

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТАТНЕФТЬ» имени В.Д. ШАШИНА  
ТАТАРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ  
НЕФТИ  
ОТДЕЛ ПОИСКОВОЙ И РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОЛОГИИ

*На правах рукописи*



**Хазипов Рустэм Гадылевич**

**Перспективы нефтеносности каширских отложений  
в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона  
Южно-Татарского свода**

25.00.12 – геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:  
д.г.-м.н. А.В. Ступакова

Москва 2018

## СОДЕРЖАНИЕ

с.

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	3
<b>1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ИССЛЕДОВАНИЙ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</b> .....	8
1.1. Этапы изучения среднекаменноугольных отложений.....	8
1.2. Выявленная нефтегазоносность каширских отложений.....	15
<b>2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ</b> ....	19
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика среднекаменноугольных отложений.....	19
2.2. Тектоническое строение.....	27
2.2.1. Структурный план каширских отложений.....	34
2.3. Условия формирования среднекаменноугольных отложений.....	40
<b>3. СТРОЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА ПО ДАННЫМ ГИС И КЕРНА</b> .....	48
3.1. Основные литологические типы пород каширского горизонта.....	48
3.2. Пачки пластов-коллекторов и реперы.....	52
<b>4. ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА</b> .....	60
4.1. Исследования коллекторских свойств пород по керну.....	60
4.2. Исследования пустотного пространства пород каширского горизонта методами ГИС.....	87
<b>5. НЕФТЕНОСНОСТЬ КАШИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ</b> .....	107
5.1. Типы залежей нефти в каширских отложениях .....	108
5.2. Продуктивные интервалы каширских отложений.....	124
5.3. Связь нефтеносности каширских отложений с нефтеносностью подстилающих комплексов.....	132
<b>6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ КАШИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ</b> .....	136
6.1. Ранжирование изучаемой территории по нефтеперспективности .....	136
6.2. Направления дальнейших исследований.....	140
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	157
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</b> .....	159
<b>ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ</b> .....	168
<b>СПИСОК РИСУНКОВ</b> .....	170
<b>СПИСОК ТАБЛИЦ</b> .....	173
<b>СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ</b> .....	174
<b>СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ</b> .....	174

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. На современном этапе большинство нефтяных месторождений центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, административно расположенных в пределах Республики Татарстан на структурах Мелекесской впадины, Южно- и Северо-Татарского сводов, находится на поздней стадии разработки. Разрабатываемые месторождения характеризуются высокой выработанностью основных продуктивных горизонтов и ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти в плотных коллекторах. Для восполнения накопленной добычи нефти требуется активизация проведения поисково-разведочных работ на менее изученные горизонты. В связи с этим, огромное значение приобретают поиск и освоение новых мелких месторождений и залежей на разведочных площадях и выявление в пределах разрабатываемых месторождений нефтеносных объектов, приуроченных к слабоизученным сложнопостроенным карбонатным коллекторам локально нефтеносных горизонтов палеозойских отложений, к которым, в том числе, относятся породы каширского горизонта московского яруса среднего отдела каменноугольной системы.

В настоящее время нефтенасыщенность каширских отложений выявляется попутно при бурении на девонские, нижнекаменноугольные и верейско-башкирские среднекаменноугольные отложения. Несмотря на высокую разбуренность каширских отложений, изученность их крайне низкая, так как каширские отложения не являются основным объектом разработки. В связи с этим, оценка перспектив нефтеносности каширского горизонта требует разработки поисковых критериев нефти в этих отложениях с учетом особенностей размещения залежей и строения нефтесодержащих пород. При решении этих задач каширские отложения могут являться резервом в наращивании запасов нефти, а разведка и доразведка каширских залежей в условиях высокой разбуренности изучаемой территории позволит поддержать нефтедобычу в этом регионе.

Цель работы: Оценка перспектив нефтеносности каширского горизонта в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода.

### Основные задачи исследований:

1. Изучение строения современного структурного плана кровли каширского горизонта.
2. Изучение геологического строения каширских отложений; составление корреляционных схем с выделением пачек пластов-коллекторов и перекрывающих их плотных пород (реперов).
3. Анализ емкостно-фильтрационных свойств пород-коллекторов каширского горизонта.
4. Типизация пород-коллекторов по их емкостно-фильтрационным свойствам, строению и генезису.
5. Анализ нефтегазоносности и характера распределения залежей нефти в отложениях каширского горизонта и в подстилающих отложениях.

6. Выявление новых объектов с промышленной нефтегазоносностью в отложениях каширского горизонта.

7. Разработка рекомендаций по совершенствованию ГРП при поисках, разведке и доразведке залежей нефти в «возвратных» объектах на месторождениях и опоисковании новых объектов на разведочных площадях.

#### Научная новизна работы.

Установлено, что резервуары нефти каширского горизонта выделяются в виде самостоятельных пачек пластов-коллекторов преимущественно низкой и средней емкости, сложенных поровыми, каверново-поровыми, трещинно-поровыми и каверново-трещинно-поровыми коллекторами, разделенными плотными микрозернистыми карбонатными породами (реперами), прослеживающимися на большой территории района исследований. Всего выделяется шесть пачек пластов-коллекторов, продуктивность которых доказана на разных месторождениях юго-восточного склона СТС, западного склона ЮТС и прилегающего к нему восточного борта МВ. Установлено, что прогноз залежей нефти в резервуарах каширского возраста зависит от наличия залежей в подстилающих верейско-башкирских отложениях, амплитуды и степени заполненности ловушек верейско-башкирского комплекса.

#### Фактический материал. Методы решения задач.

Поставленные в диссертации задачи решались автором путем обобщения и анализа фактического материала по геологическому строению и нефтеносности отложений каширского горизонта, полученного по результатам их вскрытия глубоким поисково-разведочным и эксплуатационным бурением на нижележащие девонские, нижнекаменноугольные и среднекаменноугольные верейско-башкирские отложения и полевых геофизических исследований. Несмотря на слабую в сравнении с нижезалегающими горизонтами изученность каширского горизонта, автором максимально возможно использовался имеющийся фактический материал по данным ГИС, отобранного керна и грунтов, опробования скважин в открытом стволе и в эксплуатационной колонне. Основу диссертации составили исследования, выполненные автором в период с 1998 по 2017 гг. при проведении научно-исследовательских и производственных работ, связанных с детализацией геологического строения разреза, анализа геолого-промысловых и геофизических данных по продуктивным пластам-коллекторам среднекаменноугольных отложений на месторождениях НГДУ «Нурлатнефть» и «Ямашнефть» ПАО «Татнефть». Лично автором обработаны результаты бурения более 200 скважин, проанализирован керн более 10 скважин. Автором был проведен анализ геолого-геофизических исследований скважин, выполнены макро- и микроописания пород, анализ емкостно-фильтрационных свойств по керну и данным каротажа скважин, обобщены результаты опробования скважин в каширском горизонте, привлечены данные сейсморазведочных исследований модификации МОГТ 2D и 3D. Диссертация

базируется на личном опыте, приобретенном в результате непосредственного участия автора в проведении поисков, разведки и разработки каширских залежей на территории деятельности НГДУ «Нурлатнефть».

#### Практическая значимость работы.

Основные результаты диссертационной работы имеют научное и прикладное значение и направлены на получение прироста запасов нефти. Автором выявлена зависимость нефтеносности каширских отложений от амплитуды и заполненности ловушек нефтью в подстилающих верейско-башкирских отложениях, в соответствии с которой определены первоочередные объекты исследований для выявления каширских залежей. По выявленным недоизученным объектам в границах уже известных месторождений, автор определяет 38 первоочередных объектов для разведки и доразведки залежей в каширских отложениях, где автор предлагает проведение дополнительных геофизических исследований скважин и опробование перспективных интервалов каширского разреза с целью перевода запасов из категорий В<sub>2</sub> и С<sub>2</sub> в промышленные категории В<sub>1</sub> и С<sub>1</sub>. Также автором разработаны рекомендации по совершенствованию поисков, разведки и доразведки «возвратных» объектов и выявлению каширских залежей нефти при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Результаты исследований по теме диссертационной работы внедрены в ПАО «Татнефть», рекомендации автора включены в планы работ НГДУ «Нурлатнефть» и «Ямашнефть».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на совещаниях в ОАО «Татнефть» в 1998 – 2016 годах, на научно-технической конференции ОАО «Татнефть» в г. Лениногорск в 2003 г.

Публикации. Результаты исследований опубликованы в 7 статьях, в том числе 3 статьи – в журналах Scopus, WoS, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ.04.06, 1 статья - в журнале, входящем в перечень изданий, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России.

#### Структура и объем работы.

Работа состоит из Введения, 6 глав, Заключения, списка литературы – 122 наименования, 6 графических приложений, 1 табличного приложения. Общий объем работы составляет 174 страницы, включая 49 рисунков и 22 таблицы.

#### Благодарности.

Работа выполнена Р.Г. Хазиповым в отделе поисковой и разведочной геологии Татарского научно-исследовательского института нефти (ТатНИПИнефть) публичного акционерного общества

«Татнефть» имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина) под научным руководством заведующей кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова доктора геолого-минералогических наук профессора А.В. Ступаковой, которой автор приносит глубокую благодарность за постоянную поддержку и внимание к работе. Искренне благодарен автор главному геологу – заместителю генерального директора ПАО «Татнефть» Р.С. Хисамову за ценные советы и критические замечания. Автор выражает благодарность заместителю директора «ТатНИПИнефть» кандидату геолого-минералогических наук В.Г. Базаревской, научным сотрудникам «ТатНИПИнефть» Ф.М. Газеевой, Н.А. Бадуртдиновой, И.И. Доронкиной, главному геологу ТГРУ Войтовичу С.Е., геологу ТГРУ Е.Н. Дусманову, главному геологу ООО «ТНГ-групп» Екименко В.А., главному геофизику ОМТ НТУ ООО «ТНГ-Групп» А.Р. Рахматуллиной, всем сотрудникам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова за поддержку, консультации и техническую помощь, оказанную при написании работы. Особую благодарность автор выражает и.о. заведующей кафедрой нефтегазовой седиментологии и морской геологии МГУ им. М.В. Ломоносова профессору Ю.В. Ростовцевой, профессорам кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых В.А. Жемчуговой, А.И. Конюхову, Е.Е. Карнюшиной за конструктивные замечания и предложения.

#### Основные защищаемые положения.

1. В разрезе каширских отложений выделяется шесть пачек карбонатных пород, представленных преимущественно органогенно-обломочными известняками и мелко-тонко-микрозернистыми карбонатами. Пачки разделены реперными пластами плотных микрозернистых карбонатных пород, выдержанных на большой территории, накопление которых соответствовало периодам обмеления морского бассейна.

2. Пачки карбонатных пород неоднородны по своему составу и содержат как породы-коллекторы, так и плотные породы-неколлекторы. Породы-коллекторы каширского горизонта относятся к поровому, каверново-поровому, каверново-трещинно-поровому и трещинно-поровому типам преимущественно с низкими и средними, редко с высокими емкостно-фильтрационными свойствами.

3. Каждая пачка карбонатных пород каширского горизонта может содержать самостоятельную залежь нефти. Залежи преимущественно литологического типа и приурочены к антиклинальным структурам. Перспективы открытия новых залежей в каширском комплексе отложений зависят от нефтеносности подстилающих комплексов верейско-башкирского возраста, от высоты ловушек верейских и башкирских залежей и степени их заполненности нефтью.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Научные статьи, опубликованные в журналах Scopus, WoS, RSCI, а также в изданиях, рекомендованных для защиты в диссертационном совете МГУ.04.06:

1. Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Газеева Ф.М., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Мартынов А.Н. Условия осадконакопления в каширское время на Южно-Татарском своде и Мелекесской впадине. - «Геология нефти и газа», 2014, № 2, Стр. 38-44.
2. Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. Изучение структуры пустотного пространства сложно-построенных карбонатных пород каширского горизонта методом электрического микросканирования. - «Геология нефти и газа», 2014, № 3, Стр. 47-53.
3. Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Гарифов К.М. Эффективность применения методов одновременно-раздельной добычи нефти из каширских и нижезалегающих залежей на восточном борту Мелекесской впадины. – «Георесурсы», 2015, №3, С. 3-6.

Научные статьи, опубликованные в журналах, входящих в перечень изданий, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России:

4. Хазипов Р.Г., Ступакова А.В. Типы коллекторов каширского горизонта среднего карбона в пределах Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода. – «Георесурсы», 2017, №3, С. 250-254.

Иные публикации:

5. Хазипов Р.Г., Войтович С.Е., Тиханова Н.П., Ахманова Т.П., Леонова Н.А., Бугульминская Л.С. Особенности строения карбонатных пластов каширского горизонта восточного борта Мелекесской впадины. - Тезисы докладов научно-технической конференции ОАО «Татнефть», Л, 2003, С. 115-117.
6. Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Гришанина О.А., Рассохина Е.О. Использование промыслово-геофизических данных для детальной послойной корреляции каширских отложений Республики Татарстан. - Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, выпуск № LXXXII, М, 2014 С. 5-14.
7. Хазипов Р.Г., Газеева Ф.М. Структурно-генетические типы пород среднекаменноугольного комплекса по месторождениям Республики Татарстан. - Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, выпуск № LXXXII, М, 2014 С. 14-18.

# 1. КРАТКИЙ ОЧЕРК ИССЛЕДОВАНИЙ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

## 1.1. Этапы изучения среднекаменноугольных отложений

В истории геологического изучения каменноугольных отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, включая Мелекесскую впадину и прилегающие к ней своды, по мере принятия унифицированных схем палеозоя Среднего Поволжья, можно выделить четыре этапа: первый - начало 30-х годов XX века - 1951 г., второй (1952 - 1962 гг.), третий (1962 - 1975 гг.), четвертый с 1975 года - по сегодняшний день.

Каменноугольные отложения на изучаемой территории представлены всеми тремя отделами: нижним (турнейский, визейский, серпуховский ярусы), средним (башкирский и московский ярусы) и верхним (касимовский и гжельский ярусы). Каширский горизонт по данным общей стратиграфической шкалы, принятой в СССР – России, относится к московскому ярусу среднего отдела (табл. 1.1.) [22]. Московский ярус впервые выделен русским геологом, гидрогеологом и палеонтологом С.Н. Никитиным в 1890 году [49]. Позднее А.П. Иванов в 1926 году разделил московский ярус на четыре горизонта: верейский, каширский, подольский и мячковский, охарактеризовав их, в основном, по брахиоподам [27].

Первый этап геологического изучения каменноугольных отложений Татарстана начинается с 30-х годов прошлого столетия и продолжается по 1951 год. В 1938-1941 годах отложения изучались по результатам структурно-картировочного крелиусного бурения, проводившегося в районе с. Булдырь (1938 г.), на Шугуровском и Камско-Устьинском поднятиях (1939 г.), на Граханском, Змиевском и Берсутском поднятиях (1941 г.), на Толкишской, Аксубаевской, Еланской, Бугульминской и других площадях (1943 г.).

В 1938 году впервые на территории республики вскрыт почти полный разрез каменноугольных отложений в скважине № 1 Булдырской разведочной площади. С этого времени начинается детальное изучение стратиграфии и литологии каменноугольных отложений в целом. В 1939 году Г.З. Маренгольц и Е.И. Пономарева, изучавшие литологию и микрофауну каменноугольных отложений, вскрытых скважинами №№ 1 и 4 Булдыря, выделили среднекаменноугольные отложения.

В 40-50-е годы прошлого столетия в связи с поисками месторождений углеводородного сырья на территории Волго-Уральской провинции пробурено огромное количество глубоких скважин, собран богатейший фактический материал, который в последующем изучен, обобщен и проанализирован многими исследователями (Г.М. Аванисян, Б.А. Елисеев, А.И. Зотова, Е.И. Тихвинская и др.). Ниже дается краткое описание работ по каменноугольным отложениям.

В 1944 году Г.М. Аванисян в окончательном геологическом отчете о результатах структурного и глубокого разведочного бурения на Булдырской площади описывает



Таблица 1.1. Стратиграфическая (геохронологическая) шкала среднего отдела каменноугольной системы (выкопировка из общей стратиграфической (геохронологической) шкалы утвержденной межведомственным стратиграфическим комитетом 1997 г).

Эпогема (эон)	Эрагема (эра)	Система (период)	Отдел (эпоха)	Ярус (век)	Подъярус	Горизонт	
Фанерозой	Палеозойская PZ	Каменноугольная C (каменноугольный)	Средний C <sub>2</sub> (средняя)	Московский C <sub>2m</sub>	Верхний C <sub>2m2</sub>	Мячковский C <sub>2mc</sub>	
						Подольский C <sub>2pd</sub>	
					Нижний C <sub>2m1</sub>	Каширский C <sub>2ks</sub>	
						Верейский C <sub>2vr</sub>	
					Башкирский C <sub>2b</sub>	Верхний C <sub>2b2</sub>	Мелекесский C <sub>2ml</sub>
							Черемшанский C <sub>2cr</sub>
				Нижний C <sub>2b1</sub>		Прикамский C <sub>2pk</sub>	
						Северо-Кельтменский C <sub>2sk</sub>	
						Краснополянский C <sub>2kr</sub>	

стратиграфию каменноугольных отложений, основанную на использовании всех материалов изучения макро- и микрофауны. В работе приводится подробная литологическая характеристика пород и рассматривается нефтеносность каменноугольных отложений района [87ф]. Автор производит расчленение московского яруса среднего отдела каменноугольной системы Среднего Поволжья (СП) на верейский, каширский, подольский и мячковский горизонты, ранее выделенные в Московской синеклизе А.П. Ивановым. В 1944 году А.И. Зотова с коллективом авторов обобщает материалы по стратиграфии и литологии ниже- и среднекаменноугольных отложений Татарстана. Расчленение их проведено на основании изучения фораминифер, причем «выделение отделов и ярусов в осадках карбона произведено по резкой смене родового состава фораминифер, тогда как расчленение на горизонты обосновывается, в основном, изменением их видов» [92ф].

В 1946 году в сводной работе Б.А. Елисеева приводится характеристика каменноугольных и девонских отложений [91ф]. По материалам шести разведочных площадей: Булдырской, Бавлинской, Ромашкинской, Аксубаевской и Ойкинской расчленение каменноугольных отложений произведено в соответствии с общей стратиграфической схемой востока Русской платформы. Освещены стратиграфия, литология, фациальные особенности, палеогеография и перспективы нефтеносности каменноугольных отложений Татарстана. В 1951 году во ВНИГРИ состоялось Всесоюзное совещание по выработке унифицированной схемы стратиграфии каменноугольных отложений Русской плиты и Западного склона Урала. Согласно этой схеме, в среднем отделе каменноугольной системы выделено два яруса - башкирский и

московский. Башкирский ярус разделен на два подъяруса, московский ярус разделен на ранее выделенные А.П. Ивановым горизонты [25].

Второй этап (1952-1962гг.) связан с обоснованием стратиграфических и фациальных критериев поисков нефти и газа. В 1953 году сотрудниками треста «Татнефтегазразведка» (г. Казань) М.Л. Килигиной, А.К. Шельновой, Н.М. Ковязиной и др., в соответствии с унифицированной схемой 1951г., проведено расчленение каменноугольных отложений Татарстана с учетом незначительно каменного материала и каротажных материалов. Авторами рассмотрены литологические особенности пород каширского горизонта в направлении с юго-востока на северо-запад, через Миннибаевскую, Черемшанскую, Аксубаевскую, Булдырскую, Камско-Устьинскую, Верхне-Услонскую площади. Дополнительно рассмотрен характер сложения разрезов в меридиональном направлении, с юга на север – через Миннибаевскую, Акташскую и Поповскую площади. В работе отмечено, что каширский горизонт проходил скважинами почти повсеместно без отбора керна. В очень малом объеме керна отбирался в основном из нижней части разреза, поэтому дать детальную литологическую характеристику пород каширского горизонта по большинству разведочных площадей затруднительно [93ф].

В начале и середине 50-х годов прошлого столетия появляются работы, авторы которых предлагают изменить верхнюю границу верейского горизонта, значительно сократив его толщину и оставив в его составе лишь нижнюю, преимущественно, карбонатную пачку. Одной из таких работ является отчет М.Л. Килигиной с коллективом авторов за 1951-1953гг. В нем рассмотрены стратиграфия, литология, фации и нефтеносность каменноугольных отложений и сделано предложение об изменении верхней границы верейского горизонта ввиду того, что в верхней части терригенно-карбонатных отложений, прежде относившихся к этому горизонту, найдена фауна каширского облика [94ф]. По тому же принципу в своей работе В.М. Познер (1952 г.) предложил изменить границу верейского горизонта в сторону уменьшения его толщины на 35-40 м [100ф]. На основании изучения микро - и макрофауны Волго-Уральской нефтегазоносной области Т.И. Кирина (1953 г.) также сделала заключение о целесообразности переноса верхней границы верейского горизонта и уменьшении его объема [95ф].

В 1955 году Е.А. Иванова предложила рассматривать выделенные ранее горизонты (унифицированная схема 1951 г.) как ярусы (башкирский, верейский, каширский, подольский, мячковский). В 1957 году в монографии ВНИГРИ «Волго-Уральская нефтеносная область. Каменноугольные отложения» Т.П. Кириной проведена детальная стратиграфическая характеристика каменноугольных отложений Волго-Уральской области. Описанию стратиграфии предшествует обзор литературы, посвященной геологии каменноугольных отложений, за предыдущие годы. Большой фактический материал позволил авторам выделить основные этапы геологической истории региона в этот период. Впервые сделана попытка

расчленения башкирских отложений региона на три зоны: нижнюю - с псевдоштафеллами, среднюю - с шубертеллами и верхнюю - с профузулинеллами. Предложено границу между верейским и каширским горизонтами проводить внутри терригенной толщи, т.к. в верхней её части встречен каширский комплекс фауны [32].

В 1956 г. Е.И. Тихвинская, В.И. Троепольский изучают закономерности и историю осадконакопления палеозойских отложений севера и запада РТ, характеристику имеющихся в них нефтепроявлений [115ф]. Авторами отмечается, что нижняя граница каширского горизонта проводится по смене терригенной толщи верейского горизонта, лишенной фауны фораминифер, карбонатными породами с фауной каширского облика. Верхняя граница устанавливается в однородных карбонатных породах, по появлению комплекса фауны подольского горизонта.

В 1959 году Ю.И. Кузнецовым и Ю.С. Мамонтовым рассмотрено геологическое строение каменноугольных отложений Мелекесской депрессии (стратиграфия, литология, фации и нефтеносность) [96ф]. В работе приведена стратиграфия и увязка разрезов нижнего и среднего отделов каменноугольной системы. Приведены данные, характеризующие коллекторские свойства пород, нефтеносность, сообразно имеющемуся керну по нижней части каширского горизонта. Нижняя граница горизонта авторами проводится по появлению характерного для отложений каширского времени комплекса брахиопод. На электрокаротажной диаграмме граница отбивается по подошве репера Рр-С2-в. Верхняя граница горизонта палеонтологически не охарактеризована и проводится на основании электрокаротажных диаграмм, по пачке низких сопротивлений на кривой КС и положительной аномалии ПС, характеризующих глинистые известняки в кровле каширского горизонта.

В 1960 г. во ВНИГНИ, в соответствии с решением Межведомственного Стратиграфического Комитета (МСК), состоялось совещание по уточнению унифицированных стратиграфических схем палеозоя Волго-Уральской области. Эта схема утверждена на II Межведомственном стратиграфическом совещании по стратиграфии каменноугольных отложений Русской плиты в 1962 г. Граница каширского горизонта не изменилась.

Третий этап 1962-1975 гг. В конце 50-х в начале 60-х годов (1958, 1960, 1962 гг) наиболее значимыми по геологическому и палеонтологическому исследованию отложений каменноугольной системы на территории Татарстана и Среднего Поволжья являются работы Ю.И. Кузнецова. В своих работах он проводит стратиграфическое расчленение башкирских образований на подъярусы и горизонты, а московского яруса – на горизонты. Расчленение отложений произведено на основании описания новых видов брахиопод в каменноугольных отложениях [25, 38].

В 1962 г. более детально геология башкирского и московского ярусов северных и

центральных районов изучаемой территории рассмотрена в работе В.Г. Халымбаджи [71]. Им дается стратиграфическое расчленение ярусов на горизонты на основе анализа седиментационных циклов, литолого-петрографических особенностей пород и их палеонтологической характеристики. Уточнены объемы и границы отдельных горизонтов московского яруса и выполнена реконструкция палеогеографических условий осадконакопления в среднекаменноугольную эпоху. Автор поддерживает точку зрения геологов, предлагающих изменить границу между верейским и каширским горизонтами.

В 1961-1963 гг в работах по изучению стратиграфии, литологии и фаций нижнего и среднего отделов каменноугольной системы, по данным бурения треста «Татнефтегазразведка», представлены сводки фактического материала по изучению глубоких скважин, пробуренных на территории Татарстана (на Танайско-Бехтеревской, Первомайской, Бондюжской, Усть-Икской, Азеве-Салаушской, Тлянчи-Тамакской, Мензелино-Актанышской, Ново-Мусабаевской, Билярской, Ульяновской, Нурлатской, Бугульминской, Сулинской площадях) [118ф, 119ф].

В 1960-1963 гг. Ш.Ф. Юльметовым, А.Н. Кирсановым в лаборатории стратиграфии и литологии института «ТатНИПИнефть» с целью детального стратиграфического расчленения и выявления условий осадкообразования изучены каменноугольные отложения юго-востока республики [79]. Границы расчленения данных отложений проводились на основании фауны брахиопод и фораминифер. В этот же период другой группой геологов (А.Р. Кинзекеев, Н.Ш. Хайретдинов, А.Н. Кирсанов, Л.З. Аминов) проведена детальная стратиграфия каменноугольной системы востока Татарстана, основанная на принципах ритмостратиграфии [31].

В 1970 году коллективом авторов ВНИГНИ (Семихатова С.В., Рыжова А.А., Бывшева Т.В.) опубликована книга «Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области» [51]. В ней обобщены материалы по стратиграфии, литологии, палеонтологической характеристике и фациям каменноугольных толщ региона. Дано детальное стратиграфическое расчленение многочисленных разрезов в различных структурно-фациальных зонах, прослеживающихся на территории в каменноугольный период.

В 1972 году А.К. Шельновой, Л.П. Павловой и Ф.П. Введенской по результатам бурения и исследования керна рассмотрена стратиграфия, литология, фации и нефтеносность средне- и нижнекаменноугольных отложений северного и западного склонов Южно-Татарского свода, восточного борта Мелекесской впадины [121ф]. В работе авторами в каширском горизонте выделено и проиндексировано (сверху вниз) 13 пластов-коллекторов: Cks-1; Cks-2; Cks-3; Cks-4; Cks-5; Cks-6; Cks-7; Cks-8; Cks-9; Cks-10; Cks-11; Cks-12; Cks-13 (рис. 1.1). Литологически отложения каширского горизонта изучены по керновому материалу, поднятому из скважин №№ 601, 603, 606, 608, 618 Степноозерской площади. Визуально и микроскопически изучено 129 образцов, проведено 116 лабораторных определений пористости, 95 определений

проницаемости, сделано 10 химических анализов пород. По керновым данным из 13 пластов изучено 10: Cks-3+4; Cks-6; Cks-7; Cks-8; Cks-9; Cks-10; Cks-11; Cks-12; Cks-13.

В 1974 году А.К. Шельнова, Г.И. Васясин, Ф.Л. Введенская, Л.П. Павлова, В.А. Лукин провели геолого-геофизическую обработку и обобщение материалов глубокого бурения по карбонатной части нижнего и среднего отделов каменноугольной системы [122ф]. В работе приведены результаты обработки керна по скважинам, пробуренным в 1972-1973 гг. на Глянчи-Тамакской, Уратьминской, Ульяновской и других площадях. Дается характеристика строения и распространения карбонатных коллекторов ниже- и среднекаменноугольных отложений. Авторами в каширском горизонте выделены и проиндексированы три пачки сверху вниз: Cks-1, Cks-2, характеризующиеся чередованием хорошо проницаемых карбонатных пород с плохо проницаемыми и Cks-3, представленная, в основном, однородным пластом (рис. 1.1). В работе отмечается большая неоднородность выделенных коллекторов, что обуславливает различный характер их нефтеносности. Даны рекомендации по опробованию перспективных объектов.

В 1974 г. пленум МСК, в процессе подготовки к VIII Московскому Геологическому Конгрессу, принял ряд изменений в стратиграфической шкале каменноугольной системы СССР. Уточнены границы нижнего и среднего отделов каменноугольной системы. Граница каширского горизонта осталась без изменения [25].

Четвертый этап - с 1975 г. по настоящее время. В течение этого времени появляются работы, посвященные более детальному изучению каширского горизонта. В 1982 году в статье Е.Д. Войтовича, и Г.Ф. Бусел рассмотрена нефтеносность слабоизученных карбонатных толщ палеозоя Татарстана (нижнефранско-мендымской (речицкой), фаменско-нижнетурнейской, каширско-мячковской). К числу основных нефтепоисковых объектов на площадях восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода отнесена каширско-мячковская карбонатная толща [17].

В 1986, 1989, 1992 годах Н.Г. Абдуллин, отмечая в своих работах сходство структурного плана каширского горизонта со структурными планами верейского горизонта и башкирского яруса, отмечал, что нефтяные скопления локализуются в пределах сводовых участков среднекаменноугольных поднятий, причем в формировании залежей существенную роль играет литологический фактор. Согласно его анализу, по разрезу залежи распространяются неравномерно, в зависимости от экранирующих свойств покрышек, сложенных маломощными пачками уплотненных слегка заглинизированных карбонатных пород. Чаще всего нефтеносны один-два пористо-проницаемых пласта, но в отдельных случаях нефтью может быть насыщен почти весь разрез горизонта. Все залежи характеризуются небольшими размерами, относятся к антиклинальному пластовому или комбинированному типам [1, 2, 84ф, 85ф, 86ф].

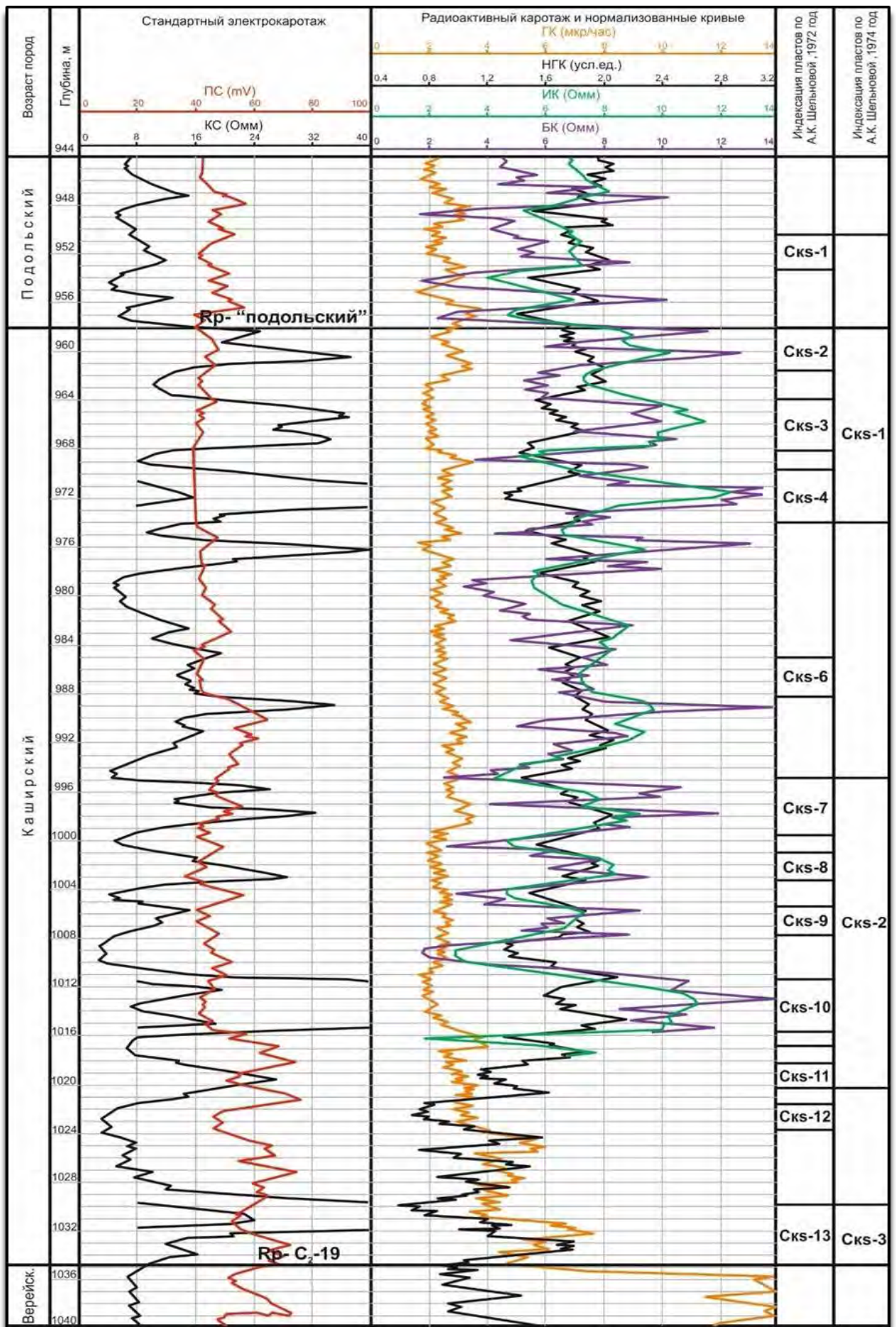


Рис. 1.1. Схема эволюции взглядов на выделение пачек (пластов) каширского горизонта

В 1988 году III Межведомственным стратиграфическим совещанием по Русской платформе утверждена новая стратиграфическая схема каменноугольных отложений региона, которая изменена в 1997 году [25]. Границы каширского горизонта остались прежними.

В 2011 году в работе Ю.М. Арефьева и А.Г. Барановой отмечено, что за счет латеральной вторичной неоднородности каширской толщи, разновозрастные прослои с эффективной толщиной по латерали замещаются плотными разностями карбонатных пород на различных расстояниях от вскрывшей их скважины. Поэтому от скважины к скважине количество эффективных прослоев меняется фактически непредсказуемо [6].

В последние годы вопросами изучения и перспектив нефтеносности карбонатных отложений каширского горизонта в пределах Мелекесской впадины и прилегающих к ней сводов занимаются геологи ПАО «Татнефть» Р.С. Хисамов, Р.Г. Хазипов, С.Е. Войтович, Н.П. Тиханова, П.В. Чинарёва, Р.З. Мухаметшин и другие [46, 47, 66, 67, 68, 69, 70, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 116ф].

Проблемы изучения геологического строения каширского горизонта сопредельных территорий освещены в работах геологов Р.Х. Масагутова и О.Д. Ильменовой (БашНИПИнефть), Р.Р. Хайретдинова и Т.В. Хисметова (Татнефтегеофизика) [40, 64].

## 1.2. Выявленная нефтегазоносность каширских отложений

На изучаемой территории выявлено 187 залежей нефти в каширских отложениях на 44 месторождениях. Наибольшее число залежей приурочено к восточному борту Мелекесской впадины - 116 залежей в пределах 29 месторождений, несколько меньшее - на западном склоне ЮТС - 67 залежей на 12 месторождениях. 4 залежи на 3 месторождениях выявлены в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода. На территории деятельности ПАО «Татнефть» залежи нефти в каширских отложениях выявлены в пределах 23 месторождений. Общее количество залежей по категории запасов  $B_1$  и  $B_2$  составляет – 138. Фактические геолого-промысловые материалы по каширским отложениям большей частью обобщены по разведочным площадям и месторождениям ПАО «Татнефть» (рис. 1.2).

Испытания каширских отложений на приток пластовых флюидов проведены, в основном, в открытом стволе с помощью испытателя пластов на трубах КИИ-146 и зачастую совместно с пластами верейского либо подольского горизонтов. Опробование в колонне нефтенасыщенных по данным интерпретации ГИС каширских пластов-коллекторов проведено в незначительном количестве скважин. В целом, к настоящему времени выявление залежей нефти в локально нефтеносном каширском горизонте носит попутный с освоением основных

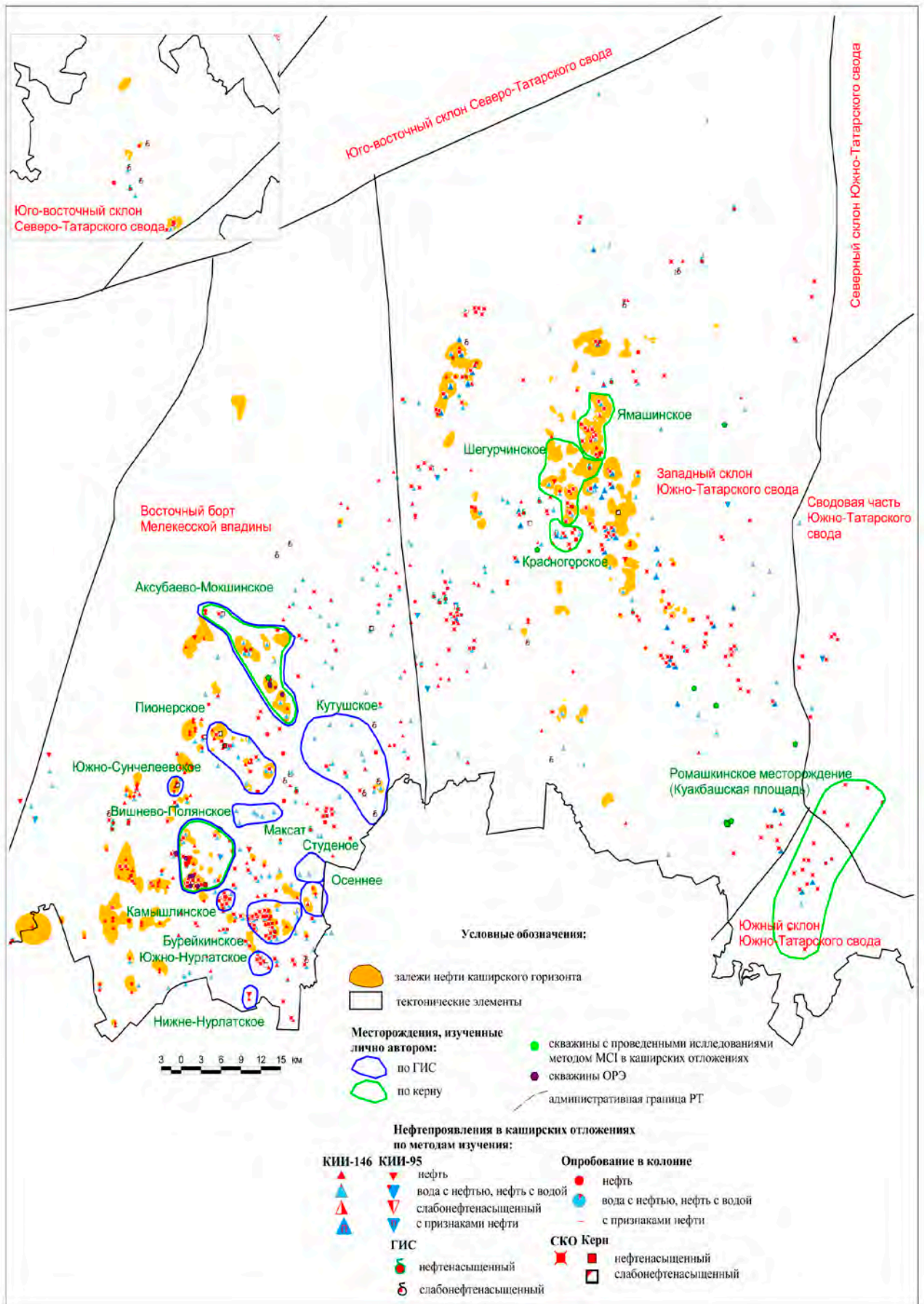


Рис. 1.2. Карта нефтеносности каширских отложений



продуктивных горизонтов характер.

Опробование в колонне проведено в 164 пластах-коллекторах каширского горизонта в 99 поисковых и разведочных скважинах на 16 разведочных площадях. В тектоническом отношении максимальное количество скважин, в которых проведено опробование в колонне пластов-коллекторов в отложениях каширского горизонта, приурочены к восточному борту Мелекесской впадины (73 объекта в 42 скважинах) и западному склону Южно-Татарского свода (48 объектов в 31 скважине). В результате опробования в колонне получена нефть в 72, нефть промывкой – в пяти, нефть с водой – в 11, вода с нефтью - в трех, вода с пленкой нефти - в шести объектах, в 55 объектах опробования получена вода, в 12 скважинах притока пластового флюида не получено.

Карбонатные отложения каширского горизонта исследованы испытателем пластов в процессе бурения (КИИ-146) в 1122 объектах в 813 поисковых и разведочных скважинах на 22 разведочных площадях. В тектоническом отношении максимальное количество скважин, в которых проведены испытания в процессе бурения пластов-коллекторов в отложениях каширского горизонта, приурочено к восточному борту Мелекесской впадины и западному склону Южно-Татарского свода. В результате испытаний КИИ-146 притоки нефти получены в 29 объектах. Дебиты нефти составили от 0,01 до 3,5 м<sup>3</sup>/сут. Максимальные притоки нефти получены из скважин, расположенных в пределах западного склона ЮТС (скв. №661 Ульяновская, дебит нефти - 2,2 м<sup>3</sup>/сут) и Мелекесской впадины (скв. №№ 602 и 607 Степноозерская, дебит нефти - 1,75 и 1,58 м<sup>3</sup>/сут, соответственно). Нефть с водой получена в 44 объектах испытания. Общие дебиты жидкости составили от 0,07 до 3,68 м<sup>3</sup>/сут, в том числе дебит нефти – от 0,02 до 3,5 м<sup>3</sup>/сут. Максимальный дебит нефти получен в скважине № 681 Степноозерской площади (Мелекесская впадина), где общий дебит жидкости составил 3,68 м<sup>3</sup>/сут, а дебит нефти – 3,5 м<sup>3</sup>/сут. Вода с нефтью получена в 156 объектах испытания, общие дебиты жидкости составили от 0,07 до 6,3 м<sup>3</sup>/сут, в том числе дебит нефти – от 0,01 до 1,1 м<sup>3</sup>/сут. Максимальный приток нефти получен в скважине № 1019 Степноозерской площади, где общий приток жидкости составил 2,9 м<sup>3</sup>/сут, а приток нефти составил 1,1 м<sup>3</sup>/сут. В 19 объектах при испытании получен раствор с нефтью, раствор с пленкой нефти или фильтрат с нефтью. В 243 объектах испытаний получена вода с пленкой нефти, в 589 объектах получена вода (в отдельных случаях техническая, газированная, с запахом сероводорода, с раствором). В 25 объектах испытаний получен раствор, раствор с фильтратом, фильтрат или фильтрат с водой. В 17 объектах испытаний притока не получено [116ф].

Лабораторные анализы образцов керна из отложений каширского горизонта, выполненные в институте «ТатНИПИнефть» и ТГРУ, проведены по 372 скважинам (суммарное количество - 13834 образца керна), пробуренным на Привятской, Свяжской, Азев-

Салаушской, Мензелино-Актанышской, Тлянчи-Тамакской, Ромашкинской, Бугульминской, Минибаевской, Куакбашской, Шугуровской, Акташской, Елховской, Северо-Елтанской, Ульяновской, Уратьминской, Черемшанской, Шегурчинской, Ямашинской, Енорускинской, Кутушко-Кадеевской, Нурлатской, Степноозерской площадях.

## 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СРЕДНЕКАМЕННОУГОЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

### 2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика среднекаменноугольных отложений

Среднекаменноугольные отложения центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (Мелекесской впадины, Казанско-Кажимского авлакогена и прилегающих к ним Южно-Татарскому и Северо-Татарскому сводам) представлены преимущественно карбонатными, в меньшей степени терригенно-карбонатными породами.

