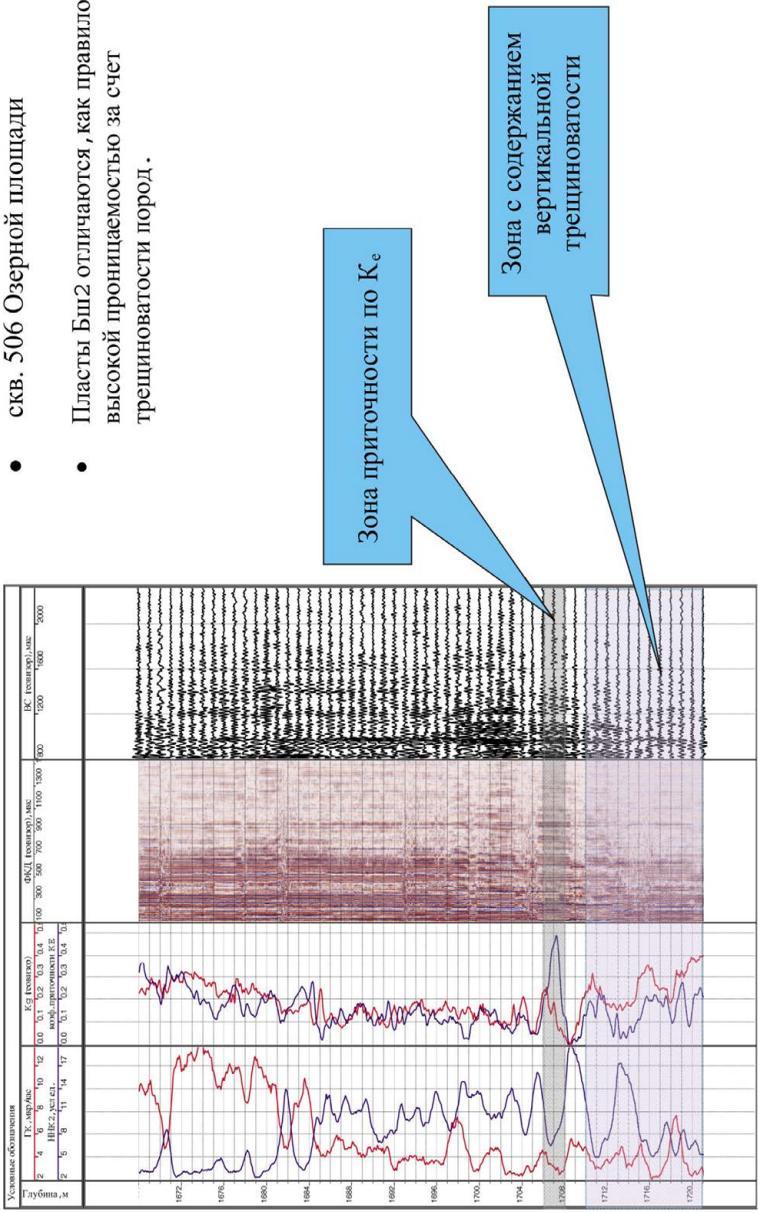
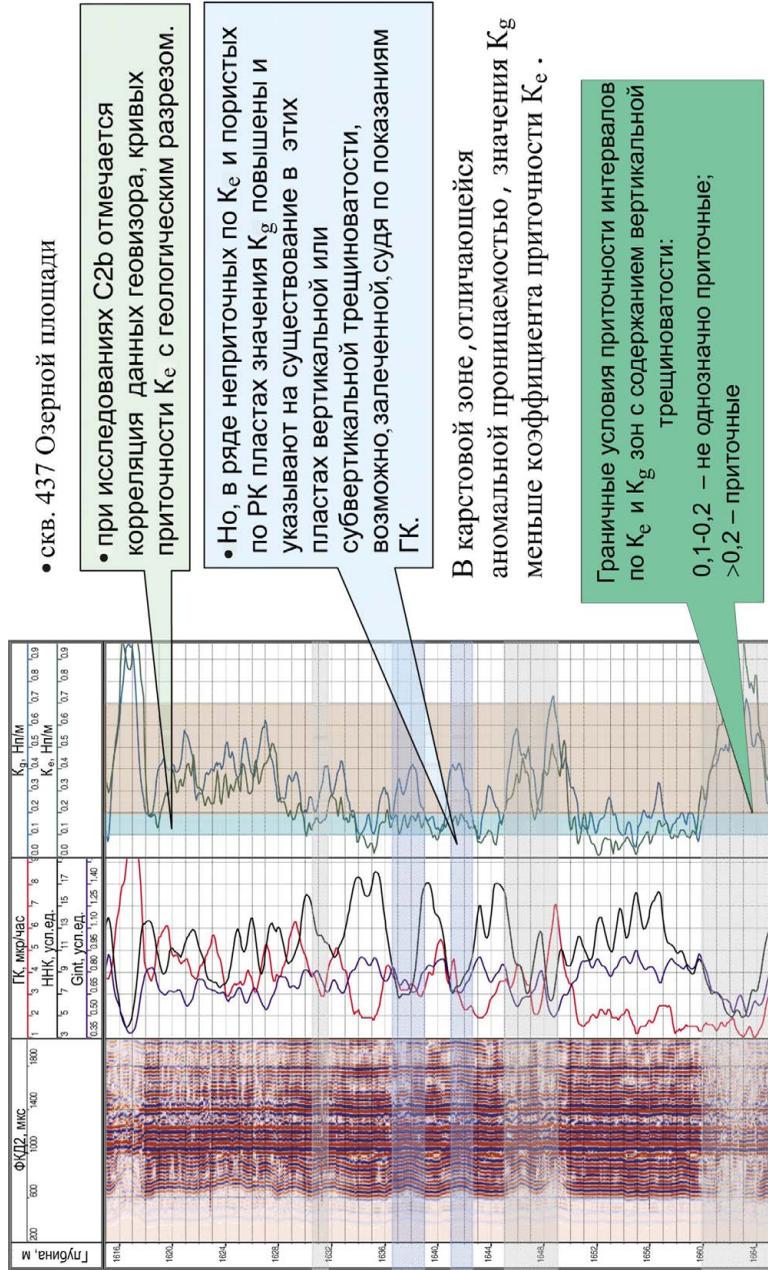


Рис. 2.15. Выделение зон вертикальной трещиноватости в продуктивной части Башкирских отложений (Озерная пл., скв. 506)



• скв. 437 Озерной площади

• при исследованиях S2b отмечается корреляция данных геоизозора, кривых приточности K_e с геологическим разрезом.

• Но, в ряде неприточных по K_e и пористых по РК пластах значения K_g повышены и указывают на существование в этих пластах вертикальной или субвертикальной трещиноватости, возможно, залеченной, судя по показаниям ГК.

В карстовой зоне, отличающейся аномальной проницаемостью, значения K_g меньше коэффициента приточности K_e .

Граничные условия приточности интервалов по K_e и K_g зон с содержанием вертикальной трещиноватости:
 0,1-0,2 – не однозначно приточные;
 >0,2 – приточные

Рис. 2.16. Выделение интервалов с субвертикальной трещиноватостью методом глубинного зондирования (акустическая аппаратура «Геоизозор» (Озерная пл., скв. 437)

на существование в этих пластах вертикальной или субвертикальной трещиноватости.

В итоге, даже на таком литологически сложном объекте, как карбонатные отложения Соликамской впадины, возможно оценить работоспособность ГАЗ для выделения проницаемых за счет множественной трещиноватости пластов.

2.4. ПЛАСТОВАЯ НАКЛОНОМЕТРИЯ

В настоящее время общепризнанна роль метода пластовой наклонометрии в повышении эффективности как поисково-разведочного бурения на нефть и газ, так и на этапах доразведки месторождений. Данные об ориентации геологических тел (напластований), а именно угол и азимут падения геологических поверхностей, а также высокая разрешающая способность метода позволяют проводить точные построения геологических разрезов по профилю, структурных карт, корреляционных схем (в комплексе с данными ГИС), уточнять и контролировать данные сейсморазведки, что особенно важно в условиях глубокозалегающих горизонтов сложно построенных структур, осложненных нарушениями.

Структурные построения в скважине, которые позволяет проводить метод пластовой наклонометрии, – это лишь часть возможностей метода. Оценка по наклонометрии энергетической обстановки осадконакопления исходит из угла наклона поверхности напластования в данном интервале разреза скважины. Использование характеристики косой слоистости, полученной по данным пластовой наклонометрии, при известной палеобстановке дает возможность разделять условия осадконакопления на бары, эоловые дюны, дельтовые рукава и так далее, то есть строить модели седиментации с привлечением данных ГИС.

Метод пластовой наклонометрии позволяет также выделять трещинные зоны, определять характер и ориентацию одиночных субгоризонтальных трещин в горном массиве.

Несмотря на несомненное значение пластовой наклонометрии в комплексе ГИС, путь этого метода внедрения в отечест-

венную практику геолого-разведочных работ весьма труден и тернист. Это, в первую очередь, связано с необходимостью достаточно глубоких геологических знаний геофизику-интерпретатору для расширенной геологической интерпретации данных наклонометрии, во-вторых, со значительной стоимостью проведения данного метода, на что не всегда идет заказчик.

В данном разделе представлены результаты проведенных работ пластовым наклономером (НИД) в разрезах Пермского Прикамья при внедрении и опробовании аппаратуры (НИД) разработки Р.И. Кривоносова и индукционного пластово-трещинного наклономера (ИПТН), разработанного во ВНИИГИС.

Технология цифровой регистрации, обработки и геологической интерпретации данных пластовой наклонометрии разрабатывается в России с 1983 года (В.Н. Дахнов, В.В. Ерохин, Р.И. Кривоносов, В.В. Киселев, О.А. Салафонов, С.Н. Щербаков). Она основана на проверке прибора на метрологической установке, проведении цифровой записи наклономером в скважине и обработке ее по комплексу программ «Наклонометрия». Технология НИД позволяет на основании скважинных измерений определить элементы залегания поверхностей раздела горных пород по их электрическим свойствам. Измерительные электроды, расположенные на прижимном устройстве, записывают изменение удельного электрического сопротивления горных пород вдоль стенки скважины. При пересечении электродами какой-либо физической границы (кровли или подошвы пласта, трещины и т.п.) каждый из электродов пересекает ее на разных высотных отметках. Это дает возможность по взаимному смещению кривых изменения удельного электрического сопротивления определить угол и азимут падения этой границы, если известны азимут ориентации одного из электродов, зенитный угол и азимут скважины и ее диаметр. Для их определения в корпусе прибора расположены цифровой инклинометр непрерывного действия и датчик азимута ориентации. Средний диаметр скважины регистрируется по башмакам управляемого прижимного устройства. Расчеты элементов залегания выполняются по специальной программе с выдачей на печать данных наклонограммы

и инклинограммы. В последних разработках программы выводятся колонки результатов электрического сканирования стенки и профиль скважины (рис. 2.17).

Наклонограмма отражает характер распределения элементов падений пород по глубине скважины, представленных в виде кружка с черточкой, местоположение которых определяется глубиной залегания и углом падения. Азимут падения указывается черточкой (север ориентируется вверх). Исследования наклономером проведены в десятках скважин на различных площадях Пермского Прикамья. По результатам проведенных исследований доработаны вопросы технологии и комплексной интерпретации данных пластовой наклонометрии, которые отражены в соответствующем методическом руководстве (А.И. Губина, 1990).

Благодаря небольшим электродам и очень малому интервалу выборки (каждый 1 см вместо 20 см у других приборов) наклономер имеет наилучшую вертикальную разрешающую способность из всех приборов, предназначенных для работы в открытом стволе.

Результаты замера наклономером угла и азимута падения пластов связаны с энергетической обстановкой осадконакопления. Чем больше разброс величин угла наклона, тем большей энергией обладала окружающая среда во время осадконакопления. Используя характеристику косой слоистости, полученную по данным наклономера, и дополнив ее данными ГИС о пористости и литологии, можно однозначно установить обстановку осадконакопления, тип песчаного тела и положение скважины относительно его элементов.

Метод индукционного пластово-трещинного наклономера (ИПТН) по способу определения элементов залегания пластов и трещин принципиально отличается от зарубежных и отечественных аналогов, использующих контактные способы измерения, когда электроды прижимаются к стенке скважины. Индукционный наклономер является бесконтактным объемным методом, глубинно (до 0,5 м) непрерывно сканирующим по окружности ствола скважины околоскважинное пространство с помощью вращающегося индукционного продольно-поперечного зонда,

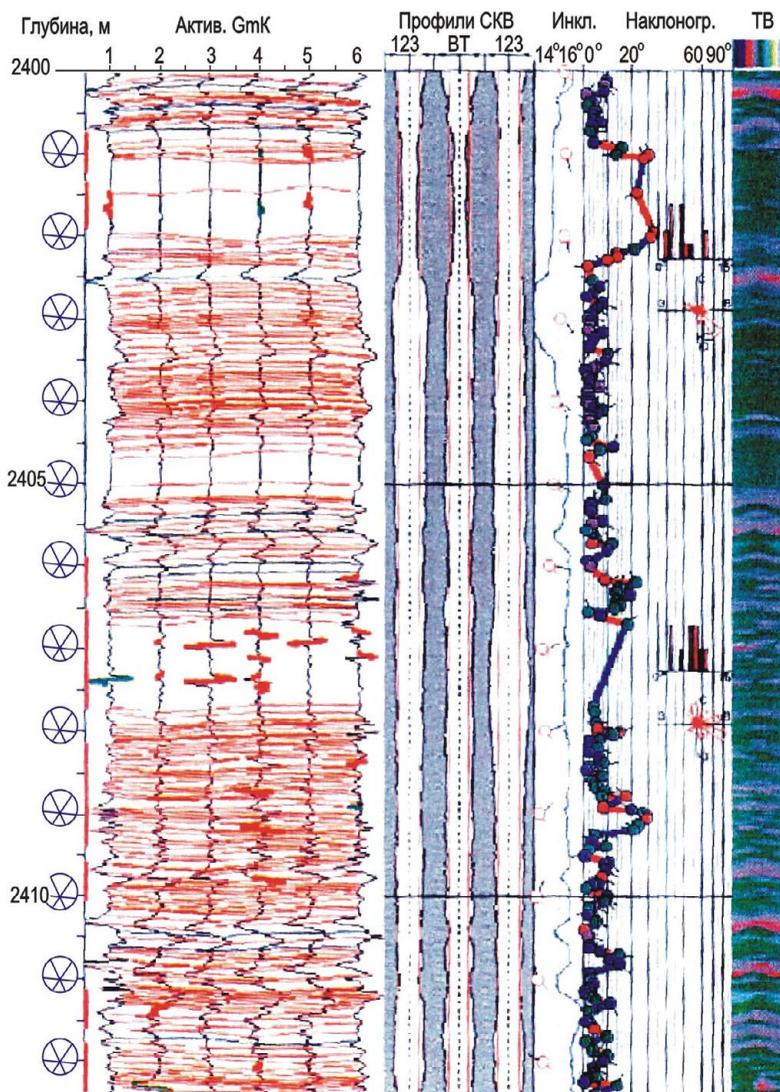


Рис. 2.17. Наклонограмма технологии НИД-2 в дифференциальном виде (Широковская пл., скв. 1)

непрерывно измеряющего анизотропную составляющую удельной электропроводимости пород, азимутально привязанную к сторонам света (А.Ф. Косолапов и др., 2003).

Истинные значения элементов залегания пластов и трещин определяются с учетом инклинометрических данных исследуемой скважины. Достоинствами ИПТН являются большая глубинность и меньшее влияние кавернозности ствола скважины.

В качестве примера на рис. 2.18 приведены результаты измерения аппаратурой ИПТН в карбонатных отложениях турнейского яруса (скв. 75 Енапаевской пл.). В целом по исследованному наклонномером разрезу скважины залегание пластов преимущественно пологое с падением на юго-восток. Аномальное увеличение углов наклона трещин до 60–80° в интервале глубин 1610–1630 м обусловлено преимущественно субвертикальной трещиноватостью пород. На видеограмме пласты и трещины разделяются по резкому несогласию углов наклона. При этом наклонные и субвертикальные трещины выделяются темными синусоидами азимутальной развертки скважины. Светлыми тонами выделяются проницаемые пласты. Полученные результаты ИПТН удовлетворительно согласуются с данными БК-С. Дальнейшие перспективы развития метода связаны с повышением термобаростойкости скважинного прибора и с совершенствованием программного и метрологического обеспечения.

Анализ результатов пластовой наклонметрии показал, что в зависимости от структурных и тектонических характеристик разреза наблюдается определенная закономерность в распределении элементов залегания, которая позволяет облегчить интерпретацию результатов измерений наклонномером:

1. С глубиной азимут и угол наклона практически не изменяются. Такая характеристика может соответствовать согласному и параллельному залеганию пластов и характеризует структурное падение пород.

2. Закономерное увеличение угла наклона с глубиной при практически неизменном азимуте. Эта группа наклонов может быть связана с пересечением скважиной части антиклинальной

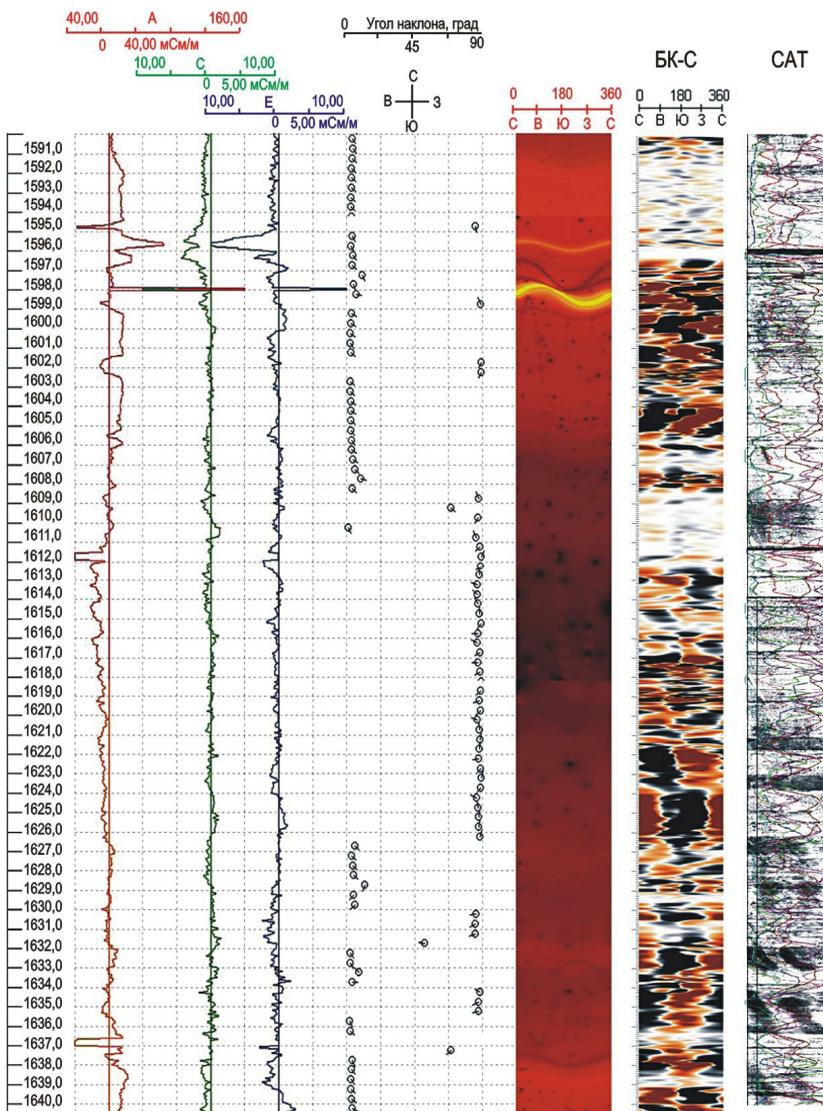


Рис. 2.18. Сопоставление данных ИПТН – БК-С – САТ
(Енаповская пл., скв. 75)

(синклинальной) складки, барами, русловыми отложениями, слоями облекания рифа.

3. Закономерное убывание угла наклона с глубиной, при общей тенденции к сохранению азимута. Эта группа может быть связана с пересечением скважиной резкого углового несогласия, тектонического нарушения, баровых отложений.

4. При переходе ствола скважины с одного крыла складки на другой углы наклона с глубиной уменьшаются и достигают горизонтального положения, после чего происходит постепенное увеличение падения углов, но с противоположным направлением азимута падения.

5. Незакономерное изменение углов и азимутов наклона слоев наблюдается при отсутствии четко выраженной слоистости пород в речных и прибрежных осадках.

6. Резкое увеличение падения углов (до 70°) при изменчивом азимуте на фоне структурного наклона (до 30°) свидетельствует о присутствии в разрезе трещин, зеркал скольжения, различных перемятостей и подворотов пластов.

В работе представлены результаты комплексной интерпретации данных НИД – ГИС – керн – сейсморазведки в осадочных отложениях Пермского Прикамья при решении задач определения структурного наклона, текстурных и структурных свойств пород, определения условий их осадконакопления.

2.4.1. Изучение характера строения порового пространства

Большое разнообразие структурных форм порового пространства, присущее осадочным породам, резкая изменчивость физических свойств, глубокая зона проникновения фильтрата бурового раствора приводят к значительным трудностям при выделении коллекторов, оценке их аккумулирующей емкости и определении характера насыщения.

По данным пластовой наклонотрии разделение коллекторов по типу пористости основывается на анализе дифференциации кривых PN 1–3 и величин распределения углов и азимутов.

Межзерновая пористость

Межзерновая (первичная) пористость представляет собой пустотное пространство между зёрнами или кристаллами породы, а также между раковинами простейших организмов. Такая пористость характерна для всех пород. В процессе диагенеза, под влиянием уплотнения отложений и повышения степени цементации первичная пористость пород снижается. Этим объясняется закономерное уменьшение K_p с глубиной (С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман, 1984).

В разрезах Пермского Прикамья коллекторам порового типа соответствуют низкие значения ГК и НГК, приращения по микрозондам (МЗ). Нулевая или слабая дифференциация корреляционных кривых PN пластового накломера в пластах-коллекторах, выделенных по данным ГИС, указывает на межзерновой или мелкокавернозный тип пористости. Элементы залегания, определяемые по данным наклонометрии в карбонатных коллекторах, как правило, отсутствуют. В терригенных отложениях визейского и франского ярусов, сформировавшихся в континентальных и прибрежно-морских фациях, породы характеризуются различным типом слоистости, и элементы залегания в коллекторах иногда имеют большой разброс значений угла и азимута, обусловленный различной величиной энергии обстановок осадконакопления (А. И. Губина и др., 1990).

На рис. 2.19 (скв. 102 Курашимской пл.) среди плотных известняков башкирского яруса в интервале 1442–1445 м, 1447–1449 м по данным ГИС выделены два пласта с повышенной пористостью. Минимальные амплитуды кривых PN 1–3, отсутствие элементов залегания по данным НИД указывают на межзерновой тип пористости данных пластов.

На рис. 2.20 (скв. 129 Уньвинской пл.) интервал 2200–2230 м представлен нефтенасыщенными песчано-глинистыми отложениями визейского яруса. Структурное падение, определяемое в глинистых породах, составляет 2–5°, с азимутом 340–10°. Отсутствие элементов залегания в кровле песчаника указывает на однородный состав коллектора порового типа. В подошве

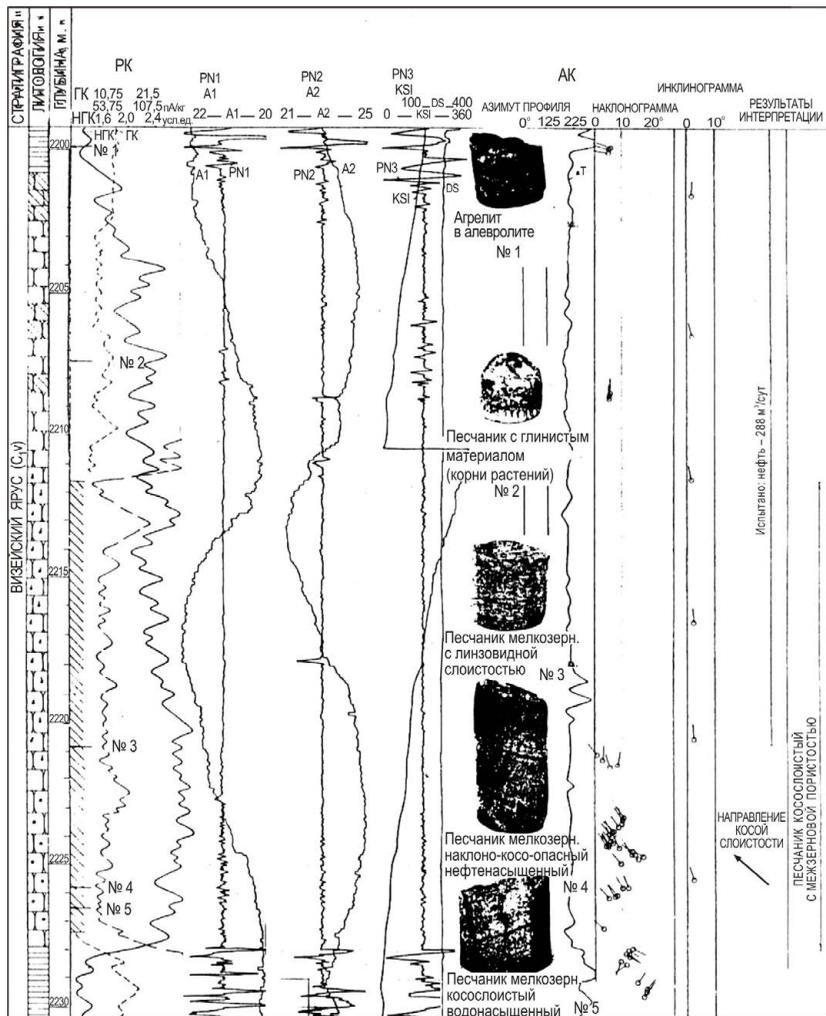


Рис. 2.20. Характеристика терригенных отложений нижнего карбона по данным ГИС-НИД-керна (Уньвинская пл., скв. 129)

песчаника (инт. 2223–2227 м) увеличение углов наклона при постоянном азимуте с уменьшением глубин характеризует направление палеотечения. В данном случае направление переноса осадка происходило в северо-западном направлении с азимутов 340° , близком к структурному наклону пластов. Наличие косой слоистости в исследуемом интервале подтверждается данными керна. В интервале 2227–2230 м отмечается угловое и азимутальное несогласие пород, связанное, по-видимому, с размывом отложений.

Таким образом, проведение скважинных исследований пластовым наклономером в комплексе ГИС позволило существенно повысить эффективность интерпретации геологических и геофизических данных.

Вторичная пористость

Кавернозно-трещиноватая (вторичная) пористость формируется на стадии диагенеза и включает трещины, образованные под воздействием тектонических, тепловых и химических процессов, а также каверн, возникающих при растворении минералов горных пород или химическом преобразовании (С.С. Итенберг, 1984). Трещинная пористость характерна для карбонатных коллекторов и реже для терригенных, подвергшихся значительному метаморфизму.

Определение типа пористости по результатам наклонометрии основывается на различии физических свойств флюида, заполняющего поровое пространство, и его твердой фазы (Р.И. Кривоносов, 1988).

Корреляция кривых *PN* наклонометра против открытых трещин дает аномалию, аналогичную тонкому пропластку с высокой удельной проводимостью. Поэтому высокая или средняя амплитуда кривых *PN* 1–3 при их плохой корреляции, большие углы падения на наклонограмме в пластах с низкой глинистостью, указывают на присутствие в разрезе трещин или трещинно-порово-кавернозных интервалов.

Горизонтальная или наклонная трещина проявляется в виде коротких аномалий на всех кривых наклонометра. Эффект реги-

страции наклономером тонкой трещины, заполненной пиритом или глинистым материалом, контрастной по отношению к вмещающим породам, заключается в возрастании ее кажущейся толщины за счет определенной радиальной глубины исследования измерительной установки. При заполнении трещин кальцитом контрастность ее на диаграмме снижается. При трещиноватости, близкой к вертикальной, аномалии могут исчезать и появляться последовательно на одной или двух кривых PN при вращении наклономера.

Трещиноватость горизонтальная

Характерные аномалии слоистости на трех корреляционных кривых PN пластового наклономера и малый, до 2° , угол падения в пластах с низкой глинистостью (ГК) указывает на горизонтальную трещиноватость пород.

На рис. 2.19 (скв. 102 Курашимской пл.) представлена башкирская нефтяная залежь, приуроченная к порово-трещинным разностям органогенных и органогенно-детритовых известняков, залегающая в 10–15 м ниже кровли башкирского яруса.

В интервале 1427–1435 м по ГИС выделено два нефтегазонасыщенных пласта. По данным наклонометрии пласты характеризуются большими амплитудами изменения электрического сопротивления (PN), что указывает на значительную трещиноватость в пласте, с направлением угла и азимута падения трещин: $\alpha = 2\text{--}10^\circ$, $\theta = 180\text{--}270^\circ$. При перфорации из пласта получено 5 т/сут нефти. Ниже, в интервале 1442–1449 м, по данным ГИС-НИД установлены коллекторы порового типа.

Выделенные пласты коррелируются с пластами скв. 116, 102, 103, 101, расположенных на восточном склоне поднятия, что указывает на наличие в башкирской нефтяной залежи разных типов коллекторов, имеющих площадное распространение.

Таким образом, использование пластовой наклонометрии в комплексе с ГИС позволило на Курашимском месторождении разделить пласты по типу коллекторов и определить направление простиранья трещин.

Вертикальная трещиноватость

Одиночные, контрастные, последовательно повторяющиеся при вращении прибора аномалии на кривых *PN*, прямые вертикальные линии или желоб на видеограмме САТ свидетельствуют о наличии вертикальной трещиноватости. Для определения направления простирания таких трещин в интервалах, где наблюдается резкое расхождение кривых, исследуется ориентация скважинного прибора. Поскольку ориентация башмака *PN 1* на любой глубине известна и известен угол между башмаками прижимного устройства (120°), можно вычислить азимут того башмака, которым зарегистрирована на данной глубине аномалия. Нанося полученные значения азимута падения на частотный график, можно определить преобладающее направление трещин. Направление ориентации трещин можно определить прямым считыванием по видеограмме САТ-2.

На рис. 2.29 (скв. 50 Соликамской пл.) в интервале исследования (1347–1394 м), представленного плотными карбонатными породами артинского яруса, определения элементов залегания по НИД почти отсутствуют.

Однако форма записи кривых *PN 1–3*, характеризующаяся высокими амплитудами сигнала, не коррелируемых между собой, указывает на наличие вертикальной системы трещин. Нанесение результатов определения азимута простирания трещин по каждой кривой *PN 1–3* на частотный график, показало четкую их направленность в субмеридиальном направлении.

В карбонатных турне-фаменных отложениях вертикальные трещины выделены на глубине 2330–2345 м (рис. 2.21).

Системы трещин и прорывов

Протяженные некоррелируемые аномалии *PN*, темные пятна на видеограмме САТ, одинаково ориентированные на разных глубинах скважин, некоторое увеличение диаметра скважины свидетельствуют о наличии системы трещин и прорывов (желобов).

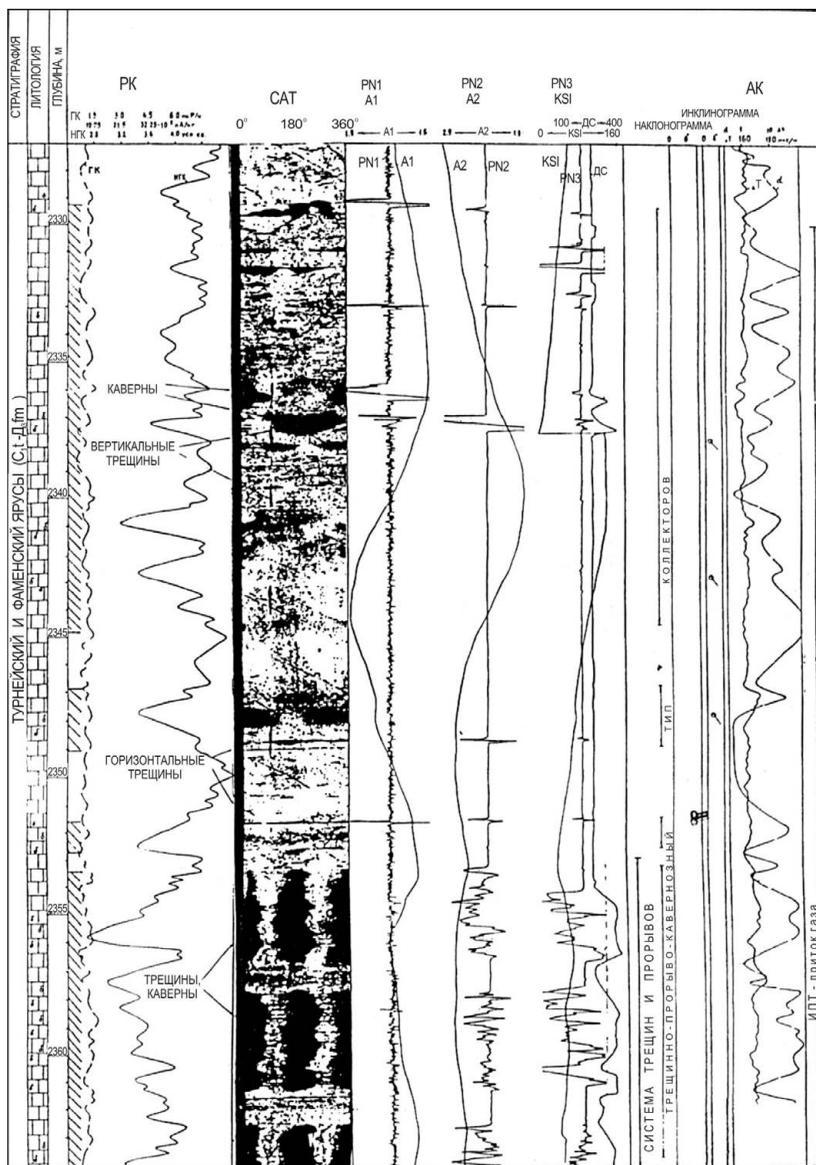


Рис. 2.21. Определение типа коллекторов в турне-фаменских карбонатных отложениях C₁t-D₃fm (Соликамская пл., скв. 50)

Интервал 2327–2364 м представлен известняками турне-фаменского возраста (см. рис. 2.21, скв. 50 Соликамской пл.). Исследования ап. НИД-1 проведены совместно с САТ-2. Изрезанность кривых PN , повышенное поглощение акустического сигнала по АК (α) и на снимках САТ указывает на наличие в разрезе коллекторов трещинно-порово-кавернозного типа. При этом в интервале 2352–2364 м отмечается четко направленная система желобов с ориентацией С-Ю.

В скв. 407 Гежской пл. наклономером исследована двухсотметровая толща в кровле турне-фаменских карбонатных отложений. Анализ результатов проведенной наклонометрии и съемки САТ в комплексе со стандартными методами ГИС показывает, что породы в интервалах 1888–1966 м, 2012–2052 м, сильно разбиты вертикальными и хаотично направленными трещинами (рис. 2.30). Сильная изрезанность кривых PN и остановки кручения прибора указывают на интенсивное образование желобов и в интервалах 1996–2004 м, 2008–2052 м. Все желоба образовались на юго-восточной и северо-западной частях стенки скважины и имеют ориентацию 330–150°.

Трещиноватость наклонная (хаотичная)

Контрастные аномалии на кривых PN 1–3 при плохой их корреляции от башмака к башмаку, темные пятна на видеogramме САТ, аномально высокие углы падения на наклонограмме в пластах с низкой глинистостью указывают на наличие в разрезе наклонных открытых трещин.

В скв. 129 Уньвинской пл. исследования проведены ап. НИД-1 совместно с САТ-2 (рис. 2.22). По данным ГИС нефтенасыщенные коллекторы в C_{26} выделены до глубины 1931,8 м. Среди плотных известняков, характеризующихся по данным ГИС минимальными амплитудами кривых PN , интервалы коллекторов отличаются средними амплитудами PN , которым на снимках САТ соответствуют участки повышенного поглощения акустического сигнала. Такой характер записи говорит о наличии в пластах хаотической трещиноватости.

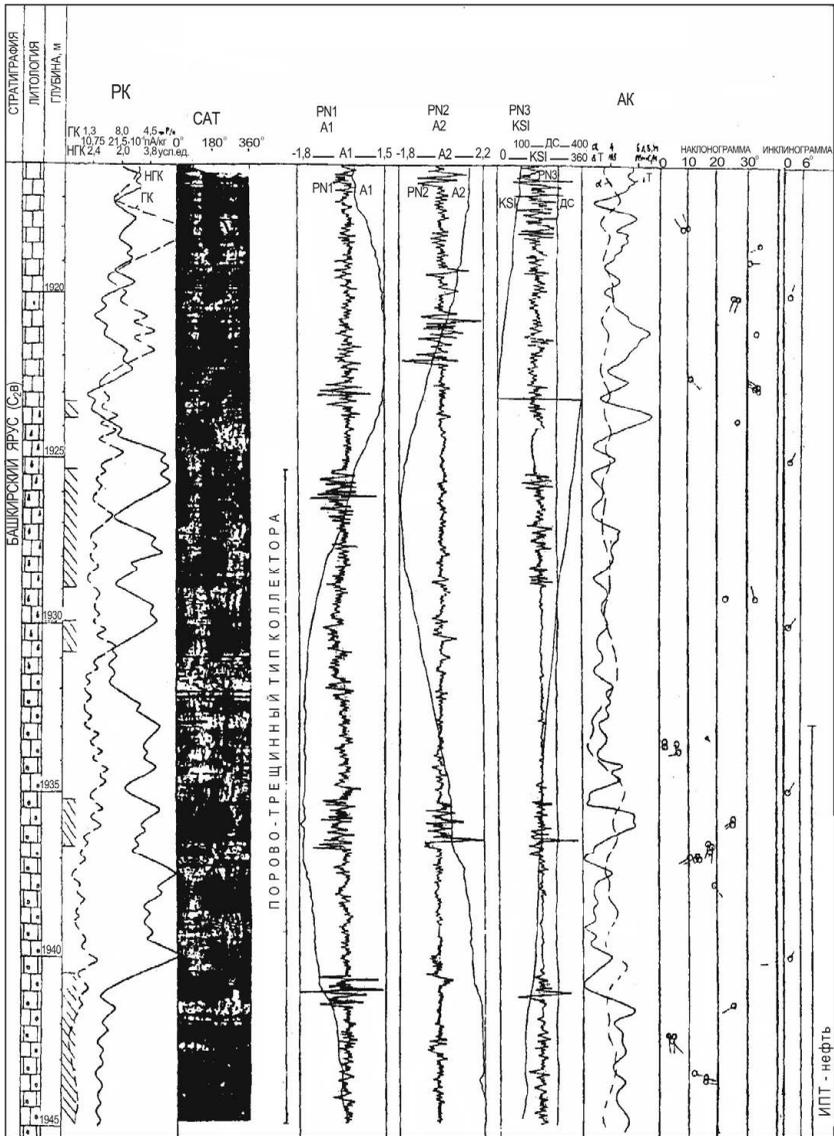


Рис. 2.22. Характеристика башкирских карбонатных отложений по данным ГИС и НИД-1 (Уньвинская пл., скв. 129)

Межзерновая кавернозно-трещинная пористость

Комбинация характеристик пористости (межзерновой, трещинно-кавернозной) показывает на смешанный тип пористости коллекторов (рис. 2.23). По данным ГИС карбонатные отложения представлены чередованием плотных и низкопористых нефтенасыщенных пород турне-фаменского возраста. При перфорации из данного интервала получена нефть. Слабая, на отдельных участках значительная амплитуда кривых PN , темные пятна на видеограмме САТ свидетельствуют о трещинно-порово-кавернозном типе пористости выделенных коллекторов. По акустическому каротажу (АК) им соответствуют участки значительного поглощения акустического сигнала.

Полученные данные позволяют сделать вывод, что в турне-фаменских отложениях развиты коллекторы трещинно-порово-кавернозного типа. Наиболее трещиноватые породы развиты ниже уплотненных пород кровли турнейского яруса.

2.4.2. Определение структурного наклона

В структурной геологии исходным понятием является «геологическое тело» – это часть статического геологического пространства, ограниченная геологической границей. Геологическое тело может быть охарактеризовано формой и структурой. Форма связывается с ограничивающейся поверхностью. Структура отражает строение тела. Самыми распространенными формами осадочных плитообразных геологических тел являются слойки, слои, пласты. Все остальные формы – складки, линзы, залежи и т.д. определяются через эти фундаментальные понятия.

Длина и ширина пластов могут измеряться километрами, а мощность (толщина) – от долей до сотен метров. На слабо дислоцированных участках пласты имеют обычно спокойное пологое или наклонное залегание, а при интенсивной дислокации приобретают более сложные геометрические формы. Линейные

и угловые величины, установленные в отдельных точках или участках, и в совокупности позволяющие составить наглядное представление о форме и условиях залегания, называются геометрическими параметрами пласта. К ним относятся: простирание и падение поверхности (кровли или подошвы), характеризующиеся элементами залегания: мощность; глубина залегания; положение в пространстве элементов симметрии.

Интерпретация наклонограмм совместно с геологическими исследованиями и данными разведочной геофизики заключается в установлении и объяснении особенностей залегания геологических тел по вскрытой скважиной последовательности геологических границ, их ориентации и положению в разрезе скважины.

Пространственное размещение структур различных типов обусловлено историей геологического развития региона, структурно-фациальной зональностью различных стратиграфических комплексов, степенью активности и временем проявления тектонических процессов.

Структурный наклон – это преимущественный угол и азимут падения комплекса осадочных горных пород значительной мощности в пределах их сечения данной скважиной. Определение в скважине азимута и угла структурного падения пластов имеет важное значение для изучения формы геологических залежей. Особенно необходимы эти данные при бурении поисковых скважин и на площадях со сложным геологическим строением. Наличие такой информации обеспечивает более точное определение местоположения первых скважин и позволяет целенаправленно закладывать последующие скважины. Для определения структурного наклона по данным наклонометрии используются визуальные и статистические методы (Р.И. Кривонос, 1988; А.И. Губина, 1987, 1990). К визуальным относятся методы выделения моделей, сопоставления с данными ГИС, периодического параллелизма, выделения пологих (наименьших) падений. К статистическим относятся методы определения средних значений, построения гистограммы угла и азимута падения.

Пологие регулярные падения, характеризующие структурный наклон, наблюдаются в глинах, глинистых глубоководных сланцах и известняках. Структурный наклон в таких породах определяется графически, путем проведения условной линии корреляции элементов залегания по углу и азимуту падения, которая наносится пунктиром, проведенным через элементы залегания с близкими значениями.

Метод параллелизма основан на определении структурного наклона по наблюдаемым синхронным падениям на разных глубинах. В платформенных областях самые пологие падения характеризуют структурные. Довольно часто величина угла падения по разрезу скважины колеблется в небольших пределах вокруг среднего значения, тогда как азимут остается постоянным. В этом случае средние значения величин углов падения соответствуют структурному наклону. Средние значения можно определить по гистограмме азимута и угла. В программе обработки наклонотрии реализовано статистическое построение гистограмм азимута и угла с шагом 50 м. Последовательный анализ гистограмм на наклонотриграмме облегчает определение структурного падения.

Для разрезов Пермского Прикамья с целью выделения интервалов, характеризующих структурное падение, был проанализирован материал пластовой наклонотрии по всем стратиграфическим горизонтам.

В карбонатно-глинистых отложениях среднего карбона структурные падения отмечаются в глинистых пластах *каширского и верейского горизонтов*.

Скв. 12 Маговской пл. расположена на западном борту Маговской структуры по сейсмическому отражающему горизонту II ($C_{1tl_тер}$). В карбонатных отложениях промышленно нефтеносными являются башкирские и турне-фаменские залежи. Исследования наклонотриграммой проведены в отложениях среднего карбона (инт. 1742–1894 м). По данным пластовой наклонотрии в инт. 1760–1787 м (рис. 2.24) отмечено четкое азимутальное падение пород на запад (250°). Определения элементов залегания приурочены в основном к тонкослоистым

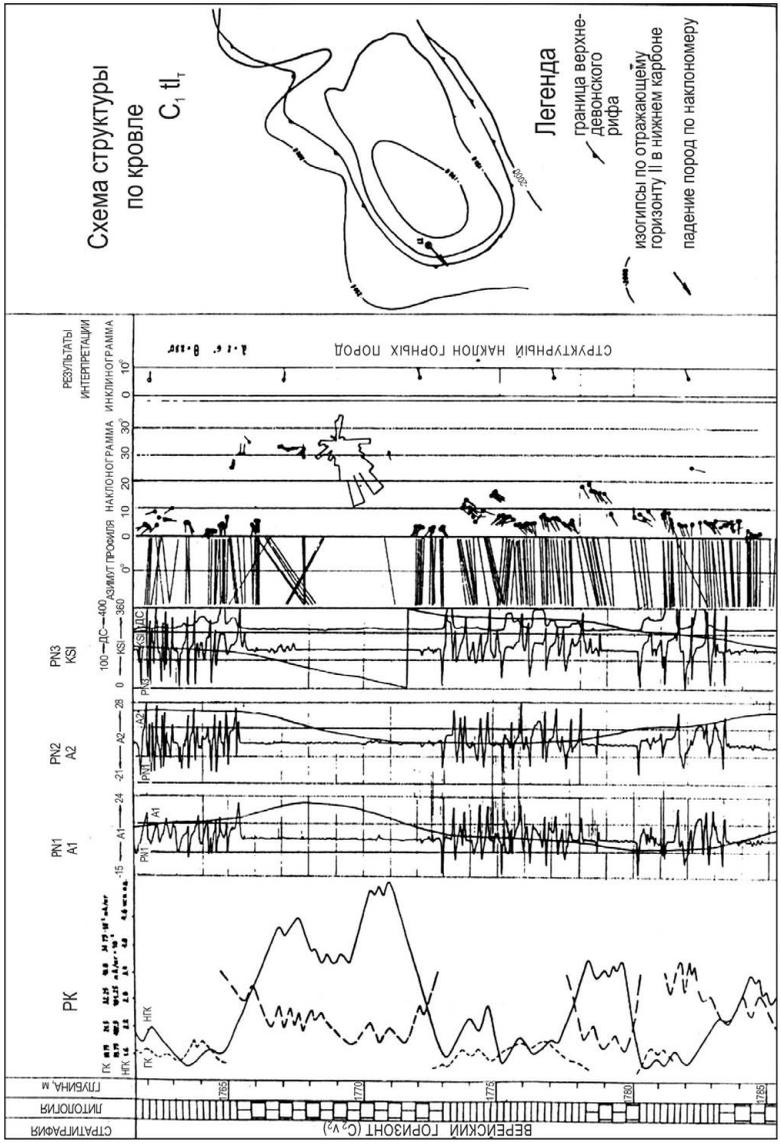


Рис. 2.24. Определение структурного наклона в карбонатно-глинистых отложениях среднего карбона (Маговская пл., скв. 12)

глинистым пластам верейского горизонта. Полученные результаты указывают на полное соответствие структурных планов нижнего и среднего карбона и подтверждают правильное положение скважины на сейсмической структуре.

Скв. 100 Калетовской пл. расположена на северо-восточном склоне Западно-Митрохинской структуры по изогипсам кровли пачки иренского горизонта ($P_{1к}$). Четкая горизонтальная слоистость карбонатно-глинистых отложений C_{2ks-pd} , выделенная по комплексу «пластовый наклономер – скважинный акустический телевизор (САТ)», указывает на структурный наклон отложений на запад (270° – 290°), что не совпадает со структурным планом нижнепермских отложений. Смена направлений падения пород в интервалах 1266–1271 м (180° , 330°) позволяет предположить наличие в разрезе азимутальных несогласий (рис. 2.25).

В карбонатных отложениях *башкирского яруса* слоистость пород слабо выражена и определение структурных падений затруднительно.

В *окско-серпуховских* карбонатных отложениях, характеризующихся повышенными значениями НГК и ГК, амплитуды сигнала кривых PN 1–3 близки к нулю, что говорит об отсутствии четкой слоистости в разрезе.

В нижней части глинисто-карбонатной пачки *тульского горизонта*, где прослеживается хорошая корреляция кривых PN –1–3 с небольшими углами и постоянным азимутом падения, можно достаточно уверенно определять структурное падение пород ($N=4$ –8).

Скв. 432 Долдинской пл. расположена вблизи свода Амборской структуры по отражающему горизонту II (рис. 2.26). По результатам пластовой наклонометрии скважина расположена на юго-восточном борту структуры, что говорит о смещении структуры к северо-западу относительно данных сейсморазведки.

Поскольку терригенные отложения *визейского яруса* сформированы в прибрежно-морских и континентальных обстановках, характеризующихся высокими энергиями осадконакопления, дающих различные углы и азимуты падения, определение структурного наклона пород в них затруднительно.

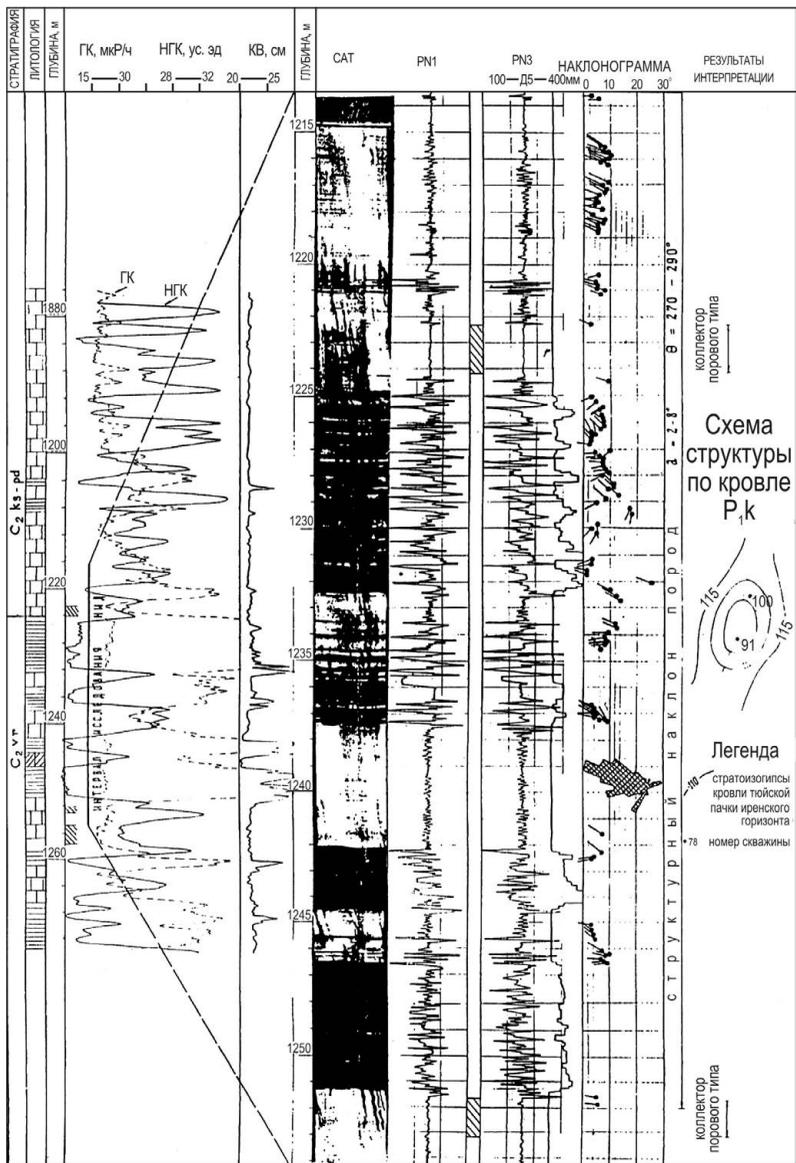


Рис. 2.25. Определение структурного наклона и типа коллекторов в карбонатно-глинистых отложениях верейского горизонта по данным НИД (Калетовская пл., скв. 100)

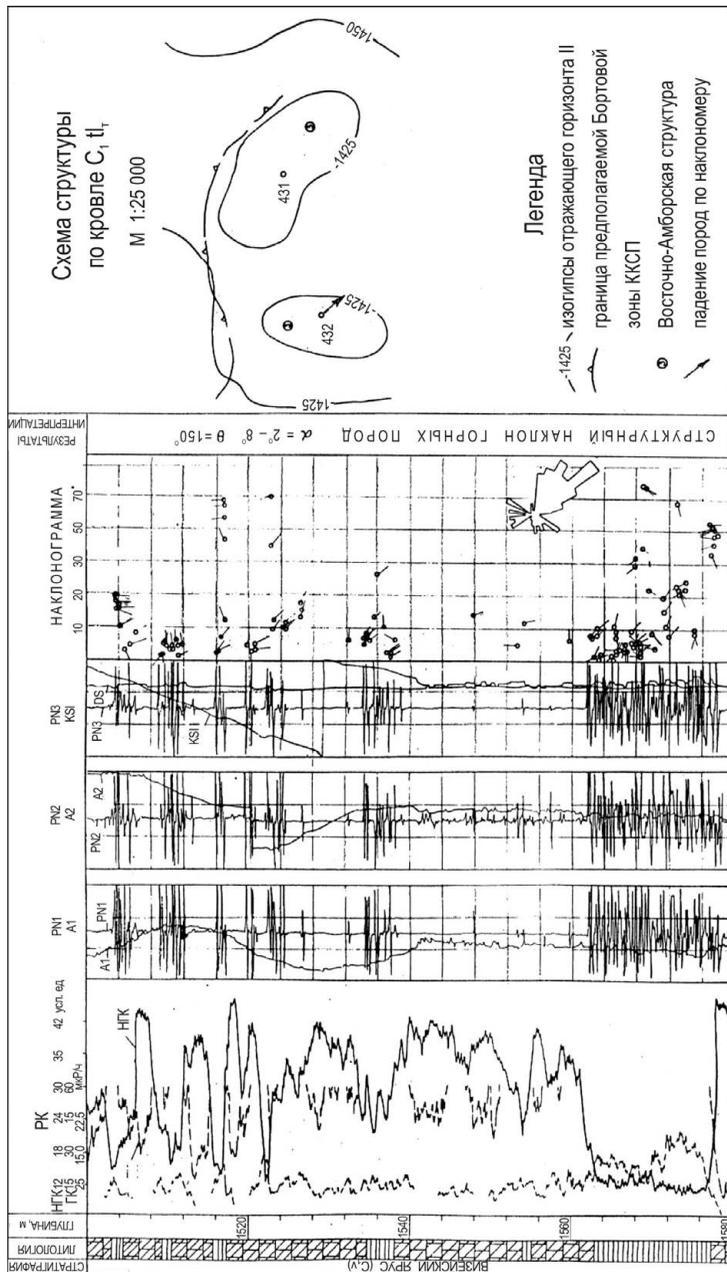


Рис. 2.26. Определение структурного наклона в карбонатно-глинистых отложениях визейского яруса (Долдинская пл., скв. 432)

В карбонатных *турне-фаменских* отложениях, где отмечаются отдельные интервалы глин и глинистых известняков, отложившихся в спокойных обстановках осадконакопления и характеризующихся хорошей дифференциацией и корреляцией кривых *PN 1–3*, можно достаточно уверенно определять структурное падение пород.

Сопоставление полученного по наклонметрии структурного наклона с данными сейсморазведки показано на рис. 2.27.

На Торховском поднятии В-Соликамской площади наклонметрией исследованы три скважины 111, 112, 113. Они удалены друг от друга на 1,5 км таким образом, что устья их на карте находятся в вершинах равнобедренного треугольника. По материалам сейсморазведки скв. 112 находится на менее пологом ($4\text{--}6^\circ$) крыле структуры, построенной по отражающему горизонту C_{1t} по линии профиля, имеющего северо-западное, юго-восточное направление и проходящего вблизи скв. 112 и 113, а скв. 113 – на пологом крыле (2°). Падение в первом случае на северо-запад, во втором – на юго-восток в плоскости профиля (см. рис. 2.27).

По наклонограммам определено структурное падение отложений нижнего карбона в скв. 112 на запад, северо-запад, в скв. 113 на юг, юго-восток, что соответствует данным сейсморазведки. Западнее поднятия предполагается вытянутая с севера на юг зона тектонического нарушения. Возможное влияние этого нарушения обнаруживается в интенсивном желобообразовании в этих скважинах, ориентация которого север-юг совпадает с простираем зоны. В карбонатных коллекторах C_{1t} - D_3fm , C_{1s} , C_{2ks} - pd присутствует трещиноватость, песчаники в терригенной части визейского яруса с межзерновой пористостью. Коллектора C_{2vg} - b порового типа.

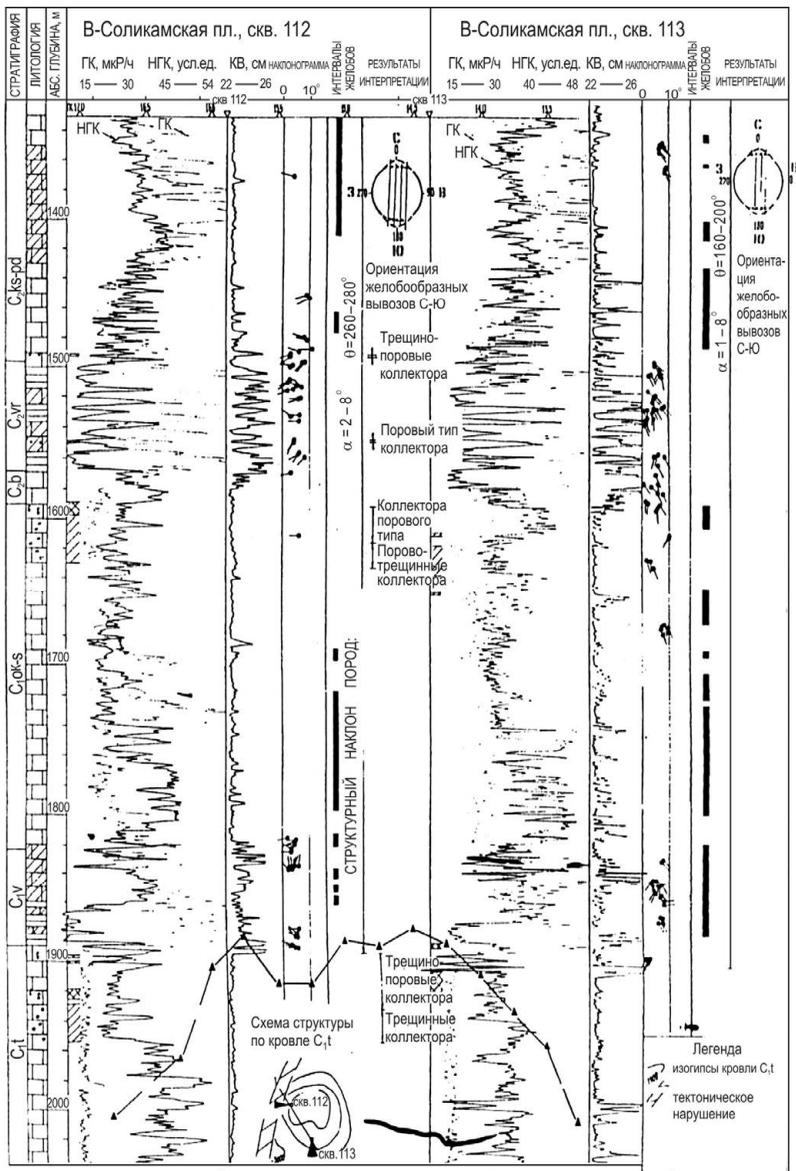


Рис. 2.27. Комплексная интерпретация данных ГИС, сейсморазведки и НИД (Соликамская пл., скв. 112 и 113)

Таким образом, в условиях Пермского Прикамья, где в геологических разрезах преобладают малоамплитудные структуры, сложенные в основном карбонатными породами, определение структурного наклона пород с целью уточнения формы структур и положения на них скважин следует проводить в интервалах глинистых пород, характеризующихся номинальным диаметром скважины и малыми углами падения в отложениях C_2ks-vr , C_{1tl} , C_{1t-D_3fm} . В данных отложениях регулярные падения плоскостей напластования с близкими значениями углов и азимутов соответствуют структурному наклону горных пород. Количество элементов залегания на 1 метр составляет 6–8 определений, что позволяет достаточно уверенно определять падение пород. Полученные значения плотности определения элементов залегания могут использоваться как критерий оценки качества измерений.

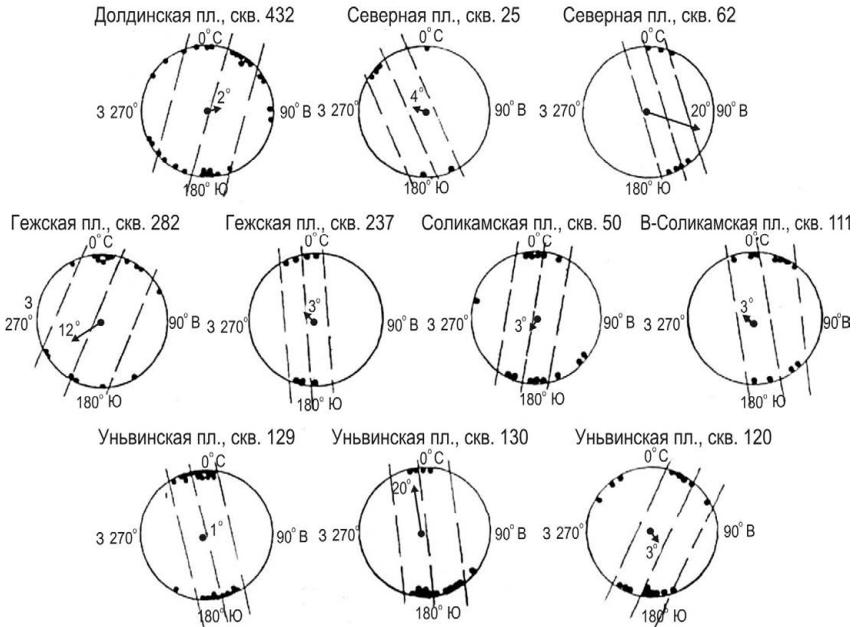
2.4.3. Выделение напряженных интервалов пород и определение направления бокового горного давления

Изучение направления ориентации эллипсовидности ствола скважин (желобообразных вывалов) используется для определения направления горизонтального напряжения, с которым может быть связана ориентация вертикальной трещиноватости в горных породах (Джон У. Кокс, 1988; Е.А. Бэбкок, 1978; А.И. Губина, 1989).

С этой целью на всех изученных площадях Пермского Прикамья в интервалах исследования пластовым наклономером определена ориентация желобов, показанная на круговых диаграммах (рис. 2.28).

Впервые эллипсовидные расширения ствола скважин были задокументированы американским геофизиком Джон У. Коксом в 1988 г. при изучении диаграмм четырехрычажного наклономера. В 1978 г. Е.А. Бэбкоком была доказана связь между ориентацией трещин и расширением ствола скважины и сделано предположение, что неравномерные горизонтальные напряжения могут быть причиной этого явления и что расширение параллельно направлению минимального напряжения.

Предуральский прогиб



Платформа

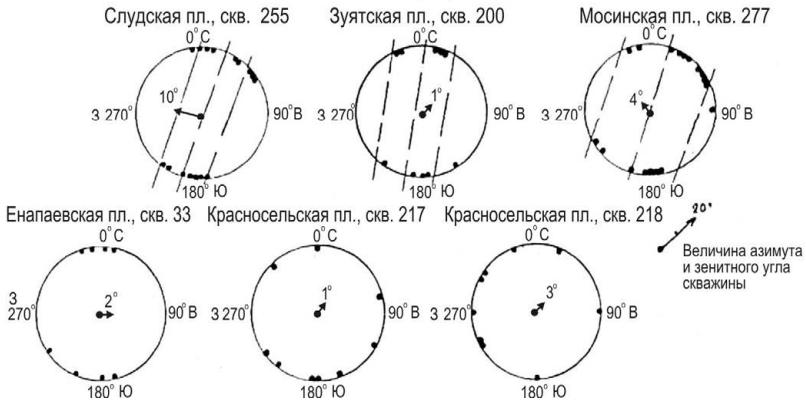


Рис. 2.28. Определение ориентации эллипсовидности ствола скважины на площадях Пермского Прикамья

Дальнейшие исследования (Браун и др.) показали, что системы трещин ориентированы в направлении «слабости» и сделано предположение, что искусственные трещины, образующиеся при гидроразрыве пласта, также совпадают по направлению с расширением ствола скважин. Эта информация может использоваться при планировании мест расположения скважин для максимально эффективного дренажа скважин.

Определение ориентации расширения ствола скважин, измеряемого наклономером, базируется на своеобразном характере записи кривых накломера. Желобообразным вывалам соответствуют аномалии кривых PN , которые могут появляться и исчезать последовательно на одной или двух кривых PN при вращении накломера. Для определения направления желобообразных вывалов в интервалах, в которых наблюдается резкое расхождение кривых PN , исследуется ориентация скважинного прибора.

Поскольку ориентация башмака $PN1$ на любой глубине известна и известен угол между башмаками (120°), можно вычислить азимут того башмака, которым зарегистрирована на данной глубине аномалия. Нанеся полученные значения азимута падения на частотный график, можно определить ориентацию желобообразных вывалов.

Данная методика в комплексе со снимками САТ использовалась для определения преобладающего направления эллипсовидности ствола скважин в разрезах Пермского Прикамья (рис. 2.29). При изучении ориентации расширения ствола скважины необходимо учитывать, что увеличение диаметра скважины можно разделить на два типа. Одним из них являются расширения, обусловленные разрушением пород при наличии напряжения. Они обычно хорошо ориентированы (прорывы). Расширения второго типа, называемые «размывами», обуславливаются механическим воздействием бурильной колонны и промывочных жидкостей. В отличие от прорывов размывы обычно не проявляют определенной ориентации, если на них не влияет отклонение стола скважины. Эти два типа могут сосуществовать или накладываться друг на друга, что приводит к разбросу точек, определяющих направление прорыва.

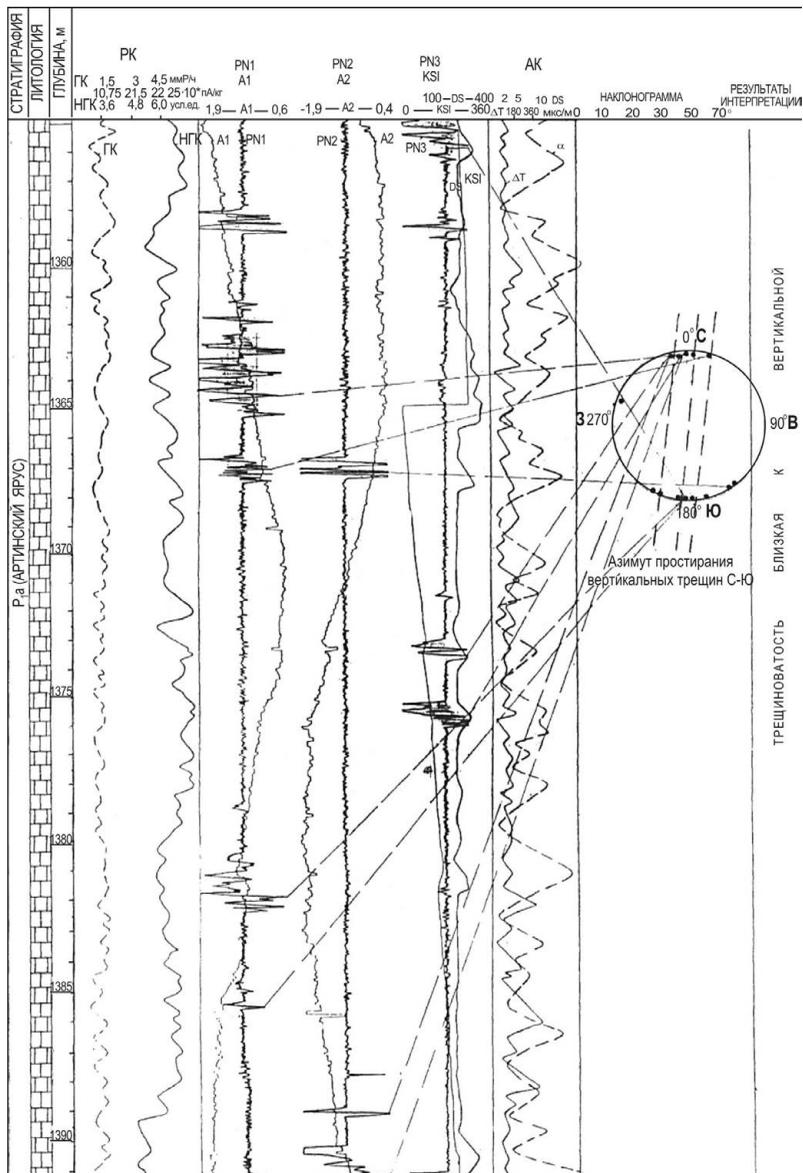


Рис. 2.29. Определение желобчатых вывалов ствола скважины по данным НИД-1 (Соликамская пл., скв. 50)

Из всех скважин, исследованных наклономером, наиболее четкая направленность ориентировки желобов отмечена у скважин Предуральского прогиба, где, по-видимому, породы находятся под большим боковым напряжением со стороны Русской платформы и Урала (см. рис. 2.28).

Преимущественное направление ориентации желобов север-юг, параллельно протяженности Предуральского прогиба и складчатого Урала с небольшими отклонениями азимут простирания на северо-запад, северо-восток. На ориентированных снимках стенки скважин, снятых аппаратурой САТ, желобам также соответствует направленность север-юг (скв. 50 Соликамской пл., скв. 111 В-Соликамской пл.).

Для платформенных площадей наличие желоба в скважинах отмечается значительно реже, чем в прогибе. Для Красносельской пл. отсутствие однонаправленности желобов может указывать на очень малые величины горизонтального напряжения в породах и образование желобов только за счет «размылов» стенки скважины (см. рис. 2.28).

Для изучения связи направления искусственной трещиноватости, образуемой при гидроразрыве пласта, с ориентацией желобов, в скв. 407 Гежской пл. наклономером исследована двухсотметровая толща в кровле турне-фаменских отложений (рис. 2.30). В интервале 2020–2030 м, где по ГИС выделены нефтенасыщенные коллекторы порово-трещинного типа, проведено воздействие на породу сильной ударной волной. Анализ результатов проведенной наклонометрии и снимков САТ в комплексе со стандартными методами ГИС показывает, что породы в интервалах 1888–1966 м, 2012–2052 м сильно разбиты вертикальными и хаотично направленными трещинами.

В интервалах воздействия ударной волны четко прослеживается вертикальный желоб с ориентацией вывалов север-юг, что совпадает с общим направлением желобообразных вывалов на площади и в Предуральском прогибе.

Полученные результаты подтверждают тесную связь ориентации искусственной трещиноватости, образуемой при гид-

поразрыве пластов, с направлением горизонтального напряжения пород по площади.

С целью установления влияния искривления ствола скважины на желобообразование использовалось сопоставление азимутов ориентации желобов и проложения скважин. Для этого на круговые диаграммы с определением азимута эллипсовидности ствола скважин наносились угол и азимут проложения скважин. Сопоставление полученных результатов по шести наклонным скважинам показало, что в четырех скважинах (скв. 755 ПСУ, 130 Уньвинская пл., 282 Гежская пл., 255 Слудская пл.) направление азимута ориентации желобов и азимута проложения скважин совпало: север-юг, северо-восток-юго-запад (см. рис. 2.28). Однако учитывая, что для всех скважин Предуральского прогиба характерно направление желобов север-юг, то в данном случае желобообразование может быть связано с тектоническим фактором.

В двух скважинах (скв. 99 В-Солиамской пл., 62 Северной пл.) азимут проложения скважин (северо-восток, восток) не совпадает с направлением ориентации вывалов (север-юг). Полученные результаты указывают на преимущественное влияние на ориентацию желобов тектонического фактора.

С целью изучения приуроченности желобов к отложениям определенного возраста проведена их стратиграфическая привязка и построены номограммы распределения частот по возрастам.

Для скважин Предуральского прогиба желобообразование отмечено почти во всех стратиграфических горизонтах (P_1 – D_3). Однако по частоте они резко отличаются. Так, для отложений P_1 из шести исследованных скважин во всех интервалах встречаются желоба. При этом для отложений верейского горизонта на 15 исследованных скважинах желобообразование отмечено лишь в одной. В карбонатных отложениях C_3 – C_2 – C_1 и D_3 частота случаев желобообразования составляет 40–70 % (см. рис. 2.28).

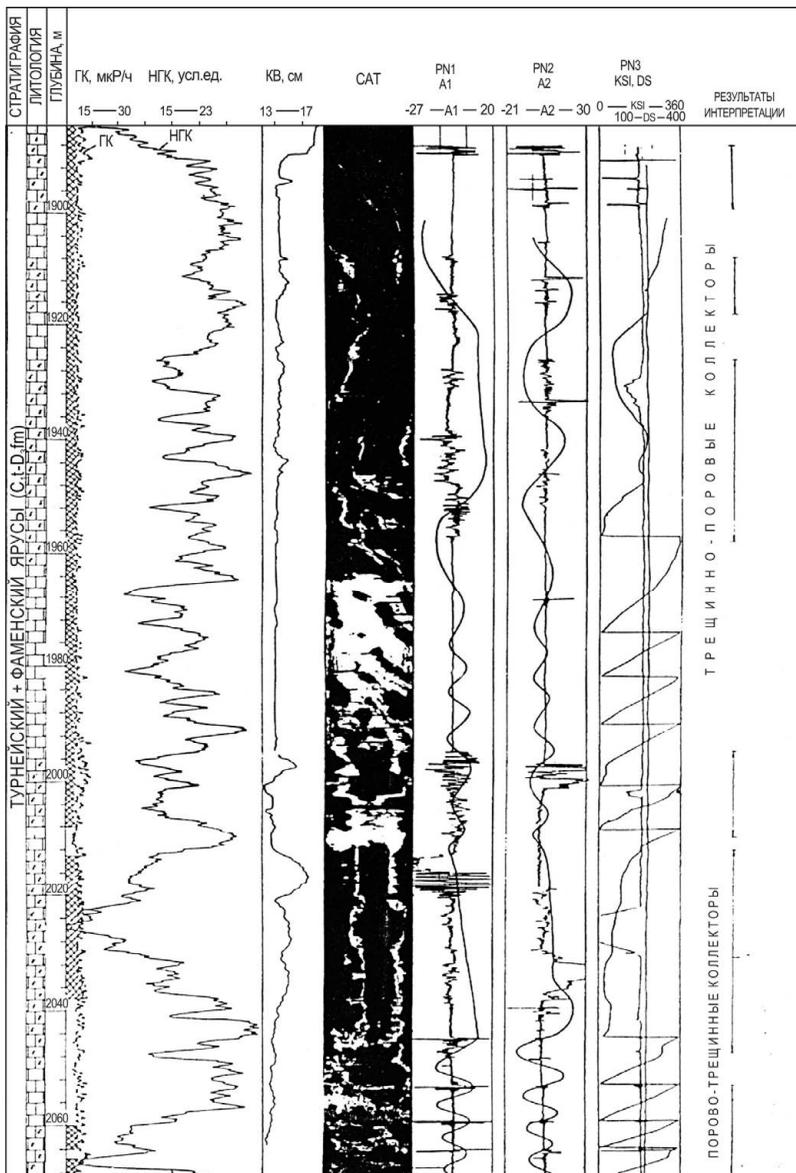


Рис. 2.30. Определение типа коллектора в карбонатных отложениях по данным НИД (Гежская пл., скв. 407)

На платформенных площадях исследования пластовым наклономером проведены в отложениях от верхнего карбона до рифея (С₃–Rf). Желобобразование отмечено в скважинах, наиболее близко расположенных к Предуральскому прогибу, и приурочено к карбонатным породам окско-серпуховского, турне-фаменского и рифейского возраста и к контактам пород разного литологического состава.

При изучении направления горизонтального напряжения необходимо учитывать, что небольшие изменения ориентации желобов, отмечаемые по вертикали в скважине, могут объясняться локальными напряжениями. Так, траектории общего напряжения могут прерываться антиклиналями, являющимися полезной частью структурной информации. Поэтому общий статистический анализ определения ориентации желобов по стволу не всегда оправдан. С целью детального анализа напряжений для пород разного литологического состава и возраста следует определять распределение ориентации желобов-образных вывалов по интервалам.

Таким образом, использование скважинных данных о желобах для определения ориентации напряжения в породах может оказать помощь в решении как геологических, так и технических задач. Однако в настоящее время зависимость между степенью прорыва и величиной напряжения в породе неизвестна, по этим данным можно определять только ориентацию горизонтального напряжения.

Для скважин Предуральского прогиба характерна четкая направленность желобов север–юг. Для платформенных площадей ориентация желобов носит расплывчатый характер, но отмечается преимущественный азимут ориентации север–юг в скважинах, расположенных ближе к границам Предуральского прогиба.

Отсутствие связи ориентации желобов с азимутом и углом проложения скважин указывает на преимущественное влияние на ориентацию желобов тектонического фактора.

Определение направления горизонтального напряжения пород поможет пониманию тектоники района и поведения коллекторов при гидроразрыве и эксплуатации залежей.

2.5. ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ОБРАБОТКИ СТАНДАРТНОГО КОМПЛЕКСА ГИС

Для пространственного моделирования, проектирования и контроля за разработкой месторождений необходимо знать множество количественных параметров, таких, например, как пористость, проницаемость, содержание глинистых минералов и другие.

Изучением коллекторов по геофизическим данным занимались сотни отечественных и зарубежных исследователей – В.Н. Дахнов (1978), С.Дж. Пирсон (1966), Б.Ю. Вендельштейн (1990), В.В. Ларионов (1969), С.С. Итенберг (1984) и многие другие. Немалая заслуга в деле разработки и внедрения новых способов интерпретации материалов ГИС принадлежит Р.А. Резванову (1982), Г.А. Шнурману (1984), Р.И. Кривоносову (1988), С.Б. Кожевникову (1977), Т.Ф. Дьяконовой (1991), Л.Е. Кнеллеру (1990) и другим.

При проведении ГИС оптимальным комплексом методов и обеспечении качества этих исследований при наличии петрофизических зависимостей между геофизическими и подсчетными параметрами изучаемого объекта, а также эффективных программ обработки можно получать достоверные параметры об изучаемом коллекторе.

Для изучения продуктивных отложений в Пермском Прикамье применяется обязательный комплекс ГИС (табл. 2.1), в который включены замеры кажущегося удельного электрического сопротивления (КС) градиент-зондами и амплитуды ПС, боковой каротаж (БК), микробоковой (БМК), радиоактивный (ГК, НГК, ННК), акустический (АК), индукционный (ИК) и кавернометрия (ДС). Самостоятельно или в комплексе с другими методами они используются для литологического расчленения и корреляции разрезов, выделения коллекторов нефти, газа и воды и оценки их коллекторских свойств, контроля технического состояния скважины и разработки месторождения (табл. 2.2).

Таблица 2.1

**Обязательные комплексы геофизических исследований
необсаженных скважин для решения геологических
и технических задач**

Структура комплекса	Категория скважин		
	Опорная, параметрическая	Структурная, поисковая, оценочная, разведочная	Эксплуатационная
1	2	3	4
Общие исследования (по всему разрезу скважин)	ГТИ, ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ККГ-П, профилометрия, инклин., рез., термометрия, ВСП	ГТИ, ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ККГ-П, профилометрия, инклин., резистивиметр, термометрия ¹ , ВСП ²	ГТИ ³ , ПС, КС (1–2 зонда из состава БКЗ), БК ³ , ГК, НК, АК ³ , ККГ-П ³ , профилометрия, инклин., резистивиметр
Постоянная часть детальных исследований	ПС, БКЗ, БК, ИК, (ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК, (СГК), НК, ИНК, АК, ГТК-П (ГТК-ЛП), накл., ЯМК, КВМ	ПС, БКЗ, БК, ИК, (ЭМК), МК, БМК, профилометрия, ГК, (СГК), НК, ИНК, АК, ГТК-П (ГТК-ЛП) ⁴ , накл ⁵	ПС, БКЗ, БК, ИК, (ЭМК), МК ³ , БМК, профилометрия, ГК, (СГК) ³ , НК, АК, ГТК-П (ГТК-ЛП) ^{3,4}
Изменяемая часть детальных исследований (дополнительные исследования):			
– в сложных (трещинных, глинистых, битуминозных) коллекторах	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, ЭК-сканирование, АК-сканирование, ЯМК
– для определения межфлюидных контактов	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК
– при низком выносе керна	СКО (отбор образцов пород сверлящим керноотборником)	СКО	

Окончание табл. 2.1

1	2	3	4
– при неоднозначной интерпретации	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине	ГДК, ОПК, ИПТ, СКО, специальные исследования со сменой условий в скважине
– для моделирования залежей и при проведении 3D-сейсморазведки			Накл, ВСП

Примечания: ¹ – в нескольких скважинах на площади (месторождении); ² – во всех поисково-оценочных скважинах, в разведочных скважинах – при близком расположении сеймопрофилей; ³ – при кустовом бурении – в вертикальных скважинах кустов; ⁴ – в разрезе с карбонатными коллекторами; ⁵ – в поисковых, оценочных и разведочных скважинах при наклоне границ пластов более 5° к оси скважины.

Таблица 2.2

Характеристика основных методов каротажа

Метод	Определяемый параметр	Назначение
1	2	3
Электрический каротаж: (КС, БКЗ, БК, ИК)	Удельное сопротивление пласта и его прискважинной части	Корреляция разрезов, их литологическое расчленение, оценка мощности пластов, их насыщенности и подсчетных параметров
Микрокаротаж (МК, БМК)	Удельное сопротивление прискважинной части пласта	Уточнение литологического состава; оценка мощности пластов и подсчетных параметров в комплексе с другими методами каротажа
Каротаж ПС	Потенциал естественного электрического поля по скважине	Литологическое расчленение разрезов, их корреляция; оценка минерализации пластовой воды, мощности, относительной глинистости пластов

Продолжение табл. 2.2

1	2	3
Радиоактивный каротаж: гамма-каротаж	γ -активность пород	Литологическое расчленение разрезов, их корреляция; определение природы радиоактивных элементов в породе, оценка глинистости пластов
нейтронный каротаж	Замедляющие и нейтронные свойства пород, определяемые, в основном, содержанием водорода и элементов с аномальными нейтронными свойствами (бор, хлор, и т.п.)	Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также её изменение в прискважинной части; локализация нефте- и газоотдающих пластов при опробовании и испытании скважин
гамма-гамма-каротаж	Плотность прискважинной части пласта	Оценка плотности и пористости пластов; контроль качества цементирования, толщины обсадной колонны; определение плотности флюидов в скважине
каротаж наведенной активности	Содержание с значительным ГИ наведенной радиоактивности	Отбивка ВНК, применение ограничено
применение радиоактивных изотопов	Изменение радиоактивности	Контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций (гидроразрыв и т.д.); применение ограничено
Акустический каротаж	Скорость распространения продольных и поперечных волн, а также амплитуда их затухания	Литологическое расчленение разреза; оценка пористости и насыщенности пластов, а также контроль за изменением в прискважинной части; контроль технического состояния скважин и проводимых в них технологических операций
Кавернометрия и профилеметрия	Диаметр скважины	Подсчет объема затрубного пространства при цементировании скважины; контроль состояния ствола скважины; получение исходных данных для интерпретации РК

Продолжение табл. 2.2

1	2	3
Инклинометрия	Угол и направление отклонения оси скважины от вертикали	Контроль направления ствола скважины; уточнение глубин залегания пластов
Газовый каротаж	Содержание углеводородных газов в промывочной жидкости и шламе	Выделение пластов, содержащих нефть и газ
Диэлектрический каротаж	Диэлектрическая проницаемость	Оценка объёмной влажности
Термокаротаж	Температура	Определение температуры пород в скважине и геотермического градиента; контроль технологических операций в скважине (высота подъёма цемента, выделение интервалов закачки флюидов в пласты и т.д.); определение интервалов затрубного движения флюидов; выделение интервалов притока в скважину газа, нефти, воды; контроль за эксплуатацией месторождений нефти и газа (выявление интервалов прорыва закачиваемых вод и т.п.)
Ядерный магнитный каротаж	Содержание несвязанной жидкости в поровом пространстве породы	Выделение нефте-, газо-, и водонасыщенных пластов с гранулярной или кавернозной пористостью при отсутствии в них начального градиента давления; оценка пористости указанных пластов
Опробование пластов (ОПК, ИПТ)	Состав и объём флюида, пластовое давление	Выделение нефте-, газо-, и водонасыщенных пластов; определение пластового давления
Определение дебита и профиля приёмистости	Скорость движения флюида в стволе скважины	Выделение работающих нефте-, газо-, и водонасыщенных пластов и определение поинтервального дебита; контроль поступления воды при закачке
Люминесцентный каротаж	Содержание нефти в промывочной жидкости и в шламе	Выделение пластов содержащих нефть; разделение нефте- и газонасыщенных пластов

Окончание табл. 2.2

1	2	3
Механический каротаж	Скорость бурения	Приближенное литологическое расчленение
Определение наклона пластов	Амплитуда ПС или кажущееся сопротивление, угол и направление отклонения оси скважины от вертикали.	Определение элементов залегания пластов, применение ограничено
Отбор грунтов	Петрофизические свойства пород и их насыщение.	Определение литологии, насыщенности и пористости пород, а также их состава

Методы ГИС в условиях хронического недостатка образцов керна дают непрерывную, всегда неизменную объективную и количественно определенную информацию по разрезу скважины.

В табл. 2.3 приведена промыслово-геофизическая характеристика основных разностей пород в осадочных отложениях Пермского Прикамья. В качестве основных признаков в таблицу включены состав пород, их текстурные и структурные особенности.

Структурная схема технологии интерпретации данных ГИС для осадочных пород площадей Пермского Прикамья приведена на рис. 2.31.

Обработка геофизической информации ведется с использованием автоматизированных систем, разрабатываемых различными фирмами. Основная доля геофизических исследований стандартного комплекса ГИС обрабатывается в системе ПРАЙМ (БГУ, г. Уфа) и ОРТСОМ (ВНИИГИС, г. Октябрьский). Высокое качество, гибкость в эксплуатации и способность к развитию обеспечили быстрое внедрение систем в производство работ. Данные в базу систем загружаются в многоскважинном режиме. Главное иметь подготовленный массив LAS-файлов, инклинометрию, петрофизические данные. К технологическим достоинствам данного программного обеспечения можно отнести универсальность использования для различных типов разрезов (карбонатных, терригенных, смешанных, сложно-построенных) легкую настройку на различные комплексы методов ГИС.

Таблица 2.3

Промыслово-геофизическая характеристика основных разностей пород
в осадочных отложениях Пермского Прикамья

Терригенные породы

Литология (проциклит. ЛФК)	Значения параметров по различным методам ГИС				АК (ДТ), мкс/м 5
	ЭК, Ом. м 2	ПС 3	МКЗ 4		
1. Уголь	Очень высокие ($10-10^6$)	Аномалии отрицательные	Между градиент и потенци- ал-зондами приращенния не- равномерные	Высокие и средние	
2. Аргиллит углистый	Высокие и сред- ние ($10-10^8$)	Слабые	Отсутствуют	Высокие	
3. Аргиллит битуми- нозный	Очень высокие	Отсутствуют	Полное совпадение значений зондов	Высокие	
4. Аргиллит	Очень низкие ($0,5-10$)	Положительные			
5. Алевролит	Средние ($1-10$)	Слабые	Отсутствуют	Высокие	
6. Песчаник глинистый	Средние и низкие ($1-10^2$)	Слабые	Отсутствуют или слабые	Средние и высокие	
7. Песчаник плотный	Очень высокие (10^2-10^3)	Отсутствуют	Отсутствуют	Низкие	
8. Песчаник	Средние и высо- кие ($1-10^2$)	Отрицательные	Приращения	Средние	

Продолжение табл. 2.3

	ГК	НК	КВ	НИД
	6	7	8	9
1. Уголь	Очень низкие	Очень низкие	Небольшие каверны	Кривые <i>PN</i> изрезаны, с хаотичными величинами угла и азимута
2. Артиллит углистый	Средние	Средние		
3. Артиллит битуминозный	Высокие и средние	Средние и высокие	Номинальный	Дифференциация кривых <i>PN</i> и определения угла и азимута отсутствуют
4. Артиллит	Высокие	Низкие	Увеличение	Кривые сильно дифференцированы, углы падения минимальные
5. Алевролит	Средние	Средние	Номинальный	Изрезанность кривых слабая или отсутствует, с небольшими углами падения
6. Песчаник глинистый	Низкие и средние	Средние	Номинальный	Слабая изрезанность кривых <i>PN</i> с небольшими углами падения
7. Песчаник плотный	Низкие	Высокие	Номинальный	Определение углов и дифференциация кривых <i>PN</i> отсутствует
8. Песчаник проницаемый	Низкие	Средние	Уменьшение	Кривые <i>PN</i> слабо изрезаны, с углами падения косых слоев от 1° до 20°

Хемогенные и карбонатные породы

Литология (проц. лит. ЛФК)	Значения параметров по различным методам ГИС				АК (ДТ), мкс/м
	ЭК, Ом·м	ИС	МКЗ	5	
1	2	3	4	5	
1. Соль (NaCl) (КСЛ)	$>10^4$ высокие	Приращения между градиент и потенциал – зондами отсутствуют	Низкие и средние	Диаметр скважины номинальный	
2. Ангидрит	Высокие (10^5)	Отсутствуют	Низкие и средние	Номинальный	
3. Гипс	Средние ($10-10^1$)	Отсутствуют	Средние	Небольшое увеличение или номинальный	
4. Долomit плотный	Высокие (до 10^3)	Отсутствуют	Очень низкие	Номинальный	
5 Карбонаты порово-трещино-кавернозного типа	Средние и высокие ($10-10^3$)	Отсутствуют или неравномерные	Средние или высокие, сильно изрезанные	Небольшое увеличение, желоб	
6. Карбонаты порового типа	Средние и высокие ($10-10^3$)	Приращение	Средние		
7. Карбонаты плотные	Высокие (10^3-10^6)	Отсутствуют	Низкие	Номинальный	
8. Карбонаты глинистые	Низкие и средние ($10-10^3$)	Отсутствуют или неравномерные	Средние	Небольшая каверна	
9. Карбонаты битуминозные	Очень высокие (10^3-10^6)	Отсутствуют	Низкие и средние	Номинальный	

Окончание табл. 2.3

	ГК	НК	НИД	$K_{п}^{НК}, K_{п}^{AK}$
	6	7	8	9
1. Соль (NaCl) (KCl)	Средние и низкие Высокие			
2. Ангидрит	Низкие	Высокие	Дифференциация кривых PW и определение угла и азимута отсутствуют	Коэффициенты пористости равны
3. Гипс	Низкие	Низкие	Отсутствуют	$K_{п}^{НК} > K_{п}^{AK}$
4. Долomiteы	Низкие	Высокие и средние	Отсутствуют	$K_{п}^{НК} > K_{п}^{AK}$
5 Карбонаты порово-трещино-кавернозного типа	Низкие	Высокие и средние	Кривые PW изрезаны, с хаотическим определением угла и азимута	
6. Карбонаты порового типа	Низкие	Средние	Отсутствуют	Равны
7. Карбонаты плотные	Низкие	Высокие	Отсутствуют	Равны
8. Карбонаты глинистые	Высокие	Низкие и средние	Кривые PW изрезаны, с низкими значениями углов падения	Равны
9. Карбонаты битуминозные	Высокие	Высокие	Отсутствуют	Равны

Структурная схема технологии интерпретации данных ГИС для осадочных пород площадей Пермского Прикамья



Рис. 2.31. Структурная схема технологии интерпретации данных ГИС

Пример интегрированной системы обработки данных ГИС в системе ПРАЙМ приведен на рис. 2.32 (скв. 254 Забродовской пл.). В качестве первичной информации используются кривые БК и ИК совместно с кривыми нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), гамма-каротажа (ГК) и интервального времени по акустическому каротажу (ДТ). На рисунке результат интерпретации представлен в виде объемной модели пород.

Отличие программ ПРАЙМ и ОРТСОМ заключается в том, что в программе ОРТСОМ, как и во многих зарубежных программах, использована идеология системного подхода, когда вся информация рассматривается в рамках моделей взаимосвязи разнообразных геолого-геофизических данных. При этом устанавливается обратная связь между окончательными результатами и принятыми моделями и допущениями в начале интерпретационного процесса. Если результаты согласно использованным критериям достоверности признаются недостаточно надежными, то пересматриваются исходная информация и принятые модели. Степень соответствия теоретически рассчитанных кривых фактическим позволяет оценить адекватность используемых петрофизических моделей, а также качество исходной информации. Значения прогнозируемых погрешностей дают оценку надежности определения тех или иных геологических параметров при данном комплексе и данной схеме интерпретации методов ГИС.

Интерпретация ГИС осуществляется на основе моделирования всей имеющейся информации с использованием петрофизических моделей. В такой постановке задача оценки геологических параметров пород по разрезу – пористости, составляющих пористости, глинистости, компонентного состава пород, насыщенности – заключается в минимизации функционалов, в метрике, зависящей от достоверности физических свойств пород по данным ГИС и петрофизических связей в каждой точке разреза.

В сложных геологических разрезах, когда присутствует множество неизвестных геологических параметров, используемых в системе петрофизических уравнений, технологией

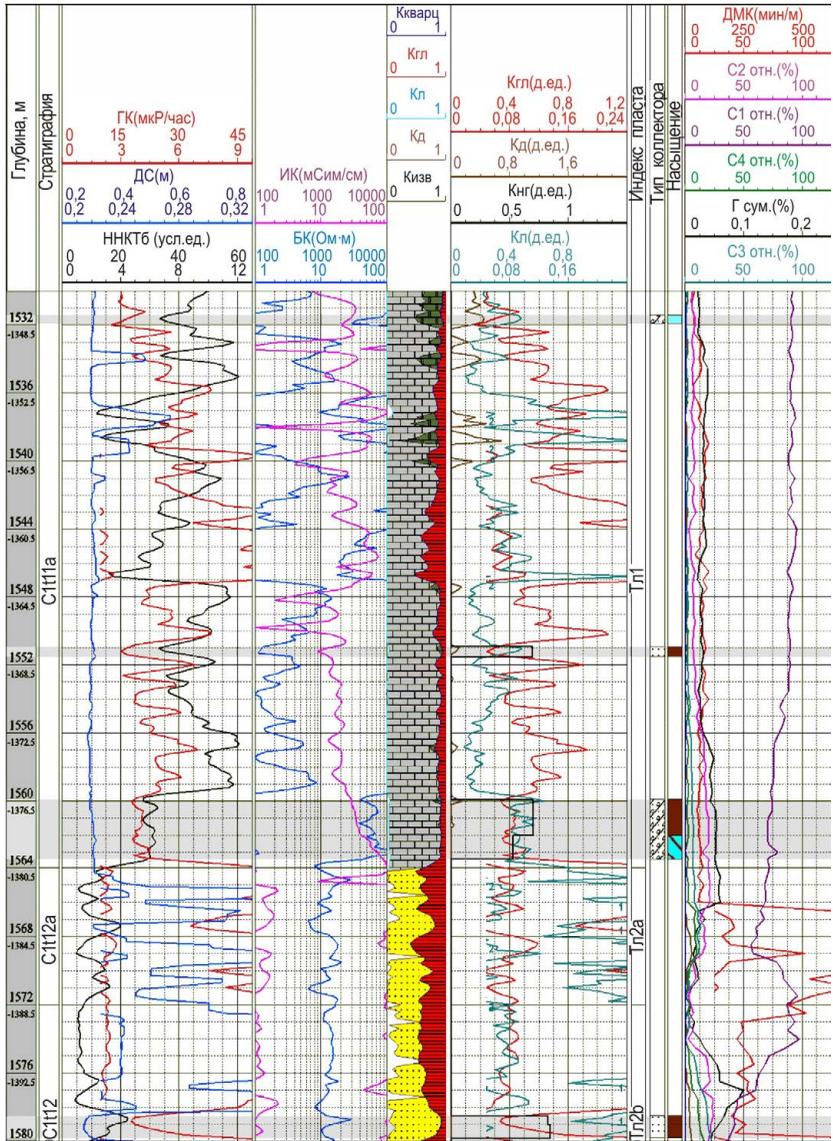


Рис. 2.32. Пример количественной обработки ГИС в системе ПРАЙМ (Забродовская пл., скв. 254)

интерпретации по программе ОРТСОМ предусматривается учет априорных значений геологических параметров, установленных по различным данным (керна, испытание, приближенная интерпретация методов ГИС).

Таким образом, программное обеспечение ПРАЙМ и ОРТСОМ являются достаточно эффективным и универсальным средством интерпретации данных стандартного комплекса ГИС.

2.6. КОНТРОЛЬНАЯ СКВАЖИНА КАК ОСНОВА ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ГИС

Учитывая, что результаты геофизических исследований являются одним из основных видов геологической документации скважин, бурящихся для поисков, разведки и добычи нефти и газа и составляют информационную основу для подсчета и пересчета запасов нефтяных и газовых залежей, большое значение имеют качество и достоверность получаемых материалов.

Полноту, качество и сроки выполнения ГИС регламентируют «Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», утвержденные Министерством топлива и энергетики РФ и Министерством природных ресурсов РФ (М., 2001 г.). Достоверность выполненных исследований контролируется соблюдением следующих основных требований:

- наличием и воспроизводимостью результатов периодической и полевой калибровок для каждого метода исследований и работ;
- постоянством и соответствием шага дискретизации по глубине;
- сохранением по всему интервалу заданной скорости измерений;
- наличием перекрытия с предыдущим интервалом исследований, повторной и контрольной записей, выполненных в интервалах глубин протяженностью не менее 50 м и содержащих не менее двух магнитных меток глубин в этих интервалах;

– выполнением частных критериев, установленных для большинства геофизических методов.

Качество единичных измерений, выполненных при различных скважинных условиях (разная минерализация и удельный вес бурового раствора, конструкция скважины и т.п.), определяется их сходимостью. В качестве меры сходимости используются абсолютная $\Delta x_{1,2}$ и относительная погрешность $\delta x_{1,2}$.

Наиболее широко распространенным параметром является относительная погрешность, которая определяется как отношение абсолютной погрешности к среднему значению измеряемого параметра по двум измерениям (x_1, x_2):

$$\delta x_{1,2} = \frac{\Delta x_{1,2}}{\frac{x_1 + x_2}{2}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_1 - x_2}{x_1 + x_2} \right)_i = \delta x_{\text{сл}},$$

где i – количество точек (пластов).

Сравнение основного (x_1) и контрольного (x_2) замеров дает представление о наличии случайных погрешностей, связанных в основном со стабильностью работы аппаратуры и не позволяет оценить величину полной погрешности, включающей кроме случайной составляющей еще и систематическую, возникающую при неправильной настройке и эталонировании аппаратуры оператором. Поэтому величины регистрируемых параметров необходимо сравнивать еще с эталонными значениями.