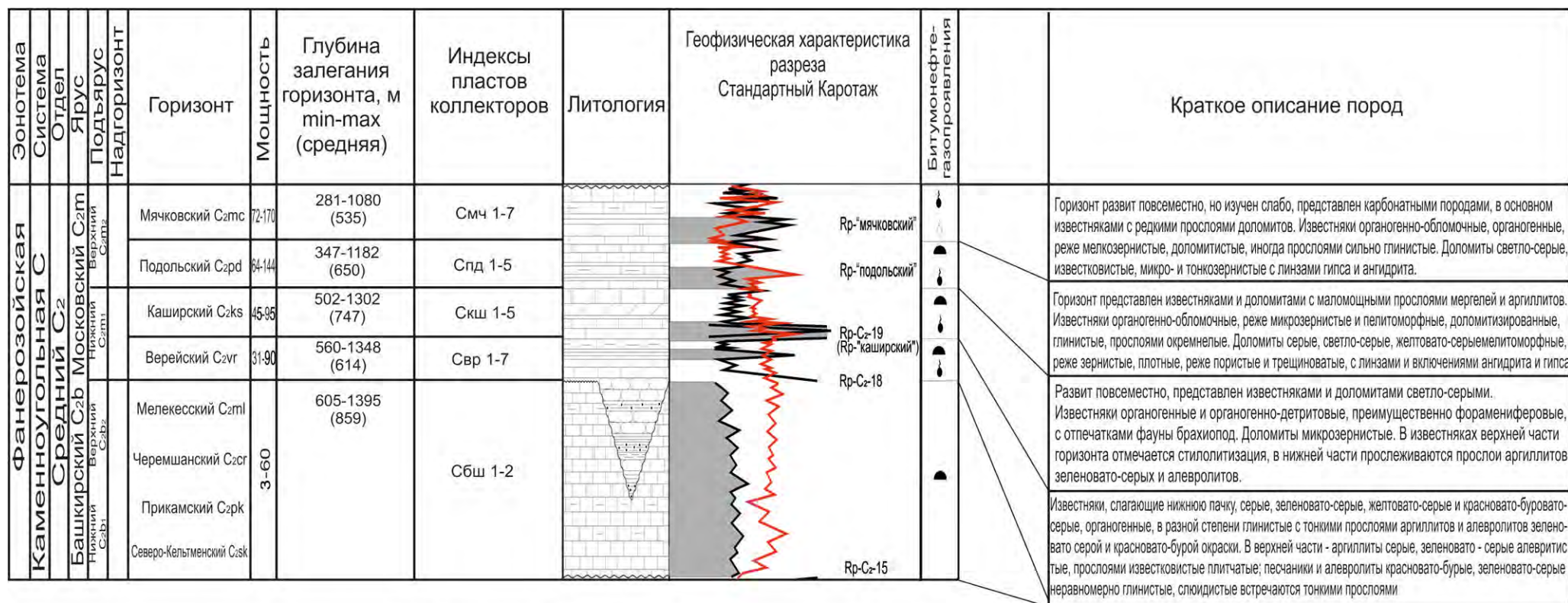
В основу стратиграфического расчленения среднекаменноугольных отложений положена унифицированная схема стратиграфии палеозоя Русской платформы, разработанная ГИН Академии Наук СССР с добавлениями, принятыми МСК в 1997г. (Постановление МСК, 1997г.) [25, 59]. Типы разрезов среднекаменноугольных отложений изучали многие исследователи: Т.И. Кирина, Г.Д. Кереева, Д.М. Раузер-Черноусова, С.В. Семихатова и другие [32, 52]. Большой вклад в разработку стратиграфической схемы расчленения среднекаменноугольных отложений изучаемой территории и её корреляции с региональными схемами внесли Ю.И. Кузнецов [38], А.К. Шельнова, Ш.Ф. Юльметов [79].

Расчленение и корреляция карбонатных разрезов осуществлялась по материалам геофизических исследований скважин на основе ритмостратиграфической методики, предложенной А.Р. Кинзикеевым, Н.Ш. Хайретдиновым, А.И. Кирсановым, Л.З. Аминовым [31], В.Г. Халымбаджа [71], Н.Г. Абдуллиным. Вышеназванными авторами составлены ритмостратиграфические схемы расчленения карбонатных отложений каменноугольного возраста РТ, базирующиеся на изучении смены фаунистических комплексов, характеризующих различные стратиграфические подразделения (ярус, подъярус, надгоризонт, горизонт, пачку), и ритмичном чередовании пластов-коллекторов и реперных пачек (покрышек) в разрезе. В отличие от разрезов терригенных девонских отложений, в карбонатном разрезе принята индексация пластов-коллекторов и покрышек снизу-вверх, в соответствии с условиями осадконакопления.

Принятая в пределах изучаемой территории стратиграфическая схема расчленения среднекаменноугольных отложений приведена на рисунке 2.1. Среднекаменноугольные образования представлены отложениями башкирского и московского ярусов.

#### ***Башкирский ярус.***

Нижняя граница башкирского яруса, которая одновременно является границей между нижне- и среднекаменноугольными отложениями, четкая и проводится по пачке мелкозернистых глинистых известняков, выраженных на электрокаротажных диаграммах положительной кривой ПС и пониженными значениями КС, выделяемых как электрорефер Рр-



Условные обозначения:



Рис. 2.1. Сводный геолого-геофизический разрез среднекаменноугольных отложений

C2-15 [76]. Палеонтологически нижняя граница яруса проводится по исчезновению раннекаменноугольных видов фораминифер, брахиопод и появлению своеобразного эоштаффеллового комплекса с многочисленными архедискусами. Брахиоподы: груборебристые хориститы из группы *Choristites bisulcatiformis* Semich., многочисленные фораминиферы *Pseudostaffela antiqua* (Dutk.), округлые эоштаффеллы и архедискусы *Asteroarchaediscus baschkiricus* (Krest. Et Theod.) [35].

В пределах изучаемой территории башкирские отложения пользуются широким распространением. Они характеризуются изменчивой стратиграфической полнотой разрезов. На большей части исследуемой территории почти во всех разрезах скважин фиксируется перерыв в осадконакоплении на границе серпуховского и башкирского ярусов.

Литологически светлые кристаллические сахаровидные доломиты серпуховского яруса сменяются известняками светло-серыми, с желтовато-коричневыми и бледно-розовыми пятнами, органогенно-обломочными, нередко перекристаллизованными с типичным для башкирского яруса комплексом фауны. Среди органических остатков преобладают фораминиферы и водоросли, реже встречаются конодонты, остракоды, брахиоподы, мшанки и членики криноидей.

В наиболее полных разрезах по комплексу остатков фауны выделяются:

- ниже-башкирский подъярус, представленный северокельтменским и прикамским горизонтами;
- верхне-башкирский подъярус, представленный черемшанским и мелекесским горизонтами.

По литологическим особенностям отложений выделяются разрезы двух типов: известняковый и аргиллито-известняковый. Известняковый тип, развитый на большей части изучаемой территории, складывается, преимущественно, пористыми и кавернозными брекчиевидными органогенно-обломочными известняками, толщиной от 11 до 60 м. В подчиненном количестве встречаются доломиты. Аргиллито-известняковый тип, развитый лишь на крайнем западе изучаемой территории, представлен переслаиванием известняков и аргиллитов, толщиной от 3 до 16 м.

**Московский ярус** был установлен в 1890 г. С. Н. Никитиным в Подмосковье. Следует отметить, что впервые это название было предложено еще Р. Мурчисоном для известняков с остатками брахиопод карбона, широко распространенных в Подмосковье. В московском ярусе среднекаменноугольного отдела выделены нижний подъярус, расчленённый на верейский и каширский горизонты, и верхний, состоящий из подольского и мячковского горизонтов. На исследуемой территории отложения московского яруса имеют повсеместное распространение и

представлены терригенно-карбонатными отложениями верейского горизонта и карбонатными отложениями каширского, подольского и мячковского горизонтов.

Верейский горизонт, выделяемый в основании московского яруса, известен во всех разрезах скважин, развит повсеместно, имеет четкую литологическую и палеонтологическую характеристику. Отложения верейского горизонта сложены в нижней части преимущественно известняками, в верхней – преимущественно карбонатно-терригенными породами. Нижняя граница горизонта проводится по пласту аргиллитов, подстилающих так называемый псевдооолитовый известняк. Эта пачка пластов хорошо выдержана на изучаемой площади и выделена на диаграммах электрометрии как электрорефер Rp-C2-18, в основании которого проводится нижняя граница верейского горизонта. На электрокаротажных диаграммах нижняя граница верейского горизонта (верхняя граница башкирского яруса) совпадает с кровлей зоны высоких кажущихся сопротивлений, свойственных для верхне-башкирских отложений, и характеризуется положительными значениями ПС, повышенными значениями НГК и резким понижением значений ГК [31]. Палеонтологически граница проводится по постепенной смене башкирского комплекса фораминифер московским, в котором отмечаются *Aljutovella aliutovica* Raus., *Schubertella polymorpha* Saf., *Eostaffella pseudostruvei* (Raus. EtReitl.), *Schubertella pauciseptata* Raus., *Novella primitive* Raus. [37], по появлению верейского комплекса брахиопод *Choristites inferus* Iv., *Chonetes carboniferous* Keys., *Paeckelmania aljutovica* (E. Ivan), *Orthotetes cf. radiate* Fisch. и др. [31, 79] и конодонтов *Declinognathodus donetzius* Nemirovskaya [57, 58].

По литологическим особенностям верейских отложений выделяется три основных типа разреза: карбонатный, карбонатно-терригенный и преимущественно терригенный. Карбонатный тип разреза развит на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода. Он слагается, в основном, органогенно-обломочными известняками с тонкими прослоями аргиллитов, мергелей и разнозернистых доломитов. Толщина разрезов этого типа составляет от 31 до 45 м. Карбонатно-терригенный тип разреза пользуется развитием на большей части восточного Татарстана и включает в себя разрезы с разным соотношением терригенной и карбонатной части. Он слагается переслаиванием аргиллитов, песчаников, органогенно-обломочных известняков, толщиной от 34 до 55 м. Преимущественно карбонатными отложениями представлена нижняя (продуктивная) часть разреза. Преимущественно терригенный тип разреза верейских отложений развит на западе и, частично, в центральной части изучаемой территории. Он характеризуется значительным развитием в разрезе глин и аргиллитов, реже алевролитов, известняков или доломитов. Толщина этих разрезов колеблется от 34 до 55 м. К этому же типу относятся разрезы, так называемых “врезов”, развитых в зонах распространения карбонатно-терригенных разрезов в пределах юго-востока изучаемой

территории. Они характеризуются увеличенной толщиной верхней терригенной части от 0 до 90 м и полным отсутствием нижней карбонатно-терригенной части.

В рамках данной работы подробно рассматриваются карбонатные отложения каширского горизонта московского яруса среднего отдела каменноугольной системы (рис. 2.1.) [59]. Основным фактическим материалом, позволившим определить объем каширского горизонта в пределах исследуемой территории, являлись промыслово-геофизические данные. В дополнение к ним были привлечены палеонтологические данные по фауне [31, 79].

**Каширский горизонт** на изучаемой территории пользуется повсеместным развитием. На большей части изучаемой территории каширский горизонт представлен переслаивающимися между собой доломитами и известняками.

Нижняя граница каширского горизонта проводится в основании карбонатных пород, налегающих на терригенный комплекс верейского горизонта. Нижняя граница каширского горизонта (кровля верейского горизонта) устанавливается в подошве электрорепера Rp-C2-19 (Rp-C2-b), известного как «каширский репер». На диаграммах стандартного каротажа он характеризуется двукратным повторением кривых с высокими сопротивлениями, резко выделяющимися над низкими сопротивлениями верейского горизонта, и небольшой отрицательной аномалией ПС. На диаграммах радиоактивного каротажа нижняя граница каширского горизонта (верхняя граница верейского горизонта) совпадает с кровлей зоны высоких значений ГК при пониженных значениях НГК. Фаунистически эта граница обосновывается полным исчезновением вида *Profusulinella aljutovica* Raus. верейского возраста и преобладанием в разрезе вздутых профузулиnell – *Profusulinella priscoidea* Raus., *Pr. librovitchi* Dutk. и появлением новых видов псевдоштаффелл – *Pseudostaffella ozawai* (Lee et Chen), *Ps. ex gr. sphaeroidea* (Ehrenberg) и представителей родов *Fusulina*, *Fusulinella* и *Hemifusulina* (М.Л. Килигина, А.К. Шельнова). Фауна брахиопод каширского горизонта по отношению к фауне верейского горизонта количественно несколько сокращается, выпадает и ряд видов. Видовой состав конодонтов в начале каширского времени также существенно обновляется, здесь появляются стратиграфически важные формы *Neognathodus bothrops* Merrill, *N. colombiensis* (Stibane), *N. tsnensis* Alekseev et Gerelzezeg [57, 58].

Нижеприведенный комплекс фауны каширского горизонта составлен главным образом по данным геологов А.К. Шельновой, Г.С. Порфирьева, Б.А. Елисева и В.А. Прокофьева, полученным из разрезов Мокшинской и Азев-Салаушской площадей [118ф].

Так, по материалам А.К. Шельновой [118ф] в скважине № 1А Мокшинской площади (восточный борт Мелекесской впадины), в интервале 944-948 м каширских отложений встречены фораминиферы: *Schubertella ex gr. obscura* Lee et Chen., *Sch. obscura* Lee et Chen., *Sch. gracilis var. znensis* Raus., *Sch. obscura var. mosquensis* Raus., *Sch. cf. obscura var. mosquens* Raus.,

*Profusulinella* cf. *pseudolibrovitchi* var. *atelica* Raus; *Pr. ex gr. librovitchi* Dutk., *Fusulina* sp. В известняках интервала 922,0-928,5 м выявлены брахиоподы: *Choristites* sp., *Athyris ambigwa* (Sow.). Несколько ниже, в известняках интервала 944-948 м встречены отпечатки и ядра *Choristites sowerbyi* Fischer. В скважине № 18р Азев-Салаушской площади (юго-восточный склон Северо-Татарского свода) в интервале 744,3-758,8 м встречены: *Pseudostaffella ozowai* Lee et Chen., *Ps. ozowai* var. *compacta* Man., *Ps. cf. ozowai* Lee et Chen. *Ps. sp.*, *Profusulinella prisca* (Deprat), *Pr. prisca* var. *sphaeroidea* Raus., *Pr. prolibrovichi* Raus., *Pr. sp.*, *Ozawainella spinulosa* Grozd. et Leb., *Oz. ex gr. angulata* (Gol.), *Oz. sp.*, *Schubertella obscura* Lee et Chen, *Fusulinella* sp.

Общий комплекс фауны брахиопод каширского горизонта составляют:

*Athyris ambigwa* (Sow.), *Choristites loczyi* Freks., *Ch. mosquensis* Fisch., *Ch. ex gr. mosquensis* Fisch., *Ch. sowerbyi* Fisch., *Ch. prisca* Fisch., *Ch. priscus* (Eishw.), *Ch. sp.*, *Chonetes carboniferus* Keys. var. *gastrata* Jv., *Ch. carboniferous* Keys., *Neophricadothyris asiatica* Chao., *Dictyoclostus moelleri* Stuck., *Productus ex gr. cora* d'Orb, *Pr. cf. boliviensis* d'Orb., *Pr. ex gr. semireticulatus* Mart., *Kozlowskia kashirica* Jv., *Meekella cf. eximia* Eichw. et Vern., *Orthotetes radiate* Fisch.

Конодонты каширского горизонта представлены следующими видами:

*Adetognathus gigantus* (Gunnell), *A. lautus* (Gunnell), *Diplognathodus coloradoensis* (Murray et Chronik), *Hindeodus minutus* Ellison, *Idiognathodus delicatus* Gunnell, *I. claviformis* Gunnell, *I. praeobliquus* Nemirovskaya, *Perret-Mirouse* et *Alekseev*, *Neognathodus anterodentatus* *Alekseev* et *Gerelzezeg*, *N. bothrops* Merrill, *N. colombiensis* (Stibane) и *N. tsnensis* *Alekseev* et *Gerelzezeg*, *N. caudatus* Lambert, *N. natalia* *Alekseev* et *Gerelzezeg*, *Streptognathodus dissectus* Kossenko [57, 58].

Каширский горизонт характеризуется широким развитием псевдоштаффелл, фузулиnell, фузулин и гемифузулин. Группа каширских фузулин является наиболее высокоорганизованной по сравнению с нижележащими.

Для каширского горизонта наиболее характерными являются:

*Schubertella obscura* Lee et Chen. *Sch. gracilis* var. *znensis* Raus., *Sch. of. obscura* var. *mosquensis* Raus., *Sch. gracilis* var. *znensis* Raus., *Sch. kashirica* Raus., *Sch. magna* Lee et Chen., *Profusulinella pseudolibrovitchi* var. *atelica* Raus; *Pr. ex gr. librovitchi* (Dutk.), *Pr. prolibrovichi* Raus., *Pr. priscoidea* Raus., *Pr. prisca* (Deprat), *Pr. prisca* var. *sphaeroidea* Raus., *Pr. ovata* Raus., *Pr. tchotchia* Grozd. et Leb., *Pr. postraljutovica* Saf., *Pr. syzranica* Raus., *Pr. parafittsi* Raus. et Saf., *Pr. confusa* Lee et Chen., *Pr. ozawai* Lee et Chen, *Pr. sp.*, *Pseudostaffella* sp., *Ps. ozawai* var. *compacta* Man., *Ps. confusa* Lee et Chen., *Ps. cf. gorskyi* (Dutk.), *Ps. larionovae* Raus. et Saf, *Ps. ex gr. ozowai* (Lee et Chen), *Ps. paradoxa* Paus., *Ps. krasnopolskyi* (Dutk.), *Ps. sp.*, *Ozawainella donbassensis* Sosn., *Oz. digitalis* Man., *Oz. angulata* (Gol.), *Oz. fragilis* Saf., *Oz. spinulosa* Grozd. et Leb., *Oz. aff. stellae* Man., *Oz. vozghalica* Saf., *Oz. sp.*, *Eostaffella kashirica* Raus., *E. sp.*, *Fusulinella cylindrica* var.



*domodedovi* Raus., *F. sp.*, *Fusulina cylindrica* Fisor et Moell., *F. ex gr. triangula* Raus., *F. minima* Schellw., *F. subpulchra* Put., *Millerella carbonica* (Groz. et Leb.), *Parastaffella ex gr. moelleri* (Ozawai), *Hemifusulina moelleri* Raus, *H. ex gr. volgensis* (Pur. et Leont), *H. volgensis* (Pur. et Leont.), *H. consobrina* Raus., *Parastaffella sp.*, *Tuberitina sp.*, *Fusulina sp.*

Верхняя граница каширского горизонта чрезвычайно условна и устанавливается в однородных карбонатных породах по смене каширского комплекса фузулин, комплексом фузулин, характерным для подольского горизонта, главным образом, видов *Fusulinella colanial*, *Fusulinella bocki* Moell., *Fusulina ozawai* Raus. et Bel., *Fusulina minima* Schellw. [94ф]. По конодонтам граница проводится по появлению видов *Idiognathodus podolskensis* Goreva и *Neognathodus medexultimus* Merrill [57, 58].

На каротажных диаграммах кровля каширского горизонта определяется по подошве репера «подольский», выделяющегося характерной пачкой положительных аномалий ПС в подошве вышелегающего подольского горизонта. На диаграммах радиоактивного каротажа кровля каширского горизонта отбивается по подошве пачки плотных пород в нижней части подольского горизонта, охарактеризованной повышенными значениями НГК. В целом, на электрокаротажных диаграммах отложения каширского горизонта характеризуются на кривой КС чередованием высокого и низкого сопротивлений.

Согласно накопленного геологического материала толщина каширских отложений меняется в зависимости от пространственного расположения (рис. 2.2). Так, в пределах Мелекесской впадины толщина отложений каширского горизонта варьирует в пределах от 60 до 95 м. Средняя толщина каширских отложений в пределах Мелекесской впадины равна 75-85 м. На западном склоне Южно-Татарского свода происходит небольшое сокращение толщи каширского горизонта. И хотя толщина каширского горизонта здесь меняется в пределах 50-90 м, средняя толщина не превышает 60-70 м. В пределах сводовой части и на северном, северо-восточном, восточном, юго-восточном и южном склонах Южно-Татарского свода можно наблюдать дальнейшее сокращение толщины каширских отложений. Так, толщина здесь меняется в пределах от 45 м до 80 м. Средняя толщина каширского горизонта не превышает 50-60 м. На Северо-Татарском своде максимальная толщина отложений каширского горизонта наблюдается на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода и меняется в пределах от 55 до 85 м, при средней толщине отложений горизонта 60-70 м. Далее в направлении к сводовой части Северо-Татарского свода толщина каширских отложений несколько сокращается. Пределы изменения толщины от 50 до 80 м. Средняя толщина каширской толщи в сводовой части Северо-Татарского свода 55-65 м. В пределах Казанско-Кажимского авлакогена, ввиду малого объема поисково-разведочного бурения, данных для анализа немного. Но, анализируя имеющиеся данные, можно сказать, что на этой территории отложения каширского горизонта выдержаны в

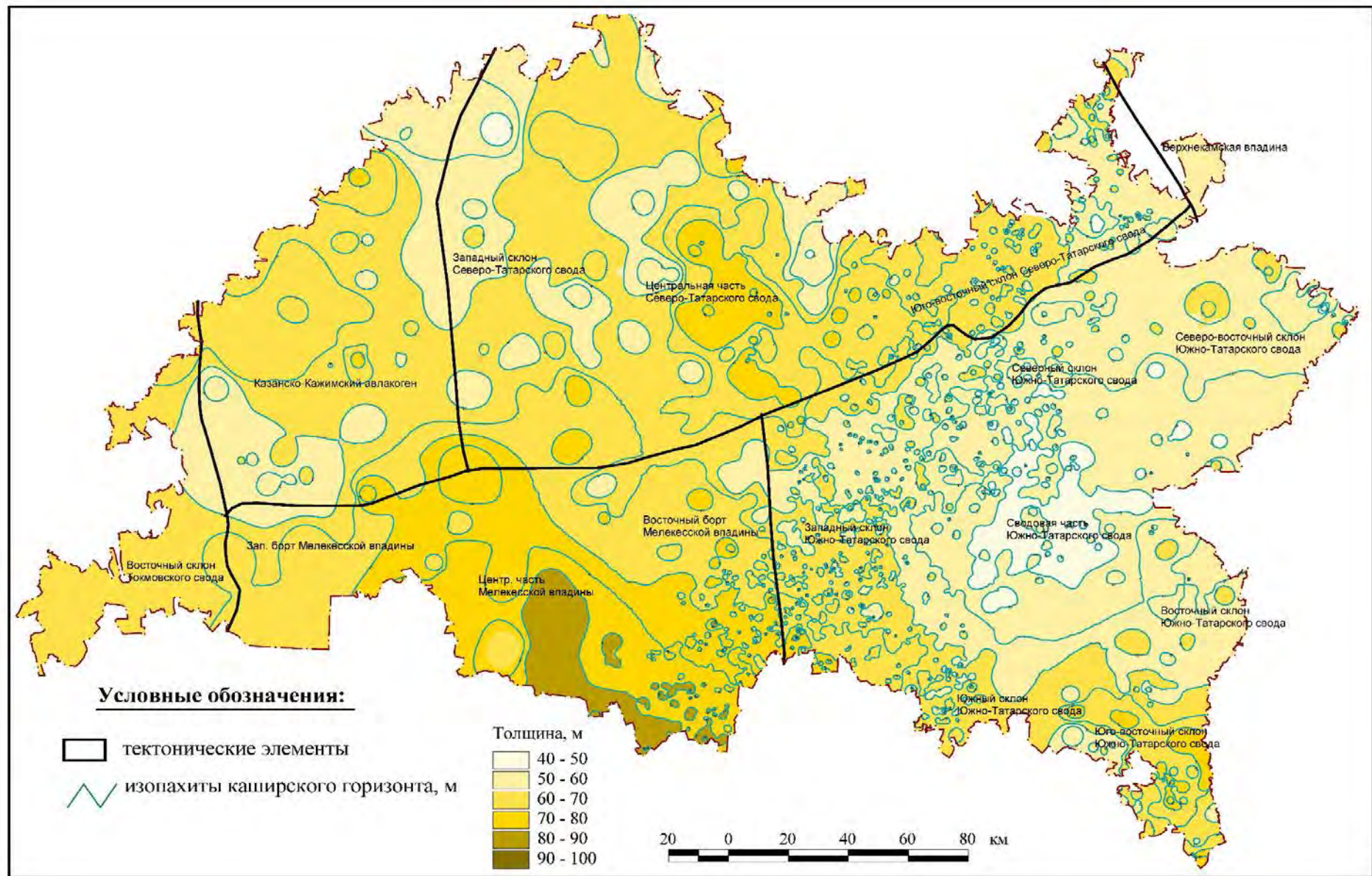


Рис. 2.2. Карта толщин каширского горизонта московского яруса среднего отдела каменноугольной системы

пределах толщин 55-75 м. Средняя толщина каширских отложений не превышает 60-70 м.

В целом по изучаемой территории минимальная толщина каширского горизонта составляет 45 м (сводовая часть ЮТС), а максимальная - 95 м (восточный борт Мелекесской впадины). В среднем толщина каширского горизонта довольно выдержана и колеблется в пределах от 50 до 90 м.

## 2.2. Тектоническое строение

Тектонические элементы, составляющие изучаемую территорию, входят в состав Волго-Уральской антеклизы, в свою очередь, приуроченной к восточной части Восточно-Европейской (Русской) платформы (рис. 2.3.). На исследуемой территории по поверхности кристаллического фундамента выделяется ряд положительных и отрицательных структур первого порядка - Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, Мелекесская и Верхнекамская впадины, Казанско-Кажимский авлакоген, восточный склон Токмовского свода [18, 39, 72, 74, 80]. Кроме того, по отложениям осадочного чехла выделяются центральные звенья Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) (Усть-Черемшанский, Нижнекамский, Актаныш-Чишминский, Можгинский прогибы) [21, 42].

Южно-Татарский свод по поверхности кристаллического фундамента представляет собой крупное поднятие изометричной формы, вытянутое с юго-востока на северо-запад, со средними размерами, составляющими около 220 x 200 км. С востока и юга ЮТС граничит с рифейско-вендскими авлакогенами – Камско-Бельским и Серноводско-Абдулинским. В западной части ЮТС отделяется от Мелекесской впадины по древнему Баганинскому разлому меридиональной ориентировки. В северной части границей между ЮТС и СТС служит субширотный Прикамский глубинный разлом. По отложениям осадочного чехла ему соответствует Сарайлинский прогиб (Сарайлинская седловина) [72]. На основных направлениях погружения границы свода по поверхности фундамента располагаются на абсолютных отметках минус 1700-1900 м. Максимально высокие абсолютные отметки залегания фундамента на его вершине достигают минус 1520 м, амплитуда колебания рельефа фундамента в пределах ЮТС варьирует от 180 до 380 м. Собственно сводовая часть ЮТС оконтуривается изогипсой минус 1580 м и отделяется от его западного склона Алтунино-Шунакским разломом, от юго-восточного и восточного склонов - Бавлинской и Шуганской разломными зонами, соответственно. Северный, юго-восточный и южный склоны ЮТС выделяются по гипсометрическому признаку. Сводовая часть и склоны разделяются на ряд крупных гряд субмеридионального, северо-восточного и северо-западного простираения, разделенных разломами такой же направленности.

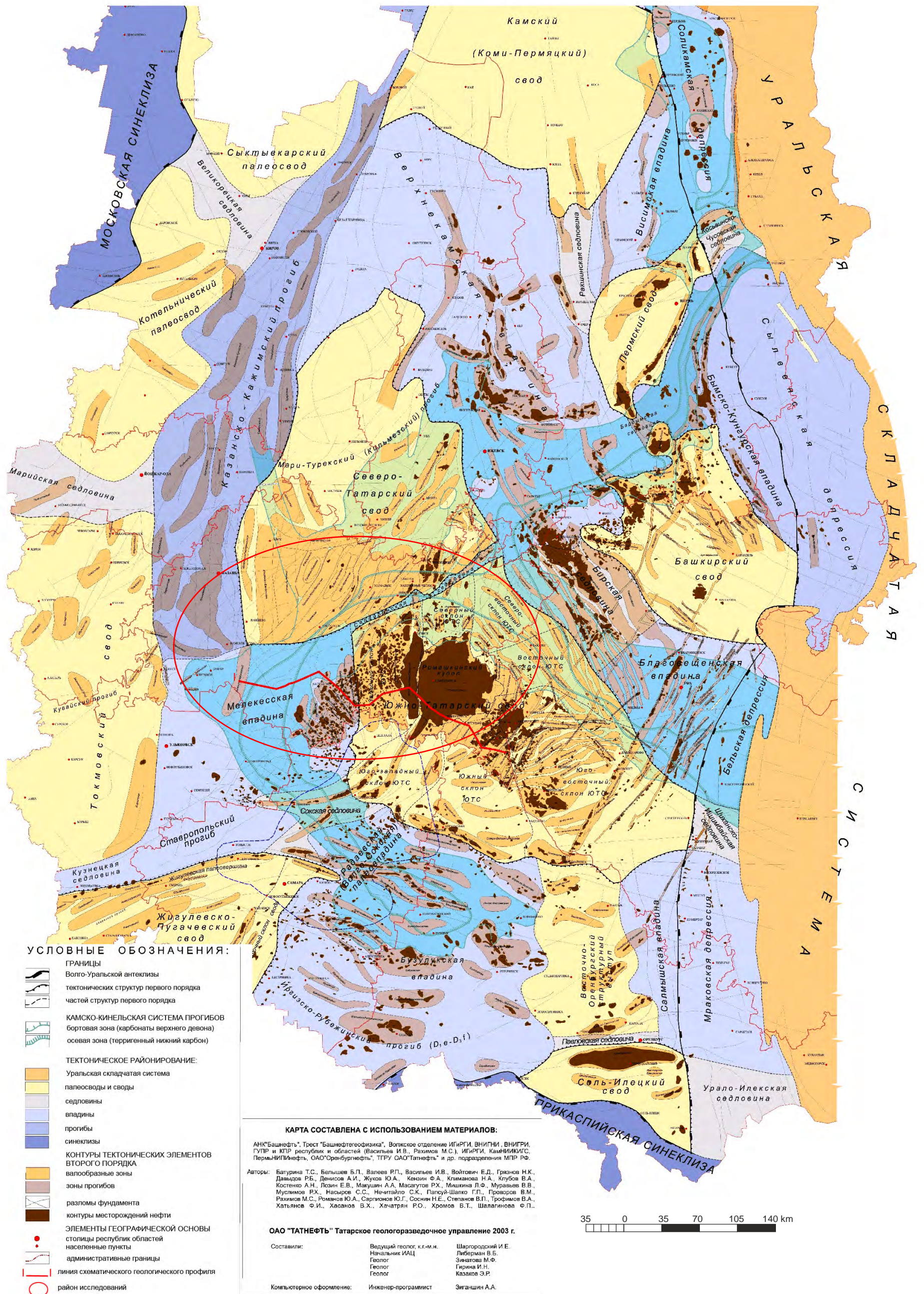


Рис. 2.3. Тектоническая схема палеозойского структурного этапа Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ОАО «Татнефть», 2003 г.)

Северо-Татарский свод по поверхности кристаллического фундамента с юга ограничен Прикамским, с востока - Удмуртским, с севера (условно, как граница той части СТС, которая заходит на изучаемую территорию) – Мари-Турекским разломами, а с запада - Казанско-Кажимским авлакогеном. Максимально высокие абсолютные отметки залегания фундамента на вершине достигают минус 1475 м. На изучаемой территории в составе свода с востока на запад выделяются Камский, Кукморский и Ковалинский блоки, границы которых проходят по разломам и имеют прямолинейные очертания. Блоки, в свою очередь, имеют раздробленное строение и разделяются на разновысотные гряды северо-восточного (Камский, Кукморский блоки), субширотного (Кукморский), меридионального (Ковалинский) простирания, ограниченные разломами. Мощность отложений осадочного чехла в пределах сводовых вершин сокращается до 1600 м.

Мелекесская впадина, разделяющая Токмовский и Южно-Татарский своды, по поверхности кристаллического фундамента имеет границы изломанно-прямоугольного очертания, совпадающие с линейными уступами и флексурами. Северная граница проходит по Прикамскому, восточная - по Баганинскому разломам. Западная граница впадины с восточным склоном Токмовского свода проводится условно по линеаментной зоне субмеридионального простирания. За пределами республики на юго-западе через уступ переходит в Ставропольский прогиб и в южной части по линии разлома фундамента сочленяется с Бузулукской впадиной. Мелекесская впадина по своему строению является асимметричной, так как фактически не имеет четко выраженного северного борта. Наиболее широкий восточный борт характеризуется резко выраженным ступенчатым строением и наличием сложных систем дислокаций северо-западного, а в северной части - северо-восточного простираний. Западный борт осложнен крупной линейной субмеридиональной Пичкаско-Бугровской грядой, которая на севере пересекается с Алькеевско-Пичкаским грабеном. В центральной части впадины область ее максимального прогибания соответствует Алькеевско-Пичкаскому грабену, вдоль бортов которого развиты линейные ступени. Фундамент впадины в наиболее погруженной части изучаемой территории находится на абсолютных отметках минус 2220 м. Амплитуда прогибания поверхности фундамента составляет 300-400 м.

Казанско-Кажимский авлакоген по поверхности кристаллического фундамента представляет собой крупную отрицательную грабенообразную структуру меридионального простирания, борта которой сопряжены с системой дизъюнктивных нарушений, фиксирующейся уступами в рельефе фундамента. Восточная и западная границы авлакогена проходят по линейным уступам фундамента, на севере (за пределами исследуемого района) авлакоген переходит в зону развития Предтимаанского грабена. На изучаемой территории располагается лишь южная, затухающая часть авлакогена (Казанская седловина), осложненная

субмеридиональными линейными грядами и разломами.

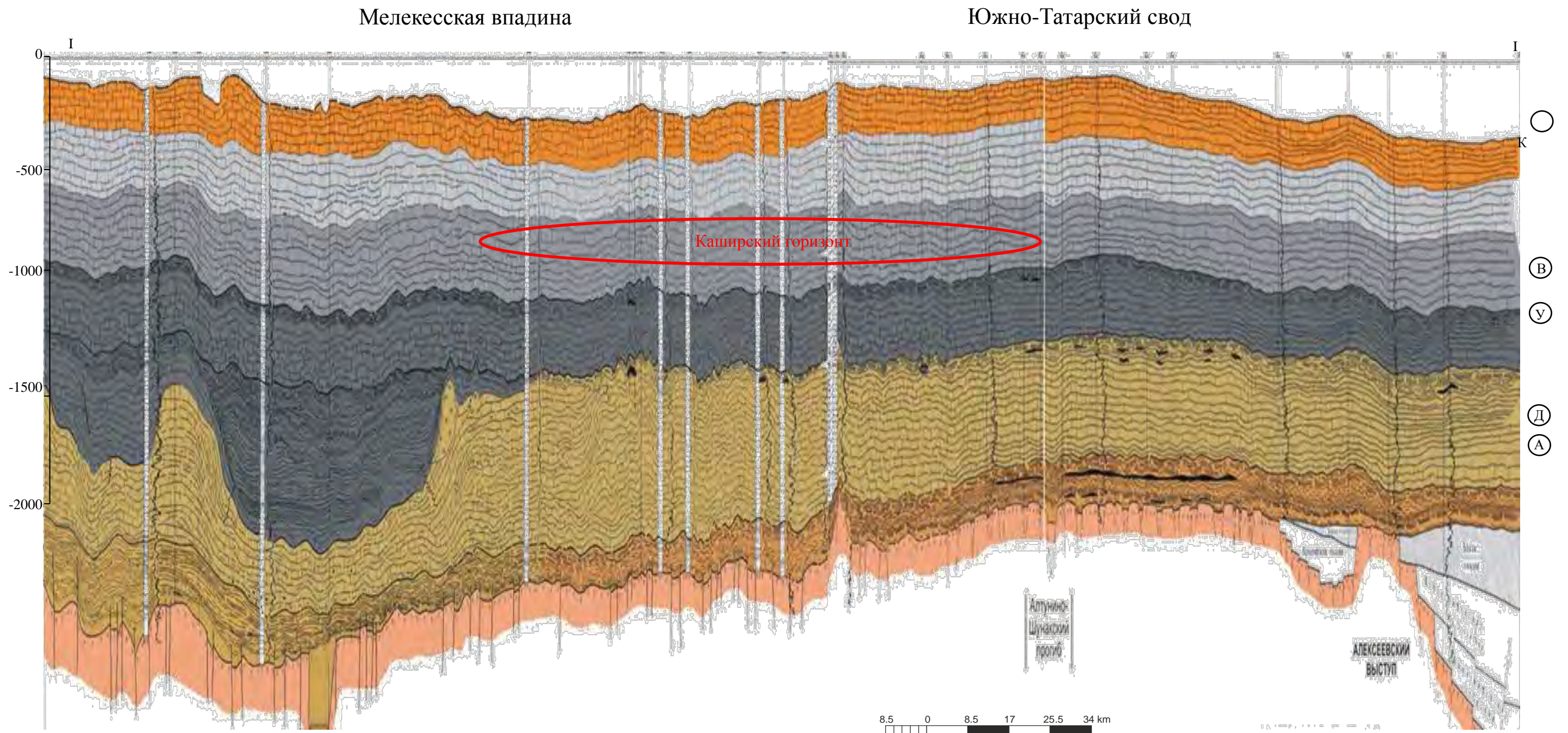
На изучаемой территории Токмовский свод размещается лишь крайней восточной частью (восточный склон), которая по поверхности кристаллического фундамента характеризуется моноклинально-ступенчатым погружением с запада на восток до абсолютной отметки минус 1900 м, и в составе которой выделяются более мелкие выступы, разделенные поперечными грабенами.

Верхнекамская впадина является сложнопостроенным тектоническим элементом и разделяет Северо-Татарский и Башкирский своды. В пределы изучаемой территории она заходит лишь западным бортом, который по поверхности кристаллического фундамента отделяется от СТС Удмуртским разломом. На юге впадина замыкается Бирской седловиной.

Блоковое строение кристаллического фундамента генетически определяет все вышеназванные тектонические элементы, которым принадлежит главная роль в формировании структуры осадочного чехла, в частности, карбонатных девонских и каменноугольных отложений.

Кроме того, особое место в ряду крупных структурных элементов на рассматриваемой территории в связи со значительной ролью в формировании огромного числа ловушек в осадочной толще отводится Камско-Кинельской системе прогибов (ККСП). Согласно сложившимся представлениям [21, 24, 42] в среднефранское время вся территория Волго-Уральской антеклизы испытала неравномерное погружение, приведшее к усилению ее структурно-морфологической расчлененности и углублению морского бассейна. Склоны палеосводов через систему террас и ступеней, располагавшихся над зонами разломов в породах кристаллического фундамента, ставшими мобильными зонами опускания, сопрягались с бортами палеодепрессий, в пределах которых с позднефранского времени начали формироваться Камско-Кинельские прогибы в результате недокомпенсации осадконакоплением, продолжавшейся в течение фаменского, турнейского и визейского веков. Морфологически наиболее четко прогибы проявляются по поверхности фаменского и турнейского ярусов в виде крупных впадин с плоским дном и резко выраженными бортовыми уступами, по первой поверхности амплитуда погружения в осевой зоне достигает 400 м (рис. 2.4.). Компенсация прогибов завершилась к концу тульского времени. В пределах изучаемой территории ККСП представлена Усть-Черемшанским, Нижнекамским, частично, Актаныш-Чишминским и Можгинским прогибами, имеющими северо-восточное и юго-восточное простирания [18, 60].

Многочисленными исследованиями доказано, что пространственное размещение залежей нефти непосредственно обусловлено их структурно-тектонической приуроченностью. Тектоническим районированием рассматриваемой территории в разные годы занималось



Усть-Черемшанский прогиб ККСП

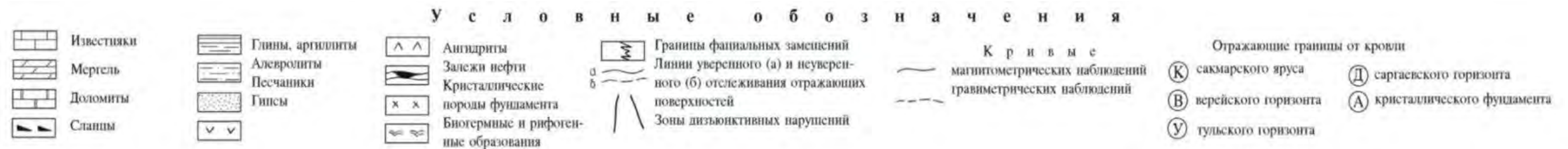


Рис. 2.4. Схематический геологический профиль центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции по линии I-I (Р.С. Хисамов и др., 2006 год)

большое количество специалистов, выделяющих в разрезе то или иное число структурных (тектонических) этажей. В данной работе изложены принципы тектонического районирования исследуемой территории, представленные в работе Р.С. Хисамова, Е.Д. Войтовича в соавторстве [74], в которой понятие «структурный этаж» объединяет толщу пород различного стратиграфического объема, связанную единством геологической истории и структурных планов.

Геологический разрез включает снизу-вверх шесть структурных этажей: кристаллический фундамент, рифейско-вендский, эйфельско-доманиковский (эйфельско-семилюкский), речицко-тульский, окско-нижнепермский, верхнепермский.

Первый структурный этаж – кристаллический фундамент, как показано выше, явился основой для формирования структурного плана всего осадочного чехла.

Второй - рифейско-вендский структурный этаж, представлен соответствующими отложениями, развитыми ограничено по окраинным частям ЮТС и СТС, в центральной части Мелекесской впадины, за границами изучаемой территории – в Казанско-Кажимском авлакогене и выполняющими крупные прогибовые зоны, тем самым нивелируя их.

Третий - эйфельско-доманиковский (эйфельско-семилюкский) структурный этаж, имеющий повсеместное развитие, представлен терригенными средне- и верхнедевонскими отложениями и карбонатными отложениями доманикового горизонта верхнедевонского комплекса. В зависимости от тектонической приуроченности этаж имеет разную стратиграфическую полноту (перерывы в осадконакоплении зафиксированы между эйфельским и живетским ярусами, а также – пашийским и тиманским (кыновским) горизонтами. В структуре этажа в более или менее сглаженной форме отображены в основном все положительные и отрицательные формы, присущие поверхности кристаллического фундамента. Только Казанско-Кажимский авлакоген, полностью скомпенсированный осадочными породами, перестал существовать как отрицательная структура с позднесаргаевского времени.

Четвертый - речицко-тульский структурный этаж включает комплекс карбонатных пород верхнедевонского, карбонатных и терригенных пород нижнекаменноугольного возрастов и характеризуется определенным отличием от строения нижезалегающих этажей. Это связано, как показано ранее, с формированием в позднефранско-турнейское время ККСП и, соответственно, в бортовых зонах прогибов – рифовых фаций. Образовавшиеся органогенные постройки создавали структурные особенности рассматриваемого этажа и контролировали последующий процесс структурообразования в перекрывающих отложениях.

Пятый - окско-нижнепермский структурный этаж представлен, в основном, карбонатными нижнекаменноугольными (начиная с окского надгоризонта), средне-,



верхнекаменноугольными и нижнепермскими отложениями. Верхней границей этажа служит эродированная в результате предверхнепермского перерыва в осадконакоплении нижнепермская поверхность. Структурные формы этажа из-за незначительности собственных структурообразующих процессов, в основном, унаследованы от четвертого этажа, с дальнейшим их выглаживанием. Существует небольшое количество мелких структур облекания эрозионного рельефа внутри каменноугольной толщи и на поверхности сакмарского яруса.