В качестве эталонных для различных методов могут быть использованы различные среды:

- 1) для электрических и индукционных методов – опорные пласты с известными значениями удельного сопротивления;
- 2) для акустических – опорные пласты и стальная колонна, свободная от цемента с известными упругими свойствами;
- 3) для радиоактивных – опорные пласты, контрольно-калибровочные устройства (ККУ), имитатор пористых пластов (ИПП) с известными значениями плотности и коэффициента пористости.

В данном случае относительная погрешность $\delta x_{1,2}$ будет характеризовать наличие всех дефектов (аппаратурных и опе-

раторских), допущенных при производстве исследований в скважинах, и будет определяться как

$$\delta x_{1,3} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{x_1 - x_3}{x_3} \right)_i = \delta x_n .$$

В качестве опорных пластов для электрических и индукционных методов в разрезах Пермского Прикамья могут быть использованы пласты В₁ и В₂ (С₂vr), хорошо прослеживающиеся в скважинах платформенной части и имеющие постоянную геолого-геофизическую характеристику.

Пласт В₁ (С₂vr), залегающий в кровле верейского горизонта, представлен известняками глинистыми, имеющими удельное сопротивление 10–15 Ом·м (модальное значение – 12 Ом·м).

Пласт В₂ (С₂vr) сложен чистыми известняками и имеет удельное сопротивление 50–60 Ом·м (модальное значение – 55 Ом·м).

Как установлено многочисленными измерениями акустического каротажа, интервальное время пробега продольной волны в свободной колонне составляет 182 мкс/м, в ангидритах кунгурского яруса – 168–172 мкс/м, в плотных непроницаемых известняках башкирского и турнейского ярусов – 153–160 мкс/м с $M[\Delta T] = 157$ мкс/м.

В качестве опорных пластов для гамма-плотностного каротажа (ГПК) могут быть использованы плотные известняки в кровле С_{2b} и С_{1t}, имеющие объемную плотность, близкую к 2,75 г/см³.

Критерии определения качества регистрации по результатам основного и контрольного замеров (x_1 , x_2) приведены в Технической инструкции (РД 153-39.0-072-01).

Допустимая погрешность $\delta x_{1,3}$, определяемая относительно эталонных сред (опорные пласты, свободная колонна и др.), не должна превышать удвоенных допустимых значений $\delta x_{1,2}$, при которых влияние систематической погрешности будет минимальное. При значениях погрешностей $\delta x_{1,2}$ и $\delta x_{1,3}$, превышающих допустимые, материал бракуется.

К недостаткам поверки аппаратуры по сопоставлению контрольных замеров можно отнести то, что нельзя установить наличие систематической погрешности, а при использовании калибровочных устройств проверить влияние на работоспособность приборов скважинных условий (утечки, шумы, нелинейность и т.п.). В данном случае настройку, эталонирование и метрологическую поверку промыслово-геофизической аппаратуры (ПГА) необходимо производить с использованием контрольно-поверочной скважины, в которой выделены опорные пласты с аттестованными значениями количественных параметров (Б.А. Семенов, А.И. Губина, 1981).

Контрольная скважина (КС) пробурена в п. Полазна и представляет собой сооружение, в котором проводятся работы по контролю работоспособности и метрологических характеристик геофизической аппаратуры в условиях, приближенных к естественным условиям проведения ГИС.

Аттестация геолого-геофизического разреза проводилась следующим образом:

1. По комплексу ГИС – керн – САТ изучена геолого-техническая характеристика разреза КС.

2. По результатам многочисленных замеров геофизической аппаратурой, прошедшей метрологический контроль, выбраны опорные пласты с четко фиксируемыми и выдержанными параметрами.

3. В опорных пластах вычислены эталонные (средние) значения геофизических параметров и определены пределы их погрешностей при измерении одним или несколькими комплектами аппаратуры.

В контрольной скважине вскрыты отложения верхней и нижней перми до глубины 600 м ($d_{\text{скв.}} - 196$ мм). Вскрытая часть разреза включает три толщи: терригенную, карбонатно-галогенную и карбонатную (рис. 2.33).

Терригенная толща до глубины 150 м обсажена технической колонной.

Карбонатно-галогенная толща в объеме иренского горизонта сложена преимущественно ангидритами и гипсами с прослоями

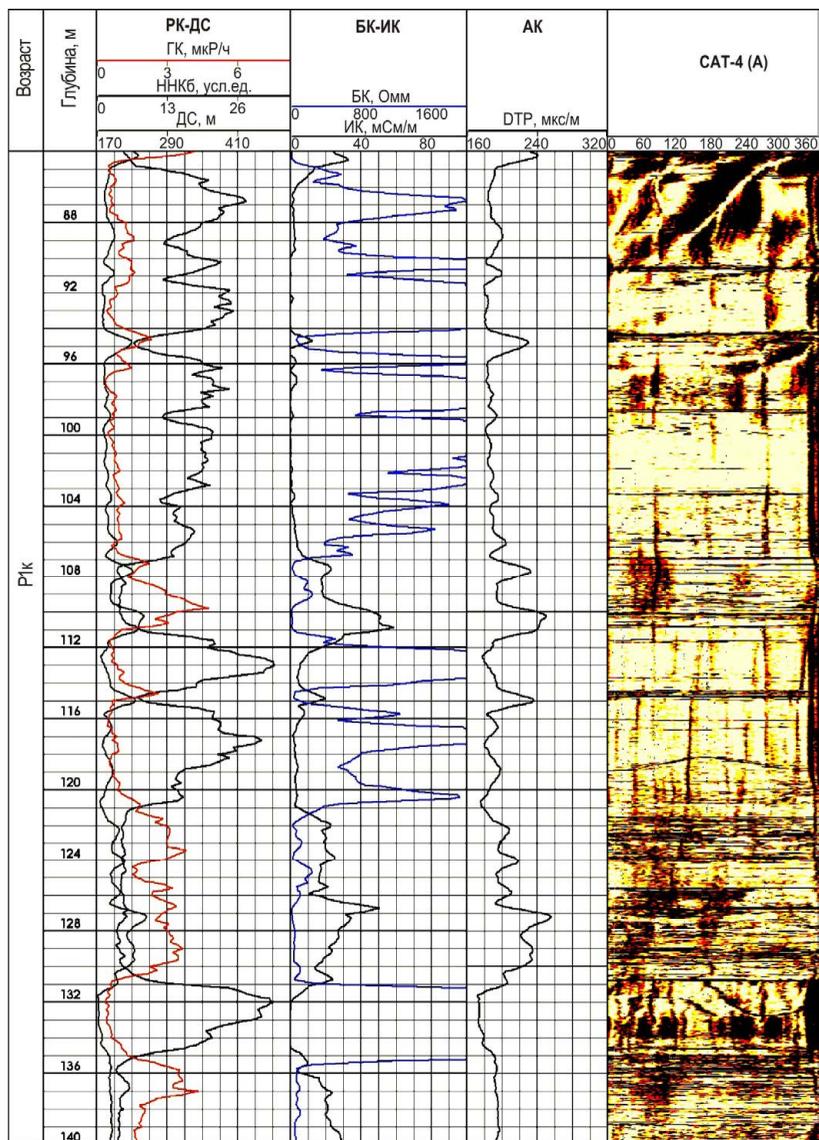


Рис. 2.33. Сопоставление результатов обработки ГИС в контрольной скважине 9529 Полазненской площади

доломитов, известняков и аргиллитов. Ангидриты характеризуются максимальными значениями плотности, нейтронного каротажа и удельного электрического сопротивления.

Карбонатная толща филлиповского горизонта сложена доломитами и известняками, участками загипсованными, неравномерно нефтенасыщенными. Отложения артинского яруса нижней перми представлены известняками перекристаллизованными, участками доломитизированными, с включениями гипса и ангидрита.

Породы сакмарского яруса сложены преимущественно известняками, среди которых преобладают две разновидности: известняки коралловые, пористые, кавернозные, перекристаллизованные и известняки фораминиферовые мелкозернистые, глинистые, плотные.

Большой диапазон изменения геофизических кривых указывает на значительную вертикальную дифференциацию карбонатной толщи ($P_{1к}$).

На видеограмме (САТ) карбонатная толща слоистая, границы пластов хорошо коррелируются с данными других геофизических методов (см. рис. 2.33).

Выбор опорных пластов (инт. 70–200 м) проводился по сопоставлению замеров между собой в интервалах, где кривые ГИС наиболее дифференцированы и значения параметров близки между собой. Опорные пласты выбраны, по возможности, наиболее однородные и мощные, с геофизическими параметрами, наиболее полно охватывающими диапазон измерений в бурящихся скважинах Пермского Прикамья.

Расчет средних значений параметров в опорных пластах для каждого замера проводился путем осреднения значений. Действительные значения опорных пластов определялись статистически, путем осреднения представительной выборки из числа всех измерений разными комплектами аппаратуры (табл. 2.6). По результатам обработки измерений для каждого геофизического метода выбиралась контрольная (эталонная) диаграмма, наиболее отвечающая требованиям качества измерений.

Таблица 2.4

Средние значения исходных параметров против
опорных пластов в контрольной скважине

Метод	№ п/п	Интервалы опорных пластов (м)	$X (I_T, \rho_K, DT_p)$	σ
ГК	1	79,0–80,4	7,8	5,0
	2	94,2–95,6	2,35	21,7
	3	99,0–102,8	0,68	10,0
	4	107,0–111,0	4,64	8,0
	5	124,8–130,2	3,42	11,0
	6	131,0–133,0	0,31	15,0
	7	135,0–137,0	3,8	13,0
	8	194,0–195,0	14,1	10,7
БК	1	91,0–94,0	2706,0	7,07
	2	100,0–101,8	1893,0	5,7
	3	109,5–111,0	19,2	4,3
	4	112,0–113,0	6740,0	11,1
	5	133,0–133,4	4486,0	11,2
	6	137,0–142,0	57,6	6,1
	7	142,4–142,8	8,3	5,2
	8	174,0–180,0	42,5	6,8
	9	194,0–194,4	4,9	8,0
АК	1	99,0–103,0	181,0	1,5
	2	112,0–114,4	172,3	2,0
	3	114,4–115,0	234,0	3,5
	4	131,0–133,0	169,9	0,9
	5	137,0–142,0	190,0	1,4
	6	142,0–143,2	238,0	1,1
	7	159,0–163,0	245,0	1,4
	8	216,6–219,4	214,5	1,25

Для текущего контроля метрологических характеристик и проверки работоспособности аппаратуры измерения в КС необходимо проводить 2 раза в год и после каждого ремонта аппаратуры. Таким образом, КС является универсальным средством определения воспроизводимости измерений по замерам в опорных пластах с аттестованными значениями физических параметров, а использование методики поверки в ней аппаратуры повысит достоверность геологических параметров пластов, определяемых в скважинах.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ

Метод спектрометрии естественного гамма-излучения (ГК-С) существенно расширяет возможности изучения состава, строения и генезиса горных пород. В условиях полиминерального состава глинистого цемента или при наличии обогащенного ураном органического вещества информация о глинистости в принципе не может быть получена без данных о природе естественной радиоактивности горных пород.

Информация о содержании радиоактивных элементов (Th,U,K) как важнейших геохимических индикаторов условий осадко- и минералообразования особенно ценна для повышения геологической информативности данных ГИС.

Наряду с решением геологических задач ГК-С позволяет решать задачи в контроле за разработкой месторождений для определения интервалов промытых пластов по урановой составляющей радиогеохимической аномалии.

Спектрометрическая модификация нейтронного каротажа по хлору СНГК-С1 (хлорный каротаж), в случае применения для закачки пресных вод, более достоверно, чем ИННК, определяет характер насыщенности пластов.

Применение бокового сканирующего каротажа БК-С позволяет определить параметры ближней и удаленной зоны пласта, а развернутое ориентированное цветное изображение электрических свойств горных пород выделить его электрические неоднородности.

Для выделения низкопористых коллекторов на площадях Пермского Прикамья и изучения их строения разработан комплекс акустических методов: акустический каротаж по приточным зонам (АКПЗ), акустический телевизор (САТ), глубинное акустическое зондирование (ГАКЗ).

В условиях Пермского Прикамья, где в геологическом разрезе преобладают малоамплитудные структуры, сложенные в основном карбонатными породами, определение структурного наклона пород по данным пластовой наклонометрии, с целью уточнения формы структуры и положения на ней скважины,

следует проводить в интервалах глинистых пород, характеризующихся номинальным диаметром скважины и малыми углами падения в отложениях C_2ks-vr , C_1tl_k , C_1t-D_3fr . В данных отложениях, пологие регулярные падения плоскостей напластования с близкими значениями углов и азимутов соответствуют структурному наклону горных пород.

Комплексная интерпретация данных пластовой наклонометрии с другими методами стандартного комплекса ГИС позволяет разделить пласты-коллекторы по структуре порового пространства и определить в них направление трещиноватости.

Для скважин Предуральского прогиба характерна четкая направленность желобов север-юг, параллельно протяженности прогиба и Урала. Для платформенных площадей ориентация желобов носит расплывчатый характер, но отмечается преимущественный азимут ориентации север-юг в скважинах, расположенных ближе к границам Предуральского прогиба. Отсутствие связи ориентации желобов с азимутом проложения скважины указывает на преимущественное влияние на ориентацию желобов тектонического фактора.

Направление искусственной трещиноватости, образуемой при гидроразрыве пласта, тесно связано с направлением горизонтального напряжения.

Программное обеспечение ПРАЙМ и ОРТСОМ являются эффективным и универсальным средством интерпретации данных стандартного комплекса ГИС.

Контрольная скважина является универсальным средством повышения достоверности геологических параметров пластов, определяемых в скважинах.

ГЛАВА 3.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ СТРОЕНИЯ ОСАДОЧНОГО
ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ
ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ НА ОСНОВЕ
ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА**

Территория Пермского Прикамья является составной частью Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, располагаясь на границе с крупными нефтедобывающими районами: Башкирией, Татарией, Удмуртией и Коми. Нефтегазовой промышленности Пермского Прикамья более 70 лет. Первая промышленная нефть здесь была получена в 1929 году в Верхне-Чусовских городках в рифовом массиве артинского яруса. Со временем открытия первой нефти на территории Пермского Прикамья проведен большой объем геолого-поисковых и геофизических работ, поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Расширение геолого-поисковых и разведочных работ, накопление большого объема фактического материала требуют постоянной его обработки и научного обобщения. Вопросы изучения закономерностей формирования и размещения залежей нефти и газа рассмотрены в трудах целого ряда специалистов центральных и местных научно-исследовательских и производственных организаций (И.Х. Абрикосов, 1963; В.Н. Быков, 1981; С.А. Винниковский, 1977; А.Ю. Данилова, 1967; Р.Н. Дозорцев, 1971; Г.А. Звягин, 1975; С.Н. Калабин, 1981; Ю.И. Кузнецов, 1974, 1982; Г.А. Максимович, 1978; В.М. Новоселицкий, 1985; А.В. Никулин, 1990; В.И. Пахомов, 1980; В.М. Проворов, 1988; П.А. Софроницкий, 1969; Л.В. Шаронов, 1971; К.С. Шершнева, 1983; С.А. Шихов, 1974; и др.).

Сложное геологическое строение Пермского Прикамья, высокие перспективы нефтегазоносности отложений требуют постоянного внедрения новых геолого-геофизических методов

и технологий их интерпретации. Высокий научно-технический уровень геолого-геофизических работ в настоящее время позволяет выделять сложно-построенные объекты, строить геологические модели месторождений, вести мониторинг геологической и природной среды.

3.1. ТЕКТОНИКА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

В тектоническом отношении Пермское Прикамье расположено в пределах восточного склона Русской платформы, Предуральяского прогиба и западного склона Урала. Анализ геологического материала показывает, что история осадконакопления в пределах Пермского Прикамья связана в основном с тремя циклами тектогенеза: байкальским, герцинским и альпийским.

В эпоху байкальской складчатости в Пермском Прикамье произошло опускание восточной окраины Русской платформы, одновременно с погружением произошло раскалывание жесткого приподнятого блока платформы и образование впадин и уступов. Наиболее приподнятое залегание фундамента наблюдается на северо-западе, в области Коми-Пермяцкого свода (рис. 3.1). На востоке и юго-востоке фундамент погружается до 4–8 км. Фундамент сложен гнейсами и гранитами архея и протерозоя.

В составе осадочного чехла выделяются два комплекса отложений: позднепротерозойские (рифей, венд) и палеозойские (девон, карбон, пермь), разделенные крупным перерывом в осадконакоплении (рис. 3.2).

По условиям их залегания в пределах платформенной части выделяют Пермский (ПС), Башкирский (БС) и Камский (КС) своды, Верхне-Камскую впадину (ВКВ). С юго-запада на северо-восток проходит Камско-Кинельская система прогибов (ККСП), которая разделяет Пермский и Башкирский своды.

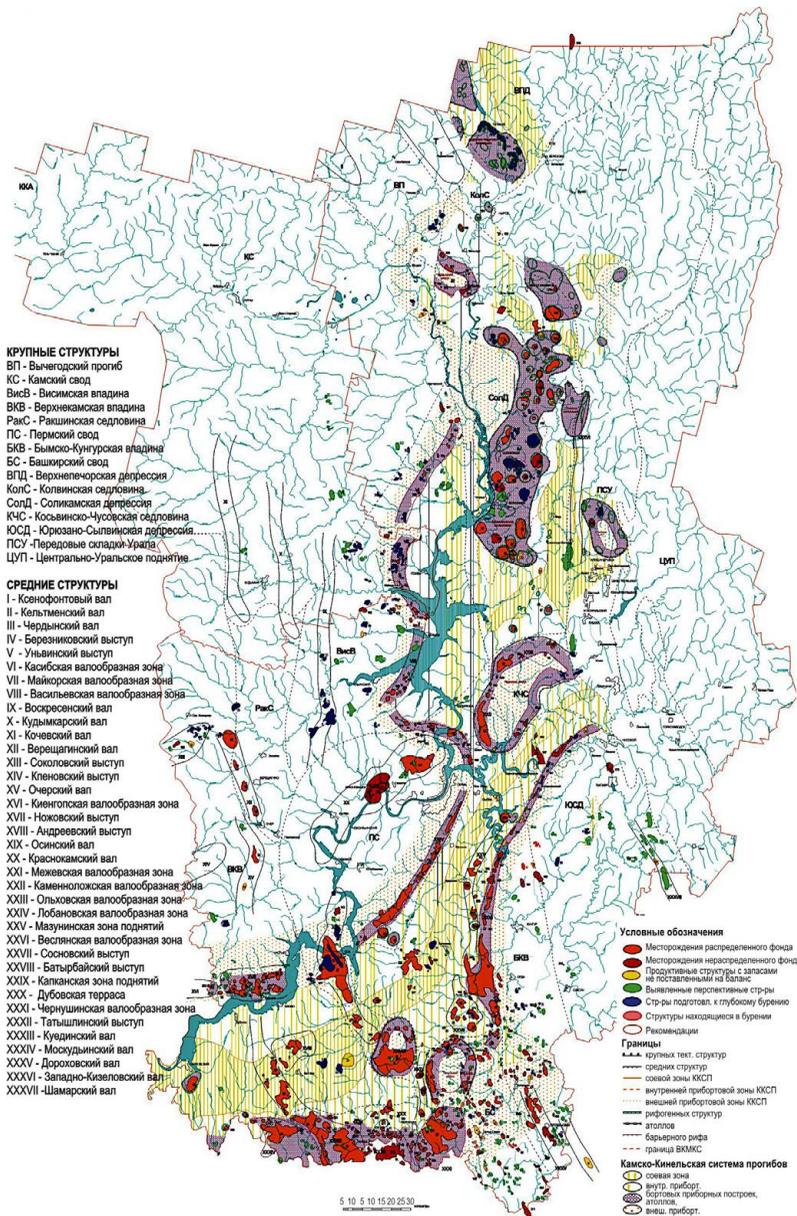


Рис. 3.1. Схема расположения месторождений нефти Пермского Прикамья

Сводный стратиграфический разрез палеозойских и протерозойских отложений Пермского Прикамья																	
Акротема	Эпохема	Группа	Система	Отдел	Ярус	Полюс	Надгоризонт	Горизонт	Мощность (м)	Литологическая колонка	Репера		Высота отложения				
											ГИС	Сейс. мина					
Неолит -NZ Фанерозой -PH Палеозой -PZ			Пермь -P	P ₂	Татарский P _{2t}	Верхний		Ветский P _{2vt}	0-250		P _{2k} (ПК)	"К"	251				
						Северодвинский P _{2sd}	252										
						Уржумский P _{2ur}	255										
						Шешминский P _{2ss}	256										
						Солнгамский P _{2sl}	257										
							258										
						Казанский P _{2kz}	Верхний							260			
							Нижний							265			
						Кунгурский P _{2k}		Иренский P _{2ir}					40-300		P _{2k} (ПК)	A ¹	270
								Фидлиновский P _{2fl}								A ²	271
							Сарвинский P _{2sm}	0-500				272					
							Сартинский P _{2st}					273					
							Иргинский P _{2ig}					275					
							Бурцевский P _{2br}					277					
							Стерлитамакский P _{2st}	250-500				280					
							Тастубский P _{2ts}					283					
							Шиланский P _{2sh}					286					
							Асельский P _{2a}					289					
												292					
												295					
												296					
												298					
												300					
												301					
												303					
												305					
												318					
												319					
												320					
												322					
												324					
												326					
												328					
												330					
												332					
												335					
												340					
												342					
												345					
												350					
												352					
												355					
												356					
												357					
												358					
								360									
								361									
								362									
								363									
								364									
								365									
								366									
								367									
								370									
								371									
								372									
								373									
								375									
								376									
								377									
								378									
								379									
								380									
								382									
								384									
								385									
								386									
								388									
								390									
								400									
								410									
								420									
								650									
								1650									
Протерозой -PR	PR ₂	Рифей -R	Венд -V						0-1000		R	V	2500				
	PR ₁								0-1000			VI	4000				
Архей -AR	AR ₂																
	AR ₁																

Кристаллический фундамент

Рис. 3.2. Сводный стратиграфический разрез Пермского Прикамья

Главные черты современных тектонических структур рассматриваемой территории были сформированы к началу девона. В девоне получили морфологическое оформление ККСП, ПС, БС, ВКВ, в карбоне и верхнем девоне – рифовые постройки вдоль бортов ККСП и БС, в перми закладывается Предуральский прогиб с образованием Урала и пермских рифов вдоль Предуральского прогиба.

Сложная история геологического развития восточной окраины Восточно-Европейской платформы в разные периоды палеозойского этапа обусловила формирование региональных структур по отдельным горизонтам палеотектонического и седиментационного плана. Ведущее значение здесь имели активизация тектонических движений в начале и конце герцинского цикла и процессы рифообразования и некомпенсированного осадками погружения в конце девонского–начале каменноугольного периодов и в позднекаменноугольную и раннепермскую эпохи. В регионе выделяются четыре генетические группы локальных поднятий: тектонические, седиментационно-тектонические, тектоно-седиментационные, седиментационные.

Структуры седиментационного и седиментационно-тектонического типа генетически связаны с погребенной структурой – Камско-Кинельской впадиной. Установлено, что в основании каждого из валов и отдельных поднятий, расположенных в бортовых участках впадины, лежит крупный карбонатный массив – риф верхнедевонско-турнейского возраста. Позднейшие осадки, облекая рифовый массив, образовали положительную структуру, которая прослежена с большим или меньшим соответствием по всем горизонтам моложе турнейского, но может совершенно не соответствовать структурным формам более древних отложений (Шаронов, 1971, 1977; Проров, 1971; Винниковский, 1977 и др.).

Камско-Кинельская система впадин прослеживается в пределах платформы, Предуральского прогиба и передовых складок Урала. Она наиболее хорошо выражена по изменению мощности и фаций в верхнефранских, фаменских, турнейских

отложениях. Для нее характерны: сокращение мощности карбонатных отложений верхнефранского подъяруса и фаменского ярусов до 100 м в осевой и увеличение до 300 м в бортовой ее частях; фациальное замещение карбонатных пород свода и бортовой зоны терригенными в прогибе. К бортовым частям впадины приурочено большинство нефтяных месторождений, и с ней связаны основные перспективы поисков залежей нефти и газа в каменноугольных и девонских отложениях.

К тектоно-седиментационным относятся средние структуры, расположенные вдоль бортов Камско-Кинельской впадины и внутри ее. Они образовались в результате облекания рифогенных массивов верхнедевонского возраста. При этом наклоны крыльев, обращенных к оси впадины, увеличиваются в тульском горизонте и в вышележащих отложениях за счет уплотнения нижележащих глинистых толщ турнейского яруса. Особенно большое влияние оказывал фактор уплотнения при формировании куполов, расположенных внутри Камско-Кинельской впадины.

Среди структур тектонического типа по проявлению основного структурно-формирующего фактора могут быть выделены структуры, связанные с блоковыми движениями фундамента, явлениями растяжения и складкообразования. Так, по терригенному девону юго-восточный склон платформы представляет собой обширные террасовидные развитые ступени, разделяемые линейными зонами грабенообразных прогибов, Указанные ступенеобразные области сложены полосами малоразмерных сложнопостроенных горстовидных локальных поднятий, которые вверх по разрезу осложняются верхне-девонско-турнейскими биогермами.

Стратиграфический диапазон нефтегазоносности Пермского Прикамья весьма широк. Промышленные залежи нефти и газа, промышленные притоки, нефтепроявления различной интенсивности установлены во всех горизонтах разреза палеозоя от среднедевонских до нижнепермских включительно.

В палеозойских отложениях выделяются шесть основных нефтегазоносных комплексов: эйфельско-тиманский терригенный,

верхне-девонско-турнейский карбонатный, визейский терригенный, визейско-башкирский карбонатный, московский карбонатный и верхнекаменноугольно-ниженпермский карбонатный (рис. 3.2).

Эйфельско-тиманский терригенный комплекс развит на всей территории, за исключением небольшого участка на вершине Кунгуро-Красноуфимского выступа. Мощность его возрастает с севера и юга от единиц до 200 метров в центральной части площади. Коллекторские свойства ухудшаются в восточном направлении за счет возрастания степени постседиментационных изменений. Все известные залежи нефти терригенного девона могут быть разделены на четыре типа: пластово-сводовые, структурно-литологические, литологические экранированные на моноклинали и связанные с линзами песчаника, ограниченные непроницаемыми породами. Большинство залежей относится к типу структурно-литологических. Приурочены они к очень пологим, слабо выраженным структурным формам амплитудой в несколько метров. Высота залежей, как правило, не превышает 10–15 м. Площадь нефтеносности в значительной степени контролируется распространением коллектора.

Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс составляет значительную (до 30 %) часть разреза палеозоя и развит на всей территории. Литологический состав и мощность пород комплекса изменчивы и контролируются структурно-фациальными условиями. В пределах рифогенных массивов франско-турнейские отложения сложены известняками, прослоями и участками, переходящими во вторичные доломиты. Мощность карбонатной толщи в сводах рифов изменяется от 450 до 700 м. Межрифовые (депресссионные) разрезы сложены чередованием известняков в различной степени битуминозных с глинистыми известняками и аргиллитами.

Коллекторами в большинстве случаев являются слоистые разности известняков верхней части турнейского яруса, рифогенные карбонаты франско-фаменского возраста и различные, более проницаемые прослои пород среди плотных разностей.

За счет этого залежи приобретают пластово-массивное строение. На коллекторские свойства существенное влияние оказывают трещиноватость и кавернозность пород. Коллектора резко невыдержаны как по площади, так и по разрезу.

Визейский нефтегазоносный комплекс включает терригенные отложения кожимского и окского надгоризонтов. Наибольшей стратиграфической полнотой и мощностью до 150 м разрез комплекса характеризуется в осевых частях Камско-Кинельских прогибов на юго-востоке Соликамской впадины. В северо-западном направлении мощность комплекса закономерно сокращается до 10 м в районе Чердынского массива, а в юго-восточном – до 50 м. На фоне регионального изменения мощностей четко выделяются локальные минимумы над рифогенными массивами и одиночными рифами, где мощность терригенной толщи сокращается вдвое по сравнению с фоновой.

Коллекторами являются пласты песчаников и алевролитов, разделенные аргиллитами. Четко выражено закономерное ухудшение коллекторских свойств пород с запада на восток.

Абсолютное большинство выявленных залежей связано с положительными структурными формами. Структурные (пластово-сводовые и структурно-литологические) залежи широко распространены на структурах облекания, бортовых и внутренних рифовых массивах. Месторождения, как правило, многопластовые, на высокоамплитудных структурах продуктивен весь разрез комплекса.

Визейско-башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс развит на всей территории. Мощность его в восточном направлении плавно увеличивается с 250–350 м на платформенной части до 400–550 м в Предуральском прогибе. Коллекторами являются проницаемые прослои известняков и доломитов среди плотных разностей. Коллекторские свойства пород ухудшаются в восточном направлении. Тип залежей массивный.

В целом прослеживается связь нефтегазоносности башкирских отложений с яснополянскими и турне-фаменскими. Над большинством высокоамплитудных девонско-турнейских

рифогенных массивов бортовых и внутренних частей Камско-Кинельской системы прогибов имеются залежи нефти и газа в башкирском ярусе.

Московский нефтегазоносный комплекс развит на всей территории и представлен известняками и доломитами с прослоями аргиллитов. Основная нефтегазоносность связана с пластами верейского горизонта. Залежи пластово-сводового типа высотой до 60 м. Все верейские залежи располагаются над башкирскими.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский нефтегазоносный комплекс объединяет карбонатные породы верхнего карбона, ассельского, сакмарского и артинского ярусов нижней перми общей мощностью 500–1000 м. Коллекторами могут являться как проницаемые разности слоистых известняков, так и массивные рифовые карбонаты различного возраста, полосы распространения которых охватывают значительную часть рассматриваемой территории. Все промышленные залежи и наиболее интенсивные нефтегазопрооявления установлены в Предуральском прогибе.

Рассмотренная геологическая характеристика территории Пермского Прикамья свидетельствует о большом разнообразии по форме и структуре залежей нефти и газа. Этими условиями диктуется необходимость комплексирования геолого-геофизических методов.

Главные особенности геологического строения палеозойских отложений, существенно влияющие и определяющие разработку нефтяных месторождений, на которые необходимо обращать пристальное внимание, следующие:

- наличие в низкопористых карбонатных разрезах проницаемых зон и получение из них притоков нефти;
- приуроченность литолого-стратиграфических ловушек нефти в терригенных отложениях к русловым фациям;
- влияние тектоники фундамента на формирование осадочной толщи и на постседиментационные процессы, связанные с образованием или разрушением ловушек и вызывающие вторичные изменения пород коллекторов.

В настоящее время основной задачей геологов нефтяников и геофизиков Пермского Прикамья является переход от регионально-поисково-разведочных работ, направленных на открытие крупных месторождений, на поиск небольших залежей УВ в низкопористых карбонатных рифовых постройках и литологических ловушек в терригенных отложениях.

Этот переход требует значительных материально-технических затрат, так как связан с применением более эффективных геолого-геофизических, геохимических и других видов исследований сложнопостроенных ловушек и с применением современных методических приемов обработки и комплексной интерпретации результатов исследования.

3.2. МЕТОДИКА ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС ТЕРРИГЕННЫХ РАЗРЕЗОВ

Обзорный анализ литературы по геологическим моделям песчано-глинистых отложений позволил выбрать схему классификации терригенных фаций, в основу которой был положен характер изменения размера минеральных зерен по вертикали пласта (Г.Я. Шилов, 2001 и др.).

Выбор в качестве генетического признака терригенных фаций размера зерен был сделан потому, что этот параметр, с одной стороны, контролирует литологический состав породы и глинистость терригенной породы, а с другой, связан с гидродинамикой среды осадконакопления (рис. 3.3).

Как видно из рисунка, терригенные фации здесь классифицируются на три группы:

- 1) терригенные отложения с уменьшением зернистости вверх по разрезу;
- 2) отложения с увеличением размера минеральных зерен снизу вверх;
- 3) песчано-алевролитовые и глинистые отложения с равномерным распределением зерен по вертикали пласта.

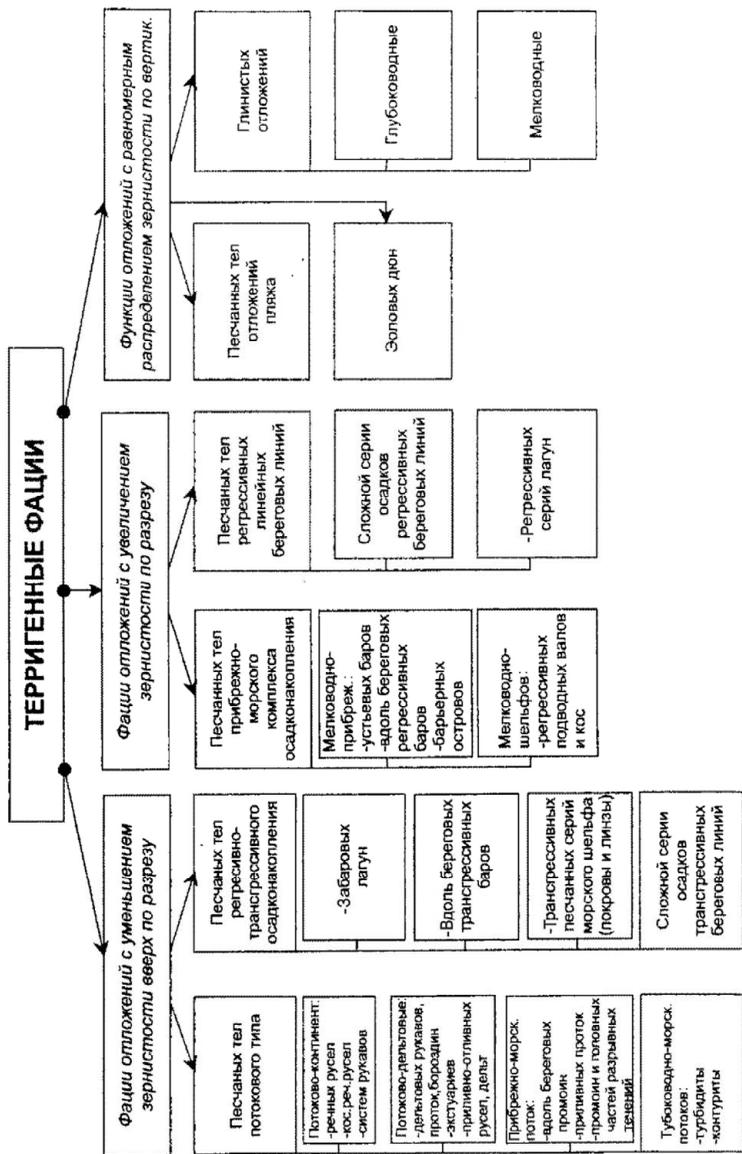


Рис. 3.3. Классификация терригенных фаций по характеру изменения размеров минеральных зерен по вертикали пласта (по Г.Я. Шилову, 2001)

Классы фаций делятся также на типы и элементарные фации, соответствующие определенным обстановкам образования песчано-глинистых отложений (рис. 3.4).

Предложенная классификация терригенных фаций послужила методической основой при изучении каротажных моделей фаций с целью проведения фациально-циклического анализа по ГИС.

Выделение и изучение фаций и циклов никогда не рассматриваются как цель, а лишь как методический прием палеогеографического исследования. Вот почему методика фациально-циклического анализа отличается как от простого фациального анализа, так и от механического или гранулометрического «циклинирования», не подкрепляемого фациальной характеристикой (Ю.А. Жемчужников, 1959; В.И. Пахомов, 1980). При изучении разрезов Пермского Прикамья по керну основы фациального метода изложены в работах О.А. Щербакова, 1981; В.И. Пахомова, И.В. Пахомова, 1980.

Автором впервые для изучения фациальной цикличности осадочных толщ на площадях Пермского Прикамья использовались данные ГИС (А.И. Губина, 1990, 1991, 2007), существенно дополнив методические основы анализа, исходя из специфических условий осадконакопления.

Исходным материалом, для изучения разрезов скважин являлись структурные карты, материалы комплексной интерпретации ГИС и керн.

По структурной карте определялся объем исследованных скважин и с учетом их расположения на структурах выбирались направления построения фациальных профилей. Анализ разрезов по профилю позволяет отчетливо видеть соотношение между собой различных литогенетических типов в двух измерениях: по вертикали и горизонтали, т.е. во времени и в пространстве. Рассмотрение соотношения литотипов на профилях, построенных в различных направлениях, позволяет судить о распространении их на площади, о характере залегания, т.е. дает представление в трех измерениях (объемное).

Поименные		Русловые		Пойменные	
Внутренняя лагуна	Внешняя лагуна	Боковые русла	Главное русло	Внешняя (песчаная) пойма	Внутренняя (суглинистая) пойма
Боковые пойма	Песчаные пойма	Низ русловой отмели	Верх русловой отмели	Стирицы	Пески разлива
Боковые пойма	Песчаные пойма	Боковые отмели	Боковые отмели		



Крайняя часть	Боковая часть	Боковая часть	Крайняя часть
Песчаное тело			

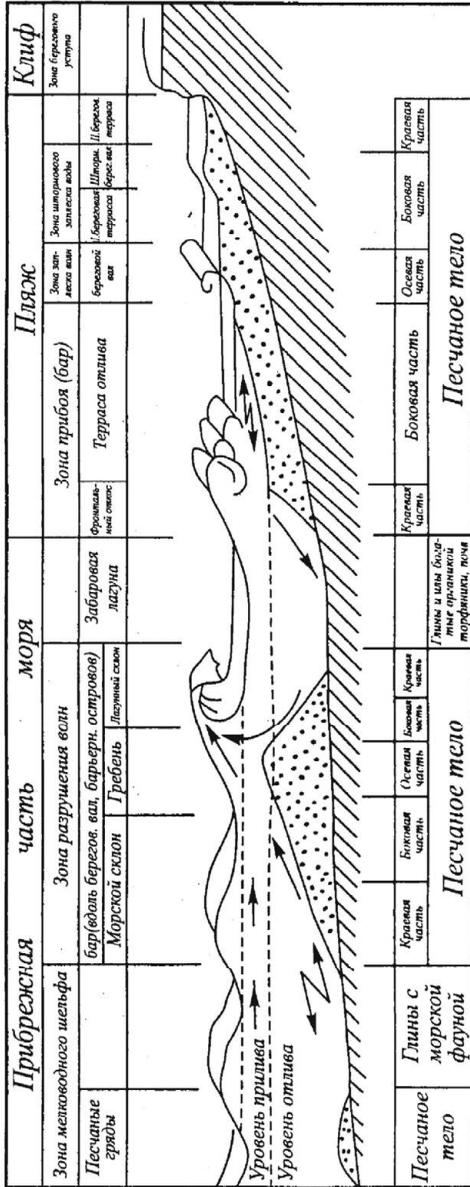


Рис. 3.4. Типовая фациальная модель образования русловых отложений и аккумулятивных песчаных тел в прибрежной части мелководного моря (по С.М. Муромцеву, 1984)

На основании разрезов по фаціальным профилям первоначально выяснялся общий план строения и районирования площади. Выделялись области отсутствия отложений, определялись литологические комплексы пород, различающиеся по составу осадков и условиям их образования. Состав пород определялся по керну или ГИС. Определение фаций производилось по фаціальным признакам (Ю.А. Жемчужников, 1959; Л.Н. Ботвинкина, 1956) и типу слоистости (рис. 3.5). Показания геофизических методов зависят от трех основных геологических параметров: состава породы, ее текстуры и структуры, а также флюида, т. к. флюид неотделим от пород в условиях залегания и может влиять на показания определенных методов. В табл. 2.4 (см. раздел 2.5) приведена краткая промыслово-геофизическая характеристика основных разностей терригенных и карбонатных пород Пермского Прикамья. Литологическая характеристика пород оценивается по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных методов. Чем больше число признаков, характеризующих породу, тем точнее она может быть определена.

Рассмотрим возможность использования при интерпретации ГИС каждого из основных правил выделения циклитов (Е.А. Гайдебурова, 1987). Направленность изменения гранулометрического состава в «слое» и от «слоя к слою» (первое правило) отражается в физических свойствах и фиксируется в характере той или иной кривой на диаграмме. Эта зависимость основывается на том, что классификация терригенных пород строится на размерности зерен, обломков, слагающих породу. Поэтому промыслово-геофизическая характеристика пород, их характер смены в разрезе есть не что иное, как отражение в физических свойствах размерности обломков пород и их смены. Так, в зависимости от размера песчаных зерен и содержания глинистого материала границы аномалий и сами аномалии ПС (ГК) могут быть резкими и протяженными. Различают воронкообразную, цилиндрическую, колоколообразную форму аномалий кривых каротажа или их комбинацию

Подтип по величине	РАЗНОВИДНОСТЬ		СХЕМАТИЧЕСКОЕ ИЗОБРАЖЕНИЕ РИСУНКА СЛОИСТОСТИ	По какому признаку выделена разновидность	Для каких отложений наиболее характерна
	С ПАРАЛЛЕЛЬНЫМИ СЕРИЯМИ	ОДНОНАПРАВЛЕННАЯ			
Крупная	ПЕРЕКРЕСТНАЯ КЛИТВОУЧАЯ	ОДНОНАПРАВЛЕННАЯ	1	Серийные швы параллельны. Слойки однопараллельны в смежных сериях и параллельны друг другу в одной серии	Для речных русловых песчаников 1 – связана с наиболее сильным течением; 2 – течение слабее; 3 – связана с отложениями верхней части прирусловой отмели
			2	Серийные швы почти параллельны. Слойки однопараллельны и подстилают друг друга, угол наклона их в одной серии одинаков	
	3	Серийные швы обычно срезают друг друга (перекрестны) и криволинейны			
	РАциональная	Сходящаяся	4	Серийные швы прямолинейны, серии образуют клинья	Для фации баров, пересыпей, кос
5			Серии слоев срезают друг друга под разными углами, в одной серии — параллельны	Для отложений речных выносов (подводной дельты)	
Мелкая	Параллельная	Одноравленная	6	Серии образуют пологие, очень вытянутые клинья, словые швы прямые. В одной серии слойки параллельны	Для морских песчаников
			7	Серийные швы почти параллельны, слойки однонаправлены и параллельны	Встречается в верхних горизонтах русловых отложений, в пойменных алевроито-песчаных осадках и в мелкозернистых песчаниках баров, кос
Мелкая	Прерывистая	Словая	8	Серийные швы почти параллельны, слойки однонаправлены, сходящиеся	Для песчано-алевритовых отложений, как пойменных, так и прибрежных лагунно-заливных
			9	Сочетание элементов волнистой (основание серий) и косой (слойки) слоистости	
Мелкая и тонкая	Крупная	Мульдоборозчатая (верекрестная)	10	Основа серий, вогнутое вниз, слойки параллельны основанию	Для прибрежно-морских песчаников и крупнозернистых алевролитов
			11		
			12	Амплитуда волн небольшая	Как пойменных, так и для прибрежных лагунно-заливных отложений. Встречается и в морских
13	То же, но подчеркивающий слоистость материал распределен неравномерно				
Мелкая	Параллельная	Неправильно горизонтальная	14	Горизонтальные линии слойков неровные, не имеют правильного рисунка	Может быть встречена в любой фации
			15	Толщина слойков различная, чередование слойков неравномерное	Для озер, заливов, участков моря, удаленных от берега
Тонкая	Параллельная	Правильная	16	Слойки очень тонкие, параллельные, в однородной породе видна плохо	Для тонкозернистых морских и лагунных отложений
Мелкая и тонкая	Неотчетливая, неясная		17	Видна неотчетливо по отдельным штрихам, обусловленным посторонними примесями	Встречается в любых тонкозернистых отложениях однородного состава

Рис. 3.5. Типы слоистости (по Ю.А. Жемчужникову, 1959)

(рис. 3.6). Классификацию дополняют описательными терминами: гладкие, иззубренные, линейные, вогнутые, выпуклые. Для морских песчаных тел колоколообразная аномалия на кривой ПС (ГК) отражает уменьшение энергии обстановки осадконакопления и увеличение глинистости от подошвы к кровле песчаного тела и ассоциируется с трансгрессией моря. Воронкообразная форма ПС (ГК) отражает регрессию моря и увеличение поступления вверх по разрезу песчаного материала. Плавная цилиндрическая форма аномалии ПС (ГК) связана с отложениями песчаного тела в условиях постоянной высокоэнергетической обстановки при обильном поступлении песчаного материала.

Иззубренная кривая ПС (ГК) указывает на частое изменение энергетической обстановки, чередование песчаных и более глинистых слоев. Определенным преимуществом при использовании каротажных кривых является то, что направленность изменения и ее характер можно оценить не только качественно, но и количественно, пользуясь показаниями методов. Тем самым открывается возможность использования количественных характеристик данных ГИС и обработки их на ЭВМ.

Следующие два правила непрерывности и характера границ тесно связаны между собой и с первым признаком. Непрерывность отражается в постепенной смене пород с близкими свойствами. При визуальном наблюдении в таких интервалах переход от одного слоя к другому выражается различным образом. В одних случаях в породе одного состава появляется примесь материала вышележащих пород, количество которого постепенно вверх по разрезу увеличивается, пока не произойдет полной смены одной породы другой. В других – в подстилающей породе появляются линзочки или тонкие прослойки вышележащего слоя, количество и мощность которых постепенно увеличивается, пока порода не сменится другой.

На каротажных диаграммах такое постепенное изменение литологического состава с частыми «возвратами» к прежней литологической разности выражается, во-первых, в мелкой

Фашиальный комплекс	Фашии (снизу вверх)	Литологическое содержание комплекса (снизу вверх)	Изменение гранулометрии (снизу вверх)	Границы	Положение в разрезе	Характер кривой ПС, ГК	Тип циклитов	Распределение песчаного материала
Аллювиальный (АК)	Болото Пойма Русло	Уголь Аргиллит Алевролит Песчаник	От грубого к тонкому	Континентальные фашии	Среди континентальных		Проциклит (при изменении ранга шиклита не изменяется)	Песчанность приурочена к понижениям рельефа (континентальный тип)
				Резкие				
Озерный (ОК)	Болото Пойма Озеро	Уголь Аргиллит Алевролит Песчаник тонкозернистый	От грубого к тонкому	Не четко выраженные	Среди континентальных		Проциклит (при изменении ранга шиклита от низшего к высшему изменяется на прециклит)	Песчанность приурочена к повышениям рельефа (морской тип)
				Морские фашии	Залегают на континентальных			
Морской (МК, транстр.)	Морская (баз. слон)	Аргиллит Алевролит Песчаник	От грубого к тонкому	Постепенные	Залегают на континентальных		Проциклит (при изменении ранга шиклита от низшего к высшему изменяется на прециклит)	Песчанность приурочена к повышениям рельефа (морской тип)
				Постепенные	Залегают на континентальных			
Мелководно-морской (ММК, открытое море)	Морская	Аргиллиты	От грубого к тонкому	Нижняя постепенная, верхняя резкая	Залегают на континентальных		Рециклит (при изменении ранга шиклита от низшего к высшему изменяется на реили рециклит)	Песчанность приурочена к повышениям рельефа (морской тип)
				Постепенные	Залегают на континентальных			
Прибрежно-морской (ПМ, рел.)	Прибрежно-морская	Песчаник Алевролит Аргиллит	От тонкого к грубому	Нижняя постепенная, верхняя резкая	Залегают на континентальных		Рециклит (при изменении ранга шиклита от низшего к высшему изменяется на реили рециклит)	Песчанность приурочена к повышениям рельефа (морской тип)
				Постепенные	Залегают на континентальных			
Дельтовый (ДК)	Болото Пойма Русло Прибрежно-морская	Аргиллит (уголь) Алевролит Песчаник Алевролит Аргиллит	От тонкого к грубому и обратно	Переходные фашии	Между морскими и континентальными		Про-рециклит (при изменении ранга нарушается правило рядов)	Смешанное
				Постепенные	Между морскими и континентальными			
Прибрежно-континентальный (ПКК)	Болото Прибрежно-морская	Уголь Песчаник Алевролит Аргиллит	От тонкого к грубому, выше закономерность нарушается	Нижняя постепенная, в средней части резкая	Между континентальными и морскими		Рециклит, выше уголь с резким контактом	Песчанность приурочена к повышениям рельефа (морской тип)
				Постепенные	Между континентальными и морскими			

Рис. 3.6. Критерии выделения континентальных, морских и переходных фашии (по Е. А. Гайдебуровой, 1980)

зазубренности кривых ЭК, ПС, РК, и, кроме того, в постепенном изменении (отклонении) общей направленности значений (рис. 3.7).

По керну можно наблюдать очень резкие контакты (границы) между слоями. Обычно они связаны с породами, резко отличающимися по литологическому составу (песчаник – уголь, песчаник – аргиллит, известняк – аргиллит). Существует прямая связь между резкостью границ и степенью различия литологического состава слоев. Однако нередки случаи, когда характер границ (их резкость или постепенность) на тех или иных диаграммах определяется не столько сменой литологического состава, сколько изменением физических свойств, т.е. связь между вещественным составом и физическими свойствами не всегда прямая. Так, контактирующие между собой пласты песчаника и угля по кривой ПС объединяются отрицательной аномалией, поскольку обе эти породы могут обладать очень сходной проницаемостью. Поэтому резкой границы между ними на кривой ПС не наблюдается. Тот же контакт на кривых ГК, КВ выражается четко, т.к. песчаные и угольные пласты существенно отличаются радиоактивностью и механическими свойствами.

В то же время при интерпретации кривой ГК необходимо учитывать, что метод чувствителен к содержанию в осадочной породе глауконита, слюд, полевого шпата (K^{40}) и обломочного циркона, что также иногда затрудняет его использование для определения глинистости.

Из приведенных примеров следует, что правило непрерывного характера границ может быть реализовано лишь на основании комплекса ГИС, а не одного вида исследований. Этот пример свидетельствует о том, что формально только по изменению физических свойств тел можно уверенно выделять пласты, а не циклы. Для выделения циклов необходим более тонкий, углубленный анализ всех данных ГИС.

При определении фациальных признаков основными параметрами являются состав пород, их текстурные и структурные особенности и включения (Ю.А. Жемчужников, 1959; Л.Б. Рухин, 1966; О.А. Щербаков, 1966, 1981).

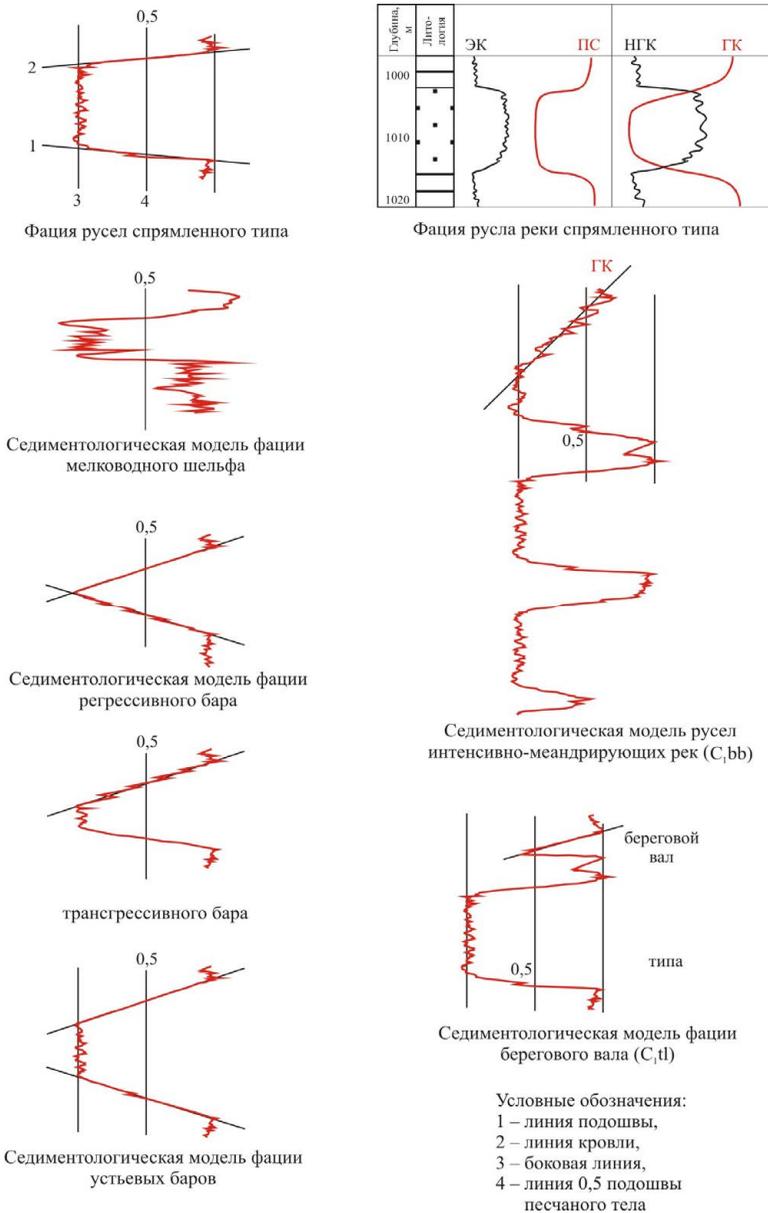


Рис. 3.7. Характеристика кривых ГИС (ГК, ПС) для выделения континентальных фаций

Слоистая текстура пластов определяется непосредственно обстановками седиментации (рис. 3.5). Спокойная седиментация без перераспределения осадка создает горизонтальную слоистость, а перераспределение его течениями и волнениями – слоистость косую и волнистую. Некоторые признаки являются как исключительно свойственными данной фации, т.е. одного такого признака вполне достаточно для однозначного определения фаций. Так, например, диагональная косая слоистость в песчаниках свидетельствует об их принадлежности к русловым фациям (рис. 2.20, раздел 2.4.1).

По каждому детально изученному разрезу строились фациальные кривые изменения физико-географических обстановок, которые наглядно отражают последовательность и общую направленность смены обстановок седиментации во времени. На них отчетливо фиксируются моменты смены трансгрессивного ряда фаций регрессивными, и наоборот, т.е. границы циклов.

Основой корреляции разрезов являлись сопоставление и увязка отдельных циклов осадконакопления, включающих закономерно чередующиеся фации. В соответствии с обычными приемами увязки любых геологических разрезов при корреляции сопоставлялись в первую очередь маркирующие циклы. К ним относятся циклы с наиболее выдержанным фациальным составом, мощностью и строением. Обычно трансгрессивная часть таких циклов представлена хорошо выраженными болотными или морскими фациями, часто содержащими карбонаты.

Для визейских терригенных отложений в качестве линии сопоставления разрезов лучше всего брать кровлю тульских терригенных отложений, которая используется у геофизиков в качестве маркирующего горизонта.

Значительной выдержанностью по простиранию отличаются циклы, соответствующие тульскому, бобриковскому и радаевскому горизонтам. Поэтому они и были использованы для расчленения и корреляции отложений, построения фациальных карт. Для каждого цикла, по данным определения мощности пластов разной литологии, подсчитывались коэффициенты песчаности, углистости и глинистости (табл. 3.1)

Таблица 3.1

Определение типа разрезов, характеризующих фации визейской терригенной толщи.
Курашимская площадь

№ скв.	А _р скв., м	С ₁ Тл ₂			С ₁ ВВ _{1,2}			С ₁ мл			С ₁ , м	НС ₁ , м						
		С _{1г} , м	Н _р , м	Н _{гп} , м	К _{гп}	Тип	С _{1г} , м	Н _р , м	Н _{гп} , м	К _{гп}			Тип					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
101	242,5	1736	27	7	0,3	АП	1763	43	30	0,7	АР	1724	30	4	0,1	АП	1824	88
105	244,0	1878	26	5	0,2	ОБ	1904	36	31	0,9	АР	1940	23	6	0,3	АР	1963	85
103	243,2	1743	29	7	0,2	ОБ	1772	28	16	0,6	АП	1800	27	6	0,2	АП	1827	84
116	215,6	1717	27	6	0,2	ОБ	1744	34	25	0,7	АР	1778	22	4	0,2	ОБ	1800	83
104	219,1	1718	31	11	0,3	АР	1749	32	27	0,8	АР	1781	23	3	0,1	ОБ	1804	86
112	256,7	1760	29	8	0,3	АП	1789	39	23	0,6	АП	1828	21	2	0,1	Б	1849	89
109	288,8	1810	28	4	0,1	ОБ	1838	40	31	0,8	АР	1878	20	4	0,2	АП	1898	88

Величина
изменения
К_{клетч}

АР – 0,3
АП – 0,3
ОБ – 0,2-0,1

АР – 0,9-0,7
АП – 0,6

АР – 0,3
АП – 0,2-0,1
ОБ – 0,2-0,1
Б – 0,1

$$K_{\text{песч. (угл., глин.)}} = H_{\text{песч. (угл., глин.)}} / H_{\text{общ}}$$

где $K_{\text{песч. (угл., глин.)}}$ – мощности соответственно песчаных, углистых и глинистых пластов; $H_{\text{общ}}$ – общая мощность цикла.

Для AP фаций характерны максимальные значение коэффициентов песчаности (0,9–0,5) и минимальные коэффициенты глинистости и углистости (0,1–0,0). Для ОБ и Б-фаций – наоборот. Полученные значения коэффициентов для каждого цикла могут являться одним из основных критериев для обоснования типа фации и быть использованы при обработке данных ГИС на ЭВМ. При этом для одинаковых или близких значений коэффициентов разных фаций необходимо учитывать характеристику расчлененности разреза. Так, например, русловые фации представлены обычно однородными пластами песчаника большой мощности, а для AP фаций характерно переслаивание пластов песчаника и аргиллита меньшей мощности.

Пласты углистых и известковистых аргиллитов, приуроченные к трансгрессивным фазам начала и конца циклов, а также к ОБ и Б фациям, по данным ГИС имеют близкую характеристику. Они отмечаются повышенными показаниями ГК и ЭК, пониженными НГК и небольшим увеличением ДС.

Учитывая, что в бобриковских мезоциклах развита в основном углистость (континентальные фации), а в малиновском и тульском – известковистость (прибрежно-морские фации), то пласты с подобной геофизической характеристикой можно дифференцировать между собой и, определив мощности углистых пластов, подсчитать $K_{\text{угл.}}$.

При построении карт по каждой скважине наносились фации, соответствующие определенным циклам. Затем по принципу интерполяции и с учетом закономерной смены фаций в горизонтальном и вертикальном рядах проводились границы фациальных зон.

Для поисков нефти и газа первостепенное значение имеет знание условий образования отложений во время максимального развития регрессий, когда идет накопление аллювиальных отложений, являющихся коллекторами нефти и газа. Поэтому

на карты наносятся распределение и направление речных потоков (АР, АП), границы зон торфонакопления (ОБ, Б).

Учитывая, что нефтеносные залежи в пределах Пермского Прикамья в основном приурочены к антиклинальным структурам, нефтеносность выделенных мощных пластов песчаника (АР) будет зависеть от относительного расположения песчаного пласта в разрезе. Для пойменных и озерно-болотных фаций можно ожидать выявления неантиклинальных залежей нефти, приуроченных к участкам выклинивания и замещения пластов песчаника и алевролита.

Таким образом, детальное изучение и описание разреза, составление литологической колонки, определение литогенетических типов и фаций, выделение циклов, составление фациальных профилей по участкам и площадям и, наконец, построение фациальных карт – таков путь анализа и обобщения материалов исследования ГИС-НИД-керна по методу фациально-циклического анализа с постоянной взаимной, так сказать, «обратной» проверкой исходных данных и предыдущих построений и выводов.

3.2.1. Цикличность нижнепермских отложений

Главным событием раннепермского времени был подъем горного Урала и образование на месте восточного края Русской платформы Предуральского прогиба. В результате образования горного сооружения создались благоприятные условия для интенсивной эрозии и выноса в прогиб и на платформу большого количества песчано-глинистого материала. У подножия Урала накапливались прибрежно-морские крупногалечные конгломераты и песчаники. К западу они замещались морскими песчано-глинистыми образованиями флишоидного облика. Отложения этого типа представляют собой мощные серии осадочных образований, характеризующиеся четко выраженной цикличностью и вместе с тем градационной слоистостью. Флишоидные повторы (циклы) имеют размер от нескольких сантиметров до не-

скольких метров, и состоят из двух, трех компонентов литологических разностей пород (песчаник-алевролит-аргиллит), обязательно включающих обломочную породу с уменьшением снизу вверх размера частиц. Границы между циклами – многослоями являются резкими, а внутри цикла – слабовыраженными (С.П. Максимов, 1977). На диаграммах радиоактивного каротажа флишеподобные породы характеризуются высокими показаниями ГК и низкими НГК с монотонным, слабо дифференцированным характером кривых. По данным пластовой наклонометрии отмечается четкая слоистость отложений с частыми определениями углов и азимутов падения, изменение величины которых указывает на колебание условий осадконакопления в сторону уменьшения или увеличения энергии переноса осадка. Количество элементов залегания косослоистых структур дает возможность судить о преобладающем направлении движения водной среды и таким образом устанавливать положение области сноса (рис. 3.8). Структуры облекания, образуемые флишеидной массой нижнепермских рифогенных и тектонических структур, могут дать определение структурного наклона пород и определить положение скважины на структуре.

3.2.2. Визейские терригенные отложения нижнего карбона

Проблема прогнозирования, поисков и выявления сложно построенных ловушек углеводородов, генетически связанных с прибрежными условиями образования песчаных тел, зонами выклинивания и фациальных замещений терригенных отложений, занимает одно из ведущих мест в ряду актуальных проблем нефтяной геологии. Решить эту проблему можно лишь с использованием метода фациально-циклического анализа.

Автором выполнен большой объем исследовательских работ для уточнения генезиса и качества песчаных тел-коллекторов визейского терригенного комплекса на территории Пермского Прикамья.

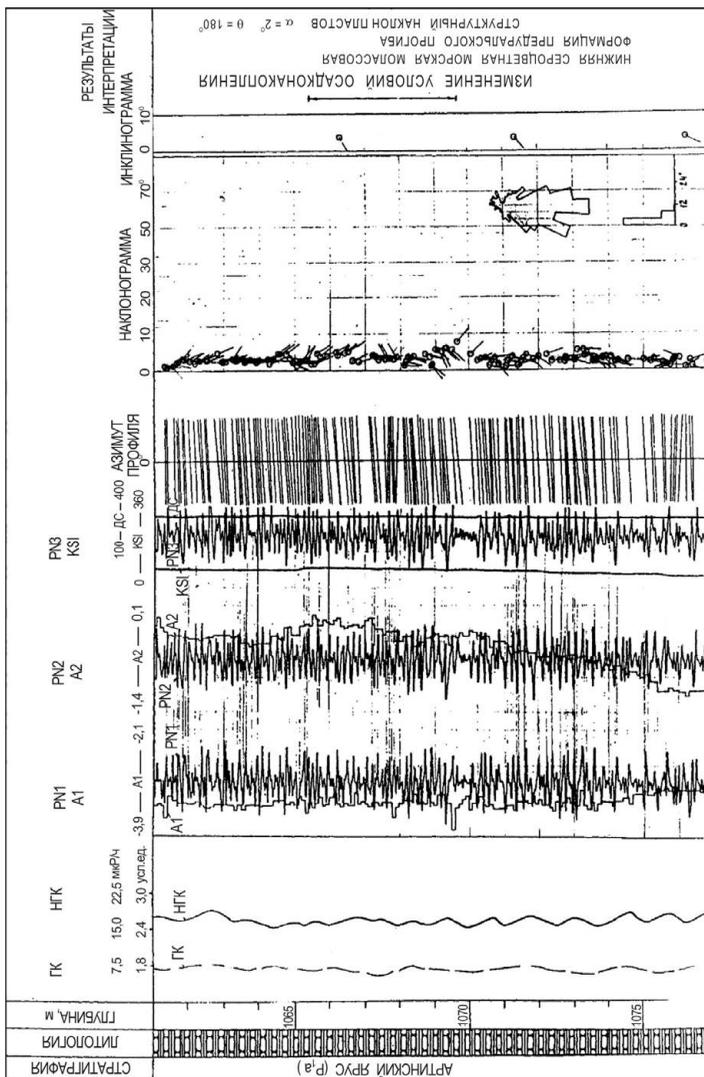


Рис. 3.8. Промыслово-геофизическая характеристика флишoidalно-моласовой толщи в терригенных отложениях P_{1a} (Соликамская пл., скв. 50)

Основной задачей проведенных исследований явилось уточнение формы резервуаров, вмещающих ловушки углеводородов, в пределах уже выявленных локальных поднятий. Главное внимание было уделено выяснению природы, формы и пространственного размещения различных, часто мощных, песчаных тел-коллекторов, являющихся в визейской терригенной толще основным объектом поисков, разведки и добычи нефти и газа.

Рассматриваемые отложения характеризуются чрезвычайной фациальной изменчивостью. Пласты и пачки пород с меняющейся мощностью переслаиваются, одни породы замещаются другими. Вследствие этого детальная послойная корреляция даже близко расположенных разрезов встречает затруднения.

Детальная корреляция разрезов скважин, использованных в работе, основана на данных биостратиграфических исследований, фациально-циклического анализа отложений и промыслово-геофизических характеристик разрезов. Составлению корреляционных схем предшествовало всестороннее изучение имеющегося керна – тщательный литологический анализ с выявлением возможных фациальных признаков, текстурных и структурных особенностей пород. Изучение геофизических характеристик в комплексе с литологическими характеристиками по керну, а также палинологическими исследованиями помогло выявить последовательность отложений и послужило обоснованием стратиграфического расчленения терригенной толщи.

Территория Пермского Прикамья в визейское время являлась частью обширной выровненной аллювиально-дельтовой равнины (рис. 3.9). Огромные массы песчаного и алевритового материала, приносимого реками, создавали устойчивый режим перекомпенсации, что способствовало продолжительному сохранению континентальных условий. Положение береговой линии было неустойчивым и в соответствии с регрессивными и трансгрессивными фазами седиментации постоянно менялось (И.Х. Абрикосов, 1963; В.И. Пахомов, И.В. Пахомов, 1980; В.П. Потапов, 1966, 1970; Л.В. Шаронов, 1971 и др.).

Трансгрессивные фазы осадконакопления представляли собой обширные заболоченные пространства с торфяными болотами, в которых накапливалась огромная масса растительного вещества, давшего впоследствии пласты каменных углей. Ограниченность толщи снизу и сверху морскими карбонатными породами позволяет точно определить ее мощность в разрезе. В региональном плане мощность терригенных отложений нижнего карбона уменьшается с юга на север, и с востока на запад. Визейская терригенная толща, общей мощностью 60–90 м, включает отложения нижневизейского подъяруса (косьвинский, радаевский, бобриковский горизонты) и нижнюю часть верхневизейского подъяруса (тульский горизонт, нижнюю его терригенную часть). Толща представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с редкими прослоями каменного угля.

В соответствии с работами В.И. Пахомова (1980), О.А. Щербачева (1981) в составе визейских терригенных отложений выделяются различные группы фаций. Среди них ведущая роль принадлежит континентальным и в меньшей степени переходным фациям. Морские фации имеют значительно меньшее распространение, в основном тяготеют к верхней части разреза. Ниже приводится характеристика основных фаций и циклов по ГИС и керну и отвечающих им физико-географических обстановок.

3.2.2.1. Примеры реконструкции условий осадконакопления визейских терригенных отложений на площадях Пермского Прикамья по данным ГИС

Курашимская площадь

Площадь расположена в северо-восточной части Бымско-Кунгурской впадины в пределах Мазунинской зоны поднятий. По кровле терригенных отложений тульского горизонта Курашимское поднятие представляет собой куполовидную складку размером 5×3 км (рис. 3.10). Нефтенасыщенные пласты в терригенных породах визейского яруса встречены в радаевских (малиновских), бобриковских и тульских отложениях.

По ГИС-НИД и керну фациально-циклическая характеристика виле изучена в скв. 101, 102, 103, 104, 105, 109, 112, 116 (рис. 3.11).

Ниже даны условные обозначения, принятые на рис. 3.10; 3.11).

Условные обозначения принятые на рис. 3.10; 3.11)

	известняк		алевролит глинистый		гистограмма распределения азимута
	доломит		алевролит углистый		гистограмма распределения угла
	мергель		аргиллит		знаки ряби
	брекчи		аргиллит алевитистый		колонии сиримгопор
	песчаник		аргиллит известковистый		брахиоподы
			аргиллит углистый		ходы илодов
	песчаник крупнозернистый		глинистость		растительные остатки
	песчаник разнозернистый		прослой каменного угля		ризоиды
	песчаник косослоистый		водонасыщенность		проциклит
	песчаник глинистый		нефтенасыщенность		рециклит
	песчаник известковистый		газонасыщенность		прорециклит
	алевролит		коллектор нефтенасыщенный		репроциклит
	алевролит песчанистый		коллектор водонасыщенный		интервалы испытаний

ФАЦИИ

К континентальные	} Группы фаций	АР+АП	аллювиальные, русловые и пойменные (нерасчлененные)	Л _т	лагунные терригенные
ПМ прибрежно-морские		О-Б(К)	озерно-болотные (континентальные)	Л _к	лагунные карбонатные
М морские		ПР	подводный речных выносов (подводная часть дельты или авандельта)	М _т	морские терригенные
		О-Б(ПМ)	озерно-болотные (прибрежно-морские)	М _к	морские карбонатные

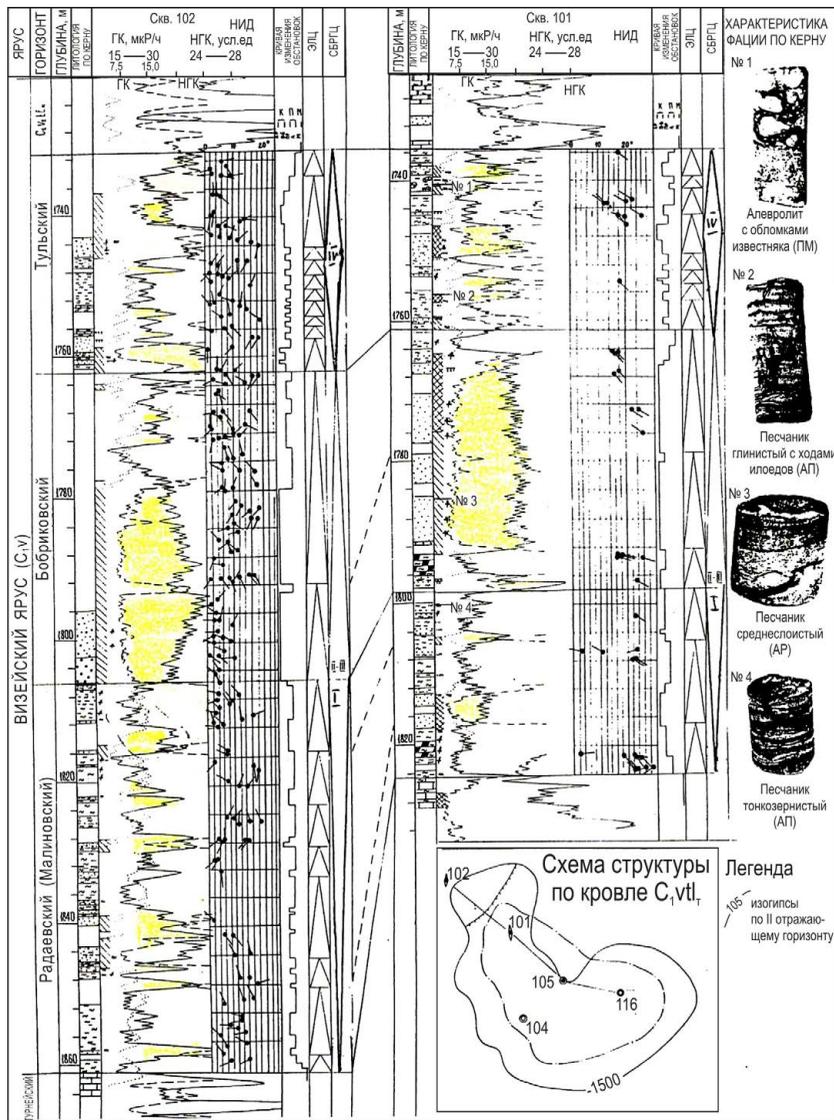


Рис. 3.10. Сопоставление разрезов визейской терригенной толщи (Курашимская пл.)

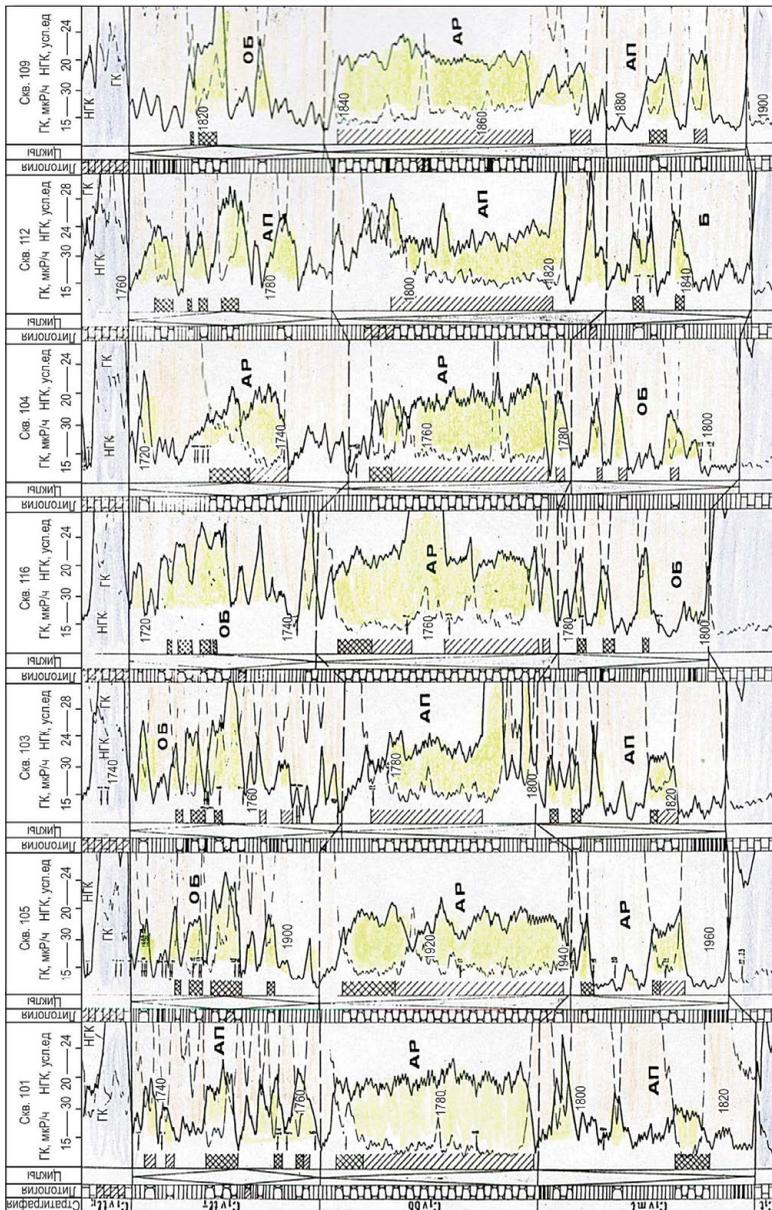


Рис. 3.11. Типы разрезов, характеризующих фации визейской терригенной толщи на Курашимской площади

Радаевский (малиновский) мезоцикл (I) по мощности достаточно выдержан (23–27 м), сложен переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями песчаников. В мезоцикле, по чередованию комплексов (песчаник–алевролит–аргиллит) можно выделить от 4 до 7 ЭЛЦ (см. рис. 3.11). Исключением является скв. 102, расположенная на склоне поднятия, вблизи одной из ветвей ККСП, где мощность I мезоцикла составляет 56 м, а количество ЭЛЦ достигает восьми, которые, падая на запад к центру впадины, частично выклиниваются на ее борту.

Для мезоцикла характерна значительная изрезанность кривых ГК, НГК с постепенными и резкими границами перехода, связанная со сменой литологического состава, обусловленной частыми изменениями условий осадконакопления.

Мезоцикл начинается отложениями углистых аргиллитов, указывающих на существование озерно-болотных обстановок (рис. 3.11). Вверх по разрезу отложения сменяются алевролитами и песчаниками, часто косослоистыми, что отражает регрессивный характер условий осадконакопления, появление континентальных аллювиально-руслowych (АР) и аллювиально-пойменных фаций (АП). Наиболее мощный нефтенасыщенный пласт косослоистого песчаника (Н = 2–6 м), с преимущественным падением слоев на восток, расположен в средней части мезоцикла (скв. 101, 103, 105, 109, 116). Формирование песчаника можно отнести к АР и АП фациям, с направлением переноса песчаного материала на восток.

Заканчивается цикл озерно-болотными обстановками, представленными углистыми аргиллитами с резким залеганием на них мощных аллювиальных толщ песчаников нижне-бобриковского мезоцикла.

Подобная фациально-циклическая характеристика отложений позволяет отнести мезоцикл по типу к рециклиту. По площади АР фации развиты узкой полосой (скв. 105) и постепенно сменяются АП (скв. 101, 103), переходя затем в ОБ (скв. 116, 104) и Б (скв. 112) фации (см. рис. 3.11).

Величина коэффициента песчаности, равная $K_{\text{песч.}} = N_{\text{песч.}}/N_{\text{общ.}}$, для $AP = 0,3$, что указывает на незначительную мощность песчаников и преобладание в цикле глинистых пород (см. табл. 3.1).

II и III мезоциклы (*бобриковские*) по мощности достаточно выдержанные (24–32 м), представлены практически единой сплошной толщей мелко- и среднезернистых песчаников, имевшей площадное распространение с маломощными прослоями алевролита и аргиллита до 0,2–0,4 м (см. табл. 3.1). Однако появление крупнозернистых песчаников и углистых алевролитов в средней части толщи дает основание выделять здесь как нижне-, так и верхнебобриковские II и III мезоциклы.

Верхняя часть бобриковского горизонта хорошо отбивается по повсеместному появлению лагунных фаций, завершивших III мезоцикл. Бобриковский мезоцикл по кривым ГИС характеризуется хорошей выдержанностью по мощности, цилиндрической формой кривых ГК, с резкой нижней границей и слабо «иззубренной» колоколообразной формой ГК в кровле, что указывает на трансгрессивный характер изменения условий осадконакопления и позволяет отнести данный цикл по типу к проциклиту аллювиального комплекса (см. рис. 3.11).

В середине пласта отмечается незначительная аномалия ГК, прослеживаемая по всем скважинам поднятия, что позволяет по данному реперу провести здесь возможную границу между II и III мезоциклами. В скв. 116 в интервале 1756–1763 м высокие значения НГК связаны с появлением плотных окварцованных песчаников, образованных за счет вторичных процессов и не связанных с цикличностью разреза. На рис. 3.12 по скв. 116 Курашимской площади приведен полный комплекс исследований ГИС–НИД–керна. Диаграммы ГК, НГК хорошо дифференцируют разрез по глинистости и пористости и позволяют наметить ЭЛЦ. Окончательные границы ЭЛЦ проводятся с учетом данных всего комплекса. Проницаемость пород отражена на кривых МКЗ. Разделение пластов по характеру насыщения достаточно уверенно проводится по кривым ЭК. По данным пластовой наклонометрии

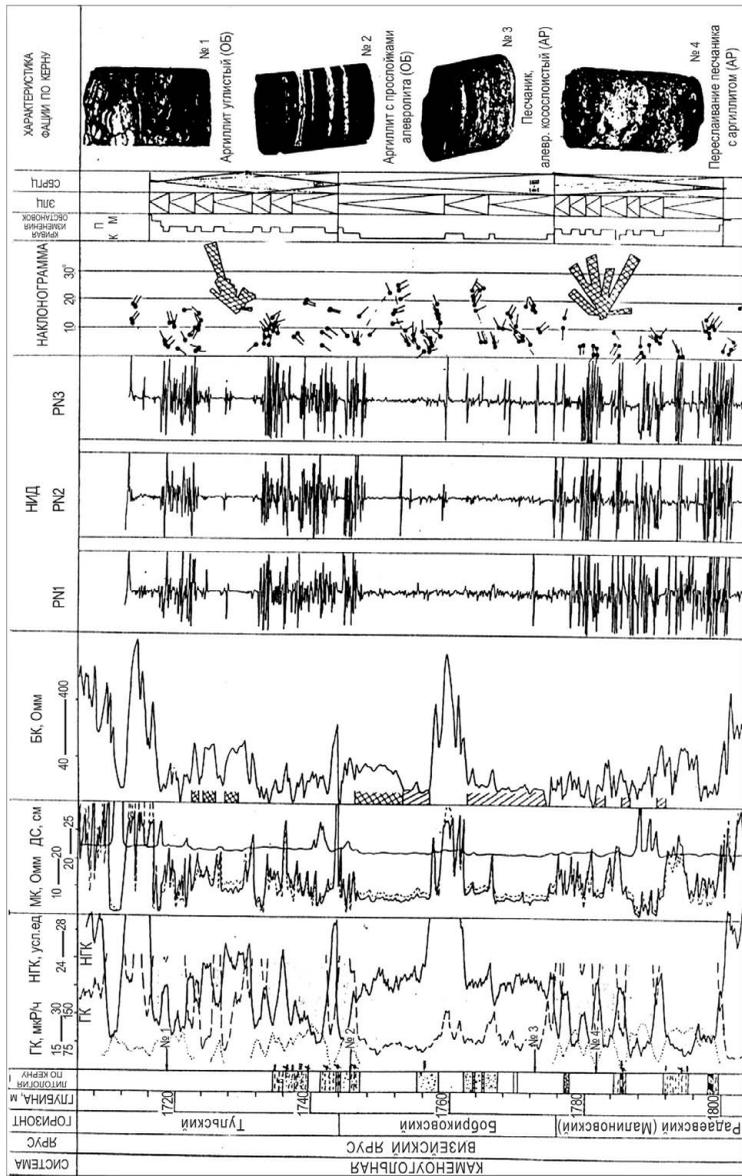


Рис. 3.12. Определение фациальной обстановки по комплексу ГИС–НИД–кern (Курашимская пл., скв. 116)

для песчаных пластов бобриковского горизонта отмечена значительная слоистость. Большие углы падения косой слоистости песчаника в подошве мезоцикла, бимодальное распределение азимута падения в кровле, низкие показания ГК, НГК (высокая пористость) являются четкими показателями русловых фаций. Падение косых слойков связано с направлением водного потока (направление переноса осадка) и указывает на положение направления русла реки на восток. Наличие косой слоистости в данных отложениях подтверждается результатами исследования керна (см. рис. 3.12). Величина $K_{\text{песч.}}$ для AP равна 0,9–0,7, что указывает на преобладание в цикле песчаных пород (см. табл. 3.1).

Тульский мезоцикл по мощности достаточно выдержан (28–32 м), включает в себя отложения T_{L2a} и T_{L2b} . Частое чередование литологического состава пород (аргиллит–алевролит–песчаник) свидетельствует о циклическом строении толщи. Песчаные пласты мощностью от 4 до 8 м, приуроченные к средней части мезоцикла (см. рис. 3.10), можно отнести к AP или AP отложениям, т. к. они имеют те же характеристики, что и песчаники бобриковского мезоцикла.

Наличие в верхней части мезоцикла фукоидов, окатышей известняка, пеллеципод, сидеритизация позволяют говорить о широком развитии лагунных фаций, а постоянное присутствие в слоях растительного детрита, ризоидов – о не менее значительном распространении озерно-болотных фаций.

Форма кривых ГК в мезоцикле имеет колоколо-воронкообразную форму и отражает значительное развитие глинистости в начале и конце цикла. Подобная фациально-циклическая характеристика отложений позволяет отнести мезоцикл по типу к репроциклиту. Небольшая величина коэффициента песчаности для AP фаций (0,3) указывает на преобладание в мезоцикле глинистых пород.

Распределение фаций по площади для основного нефтенасыщенного горизонта C_{1bb} показало, что русловые фации, представленные кварцевыми косослоистыми песчаниками, с падением направления косых слойков на восток, протягиваются

узкой полосой с запада на восток, совпадающей с направлением водного потока.

Таким образом, по комплексу ГИС–НИД–кern разрез терригенного визе достаточно хорошо расчленяется на мезоциклы, что дает возможность проводить целенаправленную корреляцию разрезов, определять фации и строить фациальные карты. Данные пластовой наклонометрии по элементам залегания косой слоистости позволяют прогнозировать направление и распространение AP фаций по площади.

С целью изучения общих закономерностей изменения фациально-циклического строения визейской терригенной толщи Пермского Прикамья были построены геолого-геофизических разрезы визейской терригенной толщи Пермского Прикамья. Направление профилей выбрано с запада на восток (Ножовская, Красносельская, Енапаевская, Мосинская) и с юга на север (Мосинская, Курашимская, Зуютская, Уньвинская, Соликамская). Отложения AP–АП фаций разреза выдержаны по мощности (30–90 м), увеличиваясь с запада на восток и уменьшаясь с юга на север. При этом максимальная мощность разреза отмечена на Красносельской пл. (96 м), где во всех мезоциклах (I–IV) отложения начинаются мощными толщами русловых песчаников. К северу из разреза выпадают I–III мезоциклы, мощности терригенного визе уменьшаются до 30 м (Соликамская пл.) и характеризуются увеличением глинистости разреза и снижением мощности песчаных пластов.

Распределение AP и AP фаций в разрезах визейской терригенной толщи в южной части Пермского Прикамья показало, что AP и AP фации протягиваются узкими полосами в восточном и юго-восточном направлении, совпадающим с направлением переноса осадков.

Изменение мощности песчаников происходит за счет подъема или опускания нижней границы. И если верхняя часть границы (кровля) ровная, с постепенным переходом в вышележащие отложения болотной фации, то нижняя резкая, со следами эрозионного размыва, угловыми и азимутальными

несогласиями. Выше подошвы песчаники, как правило, косо-слоистые, с унимодальным азимутом падения косых слоев.

Приведенный комплекс признаков указывает на то, что рассмотренные отложения образовались и накопились в речных долинах, т. е. имеют аллювиальный генезис. При анализе фациальных схем обращает на себя внимание отсутствие на них структурно-фациальной зональности. Действительно, речные долины одинаково пересекают как палеопрогибы, так и палеоподнятия. Иное дело – мощности отложений, они, напротив, по видимому, целиком контролировались дифференцированными отрицательными тектоническими движениями, происходившими на фоне общего погружения территории. На тех участках, которые попали в зону палеопрогибов, аккумулятивные процессы преобладали над процессом эрозии. Соответственно, в разрезах здесь фиксируются сравнительно мощные (40–70 м) пачки аллювия, циклы относительно полные. Разрезы межрусловых участков, расположенные рядом, в пределах одного и того же палеопрогиба, также отличаются увеличенной мощностью осадков, но имеют уже совершенно иной фациальный состав, а именно озерно-болотный, размывы менее характерны, циклы полные. В то же время в зонах палеоподнятий играли большую роль эрозионные процессы, обусловившие появление в разрезе частых размывов и, как следствие этого, присутствие неполных циклов, представленных часто лишь одними аллювиальными пачками незначительной мощности. Таким образом, комплекс ГИС–НИД–керна при использовании метода фациально-циклического анализа позволяет достаточно уверенно расчленить разрез терригенного везе на мезоциклы, что дает возможность проводить целенаправленную корреляцию разрезов, определять фации и строить фациальные карты.

В соответствии с классификацией циклов, предложенных Ю.Н. Карогодиным, все мезоциклы нижневезейской терригенной толщи по соотношению фаций, преимущественно развитых в нижних и верхних частях цикла, имеют три основных типа:

радаевский (малиновский) мезоцикл (I) – рециклит,
бобриковские мезоциклы (II+III) – проциклиты,

тульский мезоцикл (IV) – ре-проциклит, которые, в свою очередь, состоят из ЭЩ различных типов.

Радаевский (малиновский) мезоцикл (I) начинается обычно отложениями углистых аргиллитов, указывающих на существование озерно-болотных обстановок. Вверх по разрезу отложения сменяются алевролитами и песчаниками, часто косослоистыми, что указывает на регрессивный характер условий осадконакопления, появление континентальных аллювиально-русловых и аллювиально-пойменных фаций. Для цикла характерна сильная изрезанность кривых ГК, НГК с постепенными и резкими границами перехода, связанная со сменой литологического состава, обусловленной частыми изменениями условий осадконакопления.

Заканчивается цикл озерно-болотными обстановками, представленными углистыми аргиллитами с резким залеганием на них мощных аллювиальных толщ песчаников нижебобринского мезоцикла. Регрессивный характер условий осадконакопления позволяет отнести данный цикл по типу к рециклиту.

Бобринские мезоциклы (II+III) по мощности достаточно выдержаны, представлены часто однородной мощной толщей песчаников, с небольшими прослоями алевролита и аргиллита. Появление в средней части углистых алевролитов и крупнозернистых песчаников дает основание разделить толщу на два мезоцикла. По кривым ГИС мезоциклы характеризуются хорошей выдержанностью по мощности, наличием косой слоистости, цилиндрической формой кривых ГК, с резкой нижней границей и слабо «иззубренной» колоколообразной формой кривой ГК в кровле, что указывает на трансгрессивный характер изменения условий осадконакопления и позволяет данный цикл отнести по типу к проциклиту.

Тульский мезоцикл (IV) представлен чередованием песчано-аргиллитовых толщ. Часто разделяется на два цикла: Тл_{2а}, Тл_{2б}. Песчаные пласты приурочены к нижней и средней частям мезоцикла и формировались в АР и АП обстановках осадконакопления. Вверх по разрезу глинистость возрастает,

появляются прослои и конкреции известняков, доломитов, что указывает на трансгрессивный характер мезоцикла и формирование осадков в ОБ и Б фациях в континентальных и прибрежно-морских обстановках и позволяет отнести данный цикл по типу к репроциклиту.

На основании проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- корреляция разрезов произведена на основе сопоставления и увязки отдельных циклов осадконакопления, включающих закономерно чередующиеся фации;

- при определении фациальных признаков основными параметрами являются состав породы, их структурные и текстурные особенности;

- кривые ГК, НГК хорошо дифференцируют разрез по глинистости и пористости. Данные пластовой наклонометрии позволяют определить текстурные и структурные особенности пластов;

- величины коэффициентов песчаности, полученные для фаций разного типа, могут использоваться как важный количественный критерий для определения условий осадконакопления. Так, AP и AP фациям соответствуют максимальные значения коэффициента песчаности (0,9–0,5) и минимальные – коэффициента углистости и глинистости (0–0,1). Для ОБ и Б фаций – наоборот;

- выше подошвы, в нижней части пласта песчаники AP фаций, как правило, косослоистые, с падением косых слойков от 1 до 30° и унимодальным азимутом, указывающим на направление переноса осадка;

- русловые фации на изученных площадях протягиваются узкими полосами, ограничиваясь по простиранию ОБ и Б фациями. Нанесение распределения фаций по площади для основных нефтесодержащих циклов на структурные карты позволяет прогнозировать направление и распространение AP фаций, что поможет более обоснованному прогнозу поиска нефтяных залежей и решению задач по контролю при их эксплуатации.

3.2.2.2. Методика экспрессного фациально-циклического анализа с целью выявления потенциальных направлений фильтрационных потоков

Преобладание бескернового бурения эксплуатационных скважин и необходимость прогноза развития коллекторов для заложения боковых стволов при развитии новых методов и компьютеризированных технологий записи, обработки и интерпретации геофизических материалов приводят к необходимости поиска способа оперативной фациальной диагностики изучаемых отложений. В последнее время можно наблюдать своего рода «эволюцию» в разработке различных каротажных моделей для оперативного определения обстановок осадконакопления с характеристикой определенных диагностических признаков, в число которых входят:

- форма кривой,
- максимальные значения относительной амплитуды,
- характер поведения (кровельная, боковая, подошвенные линии, ширина аномалии и др. (см. рис. 3.7).

Методика оперативного определения литолого-фациальной цикличности терригенных отложений по каротажу была опробована на Шершневском месторождении для изучения и прогноза распространения русловых фаций в визейской терригенной толще, которые служат основными каналами латеральной миграции флюидов. Одновременно они являются структурно-литологическими ловушками (при пересечении палеодолинами антиклинальных структур), а также литологически экранированными и литологически ограниченными (при благоприятном сочетании их с непроницаемыми породами).

Визейская терригенная толща, общей мощностью 60–90 м, включает разнофациальные отложения радаевского, бобриковского и тульского горизонтов и представлена переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами с редкими пропластками каменного угля (рис. 3.13, 3.15), что свидетельствует об изменчивости обстановок седиментации, близости и значительной

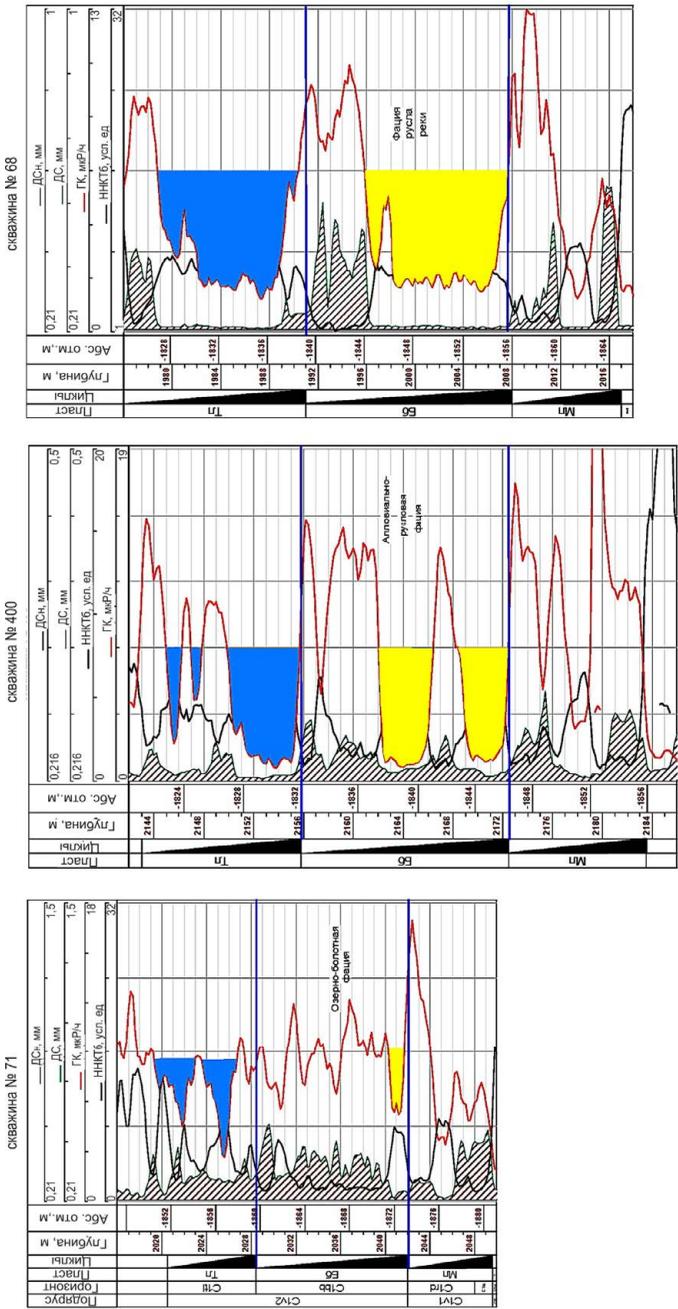


Рис.3.13. Выделение типов фаций и мезоциклов в терригенных отложениях визейского яруса (Шернское месторождение)

изрезанности древней береговой линии, ее периодических регрессивно-трансгрессивных движениях, мелководности морского бассейна.

При проведении анализа фациально-циклического строения визейской терригенной толщи за основу было принято циклическое деление, проведенное В. Пахомовым и И. Пахомовым (1980 г.). В составе угленосной формации Пермского Прикамья ими выделены четыре циклита второго порядка (мезоциклита). Стратиграфически мезоциклит 1 соответствует радаевскому горизонту, мезоциклиты 2 и 3 – бобриковскому горизонту (соответственно пласты Бб₁ и Бб₂), а мезоцикл 4 – тульскому горизонту (см. рис. 3.13). В составе каждого мезоцикла выделяются циклиты первого порядка (элементарные циклиты). Расчленение разреза на литологические разности и циклы, детальная корреляция, диагностика фаций выполнены с применением методики, описанной выше для терригенных отложений визейского яруса.

По результатам анализа каротажных кривых по скважинам (ГК, НК, ДС) выбиралась скважина с максимальным развитием песчаных пластов в разрезе. Взяв ее за эталонный разрез и используя определяющие признаки фаций, проводились корреляция пластов и их стратиграфическая разбивка по мезоциклам по всем скважинам (рис. 3.14).

Детальная корреляция разрезов скважин проведена по серии профилей субширотного и субмеридиального направлений. В качестве уровня для выравнивания сопоставляемых данных ГИС и литологических колонок принята кровля терригенных отложений тульского горизонта. Кроме того, были использованы данные кернового материала. Исследования кернового материала показали, что в разрезах с русловым аллювием, сформировавшимся в условиях с высокой энергией среды осадконакопления, отмечается в направлении от линии выклинивания, а также к основанию аллювиальной толщи увеличение размера зерен терригенного материала, его отсортированности, возрастание гранулометрической зрелости осадка и его мощности, которые могут являться наилучшими

первородными коллекторами. Песчаные осадки пойменных фаций и прибрежной части морского бассейна представлены в основном мелкозернистыми разностями песчаников, реже крупнозернистыми алевролитами. При этом характеристика гидродинамики среды осадкообразования, в первую очередь скорости потока, обуславливает не только гранулометрический состав осадка, но и его мощность. Чем выше скорость потока, тем большая глубина его является критической для выпадения частиц определенной размерности и тем больше мощность осадка. Соответственно, снижение скорости потока постепенно уменьшает критическую его глубину, наблюдается уменьшение размерности частиц осадка и его мощности. По данным исследования керна в песчаниках на исследуемой территории выделяются, в основном, два вида цемента: глинистый и карбонатный. Карбонатизация и глинизация песчаных пород, с одной стороны, приводят к ухудшению фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Однако если глинистый цемент имеет каолинитовый состав, то в нем образуются микропоры. Растворение цемента и микропоры обуславливают образование вторичной пористости. Данные по ФЕС продуктивных пород визейской терригенной толщи месторождения показывают достаточно высокие значения открытой пористости 10–20 % в большинстве разрезов.

При изучении фациальной цикличности визейской залежи по ГИС для построения литофациальной карты терригенных отложений привлекались структурные карты по основным отражающим горизонтам, включающим изучаемую толщу. Для визейских терригенных отложений это карты по кровле терригенных отложений тульского горизонта и карбонатных турне-фаменских отложений. На карте определялись зоны поднятий и прогибов. В данном случае, если это кровля рифовых построек турне-фаменского возраста, то выделяется гребень рифа, зарифовая зона, положение приливно-отливного канала и пониженные участки рельефа.

Далее на структурной карте, рядом с каждой скважиной наносятся кривые ГК, характеризующие всю визейскую толщу в абсолютных глубинах, одного масштаба, т.е. если это наклонная скважина, то кривые ГК перестраиваются в вертикальном масштабе глубин. Величины $K_{\text{песч}}$, полученные для каждого стратиграфического мезоцикла, могут также использоваться как важный количественный критерий для установления типа фаций и определения условий осадконакопления.