Шестой - верхнепермский структурный этаж включает, в основном, терригенные отложения соответствующего возраста и ограничен стратиграфическими перерывами. Для структуры этажа характерна продолжающаяся нивелировка унаследованных структурных планов и формирование мелких эрозионно-седиментационных структур (облекание линз песчаников, эрозионных останцов).

Границы некоторых тектонических элементов в осадочном чехле, а также их склонов и бортов, составляющих изучаемую территорию, и выделенных по поверхности кристаллического фундамента, в процессе развития в палеозойскую эру испытали некоторую миграцию. Среди положительных и отрицательных форм по соотношению структурных планов выделяются [72] три основных типа вертикальных структурных соотношений - сквозной, наложенный и погребенный, и для крупных и средних структур с неоднородным строением переходные типы - наложенно-сквозной (для сводов и структур II порядка) и наложенно-погребенный (для отрицательных и некоторых положительных структур). Так, ЮТС представляет собой структуру наложенно-сквозного типа [72]. Если краевые зоны и, особенно, западный и юго-восточный склоны, отличаются относительным соответствием, оконтуренным в кристаллическом фундаменте, то территория вдоль южного борта ККСП характеризуется частичным несоответствием локальных форм. Двойственность факторов структурообразования (тектонические, седиментационные процессы) в значительной степени затушевала глубинное строение ЮТС. Казанско-Кажимский авлакоген принадлежит к наложенно-погребенному типу. К типу сквозных структур относятся Северо-Татарский, Токмовский своды (положительных) и Верхнекамская, Мелекесская впадины (отрицательных), однако последняя имеет неоднородное строение, так как включает участки с унаследованным (отраженные в поверхности кристаллического фундамента) за пределами ККСП и наложенным (зоны развития прогибов ККС) характером развития [72, 74]. Сформировавшиеся уже в осадочном чехле прогибы ККС принадлежат к наложенно-погребенному типу.

Если при образовании структур I порядка, а также приуроченных к ним валов и прогибов сквозного типа преобладающую роль играли тектонические процессы, то в происхождении многих зональных форм II порядка участвовали тектонический и седиментационный факторы.

Генезис образования локальных поднятий III порядка и степень участия в этом различных геологических факторов разнообразны.

На западном склоне ЮТС в генезисе каменноугольных локальных поднятий доминировал седиментационный фактор, обусловленный развитием ККСП. Однако на фоне преобладания форм седиментационного типа имеет место развитие поднятий тектоно-седиментационного, седиментационно-тектонического и тектонического типов со сквозными и погребенными соотношениями структурных планов. На северном и северо-восточном склонах ЮТС строение большинства седиментационных поднятий более пологое, в единичных случаях в каменноугольных отложениях встречены поднятия большой амплитудности, приуроченные к крупным рифовым образованиям. Кроме того, в небольшом количестве выявлены тектонические сквозные поднятия, отличающиеся пологим строением уже в девонском комплексе. На восточном, юго-восточном и южном склонах ЮТС развиты малоамплитудные седиментационные поднятия наложенного типа и тектонические поднятия сквозного и погребенного типов. На территории восточного борта Мелекесской впадины преобладают седиментационно-тектонический и седиментационный типы поднятий. В центральной и западной частях впадины широко распространены седиментационные поднятия с наложенным характером структурных соотношений, реже – присутствуют поднятия тектоно-седиментационного типа. В пределах СТС преобладают поднятия тектонического типа. Седиментационные и смешанного типа поднятия формировались в зонах развития ККСП. Для расположенной на изучаемой территории части Казанско-Кажимского авлакогена характерно присутствие поднятий, как тектонического, так и седиментационного (зона наложения ККСП) типов. В пределах восточного склона Токмовского свода прогнозируется (из-за низкой к настоящему времени его изученности геолого-геофизическими методами) наличие поднятий тектонического типа [74].

### 2.2.1. Структурный план каширских отложений

Согласно вышерассмотренным принципам тектонического районирования, развитые повсеместно на изучаемой территории отложения каширского горизонта, являются составной частью окско-нижнепермского структурного этажа, который имеет унаследованное строение от речико-тульского. Каширский горизонт и его строение рассматривались разными авторами, в частности Н.Г. Абдуллиным [1, 2, 84 ф]. В своих работах он отмечал сходство структурного плана каширского горизонта со структурными планами верейского горизонта и башкирского яруса с тенденцией к нивелированию по сравнению с нижезалегающими, с уменьшением размеров и амплитуд, иногда до полного выполаживания многочисленных локальных поднятий [2].

Кровля верейского горизонта (подошва каширского горизонта) в исследуемом районе с различной степенью детальности изучена глубоким бурением и результатами сейсморазведочных работ различных модификаций (2D и 3D), так как на большей части рассматриваемой территории, за исключением юго-восточного склона ЮТС, к ней приурочена сейсмическая отражающая граница В (рис. 2.5). В пределах юго-восточного склона ЮТС прослеживаемость этого отражения прекращается по геологическим причинам - карбонатный тип верейского разреза и, соответственно, отсутствие акустической жесткости на границе каширских и верейских отложений. Сейсморазведочными работами модификации 2D изучена практически вся территория изучаемого района.

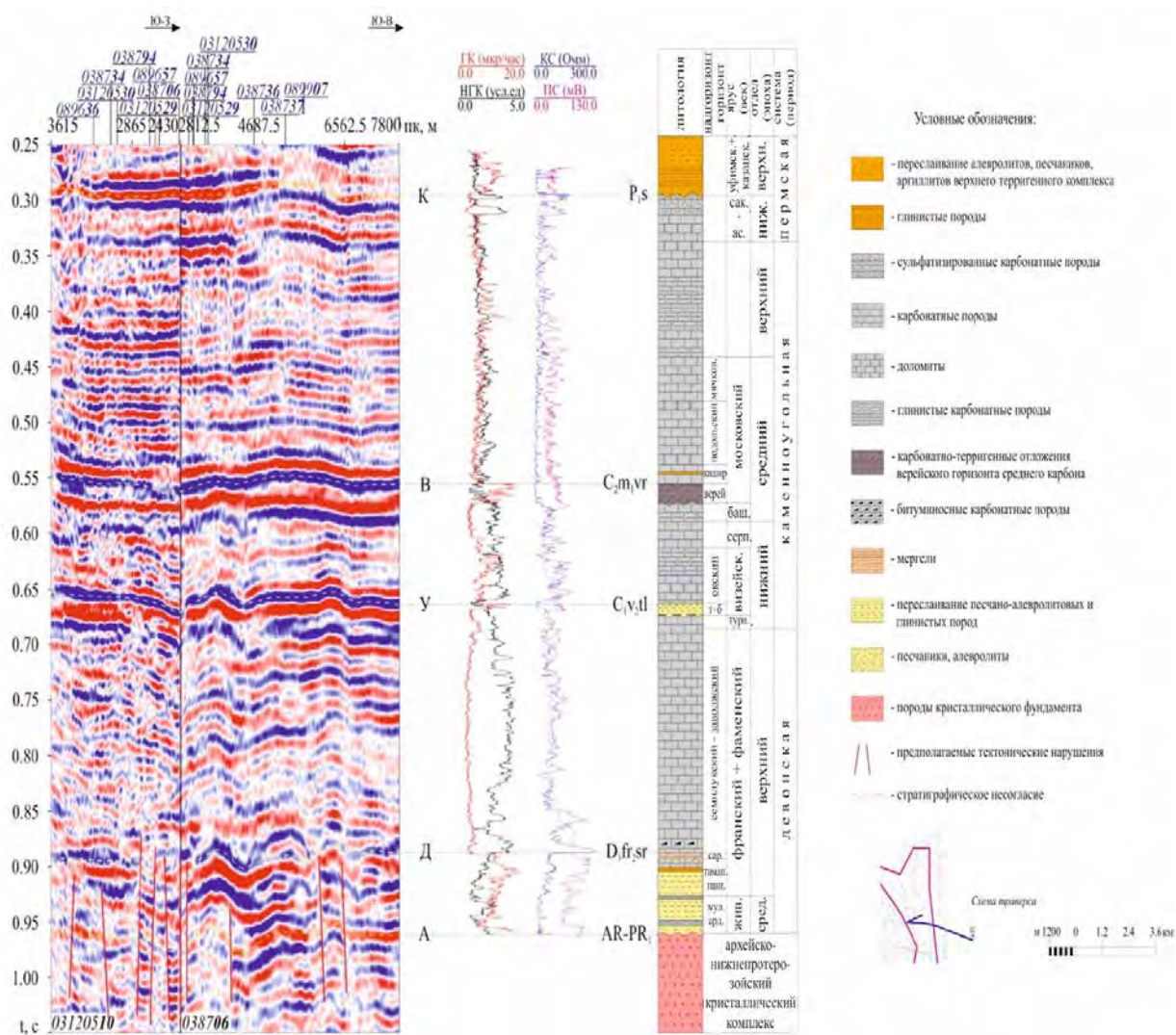


Рис. 2.5. Литолого-стратиграфическая привязка отражающих границ (восточный борт Мелекесской впадины)

В последние годы в пределах изучаемой территории на ряде месторождений были проведены сейсморазведочные работы модификации 3D. Основной задачей данных исследований является уточнение структурного плана продуктивных горизонтов нефтяных месторождений. Примером таких исследований представлено Вишнево-Полянское нефтяное

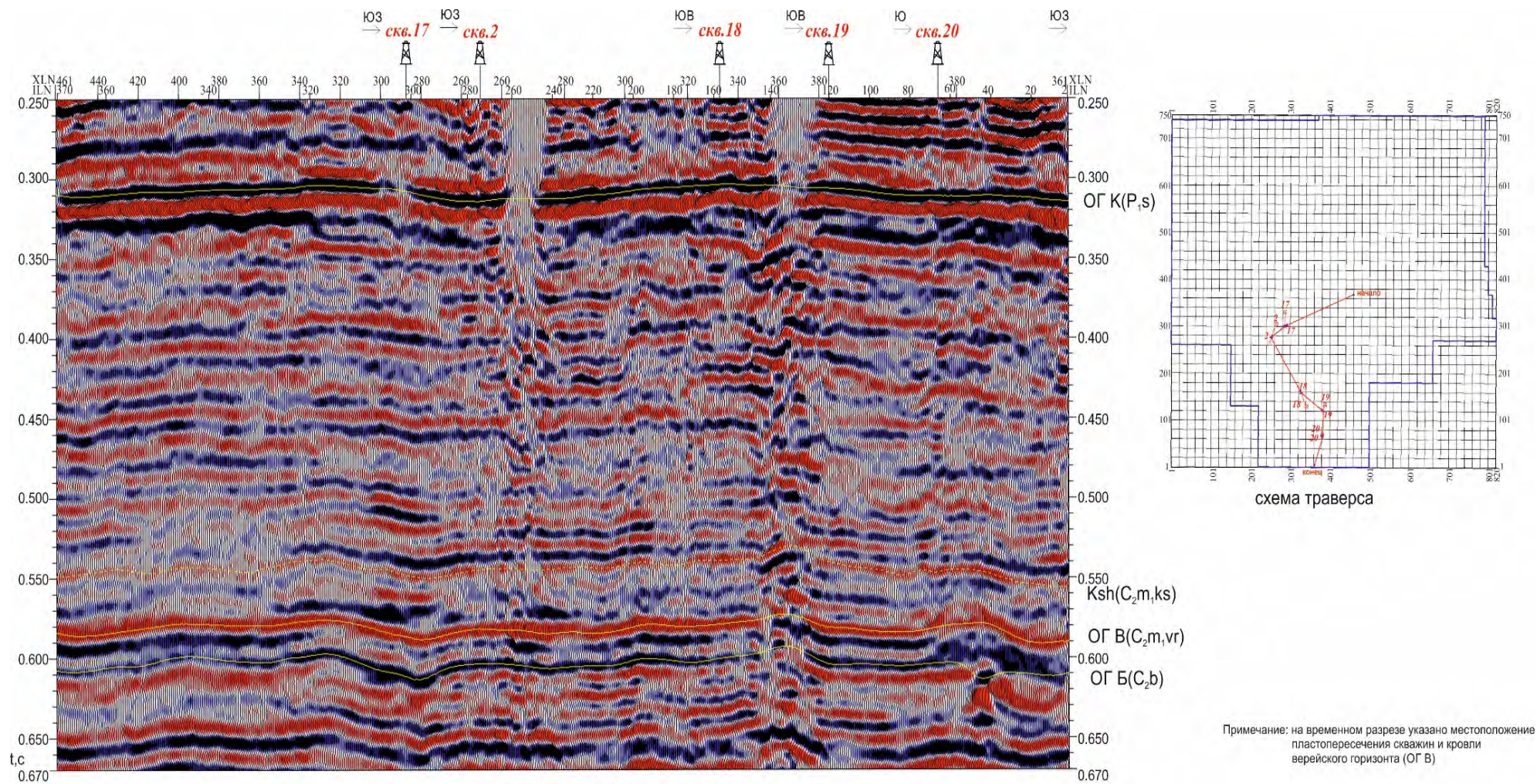
месторождение, находящееся в пределах восточного борта Мелекесской впадины, где на сегодняшний день получены максимальные притоки нефти из отложений каширского горизонта. Основным результатом исследований среднекаменноугольных отложений является построение структурной карты по сейсмической отражающей границе В, соответствующей кровле верейского горизонта московского яруса и отражающей смену терригенной пачки в кровле верейского горизонта карбонатными отложениями каширского горизонта. Соответственно, данная отражающая граница расположена в подошве каширского горизонта. Необходимо отметить, что на Вишнево-Полянском месторождении в отличие от ряда других участков изучаемой территории, с учетом данных сейсмокаротажа по ряду скважин и несколько большей глубины исследований, повышающей разрешающую способность метода, хорошо прослеживается также и кровля каширского горизонта (рис. 2.6, 2.7).

По материалам проведенных в пределах изучаемого района сейсморазведочных работ и ГИС пробуренных скважин построена структурная карта по кровле каширского горизонта, представленная в настоящей работе. Структурный план кровли каширского горизонта, являющийся унаследованным от нижезалегающих, определен по данным глубокого бурения и построен методом схождения от кровли верейского горизонта, то есть путем интерполяции структурной поверхности кровли верейских отложений на каширский структурный план с учетом фактической толщины каширского горизонта по данным ГИС пробуренных скважин (граф. прил. 1).

В региональном плане в пределах сводов и впадин изучаемой территории наиболее высокое гипсометрическое положение кровли каширского горизонта отмечается в юго-западной части свода ЮТС и прилегающей к ней части западного и южного склонов ЮТС на абсолютных отметках от минус 350 до минус 450 м (Куакбашская, Сугушлинская валообразные структуры). Наиболее низкое залегание каширских отложений фиксируются на абсолютных отметках минус 920 м в пределах восточного борта Мелекесской впадины (граф. прил. 1).

На территории Казанско-Кажимского авлакогена абсолютные отметки кровли каширских отложений находятся в диапазоне от минус 500 до минус 670 м. Гипсометрическое повышение уровня их залегания (до абсолютной отметки минус 500 м) наблюдается в южной части авлакогена, на его границе с Мелекесской впадиной, где картируется валообразная зона субширотного простиранья, и в непосредственной близости к северо-западной границе изучаемой территории (до абсолютной отметки минус 520 м), где картируется ряд поднятий тектонического генезиса.

В пределах восточного склона Токмовского свода наблюдается гипсометрическое погружение кровли каширских отложений в южном направлении в интервале абсолютных отметок от минус 620 до минус 720 м.



Примечание: на временном разрезе указано местоположение  
пластопересечения скважин и кровли  
верейского горизонта (ОГ В)

**УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ**

- XLN - кросслайны
- ILN - инлайны
- t, c - наблюдаемое время в секундах
- Ksh(C<sub>2</sub>m,ks) - кровельная поверхность каширского горизонта
- ОГ В(C<sub>2</sub>m,vr) - сейсмическая отражающая граница
- граница площади наблюдений МОГТ 3D
- линия траверса

Рис. 2.6. Траверс через скважины 17-2-18-19-20 Вишнево-Полянского месторождения (сейсморазведочные работы МОГТ 3D)

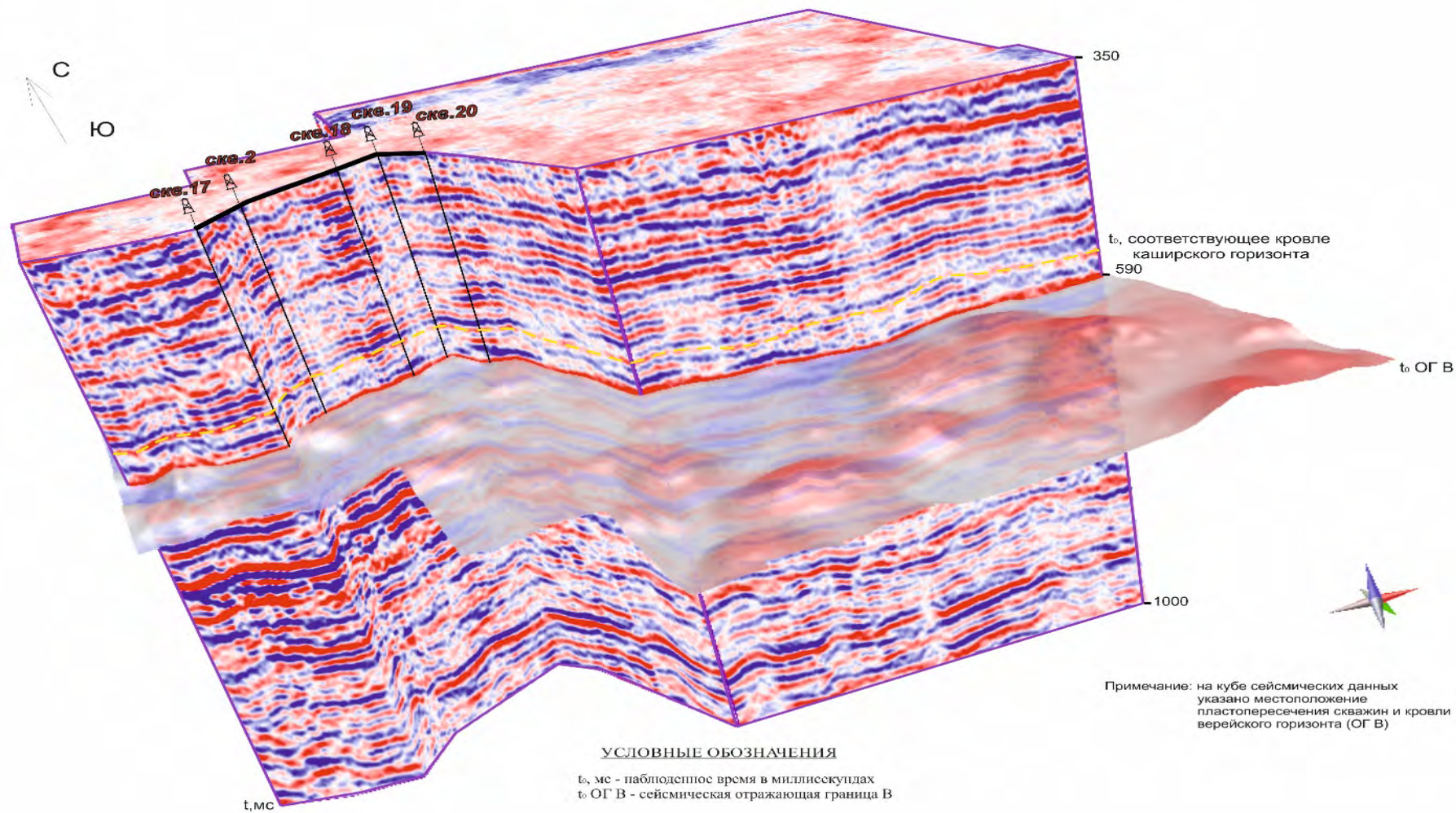


Рис. 2.7. Пространственное отображение куба сейсмических данных (сейсморазведочные работы МОГТ 3D, Вишнево-Полянское месторождение)

Структурный план кровли каширского горизонта на территории Мелекесской впадины принципиально не отличается от структурных планов нижезалегающих среднекаменноугольных горизонтов, но происходит выполаживание структурных форм. Восточный борт впадины осложнен многочисленными структурами II порядка, представленными валами, валообразными структурами в основном, северо-западного простирания и одной (в его северной части) – северо-восточного простирания и входящими в их состав локальными поднятиями. Наиболее высокое положение кровли каширских отложений установлено в северной части борта на абсолютной отметке минус 580 м (район Северо-Елтанской структуры). Западный борт впадины осложнен субмеридиональной валообразной зоной сквозного типа, соответствующей выделенной по поверхности кристаллического фундамента Пичкасско-Бугровской гряде. Гипсометрически повышенное положение каширских отложений зафиксировано в ее пределах на абсолютной отметке минус 580 м. В центральной части впадины наиболее высокое залегание кровли горизонта находится на абс. отметке минус 640 м на севере. В целом, в пределах Мелекесской впадины на изучаемой территории наблюдается моноклинальное погружение каширских отложений в юго-юго-западном направлении до абсолютных отметок минус 920 м (восточный борт), минус 910 м (центральная часть) и минус 750 м (западный борт).

В пределах СТС в каширском горизонте выделяются те же, но сnivelированные структурные элементы, что и по нижезалегающим горизонтам. Структурный план кровли рассматриваемых отложений осложнен многочисленными валообразными зонами северо-восточного (юго-восточный склон), субширотного, меридионального (сводовая часть) и меридионального (западный склон) простирания, объединяющими поднятия, в основном, сквозного типа, иногда, особенно в пределах юго-восточного склона, повышенной амплитудности. Абсолютные отметки залегания кровли каширского горизонта на СТС находятся в пределах от минус 460 до минус 710 м (юго-восточный склон), от минус 520 до минус 690 м (сводовая часть), от минус 560 до минус 700 м (западный склон). В зоне сочленения СТС с Верхнекамской впадиной выделяются две валообразные зоны северо-западного простирания (абс. отметки варьируют в интервале от минус 570 м до минус 790 м) в сторону погружения впадины за пределами изучаемой территории.

Как показано выше, сводовая часть ЮТС характеризуется наиболее высоким гипсометрическим положением кровли каширского горизонта. Строение склонов ЮТС определяют террасы, валообразные зоны, валообразные структуры субмеридионального, северо-восточного и северо-западного простирания. В пределах западного склона ЮТС общий структурный фон каширских отложений характеризуется пологим падением на запад и юго-запад. Структурные террасы сглажены. В их пределах выделяется большое количество

локальных поднятий субмеридионального простирания, лишь в северной части склона картируются валообразные структуры субширотной ориентировки. Южный, юго-восточный и восточный склоны ЮТС осложнены террасами, преимущественно, северо-восточного простирания, к которым, в свою очередь, приурочены, в основном, пологие поднятия такой же направленности. Северный и северо-восточный склоны ЮТС также имеют слабо выраженное террасовидное строение:

- на северном склоне террасы характеризуются субмеридиональным простиранием и пологим погружением в северном направлении, а в зоне сочленения с Сарайлинской седловиной - наличием приуроченных к ним структур северо-восточного простирания;
- на северо-восточном склоне террасы имеют северо-западное простирание.

Абсолютные отметки залегания кровли каширского горизонта в пределах ЮТС находятся в пределах от минус 350 (юго-западная часть свода) до минус 570 м (северная часть свода), от минус 420 до минус 480 м (южный склон), от минус 450 до минус 800 м (юго-восточный склон), от минус 490 до минус 590 м (восточный склон), от минус 510 до минус 740 м (северо-восточный склон), от минус 500 до минус 660 м (северный склон) и от минус 390 до минус 670 м (западный склон).

В целом на изучаемой территории структурная поверхность каширских отложений характеризуется небольшой геоморфологической выраженностью. По всем рассмотренным тектоническим элементам, составляющим данную территорию необходимо отметить:

- сходство каширского структурного плана со структурными планами нижезалегающих среднекаменноугольных отложений с тенденцией к нивелированию по сравнению с башкирским и верейским структурными планами, уменьшению размеров и амплитуд, иногда до полного выполаживания, многочисленных локальных поднятий;
- развитие поднятий седиментационного, тектоно-седиментационного, седиментационно-тектонического и тектонического типов;
- приуроченность выявленных залежей нефти в отложениях каширского горизонта к валообразным структурам (зонам) и локальными формам III и IV порядков, расположенных в пределах восточного борта Мелекесской впадины, западного склона ЮТС и юго-восточного склона СТС.

### 2.3. Условия формирования среднекаменноугольных отложений

Изучением этапов развития восточной части Восточно-Европейской (Русской) платформы в различное время занимались А.А. Бакиров, Б.В. Белоусов, Р.Н. Валеев, В.А. Клубов, Т.И. Кирина К.А. Машкович, М.Ф. Мирчинк, О.М. Мкртчян, Р.О. Хачатрян, А.К.



Шельнова [9, 11, 15, 35, 36, 41, 42, 43], непосредственно изучаемой территории - И.М. Акишев, Н.Г. Абдуллин, Л.З. Аминов, Э.Э. Бадамшин, А.Р. Кинзикеев, С.Н. Мельников, В.С. Суетенков, В.И. Троепольский, Т.И. Кирина [2, 33, 50, 61, 84ф].

Формирование карбонатных каменноугольных отложений, в том числе и среднекаменноугольных, в пределах исследуемых территорий Мелекесской впадины, Южно- и Северо-Татарского сводов, Казанско-Кажимского авлакогена происходило в условиях мелководно-морского и прибрежно-морского бассейна.

Башкирский век на изучаемой территории начался с неравномерного погружения территории и развития морской трансгрессии. Для данного времени характерен неустойчивый тектонический режим с частой сменой знаков колебательных движений, что явилось причиной многократных перерывов в осадконакоплении и размыва осадков в отдельных районах. Первая кратковременная трансгрессия моря приурочена к северо-кельтменскому времени и произошла в восточной части рассматриваемой территории. К концу этого времени воздымание территории привело к выходу на поверхность ранее накопленных осадков и почти полному их размыву. Прикамское время характеризуется новой трансгрессией моря, которая охватила всю изучаемую территорию. К началу Мелекесского времени море значительно обмелело и большая часть территории, за исключением районов ККСП, вышла из-под уровня моря, что также привело к частичному размыву накопленных осадков. В целом по условиям осадконакопления в башкирское время выделяются две зоны (рис. 2.8) [76]. В первой зоне (I), занимающей восточную и центральную части рассматриваемой территории (согласно тектоническому районированию - ЮТС, Верхнекамскую впадину, большие части СТС и Мелекесской впадины) происходило накопление осадков в шельфовом мелководье. Во второй зоне (II), занимающей западную часть изучаемой территории (восточный склон Токмовского свода, большую часть Казанско-Кажимского авлакогена, часть западного борта Мелекесской впадины, небольшую часть западного борта СТС), осадки накапливались в прибрежно-морской мелководной обстановке, где шло осаждение глинисто-карбонатных илов.

В верейское время территория исследований вновь начинает медленно погружаться, создаются условия мелководного морского бассейна. Близость источников сноса определило накопление карбонатно-терригенных осадков. Выделяются три зоны с различными условиями осадконакопления (рис. 2.9) [76]. В первой зоне (I), приуроченной к крайней юго-восточной части территории (к небольшой части юго-восточного склона ЮТС), происходило преимущественное накопление известковых илов. Во второй зоне (II), охватывающей большую часть восточной и центральной части РТ (большую часть ЮТС, Мелекесской впадины, юго-восточного склона СТС), в условиях шельфового мелководья происходило накопление карбонатно-терригенных осадков в относительно приподнятых участках донного рельефа. В

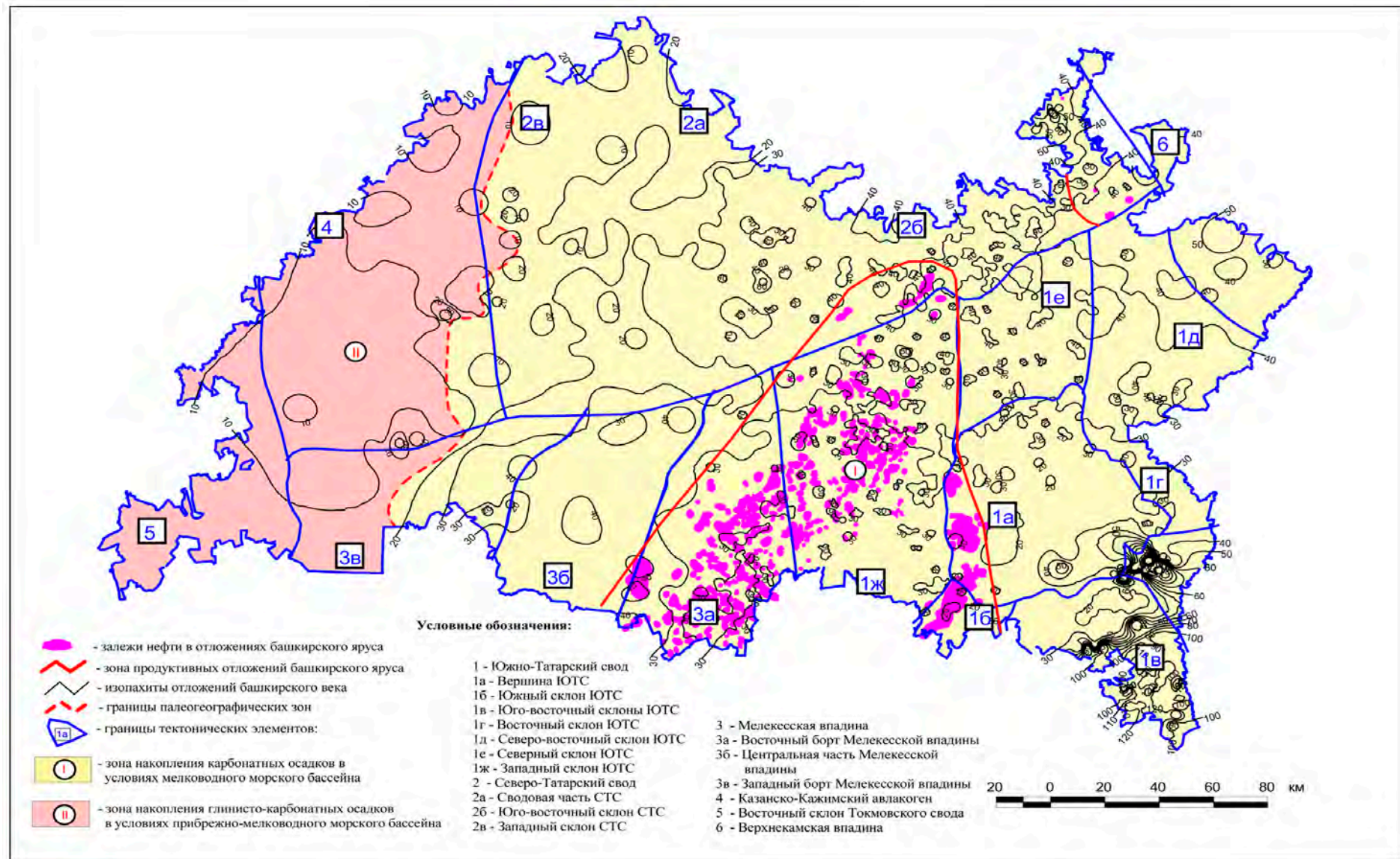


Рис. 2.8. Схема палеогеографии. Башкирский век (Р.С. Хисамов и др., 2010г.)

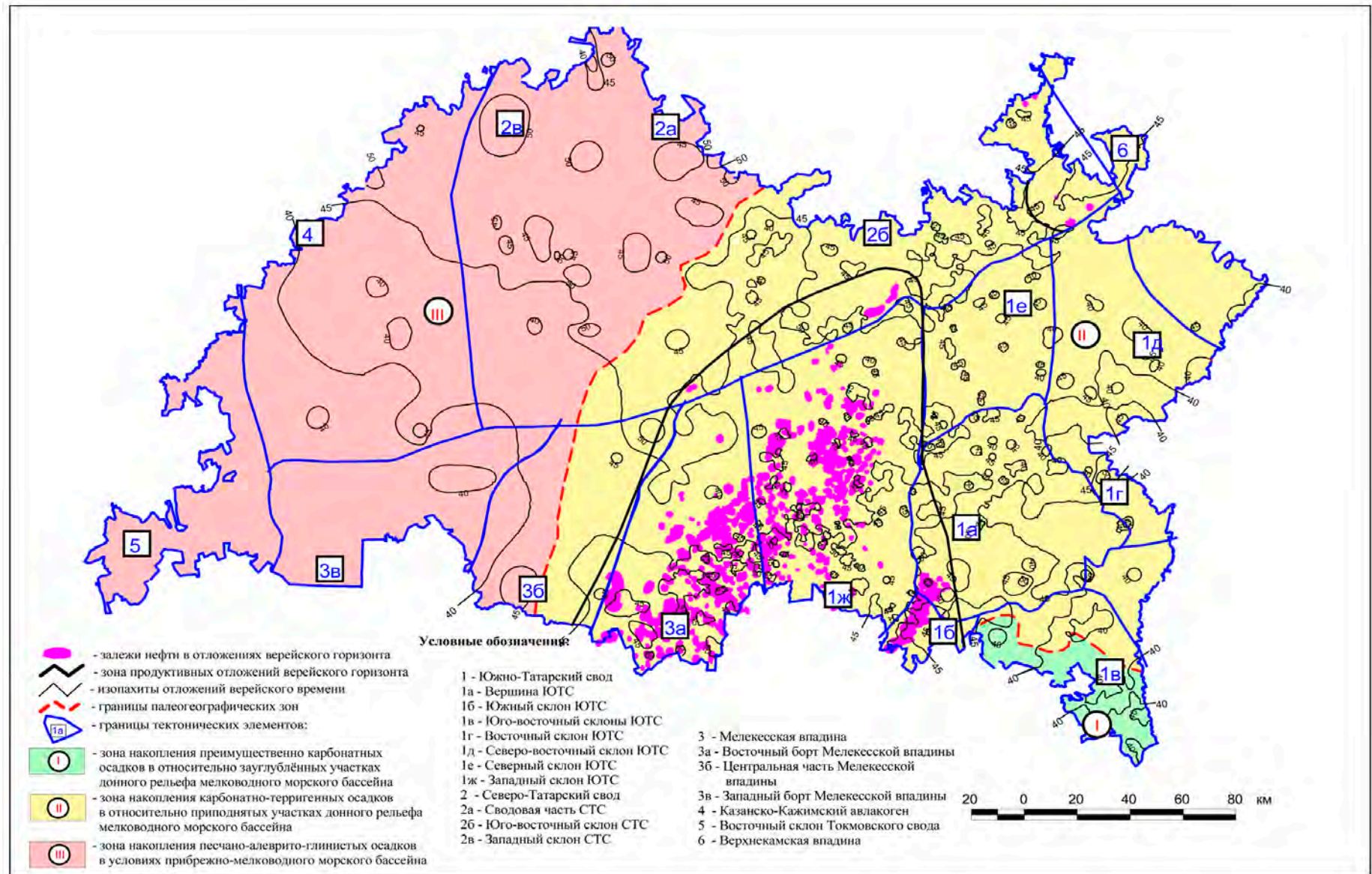


Рис. 2.9. Схема палеогеографии. Московский век. Верейское время (Р.С. Хисамов и др., 2010г.)

характерных для ранневерейского времени условиях активного гидродинамического режима вод шло преимущественное накопление органогенных, органогенно-обломочных и обломочных осадков, периодически сменявшееся накоплением глинистых осадков. В поздневерейское время, в основном, накапливались глинистые и глинисто-карбонатные осадки. В третьей зоне (III), занимающей западную часть территории (западный борт и половину центральной части Мелекесской впадины, восточный склон Токмовского свода, Казанско-Кажимский авлакоген, западный склон и большую часть свода СТС), в условиях шельфового мелководья в пределах наиболее приподнятых участков донного рельефа, в основном, формировались терригенные осадки, иногда сменявшиеся глинисто-карбонатными [76].

В каширско-подольско-мячковское время на изучаемой территории установился режим стабильного мелководного моря, в котором протекал процесс преимущественного накопления карбонатных илов. Бассейн остался примерно в тех же границах, что и в верейское время, но каширские отложения представлены, в основном, карбонатными породами, лишь местами (раннекаширские) с глинистыми примазками, что свидетельствует о дальнейшем развитии верейской трансгрессии в каширское время (рис.2.10) [76]. В дополнение к схеме палеогеографии Р.С. Хисамова приводится схема палеогеографии каширско-подольско-мячковского времени времени А.К. Шельновой, где с учетом газового режима и солености вод, гидродинамизма бассейна осадконакопления выделяются две основные и одна подчиненного характера литолого-фациальные зоны (рис. 2.11) [116ф, 120ф].

Зона мелководно-морских карбонатных фаций (I) пользуется распространением почти на всей рассматриваемой территории (на восточном склоне Токмовского свода, больших частях Мелекесской впадины, СТС и Верхнекамской впадины, части западного и северного склонов, северо-восточном склоне ЮТС, в пределах Казанско-Кажимского авлакогена). В пределах этой зоны каширский седиментационный бассейн отличался, в основном, нормальным газовым и солевым режимом, а также активным гидродинамизмом. Литологически зона представлена известняками и, частично, доломитами.

В зоне мелководно-морских карбонатных фаций с неустойчивым солевым режимом (II), область распространения которой охватывает, частично, центральную и южную части территории (небольшую часть Верхнекамской впадины, часть восточного борта Мелекесской впадины, часть юго-восточного склона СТС, части западного, северного, юго-восточного, восточного склонов и свода ЮТС), встречен примерно такой же комплекс фауны, как и в первой зоне, что свидетельствует о близких условиях седиментации в обеих зонах. Однако, значительное содержание доломитовых отложений, образование большей части которых

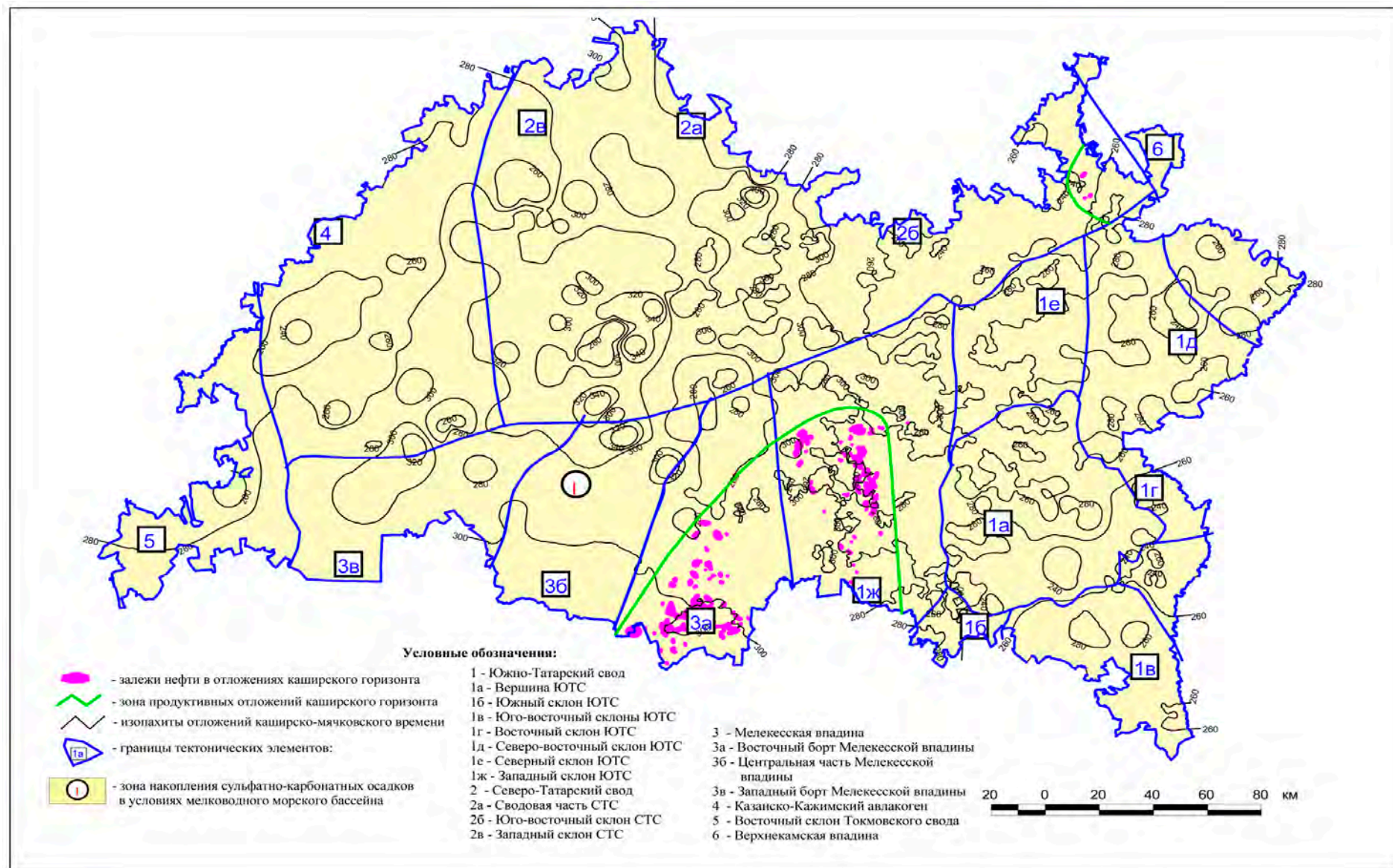


Рис. 2.10. Схема палеогеографии. Каширско-мячковское время (Р.С. Хисамов и др., 2010г.)