Анализ кривых ГК по площади показал, что русловые фации бобриковского мезоцикла протягиваются полосами, ограниченными по простиранию АП, ОБ и Б фациями с северо-востока на юг и на юго-восток, огибая гребень рифа и заполняя песчаными отложениями приливно отливной канал. Для тульского мезоцикла русловые фации получили развитие на северо-западе и южной части месторождения (рис. 3.16). Следует отметить высокую информативность предложенной методики для оперативного локального прогноза песчаных тел по моделям фаций и относительно невысокие затраты времени.

Применение спектрометрических радиоактивных методов позволяет повысить достоверность определения обстановок осадконакопления. Так, в результате анализа данных спектрометрии естественного гамма излучения (СГК) в скв. 207 по величине и соотношению радиоактивных элементов Th, U и K, определены типы глин и обстановки осадконакопления для тульско-бобриковского-радаевского времени (рис. 3.15). Как видно из рисунка, каждому выделенному циклу соответствует определенный тип глин и соотношений радиоактивных элементов, что позволяет более уверенно проводить корреляцию разрезов. Так, бобриковским отложениям соответствует каолиновый тип глин, что характерно для континентальных условий осадконакопления, терригенные отложения тульского горизонта характеризуются более гидрослюдистым составом, что указывает на прибрежно-морские условия отложений. Для карбонатных отложений турнейского яруса и тульского горизонта отмечается повышенное содержание урана, что связано с битуминозностью осадков, а в бобриковском горизонте с углистостью аргиллитов.

Фациальная цикличность визейской терригенной толщи

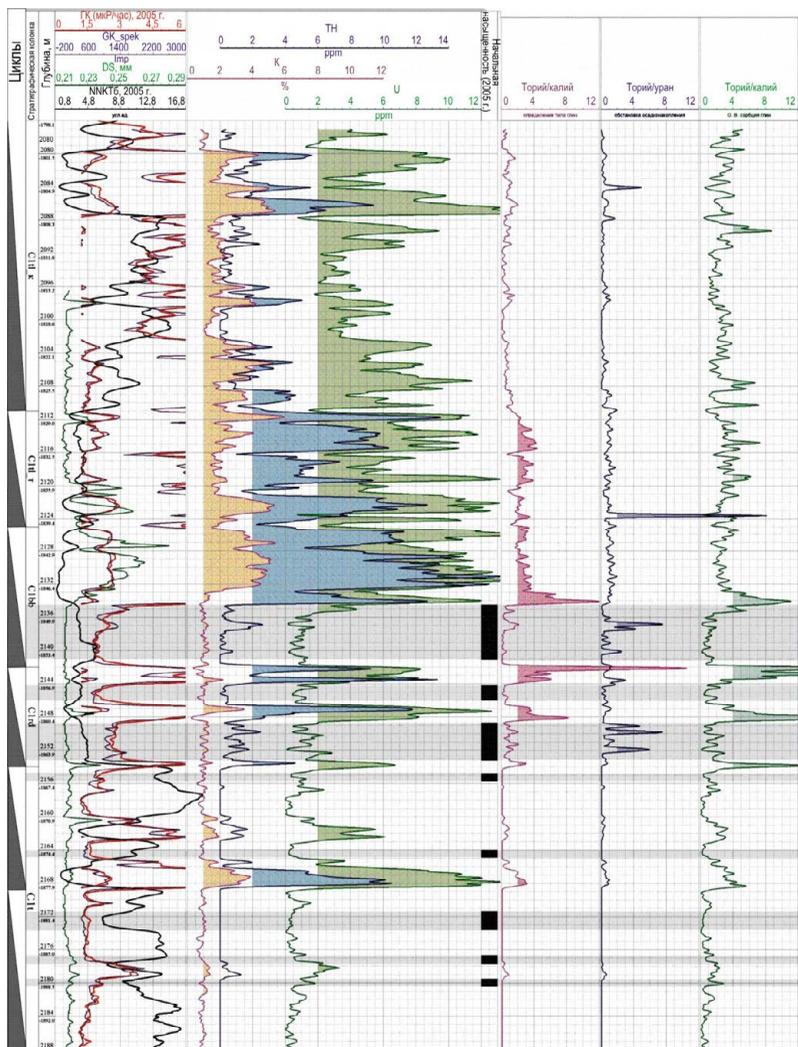


Рис. 3.15. Результаты обработки спектрометрического гамма-каротажа (Шершневецкое месторождение, скв. 207)

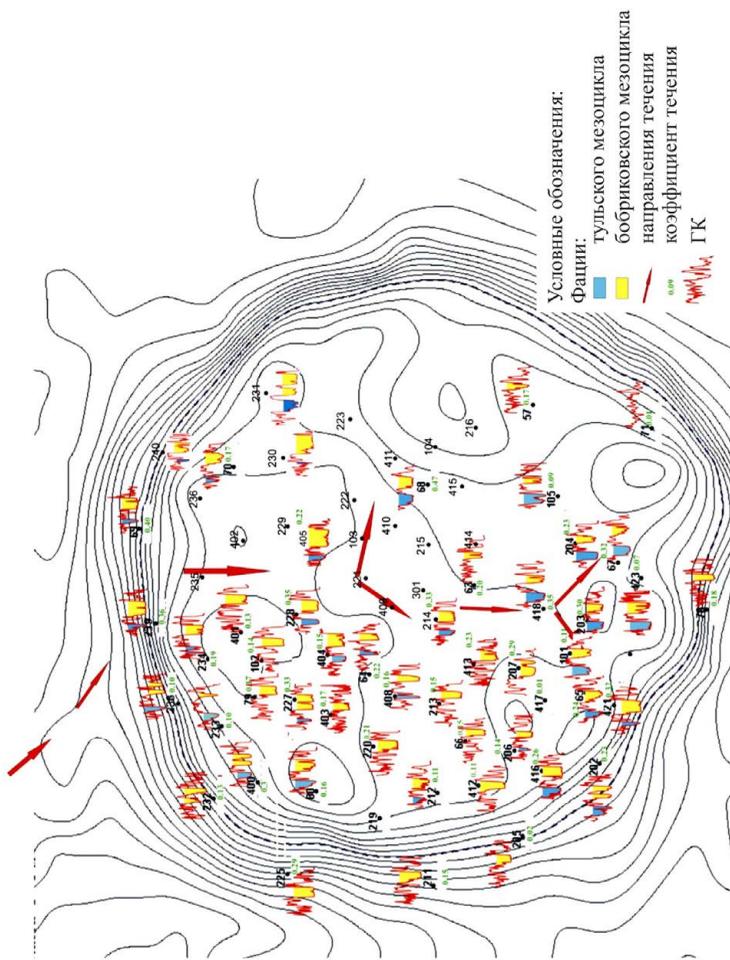


Рис 3.16. Экспрессное выделение фаций по кривым ГК (Шершневское месторождение)

Таким образом, терригенная толща визейского яруса представлена, преимущественно, континентальной группой фаций, среди которых преобладают фации песчаных осадков русла (дельтовых потоков). По соотношению фаций, развитых в нижней и верхней частях, большинство циклитов относится к трансгрессивному типу. В основании каждого циклита залегают более грубозернистые разности пород, а в верхней части циклита более мелкозернистые.

На основании всего вышеизложенного можно сделать некоторые практические выводы:

- полученные результаты показали эффективность применения экспрессного фациального анализа по ГИС для изучения типа фаций в терригенных отложениях;

- применение спектрального гамма-каротажа повышает достоверность корреляции разрезов и определения обстановок осадконакопления;

- использование данной методики позволяет изучать старый фонд скважин, геологические разрезы которых считались ранее неперспективными с целью прогноза развития зон выклинивания, а также применять ее при решении задач контроля за разработкой месторождений для определения направления движения закачиваемых вод.

3.2.3. Девонские терригенные отложения

Девонские отложения на территории Пермского Прикамья представлены всеми тремя отделами. Нижний и средний отделы сложены преимущественно терригенными породами, верхний – большей частью карбонатными.

Отложения девонского терригенного комплекса развиты почти по всей территории области. Они трансгрессивно с большим стратиграфическим несогласием перекрывают разновозрастные породы верхнего протерозоя. Полнота разреза, мощность и литологическое строение комплекса обусловлены особенностями тектонического развития основных элементов Камского, Осинцевско-Башкирского сводов и разделяющей их Красно-

камско-Чусовской впадины. Наиболее полно терригенные отложения девона представлены в центральной части территории, в полосе развития указанной палеовпадины, где их мощность достигает 200 м. В направлении к северу и к юго-востоку мощность и стратиграфическая полнота образований комплекса постепенно сокращаются (рис. 3.17).

Литолого-фациальный анализ отложений терригенного девона позволил выделить три группы фаций: континентальные, переходные и морские (лаборатория стратиграфии и литологии КамНИИКИГС – Э.К. Сташкова, А.В. Кутуков, Р.М. Арасланова, Н.М. Наборщикова, М.М. Балашова, Л.В. Шаронов и др.).

К о н т и н е н т а л ь н ы е фации не имеют широкого распространения и ограничиваются осадками приморской аллювиальной равнины с речными, озерными и болотными образованиями.

П е р е х о д н ы е представлены осадками двух фаций:

1) Фации прибрежной аккумулятивной равнины выражены гравелитами, крупно- и мелкозернистыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, с примесью гравийных зерен. Характерны косая и горизонтальная слоистость, каолиновый цемент, плохая сортировка обломочного материала, растительный детрит, остатки фауны, а также образование аккумулятивных форм рельефа – пересыпей, кос, баров, пляжей.

2) Фации заливно-лагунного побережья примыкали к прибрежной равнине и были отгорожены от моря отмелями и намывными косами. Отложения опресненных лагун, связанных с устьями рек, представлены песками и глинами. Осадки замкнутых спокойных лагун слагаются глинами часто с пропластками углей и сидеритом. В бухтах, заливах и лагунах при условии неустойчивого положения береговой линии формировались оолитовые гидрогетит-лептохлорит-сидеритовые и аллитовые руды.

Среди м о р с к и х развиты фации прибрежной зоны моря, мелководного опресненного моря и моря с нормальной соленостью; закрытых и полужакрытых бассейнов с повышенной соленостью вод, где шло отложение доломитовых илов, гипсов и ангидритов с отсутствием органических остатков.

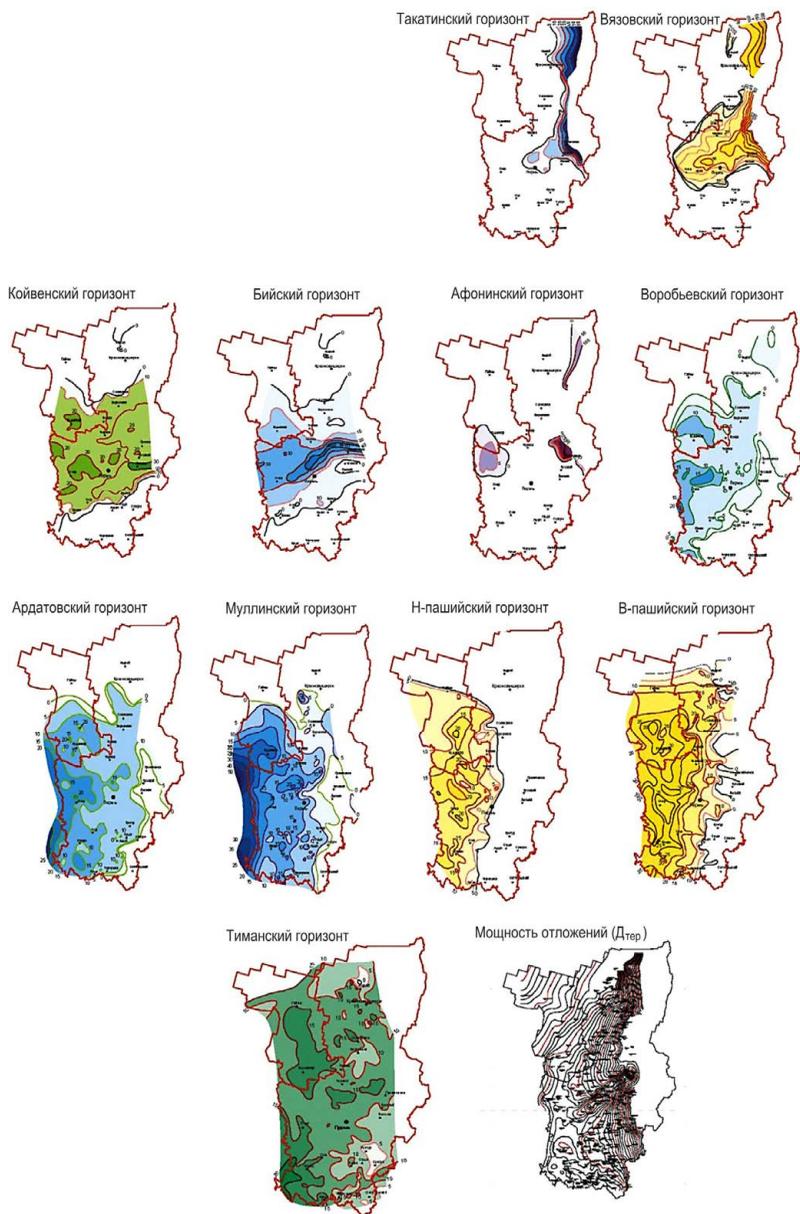


Рис. 3.17. История геологического развития и осадконакопление во время формирования девонской терригенной толщи (по Э.К. Сташковой)

На большей части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в раннедевонскую эпоху существовал континентальный режим. Площадь исследований представляла собой возвышенный, снижавшийся к юго-западу, пенеплен, на котором размывались додевонские осадочные породы. В обособленных полузамкнутых бассейнах шло накопление плохо отсортированного материала. Красно-бурая окраска пород в прослоях свидетельствует о привносе с суши гидроокислов железа.

Позднедевонская эпоха, представленная франским и фаменским ярусами, в целом характеризуется грандиозной трансгрессией моря, коренными структурно-тектоническими преобразованиями, резкой дифференциацией колебательных движений. Началу этой эпохи предшествовал региональный подъем, сопровождавшийся континентальным перерывом и формированием коры выветривания на территории суши. В связи с осушением краевых участков девонского бассейна, расширением областей сноса и усилением денудационных процессов в пределах суши увеличился привнос обломочного материала, и широкое распространение получили прибрежные песчаные фации.

Смена трансгрессивных и регрессивных фаз развития бассейна обусловила цикличное чередование глинистых разностей пород и пористо-проницаемых песчаников, что позволяет по геолого-геофизическим данным выделить циклы и провести целенаправленную корреляцию разрезов для определения направления развития песчаных пластов-коллекторов. Последние группируются в определенные пачки, выделяющиеся как пласты-коллекторы. Увеличение общей мощности терригенной толщи, связанной с осевой зоной Краснокамско-Чусовской впадины, сопровождается ростом количества и суммарной мощности пластов-коллекторов.

По комплексу геологических и промыслово-геофизических материалов выделяется ряд в той или иной мере регионально выдержанных пластов-коллекторов, служащих объектом поисков в них залежей нефти и газа.

В практике нефтепоисковых работ сверху вниз по разрезу принята следующая индексация пластов-коллекторов: D_0 – тиманско-верхнепашийский, D_I – нижнепашийский, D_{II} – муллинский, D_{III} – ардатовский, D_{IV} – воробьевский, D_V – эйфельский, D_{VI} – эмсский.

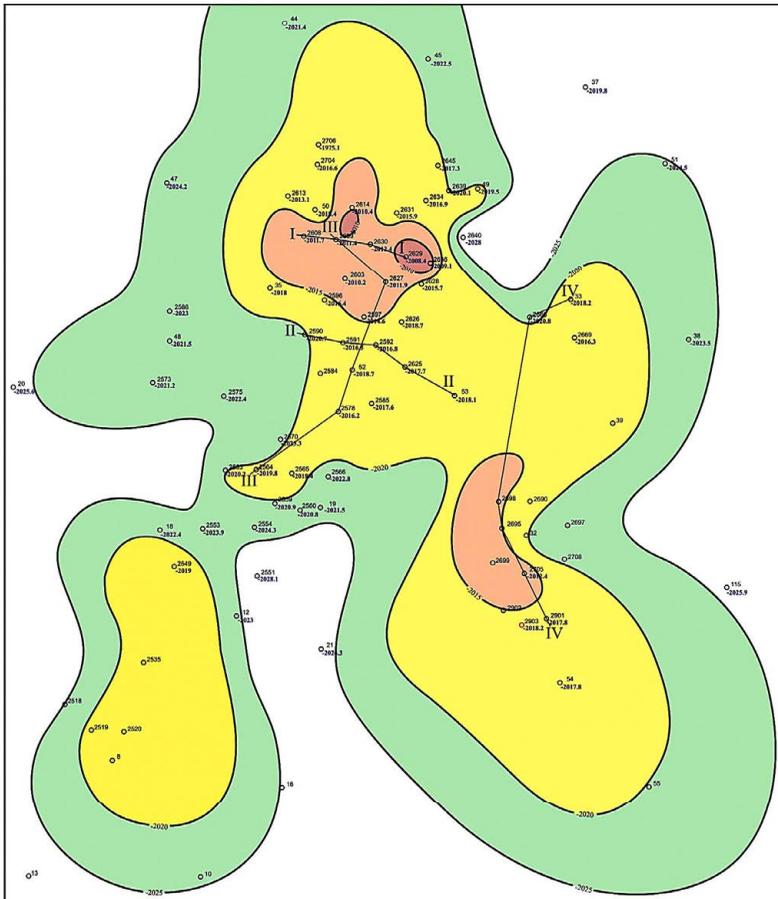
Из всех перечисленных пластов терригенного девона наиболее выдержанными и широко развитыми являются D_0 тиманско-верхнепашийский пласт, D_I нижнепашийский, D_{II} муллинский, D_{III} ардатовский. Пласты сложены в основном средне- и мелкозернистыми хорошо отсортированными песчаниками, реже разнозернистыми (пласт D_{III}) и крупно-грубозернистыми (пласты D_V и D_{VI}). В составе пластов участвуют также хорошо отсортированные средне- и мелкозернистые алевролиты. Коллекторские свойства алевролито-песчаных пластов в платформенных районах намного лучше, чем в краевом прогибе, т.е. в восточном и юго-восточном направлениях коллекторы ухудшаются, часто замещаются плотными разностями, вследствие изменения условий седиментации и под влиянием постседиментационных процессов. Основным типом коллекторов является поровый, в краевом прогибе – трещинно-поровый. Наибольшая мощность пластов-коллекторов наблюдается в западных районах области (пласты D_V – 40–50 м, D_{IV} , D_{III} – 6–7 м, D_{II} – 10–20 м, D_I , D_0 – 7–10 м), уменьшаясь и выклиниваясь в северном, южном и восточном направлениях.

Нефтеносность девонского терригенного комплекса приурочена, главным образом, к верхней части разреза и связана с четырьмя пластами: D_V , D_{II} , D_I , D_0 , промышленная – с тремя: D_{II} , D_I , D_0 . К настоящему времени в толще открыто много промышленных залежей. Наиболее крупные из них на месторождениях: Гарюшкинское, Москудьинское, Осинское, Андреевское, Малоусинское, Кустовское, Шалымское, Караморское, Красноярско-Куединское, Лесное, Северокамское, Бардымское, Кулигинское и др.

*Реконструкция условий осадконакопления девонских
терригенных отложений по геолого-геофизическим данным
на Гарюшкинской площади*

Основой для проведения работ по реконструкции условий осадконакопления отложений продуктивной толщи терригенных девонских отложений Пермского Прикамья послужили рассмотренные выше качественные и количественные генетические каротажные модели визейских терригенных фаций и методика фациальной интерпретации данных ГИС. Исходя из общей характеристики девонских терригенных отложений, они имеют разнофациальный характер осадков. Им в равной мере свойственно как дельтовое, так и прибрежно-морское происхождение (Э.К. Сташкова и др., 2005). В зависимости от крупности зерен, отражающих глубину шельфовой зоны осадконакопления, выделено три типа пород: глины, алевролиты глинистые и песчаники. Ритмичность отложений напрямую связана со сменой условий их накопления.

В тектоническом отношении месторождение Гарюшкинское приурочено к юго-западной части Бымско-Кунгурской впадины, примыкающей к ПС и БС, во внутренней зоне ККСП. В пределах площади Гарюшкинская по отражающему горизонту (ОГ–III), отождествляемому с кровлей тиманских отложений, картируется валообразная зона северо-западного простирания, ограниченная с севера и востока системой разрывных нарушений. Площадь Гарюшкинская представляет собой складку сложного очертания, условно оконтуренную изогипсой – 2023 м и с размерами 20×14 км, осложненную несколькими локальными поднятиями с амплитудами 15–20 м (рис. 3.18). В продуктивной толще месторождения по литологическим особенностям выделяются пласты D_{01} и D_{02} , которые содержат основные запасы нефти. При этом пласты коллекторы D_{01} тиманского горизонта характеризуются повышенным содержанием карбонатного цемента. Рассмотрим результаты детального литологического и фациального анализов терригенных отложений по ГИС.



Вследствие малого объема отбора керн детальная корреляция разрезов скважин осуществлялась с помощью каротажных кривых ГК, КС, НК и ДС.

В качестве базовой была выбрана скважина № 2704, разрез которой был сначала разделен на пачки (рис. 3.19). При этом было выделено четыре пачки (1, 2, 3, и 4). Следует отметить, что 1 и 2 нефтенасыщенные пачки стратиграфически соответствуют тиманскому и пашийскому горизонтам соответственно. Выделенные пачки неоднородного литологического состава в свою очередь были расчленены на пласты, отражающие сравнительно однородные по литологии и близкие по генезису слои. Затем проводилась детальная корреляция выделенных пачек, пластов и прослоев между разрезами соседних скважин вдоль линии продольных и поперечных профилей в пределах изучаемого участка. Это дало возможность судить об особенностях строения и размещения отдельных песчаных тел и непроницаемых глинистых разделов в горизонтах изучаемого разреза. Всего были скоррелированы и детально изучены разрезы порядка 70 скважин. Корреляция отложений проводилась с использованием различных подходов. Помимо стандартного способа, при котором корреляцию проводят по геофизическим реперам, т.е. участкам на диаграммах геофизических параметров выдержанной конфигурации, автором использовался подход, основанный на циклическом анализе осадконакопления. С этой целью по результатам оценок литологического состава пластов и прослоев по данным ГИС выделялись элементарные циклиты, которые затем объединялись согласно Ю.Н. Карогадину (1985) в циклиты более высокого ранга. При выделении циклитов автор придерживался энергетической концепции, в соответствии с которой начало каждого цикла связано с возрастанием энергии движения вещества. Крупные циклы отражают ритмическое развитие глубинных физико-химических процессов и являются тектоническими циклами, а менее крупные циклы обусловлены климатическими изменениями. Кроме того, началу цикла соответствуют осадки, связанные с максимальным разрастанием поднятий

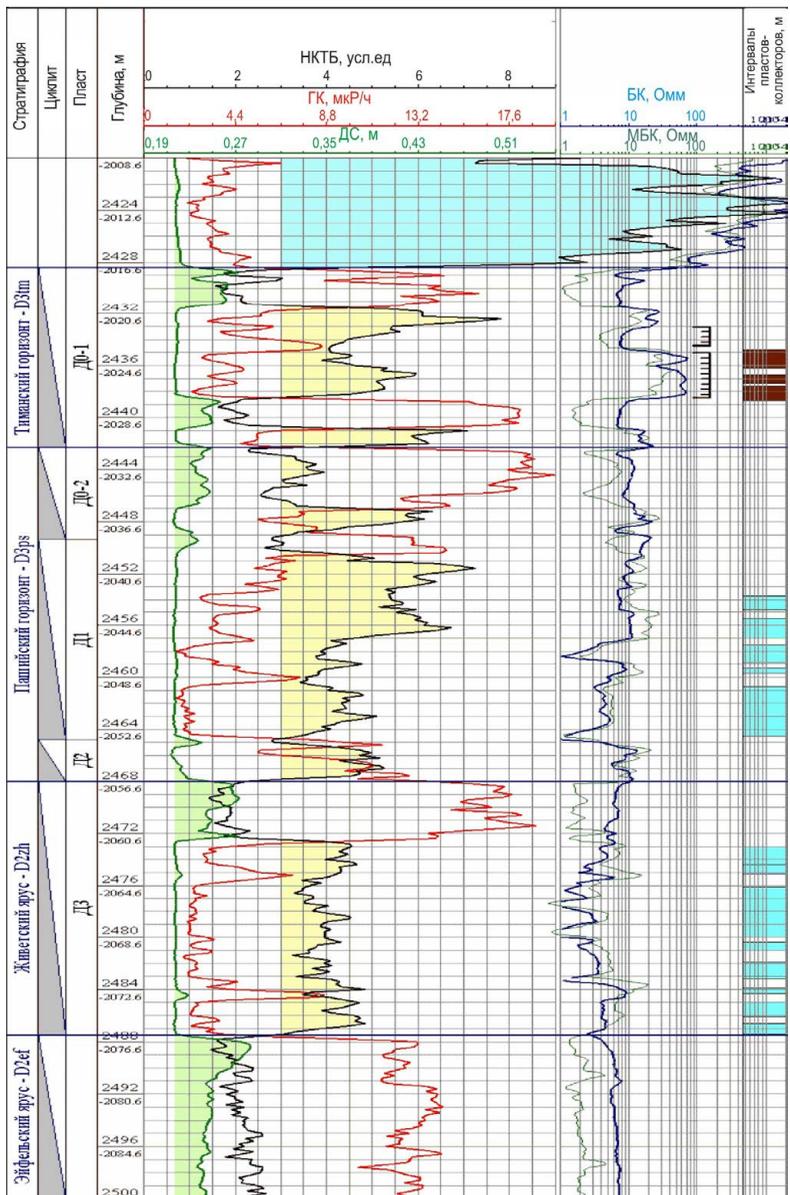


Рис. 3.19. Фациальная цикличность девонской терригенной толщи (Гарюшкинская пл., скв. 2704)

и, следовательно, с наибольшей регрессией моря, а к середине и концу цикла – осадки, связанные с максимальным расширением впадин и с наибольшей трансгрессией. Это отражается на литологическом составе и зернистости образующихся осадков. В начале каждого цикла (ритма) отлагаются более крупнозернистые осадки песчаной и гравелитовой размерности, образовавшиеся под действием различного рода потоков (речных, вдольбереговых течений и т.д.). К концу циклов преобладают тонкие осадки (глинистые), сформировавшиеся в спокойной обстановке. Немаловажным обстоятельством при выделении циклитов является их положение в общей последовательности стадийно сменяющихся динамических процессов и поясов осадкообразования. Так, например, аллювиальные песчаники обладают большей энергией, чем волноприбойные гравелиты, и поэтому начало цикла должно проводиться по подошве аллювиальных песчаных отложений. Следует отметить, что существование в разрезах различного рода циклитов говорит о самых различных взаимно-противоположных тенденциях развития ритмичности и вещественных ее проявлениях в отложениях, но при изучении и корреляции отложений удобнее проводить границы пластов по началу регрессий, так как это отвечает максимальному нарастанию энергии движения осадков и подчеркивается предшествующим перерывом и денудацией отложений. Итак, применяя комплексно вышеуказанные способы корреляции разрезов, удалось с большей детальностью построить корреляционные схемы распространения пачек и пластов вдоль продольных и поперечных профилей изучаемых структур. В качестве примера на рис. 3.20 показана корреляционная схема пачек и пластов тиманского и пашийского горизонтов, выделенных по ГИС, вдоль линии продольного профиля, проходящего через центральное поднятие Гарюшкинской площади.

Как показал анализ всех геолого-геофизических материалов и результатов опробования, только антиклинальным строением рассматриваемой площади и тектоническими факторами нельзя объяснить получение притоков воды из отложений в одних

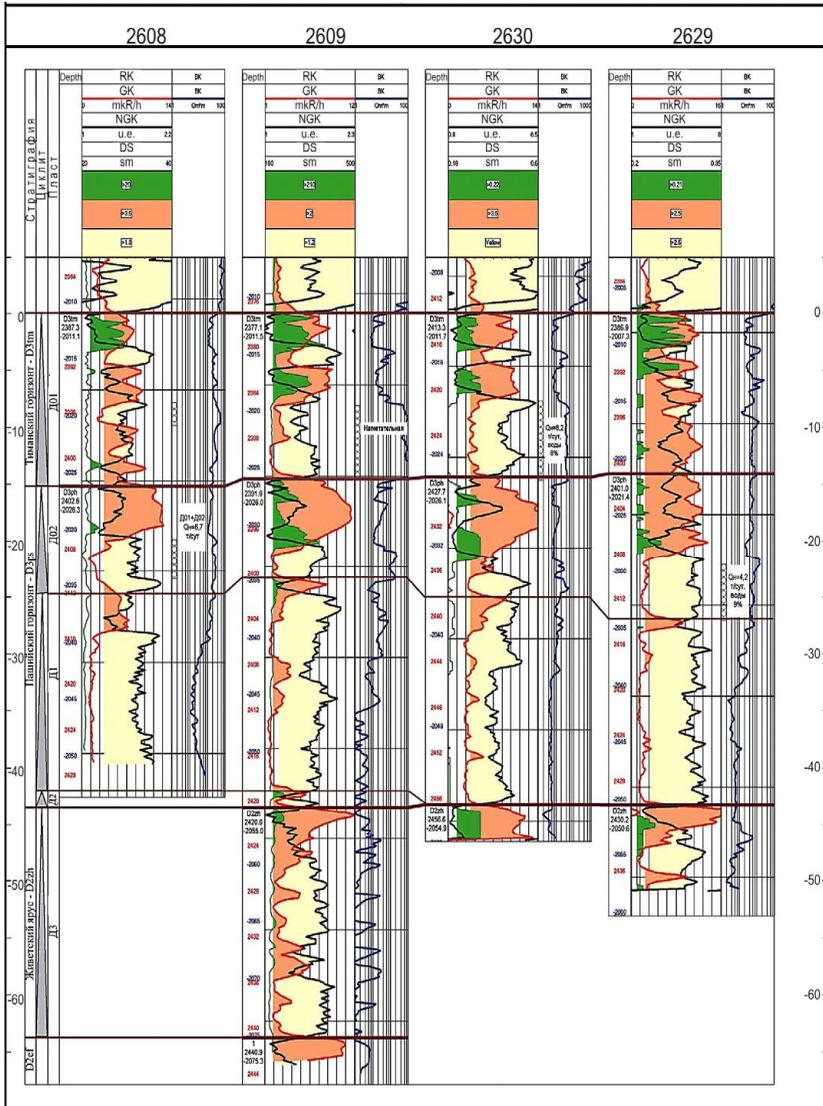
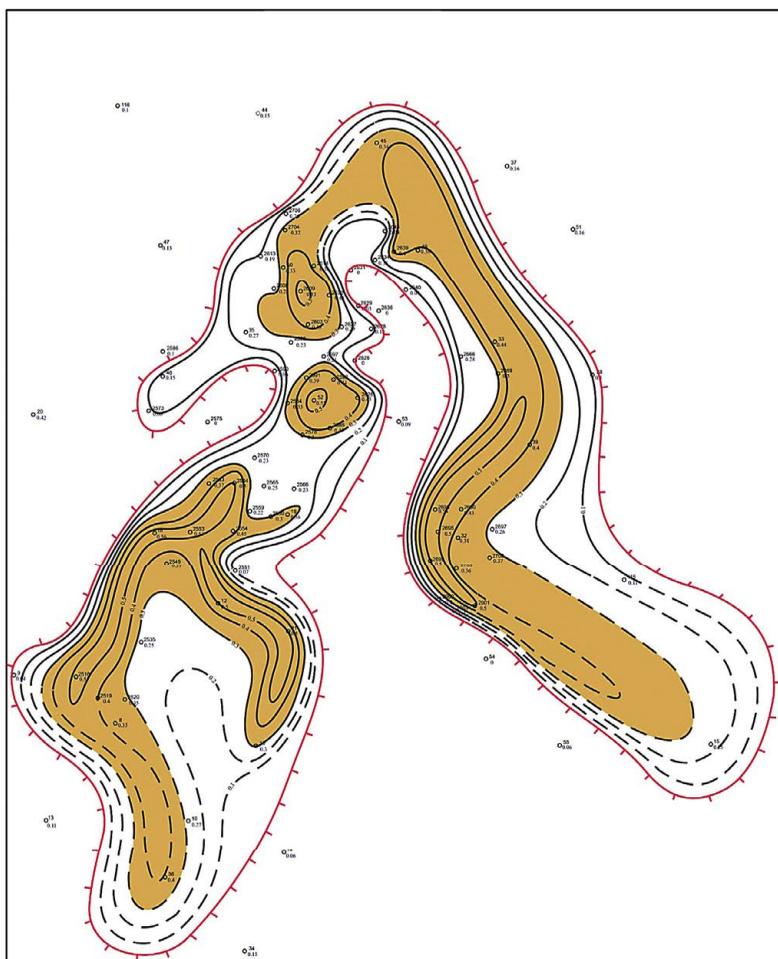


Рис. 3.20. Геолого-геофизический палеофиль по линии выравнивания кровли Д_{3tm_тер} (скв. 2608-2609-2630-2629)

скважинах и притока нефти в других. В связи с этим важно установить фациальную природу исследуемых отложений, что осуществлялось с помощью рассмотренных в данной главе качественных и количественных каротажных генетических моделей фаций терригенных пород, а также методики их фациального анализа. В исследуемом разрезе по данным ГИС были выделены и прослежены следующие типы фаций: потоковые (фации русел рек, дельтовых протоков и зон течений), баровые, пляжевых отмелей, мелководно-морские глинистые и другие. Как указывалось выше, более достоверное определение генетического типа терригенных отложений по данным ГИС осуществляется с помощью количественных генетических каротажных моделей фаций. С этой целью проводится количественная интерпретация материалов ГИС.

Данные корреляции разрезов скважин, результаты литологического, циклического и фациального анализа послужили основой для реконструкции палеогеографической обстановки изучаемых отложений.

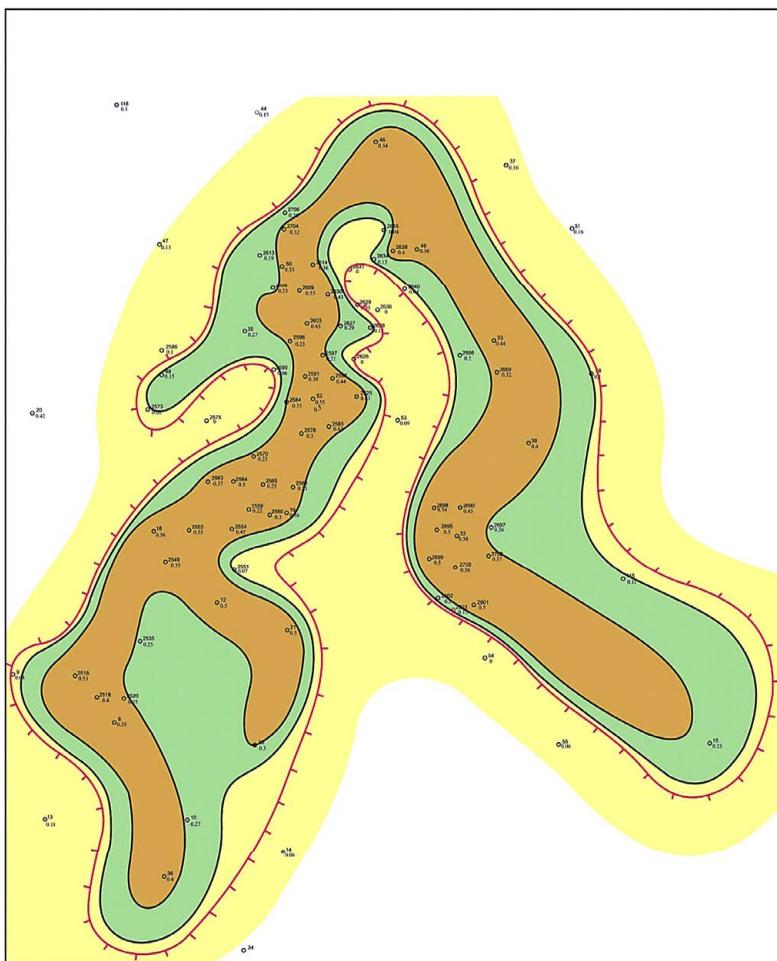
Как известно, наиболее благоприятными коллекторскими свойствами обладают песчаные тела потокового генезиса. С другой стороны, для миграции углеводородов важно, чтобы пласты-коллекторы в пределах антиклинальных структур сохраняли достаточную емкость и проницаемость. Этому требованию также отвечают песчаные отложения потокового происхождения. Поэтому необходимо было оценить пространственное размещение песчаных тел потокового генезиса в разрезах скважин исследуемой площади. На рис. 3.21 показана карта равных мощностей песчаных тел потокового типа для тиманских и пашийских горизонтов, которые являются основным нефтегазоносным объектом на данной площади. Анализ карты, представленный на рис. 3.22, позволил установить, что в период формирования пачки Д01 в исследуемом районе существовала дельта крупной реки равнинного типа, т.е. здесь был древний аккумулятивный шельф. Очевидно, появление многочисленных дельтовых каналов и протоков было связано



Условные обозначения:

- 18 - номер скважины
 - 0.56 - коэффициент песчаности, д.ед.
 - 0.5 - изолинии коэффициента песчаности
- (red dashed with ticks) - зона замещения коллекторов плотными породами
 - (brown) - коэффициент песчаности >0,3 д.ед.

Рис. 3.21. Карта коэффициента песчаности пласта Д₀₁ (Гарюшкинское месторождение)



Условные обозначения:



- 18 - номер скважины
- 0.56 - коэффициент песчаности, д.ед.
- зона замещения коллекторов плотными породами

Фации:

- - аллювиально-русловая (Кпесч. 0,3–0,5 д.ед.)
- - аллювиально-пойменная (Кпесч. 0,1–0,3 д.ед.)
- - болотная (Кпесч. <0,1 д.ед.)

Рис. 3.22. Карта распространения фаций пласта Д₀₁
(Гарюшкинское месторождение)

с ее пологими наклонами и малыми глубинами прибрежной части бассейна, в котором формировалась дельта. На дельтовую обстановку осадконакопления указывает замещение грубозернистых осадков алеврито-глинистыми отложениями, образовавшимися в заливах и дельтовых озерах, или отложениями барового типа, сформировавшимися из обломочного материала, выносимого через дельтовые протоки. Зоны развития наиболее грубозернистых песков здесь приурочены к центральным частям выделенных русловых каналов. К краям песчаных тел мощность пород-коллекторов сокращается, вплоть до полного выклинивания. По всей вероятности, в районе площади направление основной дельтовой протоки юго-восточное. Изучение пространственного размещения песчаных коллекторов потокового генезиса в разрезах тиманской и пашийской пачек позволило объяснить результаты опробования этих пластов на рассматриваемой площади. При этом автором было установлено, что нефтяные залежи здесь связаны с зонами выклинивания русловых отложений и в то же время центральные части русловых каналов (дельтовых проток) могут быть обводненными вследствие разрушения («промывки») залежи углеводородов.

Таким образом, результаты фациальной интерпретации материалов ГИС позволили сделать вывод, что получение продукции из объектов тиманского и пашийского горизонтов в скважинах Гарюшкинской площади связано с литологической ловушкой, образовавшейся благодаря выклиниванию русловых отложений. Следующий шаг интерпретационных работ включает детальное прослеживание выделенных песчано-алевритовых и глинистых пластов по линии выбранных профилей и определение местоположения поверхностных ВНК в залежах нефти. Исследования показали, что генетический тип фаций, слагающих разрез пачек 1 и 2 (тиманский и пашийский горизонты), на поперечном профиле, меняется от скважины к скважине. Так, в скважине 2630 разрез преимущественно сложен фациями русел рек (дельтовых потоков) или зон течений, причем для них характерен разнородный состав осадков при увеличении алевритовой составляющей снизу

вверх по разрезу. С подстилающими отложениями (глинами) эти фации имеют резкий контакт у своего основания. Все это отражается на конфигурации кривых ГИС (качественные генетические каротажные модели фаций) и подтверждается количественными оценками соотношения песчаного и алевритового материала в пластах по данным ГИС (количественные генетические каротажные модели фаций).

В скважине 2629 по кривым ГИС разрез выражен алевролитистыми породами с ухудшенными коллекторскими свойствами, что характерно для лагунных и озерно-болотных фаций и подтверждается низкими дебитами скважин.

В скважине 2630 на кривой ГК выделяется русловая фация, которая характеризуется увеличением песчанистой составляющей по разрезу. Нефтеносность отложений, представленных фациями русел, обладающих повышенными коллекторскими свойствами, характеризуется высокими дебитами нефти при опробовании.

Таким образом, результаты фациальной интерпретации данных ГИС показали разнообразие условий осадконакопления пород на изучаемой площади. При этом было установлено наличие взаимосвязи между коллекторскими свойствами пород и типами генетических фаций, что позволяет во многом объяснить различие в дебитах нефти по скважинам, расположенных в контуре залежи. Так, например, получение хороших дебитов нефти из тиманских отложений в скважинах, расположенных в присводовой части структуры, связано с распространением здесь русловых отложений, являющихся прекрасными коллекторами.

3.3. МЕТОДИКА РАСЧЛЕНЕНИЯ И КОРРЕЛЯЦИИ КАРБОНАТНЫХ РАЗРЕЗОВ

В Пермском Прикамье карбонатные породы имеют повсеместное развитие, и мощность их составляет до 80 % от всего разреза. Промышленные запасы нефти в этих отложениях составляют около 40 % от всех запасов в регионе. Приведенные факты свидетельствуют о большой роли карбонатных

коллекторов в качестве основного объекта поисков и разведки залежей нефти и газа. Изучение строения и размещения карбонатных коллекторов, выявление условий формирования, совершенствование геофизических работ и их интерпретации создают надежные предпосылки для дальнейшего прогнозирования новых залежей.

Трудности, с которыми сталкиваются при изучении карбонатных разрезов по керну или промыслово-геофизическим методам, связаны с тем, что карбонатная порода характеризуется анизотропией коллекторских и физических свойств, которая, в свою очередь, связана со случайным распределением пустот различного типа и частой сменяемостью литологического состава, что объясняется особенностями их осадконакопления. Как известно, образование карбонатных отложений зависит как от процесса минералообразования, так и от скопления различных форм органических остатков, количества и состава терригенной примеси (А.А. Бакиров, 1985; Б.К. Прошляков, 1991; Х. Рединг, 1996; Дж. Уилсон, 1980 и др.).

Часто карбонатные породы являются смесями обломочного и химически осажденного карбонатного материала. В настоящее время накоплено огромное количество работ по карбонатным породам. Существуют десятки их классификаций, в основе которых лежат вещественный состав, структура и способ образования (Г.И. Теодорович, 1958; Г.И. Хворова, 1958; К.И. Багринцева, 1985 и др.). Многими исследователями отмечается, что для карбонатных пород хотя и возможно восстановление условий их образования, но это является довольно трудной задачей, так как часто черты первичного седиментационного строения и литологического состава карбонатных отложений «затушевываются», уничтожаются последующими постседиментационными преобразованиями в диагенезе и эпигенезе (М. Лидер, 1986; И.Е. Постников, 1988; Т.Т. Клубова, 1984). Многие генетические классификации первичных элементов известняков и доломитов, которые представляют собой полигенетические группы, подразделяют эти карбонатные породы на органические, обло-

мочные, хемогенные и смешанного происхождения. Дж. Уилсоном (1980) выделены фациальные пояса, среди которых выделяются фаии: глубоководных впадин, открытого глубоководного шельфа, подножия склона, передового склона рифа, рифовых построек, шельфовой лагуны со свободным водообменом, участков шельфа с ограниченным водообменом, а также приливно-отливных равнин побережья и эвапоритовых лагун (рис. 3.23).

Основной областью образования карбонатных фаий является хорошо прогреваемая и доступная проникновению света мелководная шельфовая зона (глубина до 200 м). Для целей фаиальной интерпретации, когда привлекается комплекс различных геологических данных, перспективны так называемые «энергетические» классификации карбонатных пород, позволяющие судить о гидродинамике среды карбонатного осадконакопления (рис. 3.24).

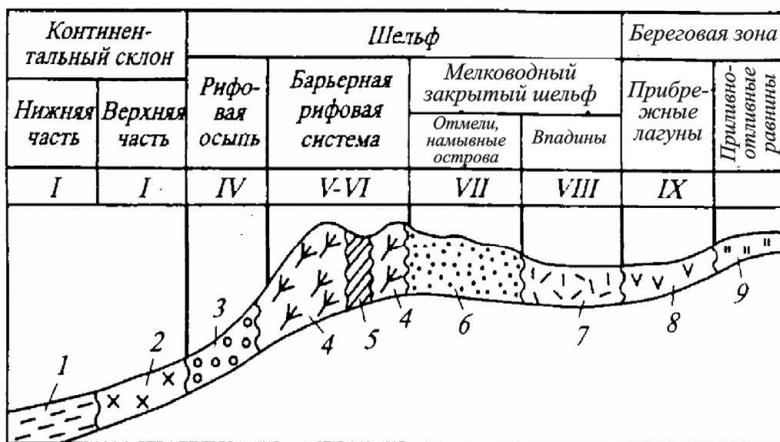
Как видно из рис. 3.24 карбонатные фаии подразделяются на три группы: 1) фаии карбонатных отложений береговой (надлиторальной) зоны;

2) фаии шельфовых карбонатных отложений;

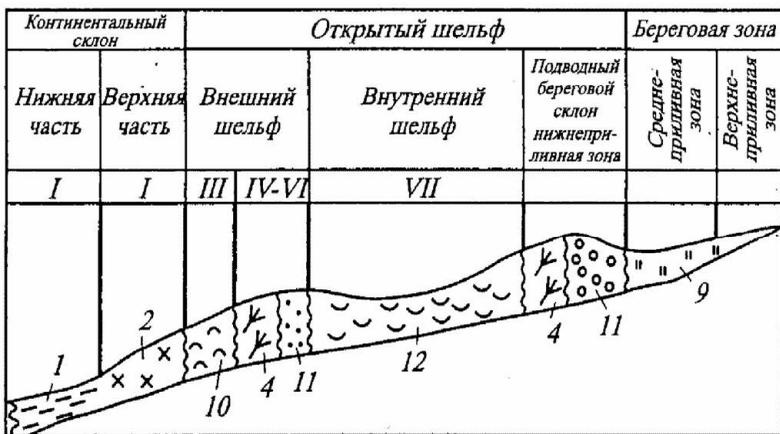
3) фаии карбонатов, сформировавшихся на континентальном склоне.

Эти группы, в свою очередь, состоят из нескольких классов, которые разбиваются на подклассы, подтипы и элементарные фаии (Г.Я. Шилов, 2001). Учитывая возможности ГИС для генетических оценок, наиболее информативными характеристиками являются вещественный состав, пористость, глинистость и насыщенность карбонатных пород, а также их тип слоистости.

Эти параметры полезны для геологических оценок в связи с тем, что первичная окружающая среда осадконакопления каждой литологической разности карбонатных пород во многом определяла их эпигенетическую историю, что нашло отражение в соответствующих сочетаниях глинистости, пористости и насыщенности исследуемых генетических типов, а также в особенностях их литологического состава. При этом, однако, необходимо выяснить, как повлияли процессы эпигенеза в изучаемых



а



б

Рис. 3.23. Седиментационные модели карбонатных отложений (по Дж. Уилсону, 1980)

Условные обозначения отложений: 1 – нижней части склона; 2 – верхней части склона; 3 – шлейфовые; 4 – биогермные; 5 – межрифовых каналов; 6 – подвижных вод; 7 – малоподвижных вод; 8 – прибрежных лагун; 9 – приливно-отливных равнин; 10 – глубокого шельфа; 11 – баров; 12 – мелководных шельфовых равнин

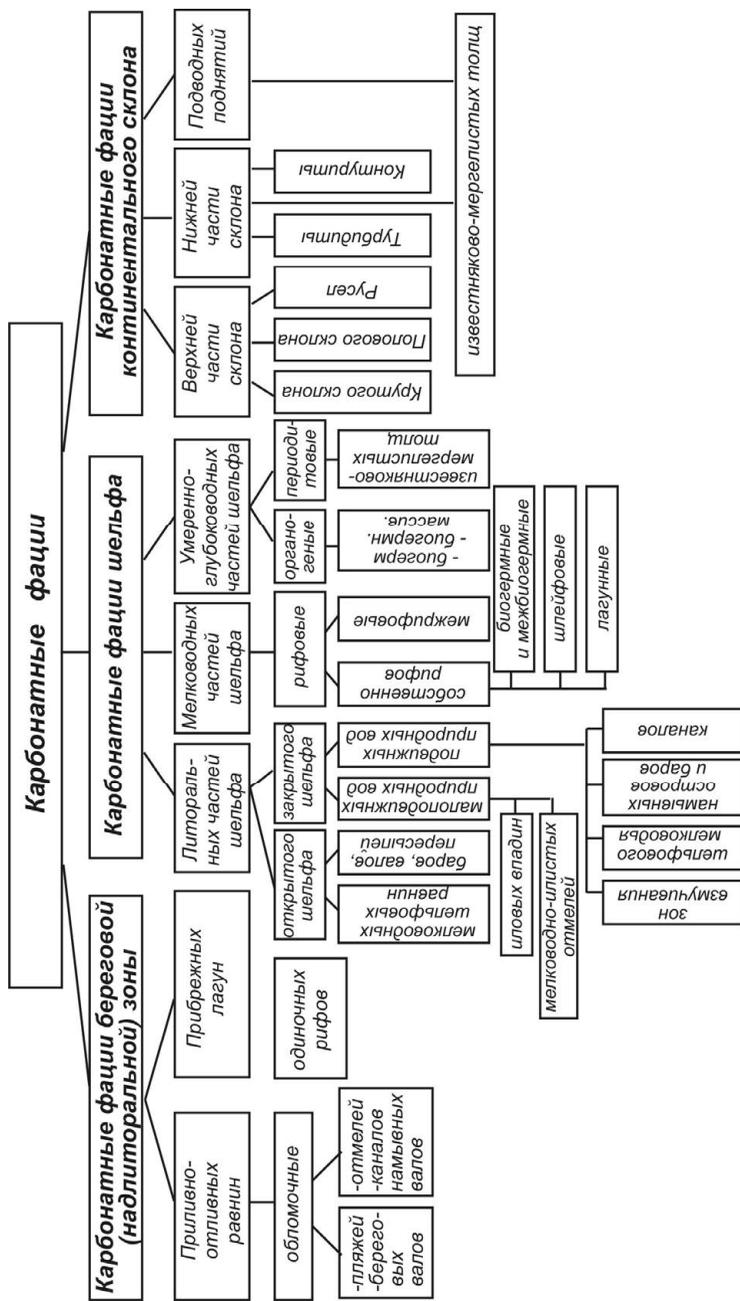


Рис. 3.24. Классификация карбонатных фашии по палеогеографическим факторам среды осадконакопления

карбонатных отложениях на возможности методов ГИС для литофациального расчленения карбонатного разреза. На рис. 3.25 приведены некоторые типовые количественные генетические каротажные модели фаций карбонатных пород, составленные Г.Я. Шиловым (2001), на основе обобщения результатов на площадях Азербайджана и обобщения литературных данных. Как видно из рис. 3.25, изменения геологических параметров вместе с оценками литологического состава, устанавливаемые по данным ГИС, позволяют идентифицировать такие генетические группы карбонатных пород, как отложения барьерных рифовых систем, мелководного шельфа и континентального склона. Таким образом, прогнозирование региональных закономерностей пространственных размещений карбонатных коллекторов (и изолирующих их покрышек) возможно с помощью фациально-циклического анализа. Изучая фациальные обстановки седиментации и типы накапливавшихся в них осадков, можно проследить площадную изменчивость разновозрастных отложений. Обязательным условием при этом является возможно более точная стратиграфическая разбивка и корреляции разрезов. Границы стратиграфических подразделений должны соответствовать естественно-историческим этапам развития земной коры, наиболее существенным выражением которых являются результаты частных и общих трансгрессий и регрессий эпиконтинентальных бассейнов. Основными условиями выделения трансгрессивных и регрессивных серий в разрезе является наличие цикличности осадконакопления, несогласий на границе стратиграфических подразделений и периодическое обновление комплекса органических остатков. За показатели размыва и несогласия принимают наличие в разрезе конгломератобрекчий, гальки или даже вообще грубообломочного материала. Однако несогласия и перерывы наиболее убедительно могут фиксироваться при сопоставлении нескольких разрезов по выпадению и появлению циклов. Масштабы несогласий, как и циклов, различные, чем выше порядок граничащих циклов, тем больше масштаб несогласия между ними. ЭЛЦ выпадают из разреза на расстоянии 2–3 км.

Генетический тип	Генетические модели по ГИС						Генетическая группа
	Литолог. состав	0	$K_{гп}$	0	$K_{гф}$	0	
Биогермные и межбиогермные	Известняки, доломитиз. известняки						Барьерные рифовые системы
	Известняки, доломиты						Органогенные постройки глубокого шельфа
Шлейфовые	Известняки обломочные известняк. гравелиты						Осыпи рифовых построек
Баровые	Известняки оолитовые и обломочн., известняки песчанистые						Мелководный закрытый шельф
Лагунные	Ангидриты, гипсы						Прибрежная зона
	Известняки, доломиты						Внутририфовая зона
Потоковые	Известняки обломочные						Межрифовые каналы (зоны течений)
	Глинистые известняки, чередование извест. глин, мергелей						Турбидиты
Пологого склона	Известняки доломитист. доломиты						Верхняя часть континентального склона
	Известковые глины, мергели и пл. известняки						Нижняя часть склона и глубоководные долины

Рис. 3.25. Количественные генетические модели фаций карбонатных пород по данным ГИС (по Г.Я.Шилову, 2001);

породы:

– водонасыщенные;
 – нефтенасыщенные

Сокращение мощности происходит, как правило, за счет выпадения верхних частей циклов. Нижние пачки циклов хорошо выдержаны, обычно довольно легко обнаруживаются в разрезах и выделяются как геофизические репера (ГК, ЭК, АК, НИД).

Несогласия между циклами являются показателями размыва предшествующих пластов в результате абразии их трансгрессировавшим палеобассейном или первичного выклинивания этих пластов. Они, следовательно, являются одним из результатов изменения знака и плана колебательных движений уровня моря.

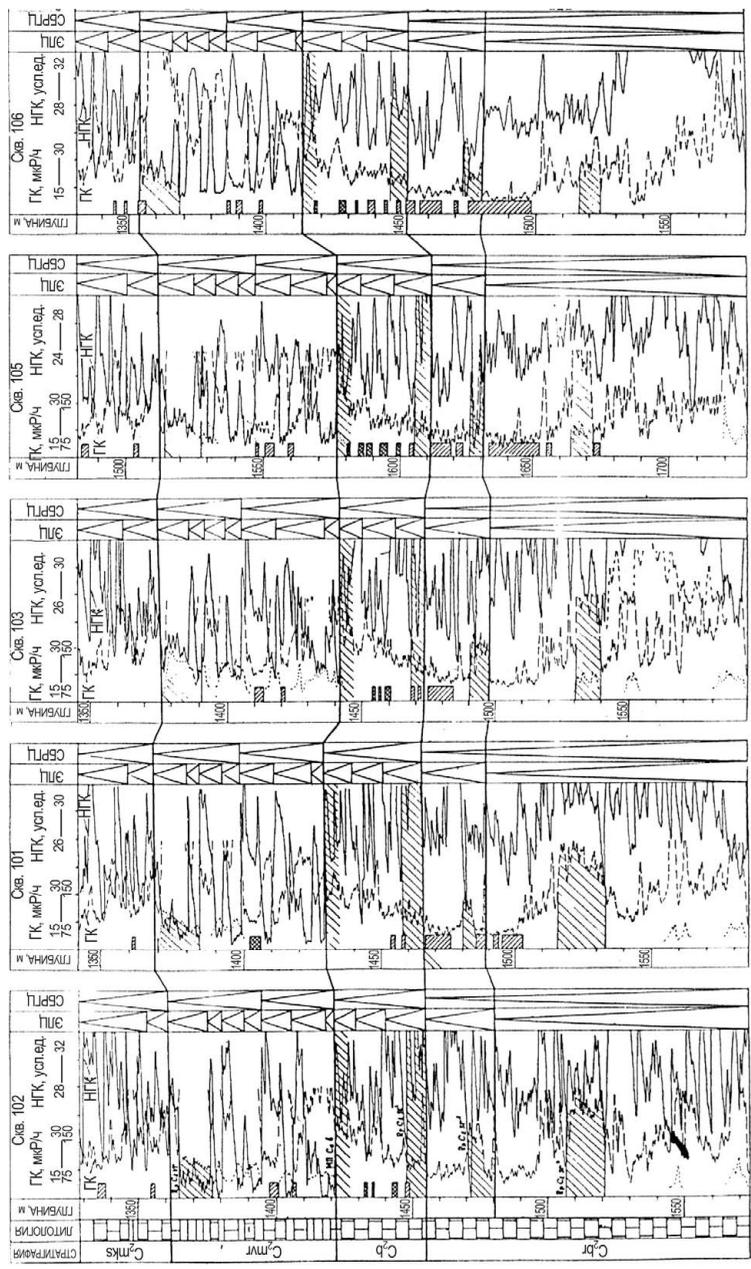
Для карбонатно-терригенных пород среднего карбона (C_{2mvt}), сформировавшихся в условиях мелководного шельфа, при трансгрессивном режиме, циклы чаще всего состоят из двух-трех слоев – известняка, доломита, аргиллита; форма циклов изменчива, но общие закономерности, порядок следования слоев, количество циклов, их средние и суммарные мощности обычно выдерживаются на большой территории. Все это позволяет обоснованно выделять и уверенно коррелировать циклы, а там, где это возможно, переходить к выделению пластов-коллекторов.

Большие затруднения в корреляции встречаются при изучении чистых карбонатных и рифогенных образований, сложенных биогенными известняками (P_1 , C_2B , C_{1t-D_3fr}), где слоистость почти отсутствует, а объем пустотного пространства коллекторов характеризуется сложным пористо-кавернозно-трещинным типом. Значения межзерновой пористости и проницаемости, как правило, низкие и изменяются в незначительных пределах. Чаще всего межзерновая пористость известняков составляет 2–5 %, повышаясь в доломитах до 5–10 %, а межзерновая проницаемость карбонатных пород в целом – от нулевых значений до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм². В дополнение к этому литологическая неоднородность карбонатных пород, даже в случаях карбонатных коллекторов порового типа, обуславливает обычно неравномерное распределение пористости в пределах пласта и особенно значений вторичной пористости. Поэтому эффек-

тивность промыслово-геофизических методов при изучении карбонатных пород пока еще низкая. Применяемый стандартный геофизический комплекс исследований (ЭК, ГК, НК, АК, ДС) позволяет более или менее уверенно выделять только коллектор порового типа. Лишь в отдельных случаях трещинные коллекторы могут быть отмечены показаниями акустического и микробокового каротажа. В силу указанных причин информативность промыслово-геофизических исследований в данных разрезах низкая, поэтому наиболее рациональным способом исследования разреза является изучение цикличности их образования путем выделения плотных и разуплотненных (трещинных интервалов), приуроченных к региональным или локальным перерывам в осадконакоплении, с привлечением данных акустического каротажа и пластовой наклонометрии. Внедрение в практику геофизических работ широкополостного акустического каротажа и пластового наклонометра позволило выделять в карбонатном разрезе трещинные зоны. Установлена системность в ориентировках трещин как относительно слоистости пород, так и по отношению к сторонам света.

3.3.1. Цикличность нижнемосковских отложений

Как указывалось выше, отложение пород московского века происходило в мелководно-морском бассейне, в обстановке общего погружения восточной части Русской платформы с периодическим поступлением терригенного материала с востока территории (Ш. В. Абашев, 1971; О. А. Щербаков; 1966). Биостратиграфические методы дают возможность выделить в составе нижнемосковского подъяруса два горизонта: верейский и каширский. Граница между ними по фаунастическим данным иногда нечеткая и часто проводится условно по геофизическим реперам (рис. 3.26). Отложения представлены карбонатно-терригенной толщей, характеризующейся неравномерным чередованием известняков, мергелей, аргиллитов, и в целом представляет собой крупный прогрессивный циклит,



который можно назвать регоциклитом. Нижняя граница регоциклита проводится по резкому возрастанию терригенности. Верхняя граница является скользящей, стратиграфически понижается в западном направлении.

Результаты определения микроцикличности отдельных слоев по керну позволяют предполагать существование кратковременных смен направленности процесса осадконакопления от трансгрессивного к регрессивному и, наоборот, возможно, связанных с мелкими колебательными движениями земной коры в небольшие отрезки времени.

В разрезах скважин исследуемых площадей по ГИС в верейской части достаточно четко выделяется до семи ЭЛЦ, которые являются проциклитами. Все выделенные ЭЛЦ имеют порядок мощностей 3–15 м и двучленное строение: известковистый аргиллит – известняк, мергель – известняк; реже трехчленное строение: аргиллит – известняк глинистый – доломит, направленность процесса выражена в увеличении карбонатности. Нижние границы циклитов более четкие, чем верхние, где смена пород идет постепенно. Это отражают кривые ГИС (ГК, НГК).

Каширский горизонт обычно целиком карбонатный, с незначительными прослоями глинистых пород. Как правило, выделяются 2–3 ЭЛЦ в нижней половине горизонта (рис. 3.27, 3.28), преимущественно проциклиты.

Нижние I–III ЭЛЦ верейского горизонта объединяются в первый субрегоциклит (I СБРГЦ), верхние IV–VII ЭЛЦ составляют второй субрегоциклит (II СБРГЦ). В каширском горизонте нижние VIII–IX ЭЛЦ образуют третий субрегоциклит (III СБРГЦ), при наличии еще циклов они составляют четвертый субрегоциклит (IV СБРГЦ). Все СБРГЦ можно считать прогрессивными. Границы между СБРГЦ имеют те же закономерности, что и между ЭЛЦ. Четыре СБРГЦ составляют один регоциклит.

По данным пластовой наклонометрии слоистость карбонатно-терригенных пород верейского горизонта уверенно фиксируется частыми определениями углов наклона и одномодальным

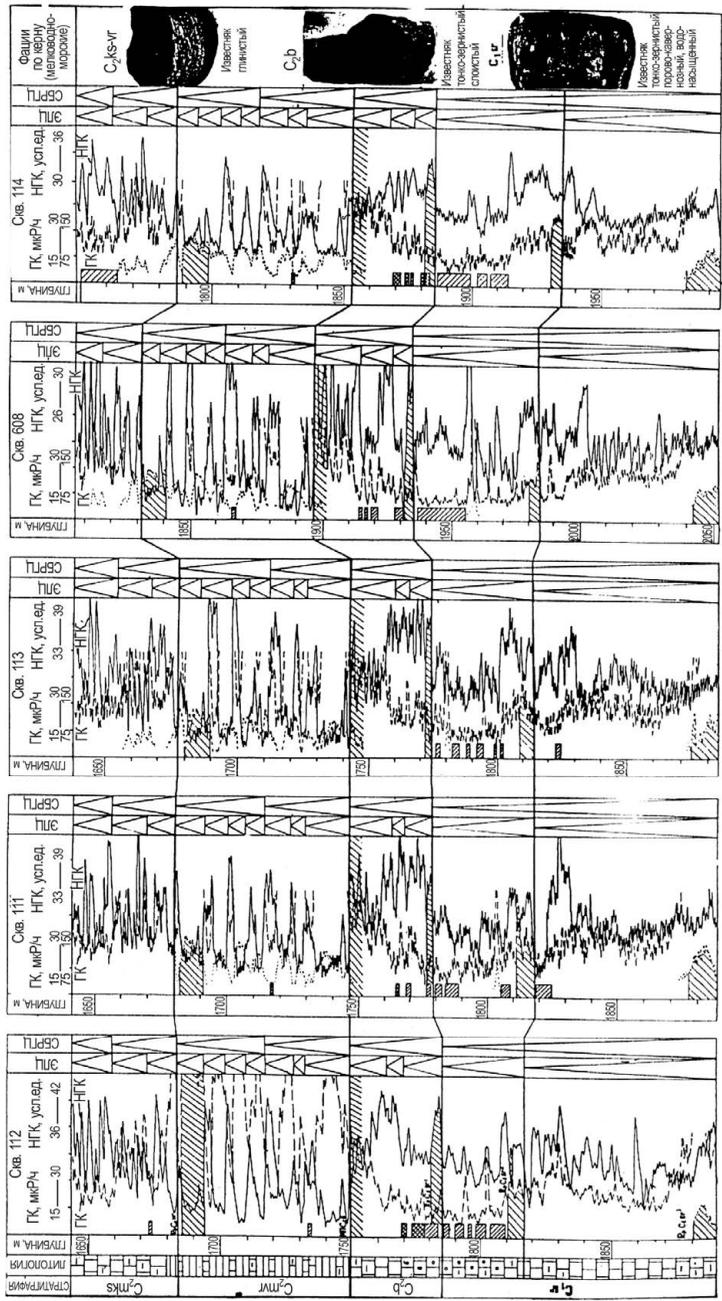


Рис. 3.27. Изучение цикличности карбонатных каменноугольных отложений Пермского Прикамья по комплексу ГИС-НИД-кern (Соликамская пл.)

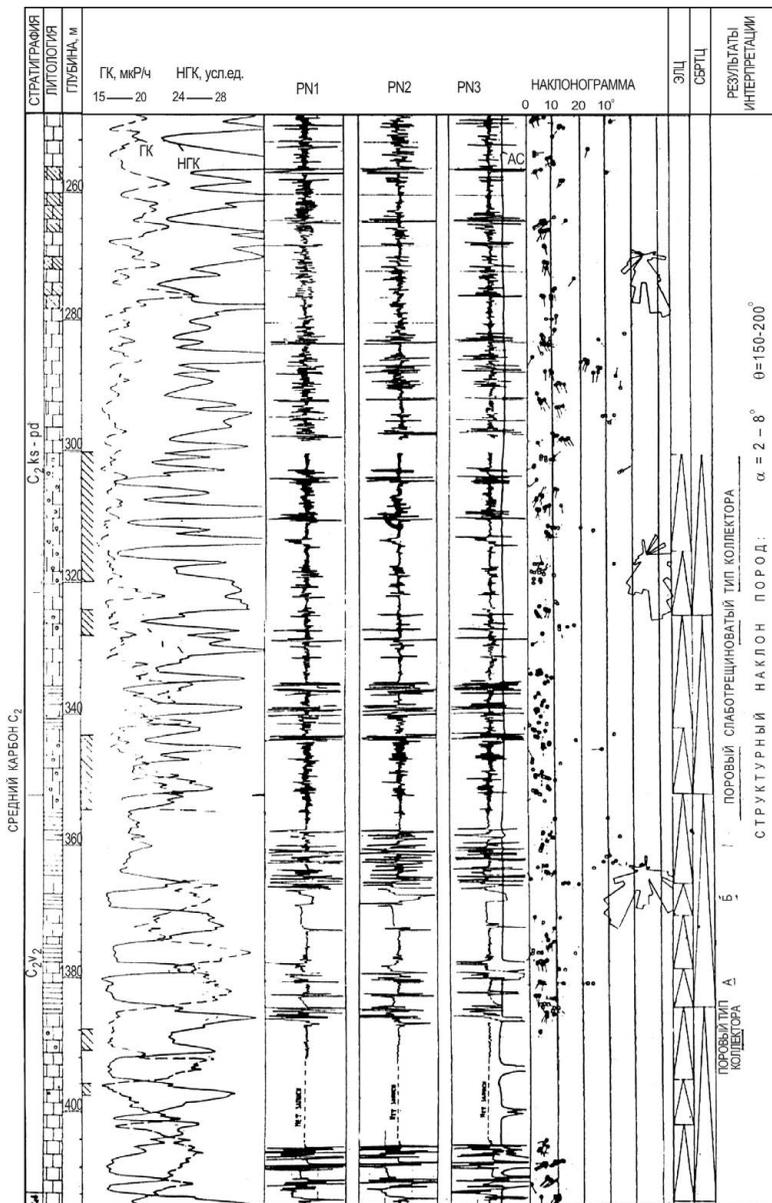


Рис. 3.28. Определение цикличности пород в карбонатных отложениях среднего карбона (Курашимская пл., скв. 116)

азимутом, определяющим структурное падение пород. Карбонатные слои циклов в платформенных разрезах сложены органично-обломочными известняками, имеют высокую пористость и проницаемость, особенно биоморфные разности, сложенные раковинами фораминифер (О.А. Щербаков, 1966). В каширском горизонте выделяются два проницаемых пласта (K_1 , K_2), несколько в подольском и до пяти в верейском (B_1 – B_5). Все пласты приурочены к регрессивным верхним частям ЭЛЦ, по данным НИД с поровым, реже трещинно-поровым типом строения коллекторов (рис. 3.28). В направлении на восток из-за катагенетических преобразований пористость и проницаемость карбонатов уменьшаются.

Таким образом, цикличность пород нижнемосковского подъяруса является объективной реальностью. Циклиты однозначно выделяются как в разрезах скважин платформы, так и Предуральяского прогиба:

- в верейском горизонте выделяются до семи ЭЛЦ, в каширском от одного до пяти, в зависимости от степени глинистости разреза; мощность ЭЛЦ во всех изученных разрезах одного порядка от нескольких метров до первых десятков метров;

- выделение ЭЛЦ в разрезах скважин по данным ГИС при ограниченном отборе керна повышает информативность сведений и позволяет проводить корреляцию нижнемосковских отложений в разрезах, удаленных друг от друга;

- по данным циклического анализа пять проницаемых пластов верейского горизонта соответствуют верхней части цикла, сложены органично-обломочными известняками порового, реже трещинно-порового типа;

- карбонатно-глинистые породы верейского и каширского горизонтов, отложившиеся в мелководно-морской среде, являются хорошим объектом для определения в них структурного наклона пород по данным пластовой наклонотрии.

3.3.2. Цикличность башкиро-серпуховских отложений

Продуктивные карбонатные толщи башкиро-серпуховского возраста представлены преимущественно известняками, накапливавшимися в мелководно-морских фациях, с частыми перерывами в осадконакоплении. В результате геологических исследований на месторождениях платформенной части Пермского Прикамья установлено положение четырех зон локализации признаков перерывов осадконакопления и обмеления бассейна и расположения между ними зон коллекторов с повышенной емкостью (В.А. Быков, Л.Ю. Данилова, И.И. Наборщикова, 1975). Один из перерывов послесерпуховский, три кратковременных перерыва башкирского века.

Таким образом, основываясь на приведенных фактах в разрезах C_2b-C_{1s} возраста, можно выделить четыре цикла, к верхним частям которых (регрессия) приурочены зоны развития коллекторов. В подошве циклов (трансгрессивная часть) выделяются интервалы с высокими значениями показаний НГК, которые можно использовать в качестве геофизических реперов. Плотные известняки сложены строматолитовыми известняками с интенсивной диагенетической перекристаллизацией (Л.Ю. Данилова, 1975).

Детальное изучение распространения коллекторов на площадях Пермского Прикамья показало, что наиболее хорошо выдержанным репером является плотный пласт известняка в подошве башкирского яруса, который характеризуется максимальными показаниями НГК с резким падением кривой вниз в кровле серпуховского яруса (см. рис. 3.26, 3.27).

По данным акустического каротажа и пластовой наклонометрии пласты-коллекторы башкирского яруса часто рассечены системой трещин. Трещины имеют как хаотичную, так и параллельную напластованию ориентировку. В пластовых залежах слои с трещиноватостью, близкой к горизонтальной, повторяют морфологию поднятия и прослеживаются от скважины к скважине (Курашимская пл.). В массивных залежах зоны интенсивной

трещиноватости локализируются в отдельных интервалах, в то время как слабая трещиноватость отмечена по всему интервалу. Особенно интенсивно трещиноватость развита в серпуховских отложениях и приурочена к верхнесерпуховской карстовой зоне.

Таким образом, фациально-циклический анализ позволяет прогнозировать наличие коллекторов в карбонатном разрезе C_2b-C_{1s} . В чистом карбонатном неглинистом разрезе цикл представляет собой взаимосвязь плотного и разуплотненного пласта, приуроченного, как правило, к поверхности перерыва в осадконакоплении.

Критерием надежности результатов корреляции разрезов по ЭЛЦ может служить закономерная связь приуроченности коллекторов к верхним частям циклов и плотных или глинисто-карбонатных пластов в его нижней части.

*Пример реконструкции условий
осадконакопления башкирских карбонатных отложений
по геолого-геофизическим данным на Озерной площади*

Озерное месторождение в тектоническом отношении находится в северной части Соликамской впадины (СВ).

Большой вклад в изучении разнообразных аспектов геологического строения Соликамской впадины и многочисленных нефтегазовых месторождений на ее территории внесли многие исследователи (В.М. Попов, 2000; В.Л. Храмцов, 1997; Э.К. Сташкова, 2006; А.С. Некрасов, 2005 и др.).

Месторождение открыто в 1982 году, когда была установлена промышленная нефтеносность карбонатных отложений фаменского яруса скв. 38 Язьвинской площади. Все разведочные скважины, кроме скв. 45, дали притоки нефти: скв. 44, 42 – из фаменских, скв. 41, 43 – из башкирских отложений. Разведочной скв. 48 открыты две небольшие залежи нефти в отложениях сакмарского яруса и окского надгоризонта. Промышленная эксплуатация скважин началась в 1994 году.

Результаты литолого-фациальных исследований по керну приведены в отчете КамНИКИГС (авт. Э.К. Сташкова и др., 2004 г.). Так как керн отбирался в основном в разведочных скважинах, то литогенетические типы пород по девону охарактеризованы и изучены по керну в 14 скважинах, а серпуховско-башкирские – в 17 скважинах.

В настоящее время, ведется интенсивное разбуривание и эксплуатация пластов фаменского (Фм) и башкирского (Бш) ярусов. На 01.01.2006 года на объекте башкирского яруса пробурено 27 скважин, на Фм – 68 скважин. Таким образом, на месторождении пробурено порядка 100 скважин, что позволяет на данном этапе, по комплексу геолого-геофизических данных, более детально изучить геологическое строение месторождения и, учитывая достаточно хорошую представительность кернового материала, использовать его как эталонную модель при изучении фациальной цикличности по ГИС карбонатных разрезов.

При постановке работ по уточнению модели строения Озерного месторождения на основе изучения фациальной цикличности карбонатных отложений по ГИС, решались следующие задачи:

- детальное расчленение и корреляция разрезов скважин месторождения по ГИС с привлечением биостратиграфического анализа керна;

- выделение циклов и выяснение фациальной природы отложений;

- выявление фациальной зональности продуктивных интервалов месторождения и зависимость емкостных свойств коллекторов от их генезиса;

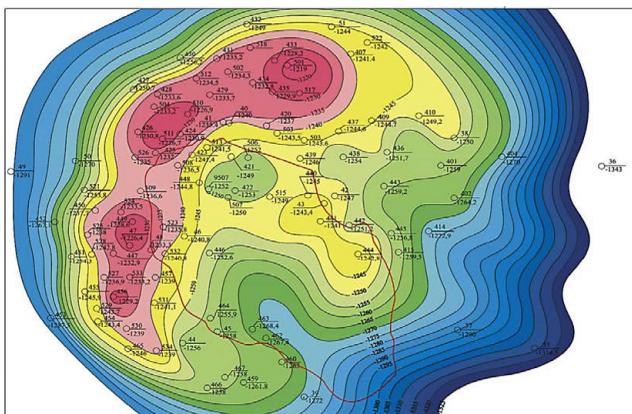
- рекомендации по прогнозу зон емких коллекторов с учетом фациальной зональности продуктивных отложений и их вторичной преобразованности.

По результатам геолого-геофизических исследований на протяжении большей части среднего карбона башкирского века карбонатная седиментация в районе Озерного поднятия протекала в условиях мелководного верхнего шельфа. Лишь во второй

половине мелекесского времени, в ходе мелекесской трансгрессии, наблюдается смена обстановок шельфового мелководья на более глубоководные обстановки среднего шельфа. На основании карты толщин башкирских отложений нужно отметить, что до перестройки структурного плана территории, произошедшей в пермском периоде, Озерное палеоподнятия было относительно изометричным с более приподнятым восточным склоном, на котором отмечено уменьшение мощности отложений и преобладали фации приливно-отливной равнины (рис. 3.29, б). В современном структурном плане свод поднятия отмечается в западной части, где в башкирское время получили наибольшее распространение фации отмелей, к которым приурочены отложения с наилучшими коллекторскими свойствами (рис. 3.29, а).

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных в карбонатных отложениях среднего карбона показала, что разрез представлен циклической толщей, с закономерным чередованием по разрезу пород различных литогенетических типов (ЛГТ). Повторяющиеся последовательности различных ЛГТ формируют циклиты различного уровня (рис. 3.30–3.36).

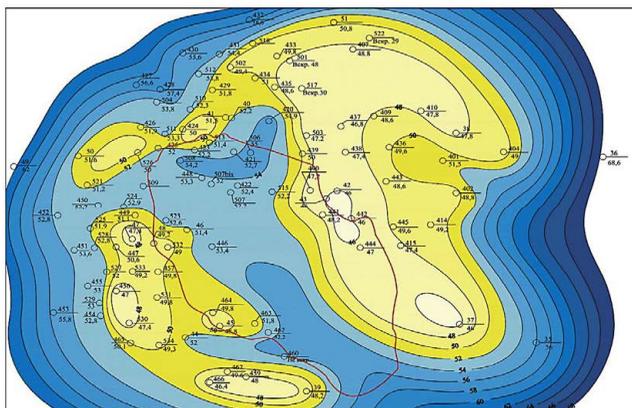
По наиболее хорошо охарактеризованному керном разрезам (скв. 429, 443, 451) установлено, что стратиграфически изучаемый разрез представлен заборьевским и старобешевским надгоризонтами серпуховского яруса и прикамским, черемшанским и мелекесским горизонтами башкирского яруса, разделенными границей перерыва в осадконакоплении и отсутствием отложений краснополянского и северокельтменского горизонтов. Стратиграфическим горизонтам соответствуют определенные циклы с четко выраженными геофизическими реперами, в состав которых входят элементарные циклиты. В идеальной последовательности элементарные седиментационные циклиты имеют трехчленное строение и включают инициальную, трансгрессивную и регрессивную пачки. Циклиты нижнего башкира имеют ярко выраженное асимметричное строение: трансгрессивная пачка, входящая в их состав, имеет небольшую мощность и значительно уступает по толщине регрессивной.



Условные обозначения:

- 40 - номер скважины
- -1571 - абсолютная отметка кровли башкирских отложений
- 10 — изогипсы кровли башкирских отложений

a



Условные обозначения:

- 40 - номер скважины
- -1571 - толщина башкирских отложений
- 40 — изопакиты

b

Рис. 3.29. Структурная карта кровли (а) и толщин (б) башкирских отложений C_2b (Озерное месторождение)

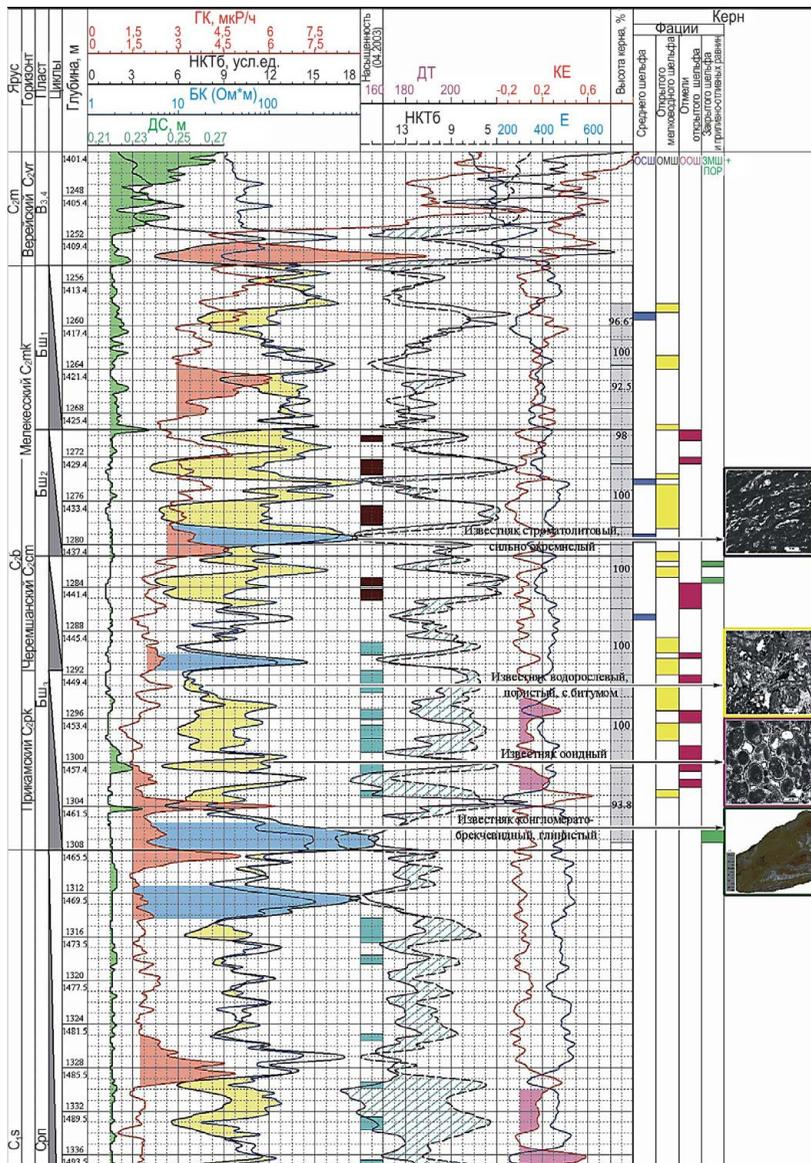


Рис. 3.30. Геолого-геофизический разрез и фациальная цикличность башкирских отложений C_2b (Озерная пл., скв. 451)

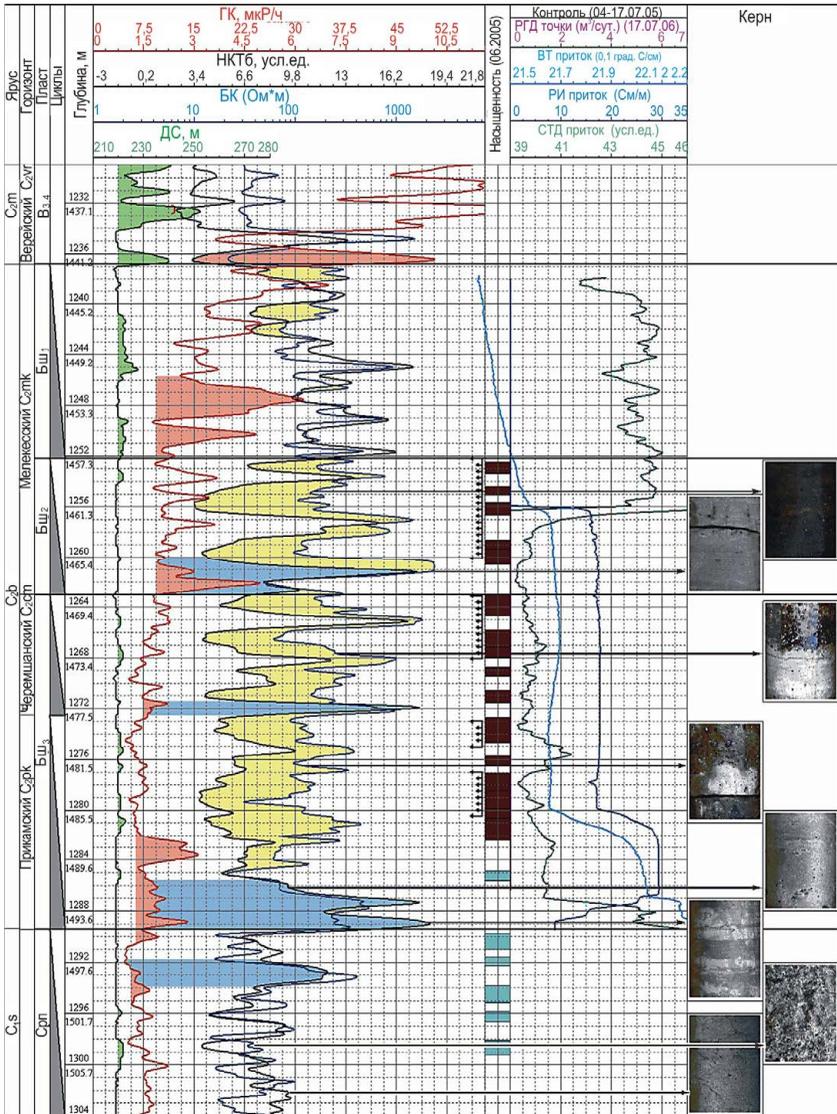


Рис. 3.31. Геолого-геофизический разрез и фациальная цикличность башкирских отложений S_2b (Озерная пл., скв. 527)

Базальная часть циклитов (инициальная пачка) представлена органогенно-обломочными гравелитами и конгломератами верхнего шельфа. Иногда, при неполной последовательности, инициальная пачка отсутствует и циклит начинается сразу с трансгрессивной пачки. Для трансгрессивной пачки характерны низкие значения пористости и проницаемости, что обуславливает высокие значения на кривых БК и НГК. Определяющее значение в строении циклита играет его регрессивная часть, представленная определенным ЛГТ пород, с которыми связаны наилучшие коллекторские свойства.

В результате проведенного анализа данных ГИС и керна установлены типы коллекторов в разрезе, изменение коллекторских свойств по пластам и циклам, интенсивность развития коллекторов с вторичными изменениями (трещиноватость, кавернозность, доломитизация).

В продуктивной толще выделены пласты $B_{ш}$ (пачки $B_{ш1}$, $B_{ш2}$, $B_{ш3}$) и Срп. Выделение в разрезе продуктивных пластов и коллекторов сложного строения проведено на основании данных керна, нормализации РК–БК, РК–АК и расчета параметра приточности K_e при записи полного волнового пакета (см. рис. 3.30–3.32).

В мелекесском горизонте выделено два цикла, к верхним частям которых приурочены пласты $B_{ш1}$ и $B_{ш2}$. Пласт $B_{ш3}$ состоит из двух циклов, стратиграфически приуроченных к черемшанскому и прикамскому горизонтам.

Пачка $B_{ш1}$ сложена, в основном, плотными породами и отличается низким значением (до 1,0 м) по доле участия пластов-коллекторов в общей толщине и ограниченным распространением по площади.

Пачка $B_{ш2}$. Характерны повышение доли коллектора (до 5 м), хорошая сопоставимость и прослеживаемость по площади пластов-коллекторов. Коллекторы в основном порового типа.

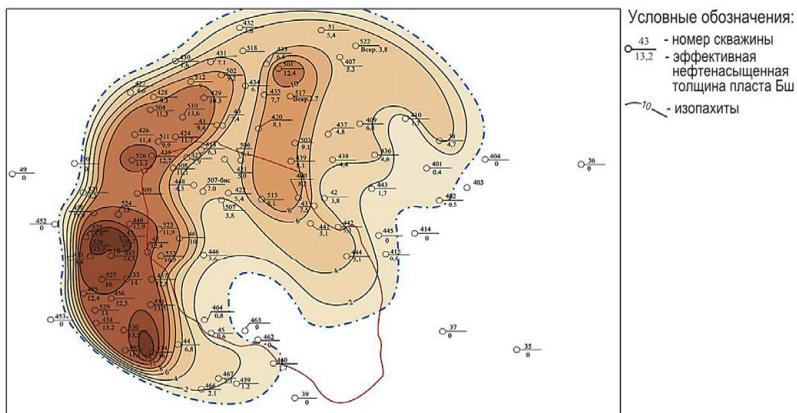
Пачка $B_{ш3}$ отличается увеличением общей толщины пачки (до 20 м) и преобладанием коллекторов сложного строения.

По данным нормализации РК–АК, K_c и керна зоны доломитизации с признаками трещиноватости и кавернозности приурочены в основном к пластам $B_{ш3}$ и $C_{рп}$.

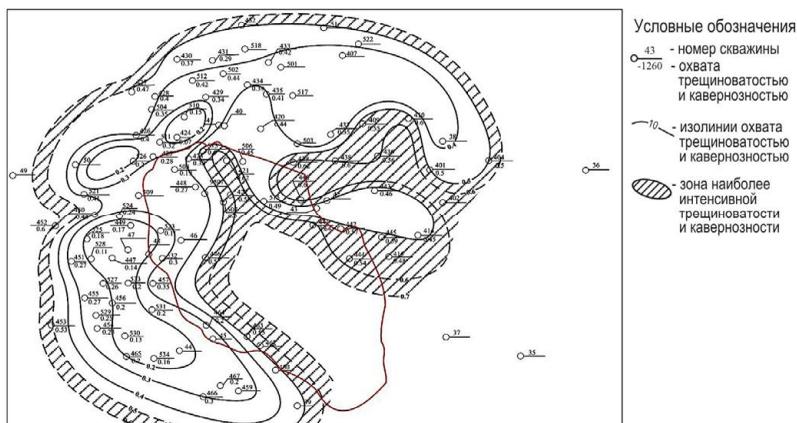
Анализ нефтенасыщенных толщин и распределения сложных коллекторов по месторождению показал, что наибольшие нефтенасыщенные толщины коллекторов приурочены к сводовой части поднятия, а зоны наиболее интенсивной трещиноватости и кавернозности (рис. 3.33, *а*) оконтуривают поднятие и связаны с бортовыми частями разреза (рис. 3.33, *б*).

Детальный литолого-стратиграфический, фациально-циклический анализ геолого-геофизических данных позволил изучить фациальную зональность продуктивных пластов $B_{ш1}$, $B_{ш2}$ и $B_{ш3}$.

Формирование пласта $B_{ш3}$ происходило в прикамское и черемшанское время башкирского века. В подошве пласта залегают образования вознесенского горизонта, распространенные по площади неповсеместно. Во время длительного раннебашкирского (предприкамского) перерыва известняки вознесенского горизонта, вместе с залегающими ниже породами серпуховского яруса, были подвержены интенсивному размыву, выщелачиванию и замещению доломитами и сульфатами. В прикамское время на площади наблюдается следующая фациальная зональность. В западной (скв. 451, 46, 50) и юго-восточной (скв. 35, 37) частях поднятия в условиях активной гидродинамики накапливались карбонатные осадки, формировавшие циклиты отмельных карбонатных песчаников (см. рис. 3.30). Эта фациальная зона, получившая название зоны отмелей мелководного шельфа, имела подковообразную форму, опоясывая поднятие с трех сторон. Условия седиментации в зоне отмелей были наиболее благоприятными для формирования пород с высокой первичной пористостью. При перестройке структурного плана территории Озерное поднятие из изометричного (по башкирским отложениям) превратилось в гребневидное, с ассиметричными западным и восточным склонами. При этом юго-восточная фациальная зона отмелей прикамского горизонта оказалась гипсометрически существенно ниже западной; в настоящее время она находится ниже ВНК серпуховско-башкирской залежи.



a



б

Рис. 3.33. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Бш (*a*) и охвата трещиноватости и кавернозности (*б*) (Озерное месторождение)

Вторая фациальная зона – зона приливно-отливных равнин – выделена в центральной, северной и северо-восточной частях палеоподнятия (рис. 3.34). В пределах этой зоны наблюдаются участки с существенно сокращенной мощностью прикамского горизонта. В зоне приливно-отливных равнин карбонатная седиментация протекала в условиях сильно изолированных и крайне мелководных водоемов, подверженных периодическому воздействию приливов и отливов, что обусловило отложение в данной зоне глинистых известняков. Кроме того, интенсивное испарение воды и существенное повышение солености в этой зоне приводили к выпадению из перенасыщенных растворов доломита. Для карбонатных пород этого типа характерны низкие значения пористости и проницаемости, и всю фациальную зону приливно-отливных равнин можно оценить как неблагоприятную для развития средне- и высокочемки коллекторов.

На пологих склонах поднятия и за его пределами выделяется третья фациальная зона – открытый мелководный шельф. Седиментация здесь протекала в условиях нормального эпиконтинентального морского бассейна, на глубине, в различной степени доступной для действия волновой активности; мощность прикамского горизонта увеличивается. ЛПТ карбонатных пород, формировавшиеся в фациальных обстановках зоны, разнообразны и содержат многочисленные органические остатки.

В черемшанское время на площади в общих чертах сохраняется фациальная зональность, установившаяся в прикамское время. В юго-восточной и западной частях поднятия продолжалось формирование отмельных карбонатных песчаников фациальной зоны отмелей мелководного шельфа. Зона сохранила подковообразную форму. В западной части поднятия наблюдается некоторое увеличение мощности черемшанского горизонта за счет аккумуляции отмельных осадков; происходит также некоторое расширение зоны на восток. Фациальная зона приливно-отливных равнин сохраняет свои пространственные очертания. Лишь в западной части поднятия, за счет трансгрессивного перемещения тел карбонатных песков, наблюдается ее сокращение. Зона открытого мелководного шельфа сохраняет свои контуры.

Таким образом, в строении пласта $B_{ш3}$ на месторождении проявляется четкая фациальная зональность. Условия седиментации в различных фациальных зонах были контрастными и в значительной мере определили существенное различие емкостных характеристик коллекторов различного генезиса.

Формирование пласта $B_{ш2}$ проходило в мелекесское время. В раннемелекесское время в пределах района сохраняются три фациальные зоны, уже описанные для прикамского и черемшанского времени, однако контуры этих зон и условия карбонатной седиментации в их пределах изменяются в связи с начавшейся мелекесской трансгрессией. Зона отмелей мелководного шельфа распадается на два участка – западный и восточный. Гидродинамические условия седиментации в пределах каждого участка уже недостаточны для формирования значительных мощностей ооидных песчаников. В то же время толщина известняков шельфового мелководья напротив увеличивается. Фациальная зона приливно-отливных равнин сокращается по площади.

В позднемелекесское время условия мелководного верхнего шельфа в ходе мелекесской трансгрессии сменяются на более глубоководные и устанавливаются однообразные условия среднего шельфа.

Формирование слоев коллекторов ($B_{ш1}$), представленных водорослевыми известняками небольшой мощности, происходит только на заключительных стадиях ЭЛЦ.

Исследования ГИС-контроля, проведенные в добывающих скважинах башкирского яруса, показали, что в скважинах высокопродуктивной зоны (фации отмелей) работают практически все проницаемые пропластки с высокой отдачей (см. рис. 3.31–3.32).

В результате работы была проведена корреляция по скважинам башкирско-серпуховской продуктивной толщи (см. рис. 3.34–3.37) и на ее основе построен геологический разрез с привлечением всех имеющихся данных (см. рис. 3.35).

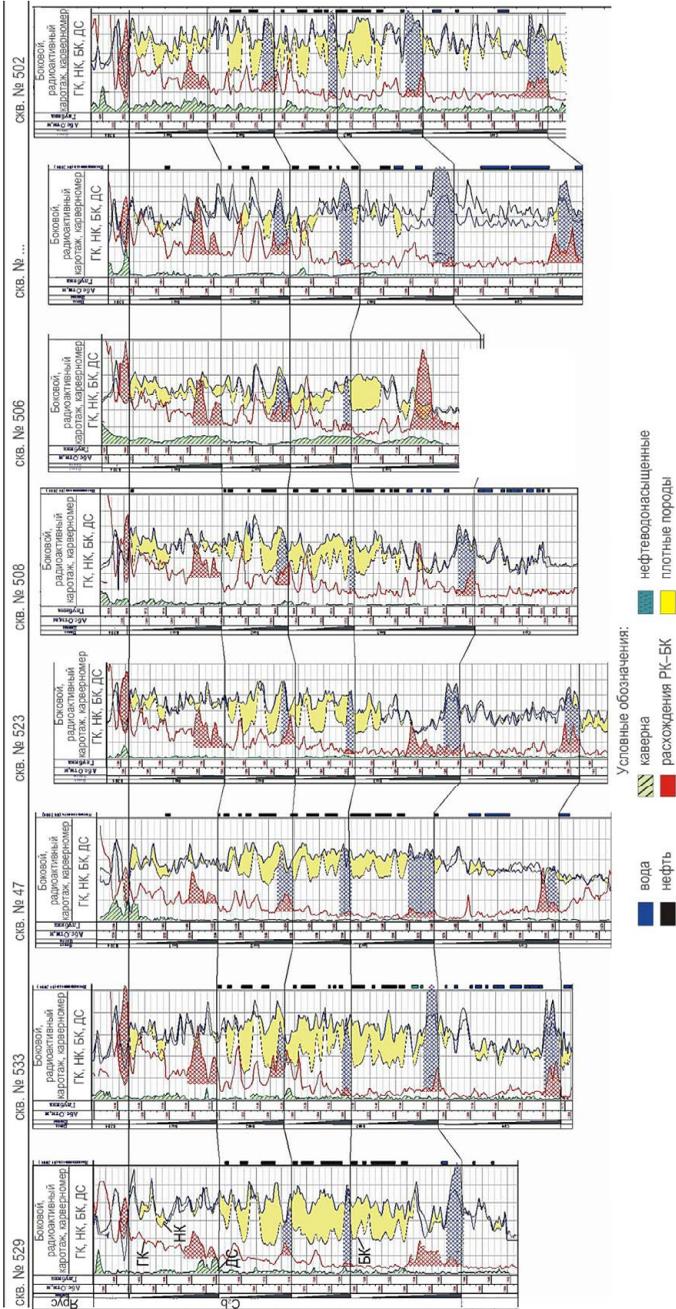


Рис. 3.37. Геолого-геофизический разрез и фацциальная цикличность башкирских отложений C_2b Озерного месторождения по РК-БК-ДС (ств. 529-533-47-523-508-506-41-502)

Исследования фациальной зональности башкирского яруса Озерного месторождения дали следующие результаты:

– выделены различные фациальные зоны, отличающиеся специфическими условиями седиментации; для каждой фациальной зоны характерен свой набор литогенетических типов карбонатных пород и их устойчивые закономерные последовательности, образующие циклиты различных типов;

– в пределах контура башкиро-серпуховской залежи в современном структурном плане пластов $B_{ш2}$ – $B_{ш3}$ развиты преимущественно две фациальные зоны – зона приливно-отливных равнин (северо-восточная) и зона отмелей мелководного шельфа (западная);

– т.к. в строении каждой из этих фациальных зон принимают участие циклы с определенными ФЕС, каждая из зон характеризуется своей продуктивностью;

– в строении пласта $B_{ш1}$ на месторождении не установлено фациальной зональности; пласт сложен однообразной толщей низкопроницаемых и плотных известняков среднего шельфа;

– анализ нефтенасыщенных толщин и распределения сложных коллекторов по месторождению показал, что наибольшие нефтенасыщенные толщины коллекторов приурочены к сводовой части поднятия, а зоны наиболее интенсивной трещиноватости и кавернозности оконтуривают поднятие и связаны с бортовыми частями разреза.