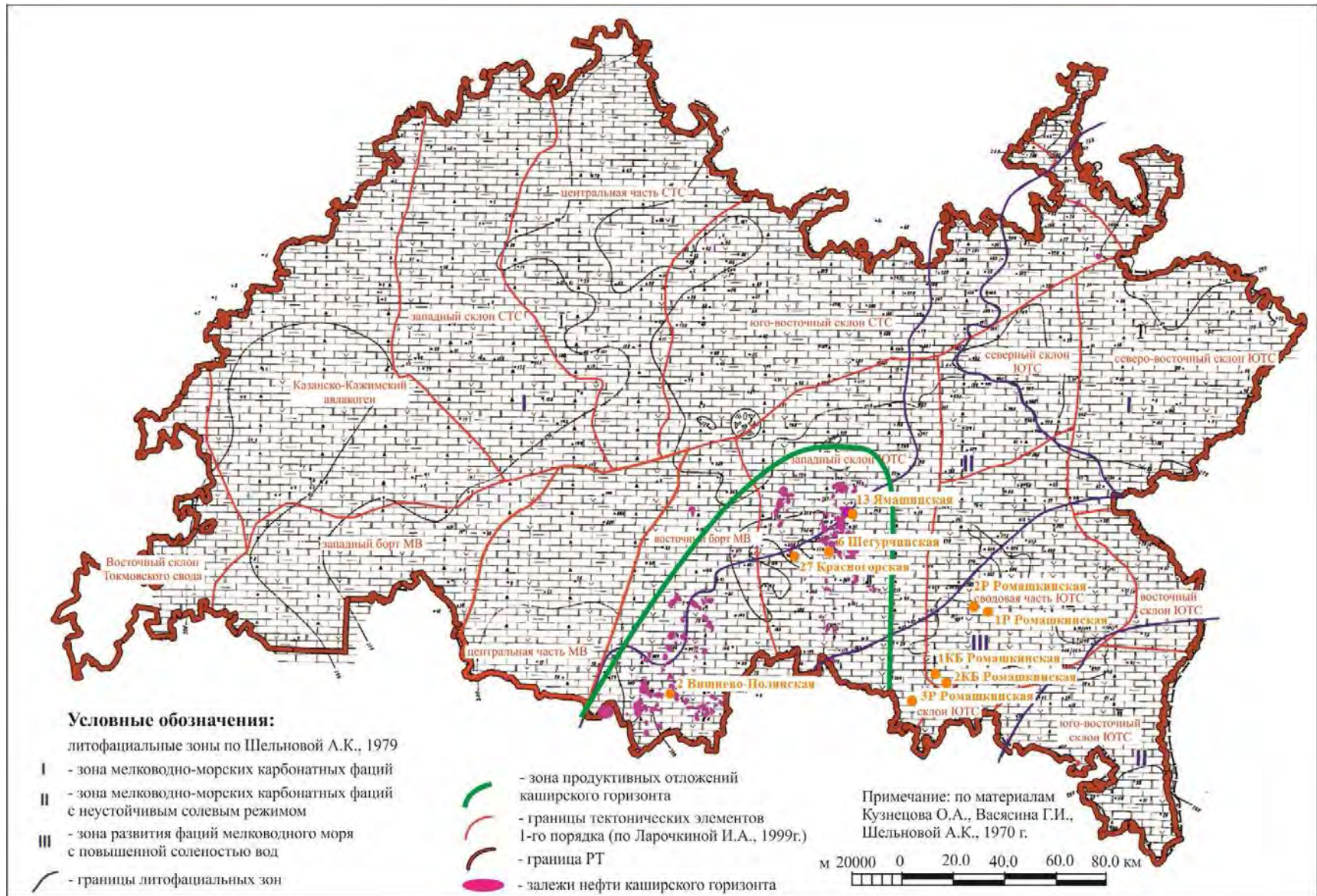


Рис. 2.11. Схема палеогеографии. Московский век. Каширско-подольско-мячковское время

связывается со вторичными процессами доломитизации известковых илов в стадию диагенеза в мелководном морском бассейне с неустойчивой гидрохимической обстановкой, часто изменяющейся под действием тектонических и климатических факторов, указывает на несколько повышенную соленость вод каширского бассейна этой зоны. Иногда, из-за значительной удаленности от береговой линии (зоны поступления пресных вод из областей влажного климата) каширский бассейн отличался сильно повышенной концентрацией солей (зона III - южный склон, большая часть восточного, небольшие части западного, северо-западного, юго-восточного склонов, большая часть свода ЮТС) и накоплением доломитовых осадков, весьма выдержанных на большом расстоянии, однородных по составу и не содержащих органических остатков. В меньшем количестве, в процессе сульфатизации илов, здесь происходило отложение сульфатных пород (гипс, ангидрит) [116ф]. Автор считает, что в этой зоне могло происходить накопление не доломитовых осадков, а накопление известковых илов, подвергшихся вторичным процессам диагенетической доломитизации.

### 3. СТРОЕНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА ПО ДАННЫМ ГИС И КЕРНА

#### 3.1. Основные литологические типы пород каширского горизонта

На большей части изучаемой территории каширский горизонт представлен переслаивающимися между собой доломитами и известняками.

Доломиты. Доломиты светло-серые, почти белые, буровато-серые, иногда с желтоватым и коричневатым оттенками, прослоями неравномерно глинистые, с перекристаллизованными органическими остатками, с включениями гипса и ангидрита, участками пористые, кавернозные. Нередко породы рассечены трещинами, по стенкам которых отмечаются налеты и корочки гипса и ангидрита. Содержание нерастворимого остатка в доломитах колеблется в среднем от 0,29 до 17 %, а иногда и до 24 %. По структурным особенностям доломиты каширского горизонта представлены микрозернистыми, тонкозернистыми и мелкозернистыми разновидностями. Из них ведущая роль принадлежит микрозернистым и тонкозернистым доломитам.

Доломиты микрозернистые и тонкозернистые, неравномерно глинистые, сульфатизированные, прослоями перекристаллизованные, тонкопористые. У микро- и тонкозернистых доломитов форма отдельных зерен ромбоэдрическая или близкая к ней, иногда неправильная, округлая и овальная. Размеры их колеблются обычно в пределах от 0,01 до 0,1 мм. Прослоями, среди основной зернистой массы породы, рассеян тонкодисперсный глинистый материал. В менее перекристаллизованных разновидностях размеры зерен около 0,01-0,05 мм, в более перекристаллизованных – величина зерен от 0,05 до 0,1 мм. Тонкозернистые доломиты в меньшей степени могут содержать и мелкозернистые разновидности. Иногда доломиты содержат сильно измененные в результате перекристаллизации и доломитизации остатки фауны. Скелетные остатки выступают здесь как реликты, которые сохранили лишь контуры, реже – внутреннее строение раковин. Участками отмечаются включения ангидрита и гипса. Зерна ангидрита обычно таблитчатые, шестоватые и призматические размером до первых сантиметров. Гипс и ангидрит часто выполняют незначительное поровое пространство и трещины.

Доломиты мелкозернистые менее распространены. Такие доломиты более перекристаллизованы. Чаще встречаются мелко-тонкозернистые разновидности. Размеры зерен в мелкозернистых доломитах, как правило, колеблются от 0,1 до 0,2 мм, в мелко-тонкозернистых доломитах – от 0,06 до 0,15-0,18 мм, отмечаются и микрозернистые прослои с размерами зерен от 0,01 до 0,03 - 0,05 мм. Часто встречаются кавернозные доломиты. Каверны изометричной и удлиненной формы, размеры каверн от 0,05 до 2,5 мм. Отмечаются включения гипса и ангидрита, которые часто выполняют пустотное пространство, включая каверны.



Известняки. Известняки серые, светло-серые, прослоями неравномерно глинистые, плотные, участками пористые, перекристаллизованные, доломитизированные, с волнистыми плоскостями наслонения и промазками по ним черной глины. Часто наблюдаются стилолитовые швы, включения ангидрита и гипса, редко, в меньшей степени - стяжения и линзы кремня, включения глауконита, пирита [94ф]. Известняки содержат незначительное количество нерастворимого остатка в среднем от 0,31 до 3,43 %. Каширские отложения представлены органогенно-обломочными, цельнораковинными и микро- и тонкозернистыми известняками. Преобладающими являются органогенно-обломочные и микрозернистые известняки.

Органогенно-обломочные известняки представляют собой пластовые накопления раздробленных раковин [13] и на 50 - 90 % сложены обломками раковин фораминифер, брахиопод, криноидей, водорослей. По преобладанию в составе породообразующего детрита известняки - фито-зоогенные и зоо-фитогенные. Обломки раковин большей частью окатаны, но часто участками и прослоями отмечаются неокатанные обломки. Участками в меньшей степени присутствуют цельные раковины организмов. Иногда в органогенно-обломочных известняках встречаются и обломки карбонатных пород, в разной степени окатанные, величиной от 0,05 до 3 мм. Иногда отмечаются примеси глинистого материала.

При высоком содержании обломков органогенных остатков, как правило более 70%, породообразующие форменные элементы скреплены (сцементированы) спаритовым цементом микро-тонко-мелкозернистой размерности (0,01-0,1 мм). Такие известняки часто являются породами-коллекторами. Преобладающей является межформенная пористость, которая часто увеличена унаследованным выщелачиванием до каверн (кавернозные известняки). Присутствие детритового и цельнораковинного фораминиферового материала в известняках формирует дополнительную внутриформенную пористость.

Иногда в органогенно-обломочных известняках наблюдаются оолитовые образования. Центрами оолитов являются обломки фауны. Изученные органогенно-обломочные известняки с оолитами не являются коллекторами, т.к. межформенное и внутриформенное пространство залечено спаритовым цементом.

В органогенно-обломочных известняках с меньшим содержанием органогенных обломков и целых раковин организмов (примерно менее 70%) межформенное пространство заполнено преимущественно тонко-микрозернистым кальцитом. Эти известняки, как правило, имеют низкую пористость и не являются коллекторами.

Цемент в зависимости от соотношения с породообразующими элементами – кристификационный, контактовый, поровый, базальный.

Участками в известняках отмечаются стилолитовые швы, образовавшиеся в результате неравномерного растворения известняков под давлением. Стилолитовые швы часто

приурочены к областям напластования, на которых может отмечаться глинистая корочка [13]. Участками в известняках наблюдается макро- и микротрещиноватость. Направленность трещин изменяется от хаотической до ориентированной. Наблюдаются участки развития наклонных и горизонтальных микротрещин, по которым развиты поры и каверны выщелачивания, формирующие чередование тонко- и толстополосчатых нефтенасыщенных и уплотненных прослоев. Трещины часто выполнены кальцитом, гипсом или глинистым материалом.

Текстуры органогенно-обломочных известняков - массивные и слоистые.

Микро- и тонкозернистые известняки состоят из микро- (тонко-)зернистого кальцита с рассеянными в них органическими остатками (содержание от 0 до 50%) – раковинами фораминифер, обломками остракод, брахиопод и т.д. Микро- (тонко-)зернистая часть породы слагается зернами кальцита неправильной формы, величиной 0,001 - 0,018 мм, реже до 0,05 мм. В массе породы иногда рассеяны редкие ромбоэдры доломита, размер зерен доломита от менее 0,01 до 0,06 мм. Микрозернистые известняки с низким содержанием органогенных остатков (вплоть до почти полного отсутствия видимых остатков), участками в разном количестве содержат гипс и ангидрит. Ангидрит сложен игольчатыми и шестоватыми кристаллами, гипс как в виде кристаллов, так и в виде выполнения трещин и пор. Участками отмечаются примеси глинистого материала. В микрозернистых известняках со значительным содержанием органогенных остатков детритовая масса часто мелко-тонкодетритовой размерности (0,03-0,25 мм).

В доломитизированных разностях известняков иногда наблюдаются трещиноватые участки с порами выщелачивания, насыщенных нефтью. Отмечаются включения сульфатов (гипса, ангидрита), которые часто выполняют первичное и высвободившееся пустотное пространство, включая трещины.

Изученные типы пород каширского горизонта с привязкой по разрезу и месторождениям представлены на рис. 3.1 и в таблице 3.1 и подробно описаны в главе 4 настоящей работы.

По направлению от Южно-Татарского свода на север и северо-запад происходит постепенное обогащение каширского горизонта глинистым и алевритовым материалом, который образует промазки, прослоечки и прослой. На западе и северо-западе изучаемой территории терригенными породами слагается нижняя часть горизонта. Это аргиллиты буровато-темно-серые, известковистые, тонкослоистые, а также песчаники и алевролиты серо-зеленого и зеленого цвета, неравномерно глинистые, известковистые.








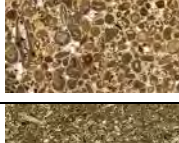
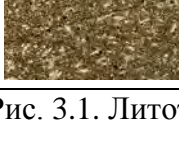
ДОЛОМИТЫ	микро-зернистые		Доломит микрозернистый (0,02-0,03 мм) (Д1)
	мелко-тонкозернистые		Доломит мелко-тонкозернистый (0,08-0,15 мм), кавернозный, сульфатизированный, с реликтами отдельных целых раковин фораминифер (Д2)
ИЗВЕСТНЯКИ	микро-зернистые		Известняк микрозернистый с примесью (до 25-35%) мелко-тонкодетритового (0,03-0,25 мм) преимущественно раковинного материала, местами доломитизированный (Скш-3, скв.2ВП, Скш-1, скв.6Ш) (ИМ2)
	цельно-раковинные		Известняк фораминиферовый (раковины от 0,2 до 1,6 мм), фузулиновый, с примесью мелко-тонкодетритового раковинного материала и микритовым заполнителем (внутриформенная пористость) (ИР)
	органогенно-обломочные		Известняк органогенно-обломочный, преимущественно с раковинным детритом и раковинами фораминифер (фито-зоогенный), крупно-мелко-среднезернистый (0,1-1 мм), кавернозный, сульфатизированный, со спаритовым цементом (межформенная пористость) (ИО1)
			Известняк органогенно-обломочный, преимущественно с раковинным детритом (фито-зоогенный), мелко-среднезернистый (0,2-0,5 мм), кавернозный, сульфатизированный, со спаритовым цементом (межформенная пористость) (ИО2)
			Известняк органогенно-обломочный, преимущественно с остатками водорослей (зоо-фитогенный), крупно-мелко-среднезернистый (0,2-2,4 мм), с раковинами фораминифер, кавернозный, сульфатизированный, со спаритовым цементом (межформенная пористость) (ИО3)
			Известняк органогенно-обломочный с оолитами, раковинами фораминифер, литокластами, крупно-среднезернистый (0,25-0,8 мм), со спаритовым цементом (ИО4)
		Известняк органогенно-обломочный, преимущественно с раковинным детритом (фито-зоогенный), средне-мелкозернистый (в основном 0,15-0,3 мм), с микритовым заполнителем (ИО5)	

Рис. 3.1. Литотипы пород каширского горизонта в пачках пластов-коллекторов

Таблица 3.1. Литотипы пород каширского горизонта в пачках пластов-коллекторов

Месторождение и пачка Скш	Ямашинское	Шегурчинское	Вишнево-Полянское	Ромашкинское
Скш-1	ИО1	ИМ2, ИО2		
Скш-2	ИР, ИО4			ИО5, Д1
Скш-3			ИМ2, ИО3	
Скш-4				
Скш-5				Д2

### 3.2. Пачки пластов-коллекторов и реперы.

В строении разреза каширского горизонта, изученного автором на Аксубаево-Мокшинском, Вишнево-Полянском, Степноозерском, Пионерском, Осеннем, Ямашинском, Шегурчинском, Ерсубайкинском, Ромашкинском и других месторождениях выделяется до шести пачек карбонатных преимущественно органогенно-обломочных пород, разделенных региональными реперами плотных микрозернистых известняков и доломитов. Традиционно пачки карбонатных пород рассматриваются как пачки пластов-коллекторов с доказанной нефтеносностью и именуется снизу вверх как Скш-1, Скш-2, Скш-3, Скш-4, Скш-5 и Скш-6. Пачка Скш-6 была выделена автором на Осеннем месторождении и подтверждена опробованием в скважине № 1. Все шесть пачек автором прослежены и подтверждены на большинстве месторождений изучаемого района (Вишнево-Полянское, Аксубаево-Мокшинское, Шегурчинское, Ерсубайкинское, Ново-Елховское и другие месторождения). Реперные пласты, представленные плотными микрозернистыми известняками и доломитами, условно индексируются снизу вверх как гр-1, гр-2, гр-3, гр-4, гр-5 и рассматриваются как флюидоупоры. Флюидоупором для пачки Скш-6 является подошва пачки плотных пород в нижней части подольского горизонта, охарактеризованная повышенными значениями НГК.

Для описания строения разреза каширского горизонта автором построены схемы корреляции разрезов скважин в субширотном (с юго-запада-запада на северо-восток-восток) (граф. прил. 2) и субмеридиональном (с север-северо-запада на юго-юго-восток) (граф. прил. 3) направлениях, детально описан разрез на Вишнево-Полянском нефтяном месторождении (рис. 3.2), выполнена переинтерпретация материалов ГИС скважин, дана геолого-геофизическая характеристика реперных пластов и разделяемых ими пачек пластов-коллекторов горизонта (граф. прил. 4). Для определения местоположения пачек пластов-коллекторов и перекрывающих их реперов по разрезу в пределах месторождения составлена схема сопоставления разрезов скважин №№ 17, 2, 18, 19, 20 Вишнево-Полянского месторождения, на котором отмечают повышенные нефтенасыщенные толщины каширского горизонта и на сегодняшний день получены максимальные притоки нефти из этих отложений (рис. 3.2, 5.3).

Пачки пластов-коллекторов Скш-1 - Скш-6 представлены чередованием пористо-проницаемых и плотных пород и сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками, в меньшей степени - микро- и тонкозернистыми известняками с примесью детритового материала, участками доломитизированными, и доломитами. Толщины пачек пластов-коллекторов изменяются от 4,4 до 31 м.

**Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта  
по линии скважин №№ 17-2-18-19-20 Вишнево-Полянского месторождения**  
Масштаб: вертикальный 1:200

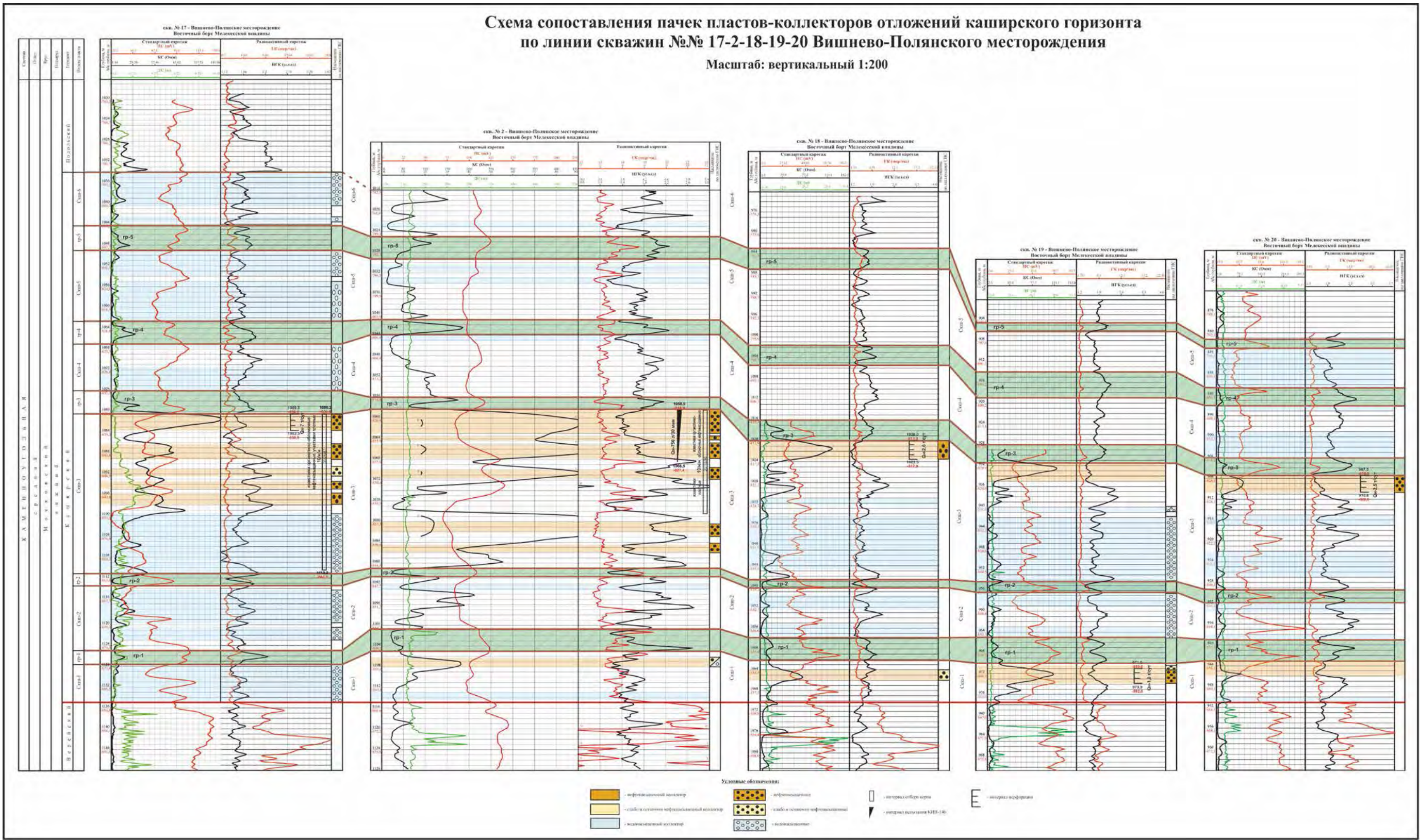


Рис. 3.2. Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта по линии скважин №№ 17-2-18-19-20 Вишнево-Полянского месторождения

Таблица 3.2. Характеристика пористо-проницаемых пачек пластов-коллекторов каширского горизонта

Пласты (пачки)	Толщина пачки, м (от - до)	Кол-во проницаемых прослоев (от - до)	Общая эффективная толщина, (от - до)		Средняя расчлененность	Средний коэффициент пористо-проницаемых пород
			м	% от общей толщины пачки		
Скш-1	5,6 (ЗС ЮТС) - 11,4 (ВБ МВ)	1 - 3	0,7- 5,6	18 - 65	1,8	0,39
Скш-2	4,4 (свод ЮТС) - 12,8 (ЗС ЮТС)	1 - 4	0,8 - 6,2	20 - 78	1,73	0,46
Скш-3	10,6 (свод ЮТС) - 31,0 (ВБ МВ)	3 - 6	3,0 - 13,6	25 - 56	4,2	0,4
Скш-4	7,6 (свод ЮТС) - 16,0 (ЗС ЮТС)	1 - 3	2,2 - 9,6	0,12 - 78	1,92	0,39
Скш-5	6,0 (ЗС ЮТС) - 18,4 (ВБ МВ)	1 - 4	2,4 - 9,8	17 - 83	2,1	0,56
Скш-6	4,4 (ЗС ЮТС) - 10,6 (ВБ МВ)	1 - 3	1,0 - 5,6	14 - 52	1,44	0,37

Таблица 3.3. Характеристика покрышек для пластов-коллекторов

Разделяющие пачки плотных пород (реперы)	Толщина репера, м	Общая толщина покрышки, включая репер, м	Отличительные показатели по ГИС
гр-1	2,4 - 5,1	3,0 - 13,0 (с кровлей Скш-1 и подошвой Скш-2)	повышенные показания НГК, незначительное повышение ГК
гр-2	0,6 - 2,2	3,0 - 8,0 (с кровлей Скш-2 и подошвой Скш-3)	пониженные показания НГК, повышенные показания ГК,
гр-3	1,8 - 3,8	4,0 - 9,0 (с кровлей Скш-3 с подошвой Скш-4)	повышенные показания НГК, незначительное повышение ГК
гр-4	1,5 - 3,8	1,5 - 8,0 (с подошвой Скш-5)	повышенные показания НГК, незначительное повышение ГК
гр-5	1,5 - 4,0	2,0 - 6,0 (с подошвой Скш-6)	повышенные показания НГК, незначительное повышение ГК

Плотные пласты пород (реперы), разделяющие пачки пород-коллекторов, представлены плотными микрозернистыми известняками и доломитами практически без видимых органогенных остатков. На каротажных диаграммах реперы гр-1, гр-3, гр-4, гр-5 отличаются повышенными показаниями НГК и незначительным повышением ГК, гр-2 – пониженными НГК и повышенными показаниями ГК. Толщины реперов варьируют от 0,5 до 4,0 м.

Геолого-геофизическая характеристика реперных пластов и пачек пластов-коллекторов приводится ниже (табл. 3.2, 3.3, рис. 3.2, граф. прил. 2, 3, 4).

Нижняя граница каширского горизонта (кровля верейского горизонта) характеризуется двукратным повторением положительных кривых с высокими сопротивлениями, резко выделяющимися над низкими сопротивлениями верейского горизонта, и небольшой отрицательной аномалией ПС. На диаграммах радиоактивного каротажа нижняя граница каширского горизонта (верхняя граница верейского горизонта) совпадает с кровлей зоны высоких значений ГК при пониженных значениях НГК. Подошва каширского горизонта (кровля верейского горизонта) соответствует сейсмической отражающей границе В.

Пачка Скш-1 выделяется во всех изученных разрезах скважин и имеет толщину от 5,6 (западный склон ЮТС) до 11,4 м (восточный борт Мелекесской впадины). По данным исследования керн в скважинах №№ 1ш, 6 Шегурчинского, №13 Ямашинского и №14 Ерсубайкинского месторождений пачка представлена органогенно-обломочными пористо-проницаемыми известняками, участками плотными известняками, сильноизмененными, перекристаллизованными, доломитизированными, сульфатизированными (рис. 4.3 в, 4.4 б, в, 4.6, граф. прил. 2, 3). По данным стандартного каротажа в большинстве скважин пачка характеризуется отрицательной аномалией кривой ПС. На диаграммах радиоактивного каротажа пачка отмечается следующими значениями: ГК изменяется от 2 до 5 γ, НГК – от 1,8 до 2,2 усл. ед. Пачка относительно однородна, иногда расслаивается плотными породами на один-три пористо-проницаемых пропластка, общая эффективная толщина которых изменяется от 1,6 до 5 м (18 - 65 % от общей толщины рассматриваемой пачки). Расчлененность пачки Скш-1 в среднем составляет 1,8 ед., коэффициент пористо-проницаемых пород - 0,39 доли ед.

Репер гр-1 между пачками Скш-1 и Скш-2 представлен плотными участками неравномерно глинистыми карбонатными породами толщиной от 2,4 до 5,1 м и прослеживается на большей части района работ. По данным исследования керн из скважин №13 Ямашинского, №6 Шегурчинского месторождений отложения репера представлены плотными микрозернистыми известняками неравномерно глинистыми, участками сульфатизированными (рис. 4.2 а, б, граф. прил. 2, 3). По данным исследования керн в скважине №№ 8 Ново-Елховского (граф. прил. 2) и 1Кр Красногорского месторождений отложения репера представлены плотными доломитами с включениями гипса и ангидрита. По данным

стандартного электрического каротажа репер выделяется по положительной аномалии кривой ПС и по пониженным значениям на кривой КС. На диаграммах радиоактивного каротажа отмечаются повышенные значения НГК (до 3,7 усл. ед.) и несколько повышенные ГК (до 5  $\gamma$ ).

Пачка Скш-2 также выделяется в разрезах всех рассмотренных скважин, ее толщина изменяется от 4,4 (свод ЮТС) до 12,8 м (западный склон ЮТС). По данным исследования керн из скважин №№ 6 Шегурчинского, 8 Ново-Елховского, 13 Ямашинского месторождений отложения пачки представлены органогенно-обломочными известняками, участками плотными сильноизмененными, перекристаллизованными, и цельнораковинными и микрозернистыми известняками (рис. 4.2 в, 4.4 а, граф. прил. 2, 3). По данным исследований керн из скважины 2Р Алькеевской площади Ромашкинского месторождения верхняя плотная часть пачки представлена плотным органогенно-обломочным известняком, переходящим в плотный микрозернистый доломит (рис. 4.1 б, 4.2 г, д, е). На диаграммах радиоактивного каротажа показания пачки Скш-2 изменяются по НГК - от 1,3 до 2,6 усл. ед., по ГК – от 2 до 3  $\gamma$ . Обычно в состав данной пачки входит один-три, реже четыре эффективных пропластка, которые разделяются между собой уплотненными породами толщиной 2 - 3 м. Общая толщина эффективных прослоев изменяется от 0,8 до 6,2 м (20 – 78 % от общей толщины пачки). Расчлененность пласта Скш-2 в среднем составляет 1,73 ед., коэффициент пористо-проницаемых пород - 0,46 доли ед.

Репер гр-2 между пачками Скш-2 и Скш-3 четко прослеживается по всей изучаемой территории. По результатам анализа керн в скв. № 1Ст Степноозерской площади, репер сложен плотными неравномерно глинистыми известняками. По данным исследования керн в скважине №8 Ново-Елховского месторождения отложения репера представлены плотными слабоглинистыми доломитами известковистыми (граф. прил. 2). Толщина репера изменяется от 0,6 до 2,2 м. На диаграммах ГИС репер характеризуется положительной аномалией ПС и пониженными показаниями на кривой КС, по данным радиоактивного каротажа пониженные – НГК, повышенные значения ГК (до 7  $\gamma$ ).

Пачка Скш-3 выделяется во всех разрезах рассмотренных скважин и имеет толщину от 10,6 (свод ЮТС) до 31 м (восточный борт Мелекесской впадины). По данным керн из скважин №№ 2 и 17 Вишнево-Полянского месторождения отложения пачки представлены пористо-проницаемыми органогенно-обломочными известняками и плотными микрозернистыми известняками с примесью мелко-тонкозернистого детрита (рис. 3.2, 4.1 в, 4.3, 4.4 г, 4.7). По данным промысловой геофизики пачка представлена чередованием пористо-проницаемых и плотных карбонатных пород. Показания НГК изменяются от 1,4 до 3 усл. ед., ГК - от 1,8 до 4  $\gamma$ . На диаграммах стандартного каротажа пачка характеризуется чередованием отрицательной и положительной аномалий ПС и повышенными значениями на кривой КС. Пласты-коллекторы,



в большинстве скважин выделяются по всей толщине пачки Скш-3. Количество эффективных прослоев - от трех до шести, суммарная толщина которых колеблется от 3 до 13,6 м и составляет 25 - 56 % от общей толщины пачки Скш-3. Расчлененность пласта Скш-3 в среднем составляет 4,2 ед., коэффициент пористо-проницаемых пород - 0,4 доли ед.

Репер гр-3 между пачками Скш-3 и Скш-4 по промыслово-геофизическим данным представлен плотными участками неравномерно глинистыми карбонатными породами толщиной от 1,8 до 3,8 м. По данным исследования керн из скважины 1Кб Куакбашской площади Ромашкинского месторождения и скважины 27 Красногорского месторождения отложения репера представлены плотными доломитами с включениями гипса и ангидрита (табл. 4.12, рис. 4.3 г). По материалам ГИС репер выделяется по повышенным значениям НГК (в загипсованных разностях показания НГК несколько понижаются), ГК иногда чуть повышено, а по стандартному каротажу характеризуется положительной аномалией ПС и высокими значениями КС.

Пачка Скш-4 выделяется во всех разрезах изученных скважин и имеет толщину от 7,6 (свод ЮТС) до 16 м (западный склон ЮТС). Литологически она неоднородна и расслаивается плотными, участками заглинизированными породами на один-два, реже три эффективных пористо-проницаемых прослоя, выделенных в большинстве скважин в кровельной части пачки. По результатам исследования керн из скважины №1Ст Степноозерской площади отложения пачки слагаются органогенно-обломочными пористо-проницаемыми известняками и их плотными разностями сильноизмененными перекристаллизованными. Суммарная толщина эффективных прослоев изменяется от 2,2 до 9,6 м и составляет 12 - 78 % от общей толщины пачки. Значения ГК изменяются от 2 до 5 γ, показания НГК - от 1,2 до 2,5 усл. ед. По стандартному каротажу пачка характеризуется чередованием положительных и отрицательных приращений на кривой ПС. Расчлененность пачки Скш-4 составляет 1,92 ед., коэффициент пористо-проницаемых пород - 0,39 доли ед.

Репер гр-4 между пачками Скш-4 и Скш-5 представлен пачкой плотных неравномерно глинистых карбонатных пород толщиной от 1,5 до 3,8 м. По данным исследования керн из скважин 2Кб Куакбашской площади отложения репера представлены плотными доломитами с включениями гипса и ангидрита (табл. 4.12). По геофизическим характеристикам репер гр-4 выделяется по повышенным значениям НГК и КС, незначительным повышением ГК, а также по положительной аномалии ПС.

Пачка Скш-5 выделяется в большинстве рассмотренных скважин и имеет толщину от 5,5 (свод ЮТС) до 18,4 м (восточный борт Мелекесской впадины). По данным исследования керн в скважинах № 1А Аксубаево-Мокшинского месторождения и 2А Азеве- Салаушской площади, отложения пачки представлены пористо-проницаемыми органогенно-обломочными

известняками и их плотными разностями. По данным исследования керна из скважины ЗР Куакбашской площади Ромашкинского месторождения отложения пачки представлены кавернозными доломитами (рис. 4.5). По данным радиоактивного каротажа показания пачки по НГК изменяются в пределах от 1,4 до 2,2 усл. ед., а по ГК - от 2 до 4  $\gamma$ . На диаграммах стандартного каротажа в большинстве скважин пачка характеризуется отрицательной аномалией ПС. Расчлененность пласта Скш-5 составляет 2,1 ед., коэффициент наличия коллекторов - 0,56 доли ед. Количество эффективных прослоев в пачке Скш-5 изменяется от одного до четырех, суммарная толщина которых колеблется от 2,4 до 9,8 м и составляет от 17 до 83 % от общей толщины пачки. Пласты-коллекторы в рассмотренных скважинах, как правило, выделяются по всей толщине пачки. Расчлененность пачки Скш-4 составляет 2,1 ед., коэффициент пористо-проницаемых пород - 0,56 доли ед.

Репер гр-5 между пачками Скш-5 и Скш-6 представлен плотными участками неравномерно глинистыми карбонатными породами толщиной от 1,5 до 4,0 м. По данным исследования керна в скважине 1Р Алькеевской площади Ромашкинского месторождения отложения репера представлены плотными доломитами с включениями ангидрита (рис. 4.1 а). Репер характеризуется положительной аномалией ПС, незначительным повышением ГК, повышенными показаниями на кривых НГК и кажущегося сопротивления.

Пачка Скш-6 выделяется в кровле каширского горизонта. Толщина пачки изменяется от 4,4 м (западный склон ЮТС) до 10,6 м (восточный борт Мелекесской впадины). По данным исследования керна в скважине № 1А Аксубаево-Мокшинского месторождения пористо-проницаемые прослои в кровельной части горизонта представлены пористо-проницаемыми органогенно-обломочными известняками, непроницаемые - плотными разностями известняков, реже - доломитов. На диаграммах радиоактивного каротажа значения по НГК изменяются от 1,4 до 2,6 усл. ед., по ГК - от 2 до 4  $\gamma$ . По стандартному каротажу, во многих скважинах, пачка характеризуется повышенными значениями КС и отрицательными приращениями ПС. В пачке Скш-6 выделяется от одного до трех эффективных прослоев, суммарная толщина которых колеблется от 1 до 5,6 м и составляет от 14 до 52 % от общей толщины пачки. Расчлененность пачки Скш-6 составляет 1,44 ед., коэффициент пористо-проницаемых пород - 0,37 доли ед.

Кровлей пачки Скш-6 служит пачка плотных карбонатных пород в подошве подольского горизонта, представленная плотными известняками и доломитами, которая и является флюидоупором для пачки Скш-6.

Слабая изученность керновым материалом разреза на уровне раздела каширского и подольского времени, вызывает определённые трудности в определении границы между ними, из-за отсутствия надежных критериев расчленения данных отложений по литологическому признаку.

В настоящей работе граница отложений каширского и подольского возраста проводится условно по увеличению показаний НГК в подошве подольского горизонта выше кровли верхней пачки пластов-коллекторов Скш-6. Для наиболее достоверного определения кровли каширского горизонта необходимо отбирать керн и проводить палеонтологические исследования керна в кровельной части каширского и подошвенной подольского горизонта.

#### 4. ТИПЫ КОЛЛЕКТОРОВ КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА

Коллекторские свойства карбонатных пород каширского горизонта определяются как первичными процессами седиментации, так и вторичными постседиментационными процессами. Большое влияние на формирование коллекторских свойств оказывают вторичные процессы – цементация, перекристаллизация, доломитизация, выщелачивание, кальцитизация, сульфатизация, стилолитизация, образование трещин [13]. Особенности карбонатных пород – ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию – обусловили большое разнообразие морфологии и генезиса пустот. Они проявились в развитии широкого спектра типов коллекторов [7]. Пористо-проницаемые породы представлены сложно-построенными коллекторами, характеризующимися изменением минерального состава, сложным строением пустотного пространства, где значительное влияние имеют факторы трещиноватости и кавернозности. Влияние трещиноватости и кавернозности нарушает корреляционные связи между емкостными и фильтрационными свойствами, а многокомпонентность твердой фазы породы усложняет ее петрофизическую модель.

Породы-коллекторы в разрезе обычно выделяются на основе комплексного анализа прямых и косвенных данных. Прямые методы выделения и количественной оценки параметров карбонатных коллекторов основаны прежде всего на отборе и исследовании керна. В то же время, отбор керна из отложений каширского горизонта производился в недостаточных количествах и в основном из нижней части горизонта. В этих условиях для послойного анализа разреза и выделения в нем пластов-коллекторов основным фактическим материалом являлся промыслово-геофизический.

##### 4.1. Исследования коллекторских свойств пород по керну

По рассматриваемой территории автором изучен керн на Вишнево-Полянском, Шегурчинском, Ямашинском, Ромашкинском, Красногорском, Аксубаево-Мокшинском месторождениях, и проанализированы результаты работ, выполненных в ТГРУ и «ТатНИПИнефть» на Свияжской, Привятской, Азеве-Салаушской, Мензелино-Актанышской, Тлянчи-Тамакской, Бугульминской, Ромашкинской, Миннибаевской, Шугуровской, Акташской, Елховской, Уратьминской, Шегурчинской, Ямашинской, Ульяновской, Черемшанской, Северо-Елтанской, Енорусскинской, Кутушко-Кадеевской, Нурлатской и Степноозерской площадях.

Массово лабораторные исследования проводились как для известняков, так и доломитов. Лабораторные исследования включали определение коллекторских свойств породы и

химического состава образцов керн (табл. 4.1, 4.2). По имеющимся образцам керн определялась литологическая характеристика пород и рассчитывались коэффициенты пористости, остаточной водонасыщенности, проницаемости. Средние значения фильтрационно-емкостных характеристик, полученные по результатам анализа керн ТатНИПИнефть по месторождениям западного склона Южно-Татарского свода и восточного борта Мелекесской впадины представлены в таблице 4.3.

Образцы известняка из скважин, пробуренных в пределах восточного борта Мелекесской впадины (Вишнево-Полянское, Пионерское и др. месторождения), обладают более высокими значениями открытой пористости и проницаемости по сравнению с образцами известняка из скважин, пробуренных в сводовой части и на западном склоне ЮТС. Так, максимальное значение пористости образцов керн 31% отмечено в скв. 21 Вишнево-Полянского месторожде-

Таблица 4.1. Распределение значений ФЕС и состава образцов известняка

Параметры		Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество скважин	Количество определений параметра	% от общего количества образцов керн
1		2	3	4	6	7	8
Плотность, г/см <sup>3</sup>		1,95	2,77	2,40	96	3444	33
Открытая пористость, %		0,04	31,2	12,78	298	10349	100
Эффективная пористость, %		0,02	31,1	6,32	52	1675	16
Абсолютная газопроницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		0,001	5065	21,65	292	7395	71
Коэффициент содержания связанной воды (Ков), %		1,30	98,8	54,95	24	736	17
Нерастворимый остаток, %		0,14	15,8	3,43	48	921	9
Минеральный состав	Кальцит, %	48,7	97,35	72,3	47	844	8
	Доломит, %	1,29	24,4	11,5	47	889	9
	Сульфаты, %	0,05	5,1	1,2	36	878	8

Таблица 4.2. Распределение значений ФЕС и состава образцов доломита

Параметры		Минимальное значение	Максимальное значение	Среднее значение	Количество скважин	Количество определений параметра	% от общего количества образцов керна
1		2	3	4	6	7	8
Плотность, г/см <sup>3</sup>		2,22	2,94	2,58	37	618	32
Открытая пористость, %		0,10	24,4	6,54	113	1923	100
Эффективная пористость, %		0,10	11,10	5,01	18	254	13
Абсолютная газопроницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>		0,001	1074	5,33	105	1151	60
Коэффициент содержания связанной воды (Ков), %		1,20	97,60	62,37	26	350	18
Нерастворимый остаток, %		0,29	24,03	8,55	23	131	7
Минеральный состав	Кальцит, %	0,04	48,3	25,69	23	113	6
	Доломит, %	44,5	92,24	59,81	23	123	6
	Сульфаты, %	0,17	40,8	4,69	18	104	5

ния, максимальное среднее по скважине значение открытой пористости образцов известняка составило 23,4% в скважине №24 Бурейкинского месторождения Степноозерской площади (восточный борт Мелекесской впадины). Высокие значения пористости и проницаемости отмечены на Вишнево-Полянском, Аксубаево-Мокшинском месторождениях восточного борта Мелекесской впадины, Архангельском, Ямашинском, Шегурчинском месторождениях западного склона Южно-Татарского свода. Минимальные значения емкостно-фильтрационных свойств характерны для сводовой части ЮТС, где отмечена пористость около 1%, проницаемость – первые сотые доли миллиарда.

Образцы доломита из скважин, пробуренных в пределах восточного борта Мелекесской впадины, также обладают более высокими значениями открытой пористости, чем в пределах других тектонических элементов. Максимальные и минимальные средние значения открытой пористости определены в скважинах Аксубаево-Мокшинского месторождения. Максимальное среднее значение пористости составляет здесь 24,4% в скважине №25, минимальное - 0,1% в скважине №26 Архангельского месторождения (табл. 4.2).

Массовый анализ емкостно-фильтрационных свойств пород позволил разделить породы каширского горизонта на породы-коллекторы и породы-неколлекторы (табл. 4.3, 4.4).

Таблица 4.3. Средние значения фильтрационно-емкостных характеристик каширского горизонта по результатам анализа кернa

Коллектор			Неколлектор		
средние значения (кол-во образцов) (от - до)			средние значения (кол-во образцов) (от - до)		
Кп, %	Ков, %	Кпр 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Кп, %	Ков, %	Кпр, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>
2	3	4	5	6	7
Ново-Елховское месторождение (западный склон ЮТС)					
16.25 (14)	16.10 (12)	246.08 (13)	8.68 (1)	-	-
6.81-22.5	9.8-33.04	7.81-502.66	-	-	-
Ямашинское, Шегурчинское месторождения (западный склон ЮТС)					
11.47 (8)	32.2 (6)	8.82 (8)	4.85 (31)	-	0.15 (12)
7,9-12.58	12.82-53.9	1.06-195	0.78-8.04	-	0.03-0.44
Вишнево-Полянское месторождение (восточный борт Мелекесской впадины)					
13.94 (77)	29.58 (71)	70.53 (77)	5.62 (45)	61.97 (14)	0.48(37)
5.93-31,15	2.22-51.36	0.69-5065	0.92-7.2	28.49-86.65	0.02-2.4

**Породы-неколлекторы** в разрезе каширского горизонта представлены плотными органогенно-обломочными известняками с высоким содержанием микритового заполнителя и спаритового цемента, микро- и тонкозернистыми известняками и доломитами. Микрозернистые известняки и доломиты с низким содержанием органогенных остатков (вплоть до полного отсутствия видимых остатков) с включениями гипса и ангидрита характерны для реперных пластов, разделяющих пачки пластов-коллекторов Скш-1 — Скш-6. Микро- и тонкозернистые известняки и доломиты с более высоким содержанием органогенных остатков слагают плотные породы пачек пластов-коллекторов. Органогенно-обломочные известняки с высоким содержанием микритового заполнителя и спаритового цемента также слагают плотные породы пачек, разделяя пористо-проницаемые органогенно-обломочные, реже цельнораковинные известняки и мелко-тонкозернистые доломиты в пачках пластов-коллекторов.

*Плотные доломиты* описаны в реперах и пачках пластов-коллекторов Скш-1 — Скш-6 в скважинах на Алькеевской, Ташлиярской, Куакбашской, Сармановской, Восточно-Сулеевской, Глянчи-Тамакской площадях, на Красногорском, Ерсубайкинском и Аксаринском месторождениях. Они представлены доломитами известковистыми, доломитами с включениями сульфатов (ангидрита и гипса). Фауна в доломитах либо практически отсутствует, либо иногда встречаются сильно перекристаллизованные

Таблица 4.4. Коллекторские свойства отложений каширского горизонта по керну из скважин, приуроченных к различным тектоническим элементам

Номер образ-ца	Интервал отбора керна, м	Вынос керна, м	Толщина слоя по керну, м	Место отбора проб, м	Литологический тип	Тип насыщения	Открытая пористость, %	Объёмная плотность, 10 <sup>-3</sup> кг/м <sup>3</sup>	Проницаемость по газу, п10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Тип коллектора
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сводовая часть Южно-Татарского свода (Ромашкинское месторождение, скв. 1Р)										
1а	774 - 780	6	2,3	0,2	органогенно-обломочные сульфатизированные известняки	плотная порода без признаков нефти	6,36	2,46	0,05	неколлектор
2а				1,3	доломиты с ангидритом		1,25	2,72	0,001	
3а			0,80	2,6	доломиты известковистые		1,12	2,66	0,002	
5а				3,1	доломиты сульфатизированные		5,15	2,53	0,1	
6а			2,90	4,2	доломиты		4,52	2,65	0,01	
7а				5,3			2,55	2,71	-	
8а			780-784	4	4		0,1	доломиты	плотная порода без признаков нефти	
9а		1,7			доломиты известковистые	4,91	2,51	0,4		
Западный склон Южно-Татарского свода (Шегурчинское месторождение, скв. 6)										
5а	873-874	1	0,2	0,1	известняки органогенно-обломочные	порода слабонефтенасыщенная	14,9	2,3	2,2	поровый
6а				0,8	0,9			19,4	2,2	
7а	874-875	2	2	0,1	известняки органогенно-обломочные	порода равномерно нефтенасыщенная	18,5	2,23	33	поровый



Продолжение таблицы 4.4. Коллекторские свойства отложений каширского горизонта по керну из скважин, приуроченных к различным тектоническим элементам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8а				0,25	Известняки органогенно-обломочные участками сульфатизированные	порода слабонефтенасыщенная	16,2	2,32	82	поровый
9а				0,35	известняки органогенно-обломочные	порода равномерно нефтенасыщенная	23,2	2,06	417	поровый
10а				0,7	органогенно-обломочные	нефтенасыщенная	16,7	2,26	443	поровый
Восточный борт Мелекесской впадины (Вишнево-Полянское месторождение, скв. 17)										
17а	1080,2	6	2,35	1,95	известняки органогенно-обломочные	порода неравномерно нефтенасыщенная	13,7	2,31	30,21	поровый
18а	-			2,05			14,4	2,3	439	
19а	1086,2			2,15			11,7	2,36	18,4	
20а				2,25			12,7	2,34	25,93	
21а			0,35	2,35	известняки органогенно-обломочные уплотненные		10,1	2,42	253,05	
22а				2,50			8,0	2,49	12,21	поровый

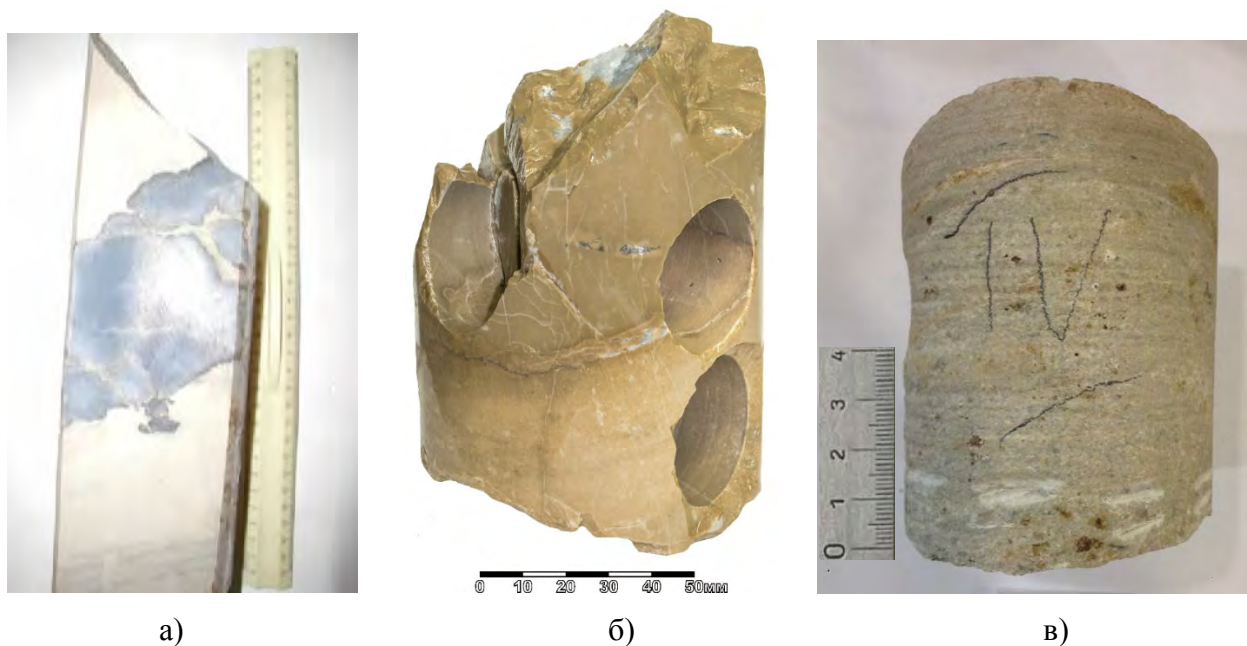


Рис. 4.1. Фотографии образцов пород-неколлекторов каширского горизонта. Ромашкинское месторождение, сводовая часть ЮТС: а) Гнездо ангидрита в доломите (скв. 1Р, гр-5), пористость – 1,25 %, проницаемость –  $0,001 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. б) Доломит, контактирующий с плотным органогенно-обломочным известняком, на контакте, сильно доломитизированном (скв. 2Р, пачка Скш-2, обр. 5), по доломиту - пористость – 0,17 %, проницаемость –  $0,001 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, по известняку - пористость – 2,3 %, проницаемость –  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Вишнево-Полянское месторождение, восточный борт Мелекесской впадины: в) Известняк микрозернистый, с примесью мелко-тонкодетритового преимущественно раковинного материала, плотный (скв. 2, пачка Скш-3), пористость – 1,4 %, проницаемость –  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

реликты органики, могут встречаться примеси терригенного материала. Такие породы могли образоваться в условиях, благоприятных для доломитизации карбонатных известковых илов - в условиях мелководных бассейнов и лагун с ограниченной циркуляцией вод, а также в условиях засушливого климата, где море периодически затопляет местность, и при испарении морской воды осаждаются как карбонатный, так и сульфатный (гипс и ангидрит) материал [62].

Как пример породы-неколлектора представлен плотный доломит с гнездом ангидрита из репера гр-5 скважины 1Р, расположенной в пределах Алькеевской площади Ромашкинского месторождения в сводовой части ЮТС, (рис. 4.1 а, табл. 4.4). Другим примером породы-неколлектора является плотный доломит с гнездом ангидрита, контактирующий с плотным органогенно-обломочным известняком, из верхней плотной части пачки Скш-2 в скважине 2Р Алькеевской площади Ромашкинского месторождения (рис. 4.1 б, обр. 5, 4.2 г, д, е). На контакте доломита с известняком последний интенсивно доломитизирован, отмечаются линзы ангидрита с гипсом и стилолитовые швы (рис. 4.2 г). Доломит светло-коричневый микрозернистый плотный пятнистый сложен изометричными

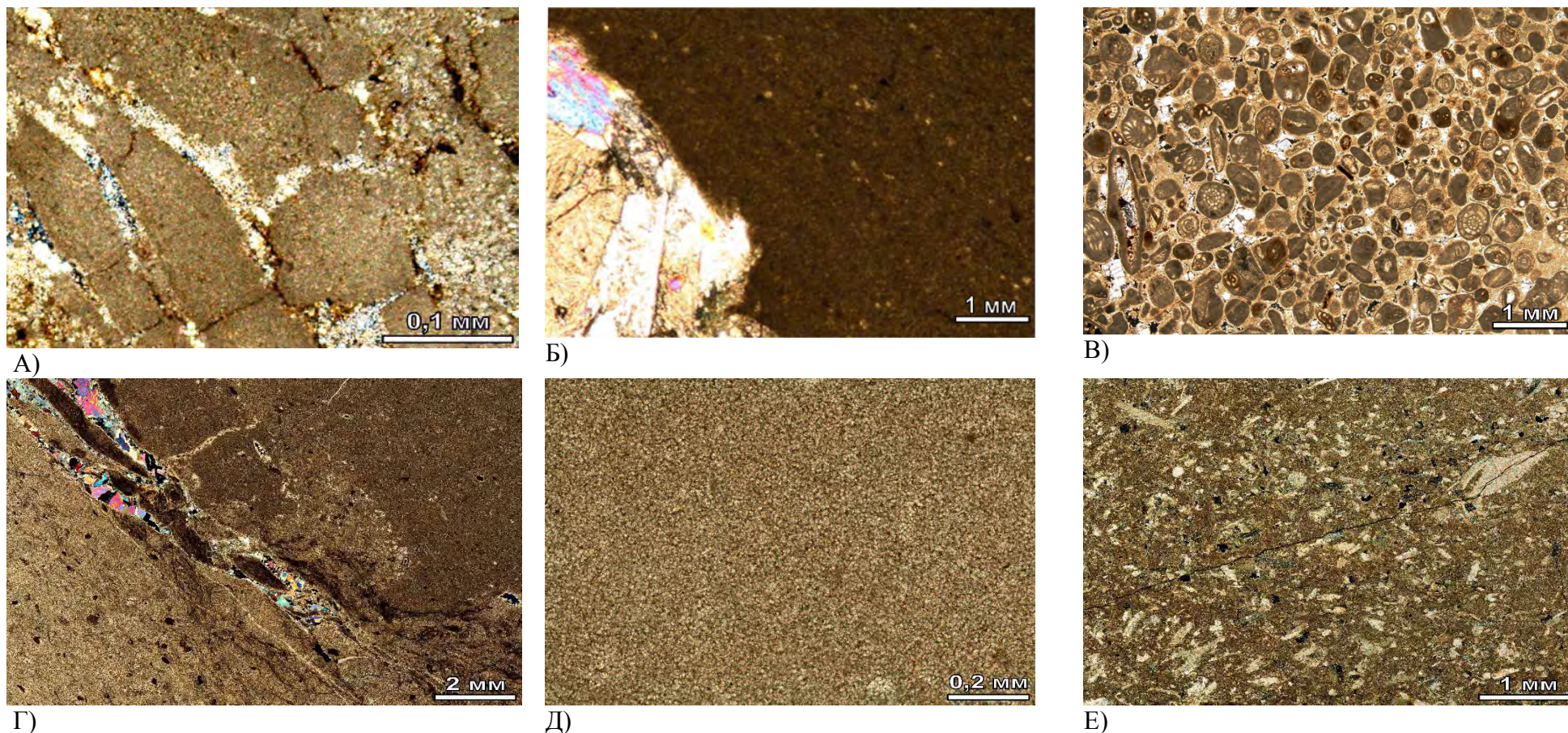


Рис. 4.2. Фотографии шлифов пород-неколлекторов каширского горизонта. Породы-неколлекторы в скв.13 Ямашинского месторождения (западный склон ЮТС) из репера гр-1 – рис. А и Б, из пачки Скш-2 - рис. В. Породы-неколлекторы в скв. 2Р Ромашкинского месторождения (сводовая часть ЮТС) из пачки Скш-2 - рис. Г, Д, Е. А) Николи Х. Известняк микрозернистый сульфатизированный, пористость – 1,8 %, проницаемость –  $0,04 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Б) Николи Х. Известняк микрозернистый с выделениями ангидрита, пористость – 0,9 %, проницаемость –  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В) Николи П. Известняк органогенно-обломочный с оолитами, фораминиферами, пористость – 6,5 %, проницаемость –  $0,42 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Г) Николи Х. Известняк органогенно-обломочный плотный, контактирующий с микрозернистым доломитом, на контакте сильно доломитизированный (обр. 5 рис. 4.1.б). Д) Доломит микрозернистый - увел. прав. часть рис. г, пор-сть – 0,17 %, прон-сть –  $0,001 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Е) Известняк органогенно-обломочный с микривым заполнителем, увел. лев. часть рис. г, пор-сть – 2,3 %, прон-сть –  $0,01 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

зернами размером 0,02-0,03 мм. В незначительном количестве (1-2%) присутствуют перекристаллизованные фрагменты органогенных остатков (рис. 4.2. г, д). Пятнистая текстура обусловлена наличием изометричных агрегатов неправильной формы размером до 2 см, образованных призматическими зернами ангидрита размером до 2,7 мм и гипсом (рис. 4.1 б). Отмечаются единичные трещинки раскрытостью до 0,03 мм и протяженностью более 15 мм, выполненные карбонатом кальция. Плотные доломиты обладают наихудшими емкостно-фильтрационными свойствами и полностью непроницаемы – при пористости в 1 % и менее проницаемость составляет тысячные доли миллидарси ( $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>). Известняк органогенно-обломочный преимущественно с раковинным детритом (фито-зоогенный), средне-мелкозернистый (в основном 0,15-0,3 мм) с микритовым заполнителем, слоеватый стилолитизированный плотный (рис. 4.2 е). Известняк сложен обломками раковин пелеципод, брахиопод, остракод (35-40%), фрагментами иглокожих (1-3%), обломками водорослей (15-20%), кальцитом мелко-среднезернистым (2-3%) и микрозернистым (30-35%), пиритом (до 1%), халцедоном (до 1%), глинистым веществом (до 1%). Текстура породы слоеватая за счет субпараллельной ориентировки вытянутых органогенных обломков. Размер форменных элементов составляет 0,03-1,0 мм. Поры редкие внутрiformенные, реже межформенные, изометричной формы, размер их составляет 0,01-0,2 мм. Межформенное пространство заполнено преимущественно микрозернистым кальцитом (микритовым заполнителем) – 35-40%. Отмечаются участки с многочисленными субпараллельно ориентированными извилистыми стилолитовыми швами раскрытостью 0,01-0,02 мм, протяженностью 0,1-1 мм, маркированными глинистым веществом (рис. 4.2. е).

В качестве другого примера органогенно-обломочного известняка как породы-неколлектора рассмотрен органогенно-обломочный известняк с оолитами, раковинами фораминифер, литокластами, крупно-среднезернистый (0,25-0,8 мм) со спаритовым цементом, из пачки пластов-коллекторов Ски-2, примыкающий к реперу гр-1 в скважине №13 Ямашинского месторождения (рис. 4.2 в, 4.8). Органогенные форменные элементы занимают примерно 60 – 70 % площади шлифа, представлены преимущественно окатанными раковинами фораминифер округло-овальной формы и примерно одинаковыми относительными размерами, редко достигая 2 мм. Ядра оолитов образованы фрагментами раковин фораминифер. Цемент крустификационный кальцитового состава, участками поровый, содержание цемента примерно 30 - 35 %. Межформенное пространство заполнено преимущественно микро-тонкозернистым, участками мелко-среднезернистым кальцитом, а внутрiformенное пространство пустот, развитое по естественным пустотам в раковинах фораминифер, заполнено агрегатами мелкокристаллического кальцита, в котором наблюдаются многочисленные мелкие остаточные

поры. Такие отложения могли образоваться в подвижных водах открытого моря на отмелях и пляжах (обстановка отмелей волновой зоны), и не являются коллекторами, так как на стадии породообразования поры залечены кальцитовым цементом, в результате чего форменные элементы запечатаны. Оставшиеся внутриформенные пустоты формируют незначительное емкостное пространство. В результате, при пористости в 6,5 %, которая иногда может соответствовать породам-коллекторам, проницаемость составляет всего  $0,42 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Примером микрозернистого известняка из пачки пластов-коллекторов является *известняк микрозернистый с примесью (до 25-35%) мелко-тонкодетритового (0,03-0,25мм) преимущественно раковинного материала, местами доломимитизированный тонкослоистый слоеватый* из пачки Скш-3 в скважине №2 Вишнево-Полянского месторождения (рис. 3.1, 4.1 в, 4.3 а, б). Порода сложена кальцитом микрозернистым (50-60%), мелкозернистым (1-2%), водорослевыми постройками (5-10%), органогенными обломками (25-30%), доломитом (7-10%), обломками кварца (до 1%) и мусковита (менее 1%), пиритом (до 1%). Основная масса породы образована микрозернистым кальцитом, в котором расположены многочисленные органогенные обломки, представленные раздробленными и перетертыми слоевищами водорослей, раковинами пелеципод и брахиопод. Размер органогенных обломков составляет в основном 0,03-0,25 мм, редко до 0,4 мм. Форма обломков преимущественно удлиненная. По породе равномерно распределены участки зерен доломита, имеющих ромбовидную идиоморфную форму и размеры менее 0,01 мм, реже – до 0,05 мм. Отмечаются включения обломочных частиц кварца и единичных чешуек мусковита алевритовой, редко, мелкозернистой псаммитовой размерности. Присутствуют редкие зерна пирита размером до 0,03 мм изометричной идиоморфной формы. Поры редкие, разрозненные, преимущественно внутриформенные. Размеры пор составляют от менее 0,01 мм до 0,02 мм, редко – до 0,05 мм. Форма пор изометричная, стенки неровные. Количество видимых под оптическим микроскопом пор не превышает 1%. Текстура породы тонкослоистая слоеватая, обусловлена ориентировкой удлиненных органогенных обломков согласно слоистости. Характерно наличие прослоев с признаками строматолитоподобных образований. Мощность прослоев непостоянная, с пережимами и раздувами, составляет 0,5-4,8 мм. Граница прослоев извилистая. Прослой сложены сгустками микрозернистого кальцита, между которыми расположены поры как пустые (до 5% от площади водорослевых прослоев), так и полностью либо частично заполненные (залеченные) мелкозернистым кальцитом (10%). По сравнению с порами основной массы породы, поры в водорослевых прослоях более крупные и многочисленные. Форма пор изометричная с неправильными очертаниями, размеры пор изменяются в пределах 0,01-0,3 мм, преобладают поры размером 0,05-0,15 мм.

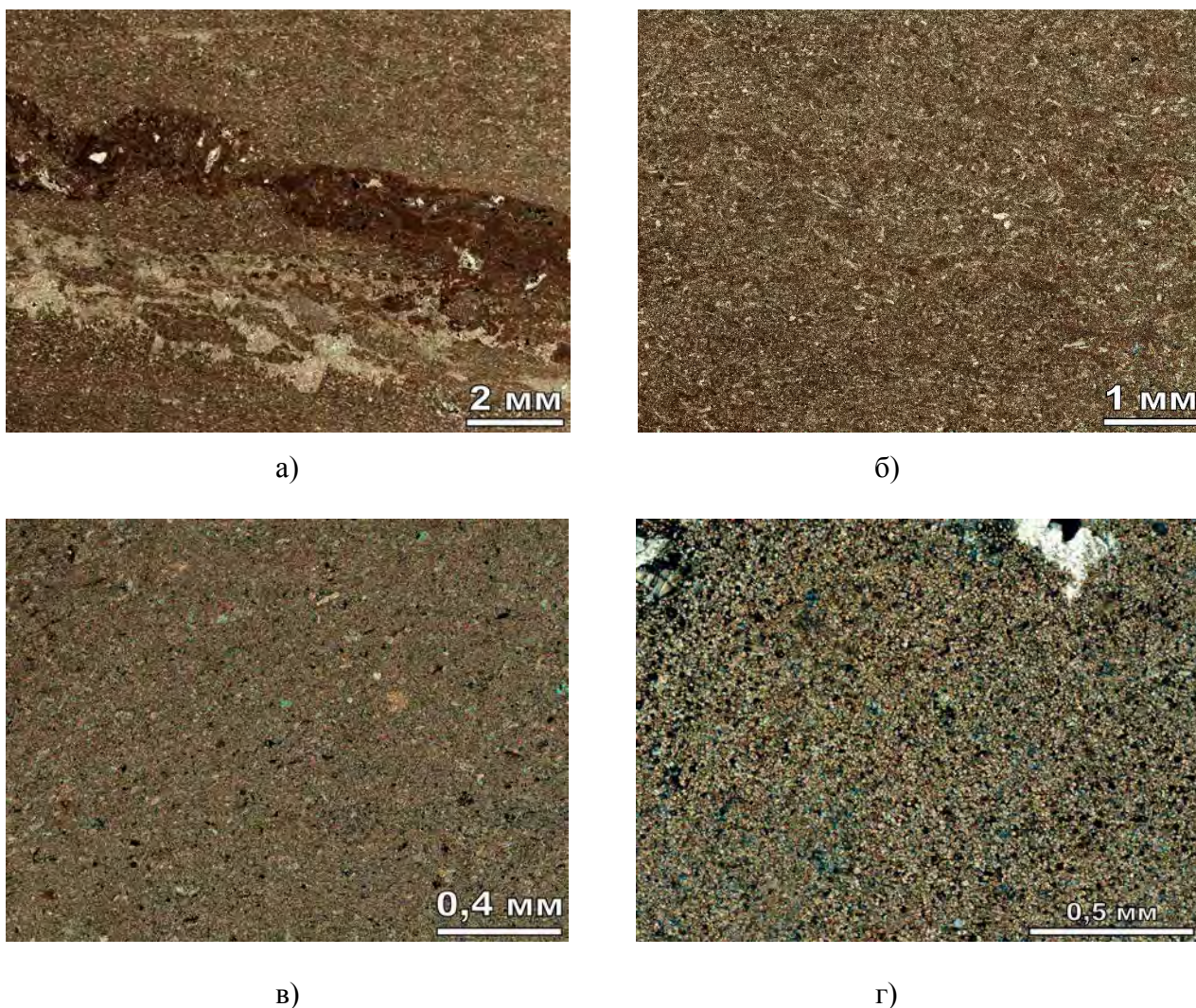


Рис. 4.3. Фотографии шлифов микрозернистых известняков из пачек пластов-коллекторов и реперных пластов. Николи Х. Пачка Скш-3 в скв. 2 Вишнево-Полянского месторождения (восточный борт Мелекесской впадины). Микрозернистый известняк с примесью мелко-тонкодетритового преимущественно раковинного материала местами доломитизированный, пористость 1,4 %, проницаемость  $0,01 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (рис. а, б). Пачка Скш-1 в скв. 6 Шегурчинского месторождения (западный склон ЮТС). Микрозернистый известняк с примесью тонко-микрозернистого (шламового) материала, пористость 0,9 %, проницаемость  $0,003 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (рис. в). Репер гр-3 в скв. 27 Красногорского месторождения (западный склон ЮТС). Микрозернистый доломит сульфатизированный, пористость - 1,5 %, проницаемость -  $0,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (рис. г).

Другой микрозернистый известняк с примесью обломков органических остатков - из плотной части пачки *Скиш-1* в скважине 6 Шегурчинского месторождения. Известняк микрозернистый с примесью тонко-микрозернистого (шламового) материала (рис. 4.3 в, г) сложен микрозернистым кальцитом (70-75%), органическими обломками (25-30%), пиритом (до 1%). Размеры органических обломков преимущественно 0,01-0,05 мм, редко до 0,15 мм. Обломки неокатанной формы, преимущественно изометричные, реже удлиненные. Удлиненные обломки ориентированы субпараллельно, образуя слоеватую текстуру. Количество видимых

под оптическим микроскопом пор составляет 1-2%. Поры изометричной формы с неровными стенками и размерами 0,01-0,05 мм.

Плотные *микрозернистые известняки с низким содержанием органических остатков либо с их отсутствием* слагают реперные пласты, разделяющие пачки пластов-коллекторов каширского горизонта. Они описаны на *Ямашинском месторождении* (рис. 4.2 а, б). Так, *известняк микрозернистый с брекчиевой структурой* плотный, слагающий породы *репера гр-1 в скважине №13 Ямашинского месторождения*, характеризуется наличием сетки трещин, залеченных гипсом. Часть трещинок остается незаполненной, образуя незначительную пустотность породы. Размеры зерен – 0,003 – 0,005 мм (рис. 4.2 а, 4.8). Отсюда же отобран и исследован *известняк микрозернистый слабоглинистый с выделениями средне-крупнокристаллического ангидрита*. Ангидрит образует розетковидные агрегаты, сложенные игольчатыми и шестоватыми зернами, по периферии агрегатов ангидрит замещается гипсом. Размеры зерен известняка – 0,01 – 0,03 мм (рис. 4.2 б, 4.8). Микрозернистые известняки обладают низкими емкостно-фильтрационными свойствами и фактически непроницаемы – при пористости в 1 – 2 % и менее проницаемость не превышает сотых долей миллиарда ( $10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>).

Обедненность органическими остатками и их отсутствие свидетельствуют об ухудшении условий обитания организмов, что в условиях теплого сухого климата могло происходить при обмелении бассейна осадконакопления с возникновением закрытых условий, сходных по динамике вод с обстановками лагун с местами на отмелях с пересыханием, с большим прогревом вод и их осолонением, что способствует осаждению микрозернистых известковых осадков и сопутствующих сульфатов. Образование таких известняков могло происходить на мелководье и благодаря жизнедеятельности толерантных к крайнему мелководью организмов (водорослей и цианид) после их отмирания и отложения [23].

Из микрозернистых доломитов реперных пластов описан *доломит микрозернистый сульфатизированный из репера гр-3 в скважине №27 Красногорского месторождения* (рис. 4 г). Порода сложена доломитом микрозернистым – 80-90%, гипсом – 10-15%, ангидритом – 1%, халцедоном – 1%, пиритом – менее 1%. Основной объем доломита образован зернами доломита микрозернистой размерности (0,02-0,03 мм), имеющими изометричную округлую, реже ромбовидную идиоморфную форму. В микрозернистой массе доломита расположены агрегаты гипса с ангидритом и халцедоном. Гипс представлен изометричными и таблитчатыми кристаллами аллотриоморфной формы и размером 0,03-2,1 мм. Ангидрит образует выделения в гипсе в виде изометричных и столбчатых зерен размером 0,04-0,65 мм. Халцедон образует волокнистые и зернистые агрегаты с размером зерен до 0,4 мм. Зерна аллотриоморфные субизометричные, с однородным погасанием. Волокнистые агрегаты имеют радиальную структуру. Зерна гипса и кварца характеризуются пойкилитовой внутренней структурой за счет

наличия внутри многочисленных зерен доломита изометричной округлой формы микрокристаллической размерности. Породы низкопористые – поры межзерновые субкапиллярной, реже капиллярной размерности. Размер пор составляет от менее 0,005 мм до 0,32 мм. Преобладают поры размером до 0,05 мм. Текстура пород пятнистая – присутствуют участки окремнения и сульфатизации неправильной субизометричной и слабоудлиненной формы.

#### Породы-коллекторы.

Для определения типов и характеристики изученных пород-коллекторов по типу пустотного пространства автором использовалась «Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов» нефти и газа К.И. Багринцевой (1977, 1989гг.), в которой величины основных оценочных параметров: пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности, были увязаны с литогенетическими типами карбонатных пород и обоснована роль условий седиментации в формировании коллекторов различного типа (табл. 4.5) [7]. В результате, по типу пустотного пространства (соотношение пор, каверн или трещин) коллекторы каширского горизонта отнесены к *поровому, каверново-поровому, каверново-трещинно-поровому и трещинно-поровому типам* (рис. 4.4, 4.5, 4.6, 4.7, табл. 4.6).

Породы-коллекторы каширского горизонта представлены преимущественно органогенно-обломочными известняками, реже цельнораковинными известняками, доломитизированными разностями известняков, кавернозными доломитами. Они описаны на Вишнево-Полянском, Аксубаево-Мокшинском и других месторождениях (восточный борт Мелекесской впадины), Шегурчинском, Ямашинском, Красногорском, Ново-Елховском, Ерсубайкинском и других месторождениях (западный склон ЮТС), где выделяются пласты-коллекторы с разной степенью нефтенасыщения, а также на Куакбашской площади Ромашкинского месторождения (сводовая часть и южный склон ЮТС). В качестве примеров использованы данные по исследованию керн, отобранного в скважинах, расположенных в пределах Шегурчинского, Ямашинского, Вишнево-Полянского нефтяных месторождений и Куакбашской площади Ромашкинского месторождения (табл. 4.4, рис. 4.4, 4.5, 4.6, 4.7) [76].

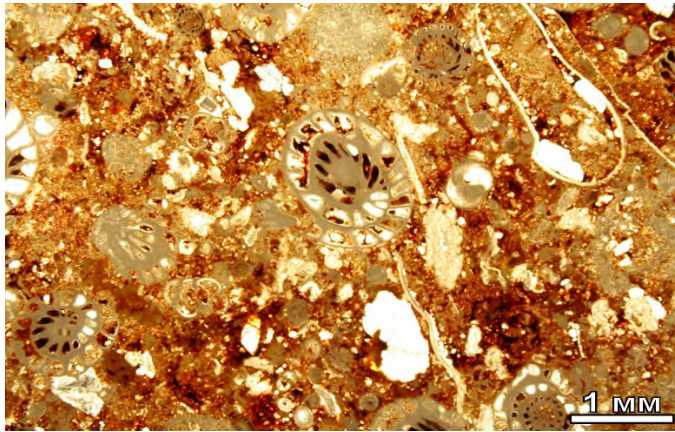
Например, *известняк фораминиферовый (раковины от 0,2 до 1,6 мм), фузулиновый, с примесью мелко-тонкодетритового раковинного материала и микритовым заполнителем, пористый из пачки Ски-2 в скважине №13 Ямашинского месторождения* (рис. 4.4 а, 4.8). Порода сложена в основном многочисленными раковинами различных фораминифер, различающихся размерами, в меньшей степени обломками органических остатков. Наибольших



Таблица 4.5. Оценочная-генетическая классификация карбонатных коллекторов (Багринцева К.И., 1977, 1989 гг.)

Группа	Класс	Абсолютная газопроницаемость, мД	Пористость открытая, %	Остаточная* водонасыщенность, % к объему пор		Коэффициент нефтегазонасыщенности	Относительная газопроницаемость, мД	Тип и характеристика коллектора		Характеристика породы		
				I	II					состав	Текстура и структура	Генезис
А	I	>1000-500	20-35	5	10	0,95-0,9	1 - 0,9	Каверново-поровый и поровый	Высокие: полезная емкость и фильтрационные свойства	Известняки	Биоморфные, органогенно-обломочные и комковатые породы, слабо-сцементированные (цемента до 10%), рыхлая упаковка фрагментов, поры седиментационные, увеличенные унаследованным выщелачиванием до каверн, хорошая сообщаемость пустот, радиусы пор более 30 микрон.	Биогермные, биоморфные, органогенно-обломочные
	II	500-300	16-30	10	15	0,9-0,85	0,95-0,9	поровый				
Б	III	300-100	15-28	12	22	0,88-0,78	0,95-0,8	поровый	Средние: полезная емкость и фильтрационные свойства	Известняки, доломиты и все переходные разновидности	Органогенные детритовые, слабо перекристаллизованные, сравнительно сцементированные, цемента 10-20%. Тонко-, мелко- и среднезернистые породы, поры седиментационные и реликтовые, развитие мелкой кавернозности	Рифовые, шельфовые, органогенные, обломочные
	IV	100-50	12-25	16	30	0,84-0,7	0,9-0,75	поровый				
	V	50-10	12-25	20	38	0,8-0,62	0,75-0,5	поровый и трещинно-поровый				
С	VI	10-1	6-15	30	50	0,7-0,5	0,5-0,3	поровый	Низкая полезная емкость и низкие фильтрационные свойства	Известняки, доломиты и все переходные разновидности	Пелитоморфно-микрозернистые, сгустковатые и сгустково-детритовые, сильно перекристаллизованные породы с плохо различимыми форменными элементами, вновь образованные изолированные пустоты в виде каверн и полостей расширения трещин, возможно, реликтивно-седиментационные поры. Интенсивное развитие системы трещин.	Хемогенные, биохемогенные, органогенные сильноизмененные сильноизмененные
		матрица				трещинно-поровый, порово-трещинный и трещинный						
		10-1	6-10	35	55		0,65-0,45	0,55-0,3				
		трещины				преимущественно трещинный каверново-трещинный						
	300-20	1-3	-	-	1,0		-					
	VI I	матрица				преимущественно трещинный каверново-трещинный						
		1-0,1	2-5	100			0,2					
трещины												
300-20	1-3	1,5-4,5	-	-	1,0	-	каверны					

\*Даны значения характерные для нефтяных (I) и газовых (II) месторождений



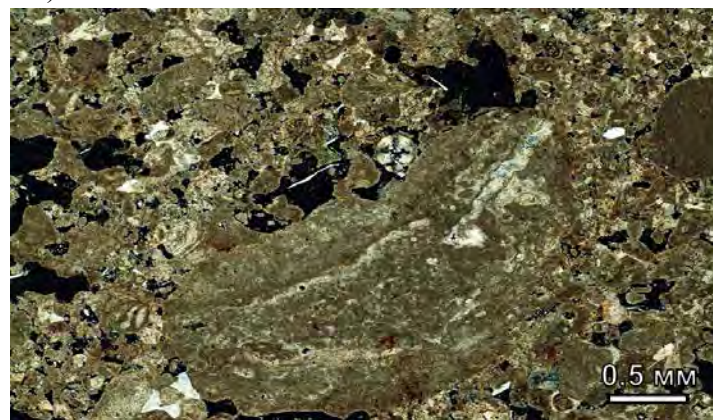
А)



Б)



В)



Г)

Рис. 4.4. Фотографии шлифов пород-коллекторов каширского горизонта. Породы-коллекторы порового и каверново-порового типов из пачек пластов-коллекторов в скв. 13 Ямашинского месторождения - рис. А, Б; в скв. 6 Шегурчинского месторождения (западный склон ЮТС) – рис. В; в скв. 2 Вишнево-Полянского месторождения (восточный борт МВ) - рис. Г. А) Николи II. Известняк фораминиферовый, фузулиновый поровый из пачки Скш-2, пористость – 11,4% проницаемость –  $2,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 38%. Б) Николи X. Известняк органогенно-обломочный фораминиферовый кавернозный из пачки Скш-1, пор-ть – 15,1%, прон-сть –  $18,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, ост. вод-сть – 31%. В) Известняк органогенно-обломочный преимущественно с раковинным детритом кавернозный из пачки Скш-1, пор-ть – 16,5%, прон-сть –  $195 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, ост. вод-сть – 22%. Г) Николи X. Известняк органогенно-обломочный преимущественно с остатками водорослей кавернозный из пачки Скш-3, пористость – 21,0%, проницаемость –  $855 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 18%.

размеров достигают раковины фузулин, превышая в несколько раз по диаметру раковины прочих фораминифер. В незначительном количестве присутствуют створки остракод. Межформенное пространство в значительной степени заполнено, преимущественно микрозернистым кальцитом, межформенные пустоты редки и незначительны. В раковинах фораминифер наблюдается наличие внутриформенной пористости, что наиболее наглядно видно в раковинах фузулин. Размеры внутриформенных пор от 0,02 до 0,4 мм. Известняк сформировался на мелководье в открытоводных условиях, благоприятных для жизнедеятельности раковинных организмов, при наличии подвижности вод, о чем свидетельствует наличие обломков органических остатков. В тоже время, то, что межформенное пространство в значительной степени заполнено микритовым материалом (не вымывался), и преимущественное содержание цельнораковинных органических остатков говорит об относительно более спокойных гидродинамических условиях седиментации данного известняка в сравнении с условиями осадконакопления органогенно-обломочных пород (рис. 4.4 а, 4.8). Другой пример, *известняк органогенно-обломочный, преимущественно с раковинным детритом и раковинами фораминифер (фито-зоогенный), крупно-мелко-среднезернистый (0,1-1 мм), кавернозный, сульфатизированный, со спаритовым цементом (межформенная пористость) из пачки Ски-1 в скважине №13 Ямашинского месторождения*. Органогенные форменные элементы преимущественно округло-вытянутой формы, кристаллизованы, сложены микрозернистым кальцитом. Цемент контактовый, содержание цемента примерно 8-10 %. Пустоты неправильной изометричной, реже удлиненной формы, часть из них заполнена органическим веществом (нефтью). Среди пустот можно выделить внутриформенные, развитые по реликтам естественных пустот в раковинах фораминифер, и межформенные (каверны), образованные за счет унаследованного выщелачивания первичных седиментационных пор. Преобладающими в пустотном пространстве являются межформенные пустоты – каверны. Размеры пустот изменяются от 0,01 до 0,55 мм, преобладают пустоты размером от 0,03 до 0,33 мм (рис. 4.4 б, 4.8).

Примерами пород-коллекторов с высокими емкостно-фильтрационными свойствами являются *органогенно-обломочные известняки из пачки пластов-коллекторов Ски-3 в скважине №2 Вишнево-Полянского месторождения и пачки Ски-1 в скважине №6 Шегурчинского месторождения* (рис. 3.1, 4.4 в, г, 4.6 – обр. 25, 4.7 (обр. 43а)).

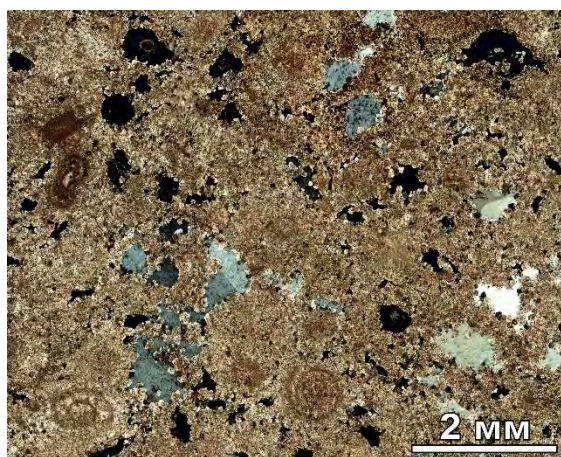
*Известняк органогенно-обломочный, преимущественно с остатками водорослей (зоо-фитогенный), мелко-среднезернистый (0,2-0,5 мм), с раковинами фораминифер, кавернозный сульфатизированный, со спаритовым цементом (межформенная пористость), тонкослоистый пористый (пачка Ски-3 в скважине №2 Вишнево-Полянского месторождения)* представлен на рис. 4.4 г, 4.7 (обр. 43а). Порода сложена окатанными органогенными форменными элементами

– фрагментами строматолитовых образований (70-80%), раковинами фораминифер (10-15%), фрагментами иглокожих (3-5%), а также окатанными обломками известняков органогенно-обломочных (литокласты), сложенных мелким детритом, шламом либо строматолитовыми образованиями (3-5%). Кроме форменных элементов в состав породы входит кальцит мелко-среднезернистый (3-5%). Текстура породы тонкослоистая обусловлена наличием многочисленных тонких прослоев мощностью 0,5-1,3 мм, следующих через 1,4-5 мм, отличающихся от основной массы более мелким размером форменных элементов, меньшим размером и количеством пор. Границы между прослоями нечеткие. Размер форменных элементов в основной массе породы составляет преимущественно 0,1-1,0 мм, в прослоях с более мелкими форменными элементами – 0,04-0,2 мм. Фрагменты строматолитовых построек сложены микрозернистым кальцитом, характеризуются слоистым строением, четкими краями. Стенки раковин фораминифер образованы микритом, камеры выполнены кальцитом тонкозернистой структуры. Фрагменты иглокожих перекристаллизованы, сложены кальцитом спаритовой размерности. Размер литокластов составляет 0,48-3,25 мм, форма их округлая изометричная либо удлиненная (рис. 4.4 г, 4.7 (обр. 43а)). Цемент кальцитовый крустификационный, реже поровый, частично поровый, содержание – 3-5%. По периферии фрагментов иглокожих характерен цемент регенерации кальцитового состава. Пористость межформенная, представленная кавернами выщелачивания, изометричными либо удлиненными, неправильной формы, размером от 0,03 до 2 мм. Часть пустот частично либо полностью заполнена кристаллически-зернистым кальцитом, размер зерен которого достигает 0,03-0,3 мм (рис. 4.4 г).

*Известняк органогенно-обломочный преимущественно с раковинным детритом (фитозоогенный), мелко-среднезернистый (0,2-0,5 мм), кавернозный, сульфатизированный со спаритовым цементом (межформенная пористость) пятнистый слоеватый пористый (пачка Ски-1 в скважине №6 Шегурчинского месторождения).* Порода сложена многочисленными органогенными форменными элементами: обломками раковин брахиопод и пеллеципод (70-80%), фрагментами водорослей (5-10%), иглокожих (3-5%), фораминиферами (1-2%). Кроме органогенных форменных элементов в состав породы входят кальцит частичного порового цемента (3-5%) и цемента нарастания (3-5%), ангидрит (2-3%), гипс (1%). Форменные элементы окатаны, их размер составляет преимущественно 0,15-0,7 мм, форма удлиненная, реже изометричная. Присутствуют выделения ангидрита с гипсом. Ангидрит образует изометричные и таблитчатые аллотриоморфные зерна размером от 1,1x3,1 мм до 2,9x4,9 мм, которые по периферии замещаются гипсом, образующим изометричные аллотриоморфные зерна размером 0,05-0,6 мм. Пористость преимущественно межформенная, представленная кавернами выщелачивания, в меньшей степени внутриформенная. Площадь каверн составляет примерно

15-20% от площади шлифа. Размер пустот изменяется в пределах 0,03-1,1 мм, преобладают размеры 0,1-0,5 мм, форма удлиненная либо изометричная, стенки неровные. Участками пустотное пространство полностью либо по периферии заполнено органическим веществом светло-коричневого цвета – нефтью. Цемент преимущественно контактовый, участками частичный поровый кальцитового состава, содержание – 5-10%. Размер зерен кальцита не превышает 0,01 мм (микрозернистый кальцит). По периферии фрагментов иглокожих характерен цемент регенерации кальцитового состава, размер зерен которых относится к крупно-среднезернистым. Текстура породы пятнистая слоеватая. Пятнистая текстура обусловлена наличием участков развития ангидрита с гипсом, слоеватая – субпараллельной ориентировкой удлиненных органогенных форменных элементов.

Примером породы-коллектора доломита является кавернозный доломит из пачки Ски-5 в скважине ЗР Куакбашской площади Ромашкинского месторождения (рис. 4.5).



А)



Б)

Рис. 4.5. Фотографии шлифа и образца кавернозного доломита. Сква. ЗР, Ромашкинское месторождение (Куакбашская площадь), пачка Ски-5. А) Фотография шлифа. Николи Х. Б) Фотография образца ядра. Пористость 17 %, проницаемость  $42 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 16%

*Доломит мелко-тонкозернистый (0,08-0,15 мм), кавернозный, сульфатизированный, с реликтами отдельных раковин фораминифер, глинистый.* Порода сложена зернами доломита (80-90%), раковинами фораминифер (3-5%), гипсом (5-8%), пиритом (1%), вероятно, с примесью глинистого вещества (5%). Основная масса породы представлена мелко- и тонкозернистым доломитом, зерна которого имеют изометричную, несколько округлую форму и размеры от 0,08 мм до 0,15 мм. Центральная часть большинства зерен мутная, вероятно, за счет включения глинистого вещества; периферийная часть – бесцветная прозрачная. Кроме того, макроскопически порода имеет розоватый оттенок, обусловленный, вероятно, наличием глинистого вещества. Раковины фораминифер частично разложены, имеют округлую, овальную

форму и размеры 0,2-1,5 мм. Отмечаются редкие зерна пирита идиоморфной изометричной формы и размером до 0,05 мм, образующие скопления субизометричной формы и размером до 0,65 мм. Порода кавернозная. Площадь каверн составляет около 15-20% от площади шлифа. Каверны характеризуются слабоудлиненной формой, размерами 0,05-2,1 мм (преобладают каверны размером 0,4-1,4 мм), с зубчатыми краями за счет наличия идиоморфных ромбовидных кристаллов доломита размером 0,05-0,15 мм, развитых по стенкам каверн. Некоторые каверны (5-8%) полностью заполнены монокристаллами гипса. Каверны, заполненные гипсом, распределены по породе неравномерно, образуя скопления. Текстура директивная, обусловлена субпараллельной ориентировкой удлиненных каверн. Образование данного кавернозного доломита, по-видимому, произошло в результате уменьшения объема породы за счет доломитизации известняка, содержащего органические остатки, о чем свидетельствуют реликты фораминифер в зернистой массе, а также процессов выщелачивания по образованным пустотам.