3.3.3. Цикличность турне-франских отложений

Турнейский и девонский век в Пермском Прикамье по разнообразию физико-географических обстановок и их смене во времени и пространстве является одним из самых сложных в геологической истории региона. Эта сложность обусловлена, во-первых, сильной дифференциацией тектонических движений и их значительной амплитудой в зонах прогибания; во-вторых, с наличием зоны ККСП, к бортам которой приурочено развитие рифогенных отложений, с которыми связаны промышленные

залежи нефти и газа. Прогнозирование региональных закономерностей пространственных размещений карбонатных коллекторов (и изолирующих их покрышек) возможно с помощью фациально-циклического анализа. Выявление первичной природы осадков и их приуроченность к определенным геодинамическим обстановкам являются главным инструментом прогноза коллекторов и ловушек углеводородов различного типа.

Модели геологического строения франско-турнейского комплекса и формирования рифогенных отложений в Волго-Уральской провинции начали разрабатываться в 60-е годы. В 1959–60 годы коллективом исследователей ИГ и РГИ была разработана модель геологического строения и развития ККСП, которая только уточнялась последующими работами. Была предложена идея зонального строения прогибов, выделены внешние и внутренние прибортовые зоны, а также осевые зоны прогибов (О.М. Мкртчян, 1964; М.М. Грачевский, 1976; Ю.И. Кузнецов, 1974; В.М. Проворов, 1988; и др.). Впервые в мировой практике на основе анализа геологического материала была выявлена, научно обоснована, и детально закартирована в осадочном чехле Восточно-Европейской платформы столь крупная разветвленная сеть некомпенсированных палеобассейнов, разделяющих их карбонатно-биогермных палеошельфов и органогенных построек.

Параллельно с этими исследованиями впервые была установлена промышленная нефтеносность карбонатных отложений фаменского и франского ярусов. В то же время проводились и специальные литологические исследования карбонатных коллекторов. Были разработаны модели формирования рифов и установлено, что региональная палеогеографическая ситуация позднедевонского времени определялась наличием обширной, прошедшей фазу недокомпенсации аккумуляционно-топографической впадины с последующим прерывистым терригенным заполнением ее с северо-запада, показаны зоны размещения барьерных рифов вдоль бортов некомпенсированной впадины и одиночных рифов во внутренней части некомпенсированной

впадины и сформированы практические рекомендации по поискам рифогенных залежей нефти. Благодаря разработкам новых методик гравиметрических и сейсмостратиграфических исследований, целенаправленно проводимых по франско-турнейскому комплексу, были уточнены модели рифов и зоны их распространения (М.Ф. Мирчинк, О.М. Мкртчян, Ф.И. Хатьянов, 1975; Новоселицкий, 1980 и др.). Разработкой детальной стратиграфии девонских отложений в конце 80-х годов начали заниматься Э.К. Сташкова, Н.В. Беляева и др.

Таким образом, в 80-е годы работами многих исследователей было доказано, что верхнедевонские рифы востока Европейской платформы являются весьма перспективными объектами для поиска залежей углеводородов, так как представляют собой высокочемкие резервуары для нефти и газа.

В Пермском Прикамье карбонатные отложения турнефранского возраста, приуроченные к ККСП, формировались в рифовых, депрессионных и мелководно-морских фациях, с которыми связаны определенные типы разрезов (С. А. Винниковский, Л. В. Шаронов, 1977). Высокие коллекторские свойства рифов связаны обычно с предвизейским подъемом всей территории и выходов этих массивов на поверхность: чем выше был подъем, тем больше зона фильтрации и, следовательно, карстообразования. Одновременно предвизейский размыв уничтожал, местами полностью, турнейские отложения (К.С. Шершнева, 1971).

Изучение осадочного чехла Пермского Прикамья с позиций циклического формирования позволяет выделить в осадочном выполнении бассейна циклы разного порядка. При этом к циклам первого порядка относят комплекс осадочных пород с начала трансгрессии до максимальной регрессии и проявившейся на большей части территории Пермского Прикамья. К циклу первого порядка можно отнести палеозойский этап развития Пермского Прикамья. Его формирование тесным образом связано с развитием Уральского палеоокеана – от этапа его активного расширения до закрытия с образованием

на востоке территории бассейна Предуральяского прогиба с малассовым выполнением. Этот цикл был разделен на четыре цикла второго порядка, одним из которых является эйфельско-турнейский. Он начинается трансгрессией эйфельско-раннефранского возраста и заканчивается предвизейской регрессией, охватившей всю территорию Пермского Прикамья. В осадочном выполнении этого цикла и был выделен франско-турнейский зональный нефтегазоносный комплекс. Более детальное изучение строения франско-турнейского нефтегазоносного комплекса позволило установить третий порядок цикличности, связанный с эвстатическими колебаниями уровня мирового океана. Именно эта цикличность повлияла на формирование преимущественно карбонатного франско-турнейского комплекса и сыграла определяющую роль в появлении высокоперспективного нефтегазоносного объекта – верхнедевонских рифовых резервуаров.

Верхнедевонские рифы востока Европейской платформы являются весьма перспективными объектами для поиска залежей углеводородов не только в Пермском Прикамье, так как представляют собой высокочемкие резервуары для нефти и газа. Модели их формирования разрабатывались и продолжают разрабатываться для отдельных регионов многими геологами для своих регионов. Так, в конце 90-х годов Н.В. Беляевой было проведено детальное исследование франско-турнейского комплекса и верхнедевонских рифов в осадочном чехле Печорского нефтегазоносного бассейна, имеющего общие черты геологического развития осадочного чехла с Соликамской депрессией. Аналогичные работы по изучению рифогенных структур Соликамской депрессии проведены в секторе биостратиграфических исследований КамНИИКИГС (зав. сект. Э.К. Сташкова) в 2004 году.

В результате проведенных работ, на основании изучения литологических признаков, палеонтологических и фильтрационно-емкостных особенностей отложений франско-турнейского комплекса, по керновому материалу, проведена типизация отложений с выделением 11 типов пород, которые представляют

8 фаций (табл. 3.2). По профилю от береговой линии к глубоководному шельфу для разных временных интервалов франско-турнейских отложений установлено несколько типов разрезов: 1 – прибрежно-морской, 2 – лагунный, 3 – мелководно-шельфовый, 4 – рифогенно-гребневый, 5 – рифогенно-склоновый, 6 – приливно-отливных каналов, 7 – депрессионный. Эти результаты были использованы в настоящей работе. Следует иметь в виду, что территориально, в пределах Пермского Прикамья франско-турнейские отложения формировались только в шельфовой части. Поэтому под склоновым типом понимают не образования континентального склона, а отложения, накопленные в переходной зоне между мелководным шельфом и глубоководными депрессиями на шельфе. При установлении принадлежности отложений к тому или иному типу пород, а также при восстановлении возможных условий их седиментации по ГИС использовались следующие признаки:

- литологические признаки, такие как вещественный состав пород;
- текстура и структура;
- наличие и тип пористости;
- описание керна и его стратиграфическая привязка.

Для определения состава пород, характера насыщенности, типа пористости и цикличности турнейских карбонатных отложений месторождений, привлекались следующие методы:

- геолого-технологические исследования (ГТИ) – по керну и шламу определялась литология пород, по кривой ДМК – проницаемые интервалы, по компонентному составу газа C_1-C_5 – характер насыщения пород;

- электрические и индукционные методы в открытом стволе, по которым определялся характер насыщения;

- методика нормализации кривых БК и НК по двум опорным пластам при совмещении их в плотных и водоносных пластах, критерием для выделения нефтеносных пластов служит превышение кривой сопротивления БК относительно кривой НК;

Таблица 3.2

Глубины седиментации разных генетических типов
отложений (по Н.В. Беляевой, 2004)

Генетическая группа отложений (ГТГО)	Главные генетические особенности	Гидродинамический режим, условия	Положение в разрезах	Глубина седиментации
1. Глинистые мелководные	Хорошая отмученность глин	Спокойный, пауза после трансгрессии	Над биоспаритами и биомикритами, под биогермными и ооидными	От 10 до 30 м, средняя 20 м
2. Лагунные	Состав отложений; иногда текстуры птичьих следов	Застойный, лагунные	Зарифовая зона, внутририфовая лагуна, под несогласиями	От 0 до 5 м
3. Биомикриты	Обломки раковин морских беспозвоночных и водорослей несортированные и неравномерно распределенные; тонкозернистый кальцитовый цемент	Весьма активный	Над несогласиями, под глинами; либо над микритами при обмелении	От 0 до 10 м
4. Микриты	Микрозернистый состав матрикса; целостность раковин беспозвоночных	Спокойный	Над ооидными; под доманикоидами	От 20 до 40 м
5. Биоспариты	Преобладание крупных органогенных обломков, отсутствие микритового цемента	Весьма активный	Над субэральной поверхностью, под глинами на бровке	От 0 до 10 м
6. Ооидные	Четко выраженная округлая форма основных породообразующих компонентов, их хорошая отсортированность; подчиненное количество интракластов и биокластитов; отсутствие микритового цемента	Приливно-отливной внутреннего шельфа	Зарифовые; над глинами; под или над микритами	От 0,5 до 10 м

7. Пеллоидные	Тонкозернистый кальцитовый матрикс; плохая окатанность и несортированность комковатых образований; значительная нарушенность обломков раковин	Подводный размыв, перемыв нелитифицированного ила на склоне	Над проградующими	
8. Биогермные известняки	Обилие каркасостроящих водорослей и организмов; отсутствие сидементационной слоистости	Слабо активный за волноломом	Над глинами, под водорослевыми	От 15 до 30 м, активная зона фотосинтеза
9. Водорослевые: 9А – каркасные, 9Б – сферовоузчатые, 9В – строма-толитоподобные	9А – обилие известковых водорослей; 9Б – разнообразные формы фенестр; 9В – полусферические формы фенестр	Активный; весьма активный (волнолом)	Над биогермными	От 10 до 30 м, от 5 до 15 м, от 0 до 5 м, фотосинтеза
10. Проградующие смешанного состава	Шлам морских беспозвоночных и растений неупорядочен и несортирован; спикүлоподобная структура	Активный перемыв на склоне	Над доманикоидными отложениями	
11. Доманикоидные	Коломорфное насыщение ОВ; кремнение; глубоководные виды организмов	Спокойный, застойный, анаэробные	Над микритами под проградующими	Начало не менее 50 м

– импульсный нейтронный каротаж (ИННК) для определения насыщения пластов в колонне, водонасыщенные интервалы характеризуются низкими значениями интенсивности счета нейтронов, что связано с наличием в соленой пластовой воде хлора, обладающего аномально высоким значением захвата тепловых нейтронов;

– методика нормализации кривых пористости по АК и РК для определения типа пористости, равенство значений коэффициентов пористости по АК и РК, означает, что это пласт порового типа, снижение величины пористости по АК, относительно РК, обусловлено наличием в пласте кавернозной составляющей;

– акустические методы (АК, АКПЗ, ГАКЗ, САТ) для определения горизонтальной и хаотичной трещиноватости, резкие затухания энергии полного волнового сигнала и увеличение рассчитанного по ней значения коэффициента приточности (K_c) соответствуют трещиноватым интервалам преимущественно горизонтальной направленности;

– геовизор-акустический метод, в котором излучатель (он же приемник) исследует среду в направлении, перпендикулярном стенке скважины, затухание энергии полного волнового сигнала происходит только при наличии в разрезе вертикальных трещин;

– пластовый наклонномер, позволяющий разделить пласты по типу коллектора и определить направление простирания трещин.

*Примеры реконструкции условий
осадконакопления карбонатных турне-франских
отложений по геолого-геофизическим данным*

В качестве примера фациальной интерпретации данных ГИС карбонатных разрезов были выбраны рифогенные структуры, приуроченные к бортам ККСП (Гежская, Озерная), где нефтяные залежи встречены в отложениях турне-франского ярусов.

Гежская площадь

Анализ керновых данных показал, что нижняя часть продуктивного разреза на Гежском месторождении – франский ярус – представлен рифогенным комплексом отложений (известняки водорослевые, органогенно-детритовые, комковатые, сугликовские, осадочные конгломерато-брекчии, доломитизированные

известняки и вторичные доломиты). Особенности латеральной изменчивости франской толщи позволяют наметить три этапа ее формирования, связанных с резким снижением уровня бассейна (либо подъема зоны рифа). Во время осушения рифа возникает перепад уровней остаточной осолоняющей лагуны и морского бассейна. Это обуславливает возможность фильтрации воды из лагуны через массив гребня, что объясняет неравномерную доломитизацию известняков в верхней части гребня, вплоть до появления вторичных порово-кавернозных доломитов, а также наличие в базальной части склоновых обломочных шлейфов обломков доломитизированных водорослевых известняков.

Верхняя часть продуктивного разреза на Гежском месторождении – фаменский, отчасти турнейский ярус. В конце франского века Гежский карбонатный массив представлял собой мелководную карбонатную платформу с мелкими водорослевыми биогермами, наиболее крупные из которых были приурочены к ее северной части. В фаменский век на этом пьедестале формируется невыдержанно-слоистый комплекс отложений периодически осушавшейся карбонатной банки (известняки фораминиферово-комковатые, водорослевые, фораминиферово-сгустковые, микрозернистые, брекчиевидные и т.д.). Разнообразные текстуры фиксируют моменты формирования эрозионных и аккумулятивных элементов палеорельефа банки.

Основную роль в формировании фациальной зональности играла длительно сохранившаяся асимметрия рельефа поверхности банки. К ее сравнительно узкой северной прибортовой части были приурочены наиболее крупные, в отдельных случаях последованно развивавшиеся биогермы, образованные массивными плотными водорослевыми известняками.

Возникший при их разрушении обломочный материал скапливался у подножий биогермов, а затем частично выносился (штормами или при обмелении банки) в пределы южной, более выровненной части банки.

При этом обломочный материал перераспределялся здесь в виде покровов обломочно-хемогенных карбонатных отложений,

выполнявших и компенсировавших отрицательные элементы рельефа. Обмеление банки могло завершаться осушением. Карбонатные осадки, выведенные на поверхность, подвергались выщелачиванию.

Интервалы, разделяющие продуктивные пачки, образованы известняками водорослевыми, комковато-фораминиферовыми, комковатыми, сгустковыми, микрзернистыми. Такие латерально менее изменчивые комплексы мелководных отложений формировались в периоды увеличения глубины бассейна.

Совместный анализ данных ГИС–НИД–сейсморазведка позволяет отметить следующее (рис. 3.38).

Глинистость турне-фаменской толщи практически отсутствует, что отображено на кривых ГК минимальными показаниями. По данным кавернометрии в отдельных интервалах отмечается увеличение диаметра скважины, кривые ЭК, НК слабо дифференцированы. По результатам пластовой наклонометрии во всей рифовой толще отмечается трещиноватость, при этом определяется, что увеличение диаметра скважины связано не с кавернами, а с ориентированными север-юг желобообразными вывалами, которые приурочены к самым плотным слабопроницаемым пластам известняка, способным растрескиваться в определенном направлении при значительных тектонических напряжениях пород. Учитывая связь желобообразных интервалов с самыми плотными частями разреза, можно использовать наличие желоба как диагностический признак для выделения начала цикла. Верхняя часть цикла (регрессивная) должна быть представлена более разуплотненными (трещинно-порово-кавернозными) породами.

Используя данную закономерность в турне-фаменских отложения скв. 282 Гежской пл. (см. рис. 3.38), было выделено шесть циклов осадконакопления. Выделенные циклы осадконакопления хорошо просматриваются в кривых $K_{п}$ и ДС. Каждому циклу соответствует часть разреза, отличающаяся указанными выше признаками. Пачки нефтеносных коллекторов в принципе согласуются с каждым циклом, но их меньше, т. к. они выделяются по $K_{п} > 7\%$, а циклы, как видно из рисунка, с $K_{п} > 3-5\%$.

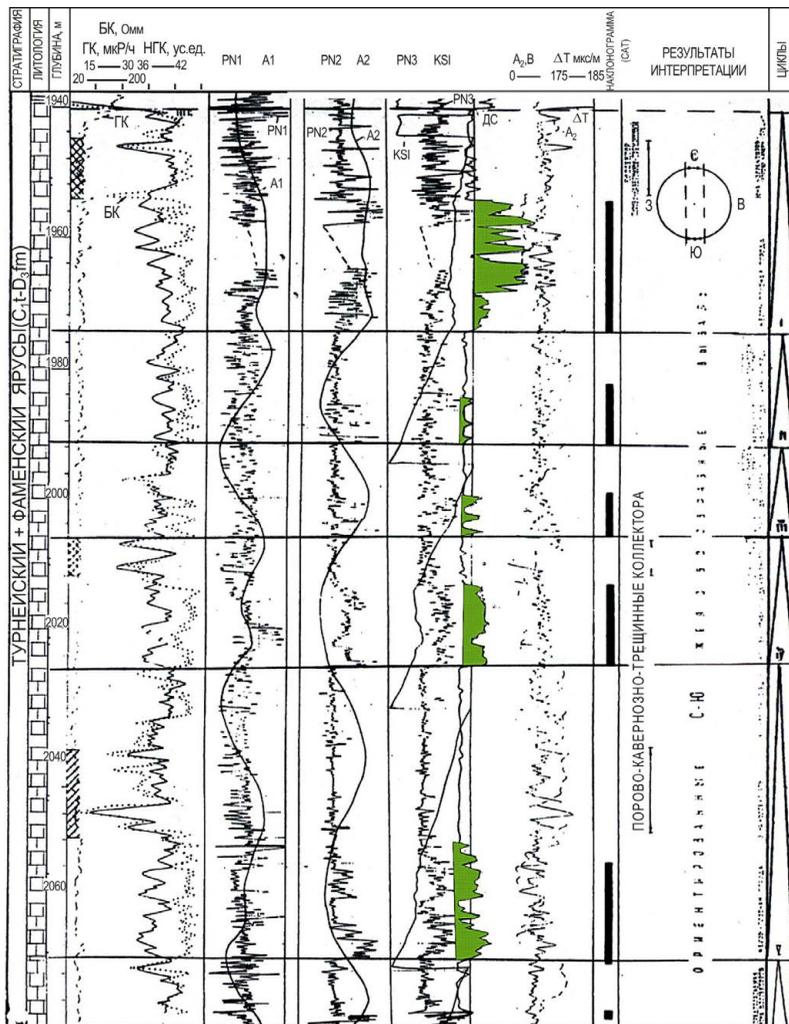


Рис. 3.38. Характеристика цикличности карбонатных турне-фаменских отложений по данным НИД-ГИС (скв. 282 Гежской пл.)

Сейсмические отражения образуются на кровле и подошве пачек коллекторов, следовательно, они также несут определенную информацию о циклах, особенно о их начальной стадии. Основными носителями такой информации являются кровельные отражения. Отражение циклов в структуре волнового сейсмического поля, повторяющихся на всей площади месторождения, дает основание полагать, что выделенные по ГИС–НИД циклы в принципе реальны (Ю.Г. Гаврин, М.В. Беляева, С.Х. Бухман и др., 1981).

Озерная площадь

Цикличность турне-франских отложений Озерной площади определялась по результатам расчленения и детальной корреляции разрезов по ГИС с привлечением данных изучения кернового материала сотрудниками КамНИИКИГС (А.П. Вилесов, Э.К. Сташкова, Н.В. Беляева, 2004).

По результатам сопоставлений данных керна и ГИС проведено стратиграфическое расчленение разреза и изучены основные этапы осадконакопления продуктивных отложений.

Для решения задачи уточнения границ циклов и строения залежи выполнена детальная корреляция разрезов по материалам ГИС с учетом данных керна.

Девонские отложения на Озерном поднятии до венских отложений пройдены бурением скв. 35, 38, 429 (рис. 3.39). В остальных скважинах вскрыты только отложения фамена и верхнего франа. В изученных разрезах полностью отсутствуют породы эмского (нижний отдел девонской системы) и эйфельского (средний отдел) ярусов. Разрез девона представлен образованиями живетского (средний отдел), франского и фаменского (верхний отдел) ярусов, турнейские отложения вскрыты в отложениях депрессионного типа – скв. 49.

Нижняя часть толщи (саргаевский и доманиковский горизонты) представлена параллельно слоистыми относительно глубоководными битуминозными глинисто-карбонатными породами. Выше разрез слагают карбонатные образования позднего

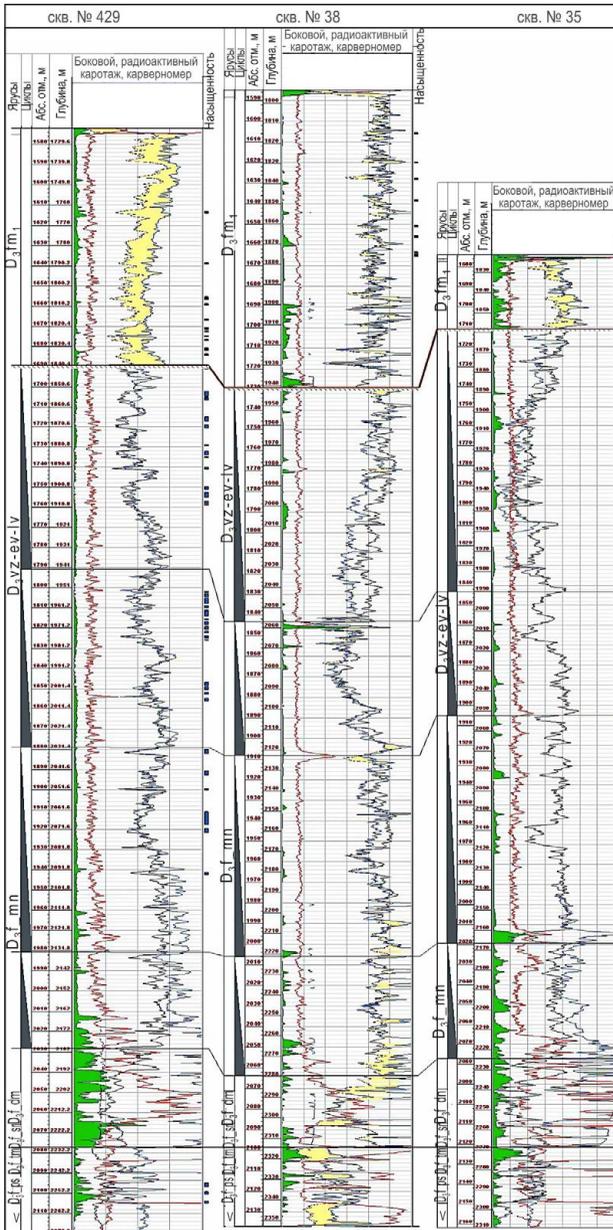


Рис. 3.39. Геофизический разрез девонских отложений (сква. 429–38–35 Озерное месторождение)

франа и фамена (до 400 м), характеризующиеся чередованием трансгрессивных и регрессивных фаз развития бассейна с преобладанием регрессивного характера.

Отсутствие в разрезах многих скважин части средне-, верхнефаменных и нижнетурнейских отложений позволяет судить о падении уровня моря с данковского до черепетского времени. Оставшиеся от размыва отложения фамена представлены образованиями мелководного шельфа.

Изучение цикличности образования турне-франской карбонатной толщи путем выделения плотных и разуплотненных интервалов, приуроченных к региональным или локальным перерывам осадконакопления, является наиболее рациональным способом исследования разреза (В.Н. Быков, Л.Ю. Данилова, И.И. Наборщикова, 1975 и др.). Типичными признаками внутриформационных перерывов осадконакопления или близкого подхода дна бассейна к поверхности могут быть прослой брекчий, конгломератов, глин, известняково-раковинных песчаников, сульфатизация, резкое снижение значений пористости, проницаемости, распространенности коллекторов в интервалах обмеления, контактирующих с поверхностями перерывов.

Распространение коллекторов под поверхностями перерывов осадконакопления представляет явление, широко распространенное в карбонатных отложениях нефтяных провинций мира (Н.Ю. Успенская, 1950). Такая связь обусловлена двумя факторами. Перерыву осадконакопления предшествует мелководное море с богатой органической жизнью, осадки которого в процессе диагенеза приобретают начальную пористость. При выходе на поверхность или близко к ней создаются условия для закарстования их и увеличения начальной пористости.

Толщина, вскрытая бурением и охарактеризованная материалами ГИС, и возраст карбонатных отложений турне-девонского возраста, очень различны. Так, во впадинах, за пределами рифового массива, вскрыты маломощные карбонатно-глинистые отложения турне-франского возраста депрессионного типа. На повышенных участках фаменского палеорельефа

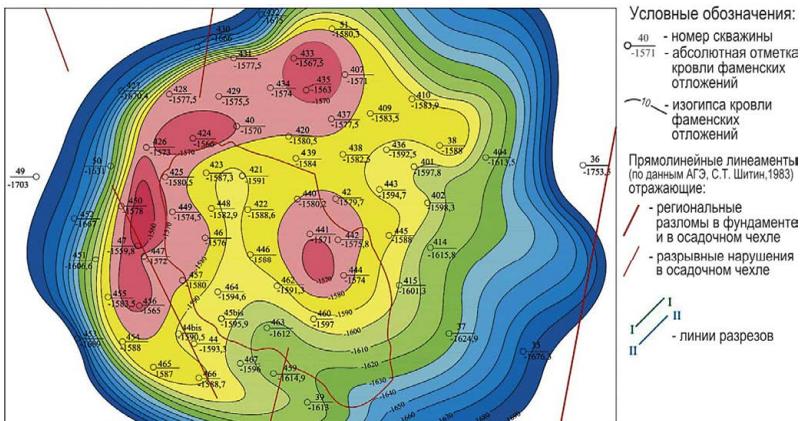
турнейские отложения отсутствуют или наблюдается сокращение их толщины. Верхнефаменские отложения (D_3fm_3 и D_3fm_2) отмечены на склонах поднятия (скв. 451). На самом рифовом поднятии, по фаунистическим определениям керна, разрез сложен нижнефаменскими отложениями (рис. 3.40).

В результате детальной корреляции в разрезах фаменского яруса выделены циклиты трансгрессивно-регрессивного характера. Циклы по разрезам скважин хорошо коррелируются между собой. Поскольку главный базисный корреляционный репер – доманиковые отложения вскрыты малым количеством скважин, то основным репером при корреляции отложений явилась граница перерыва между франским и фаменским ярусами, выраженная по НК и БК максимальными значениями и наличием вертикального желоба по ДС. Ниже репера в кровле франских отложений отмечается мощная карстовая зона, сформированная в период длительного перерыва осадконакопления между ярусами (см. рис. 3.39).

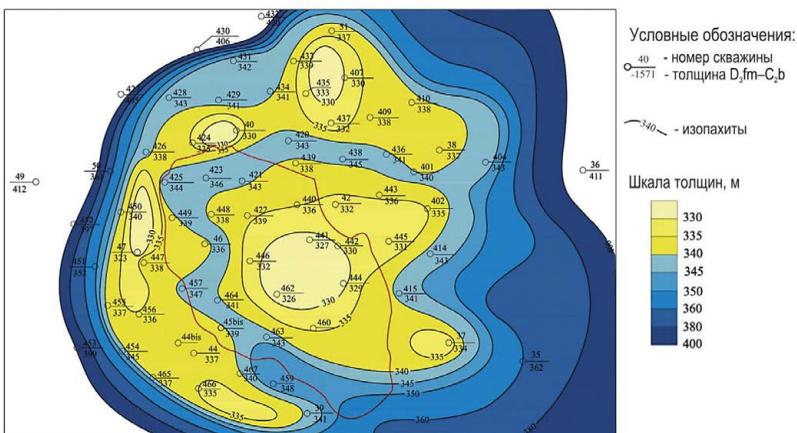
Располагая ничтожно малым количеством керна во франской толще, невозможно детально расчленить карбонатную толщу на стратиграфические горизонты. В результате детальной корреляции ГИС в разрезах франской толщи выделено четыре цикла трансгрессивно-регрессивного характера. При этом их регрессивная часть значительно редуцирована, что может быть обусловлено наличием внутриформационных перерывов осадконакопления, трансгрессивная представлена плотными известняками, обогащенными глинистой примесью.

Для надрифового разреза характерно полное отсутствие отложений турнейского яруса, частично размыта и кровельная часть фаменского яруса. Собственно органогенные постройки, определяющие морфологию структуры и, особенно внутренней ее части, развиты в основном, в нижней части массива, соответствующей верхнефранскому подъярису. Верхняя часть массива – карбонатная банка – соответствует фаменскому ярусу. Она преимущественно сложена нормально-слоистыми карбонатными породами, в которых по данным ГИС выделяются до 5 ЭЛЦ,

сложенных в регрессивной части известняками порово-трещинно-кавернозными и нефтенасыщенными выше зоны ВНК (см. рис. 3.40). По кровле турне-фаменских карбонатов структура представляет собой уплощенный купол субмеридиального простирания размерами 6,3×5,7 км амплитудой 130 м. Углы наклона крыльев достигают 10–11°. Вверх по разрезу структура постепенно выполаживается, а размеры ее изменяются незначительно. Морфология поверхности рифогенного массива довольно точно отображается в палеоструктурном плане поверхности турне-фаменских карбонатов на конец башкирского века (рис. 3.41). Как и большинство других атолловидных рифовых массивов СД, Озерный массив также имеет довольно сложную внутреннюю структуру. Интересно сравнение современного положения локальных депрессий с фаменским палеоструктурным планом. Для построения палеорельефа в качестве отсчетной поверхности выбрана кровля башкирского яруса, поскольку кровля турнейского яруса некорректна по причине неравномерного (местами почти полного) размыва. Как видно из рис. 3.41, в центральной части массива выделяется палеоподняtie, по-видимому, являющееся структурой облекания наиболее древнего первоначального рифового массива. По окружности массива расположена цепочка поднятий, разобщенных неглубокими седловинами. В плане они, по-видимому, соответствуют внешнему рифовому обрамлению атолла и неотъемлемым атрибутам атоллов – приливно-отливным каналам, нарушающим сплошность рифового кольца. Внешнее рифовое кольцо и внутренний риф разделены лагуной, также имеющей кольцеобразное строение. Такая четкая фациальная дифференциация рифового комплекса довольно тесно увязывается с палеотектоническими процессами и, в частности с мегатрещиноватостью. Лучшими ФЭС обладают локальные депрессии как зоны повышенной дезинтеграции пород. Коллекторские свойства турне-фаменской залежи нефти Озерного месторождения также определенным образом увязываются со структурно-фациальными зонами рифового комплекса. В качестве примера может служить карта удельных



a



б

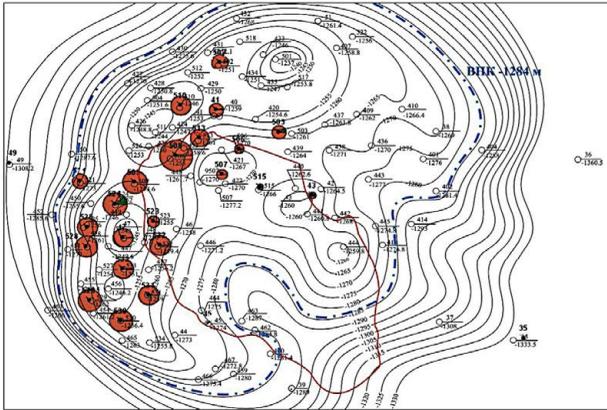
Рис. 3.41. Карта по Озерному месторождению:
a – структурная карта кровли фаменских отложений;
б – карта толщин отложений D₃fm–C₂b

дебитов нефти, совмещенная со структурной картой поверхности турне-фаменской толщи, приведенная на рис. 3.43. Из рисунка следует, что минимальные дебиты нефти соответствуют преимущественно зоне рифового гребня, максимальные – сосредоточены большей частью в депрессионных зонах или на внутренних склонах рифового обрамления. Улучшенными ФЕС обладают и внешние склоны рифового кольца. Карта нефтенасыщенных толщин карбонатных отложений турне-франского возраста, построенная по результатам количественной интерпретации данных ГИС, показала связь ФЕС коллекторов с фациальной принадлежностью. Минимальные значения эффективных толщин отмечаются над рифовым гребнем, на склонах поднятия они увеличиваются и достигают максимальных значений в приливно-отливном канале (рис. 3.43, *а*), что можно объяснить вторичными преобразованиями пород.

По интерпретации акустических методов были выделены в разрезе скважин зоны трещиноватости и кавернозности. На основании полученных результатов, можно сделать вывод, что трещиноватость наиболее интенсивно развита на склонах сводовых поднятий и в приливно-отливных каналах (рис. 3.43, *б*).

Данные РГД и промысловые данные по добывающим скважинам не противоречат установленным по ГИС закономерностям. По промысловым данным повышенная пористость, проницаемость и дебиты отмечены в скважинах, расположенных в зонах локальных депрессий. При исследованиях скважин, расположенных ближе к своду поднятия, при хорошей корреляции пластов, отмечается уменьшение эффективной мощности пластов и дебитов по разрезу (см. рис. 3.40).

Следовательно, фаменско-турнейский резервуар (залежь) имеет сложное литофациальное строение, что обусловило слоистое циклическое распределение зон разномощных коллекторов.



Условные обозначения:

43 - номер скважины
 1260 - абсолютная отметка кровли пласта Бш

10 - изогипсы кровли пласта Бш

ВНК

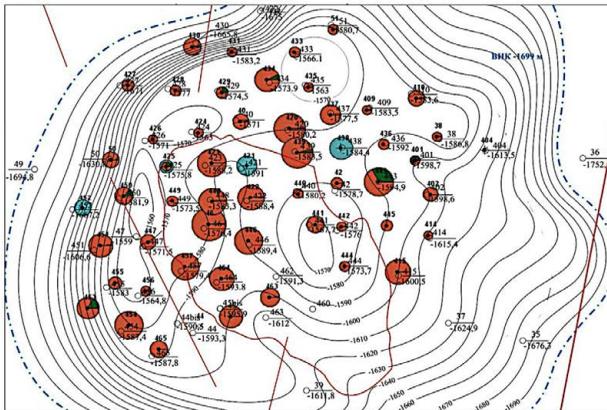
Текущие отборы за июнь 2005 г.

● - дебит нефти

● - дебит воды

ВНК

a



Условные обозначения:

40 - номер скважины
 1571 - абсолютная отметка кровли фаменских отложений

10 - изогипсы кровли фаменских отложений

Прямолинейные линияменты (по данным АГЭ, С.Т. Шитин, 1983) отражающие:

- региональные разломы в фундаменте и в осадочном чехле
 - разрывные нарушения в осадочном чехле

Текущие отборы за июнь 2005 г.

● - дебит нефти

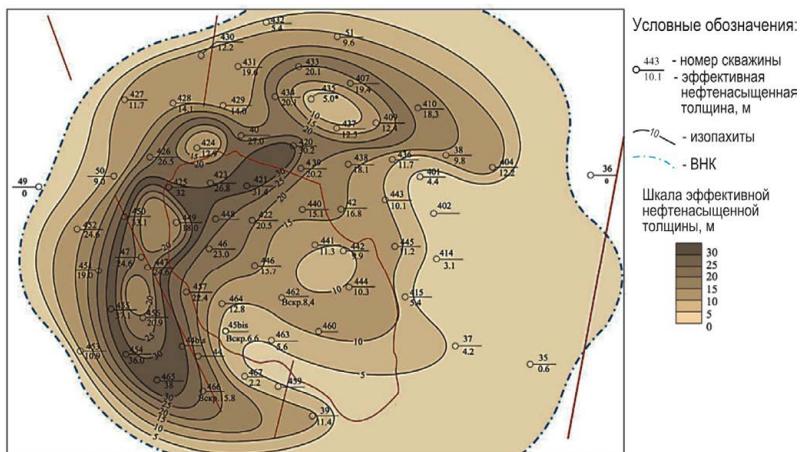
● - дебит воды (уд.вес 1,1)

● - приемистость

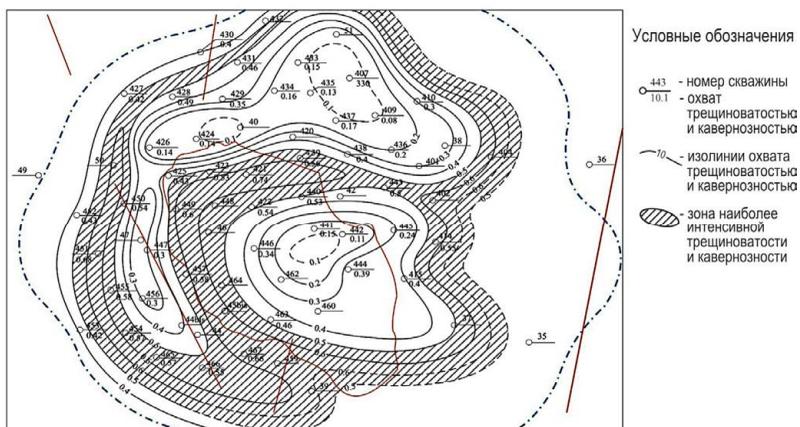
ВНК

b

Рис. 3.42. Карты текущей эксплуатации
 Озерного месторождения: *a* – пласта Бш (C_2b);
b – пласта Ф_М (D_3fm)



a



б

Рис. 3.43. Геологическая модель пласта Г–Фм Озерного месторождения: *a* – карта эффективных нефтенасыщенных толщин, *б* – карта охвата трещиноватостью и кавернозностью

Таким образом, в результате геолого-геофизической интерпретации карбонатных отложений получены следующие результаты:

– Выделение ЭЛЦ в карбонатных отложениях нижнемосковского яруса позволило провести детальную корреляцию разрезов по площадям, удаленным друг от друга на значительное расстояние.

– В верейском горизонте выделяется до 7 ЭЛЦ, которые являются проциклитами. Все выделенные ЭЛЦ имеют порядок мощностей 3–15 м и преимущественно двучленное строение: аргиллит-известняк. Пористые и проницаемые пласты верейского и каширского горизонтов приурочены к верхним прогрессивным частям циклов.

– Критерием надежности результатов корреляции карбонатных разрезов по ЭЛЦ в C_2b – C_{1s} отложениях должна служить закономерная связь приуроченности коллекторов к верхним частям циклов и плотных или глинисто-карбонатных пластов к их нижним частям.

– Для рифогенных карбонатных отложений (C_2b , C_{1t} – D_3fr) Предуральского прогиба цикличность отложений связана с чередованием в разрезе плотных и проницаемых пачек пород. Учитывая связь желобообразных интервалов с самыми плотными частями разреза, можно использовать наличие желоба как диагностический признак для выделения начала цикла. Верхняя часть цикла должна быть представлена более разуплотненными (трещинно-порово-кавернозными) породами и приурочена преимущественно к поверхности перерыва осадконакопления.

Приведенные в данной главе исследования показывают возможности изучения палеозойских осадочных отложений по применяемому в настоящее время комплексу геолого-геофизических методов и методик обработки полученных материалов. Предложенный в работе метод расчленения терригенных и карбонатных пород с помощью фациально-циклического анализа открывает хорошие перспективы для изучения закономерностей

формирования осадочных толщ, детальной корреляции разрезов и поиска различных типов залежей.

Полученные данные о распределении коллекторов помогают избежать разбуривания неперспективных структур, а на перспективных месторождениях располагать глубокие и эксплуатационные скважины сообразно геометрическим и петрофизическим параметрам коллекторов на объекте.

Проведенная оценка эффективности прогноза, анализ новых геологических данных и материалов разработки позволяют более глубоко осмыслить строение и свойства нефтяных месторождений, конкретно сформулировать актуальные задачи, в решении которых остро нуждаются разведчики и разработчики, и направить их на прогнозирование коллекторов.

Глава 4.
МЕТОДИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ПРОВЕДЕНИЯ
ФАЦИАЛЬНО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
ПРИ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ
ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Процесс уточнения структуры продуктивных горизонтов и геометрии пластов коллекторов в целом называется построением геологической модели. Геологические модели залежей строятся на всех этапах геолого-разведочного процесса. При их построении используются литолого-палеографические, геофизические, геохимические, гидродинамические и другие методы. Важную роль в решении данной проблемы играют методы фациально-циклического анализа, а также литогенетический метод (Э. Хэллем, 1983; Ю.А. Каргодин, 1974). В то же время из-за весьма ограниченного отбора керна при бурении скважин возможности литогенетического метода сильно ограничены. Поэтому для изучения ловушек широко привлекаются данные сейсмических методов и материалы ГИС. Применение каротажной информации осуществляется на этапе фациальной интерпретации данных ГИС, которой предшествует количественная интерпретация геофизических материалов по разрезу скважины (оценка литологического состава, глинистости, пористости, водонасыщенности). При этом с генетической точки зрения в этом случае приходится решать задачу определения генетических последовательностей регрессивно-трансгрессивных серий терригенных пород или различных фациальных зон карбонатных отложений.

Методика фациально-циклической интерпретации материалов ГИС, с целью построения седиментационной модели

залежи, в общем случае состоит из нескольких последовательных этапов:

- межскважинная корреляция хроностратиграфических геофизических реперов, пластов-коллекторов и покрышек, а также выявленных однотипных фаций отложений;

- палеотектонический анализ, включающий построение структурно-фациальных карт, карт мощностей песчаных коллекторов, фациально-палеогеоморфологических профилей и других материалов с целью определения генетической модели ловушек в исследуемом разрезе;

- выделение седиментационных циклов и установление типа выявленной ловушки на основе сравнения ее генетической модели с типовыми моделями ловушек;

- сопоставление разномасштабных данных (керна, сейсморазведка, ГИС) в едином масштабе измерений – масштабе геологических моделей.

В итоге обосновывается обобщенная модель распределения коллекторов на площади месторождения, зоны выклинивания и их замещения непроницаемыми разностями пород.

4.1. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ МЕЖСКВАЖИННОЙ КОРРЕЛЯЦИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ

При межскважинной корреляции любых типов разрезов важное значение имеет тот факт, что каждая залежь отличается по своему литологическому составу, типу фаций и, следовательно, по геофизическим параметрам от вмещающих пород. В связи с этим, если, например, исследуется рифовая карбонатная постройка в турне-франских отложениях, то по данным ГИС изучают породы не только рифа, но и его подстилающие, вмещающие и покрывающие породы. В зависимости от литологических особенностей этих отложений для их изучения используют ту или иную интерпретацию данных ГИС. Литологический состав подстилающих рифовую постройку пород может быть самым разнообразным, что зависит

от геологической истории развития дна бортовых частей палеобассейна. В то же время фациально-литологический состав вмещающих (одновозрастных) риф пород, главным образом, состоит из предрифовых (глинистые известняки) и зарифовых (мелководные известняки) фаций. Состав покрывающих рифовое тело пород может быть глинистый (терригенный), карбонатный или галогенный.

В терригенном разрезе над поверхностью рифа можно встретить так называемые структуры облекания, характерными особенностями которых является уменьшение их амплитуды вверх по разрезу и мощности слоев к своду структуры.

Аналогичные проблемы стоят перед использованием методов ГИС при изучении литологических ловушек, связанных с песчаными баровыми образованиями, распространенными в тульском горизонте визейского яруса нижнего карбона. Здесь необходимо также учитывать латеральные изменения фаций. Так, в сторону моря от бара образуются предбаровые фации, представленные морскими осадками, а в сторону берега – забаровые фации (лагунные и болотные отложения). В качестве покрывки для баров чаще всего служат глинистые, иногда карбонатные отложения.

Наиболее распространенные в визейском ярусе Пермского Прикамья литологические ловушки связаны с погребенными речными системами. Здесь в качестве коллекторов служат песчаные отложения палеорусел рек и зон вдольбереговых течений. Покрывками для них являются, в основном, глинистые породы. К этим же ловушкам относятся эрозионные врезы, приуроченные к карбонатной кровле турнейского яруса. Врезы образуются под влиянием эрозионных процессов в подстилающих более древних породах, после чего в них накапливаются более молодые песчано-алевритовые русловые отложения визейского яруса. Их покрывками могут служить любые типы пород, что зависит от палеогеографической и тектонической обстановки, в которой происходило их образование.

Ловушки в отложениях палеодельт являются чаще всего литологически ограниченными, за счет, во-первых, распределения по площади и по разрезу различных фаций (русловые, лагунные, озерные и болотные) и, во-вторых, вследствие резких фациальных изменений при колебательных тектонических движениях, миграции русел, изменении климата и др.

Покрышками для коллекторов хорошо отсортированных песчаных отложений русел, кос и баров служат глинистые отложения, не являющиеся коллекторами.

Общеизвестен способ корреляции разрезов скважин по каротажным кривым (по геофизическим реперам), основанный на вещественном составе пород (Д.Л. Степанов, 1979). При этом считается, что сходство конфигураций сопоставляемых участков каротажных диаграмм (в основном ГК и НК) является важным и убедительным признаком тождества пласта, прослеживаемого в разрезах ряда скважин. При этом в первом приближении допускают, что, если конфигурация каротажных аналогичных участков разреза мало изменяется, то и литолого-стратиграфические свойства этих пород тождественны. При этом считают (С.С. Итенберг, 1972), что корреляцию разрезов близлежащих скважин лучше начинать с отождествления во всех исследуемых разрезах одного из опорных пластов, отчетливо прослеживающегося как по образцам пород, так и по материалам ГИС. Затем приступают к детальной межскважинной корреляции. Ограничения рассматриваемого метода связаны с тем, что если в качестве маркирующего пласта принимается песчаник или известняк, то эти образования редко являются одновременно осадками одного геологического времени по всей площади. Для корреляции лучше всего использовать временные стратиграфические единицы, под которыми понимают тонкие образования, относящиеся к строго определенному и, возможно, более краткому в геологическом смысле отрезку времени (Р. Корделла, 1967). Рекомендуется в качест-

ве корреляционных горизонтов использовать пласты следующих типов:

- битуминозные прослои в стратиграфически последовательно чистых породах;
- глинистые пласты или пласты с пониженным содержанием песка и карбонатов;
- пропластки ангидритов в карбонатных отложениях.

Эти ограничения приводят к выводу, что сопоставление разрезов скважин следует проводить лучше всего по временным интервалам путем выделения в них хроностратиграфических поверхностей и соответствующих им циклам. Для этого привлекаются данные сеймостратиграфии и фациально-циклического анализов. Методически задача нахождения составляющих формирования разреза показана на рис. 1.2 (глава 1), путем применения определенной последовательности интерпретационных работ. В начале анализируются все данные сеймостратиграфического и фациально-циклического анализов, имеющиеся по исследуемому региону, с целью выделения глобальной и региональной составляющих осадконакопления. Так, например, для Пермского Прикамья при детальном расчленении разреза палеозойского чехла выделено четыре макро-сеймокомплекса (4 отражающих горизонта), среди которых, в зависимости от расположения исследуемой площади, выделяется различное число микросеймокомплексов. Далее по материалам геофизических исследований скважин, разрезы которых необходимо скоррелировать, выделяют по данным ГИС циклиты различного ранга. Это дает возможность уточнить сведения о глобальной и, главным образом, региональной составляющих формирования разреза, полученных на предыдущих этапах, и получить представление о локальной составляющей.

При выделении циклитов в терригенном разрезе рекомендуется придерживаться энергетической концепции цикличности формирования различных литофаций, согласно которой начало каждого цикла связано с возрастанием энергии движения вещества. Крупные циклы отражают ритмическое

развитие глубинных физико-химических процессов и являются тектоническими циклами, а менее крупные циклы обусловлены климатическими изменениями. Кроме того, началу цикла соответствуют осадки, связанные с максимальным разрастанием поднятий и, следовательно, с наибольшей регрессией моря, а к середине и концу цикла – осадки, связанные с максимальным расширением впадин и с наибольшей трансгрессией водного бассейна. Это отражается на литологическом составе и зернистости осадков. В начале каждого цикла отлагаются более крупнозернистые осадки песчаной или гравелитовой размерности, образовавшиеся под действием различного рода потоков (речных, вдольбереговых и др.). К концу циклов преобладают тонкие осадки, сформировавшиеся в пелитовой зоне. Однако могут существовать и противоположные тенденции развития цикличности и вещественных ее проявлений, о чем свидетельствуют выделяемые в разрезах циклиты различного типа (ре-, про-, репро- и прорециклиты). В этом случае удобнее проводить границы циклов по началу регрессий, так как это отвечает максимальному нарастанию энергии движения осадков и подчеркивается предшествующим перерывом и денудацией отложений. Немаловажным обстоятельством при выделении циклитов является их положение в общей последовательности стадийно сменяющихся динамических процессов. В связи с этим начала циклов, выделяемых по ГИС, при фациально-циклическом анализе должны быть увязаны с местными стратиграфическими разбивками разреза. Выделенные циклиты должны быть скорректированы в разрезах исследуемых скважин в следующей последовательности.

Сначала прослеживаются макро-, мезо- и, в последнюю очередь, элементарные циклиты. Корреляция последних позволяет судить об особенностях локальной составляющей формирования изучаемого разреза. На последнем этапе корреляции, в пределах выделенных по ГИС и скорректированных по площади элементарных циклитов, проводят детальное расчленение горизонтов опорной скважины на каротажных диаграммах.

После этого проводится детальная корреляция разрезов исследуемых скважин сначала по пачкам, затем по слоям и, по возможности, прослоям, выделенных по каротажным кривым различных геофизических методов. Таким образом, здесь применяется способ корреляции разрезов по геофизическим реперам, которые, однако, являются хроностратиграфическими. В качестве таких реперов, кроме пластов различного литологического состава, выдержанных по площади, можно использовать также следующие геологические объекты:

- интервалы разреза, сложенные преимущественно песчаными породами, приуроченными к началу регрессивных этапов в развитии бассейна осадконакопления;

- интервалы разреза, литологически представленные грубозернистыми разностями терригенных пород и приуроченные к началу циклов (элементарных циклитов и мезоциклитов);

- интервалы разреза с установленными одинаковыми типами фаций, определенными при фациальной интерпретации данных ГИС, которые соответствуют, однако, одним и тем же циклитам;

- пласты неколлекторы в карбонатных разрезах, совпадающие с началом циклов карбонатной седиментации и приуроченные к подошве, выделенных по каротажу карбонатных пород;

- по положению в залежи водонефтенасыщенных интервалов (ГНК, ВНК).