Лучшие коллектора в каширских отложениях представлены *коллекторами каверново-порового типа*. Здесь описаны каверново-поровые коллектора описаны Ямашинского, Шегурчинского, Вишнево-Полянского и Ромашкинского месторождений (рис. 4.4 б, в, г, 4.5, 4.6 (обр. №12)). На Ямашинском, Шегурчинском и Вишнево-Полянском месторождениях они представлены органично-обломочными кавернозными известняками. Известняки сложены породообразующими органическими форменными элементами (преимущественно обломками органических остатков), цементированными спаритовым цементом. Первичные седиментационные поры подверглись унаследованному выщелачиванию, образуя каверны и улучшая емкостные и фильтрационные свойства пород. Пустотное пространство представлено преимущественно межформенными, реже - внутриформенными пустотами (в фораминиферах) размером от 0,01 до 2 мм.

Так, в органично-обломочном кавернозном известняке Ямашинского месторождения преимущественно раковинным детритом и раковинами фораминифер отмечается унаследованное выщелачивание по седиментационным порам с образованием каверн. Размеры пустот от 0,01 до 0,55 мм. Цемент спаритовый, контактовый, содержание цемента низкое (примерно 8-10%). Известняк обладает средними ФЕС (пористость – 15,1 %, проницаемость –  $18,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 31%) и отнесен к каверново-поровым коллекторам группы Б со средними емкостно-фильтрационными свойствами (рис. 4.4. б, табл. 4.6).

Коллектор в Шегурчинском известняке (рис. 4.6, обр. 12), где наряду с порами наблюдаются и каверны выщелачивания, также отнесен к *каверново-поровому типу* со

средними ФЕС (пористость – 12,4 %, проницаемость –  $6,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 32%).

Высокими ФЕС обладают описанные органогенно-обломочные кавернозные известняки Шегурчинского и Вишнево-Полянского месторождений. В органогенно-обломочном нефтенасыщенном известняке преимущественно с раковинным детритом из скважины №6 Шегурчинского месторождения также отмечается унаследованное выщелачивание с образованием каверн, но размеры каверн здесь больше (0,03-1,1 мм), достигая 1,1 мм. Хорошая сообщаемость пустот. Цемент спаритовый, преимущественно контактовый, участками частичный поровый, содержание – 5-10%. Известняк обладает высокими емкостно-фильтрационными свойствами пористость – 16,5 %, проницаемость –  $195 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 22%. (рис. 4.4 в, 4.6 - обр. 25). В органогенно-обломочном известняке преимущественно с остатками водорослей, с раковинами фораминифер, нефтенасыщенном из скважины №2 Вишнево-Полянского месторождения процессы унаследованного выщелачивания наиболее интенсивны, размеры каверн максимальны от 0,03 до 2 мм (рис. 4.4 г, 4.7 - обр. 43а). Цемент спаритовый, крустификационный (реже поровый), содержание цемента минимально (примерно 3-5 %). В результате наилучшие емкостно-фильтрационные свойства – пористость – 21,0 %, проницаемость –  $855 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 18%. Данные известняки отнесены к каверно-поровым коллекторам группы А с высокими емкостно-фильтрационными свойствами (табл. 4.6).

Образец кавернозного доломита из скважины 3Р Куакбашской площади Ромашкинского месторождения также отнесен к коллекторам *каверново-порового типа* (пористость – 17 %, проницаемость –  $42 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 16%). Каверны, по-видимому, образовались за счет уменьшения объема известняка в процессе метасоматической доломитизации и выщелачивания по образованным пустотам. Таким образом, *коллектора каверново-порового типа* могут быть представлены коллекторами с высокими и средними емкостно-фильтрационными свойствами.

Коллектора порового типа, как правило, обладают средними и низкими ФЕС. Так, в фораминиферовом, фузулиновом, с примесью мелко-тонкодетритового и раковинного материала известняке межформенное пространство в основном залечено микритовым заполнителем. В результате пустотное пространство формируется в основном за счет внутриформенной пористости. Размеры внутриформенных пор от 0,02 до 0,4 мм. Соответственно, емкостные свойства в фузулиновом известняке ниже, сообщаемость пустот хуже: пористость – 11,4 %, проницаемость –  $2,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 38%. Этот известняк отнесен к поровым коллекторам группы Б со средними емкостно-фильтрационными свойствами (рис. 4.4 а, табл. 4.6).



Рис. 4.6. Образцы керна каширского горизонта Шегурчинское месторождение. Скв. 1ш, пачка Скш-1. Известняк органогенно-обломочный (обр. №12 - тип коллектора - каверново-поровый, пористость 12,4 %, проницаемость  $6,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 32%). Известняк доломитизированный пятнисто нефтенасыщенный (обр. № 20, тип коллектора - трещинно-поровый, пористость 7,9 %, проницаемость  $1,06 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 54%). Контакт по стилолиту нефтенасыщенного органогенно-обломочного известняка и известняка пятнисто нефтенасыщенного, доломитизированного, трещинноватого, сульфатизированного (обр. № 29, тип коллектора – поровый (нижняя часть), пористость (нижняя часть) – 12,3 %, проницаемость  $15,03 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  остаточная водонасыщенность – 35%). Скв.6, пачка Скш-1. Известняк органогенно-обломочный нефтенасыщенный, обр. №25, тип коллектора – каверново-поровый, пористость – 16,5%, проницаемость  $195 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность –22%.





Обр. 9а



Обр. 24а



Обр. 37а



Обр. 43а

Рис. 4.7. Образцы керна пластов-коллекторов. Вишнёво-Полянское месторождение каширский горизонт. Сква. 17 - известняки органогенно-обломочные полосчато-нефтенасыщенные, каверно-трещинно-поровый тип коллектора, (обр. № 9а – пористость 15,3 %, проницаемость  $121,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 28%). обр. 24а – пористость 14,2 %, проницаемость  $9,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 40%). известняк пятнисто-нефтенасыщенный, поровый тип коллектора (обр. № 37а – пористость 9,2 %, проницаемость  $5,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 44%). Сква. 2 - известняк органогенно-обломочный тонкослоистый нефтенасыщенный, каверново-поровый тип коллектора (обр.43а), пористость 21%, проницаемость –  $855 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 18%).

Коллектора в органогенно-обломочных известняках Шегурчинского и Вишнево-Полянского месторождений в образцах 29 (рис. 4.6) и 37а (рис. 4.7) также отнесены к коллекторам порового типа.

Образец 29 отличается лучшими емкостно-фильтрационными свойствами (пористость – 12,3 %, проницаемость –  $15,03 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 35%) по сравнению с образцом 37а (пористость – 9,2 %, проницаемость –  $3,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – 44%). Наглядно видно, что сравнительно худшие ФЕС образца 37а связаны с высокой степенью перекристаллизации органогенно-обломочного известняка, первичная органогенная структура сильно изменена вторичными процессами. Таким образом, *коллектора порового типа* представлены коллекторами со средними и низкими емкостно-фильтрационными свойствами.

В высокеемких коллекторах с высокой первичной пористостью, где строение пустотного пространства изначально наиболее простое, хорошая сообщаемость пустот, наиболее интенсивно развиты процессы унаследованного выщелачивания, улучшающие ФЕС, вторичные процессы перекристаллизации, вторичного минералообразования, ухудшающие ФЕС, минимальны (рис. 4.4 в, г, рис. 4.6 – обр. 25, рис. 4.7 – обр. 43 а). В среднеемких коллекторах первичная пустотность меньше, строение пустотного пространства в них сложнее, и здесь процессы выщелачивания проходят несколько хуже, большую роль играют другие вторичные процессы, влияющие на формирование и строение емкостного пространства, – вторичное минералообразование, перекристаллизация, которые здесь ухудшают емкостно-фильтрационные свойства пород (рис. 4.4 а, рис. 4.6 - образцы 12, 29, 31, рис. 4.7 – обр. 37а). Низкоемкие коллектора, где преобладают мелкие извилистые менее сообщающиеся каналы, обладают наихудшими емкостно-фильтрационными характеристиками, но здесь в большей степени, чем в высоко- и среднеемких коллекторах, проявляется трещинноватость.

Трещинноватость в каширских отложениях на разных участках отмечается в большей или меньшей степени. Часть трещин залечены процессами вторичного минералообразования, в части трещин отмечаются вторичные процессы выщелачивания с образованием пор и каверн, благоприятные для формирования коллекторов. Так в образцах 9а, 24а Вишнево-Полянского месторождения на участках развития наклонных и горизонтальных микротрещин развиты поры и каверны выщелачивания, формирующие чередование толсто- и тонко-полосчатых пористо-проницаемых нефтенасыщенных прослоев и сильно перекристаллизованных плотных прослоев (рис. 4.7, образцы 9а, 24а). Пористость изменяется от 14,2 до 15,3%, проницаемость – от 9,3 до  $121,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, остаточная водонасыщенность – от 28 до 40 % (нефтенасыщенность – от 60 до 72 %). За счет системы наклонных и горизонтальных трещин вдоль прослоев здесь наряду с

улучшением емкостных свойств наблюдается улучшение фильтрационных свойств коллекторов (увеличение проницаемости до  $121,4 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ), обеспеченное направленностью путей фильтрации. Такие коллекторы обладают средней полезной емкостью и фильтрационными свойствами (класс V группы Б) и отнесены автором к *коллекторам каверно-трещинно-порового типа* (табл. 4.6). По объему пустотного пространства преобладающими являются поры, трещины и каверны имеют подчиненное значение. В то же время, высока роль трещин в фильтрационных свойствах породы.

Как отмечалось выше, в низкоемких коллекторах значительную роль играет трещиноватость пород. В известняке доломитизированном пятнисто-нефтенасыщенном (рис. 4.6, образец 20) отмечаются участки развития микротрещин и пор выщелачивания, заполненных нефтью. Форменные элементы в процессе метасоматической доломитизации сильно перекристаллизованы и неразличимы. Образование трещин, по-видимому, связано с процессом доломитизации, пор – с процессами выщелачивания по трещинам. Пористость составляет 7,9%, проницаемость –  $1,06 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , остаточная водонасыщенность – 54 % (нефтенасыщенность – 46 %). Доля трещин в пустотном пространстве минимальна, но она способствует увеличению (формированию) проницаемости в пористо-проницаемых участках породы. Такие коллектора автором отнесены к *коллекторам трещинно-порового типа* (табл. 4.6).

Описанные породы-коллекторы накапливались в условиях открытого мелкого моря, в обстановке карбонатного осадконакопления, благоприятной для обитания организмов, служащих материалом для образования органогенных разностей известняков и последующего отложения органогенно-обломочного материала в условиях мелкого моря нормальной солености с достаточно активным гидродинамическим режимом, т.е. в благоприятных для образования пород-коллекторов условиях.

Таким образом, породы-коллекторы в продуктивных отложениях каширского горизонта представлены пористо-проницаемыми разностями преимущественно органогенно-обломочных известняков, реже цельнораковинных известняков, доломитизированных разностей известняков и доломитов. По типу пустотного пространства они представлены *коллекторами порового, каверново-порового, каверно-трещинно-порового и трещинно-порового типов* [70].

Наибольшим распространением пользуются *коллекторы каверново-порового и порового типа*. Они размещены преимущественно в органогенно-обломочных известняках, реже в цельнораковинных известняках и доломитах. Емкостно-фильтрационные свойства пород в зависимости от первичных условий осадконакопления и вторичных процессов преобразований пород меняются в широких пределах от низких до высоких: по пористости -

Таблица 4.6. Коллектора порового, каверново-порового, трещино-порового и каверново-трещинно-порового типов по оценочно-генетической классификации карбонатных коллекторов Багринцевой К.И.

Месторождение тект.элемент (№ скважины, шлифа, образца)	Группа	Класс	Пористость открытая, %	Абсолютная газопроницаемость, мД	Коэффициент остаточной водонасыщенности (нефтенасыщенности)	Тип и характеристика коллектора		Характеристика породы			
								состав	Текстура и структура	Генезис	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	20		
Вишнево-Полянское восточный борт Мелекесской впадины (скв. 2, обр. 43а)	А	I	21	855	18 (82)	каверново-поровый	Известняки	Высокие	Органогенно-обломочный преимущественно с остатками водорослей, крупно-мелко-среднезернистый (0,2-2,4 мм) с раковинами фораминифер, кавернозный, цементированный (цемента 3-5%), поры седиментационные (преимущественно межформенные), увеличенные унаследованным выщелачиванием до каверн, хорошая сообщаемость пустот, размеры пустот от 30 до 2000 микрон.	Органогенные	
Шегурчинское западный склон ЮТС (скв. 6, обр. 25)	А	II	16,5	195	22 (78)	каверново-поровый			Органогенно-обломочный преимущественно с раковинным детритом, мелко-среднезернистый (0,2-0,5 мм), кавернозный, цементированный, (цемента 5-10%), поры седиментационные (преимущественно межформенные), увеличенные унаследованным выщелачиванием до каверн, хорошая сообщаемость пустот, размеры пустот от 30 до 1100 микрон.	Органогенные	
Ямашинское, западный склон ЮТС (скв. 13, шлиф 3б)	Б	V	15,1	18,9	31 (69)	каверново-поровый			Средние: полезная емкость и фильтрационные свойства	Органогенно-обломочный, преимущественно с раковинным детритом и раковинами фораминифер, крупно-средне-мелкозернистый (0,1 - 1 мм) цементированный (цемента 8-10%), кавернозный, поры седиментационные (преимущественно межформенные), увеличенные унаследованным выщелачиванием до каверн, хорошая сообщаемость пустот, размеры пустот от 10 до 550 мкм	Органогенные
Ямашинское, западный склон ЮТС (скв. 13, шлиф 3а)	Б	V	11,4	2,7	38 (в/н)	поровый			Цельнораковинный, фораминиферовый (раковины от 0,2 до 1,6 мм), с примесью мелко-тонкодетритового органогенно-обломочного материала. Межформенное пространство преимущественно залечено микритовым заполнителем. Поры седиментационные (внутриформенные), размеры пор от 20 до 400 мкм	Органогенные	

Продолжение Таблицы 4.6. Коллектора порового, каверново-порового, трещино-порового и каверно-трещинно-порового типов по оценочно-генетической классификации карбонатных коллекторов Багринцевой К.И.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Вишнево-Полянское восточный борт Мелекесской впадины (скв. 17, обр. 9а, 24а)	Б	IV- V	14,2-15,3	9,3-121,4	28-40 (72-60)	кавернов о- трещинн но- поровый	Средние: полезная емкость и фильтр	Известняки	Органогенно-обломочные, мелкозернистой размерности, сцементированные. Поры седиментационные, на участках развития наклонных и горизонтальных микротрещин развиты поры и каверны выщелачивания, формирующие чередование тонко- и толстополосчатых каверно-трещинно-поровых прослоев	Органогенные
Шегурчинское западный склон ЮТС (скв. 1ш, обр. 12)	Б	V	12,4	6,7	32 (68)	кавернов о- поровый			Органогенно-обломочные с плотной упаковкой зерен, сцементированный участками с развитием пор и каверн. Поры унаследованные и увеличенные по седиментационным выщелачиванием, участками до каверн.	Органогенные
Шегурчинское западный склон ЮТС (скв. 1ш, обр. 29)	Б	V	12,3	15,03	35 (65)	поровый			Органогенно-обломочный, поры, увеличенные выщелачиванием по существующим седиментационным.	Органогенные
Ромашкинское Куакбашская площадь (скв. 3Р, обр.10а)	Б	III	17	42	16 (в/н)	кавернов о- поровый	Доломиты	Доломит мелко-тонкозернистый кавернозный, размеры пустот от 50 до 2100 микрон.	Биохемогенные, сильно измененные	
Вишнево-Полянское восточный борт Мелекесской впадины (скв. 17, обр. 37а)	С	VI	9,2	3,4	44 (56)	поровый	Низкие	Известняки	Органогенно-обломочные, уплотненные, перекристаллизованные. Поры, унаследованные по седиментационным, местами развитие пор выщелачивания.	Органогенные сильно измененные
Шегурчинское западный склон ЮТС (скв. 1ш, обр. 20)	С	VI	7,9	1,06	54 (46)	трещинно- поровый		Известняки доломитизированные	Известняк доломитизированный, с участками развития трещин и пор выщелачивания, форменные элементы перекристаллизованы, неразличимы.	Биохемогенные, сильноизмененные

от 8 до 31 %, по проницаемости - от 0,7 до  $5000 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ . Наибольшее распространение имеют коллектора с низкими и средними фильтрационными свойствами (класс VI группы С и класс V группы Б). Реже, как, например, на Вишнево-Полянском и Шегурчинском месторождениях, когда высокая первичная пористость значительно увеличена вторичными процессами выщелачивания, пористость составляет более 15-16%, достигая иногда 31%, и проницаемость более  $100-300 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , достигая 5 Дарси, коллектора обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами и относятся к I – II классу группы А и III классу группы Б. При наличии ориентированной микротрещиноватости по напластованию пород и развития по ней пор и каверн выщелачивания, развиваются коллектора *каверново-трещинно-порового типа*. В доломитизированных известняках отмечаются участки разноориентированных микротрещин с развивающимися по ним порами выщелачивания. Такие коллектора распространены, как правило, в плотных породах и относятся к *коллекторам трещинно-порового типа* с низкими ФЕС (пористость 6 – 10%, проницаемость – первые единицы миллидарси) (табл. 4.6).

Литолого-петрографические исследования керн позволяют проводить анализ условий осадконакопления и выделять пористо-проницаемые и плотные непроницаемые участки. Привязка их к каротажным диаграммам позволяет увидеть физические (геофизические) характеристики исследуемых образцов керн (рис. 4.8). По литологическому составу пород здесь видно, как менялись условия осадконакопления в пределах одного участка в течении относительно короткого геологического времени. Изменением условий осадконакопления каширских отложений и происходящими в них вторичными изменениями объясняется неоднородность разреза, широкое разнообразие типов пород горизонта, их емкостно-фильтрационных свойств.

Как показано выше, на изучаемой территории осадконакопление в каширское время происходило в условиях мелководного морского бассейна с различным гидродинамическим и солевым режимом вод [116ф, 120ф]. В периоды обмеления в открытых морских условиях ограниченного поступления вод, в шельфовых лагунах и закрытых водоемах, накапливались микрозернистые карбонатные осадки. Высокая соленость вод в крайне мелководных более закрытых (менее открытых) условиях, а также происходящие участками процессы доломитизации известковых осадков способствовали осаждению наряду с карбонатными и сульфатных отложений. В результате образовывались плотные микрозернистые карбонатные с включениями гипса и ангидрита породы реперных пластов.

В периоды углубления бассейна и развития трансгрессии между стадиями обмеления в условиях открытого мелководного шельфа накапливались отложения пачек карбонатных пород с разным содержанием органического (органогенно-обломочного и цельнораковинного) и более тонкозернистого (вплоть до микрозернистого) материала. Содержание обломков организмов, формирующих более высокую первичную пористость, и карбонатного ила изменялось по вертикали и латерали в зависимости от глубины и открытости бассейна седиментации. В условиях нормальной солености, активного гидродинамического режима откладывались осадки с высоким содержанием обломков организмов, образуя породы-коллекторы.

Таким образом, в первично благоприятных условиях (в менее мелководных более открытых условиях, условиях свободного водообмена и нормальной солености) формировались породы-коллекторы, в худших условиях (в условиях ограниченного поступления вод и повышенной солености) образования коллекторов не происходило. Кроме того, на литотипы и емкостно-фильтрационные свойства пород во многом влиял характер вторичных изменений пород (особенности цементации, выщелачивания, вторичной доломитизации и т.д.), в зависимости от структуры породы и состава и направления движения насыщающих их вод. Преимущественно органические отложения открытого шельфа в зоне подвижных вод, находятся в сложных пространственно-временных соотношениях с микрозернистыми карбонатами закрытого шельфа и переходными отложениями (рис. 4.2, 4.3, 4.4, 4.8).

#### 4.2. Исследования пустотного пространства пород каширского горизонта методами ГИС

##### *Анализ пористости пород по данным ГИС.*

Емкостные свойства пород-коллекторов каширского горизонта в ходе переинтерпретации материалов ГИС определялись согласно общепринятой методике Стандарта по интерпретации ГИС по РТ [55].

При выделении продуктивных пластов учитывались кондиционные значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности для каширских отложений по утвержденному Стандарту, согласно которого пласт-коллектор выделяется при коэффициенте пористости ( $K_p$ ) более 8 %, по характеру насыщения к нефтенасыщенным отнесены пласты с коэффициентом нефтенасыщенности ( $K_n$ ) не менее 60 %.

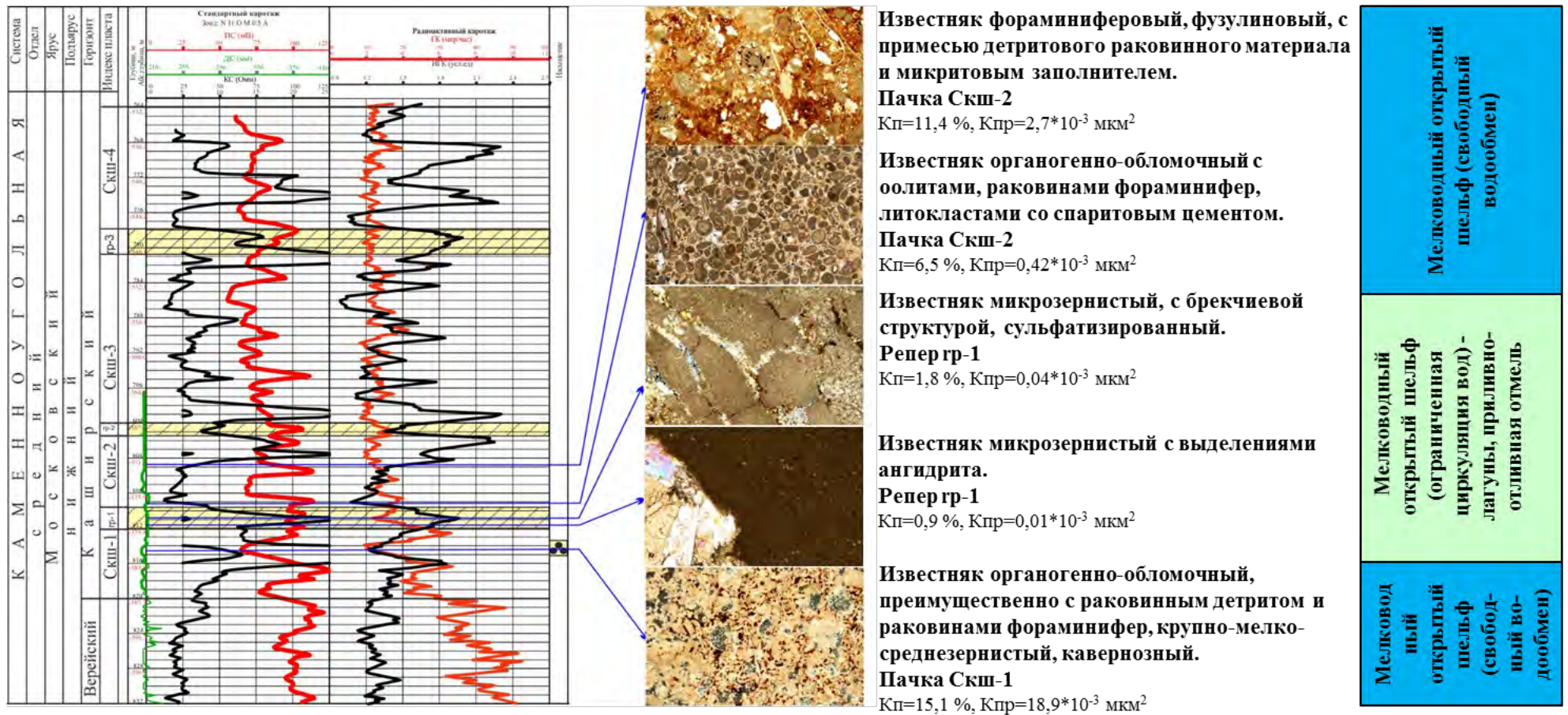


Рис. 4.8. Западный склон ЮТС. Ямашинское месторождение. Характеристика пород по данным керна с распространением по разрезу



Определение коэффициентов пористости пластов в изученных скважинах осуществлялось по результатам исследований радиоактивного каротажа. По пяти скважинам автором определена пористость с учетом литологического состава (пористость литологическая) с использованием расширенного комплекса ГИС – дополнительно к стандартному радиоактивному каротажу (РК) по трем скважинам применялся акустический (АК) и гамма-гамма плотностной (ГГКп) каротаж и по двум скважинам – акустический каротаж.

При определении пористости пластов по данным РК применялась методика "двух опорных пластов". Преимущество методики состоит в том, что при ее применении нивелируется влияние скважинных условий и некоторых особенностей аппаратуры, исключается необходимость специальных эталонных и калибровочных моделей пластов.

В качестве исходных данных использовались относительные разностные параметры

$A_{НГК}$  и  $A_{ГК}$  :

$$A_{НГК} = \frac{I_{НГК} - I_{НГК}^{мин}}{I_{НГК}^{макс} - I_{НГК}^{мин}},$$

где  $I_{НГК}$  - показания НГК против исследуемого пласта, поправленные за естественное гамма – излучение и инерционность аппаратуры;

$I_{НГК}^{мин}$  - показания НГК против размытых глин верейского горизонта;

$I_{НГК}^{макс}$  - показания НГК с минимальной пористостью в известняках фаменского яруса

Если фаменские карбонатные породы не вскрыты бурением, то за опорный принимался уплотненный карбонатный пласт башкирского яруса. Переход к максимальным значениям НГК для верхнефаменских карбонатных пород осуществлялся путем умножения значений НГК против башкирских карбонатных отложений на коэффициент 1,35 (согласно СТО ТН 105-2013 «Интерпретация ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений РТ») [56].

Второй разностный параметр  $A_{ГК}$  определялся по формуле:

$$A_{ГК} = \frac{I_{ГК} - I_{ГК}^{мин}}{I_{ГК}^{макс} - I_{ГК}^{мин}},$$

где  $I_{ГК}$  - показания ГК против исследуемого пласта;

$I_{ГК}^{макс}$  - показания ГК против размытых глин верейского горизонта;

$I_{ГК}^{мин}$  - показания ГК в плотных «чистых» известняках башкирского яруса.

Для расчета пористости использовались зависимости для пород каширского горизонта, рассчитанные для месторождений РТ [56] (табл. 4.7).

Также для наиболее точного определения пористости с учетом литологического состава

Таблица 4.7. Зависимости для определения пористости ( $K_p$ ) пластов по данным ГМ - НГМ

Тектонический элемент	Формулы для расчета $K_p$
Сводовая часть ЮТС, восточный, юго-восточный и южный склон ЮТС	$K_p = 0,339 * e^{(-3,956 * A_{ГК})} - 0,228 * A_{ГК}^{1,008}$
Западный склон ЮТС	$K_p = 0,339 * e^{(-4,37 * A_{ГК})} - 0,204 * A_{ГК}^{1,104}$
Юго-восточный склон СТС	$K_p = 0,452 * e^{(-5,317 * A_{ГК})} - 0,171 * A_{ГК}^{1,086}$
Восточный борт Мелекесской впадины	$K_p = 0,339 * e^{(-4,58 * A_{ГК})} - 0,209 * A_{ГК}^{0,882}$

в карбонатных разрезах в дополнение к стандартному радиоактивному каротажу использовался акустический и плотностной каротаж при его наличии. При построении минералогической модели по скважинам №№ 3, 5 и 14 использовался комплекс, состоящий из НГК-ГК, ВАК и ГГКп, а в скважинах №№ 10 и 11 был более усеченный комплекс - отсутствовал плотностной каротаж. На рис. 4.9 представлен пример определения литологического состава породы и определения пористости с учетом литологического состава по комплексу ГИС по скважине №3 Вишнево-Полянского месторождения (граф. прил. 2).

По результатам комплекса исследований разрез каширского горизонта в скважине №3 представлен большей частью известняками, в меньшей степени доломитизированными известняками. Лишь в трех небольших интервалах отмечаются доломиты. По всему разрезу отмечается незначительное присутствие глинистого материала. Выделенные пласты-коллекторы большей частью представлены известняками, реже – доломитизированными известняками. Отмечается совпадение выделенных пластов-коллекторов по стандартному РК и комплексному исследованию стандартного РК, ВАК и ГГКп. При сопоставлении коэффициента пористости, определенного комплексным исследованием стандартного РК, ВАК и ГГКп, отмечаются отклонения как в большую, так и в меньшую сторону на 1-3 процентных пункта.  
*Анализ пористости и нефтенасыщенности пород по данным ГИС.*

Определение нефтенасыщенности для продуктивных отложений каширского горизонта выполнялось по стандартной методике с использованием зависимостей, рассчитанных для месторождений РТ [56] (табл. 4.8). Разделение коллекторов по насыщению проводилось по удельному электрическому сопротивлению пласта ( $\rho_p$ ) с использованием данных индукционного каротажа. С целью изучения пористости и нефтенасыщения каширских отложений в скважинах, на территории деятельности ПАО «Татнефть» переинтерпретирован

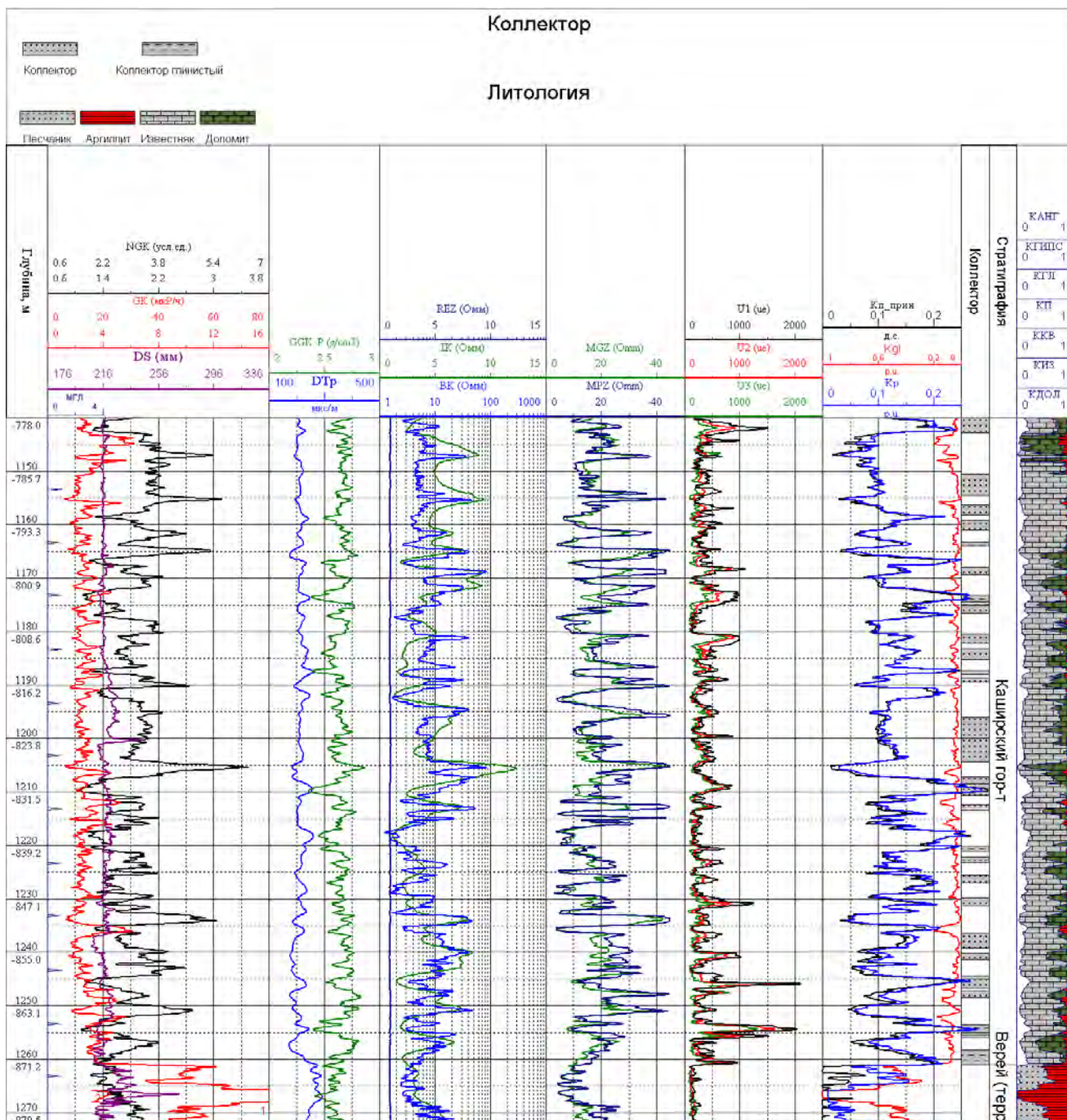


Рис. 4.9. Определение пористости пород с учетом их литологического состава по скв. №3 Вишнево-Полянского месторождения

Таблица 4.8. Обобщенные зависимости для расчета нефтенасыщенности (Кн)

Тектонический элемент	Формулы для расчета Кн
Месторождения ЮТС и СТС	$K_n = 1 - ((0,584 / K_p^{0,553}) \cdot \rho_p^{0,503} / 100)$
Восточный борт Мелекесской впадины	$K_n = 1 - ((0,571 / K_p^{0,688}) \cdot \rho_p^{0,625} / 100)$

комплекс промыслово-геофизических методов, включающий стандартный радиоактивный (ГК, НГК), стандартный электрический (КС, ПС, кавернометрия), индукционный, частично акустический и плотностной каротаж. По результатам переинтерпретации материалов ГИС 16 скважин (граф. прил. 2, 3) нефтенасыщенные пласты в каширском горизонте характеризуются относительно высокими сопротивлениями от 14 до 45 Ом·м, пласты с остаточным нефтенасыщением имеют сопротивление от 11 до 14 Ом·м, водоносные пласты характеризуются относительно низкими сопротивлениями от 2 до 14 Ом·м (табл. 4.9).

Таблица 4.9. Пределы изменений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности пластов-коллекторов по различным тектоническим элементам

Тектонический элемент	Нефть			Ост. нефть			Вода	
	УЭС, Ом·м	Кп, %	Кн, %	УЭС, Ом·м	Кп, %	Кн, %	УЭС, Ом·м	Кп, %
Восточный борт Мелекесской впадины	14-33	9,0-18,0	65,0-72,0	11,0-14,0	14,9-18,0	59,3-59,7	2,4-5,2	12,0-22,0
Западный склон ЮТС	15,3-25,8	10,7-26,9	60-74,6	11,0-12,5	12-19,5	56,9-58,5	3,7-14,3	10,9-22,0
Свод ЮТС*	-	-	-	-	-	-	1,3-11,0	9,0-17,0
Северо-восточный склон ЮТС*	-	-	-	-	-	-	4,5-5,4	15,5-17,5

\* на данных тектонических элементах, в пластах-коллекторах рассмотренных скважин признаки нефти не отмечались

*Анализ пустотного пространства методом микроэлектрического сканирования.*

На сегодняшний день, для получения более качественной дополнительной информации о свойствах пород (выделение трещин, определение азимутальной направленности трещин, их плотность, раскрытость, кавернозность пород и т.д.) проводятся исследования высокотехнологичными методами ГИС. Таковыми являются методы пластового микроэлектрического сканирования, которые за счет высокого вертикального разрешения, сопоставимого с данными керна, и обзорной оценки стенок скважины, позволяют получить уникальную для практики ГИС информацию:

- о сложнопостроенных коллекторах (выделение и характеристика пластов-коллекторов незначительных толщин, определение наличия и типов трещин и их параметров, наличия кавернозности, оценка проницаемости по раскрытости и плотности трещин, а также истинной эффективной толщины пластов, привязка глубины отбора и ориентировки керна);

- о детальном строении пластов (определение углов падения и азимутов простирания пластов, структурных несогласий, тектонических нарушений);

- о направлении стрессового напряжения пород [78].

В 2011 году НТУ ООО «ТНГ-Групп» первым среди российских компаний ввело в эксплуатацию прибор микроэлектрического сканирования МСІ. МСІ представляет собой прибор, измеряющий электрическое сопротивление пород в пределах стенок скважины. Регистрация данных проводится с помощью 144 прижимных электродов, расположенных по периметру скважины. Полученные кривые отражают изменения относительной микроэлектропроводности пласта перед электродом, связанные с его структурной и электрохимической неоднородностью. Данные вариации тока электрода обрабатываются и конвертируются в цветные или полутонные изображения, отражающие разность пластовых сопротивлений, что позволяет детально определять элементы залегания пластов, выделять интервалы трещинообразования и определять их плотность и раскрытость.

Электрический микроимиджер (МСІ) позволяет определять:

- элементы залегания и характеристики пластов (структурный анализ);
- выделять трещины и определять количественные параметры трещин (длина, раскрытость и т.д);
- выделять кавернозные участки;
- вторичную (трещинную и кавернозную) пористость пластов;
- напряженное состояние горных пород [78].

Таким образом, результаты исследования микроимиджером показывают изменения пористого пространства карбонатных коллекторов в постседиментационный период. Благодаря применению геофизической аппаратуры с высокой разрешающей способностью (в зависимости от модификации микроимиджеров она составляет первые единицы миллиметров) становится возможным выявлять пористые интервалы коллекторов незначительной толщины в мощных плотных карбонатных пластах, которые, несмотря на низкий коэффициент пористости (менее 0,1), способны за счет проницаемости системы каверн и трещин обеспечить промышленные притоки нефти [78].

На изучаемой территории в каширских отложениях исследования методом МСІ проведены в НТУ ООО «ТНГ-Групп» в десяти скважинах – одной скважине Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, шести скважинах Ново-Елховского (№№ 7484, 7486, 7491, 7482, 7123, 8243), одной скважине Екатериновского (№ 11902), одной скважине Аксубаево-Мокшинского (№ 2828) и одной скважине Вишнево-Полянского (№1284) месторождений (табл. 4.12, граф. прил. 6). Ниже рассмотрены примеры выделения микросканером элементов залегания пластов, трещиноватости и кавернозности пород каширского возраста.

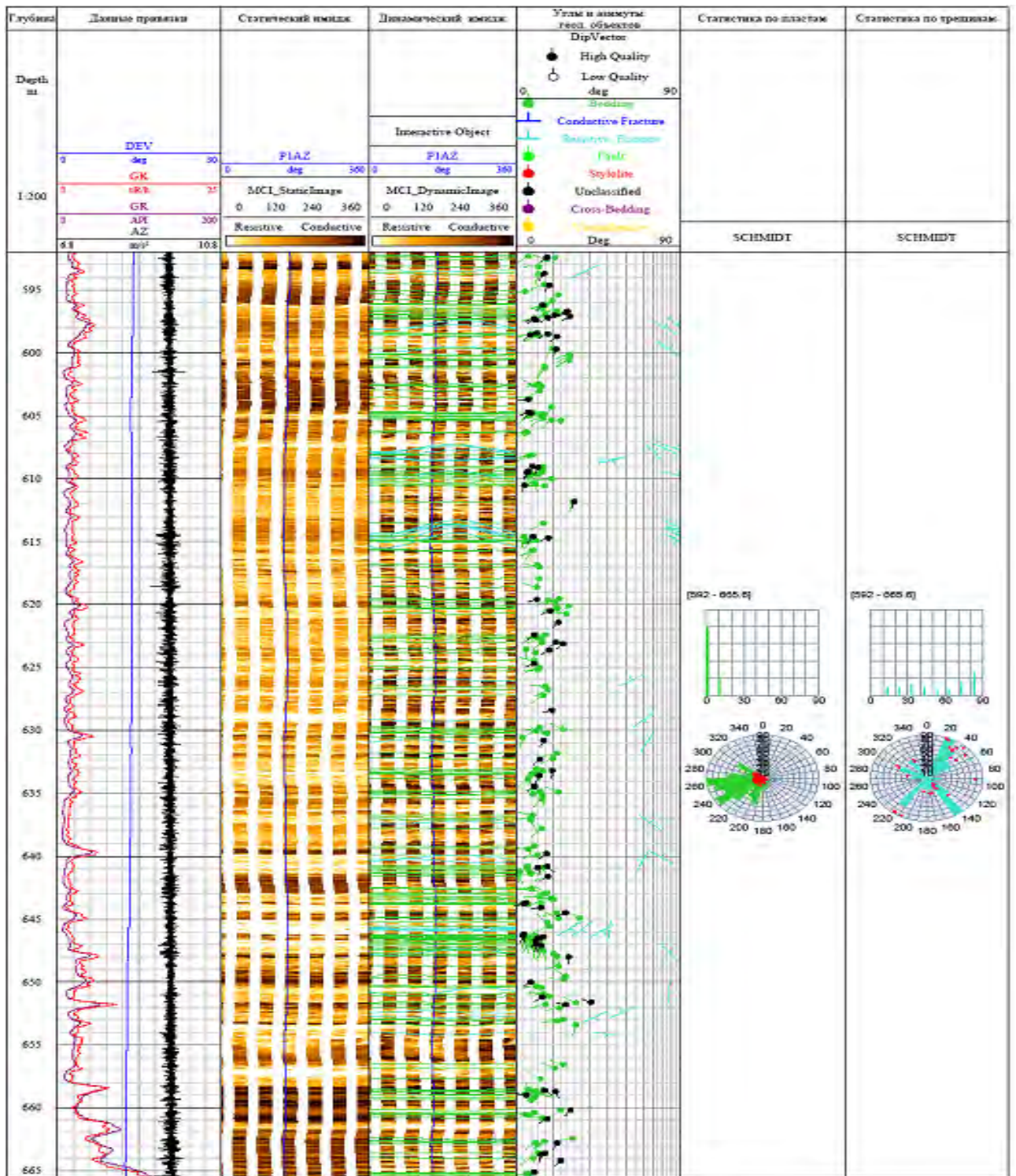
В таблице 4.10 представлены элементы залегания пластов по 10 скважинам, где проведены исследования МСІ в каширском горизонте [101ф, 102ф, 103ф, 104ф, 105ф, 106ф,

107ф, 108ф, 109ф, 110ф]. Структурный анализ в интервале каширского горизонта показан на примере скважины № 7486 Ново-Елховского месторождения [104ф]. Преимущественный угол падения пластов лежит в диапазоне 4,0 - 7,4° при основном направлении падения пластов «запад-юго-запад» (азимут падения в диапазоне 234,7 - 266,7°).

Таблица 4.10. Элементы залегания пластов по каширскому горизонту по данным МСІ

Номер скважины площадь, месторождение	Кровля, м	Подошва, м	Угол падения, град.	Азимут падения, град.
7123 Ново-Елховское месторождение	839,2	850,4	3,86-4,88; 5,9-6,92	182,2-209,8
8243 Ново-Елховское месторождение	800,9	836,4	14,96-16,92	286,7-357,8
7486 Ново-Елховское месторождение	592,0	665,6	4,0-7,4	234,7-266,7
7484 Ново-Елховское месторождение	629,2	669,8	4,1-6,0	134,4-160,5
7482 Ново-Елховское месторождение	687,0	705,8	8,1-9,3	79,0-98,3
7491 Ново-Елховское месторождение	675,5	707,8	6,4-10,9	324,8-359,3
11902 Екатериновское месторождение	804,0	837,6	3,5-5,4	144,8-209,9
1284 Вишнево-Полянское месторождение	1186,0	1261,0	4,9-7,0	74,8-144,9
10755д Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения	842,8	878,6	8,35-10,5	91,82-124,63
2828 Аксубаево-Мокшинское месторождение	985,7	1003,6	10,1-12,2	95,9-112,8

Здесь же в скважине № 7486 показаны исследования трещиноватости пластов. Так в интервале каширского горизонта 592-665,6 м выделена 31 непроводящая трещина (рис. 4.10).