Из этого следует, что при корреляции разрезов скважин кроме анализа визуальных характеристик каротажных кривых (величина и знак амплитуды кривой, особенности поведения и т.д.) необходимо прослеживать дополнительное пространственное размещение коллекторов и неколлекторов на профильном разрезе, т.е. анализировать изменение глинистости ($K_{гн}$), эффективной пористости ($K_{п}$) и водонасыщенности пластов ($K_{в}$).

Кроме того, детально изучается изменение от скважин к скважине литологического состава выделенных по каротажу

пачек, что позволяет уточнить фациальный тип исследуемых горных порол После чего проводится анализ пространственного распределения по площади различных типов фаций, выявленных фациальной интерпретацией по ГИС.

С целью оценки влияния конседиментационных и постседиментационных тектонических процессов на формирование коллекторов нефти и газа проводится *палеотектонический анализ*, основанный на изучении изменения толщин стратиграфических пачек пород.

При равномерном погружении дна осадочного бассейна велика вероятность, что толщины элементарных циклов одинаковы и их границы параллельны. При корреляции разрезов скважин в районах со сложным тектоническим строением необходимо обращать внимание на возможные повторения или выпадения части разреза.

Теоретические и методические основы палеотектонического анализа на базе изучения толщин заложены В.В. Белосусовым (1976). Они базируются на утверждении, что толщины стратиграфических пачек в осадочных бассейнах зависят от амплитуды тектонических движений. Формирование стратиграфических пачек при компенсированном осадконакоплении заканчивается формированием стратиграфических поверхностей выравнивания. Опираясь на данное утверждение, можно решать обратную задачу – восстанавливать историю тектонического развития. Следует учитывать, что погрешности метода анализа толщин могут быть связаны с неравномерным уплотнением разреза (глины, карбонаты), перекомпенсированным формированием осадков (риффы, бары) и тем, что не всегда при завершении формирования циклов осадконакопления формируются поверхности выравнивания и реализуется процесс компенсированного осадконакопления.

Выбор стратиграфических границ, принимаемых за поверхности выравнивания, является весьма ответственным этапом. Основным признаком поверхностей выравнивания по данным ГИС являются выдержанные по толщине и составу литологические разности пород.

Для условий Пермского Прикамья это обычно устойчивые сейсмические отражающие горизонты кровли башкирского яруса среднего карбона и кровли тульских терригенных отложений нижнего карбона.

Для палеотектонического анализа используют кривые ГИС в масштабе, приведенном к вертикали на основе инклинометрии, значений альтитуд и удлинений (абсолютные значения глубин).

Графические (качественные) методы палеотектонического анализа включают:

- построение палеотектонических разрезов;
- построение карт толщин стратиграфических горизонтов.

Палеотектонические разрезы позволяют оценить характер тектонических движений в заданных направлениях. Оптимальными для таких разрезов являются направления по наибольшему и наименьшему градиентам изменения толщин.

Палеотектонические разрезы строят от кровель стратиграфических горизонтов вниз. Кровля стратиграфической поверхности (поверхности выравнивания) имеет форму горизонтальной линии.

Примеры палеотектонических профилей приведены на рис. 3.14, 3.20, 3.35–3.37, 3.39.

Палеотектоническая карта представляет собой карту толщины стратиграфического горизонта или разность структурных поверхностей по кровлям стратиграфических горизонтов. Такие карты наиболее наглядны и информативны для решения задач палеотектонического анализа, поскольку позволяют рассмотреть информацию в пределах всей изучаемой площади. Примеры таких карт приведены на рис. 3.29, 3.33.

Карты толщин и выровненные профили могут использоваться и при изучении разреза, формировавшегося в условиях перекомпенсации. В данном случае выравнивание производят по подошве стратиграфического горизонта или интервала разреза, выбранного для анализа, например, при изучении формы и строения девонских рифов при выравнивании разрезов по

нижележащим терригенным отложениям кровли кыновского горизонта (рис. 3.40).

Выделение *седиментационных циклов* связано с понятием «толща непрерывного наращивания». В этом смысле седиментационный цикл занимает промежуток геологического времени, в течение которого протекал однонаправленный геологический процесс. Поскольку при таком процессе во многих случаях энергия среды осадконакопления возрастает (регрессия) либо убывает (трансгрессия), седиментационные циклы проявляются в геологическом разрезе в виде определенной последовательности смены литотипов. Смена литотипов является следствием смены фациальных обстановок осадконакопления. В свою очередь, поскольку различные литотипы имеют различные физические свойства, смена литотипов в разрезе приведет к изменению геофизических параметров. Данное обстоятельство объясняет объективную причину возможности выделения седиментационных циклов по данным ГИС. На рис. 2.20 приведен пример выделения седиментационного цикла. На начальной стадии при значительном базисе эрозии в области седиментации накапливался грубозернистый песчаный материал, характеризующийся по наклонметрии большими углами наклона слоев (скв. 129 Уньвинская пл. инт. 2220–2230 м). По мере уменьшения базиса эрозии за счет размыва возвышенности и заполнения впадины (выравнивания рельефа) энергия транспортировки обломочного материала снижается. Речная система постепенно умирает, переносимый ею обломочный материал становится все более тонкозернистым. Завершается процесс формирования седиментационного цикла фациями заболоченных равнин, для которых в определенные этапы геологического времени характерно формирование углей. Как видно на приведенном рисунке, смена литотипов в данном парагенетическом ряду хорошо выражена на диаграммах ГИС. В геологическом разрезе возможно выделение седиментационных циклов разного ранга. Мелкие закономер-

ные изменения разреза в интервалах менее 1 м часто связаны с локальной сменой фаций и условий осадконакопления, обусловленных сезонными факторами, кратковременными изменениями уровней моря. Более устойчивы и являются завершенными седиментационные циклы в интервалах разреза 5–10 м, которые зачастую можно объединить в более крупные, составляющие в интервалах десятки-сотни метров. Эти крупные единицы, включающие в свой состав элементарные седиментационные циклы, в целом имеют единую направленность – трансгрессивную или регрессивную.

Выделение элементарных седиментационных циклов имеет принципиально важное значение в процессе построения геологической модели. Геологическая модель объекта подсчета запасов или разработки месторождения состоит из нескольких седиментационных циклов, для каждого из которых определяются структура продуктивного пласта, геометрия коллектора и зоны его замещения.

Выделение седиментационных циклов проводится следующим образом. В пределах выделенного стратиграфического интервала анализируются кривые ГИС по нескольким скважинам. По характеру градационной слоистости выделяют толщи непрерывного наращивания и в их пределах элементарные седиментационные циклы (см. рис. 3.19). Из рассматриваемых скважин выбираются эталонные скважины, с которыми сопоставляются коррелируемые разрезы. Как видно из рисунка, в пределах терригенной толщи девона выделено 4 седиментационных цикла. На рис. 3.22 карты эффективных толщин пласта D_{01} Гарюшкинского месторождения, литологически представленного фацией русловых отложений, видно, что седиментационные модели отдельных циклов представляют собой шнурковые песчаные тела русел, замещающиеся по латерали на отложения поймы. Пойменные отложения представлены глинистыми разностями.

4.2. ПРИНЦИПЫ ФАЦИАЛЬНОГО-ЦИКЛИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ И ПРОГНОЗИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Согласно принятой методологии обоснования методики геологической интерпретации данных геофизических методов попытаемся сформулировать модель фациального анализа методами ГИС. Следует разграничивать общую методику фациального анализа по данным ГИС, которая строится на системном подходе (см. рис. 1.2) и которой предшествует количественная интерпретация промыслово-геофизических материалов, и методические приемы (принципы) проведения фациально-циклического анализа с использованием генетических каротажных моделей фаций, которые различаются в зависимости от литологического типа исследуемого разреза.

Алгоритм методики фациальной интерпретации данных ГИС терригенных разрезов состоит из операций, которые выполняются в два этапа – предварительный и основной.

Предварительный этап включает в себя следующую последовательность действий:

- В выбранном интервале разреза одной скважины визуально анализируются каротажные кривые комплекса ГИС, устанавливаются аномалии различного знака, производится детальное расчленение разреза.

- Оценивается влияние мешающих факторов (например, диаметра скважины, каверн) на показания различных методов ГИС.

- На основании суммы качественных признаков на каротажных кривых осуществляют предварительную оценку литологического состава пород, при этом широко используют литологическое описание керна.

- На каротажных кривых выделяют участки, соответствующие осевым частям песчаных тел, которые характеризуются максимальной мощностью. Ориентировочно определяется

положение других участков песчаных тел, вскрытых изучаемой скважиной.

– Проводят количественную интерпретацию разреза. По итогам оценки компонентного литологического состава, глинистости, пористости и насыщенности терригенных пород, производят окончательную оценку возможности методов ГИС для фациальной интерпретации.

Основной этап (оценка фаций) можно подразделить на два последовательных подэтапа:

1. Определение типа фаций с помощью качественных каротажных моделей состоит из ряда операций:

а) Выявленные на каротажных диаграммах комплекса ГИС аномалии сравниваются по форме с каротажными кривыми качественных генетических моделей (см. рис. 3.7) с целью установления их сходства. При этом анализируются (кроме формы) такие элементы каротажной модели, как кровельная, боковая и подошвенная линии, а также ширина аномалии. Таким образом, общим моментом для всех видов каротажа является анализ формы линий кровли и подошвы аномалий геофизического параметра (резкая, плавная или плавно-зазубренная), что позволяет установить характер перехода к выше- и нижележащим пластам и является важным диагностическим признаком при определении генезиса отложений. Конфигурация боковых линий каротажных кривых отражает характер строения и изменения состава пород, слагающих данный пласт по вертикали (слабая изменчивость литологического состава или частое переслаивание песчаных, алевролитовых и глинистых разностей). Это нередко свидетельствует о том, в каких гидродинамических условиях (стабильных или резко меняющихся) формировался данный пласт. Для правильной фациальной интерпретации немаловажное значение имеет выяснение характера изменения физических свойств (пористости, плотности, электрической проводимости и др.) пласта. В результате проведенного сравнения предварительно определяется тип терригенных фаций.

б) После установления сходства аномалий с каротажными моделями фаций важно установить также направленность процесса осадконакопления (трансгрессивное или регрессивное залегание фаций). С этой целью анализируются аномалии, расположенные выше и ниже по разрезу изучаемого пласта. Таким образом, как отмечал В.С. Муромцев (1984), для установления (уточнения) фациальной природы осадка полезно использование рядов близких в генетическом отношении фаций, установленных Л.Б. Рухиным (1984). Знание таких рядов дает возможность уверенно определять слабовыраженные по каротажу фации, если они залегают между известными, например, по керну фациями. Так, при трансгрессивном залегании прибрежно-морские отложения баров и забаровых лагун сменяются фациями морских заливов или открытых частей мелководного шельфа. В континентальных обстановках фации русловых песков сменяются фациями внешних и внутренних частей пойм.

На основании предварительной оценки типа фаций каротажных кривых с учетом направленности процесса осадконакопления, а также принимая во внимание местоположение скважины относительно вскрытого песчаного тела, производят более точную оценку типа фаций изучаемого терригенного пласта.

2. Определение фаций с помощью количественных каротажных моделей.

Этот этап фациальной интерпретации может продолжить определение и уточнение фациальной принадлежности песчаных тел, проводимой с помощью качественных генетических каротажных моделей, но может быть и самостоятельным этапом, осуществляемым, когда геологические или технические условия в данной скважине не позволяют оценивать фации по форме каротажных кривых.

Для определения фаций, полученных при количественной интерпретации материалов ГИС графики, литологии, $K_{гп}$ и $K_{п}$ анализируются с целью установления сходства с количественными каротажными моделями фаций. В случае достаточного

сходства характера изменения параметров $K_{гп}$ и $K_{п}$ изучаемого пласта и модели принимается решение о типе фаций изучаемого разреза.

Методика фациальной интерпретации карбонатных разрезов, хотя и отличается от таковой для терригенных разрезов, но также состоит из двух этапов: предварительного и основного. При этом здесь необходим и важен системный подход к обработке геолого-геофизической информации (особенно при фациальном анализе рифовых построек).

1. Предварительный этап:

а) выбираются направления профилей по исследуемой площади, которые могут обеспечить достоверное определение фациальных изменений в карбонатном массиве. Устанавливается опорная скважина, вскрывшая изучаемый разрез на самую большую мощность;

б) в требуемом интервале разреза опорной скважины анализируются каротажные кривые комплекса ГИС, устанавливаются аномалии различного знака, далее производится детальное расчленение разреза на пачки, пласты и прослои. Аналогично расчленяют карбонатные разрезы в соседних по линии профиля скважинах. Обязательна корреляция выделенных объектов между собой;

в) оценивается влияние мешающих факторов (диаметра скважины, каверн, зон проникновения и др.) на показания различных методов ГИС;

г) используя методические приемы комплексной интерпретации ГИС (нормализация, сопоставление $K_{п}$ и др.), определяют литологический состав и характер насыщенности исследуемых карбонатных пород;

д) анализируя результаты исследований кернового материала, данных ГИС и привлекая сведения по палеографии и палеотектонике изучаемого района, делают предварительные выводы о постседиментационных преобразованиях выделенных литотипов;

е) в результате анализа сведений, полученных ранее, принимается решение о возможности использования данных ГИС для целей фациального анализа карбонатных пород;

ж) в соответствии с разработанными методиками количественной интерпретации карбонатных разрезов проводится послойная оценка литологического состава, глинистости, эффективной пористости и насыщенности коллекторов с привлечением данных опробования и керна;

з) на основании проведенного анализа полученных результатов устанавливается последовательность постседиментационных преобразований в исследуемом карбонатном разрезе, а также принимается окончательное решение о возможности использования комплекса ГИС для фациального анализа.

2. Основной этап (оценка фаций):

а) для выделения на каротажных кривых фациальных объектов строятся зависимости глинистости, эффективной пористости и насыщенности с глубиной, а также подробная литологическая колонка, то есть получают фактические количественные генетические каротажные модели карбонатных фаций в интервалах исследуемых пород;

б) сравнивают фактические количественные модели с типовыми генетическими количественными каротажными моделями для генетических групп (типов) карбонатных пород (см. рис. 3.25) с целью установления их сходства и идентичности карбонатных фаций. Здесь же должны быть привлечены сведения по геологическим и технологическим исследованиям в процессе бурения, результаты палеотектонических, палеогеоморфологических и сейсмостратиграфических анализов и данные пластовой наклонометрии. По совокупности результатов определения фаций по всем методам производится оценка фациальной принадлежности генетических типов и групп карбонатных отложений;

в) аналогично производится фациальная интерпретация данных скважин по линиям карбонатных профилей. Здесь важно установить формы залегания и распространения по

площади и вертикали различных генетических типов и групп фаций карбонатных пород;

г) на основании результатов, полученных во всех скважинах, производится окончательная оценка типа фаций в том или ином интервале исследуемого разреза.

Оценить фаціальную принадлежность разреза можно по набору дополнительных признаков. Желательно, чтобы набор этих признаков отражал геологические критерии оценки фаций, изложенные выше.

Наиболее известны способы расчета коэффициента песчаности и неоднородности (Г.М. Золоева, С.Б. Денисов, С.И. Билибин, 2005).

Примеры расчета коэффициента песчаности и его применение для определения типа фаций в терригенных отложениях визейского яруса площадей Пермского Прикамья приведены в главе 3.

Апробация коэффициентов средней вертикальной относительной расчлененности (Р) и изменчивости (И) при изучении неоднородности коллекторов различной литологии показала, что наиболее эффективно в данном случае пользоваться комплексным параметром, представляющим произведение (РИ). Последний учитывает как частоту чередования по глубине слоев с различными свойствами, так и интенсивность изменения данного свойства с глубиной (Г.М. Золоева, 1995).

Анализируя изменение по площади данных коэффициентов, путем построения специальных карт, можно не только изучить расположение коллекторов с лучшими и худшими коллекторскими свойствами, что весьма актуально при проектировании и анализе разработки, рациональном размещении эксплуатационных и нагнетательных скважин, но и предсказать вероятную продуктивность коллектора, а также возможность опережающего обводнения в определенных участках залежи.

На заключительном этапе седиментационного анализа устанавливается тип выявленной ловушки путем сравнения фактической модели с существующими типовыми генетическими

геологическими моделями ловушек. Так, ловушки в терригенном разрезе часто связаны с аккумулятивными песчаными образованиями палеоделта, а в карбонатном разрезе – с ловушками, приуроченными к рифовым породам или к структурам их облекания. Здесь же, основываясь на системном подходе, с привлечением разных геологических, геофизических, геохимических и гидродинамических данных и результатов седиментационной интерпретации данных ГИС, определяется детальная картина условий осадконакопления (формирования) горных пород интересующего нас горизонта исследуемой площади.

На рис. 1.4 приведена упрощенная схема построения геологической модели. Согласно приведенной схеме на всех этапах, кроме обработки геофизических данных, проводится комплексная интерпретация данных (керна, сейсморазведка, ГИС), при сопоставлении которых, возникают сложности, связанные с разномасштабностью сравниваемых методов. Эти сложности обусловлены следующими факторами:

- диаграммы ГИС строятся в масштабе глубин, сейсмические трассы – в масштабе двойного времени пробега упругих волн. Эти различия требуют перестройки кривых сейсморазведки в эквивалентный масштаб глубин;

- показания ГИС зависят от абсолютных значений скорости и плотности, а коэффициент отражения – от приращения произведения скорости на плотность;

- кривой ГИС соответствует высокочастотный спектр (длина волны составляет доли метра), тогда как трасса сейсмических колебаний характеризуется низкочастотным спектром (десятки и сотни метров);

- геофизическими методами исследуется небольшой объем пород вокруг ствола скважины, а при сейсморазведке – обширная область, в десятки и сотни раз превышающая объем пород, исследуемых при ГИС;

- существует разная природа помех: при ГИС искажающим фактором являются изменение диаметра скважины, а также

проникновение фильтрата промывочной жидкости; сейсмотрасу искажает интерференция с многократными поверхностями и случайными волнами.

Таким образом, при построении геологических моделей, по комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки, информация о внутреннем строении пластов с детальностью не выше одного метра может быть получена только по данным комплекса ГИС в точках бурения скважины. В межскважинном пространстве информация может быть получена по данным полевых методов (главным образом сейсморазведки) с разрешающей способностью по горизонтали 150–200 м и по вертикали не более 5–10 м.

Геологические модели, построенные по данным геофизических методов, являются прогнозными, поскольку геофизические методы не являются прямыми методами определения петрофизических свойств пород и их литологии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных работ разработаны научно-методические основы и показана практическая ценность технологии фациально-циклической интерпретации материалов ГИС для различных типов разрезов – нового научного направления в области обработки и интерпретации геологической и промыслово-геофизической информации при поисках и разведке залежей нефти и газа.

Для изучения фациальной цикличности осадочных толщ в разрезах скважин с помощью различных геолого-геофизических методов, а также рационального их комплексирования автором предложена обобщенная схема последовательности интерпретационных работ, основанная на системном подходе. Системный анализ оценки фациальной цикличности осадочных толщ показал, что в соответствии со структурной организацией объектов, могут быть выделены циклы разного ранга, соответствующие объемам пласта, ловушки и бассейна, и при изучении фациальной цикличности следует ясно представлять, на каком структурном уровне будут изучаться геологические тела.

Учитывая, что одним из основных этапов фациально-циклического анализа является оценка литологии и коллекторских свойств отложений, в работе представлен материал анализа текущего состояния применяемых на практике новых методов ГИС, определены дальнейшие направления их развития с учетом требований нефтегазовой промышленности к уровню и качеству извлекаемой из данных ГИС геологической информации.

Предложенная методика совместного анализа данных НИД-ГИС-сейсморазведка позволяет уточнять форму и размеры структур, методы ГИС, дополняя данные сейсморазведки, помогают вести углубленную интерпретацию геофизических

материалов, точнее определять местоположение скважин на поднятии и целенаправленно закладывать последующие скважины.

Совместное рассмотрение результатов ГИС, пластовой наклонотрии и акустического каротажа с записью полного волнового пакета позволяет разделить пласты коллекторы по типу пористости и определить в них направление трещиноватости. При этом определение структуры порового пространства основывается на анализе величин распределения углов и азимутов и коэффициента приточности K_p .

Впервые установлено, что при бурении низкопористых карбонатных пород в Предуральском прогибе формируется зона вертикальных желобов с ориентацией север-юг, связанная с напряженным состоянием пород и фациальной цикличностью отложений.

Направление искусственной трещиноватости, образуемой при гидроразрыве пласта, тесно связано с направлением горизонтального напряжения. Установление данного фактора имеет важное практическое значение для понимания тектоники района и поведения коллекторов при гидроразрыве и эксплуатации.

При изучении терригенных отложений использование метода фациально-циклического анализа позволило расчленить терригенную толщу на циклы, провести целенаправленную корреляцию разрезов и построить модели залежей. При выделении циклитов в песчано-глинистых разрезах рекомендуется придерживаться энергетической концепции цикличности формирования различных литофаций, согласно которой начало каждого цикла связано с возрастанием энергии движения вещества и отложением более крупнозернистых осадков песчаной размерности, к концу циклов преобладают тонкие глинистые осадки, что отражается на форме каротажных кривых и их количественных параметрах.

В составе визейской и девонской терригенной толщи Пермского Прикамья по данным ГИС-НИД-керна выделены

различные группы фаций, среди которых ведущая роль принадлежит континентальным, представленным осадками аллювиально-русловых (АР), аллювиально-пойменных (АП), озерно-болотных (ОБ) и болотных (Б) фаций. Установленные по ГИС закономерности изменения физических параметров пластов, полученные для разных фаций, позволяют строить фациальные карты и выделить участки распространения песчаных коллекторов.

Для изучения карбонатного разреза были разработаны:

- методика определения фациальной цикличности по ГИС для карбонатно-глинистых карбонатных отложений;
- методика определения фациальной цикличности рифогенных отложений.

Для терригенно-карбонатных разрезов среднего карбона, сформированных в мелководно-морских фациях (C₂ vr – ks), циклы имеют двучленное строение: известковистый аргиллит – известняк, мергель – известняк, реже трехчленное строение: аргиллит – известняк – глинистый доломит, и направленность процесса осадконакопления у них выражена в увеличении карбонатности. Коллекторы в них приурочены к верхним частям циклов, представленных карбонатными породами с преимущественно поровым, реже трещинно-поровым типом пористости.

В чистом карбонатном разрезе (C₂B, C_{1t}–D_{3fr}) цикличность отложений связана с чередованием в разрезе плотных и проницаемых пачек пород. Критерием надежности результатов корреляции карбонатных отложений по циклам служит закономерная связь приуроченности коллекторов к верхним регрессивным частям циклов. Нижняя (трансгрессивная) часть цикла представлена плотными породами. Установленная в разрезах Предуральского прогиба связь желобообразных вывалов с самыми плотными (трансгрессивными) частями разреза позволяет использовать наличие желоба как диагностический признак для выделения начала цикла. Верхняя часть цикла при

этом должна быть представлена более разуплотненными (трещинно-порово-кавернозными) породами и приурочена преимущественно к поверхностям перерыва осадконакопления. В качестве примера выполнены работы по реконструкции условий осадконакопления рифовой постройки Озерного месторождения.

Работа представляет практический интерес для специалистов геофизических учреждений, так как изложенные результаты определения фациальной цикличности осадочных толщ по ГИС имеют принципиально важное значение в процессе корреляции разрезов при построении геологической модели залежи углеводородов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрикосов И.Х. Нефтегазоносность Пермской области / И.Х. Абрикосов. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 211 с.
2. Александров Б.Л. Изучение карбонатных коллекторов геофизическими методами / Б.Л. Александров. – М.: Недра, 1979. – 200 с.
3. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1999. – 285 с.
4. Бакиров А.А. Литолого-фациальный и формационный анализ при поисках и разведке скоплений нефти и газа / А.А. Бакиров, А.К. Мальцева. – М.: Недра, 1985. – 159 с.
5. Балуховский Н.Ф. Геологические циклы / Н.Ф. Балуховский. – Киев, 1966. – 168 с.
6. Белоусов В.В. Геотектоника / В.В. Белоусов. – М.: Московский университет, 1976. – 334 с.
7. Беляева Н.В. Модель седиментации франско-турнейских отложений на северо-востоке Европейской платформы / Н.В. Беляева, А.Л. Корзун, Л.В. Петрова. – СПб.: Наука, 1998. – 151 с.
8. Ботвинкина Л.Н. Атлас литогенетических типов угленосных отложений среднего карбона Донецкого бассейна / Л.Н. Ботвинкина [и др.]. – М.: АН СССР, 1956. – 386 с.
9. Будыко Л.В. Методическое пособие по интерпретации диаграмм полной энергии упругих волн / Л.В. Будыко. – Душанбе, 1991. – 45 с.
10. Быков В.И. Изучение закономерностей распространения и строения карстовых коллекторов для подсчета запасов нефти и рациональной разработки залежей / В.И. Быков, Л.Ю. Данилова, И.И. Наборщикова // Тр. «ПермНИПИнефть». – Вып. 12. – Пермь, 1975. – С. 47–74.

11. Вендельштейн Б.Ю. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов / Б.Ю. Вендельштейн. – Калинин, 1990. – 261 с.
12. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей / В.Д. Викторин. – М.: Недра, 1988.
13. Винниковский С.А. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. II: Пермская область и Удмуртская АССР / С.А. Винниковский, Л.В. Шаронов. – М.: Недра, 1977. – 272 с.
14. Гайдебурова Е.А. Методика выделения циклитов с использованием промыслово-геофизических данных / Е.А. Гайдебурова, Ю.Н. Карогодин // Проблемные вопросы литостратиграфии. – Новосибирск: Наука, Сиб. отделение АН СССР, 1980. – С. 31–49.
15. Гайдебурова Е.А. О возможности использования системно-структурных исследований породно-слоевых ассоциаций для решения вопросов их генезиса / Е.А. Гайдебурова // Прикладные вопросы седиментации, цикличности и нефтегазоносности. – Новосибирск: Наука, Сиб. отделение АН СССР, 1987. – С. 90–96.
16. Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: под ред. С.Р. Максимова. – М.: Недра, 1970. – 807 с.
17. Выделение зон ухода бурового раствора по данным акустического каротажа / Г.З. Гиниятов [и др.]. – Нефтяное хозяйство. – № 1. – М.: Недра, 1981. – С. 19–20.
18. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Голф-Рахт; пер. с англ.; под ред. А.Г. Ковалева. – М.: Недра. 1986. – 608 с.

19. Совершенствование комплекса геофизических исследований для выделения коллекторов и литологического расчленения разреза / Н.Л. Горбач [и др.] // Поиски, разведка и разработки нефтяных и газовых месторождений Западного Урала и Приуралья: тез. докл. науч.-техн. конф. – Пермь: Дом техники, 1983. – С. 13–14.
20. Государева А.А. Роль фациального анализа при выделении коллекторов нефти в сложных карбонатных, карбонатно-терригенных и вулканогенных разрезах / А.А. Государева, А.П. Анпилогов // Фундаментальные проблемы нефтегазогеологической науки. Кн. 1. – М.: ВНИИНЭНГ, 1990. – С. 55–60.
21. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа / М.М. Граческий [и др.]. – изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Недра, 1976. – 296 с.
22. Громека В.И. Сравнительный анализ развития и нефтегазоносности позднедевонско-турнейских некомпенсированных прогибов Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций. «Геология и освоение ресурсов нефти в Камско-Кинельской системе прогибов» / В.И. Громека, В.В. Меннер, Б.П. Богданов. – М.: Наука, 1991. – С. 109–115.
23. Губина А.И. Влияние желобообразных нарушений стенок скважин на показания ГИС. НТВ «Каротажник» / А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, И.Н. Жуланов. – Тверь: АИС, 1997. – Вып. 36.
24. Губина А.И. Интерпретация данных наклонометрии с помощью ЭВМ / А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, Н.Б. Уточкина // Автоматизация приемов обработки геофизической информации при поисках нефти и газа: тез. докл. науч.-техн. семинара. – Пермь: Дом техники, 1986.
25. Губина А.И. Количественная оценка параметров пластов по промыслово-геофизическим данным / А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, Н.Б. Уточкина // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 1987. – С. 114–117.

26. Губина А.И. Возможности оценки элементов залегания горных пород по данным пластового наклонометра / А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, А.Д. Савич // Ускорение научно-технического прогресса при поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: тез. докл. науч.-техн. конф. – Пермь: Дом техники, 1987. – С. 42–43.
27. Губина А.И. Применение контрольной скважины для повышения достоверности результатов пластовой наклонометрии / А.И. Губина // Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений: тез. докл. науч.-техн. конф. – Пермь: Дом техники, 1989. – С. 42.
28. Губина А.И. Определение ориентации эллипсоидности ствола скважины по данным наклонометрии и скважинного телевизора в разрезах Пермского Прикамья / А.И. Губина // Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений: тез. докл. науч.-техн. конф. – Пермь: Дом техники, 1989. – С. 41.
29. Губина А.И. Определение характера строения порового пространства карбонатных коллекторов по данным наклонометрии и скважинного телевизора в разрезах Пермского Прикамья / А.И. Губина, И.Н. Жуланов, Г.З. Гиниятов // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений: сб. науч. тр. – Пермь: Перм. политехн. ин-т, 1989. – С. 175–180.
30. Губина А.И. Определение возможностей изучения условий осадконакопления по данным пластового наклонометра в условиях Пермского Прикамья / А.И. Губина, Г.З. Гиниятов, В.А. Леонтьева // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений: сб. науч. тр. – Пермь: Перм. политехн. ин-т, 1990. – С. 147–153.

31. Губина А.И. Изучение закономерностей строения осадочных пород Пермского Прикамья на основе ГИС с применением пластовой наклонометрии: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук / А.И. Губина. – Пермь, 1991. – 187 с.
32. Губина А.И. Временные методические указания по проведению и интерпретации плотностного гамма-гамма-каротажа и компенсационного нейтронного каротажа в условиях Пермского Прикамья. РД 01470-02-011-84 / А.И. Губина, Б.И. Лызов, Б.Н. Клопский. – Пермь: ПО ПНГФ, 1984. – 48 с.
33. Губина А.И. Методические рекомендации по использованию пластовой наклонометрии и скважинного акустического телевизора САТ-2 для выделения трещинных коллекторов и определения элементов залегания пластов. РД 0147700-02-078-88 / А.И. Губина. – Пермь: ПО ПНГФ, 1988. – 27 с.
34. Губина А.И. Инструкция по приемке и оценке качества материалов наклонометрии скважин. РД 0147700-02-079-88 / А.И. Губина. – Пермь, 1988. – 30 с.
35. Губина А.И. Методические рекомендации по использованию метода фашиально-циклического анализа для изучения строения визейской терригенной толщи Пермского Прикамья. РДО 0147700-02-108-90 / А.И. Губина, В.И. Пахомов, В.С. Беклемышев. – Пермь: ПО ПНГФ, 1990. – С. 172.
36. К вопросу стратиграфического расчленения турнейских отложений S_1 Пермского Прикамья /Л.Ю. Данилова [и др.]// Тр. ВНИГНИ (Камское отделение). – Вып. 65. – 1967. – С. 196.
37. Применение спектрометрии естественного гамма-излучения для решения прикладных задач / В.Н. Даниленко [и др.]// «Скважинные нефтяные технологии на рубеже веков». – Уфа: ОАО НПП «ВНИИГИС», 2000. – С. 111–138.
38. Дахнов В.И. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / В.И. Дахнов. – М.: Недра, 1972. – 367 с.

39. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловой геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.
40. Деч В.Н. Методы изучения периодических явлений в геологии / В.Н. Деч, Л.Д. Кноринг. – Л.: Недра, 1985.
41. Петрофизика / В.М. Добрынин [и др.]. – М.: Недра, 2004.
42. Долицкий В.А. Геологическая интерпретация материалов геофизических исследований скважин / В.А. Долицкий. – М.: Недра, 1966. – 387 с.
43. Дьяконова Т.Ф. Промышленная оценка юрских неантиклинальных залежей нефти в Западной Сибири по комплексу геолого-геофизических и промысловых данных: дис. д-ра геол.-минер. наук / Т.Ф. Дьяконова. – М.: ГАНГ, 1993.
44. Дмитриевский А.Н. Особенности использования системного подхода в геологии / А.Н. Дмитриевский // Системный подход в геологии. – М.: Недра, 1989. – С. 3–6.
45. Строение и условия накопления основных угленосных свит и угольных пластов среднего карбона Донецкого бассейна / Ю.А. Жемчужников [и др.]. – М.: Тр. ГИ АН СССР. – вып. 15. – Ч. 1. – 1959. – 332 с.
46. Жуланов И.Н. О деформации горных пород и связанных с ними особенностях развития трещинных зон / И.Н. Жуланов, А.И. Губина, П.Н. Гуляев // Геофизический вестник. – М.: Недра, 2005. – № 7. – С. 13–16.
47. Жуланов И.Н. Деформации пород, их проявление в скважинах и влияние на показания методов ГИС / И.Н. Жуланов, А.И. Губина, П.Н. Гуляев // Геофизический вестник. – М.: Недра, 2005. – № 8. – С. 9–11.
48. Золоева Г.М. Оценка неоднородности и прогноз нефтеизвлечения по ГИС / Г.М. Золоева. – М.: Недра, 1995. – С. 211.
49. Золоева Г.М. Геолого-геофизическое моделирование залежей / Г.М. Золоева, С.Б. Денисов, С.И. Билибин. – М.: Нефть и газ; РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2005. – 172 с.

50. Иванов А.М. Комплексное изучение карбонатных пород как коллекторов нефти и газа / А.М. Иванов. – М.: Недра, 1976. – 295 с.
51. Изотова Т.С. Седиментологический каротажный анализ – основа прогнозирования геологических разрезов / Т.С. Изотова, А.О. Пуш // ДАН УССР. Сер. Б. Геологические и химические науки. – 1986. – № 10.
52. Изотова Т.С. Седиментологический анализ данных промышленной геофизики / Т.С. Изотова, С.Б. Денисов, Б.Ю. Вендельштейн. – М.: Недра, 1993.
53. Ильин В. Д. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов / В.Д. Ильин, Н.К. Фортунова. – М.: Недра, 1988. – 201 с.
54. Итенберг С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман. – М.: Недра, 1984. – 256 с.
55. Карбонатные отложения – основной объект поисков и разведки новых залежей нефти и газа в Урало-Поволжье/ Коллектив авторов // Тр. ВНИГНИ. – М.: Недра. – Вып. 226. – 1982. – 151 с.
56. Карогодин Ю.Н. Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность / Ю.Н. Карогодин. – М.: Недра, 1974. – 176 с.
57. Карогодин Ю.Н. Седиментационная цикличность / Ю.Н. Карогодин. – М.: Недра, 1980. – 241 с.
58. Карогодин Ю.Н. Региональная стратиграфия (системный аспект) / Ю.Н. Карогодин. – М.: Недра, 1985. – 179 с.
59. Карогодин Ю.Н. Введение в нефтяную литологию / Ю.Н. Карогодин. – Новосибирск: Наука, 1990. – 240 с.
60. Карогодин Ю.Н. Анализ основных понятий и терминов литологии и сиквест стратиграфии / Ю.Н. Карогодин, Д.М. Арменроут // Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. – № 7. – С. 3–11.
61. Карогодин Ю.Н. Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов / Ю.Н. Карогодин, Е.Л. Гайдебурова. – Новосибирск: Наука, Сибирское отделение АН СССР, 1985. – 110 с.

62. Изменение физических параметров осадочных толщ на структурах Прикамья / Е.С. Килейко [и др.] // РМГС ВНИИОЭНГ. Серия: Нефтегазовая геология и геофизика. – № 5. – 1977. – С. 36–39.
63. Кинзикеев А.Р. Методы комплексного исследования нефтеносности карбонатных отложений / А.Р. Кинзикеев. – М.: Недра, 1972. – 153 с.
64. Киркинская В.Н. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа / В.Н. Киркинская, Е.М. Смехов. – Л.: Недра, 1981. – 255 с.
65. Клубова Т.Т. Методика фашиально-литологических исследований карбонатных коллекторов / Т.Т. Клубова, И.К. Королук, Г.И. Суркова // Карбонатные отложения – объект целенаправленных поисков углеводородов: труды ИГ и РГИ. – 1984. – С. 49–57.
66. Клубова Т.Т. Постседиментационная история нефтегазоносных формаций карбона Волго-Уральской провинции / Т.Т. Клубова, Г.И. Суркова // Нефтегазоносность Русской платформы и сопряженных краевых прогибов: труды ИГ и ОГИ. Вып. 20. – М.: ИГ и РГИ, 1979. – С. 54–68.
67. Кокс Джон У. Ориентация длинной оси в эллипсовидных стволах скважин и ее корреляция с данными напряжения в породах: перевод с англ. / У. Джон Кокс. – Грозный: НИИГИ, 1988. – 7 с.
68. Косыгин Ю.А. Основы тектоники / Ю.А. Косыгин. – М.: Недра, 1974.
69. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин / Д.А. Кожевников // НТВ Каротажник. – Тверь: АИС, 1997. – Ч. 1. – Вып. 39. – С. 37–64.; Ч. II. – Вып. 40. – С. 48–53.
70. Кривоносов Р.И. Пластовая наклонометрия скважин / Р.И. Кривоносов. – М.: Недра, 1988. – 169 с.
71. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность / В.Г. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 304 с.

72. Кузнецов Ю.И. Стратиграфия палеозойских отложений Камского Приуралья по новым разведочным площадям / Ю.И. Кузнецов. – Пермь, 1982.
73. О методе индукционной пластово-трещинной наклонометрии / А.Ф. Косолапов [и др.] // НТВ «Каротажник». – Тверь: АИС, 2003. – Вып. 113. – С. 117–128.
74. Кустов Ю.В. Использование параметров акустических волн для выделения проницаемых пластов в карбонатных разрезах / Ю.В. Кустов, Г.З. Гиниятов, А.И. Губина // Нефтяное хозяйство. – 1977. – Вып. 11. – С. 55–58.
75. Формирование зоны проникновения в карбонатных коллекторах Пермского Прикамья / Ю.В. Кустов [и др.] // Геология нефти и газа. – 1978. – Вып. 12. – С. 57–60.
76. Выделение трещинных коллекторов с пониженным пластовым давлением по замерам амплитуды продольных волн до и после солянокислотной обработки пласта / Ю.В. Кустов [и др.] // Разведочная геофизика. – 1979. – Вып. 95. – С. 130–131.
77. Результаты опробования метода продавливания бурового раствора на площадях Пермского Прикамья / Ю.В. Кустов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1975. – Вып. 12. – С. 63–66.
78. Характеристика различных типов карбонатных коллекторов с использованием акустического метода / Ю.В. Кустов [и др.] // Геология, поиски и разведка месторождений горючих полезных ископаемых; Пермский политехнический институт. – Пермь, 1979. – С. 52–57.
79. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин / Д.А. Кожевников // НТВ «Каротажник». – Вып. 38. – Тверь, 1997. – С. 39–76.
80. Курочкин П.А. Спектрометрический анализ естественно-радиоактивных элементов горных пород с целью повышения геологической эффективности гамма-метода на примере месторождений Пермской области: дисс. ... канд. геол.-минерал. наук / П.А. Курочкин. – Пермь, 1982.

81. Ларионов В.В. Радиометрия скважин / В.В. Ларионов. – М.: Недра, 1969. – 327 с.
82. Латышева М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин / М.Г. Латышева. – 2-е издание, перераб. и доп. – М.: Недра, 1981.
83. К вопросу повышения эффективности промыслово-геофизических исследований в Пермском Прикамье / В.А. Леонтьева [и др.] // Проблемы комплексного освоения нефтяных и газовых месторождений. – М.: Изд-во Москов. ин-та им. Губкина, 1984. – С. 45.
84. Лидер М. Седиментология / М. Лидер. Процессы и продукты. – М.: Мир, 1986. – 439 с.
85. Лысенков А.И. Методические рекомендации по проведению исследований и интерпретации данных спектрометрического нейтронного гамма-каротажа по хлору в комплексе ядерно-геофизических методов для оценки нефте- и газонасыщенности коллекторов / ОАО НПП «ВНИИГИС». – Октябрьский, 2007. – 42 с.
86. Приборы сканирующего бокового каротажа / Т.С. Мамлеев [и др.] / НТВ «Каротажник». – Тверь: АИС, 2003. Вып. 113. – С. 106–116.
87. Максимович Г.А. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ / Г.А. Максимович, В.Н. Быков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. ун-та, 1978. – 96 с.
88. Марчинк М.Ф. Рифы Урало-Поволжья, их роль в размещении залежей нефти и методика поисков / М.Ф. Марчинк, О.М. Мкртчян, Ф.И. Хатьянов. – М.: Недра, 1975. – 152 с.
89. Методическое руководство по применению аппаратуры пластового накломера НИД-1 в глубоких скважинах на нефть и газ: руководящий документ. – РД 39-4-511-80 / ВНИИнефтепромгеофизики. – Уфа, 1980. – 80 с.
90. Мкртчян О.М. Верхнедевонские рифы и их роль в формировании нефтеносных структур Урало-Поволжья / О.М. Мкртчян. – М.: Наука, 1964.

91. Муромцев В.С. Электрометрические модели фаций и палеогеографические реконструкции условий формирования отложений шельфов древних морей широтного Приобья Западной Сибири / В.С. Муромцев // Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири. – Л., 1984. – С. 106–121.
92. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
93. Муромцев В.С. Методические рекомендации по выявлению литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев, Р.К. Петрова. – ВНИИГРИ. – Л., 1979. – 73 с.
94. Ритмичность и нефтегазоносность / В.Д. Наливкин [и др.] // Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов. – М.: Наука, 1977. – С. 3–16.
95. Носов В.Н. Изучение околоскважинного пространства с помощью геовизора / В.Н. Носов, И.Н. Жуланов // Труды Нижегородской акустической сессии. – Нижний Новгород, 2002. – С. 46–48.
96. Новоселицкий В.М. Физические свойства пород осадочного чехла севера Урало-Поволжья / В.М. Новоселицкий, В.М. Проворов, А.А. Шилова. – Свердловск: Изд-во УНЦ АН СССР, 1985. – 132 с.
97. Обстановки осадконакопления: в 2 томах. Т. 1 / пер. с англ., под ред. Х. Рединга. – М.: Мир, 1990. – 352 с.
98. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа (наставление по интерпретации с комплектом палеток) / Коллектив авторов. – Калинин: Изд-во ВНИГИК, 1984. – 111 с.
99. Осипов В.И. Микроструктура глинистых пород / В.И. Осипов, В.Н. Соколов, Н.А. Румянцева. – М.: Недра, 1989. – 211 с.
100. Осипова А.И. О классификации карбонатных пород и их генетической интерпретации / А.И. Осипова // Проблемы литологии и геохимии осадочных пород и руд. – М.: Недра, 1975. – С. 260–277.

101. Пахомов В.И. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья / В.И. Пахомов, И.В. Пахомов. – М.: Недра, 1980. – 152 с.
102. Петтиджон Ф.Дж. Осадочные породы; пер. с англ. / Ф.Дж. Петтиджон под ред. П.П. Тимофеева. – М.: Недра, 1981. – 751 с.
103. Пирсон С.Дж. Справочник по интерпретации данных каротажа / С.Дж. Пирсон. – М.: Недра, 1966. – 413 с.
104. Постникова И.Е. Методы изучения карбонатных формаций платформенных областей / И.Е. Постникова. – М.: Недра, 1988. – 206 с.
105. Потапов В.П. Комплексное изучение физико-механических свойств горных пород визейского терригенного и верхнедевонско-турнейского карбонатного нефтегазовых комплексов на территории Пермской области / В.П. Потапов. – Пермь, 1998.
106. Проворов В.М. Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья и задачи его дальнейшего изучения / В.М. Проворов // Геология нефти и газа. – № 2. – 1988. – С. 24–27.
107. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-геофизических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. – М., 2000.
108. Обстановки осадконакопления и фации: в 2 томах / Х.Г. Рединг [и др.]. – М.: Мир, 1996.
109. Рейнек Г.Э. Обстановки терригенного осадконакопления / Г.Э. Рейнек, И.Б. Сингх. – М.: Недра, 1981. – 439 с.
110. Резванов Р.А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин / Р.А. Резванов. – М.: Недра, 1982. – С. 368.
111. Романовский С.И. Физическая седиментология / С.И. Романовский. – Л.: Недра, 1988. – 240 с.
112. Рухин Л.В. Основы литологии / Л.В. Рухин. – Л.: Недра, 1966. – 703 с.

113. Саркисян С.Г. Глинистые минералы и проблемы нефтегазовой геологии / С.Г. Саркисян, Д.Д. Котельников. – М.: Недра, 1971. – 184 с.
114. Селли Р.С. Древние обстановки осадконакопления: пер. с англ / Р.С. Селли. – М.: Недра, 1989. – 296 с.
115. Смехов Е.М. Вторичная пористость горных пород – коллекторов нефти и газа / Е.М. Смехов, Т.В. Дорофеева. – Л.: Недра, 1987. – 96 с.
116. Контрольная скважина / Б.А. Семенов [и др.]// Обустройство и применение с целью повышения качества ГИС. СТП 0147700-055-81; ПО ПНГФ. – Пермь, 1981.
117. Страхов Н.М. Основы теории литогенеза. Т I и II. / Н.М. Страхов. – М.: Изд-во АН СССР, 1960.
118. Терентьев В.Ф. Об интерпретации гамма-каротажа в песчано-алевролитоглинистых породах / В.Ф. Терентьев, В.С. Афанасьев, М.С. Соколов // Нефть и газ. – 1977. – № 3. – С. 7–10.
119. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований. – РД 153-390-072-01. – М.: МЭ, 2001. – 271 с.
120. Технология цифровой регистрации, обработки и интерпретации пластовой наклонометрии. РД 39-4-939-83. – Уфа: Изд-во ВНИИ НПГ, 1983. – 67 с.
121. Опыт использования элементов залегания пород при моделировании залежей нефти и газа / Г.И. Тищенко [и др.]// Геология нефти и газа. – № 10. – 1990. – С. 15–17.
122. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород / Б.И. Тульбович. – Пермь: Пермское книжное издательство, 1975.
123. Тульбович В.М. Коллекторские свойства и структурные параметры продуктивных карбонатных пород на юрско-башкирских отложениях некоторых месторождений Пермского Прикамья / В.М. Тульбович, В.П. Митрофанов, В.В. Терентьев // Тр. «ПермНИПИнефть». – 1975. – Вып. 12. – С. 76–104.

124. Нефть в трещинных коллекторах / Б.А. Тхостов [и др.]. – М.: Недра, 1970. – 224 с.
125. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории; пер. с англ./ Дж.Л. Уилсон; под ред. В.Т. Фролова. – М.: Недра, 1980. – 463 с.
126. Успенская Н.Ю. Нефтеносность палеозоя Североамериканской платформы / Н.Ю. Успенская. – М.: Гостоптехиздат, 1950.
127. Установка поверочная НИД-1. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. АЯШ. 2.860.009. – ТОМИГ, 1979.
128. Фациальные типы глинистых пород / под ред. М.Ф. Вакулова. – Л.: Наука, 1973. – 288 с.
129. Фертл В.Х. Спектрометрия естественного гамма-излучения в скважине / В.Х. Фертл // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – М.: Недра, 1983. – № 3–6, 8, 10, 11.
130. Фортунатова Н.К. Генетические типы и седиментационные модели карбонатных отложений / Н.К. Фортунатова // Советская геология. – 1985. – № 1. – С. 32–45.
131. Хворова И.В. Атлас карбонатных пород среднего и верхнего карбона Русской платформы / И.В. Хворова. – М.: Изд-во АН СССР, 1958.
132. Закономерности изменения коллекторских свойств карбонатных отложений верхнего девона и турнея южной части Пермского Прикамья / А.И. Холин [и др.] // Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1983. – № 4. – С. 29–31.
133. Хэллен Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность / Э. Хэллен. – М.: Мир, 1983. – 327 с.
134. Цикличность отложений нефтегазоносных и угленосных бассейнов / под ред. А.А. Трофимчука, М.Ф. Мирчинка, Ю.Н. Карогодина. – М.: Наука, 1977.
135. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна / Л.В. Шаронов // Тр. ВНИГНИ (Камское отделение). – 1971. – Вып. 73. – 290 с.

136. Новые данные о развитии франско-турнейских органо-генных построек на территории юга Пермской области / К.С. Шершнева [и др.] // Новые геолого-геофизические данные по методике поисков нефти в Пермском Прикамье; Пермский политехнический институт. – Пермь, 1983. – Деп. в ВИНТИ 30.11.83, № 6400-83.
137. Шилов Г.Я. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным / Г.Я. Шилов, И.С. Джафаров; ВНИИГеосистем. – М., 2001. – 394 с.
138. Щербаков О.А. Реконструкция древних бассейнов седиментации в областях со сложной складчато-разрывной тектоникой (на примере карбона Западного Урала): диссертация ... д-ра геол.-минерал. наук / О.А. Щербаков. – Пермь, 1981.
139. Щербаков О.А. Палеотектоника и фации позднего девона и раннего карбона на западном склоне Среднего и Южного Урала и в Приуралье / О.А. Щербаков, И.В. Пахомов // Литология и полезные ископаемые. – М.: Недра, 1966. – № 2. – С. 87–97.

Научное издание

Губина Августа Ивановна

**Основы фациальной цикличности
осадочных толщ по результатам
геолого-геофизических
исследований скважин**

Редактор и корректор *И.Н. Жеганина*

Подписано в печать 16.08.07. Формат 60×90/16.

Усл. печ. л. 16,93. Уч.-изд. л. 13,0.

Тираж 300 экз. Заказ № 435/2007.

Издательский дом «Пресстайм»

Адрес: 614025, г. Пермь, ул. Героев Хасана, 105.