Условные обозначения:

DEV – зенитный угол скважины, зарегистрированный модулем инклинометрии аппаратуры MCI;  
 GR – кривая гамма-каротажа для привязки, зарегистрированная модулем (автоматический режим); GK аппаратуры MCI;  
 AZ – показания данных акселерометра по оси Z;

PIAZ – азимут центрального электрода первого башмака; -  
 MCI\_StaticImage – статический имидж;  
 MCI\_DynamicImage – динамический имидж

● Bedding – граница пласта, угол наклона, азимут падения (диалоговый режим);  
● Bedding – граница пласта, угол наклона, азимут падения  
└ Conductive Fracture – проводящая трещина (глубина, угол наклона, азимут падения);  
└ Resistive Fracture – залеченная трещина (глубина, угол наклона, азимут падения).

Рис. 4.10. Ново-Елховское месторождение, скв. № 7486. Пример определения элементов залегания пластов и трещин каширского горизонта

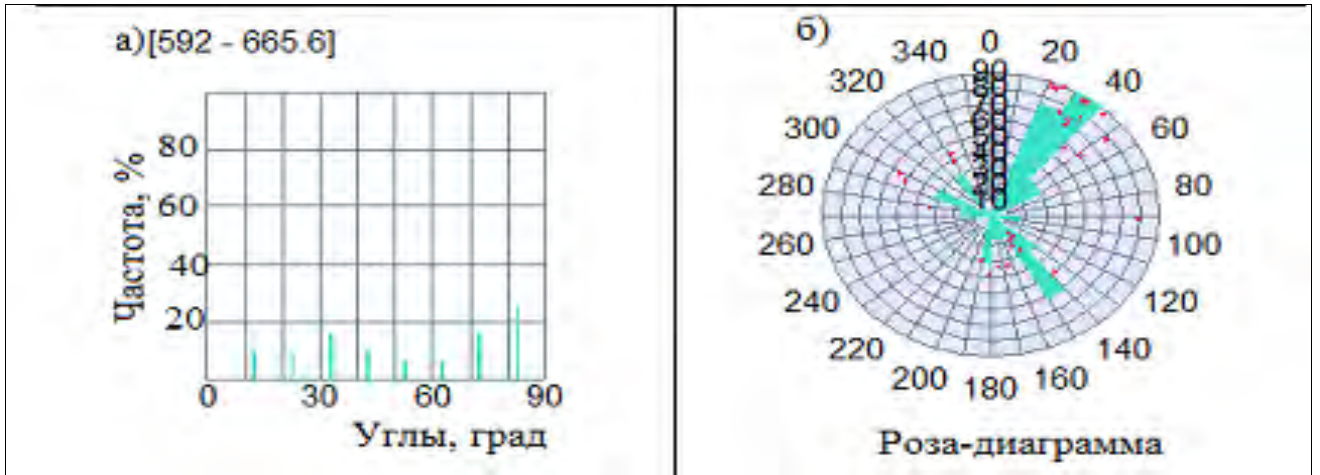
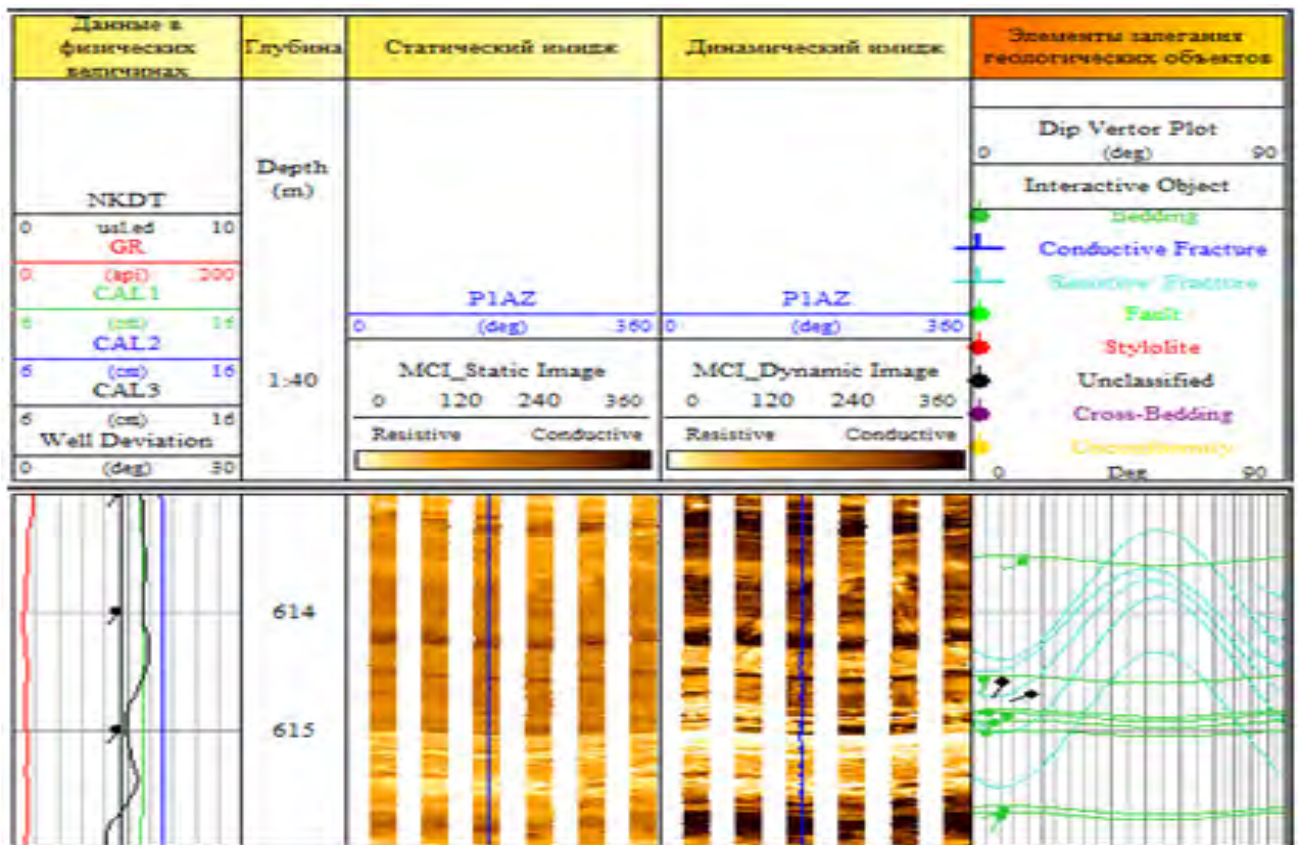


Рис. 4.11. Ново-Елховское месторождение, скв.7486. Залеченные трещины: а - гистограмма углов падения трещин; б- круговая диаграмма азимутов и углов падения трещин в каширском горизонте

На рисунке 4.12 представлен пример выделения залеченных трещин в интервале 613–616 м.



Условные обозначения:

NKDT – показания нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;  
 CAL1, CAL2, CAL3- показания радиусометров, зарегистрированных 1-3 башмаками аппаратуры MCI;  
 WellDeviation – зенитный угол скважины.

Рис. 4.12. Ново-Елховское месторождение, скв. № 7486. Пример выделения залеченных трещин



Таблица 4.11. Параметры трещин (скв. № 11902, Екатериновское месторождение)

Глубина (м)		Н	Раскры- тость трещины	Ширина гидравлической трещины	Плотность трещин	Порис- тость	Длина трещины
Кровля	Подошва	м	мм	мм	1/м	%	м
Интервал исследования 801,2-915,5 м							
809.72	809.81	0.09	0.22	0.23	1.00	0.24	0.67
810.28	810.40	0.12	0.22	0.32	1.00	0.09	0.65
817.50	817.66	0.16	0.21	0.35	1.00	0.04	0.46
818.23	818.41	0.18	0.65	0.71	0.50	0.29	0.27
821.35	821.60	0.25	0.76	0.88	0.67	0.65	0.64

Трещины имеют два преимущественных направления падения - северо-восточное и юго-восточное (рис. 4.10, 4.11). Трещины чаще всего субпараллельные субвертикальные и слабонаклонные, залеченные глинистым и кальцитовым цементом.

Высокая разрешающая способность метода также позволяет определить некоторые параметры открытых трещин по специальной методике. Результаты исследований по скважине №11902 Екатериновского месторождения [107ф] представлены в таблице 4.11.

На рисунке 4.13 приводится пример выделения наклонно-направленных трещин в скважине № 10755д Миннибаевской площади [109ф] в интервале 843–850 м. Здесь они выделяются в интервале азимутального несогласия пластов: азимуты падения выше- и нижезалегающих пластов различаются на  $84,1^\circ$ . В рассматриваемом интервале вторичная пористость представлена, как кавернозной, так, и в незначительной степени трещинной емкостью. Выделение кавернозного участка показано на рисунке 4.14 по скважине № 8243 Ново-Елховской площади [101ф]. Судя по имиджам, каверны разрознены (изолированные) и имеют небольшие размеры. На представленном участке трещиноватость не наблюдается.

В скважине №7486 Ново-Елховского месторождения на глубине 607 м отмечается как трещиноватость, так и кавернозность отложений (рис. 4.15). По этой скважине в интервале 592-612 м проведено определение прогнозных величин кавернозной составляющей пористости ( $K_{п\_кав}$ ) и трещинной пористости ( $K_{п\_тр}$ ), определенных по расширенному комплексу ГИС (рис. 4.16). По расширенному комплексу ГИС (включая дополнительные ГГКп, АК, МСИ) проведен расчет величины  $K_{п\_кав}$  и  $K_{п\_тр}$ , а также определен вещественный состав пород, который, в основном, представлен известняками, доломитизированными известняками, доломитами. По последним развивается сульфатизация (ангидриты). С учетом вещественного состава пород определена их общая пористость ( $K_{п\_лит}$ ), которая в данном случае близка к стандартной пористости ( $K_{п\_РК}$ ). Для получения блоковой пористости

необходимо из общей вычлечь вторичную (трещинную и кавернозную) составляющие. Каждый тип пористости будет характеризоваться своими фильтрационными свойствами, сумма которых должна быть близка к ядерным данным. В рассматриваемом случае расширенный комплекс оказался недостаточным, так как отсутствовали измерения гамма-спектрометрии (рис. 4.16). Так, например, интервал 596-599 м, представленный известняками, имел повышенные

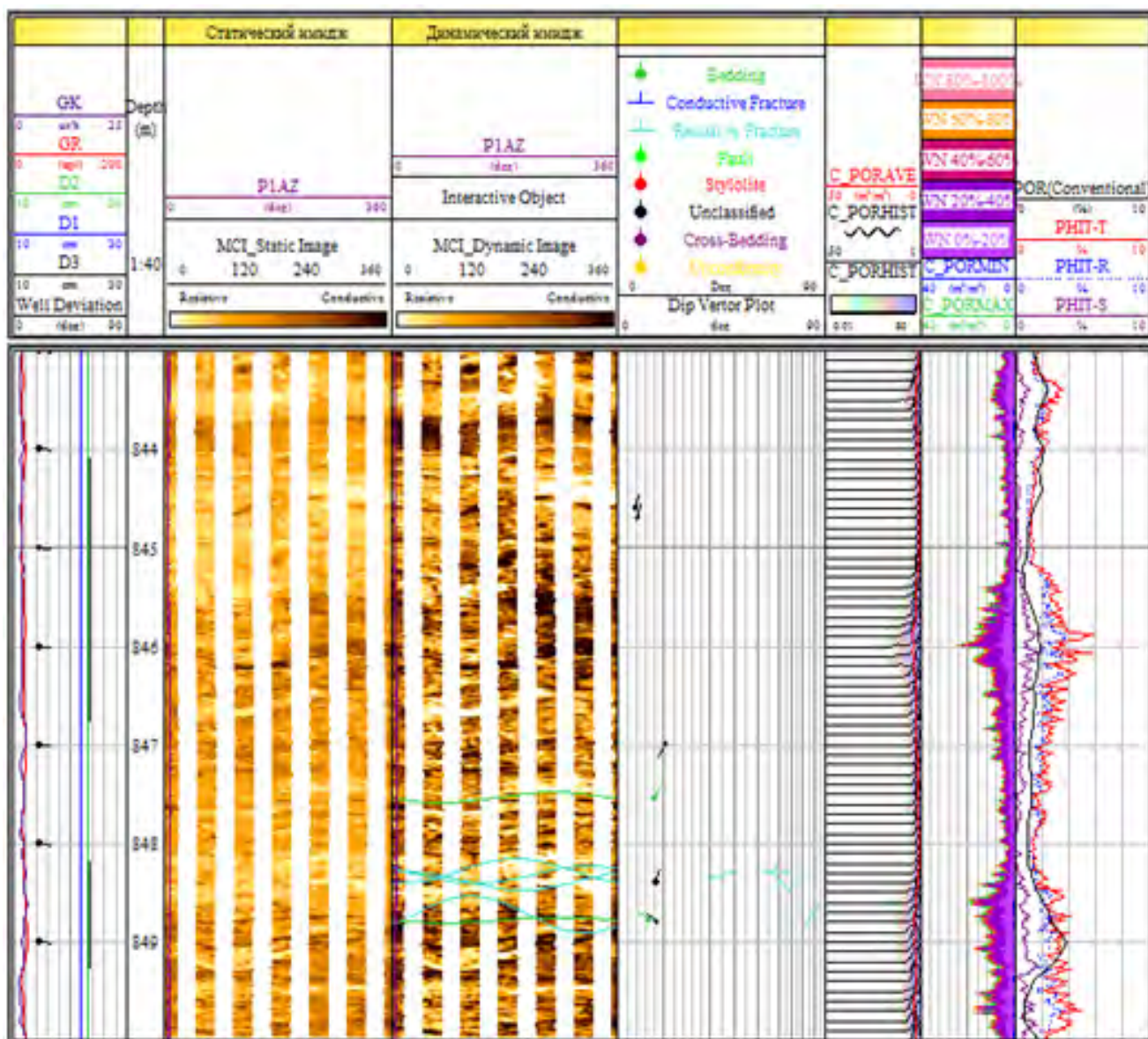


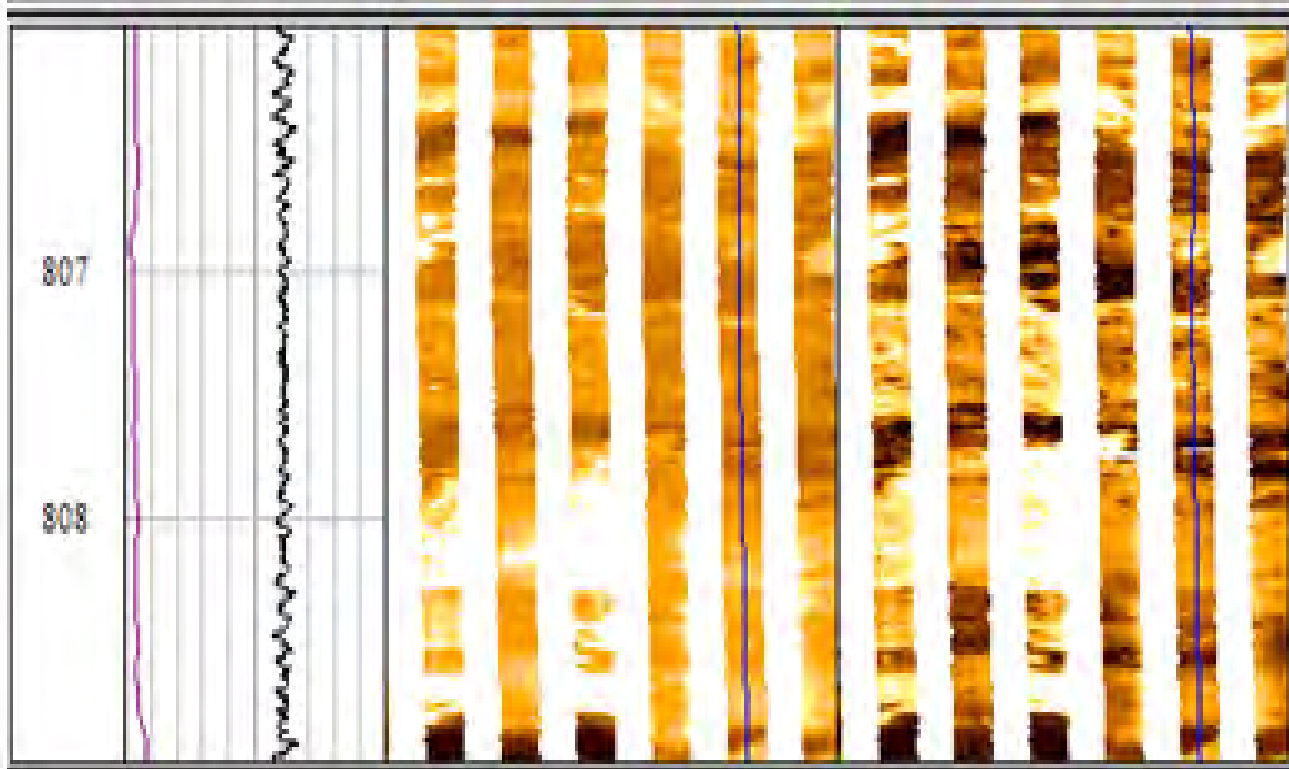


Рис. 4.13. Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения, скв. №10755д. Анализ спектра пористости

величины ГК, очевидно, не связанные с глинистостью. В пользу этого утверждения говорят повышенные показания нейтронного каротажа (плотные породы). Скорее всего, в данном интервале ГК отражает не глинистость, а повышенное содержание органического вещества. Следовательно, необходимо расширение комплекса ГИС, что позволит решать геологические задачи на качественно новом уровне.

Глубина	Данные приклевки	Статический индекс	Динамический индекс
Depth m			Interactive Object
		PIAZ	PIAZ
		0 deg 360	0 deg 360
		MCI_StaticImage	MCI_DynamicImage
1:40	GR 0 API 200 AZ	0 120 240 360 Resistive Conductive	0 120 240 360 Resistive Conductive
	0.8 mV 10.8		



Условные обозначения:

- D1, D2, D3 – диаметр скважины в трех направлениях по башмакам 1-4, 2-5, 3-6;
- C\_PORAVE – среднее значение пористости (по 144 значениям проводимости, пересчитанным в пористость);
- C\_PORHIST – гистограмма пористостей по 144 микро-электродам;
- WN 0-20%, 20-40%, 40-60%, 60-80%, 80-100% -- вклад пористости в общую пористость;
- C\_PORMAX – максимальное значение пористости из массива данных по 144 электродам;
- C\_PORMIN – минимальное значение пористости из массива данных по 144 электродам;
- POR (Conventional) - пористость по комплексу ГИС;
- RHIT-T – общая пористость по MCI;
- RHIT-R – первичная пористость по MCI;
- RHIT-S – вторичная пористость по MCI

Рис. 4.14. Ново-Елховская площадь, скв. № 8243. Выделение кавернозного участка

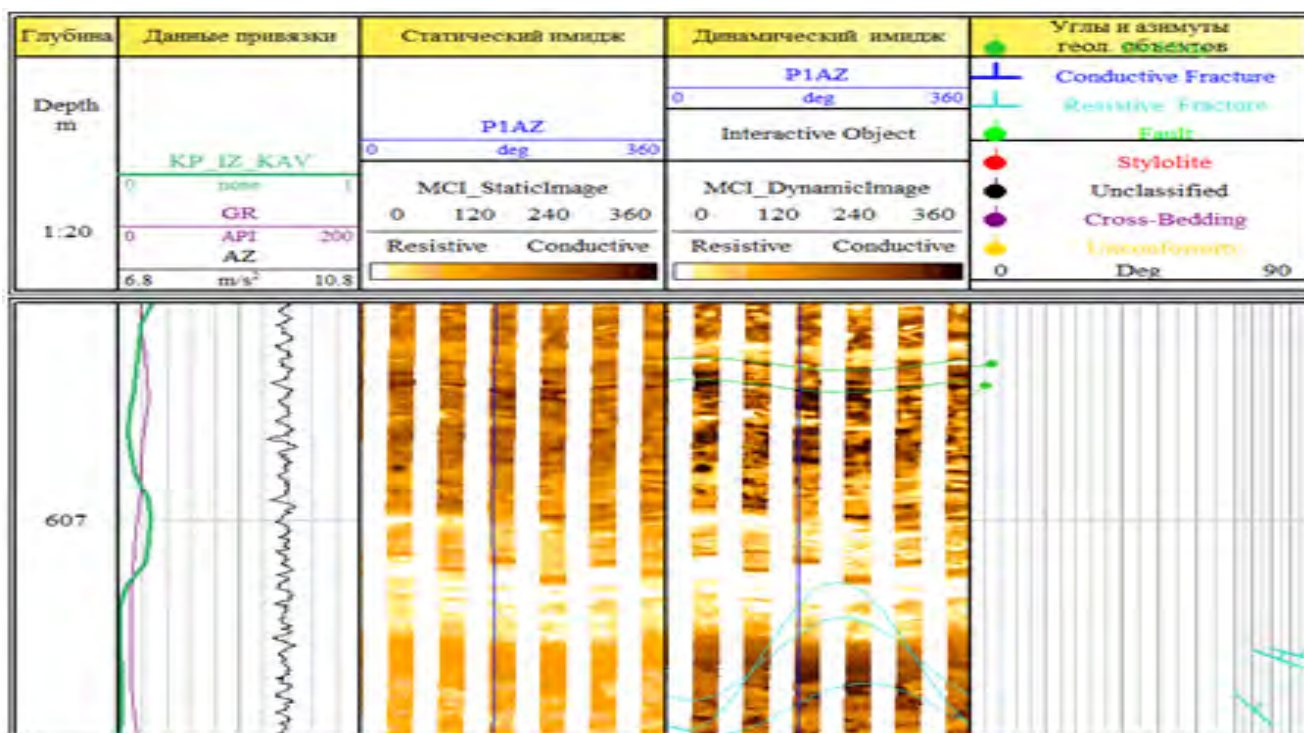


Рис. 4.15. Увеличенный фрагмент данных МСИ в кавернозном и трещинном интервале в скв. № 7486

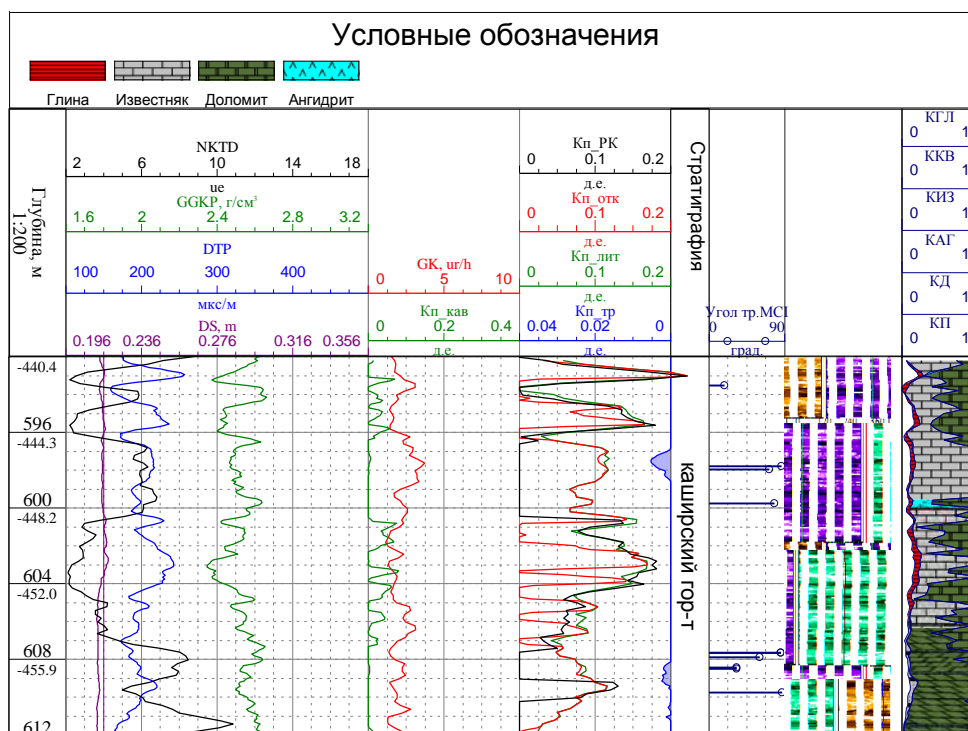
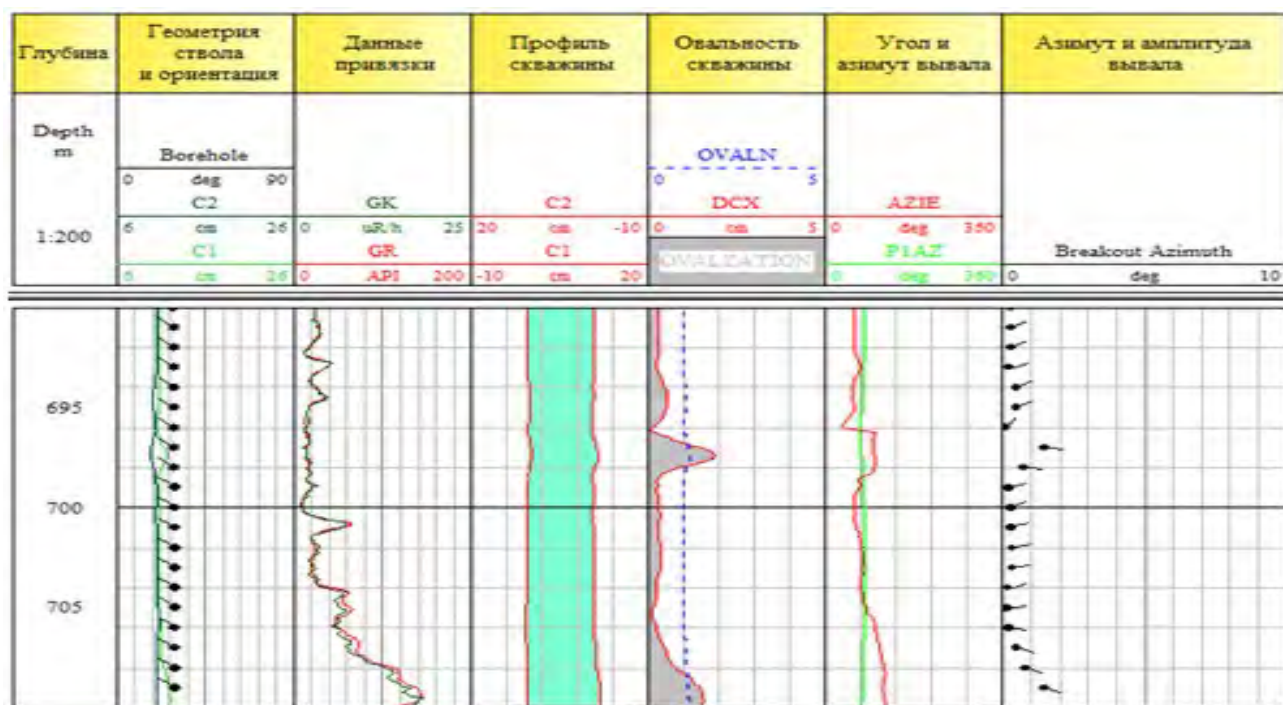


Рис. 4.16. Сопоставление результатов комплексной интерпретации расширенного комплекса ГИС и данных МСИ в скв. № 7486

Вывалы стенки скважины и индуцированные трещины являются результатом разгрузки текущих тектонических напряжений, поэтому по их местоположению и ориентации можно определить интервалы и направления последних. Так, в скв. № 7491 Федотовской площади

[105ф] вывалы стенок скважины, связанные со стрессовым состоянием, обнаруженные на глубине 696,4-698,2 м, достигают 1,9 см и, скорее всего, связаны с угловым несогласием. Угол залегания пластов в этом интервале меняется от 14,9° до 24,3° (рис. 4.17). Направление текущего минимального горизонтального главного напряжения пород, соответствующее вывалам, определено как восточное (100 – 110°).



Условные обозначения:  
 C1 – длинная ось скважины; OVALN – отношение осей эллипсов (длинной к короткой);  
 C2 – короткая ось скважины; DCX – амплитуда вывалов стенок скважины.

Рис. 4.17. Федотовская площадь, скв. № 7491. Пример анализа геометрии ствола

В ходе анализа материалов ГИС и МСИ по данным НТУ ООО «ТНГ-Групп» в каширских отложениях по 10 скважинам [101ф, 102ф, 103ф, 104ф, 105ф, 106ф, 107ф, 108ф, 109ф, 110ф] получены следующие результаты.

Кавернозность разреза отмечается в верхних и средних частях горизонта, представленных слабодолмитизированными породами. Как правило, это интервалы разрозненных мелких каверн.

В трех скважинах наблюдаются как открытые, так и залеченные трещины (№ 1284 Вишнево-Полянского, № 11902 Екатериновского и № 2828 Аксубаево-Мокшинского месторождения). Соотношения открытых и залеченных трещин колеблются в пределах 1/2 – 1/4. В пяти скважинах наблюдаются только залеченные трещины (скважины №№ 7484, 7486, 7123, 8243 Ново-Елховского месторождения и № 10755д Миннибаевской площади).

Ромашкинского месторождения). В двух скважинах (№№ 7491, 7482 Ново-Елховского месторождения) открытых и залеченных трещин в каширском горизонте не выявлено.

Таким образом, наряду с другими полученными данными, исследования методом микроэлектрического сканирования прежде всего дают дополнительную полезную информацию по трещиноватости и кавернозности разреза. Из 10 исследованных скважин открытые трещины выявлены в 3 скважинах, расположенных в пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона Южно-Татарского свода.

*Сопоставление данных ГИС и керна.*

Стандартные промыслово-геофизические методы (КС, ПС, ГК, НГК, ДС) при изучении каширского горизонта позволяют более или менее уверенно выделять коллекторы порового типа однородного литологического состава. Однако каширские карбонатные отложения часто представлены сложнопостроенными коллекторами, где значительное влияние имеют как наличие трещиноватости и кавернозности, так и неоднородность литологического состава пород. Кроме того, на результаты исследований оказывают влияние различные искажающие факторы, такие как, например, глубокое проникновение фильтрата бурового раствора в пласт. Анализ изученности каширского горизонта поисково-разведочным бурением при сопоставлении результатов заключений ГИС, испытаний в процессе бурения КИИ и опробования в колонне показал, что эффективность стандартного комплекса ГИС довольно низкая и составляет порядка 60 % [116ф]. Поэтому, необходимым условием для всестороннего изучения каширских пород является применение дополнительных методов ГИС, таких как ВАК-8, ЯМК, ЛПК, ГГК-П, ГК-С, ИНГК, АК, МСИ и комплексное использование методов скважинной геофизики и керновых данных.

По вышеуказанным причинам нефтенасыщенные, водонасыщенные и плотные карбонатные породы по данным стандартного комплекса ГИС часто характеризуются показаниями радиоактивного каротажа и удельного сопротивления пород одного и того же порядка и не всегда совпадают с керновыми данными.

Сопоставление параметров пород, полученных при интерпретации геофизических материалов и данных анализа керна проведены на примере скважин №№ 1Кб, 2Кб Куакбашской площади Ромашкинского месторождения и №17 Вишнёво-Полянского месторождения (табл. 4.12). Результаты анализа керна с учётом места взятия образцов, привязаны к геофизическому разрезу, по которому проведена послойно-непрерывная интерпретация.

Так, сопоставление материалов керна и ГИС на Куакбашской площади показало следующее:

- по скважине № 1Кб интервал 730,6-736,0м, охарактеризованный по ГИС как нефтенасыщенный ( $K_n$  – от 57,4 % до 70,1 %), по керну (образцы 11а-20а) охарактеризован как плотные разности карбонатных пород – плотные доломиты замещения сульфатизированные, с низкими коллекторскими свойствами;

- по скважине № 2Кб отмечается аналогичная картина: в интервале 811,6-818,6 м (образцы 1а-11а) пласт выделяется по ГИС как нефтенасыщенный ( $K_n$  - 73%), по керну в данном интервале – плотный доломит без признаков нефти;

- развитие в разрезе процессов доломитизации, сульфатизации создает картину нефтенасыщенного пласта на каротажных кривых (характеризуются высоким сопротивлением и пониженным значением НГК - гипс), что создает неоднозначную картину при сопоставлении данных керна с данными ГИС.

Типичным примером ярко выраженной неоднородности строения каширских отложений, обусловленной как первичными условиями осадконакопления пород, так и вторичными наложенными процессами, может служить разрез скважины № 17 Вишнёво-Полянского месторождения.

В процессе бурения в интервале 1080,2–1110,2 м в пяти забурках отобрано 24,1 м керна, с выносом керна - от 60 до 100 %. В интервалах бурения 1080,2-1086,2 м и 1092,2-1098,2 м вынос керна в обеих забурках составил 100 %, что обусловило надежную привязку всего керна по разрезу. Анализ сопоставления результатов «керна – ГИС» по скважине № 8160 Вишнёво-Полянского месторождения показал следующее:

- прослой 1080,2-1082,6м (образцы 1а-16а) и 1085,6-1088,4м (40а-54а) характеризуются по ГИС и керну как коллектор нефтенасыщенный (табл. 4.7);

- по керновым данным прослой 1083,6-1085,6 м (образцы 25а-39а) характеризуется как нефтенасыщенный, по данным ГИС пласт слабонефтенасыщенный ( $K_n$  – 49 %).

- прослой 1089,1-1090,2 м по данным ГИС характеризуется как неколлектор, по керну в этом интервале (образцы 55а-60а) представлен известняками органогенно-обломочными нефтенасыщенными;

- отсутствие 100%-ного выноса керна не позволяет охарактеризовать анализами керна прослой 1090,8-1092,8 м;

- прослой 1093,2-1094,4 м (образцы 61а-68а) характеризуется по данным ГИС как нефтенасыщенный, по данным керна наряду с пятнисто-нефтенасыщенными разностями известняка отмечается нефтенасыщение по кавернам и присутствуют образцы органогенно-обломочного известняка без признаков нефти;

Таблица 4.12. Сравнительная характеристика оценки параметров пород каширского горизонта по материалам исследования керн и ГИС

№ скважины	Площадь/ Месторождение	Кровля прослоя	Подшва прослоя	Образцы от-до в прослое	Rp (Ом·м) сопротивление прослоя	Кгл (%) глинистость	Кп (%) пористость	Кп (%) пористость	Кн (%) нефтенасыщен.	Кн (%) нефтенасыщен.	Кпр аб (10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> ) проницаемость	Кпр (10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup> ) проницаемость
						ГИС	ГИС	КЕРН	ГИС	КЕРН	ГИС	КЕРН
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1Кб	Куакбашская	730,6	732,6	11а-12а	38,8	1,4	12,1	2,6	70,1	без признаков нефти	1,399	0,12
		732,6	733,2	13а	39,0	2,7	8,7	5,1	64,3	без признаков нефти	0,629	-
		733,2	736,0	14а-20а	36,2	2,3	7,2	3,7	57,4	без признаков нефти	0,434	0,01
2Кб	Куакбашская	811,8	818,6	1а-11а	44,9	1	13,8	3,2	73	без признаков нефти	2,15	0,16
17	Вишнево-Полянское	1080,2	1082,6	1а-16а	25,9	1,1	16,0	14,2	73	неравномерно нефтенасыщенный	2,78	95,88
		1083,6	1085,6	25а-39а	6,8	3,0	12,3	9,6	49,1	слабонефтенасыщенный	5,59	63,54
		1085,6	1088,4	40а-54а	20,4	1,9	15,9	13,8	67,3	52,4	3,01	61,72
		1089,1	1090,2	55а-60а	15,73	2,5	4,2	12,7	11,1	66,2	0,13	66,16
		1090,8	1092,8	-	15,73	1,6	6,4	-	27,7	-	0,37	-
		1093,2	1094,4	61а-68а	21,36	0,9	11,5	8,7	61,8	41,9	1,28	81,78
		1095,4	1097,4	73а-78а	26,43	0,7	10,2	13,6	63,9	без признаков нефти	0,92	3,72



- прослой 1095,4-1097,4 м (образцы 73а-78а) по керновым данным характеризуется как плотная порода без признаков нефти, а по ГИС коэффициент нефтенасыщенности составляет 63,9 %.

В ходе анализа керна в скважине № 17 можно отметить следующее:

- нефтенасыщенные и водонасыщенные пласты-коллекторы, определенные по методам ГИС, представлены пористо-проницаемыми разностями органогенно-обломочных известняков, участками уплотненных сильно перекристаллизованных;

- плотные пропластки, выделенные также по ГИС, слагаются большей частью плотными сильно сцементированными и перекристаллизованными разностями органогенно-обломочных известняков.

Для всего каширского разреза, в том числе и для плотных прослоев, наряду с макротрещиноватостью, характерна и микротрещиноватость пород, которая по своей геометрии изменяется от вертикальной, наклонной и горизонтальной до хаотической. На участках развития наклонных и горизонтальных микротрещин часто отмечаются многочисленные поры и каверны выщелачивания, формируя, таким образом, чередование тонко- и толстополосчатых нефтенасыщенных и плотных прослоев (рис. 4.5, обр. 9а, 24а).

Высокая плотность микротрещин в уплотнённых прослоях может обеспечивать достаточно хорошую гидродинамическую связь между эффективными нефтенасыщенными прослоями [76].

Наблюдается закономерная связь между процентным содержанием доли плотной матрицы и пористостью пород. В случае превышения процентного содержания доли плотной матрицы в общем объёме породы свыше 50 %, пористость пород не превышает 9 %.

При сопоставлении величин пористости «кern – ГИС» по нефтенасыщенным интервалам наблюдается незначительное превышение значений пористости по методам ГИС над величиной пористости, определённой по образцам керна, в среднем на 2 - 2,5 %-ных пункта.

В целом по результатам исследований керна каширского горизонта можно отметить следующее:

- разрезы каширских отложений на изученных землях большей частью характеризуются развитием сложнопостроенных коллекторов с различным характером нефтенасыщения;

- разрезы продуктивных отложений слагаются органогенно-обломочными известняками, в различной степени измененными вторичными процессами, и доломитизированными разностями известняков [76];

- представительность пород каширского горизонта керном не всегда достаточна, поскольку каширский объект является попутным при геологическом изучении и возвратным при опоисковании и разработке.

Неоднородность литологического состава отложений каширского горизонта (известняки, доломиты, их переходные разности, сульфатные образования) и строения пустотного пространства усложняет получение точных параметров коллекторских свойств и продуктивности пластов по данным исследований скважин стандартным комплексом ГИС (стандартный электрический, радиоактивный каротаж). Для получения более точной информации по разрезам скважин с учетом литологического состава (в первую очередь для определения пористости) необходимо при ГИС в каширском горизонте проводить дополнительные исследования как минимум акустического и плотностного (литоплотностного) каротажа. Кроме того, для детализации петрофизических зависимостей необходимо увеличить и систематизировать отбор керна в каширском горизонте при бурении скважин. В связи с наличием продуктивных пластов в верхней части горизонта в пределах восточного борта Мелекесской впадины, отбор керна необходимо производить как в нижней, так и в верхней части каширских отложений.

## 5. НЕФТЕНОСНОСТЬ КАШИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Изучением условий размещения залежей нефти на изучаемой территории занимались С.Н. Мельников, С.П. Егоров, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, И.А. Шпильман, Б.М. Юсупов, Р.Х. Муслимов, А.Р. Кинзикеев, И.М. Акишев, Н.Г. Абдуллин, Н.Ш. Хайретдинов, Е.Д. Войтович, И.А. Ларочкина, Р.С. Хисамов, А.А. Губайдуллин, В.Г. Базаревская и другие [1, 2, 3, 16, 17, 30, 32, 39, 42, 45, 50, 54, 60, 61, 65, 73, 74, 75, 76, 81, 84ф, 85ф, 90ф].

В пределах Волго-Уральской антеклизы, включая район исследований, установлены два нефтепроизводивших терригенно-карбонатных комплекса – девонский и нижнекаменноугольный. Нефтеносность по разрезу осадочной толщи рассматриваемой территории формировалась за счет последовательной миграции из нижезалегающих отложений в вышезалегающие. Это подтверждается и групповым углеводородным составом нефтей изучаемой территории, который по разрезу является однотипным. По преобладающему классу углеводородов все они относятся к метано-нафтеновым нефтям. Изменение нефтей вверх по разрезу связаны с уменьшением содержания мелких (метановых) компонентов и увеличением доли ароматических и нафтеновых соединений [1, 84ф].

По характеру нефтегазонасыщения, гидрогеологическим условиям и геохимическим характеристикам нефти и газа в отложениях палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции выделяются восемь продуктивных нефтегазоносных комплексов [75]:

- девонский терригенный;
- верхнедевонско-турнейский карбонатный;
- нижнекаменноугольный терригенный;
- окско-башкирский карбонатный;
- верейский терригенно-карбонатный;
- каширско-гжельский карбонатный;
- нижнепермский;
- верхнепермский.

Комплексы отделены друг от друга выдержанными глинистыми, глинисто-карбонатными и сульфатными породами тиманско-(кыновско-)саргаевского, тульско-алексинского, верейского, сакмарско-кунгурского и уфимско-верхнеказанского возрастов. В данной работе детально рассмотрены карбонатные отложения каширского горизонта московского яруса среднекаменноугольного отдела, отнесенные к локально нефтеносным горизонтам и входящие в шестой нефтегазоносный комплекс, нефтегазоносность которого рассматривается совместно с нефтегазоносностью подстилающих окско-башкирского и верейского НГК. Формирование залежей в этих отложениях происходило в мезозойско-

кайнозойский период времени преимущественно за счет вертикальной миграции из низзалегавших продуктивных комплексов [46, 47, 74]. Как следствие, нефтеносность каширского горизонта напрямую связана с нефтеносностью низзалегавших верейско-башкирских отложений. Это подтверждается открытием залежей в каширском горизонте там, где выявлены нефтяные скопления в подстилающих резервуарах верейского и башкирского возраста. Литологическая неоднородность пород каширского комплекса исключила возможность миграции УВ на значительные расстояния по площади и их значительных скоплений, поэтому поиск нефти в них ведется совместно с геологоразведочными работами в подстилающих отложениях.

### 5.1. Типы залежей нефти в каширских отложениях

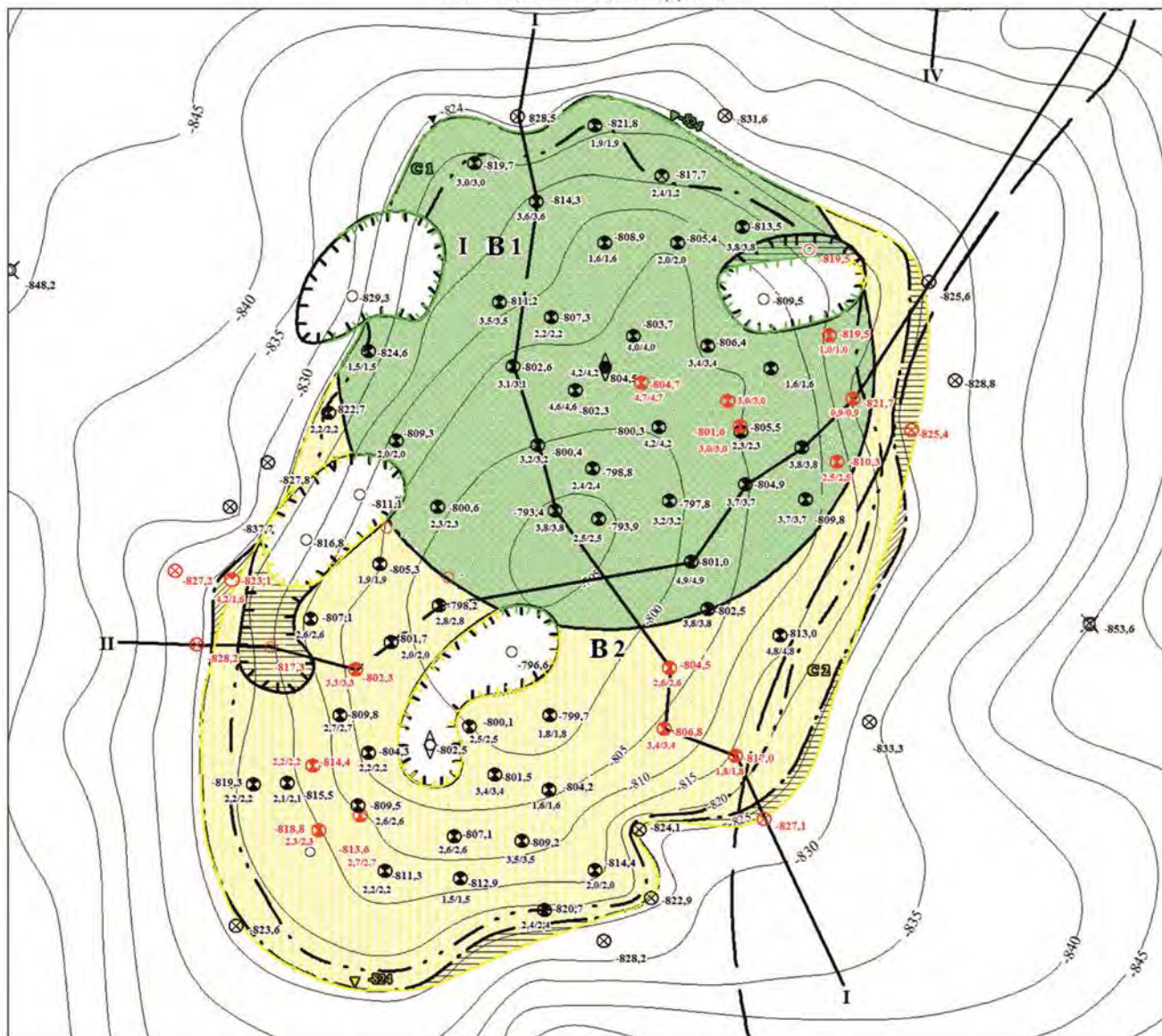
Нефтяные скопления в каширском горизонте локализуются в пределах сводовых участков среднекаменноугольных поднятий третьего порядка на глубине от 610 до 1100 метров. Залежи однопластовые и многопластовые, связаны с пачками пластов-коллекторов, разделенными реперными пластами плотных карбонатных пород. Неоднородность коллектора обусловила преимущественно литологический тип залежей.

Плотные карбонатные породы, представленные микрозернистыми известняками и доломитами, выполняют роль флюидоупора. По результатам ранее проведенных исследований [84ф] доказано, что минимальные толщины плотных и заглинизированных пород, необходимые для аккумуляции нефти в залежи, должны быть не менее 4,0 - 15,0 м. В каширских отложениях мощности реперов не всегда могут быть достаточными для формирования и сохранения залежей нефти. В таких случаях роль флюидоупора (покрышки) вместе с репером могут играть плотные породы пачек пластов-коллекторов, прилегающие к реперу снизу или сверху. Толщины покрышек варьируют от 4 до 13 м. В пределах залежи в основном нефтенасыщены один-два пористо-проницаемых пласта, иногда количество продуктивных пластов достигает шести (рис. 3.1). Залежи характеризуются небольшими размерами, относятся к антиклинальному литологически ограниченному, антиклинально-литологическому, антиклинальному неполнопластовому (водоплавающему), антиклинальному пластовому типам и являются гидродинамически изолированными локальными покрышками в пределах многопластовых месторождений (рис. 5.1 - 5.11) [53, 88ф, 89ф, 97ф, 98ф, 112ф, 113ф, 114ф].

Залежи антиклинального пластового типа известны на Вишнево-Полянском, Южно-Сунчелевском, Осеннем, Черемшанском месторождениях (рис. 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7) [53].

Иногда, как на Уразаевском поднятии Азев-Салаушского месторождения, нефтью за-

### Камышлинское поднятие



м 250 0 0.25 0.5 0.75 1 км

#### Условные обозначения:

- 827,1 - абс.отметка кровли продуктивного пласта, м
- 8,9 - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора, м
- - скважина поисковая
- ⊙ - скважина разведочная
- - скважина эксплуатационная
- - скважина, в которой при опробовании получен приток нефти
- ⊗ - скважина, в которой объект водонасыщен по ГИС
- ⊗ - скважина, в которой объект нефтенасыщен по ГИС

- 640 - изогипсы, м
- - - - - внешний контур нефтеносности
- · · · - - - - - внутренний контур нефтеносности
- - - - - зона отсутствия пластов коллекторов
- B<sub>1</sub> B<sub>2</sub> - категории запасов
- - - - - списание запасов категории B<sub>1</sub>, B<sub>2</sub>
- - - - - условный уровень подсчета
- - - - - контур залежи категории B<sub>1</sub> предыдущего подсчета
- - - - - контур залежи категории B<sub>2</sub> предыдущего подсчета

Рис. 5.1. Восточный борт Мелекесской впадины, Камышлинское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-4 каширского горизонта среднего карбона. Залежь смешанного антиклинально-литологического и антиклинального литологически ограниченного типа.

## Камышлинское поднятие

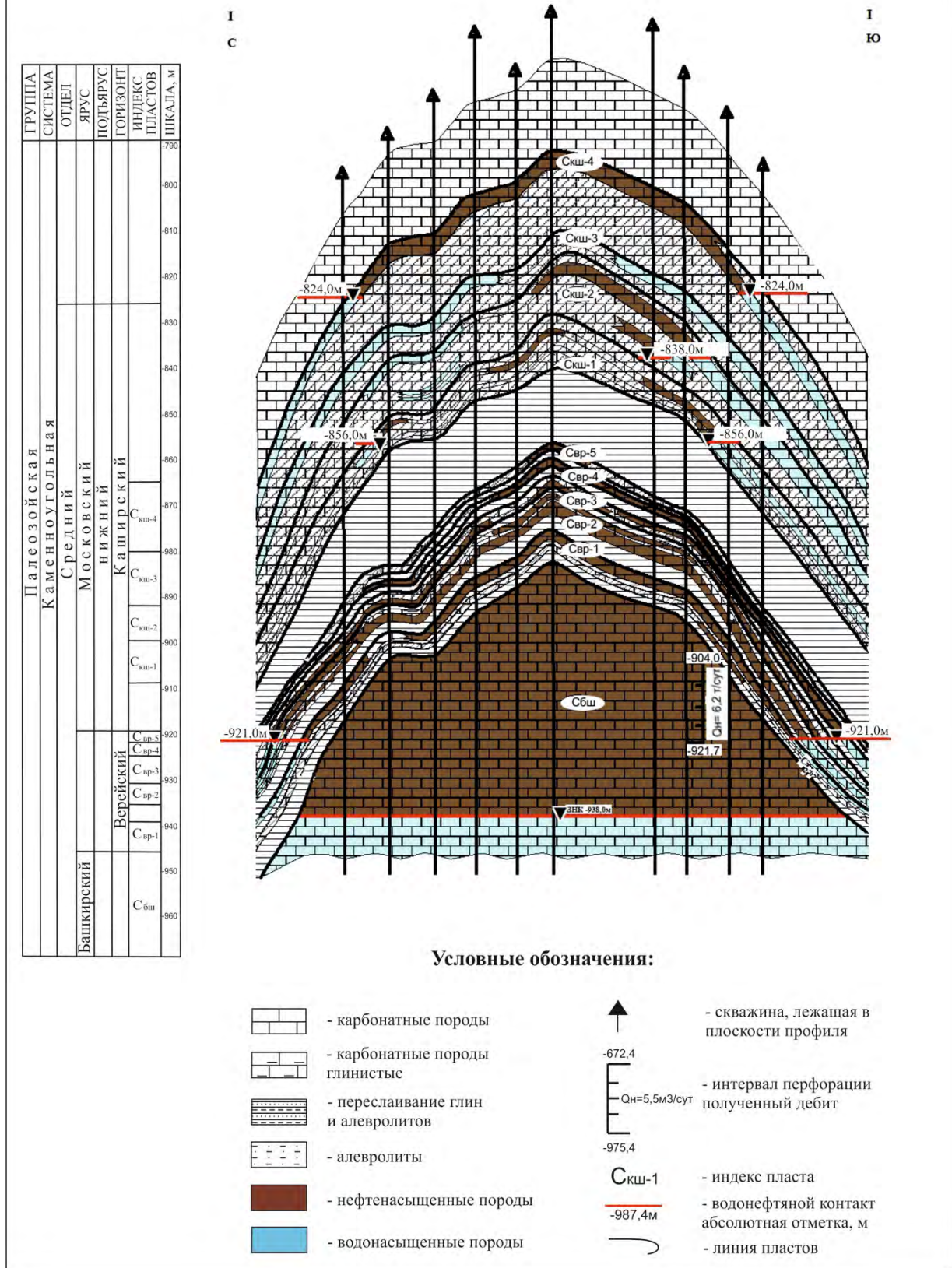
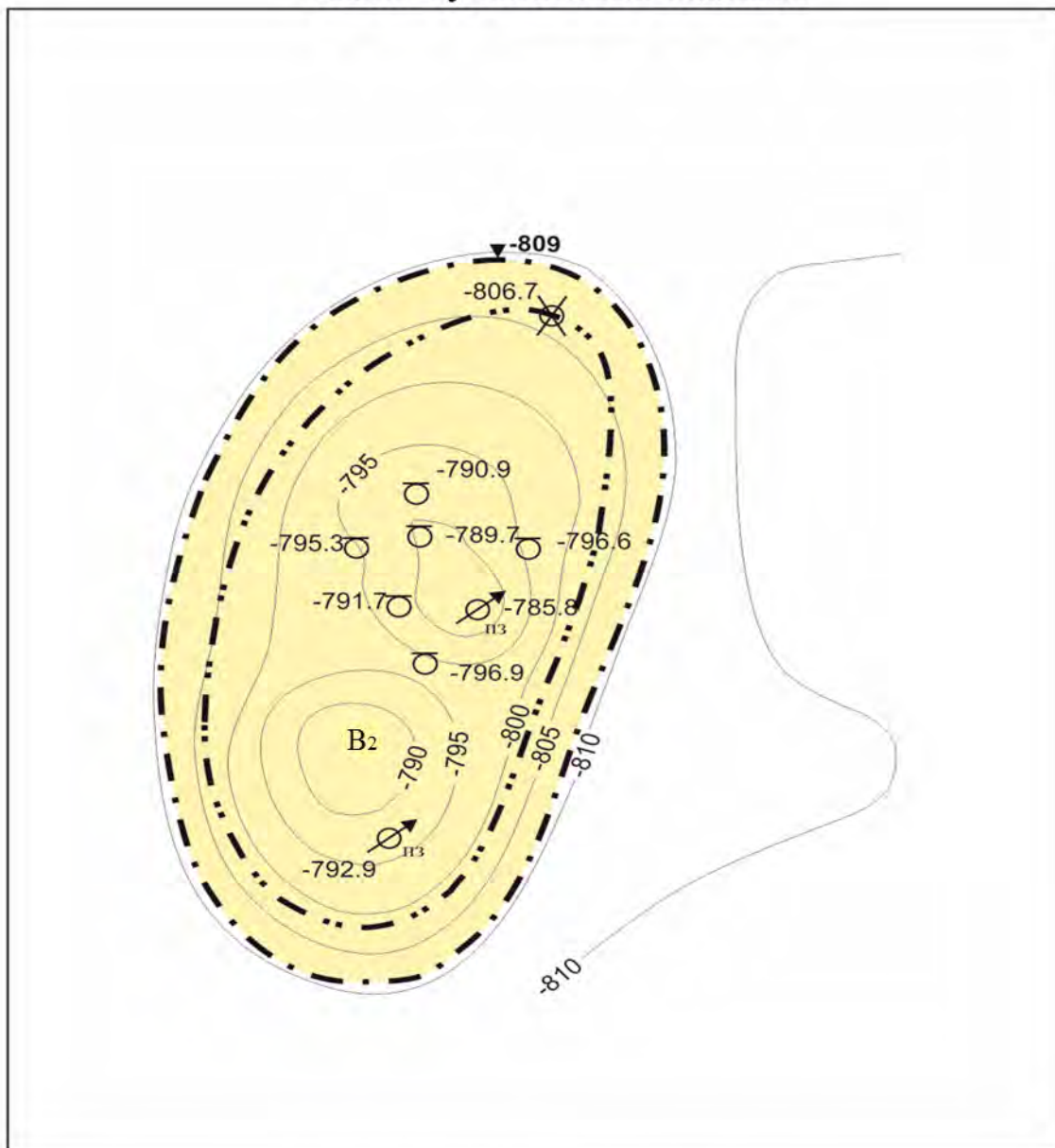


Рис. 5.2. Восточный борт Мелекесской впадины, Камышлинское месторождение. Схематический геологический профиль по линии I - I'. Залежи каширского горизонта антиклинального пластового, антиклинального литологически ограниченного и антиклинально-литологического типа



Рис. 5.3. Восточный борт Мелекесской впадины, Вишнево-Полянское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-3 каширского горизонта. Залежи антиклинального пластового и смешанного антиклинально-литологического и антиклинального литологически ограниченного типа

## Южно-Сунчелеевское поднятие



м 250 0 0.25 0.5 0.75 1 км

### Условные обозначения:

- |                |   |  |
|----------------|---|--|
| -792,9         |   | - абс.отметка кровли продуктивного пласта, м |
| ○              |   | - скважина эксплуатационная                  |
| -810           | — | - изогипсы, м                                |
| - - - - -      |   | - внешний контур нефтеносности               |
| - · · · · ·    |   | - внутренний контур нефтеносности            |
| B <sub>2</sub> | ■ | - категории запасов                          |

Рис. 5.4. Восточный борт Мелекесской впадины, Южно-Сунчелеевское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-5 каширского горизонта. Залежь антиклинального пластового типа.



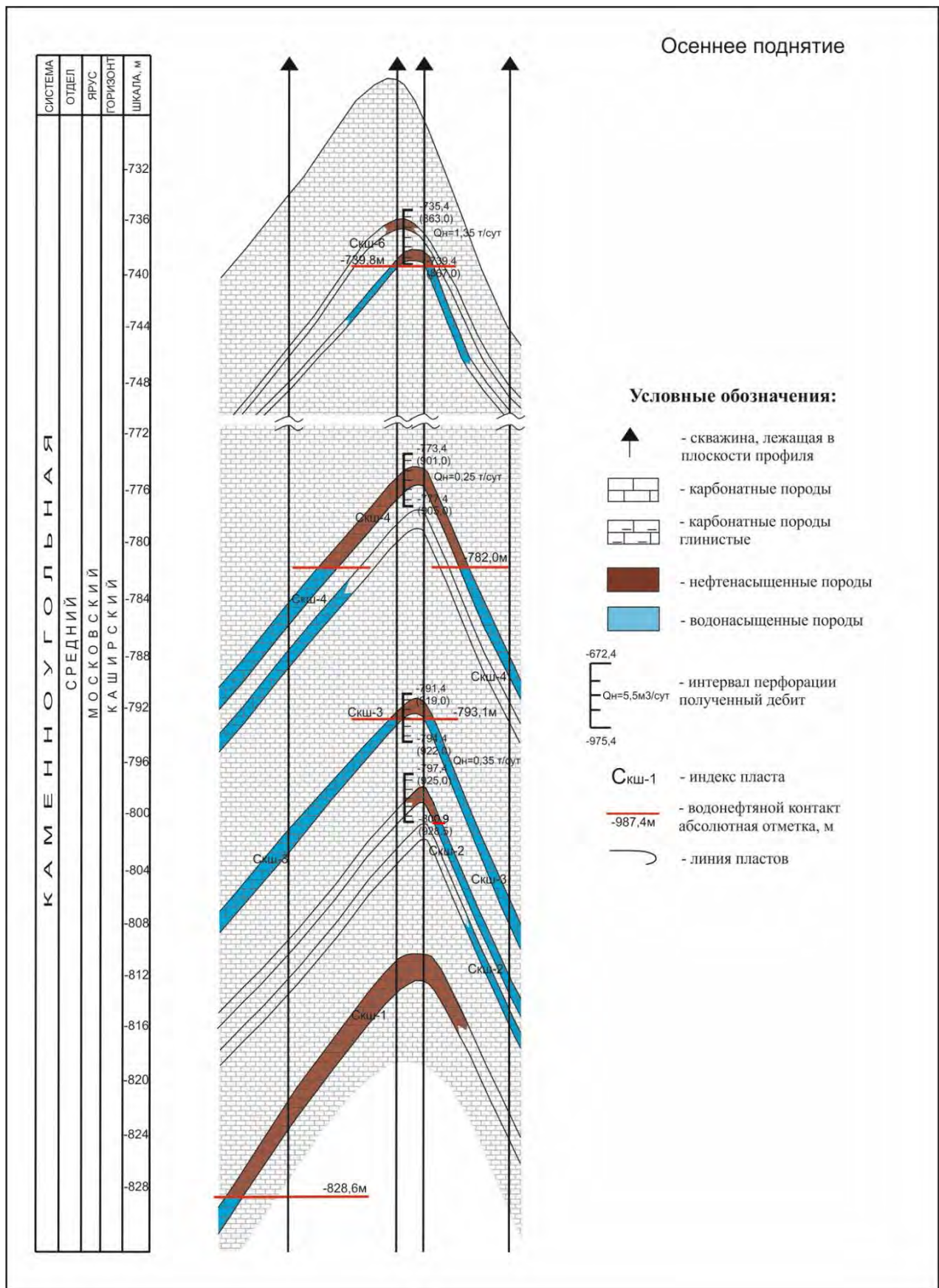


Рис. 5.5. Восточный борт Мелекесской впадины, Осеннее месторождение. Геологический профиль по отложениям каширского горизонта среднего карбона. Залежи каширского горизонта антиклинального пластового, антиклинального литологически ограниченного и антиклинально-литологического типа

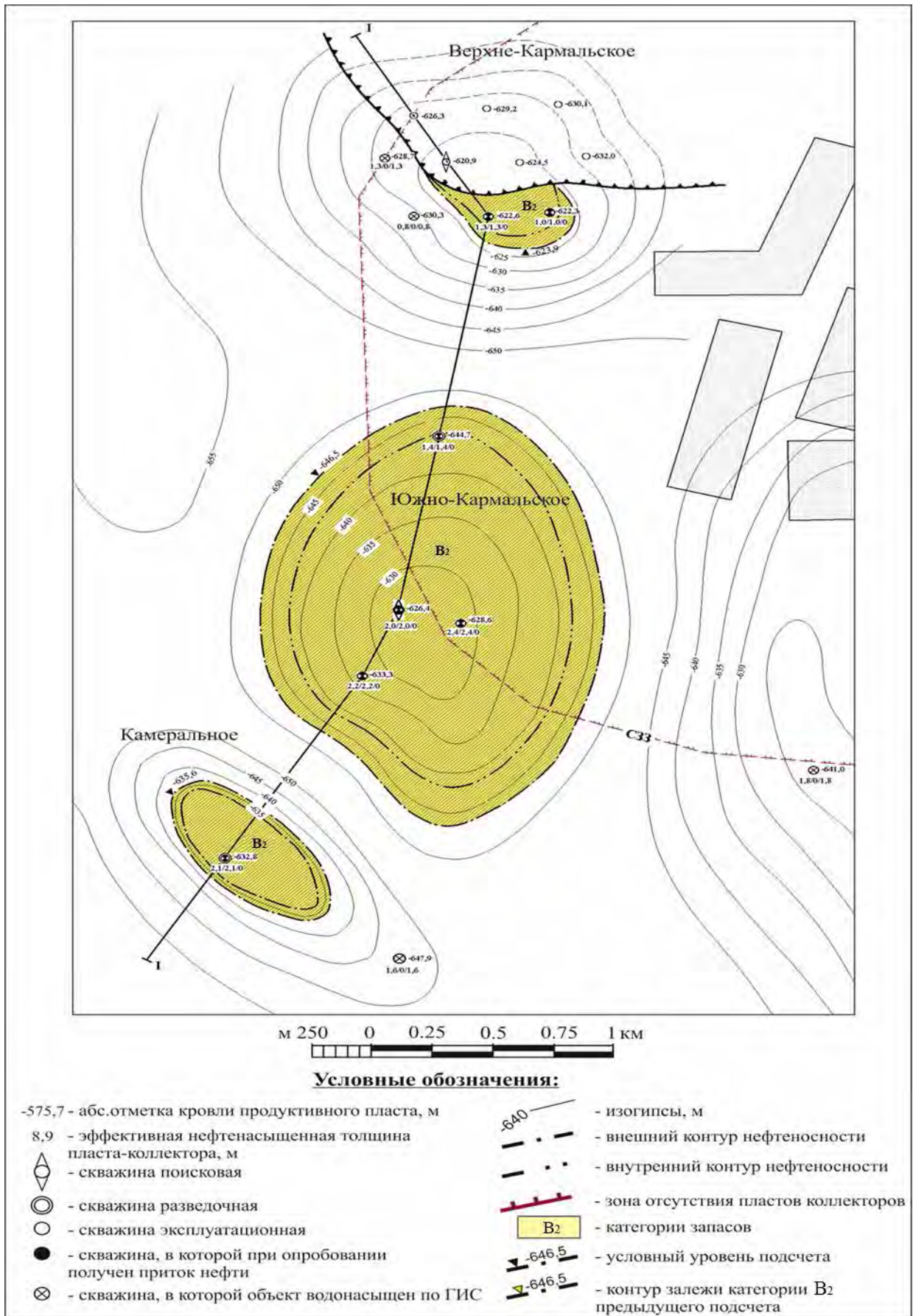


Рис. 5.6. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1 каширского горизонта. Залежи антиклинального пластового и антиклинального литологически ограниченного типа

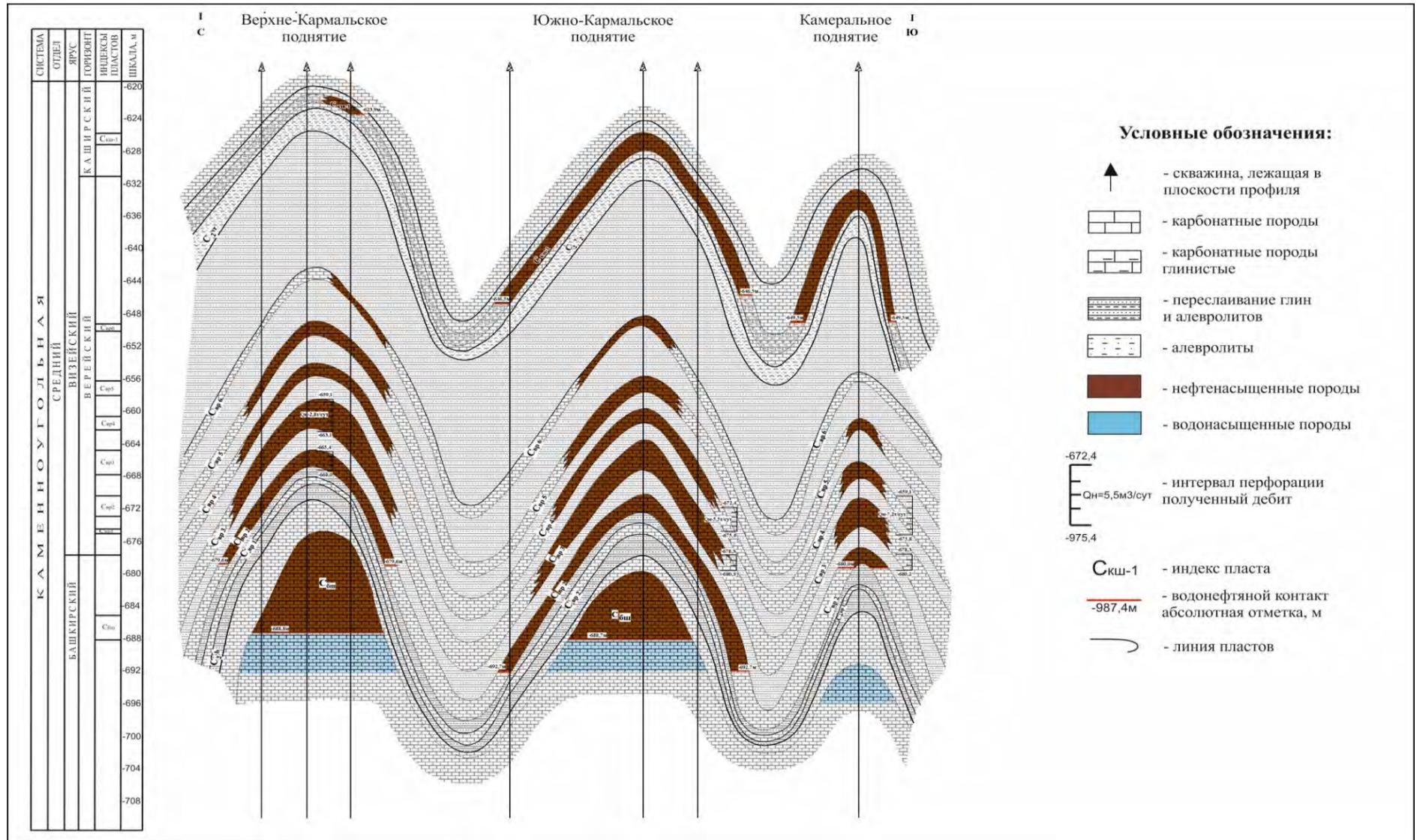


Рис. 5.7. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Схематический геологический профиль среднекаменноугольных продуктивных отложений. Залежи каширского горизонта антиклинального пластового, антиклинального литологически ограниченного типа

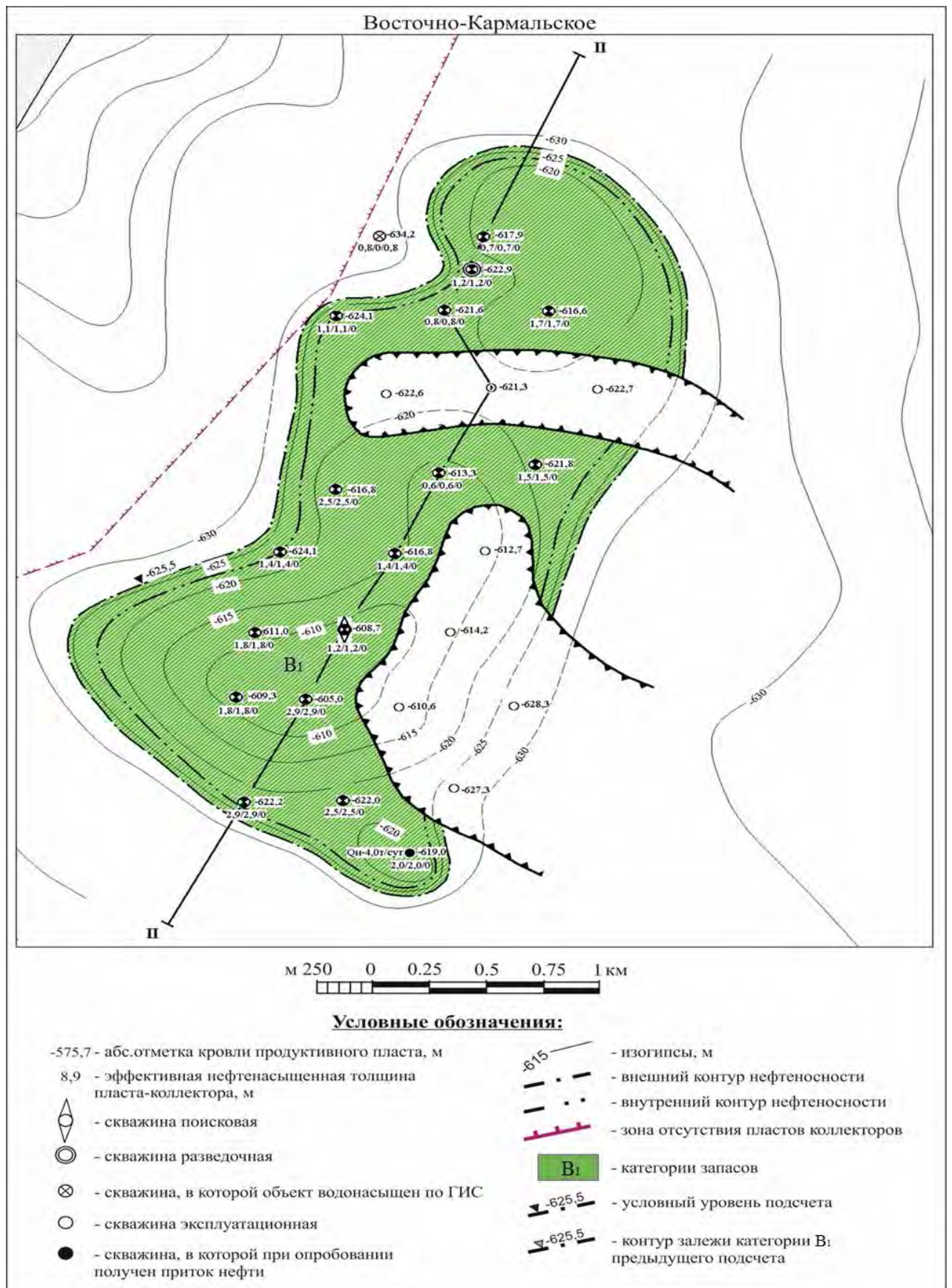


Рис. 5.8. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1. Залежь антиклинального литологически ограниченного типа

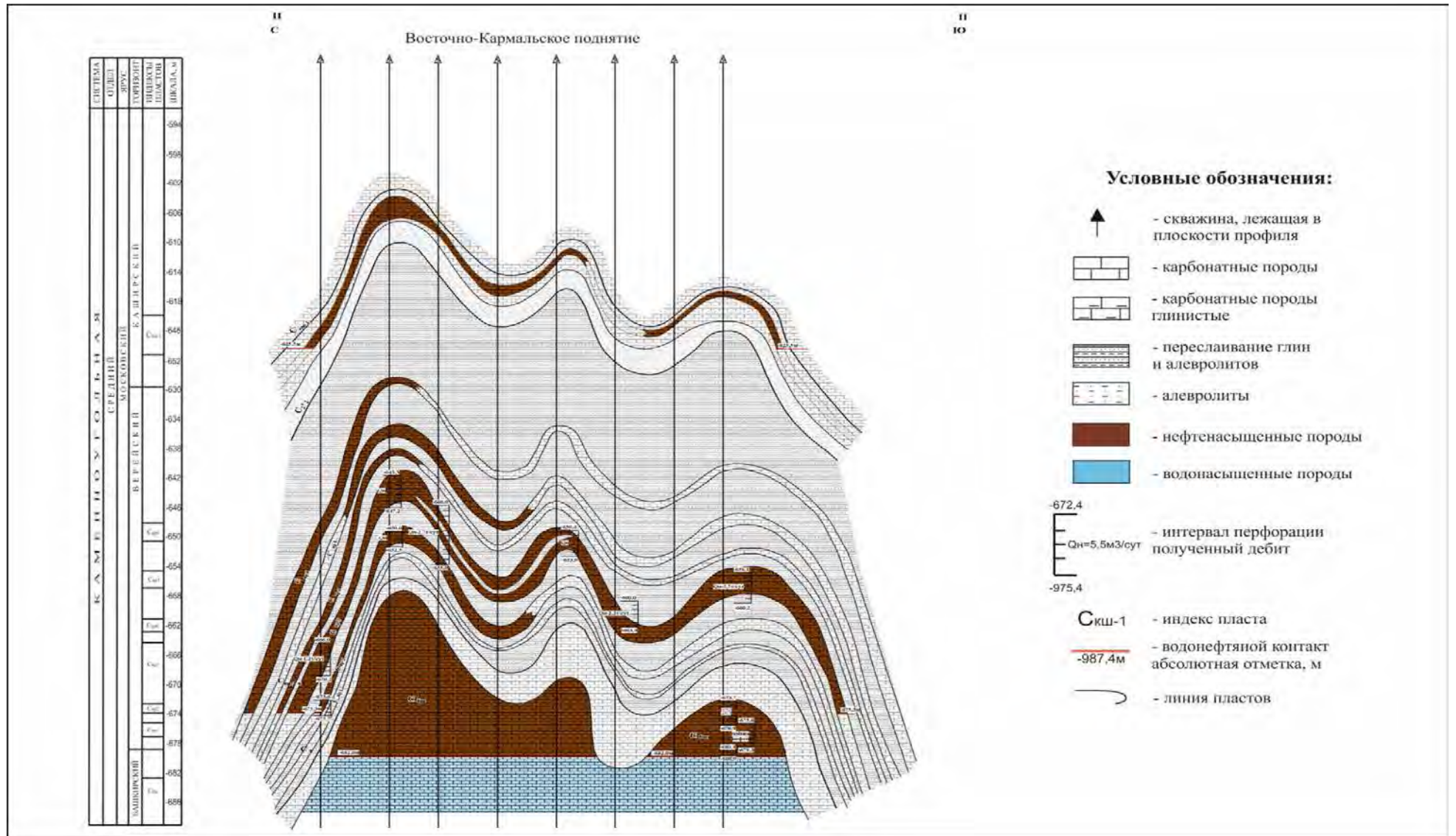


Рис. 5.9. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Схематический геологический профиль среднекаменноугольных продуктивных отложений. Залежи каширского горизонта антиклинального литологически ограниченного типа

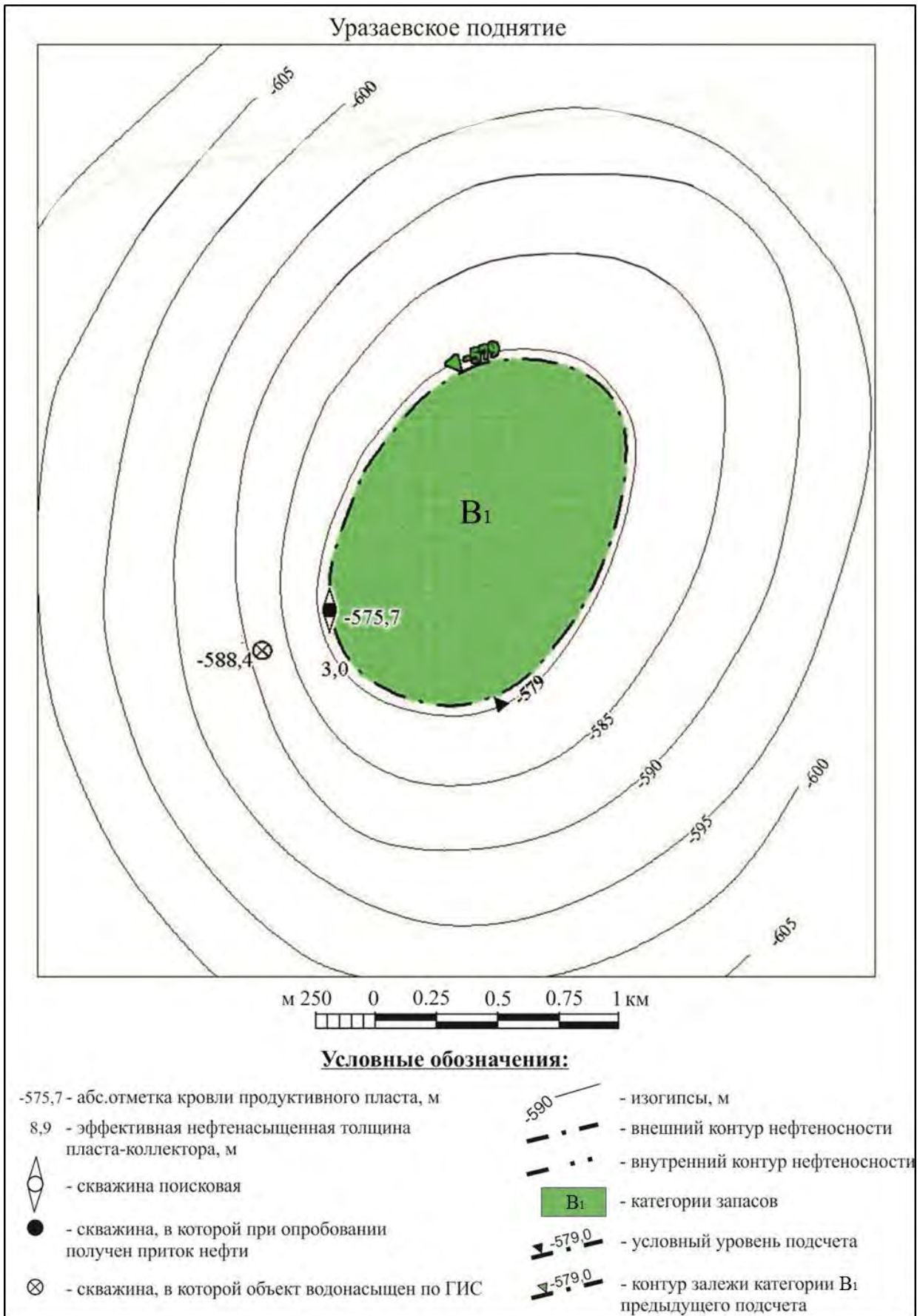


Рис. 5.10. Юго-восточный склон СТС, Азево-Салаушское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1 каширского горизонта среднего карбона. Залежь неполнопластового типа

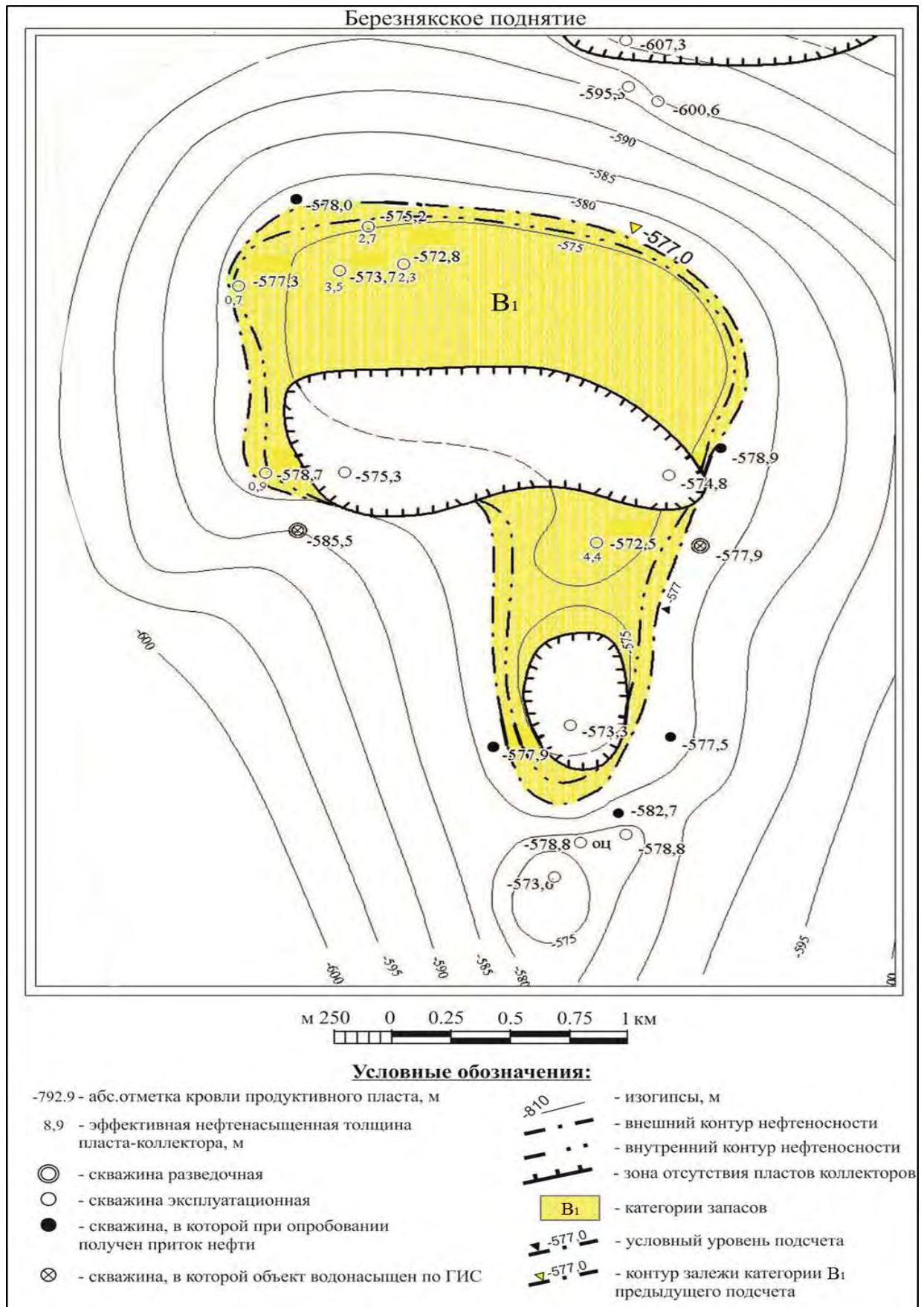


Рис. 5.11. Юго-восточный склон СТС, Азев-Салаушское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1 каширского горизонта. Залежь антиклинально-литологического типа

полнена только верхняя сводовая часть ловушки, в результате чего формируются залежи антиклинальные водоплавающие (антиклинальные неполнопластовые) (рис. 5.10) [53].

Антиклинально-литологические залежи, в которых пласт-коллектор замещен непроницаемыми породами в сводовой части, и антиклинальные литологически ограниченные залежи, в которых замещение пласта-коллектора происходит от сводовой части к краям поднятия, в связи с существенной ролью литологического фактора, характерны для большинства месторождений - Камышлинского, Вишнево-Полянского, Осеннего, Черемшанского, Березняковского поднятия Азев-Салаушского и других (рис. 5.1, 5.2, 5.3, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.11) [53].

Залежи антиклинального неполнопластового (водоплавающего) и антиклинального пластового типов как правило небольших размеров и менее распространены (Южно-Сунчелевское, Вишнево-Полянское, Азев-Салаушское и другие месторождения).

Площади нефтеносности каширских отложений изменяются в широком диапазоне (рассмотрены площади запасов по категории В<sub>2</sub>, так как они более вариативны). В пределах восточного борта Мелекесской впадины площади нефтеносности по категории В<sub>2</sub> изменяются от 0,088 км<sup>2</sup> (Кутузовское поднятие Пионерского месторождения) до 10,177 км<sup>2</sup> (Мокшинское поднятие Аксубаево-Мокшинского месторождения). В пределах западного склона ЮТС минимальная площадь нефтеносности (Сосновское поднятие Архангельского месторождения) составляет 0,07 км<sup>2</sup>, максимальная - приурочена к Шегурчинскому месторождению и составляет 26,379 км<sup>2</sup>. В пределах юго-восточного склона СТС площади нефтеносности варьируют не в столь значительных пределах - от 0,255 до 2,287 км<sup>2</sup>. Залежи каширского горизонта с наибольшей площадью нефтеносности тектонически приурочены к западному склону ЮТС (Архангельское, Сиреневское, Шегурчинское и Ямашинское месторождения) и восточному борту Мелекесской впадины (Бурейкинское, Аксубаево-Мокшинское месторождения) (табл. 5.1, рис. 5.12).

В целом, на изучаемой территории, размеры залежей нефти находятся в пределах от 0,2-0,3 до 3,9-8,7 км, при высоте залежи от 3 до 50 м и заполненности ловушек нефтью в среднем 45-60%. На восточном борту Мелекесской впадины рассматриваемые параметры варьируют в диапазонах, соответственно, от 0,2-0,3 км до 1,7-4,6 км, 2-52,2 м и 16-95 %; в пределах западного склона ЮТС изменяются от 0,18-0,37 км до 3,9-8,7 км, 2,0-40,3 м и 14-94 %; в пределах юго-восточного склона СТС колеблются от 0,5-0,7 км до 1,0-1,5 км, 3,3-4,5 м, 16-65 %.

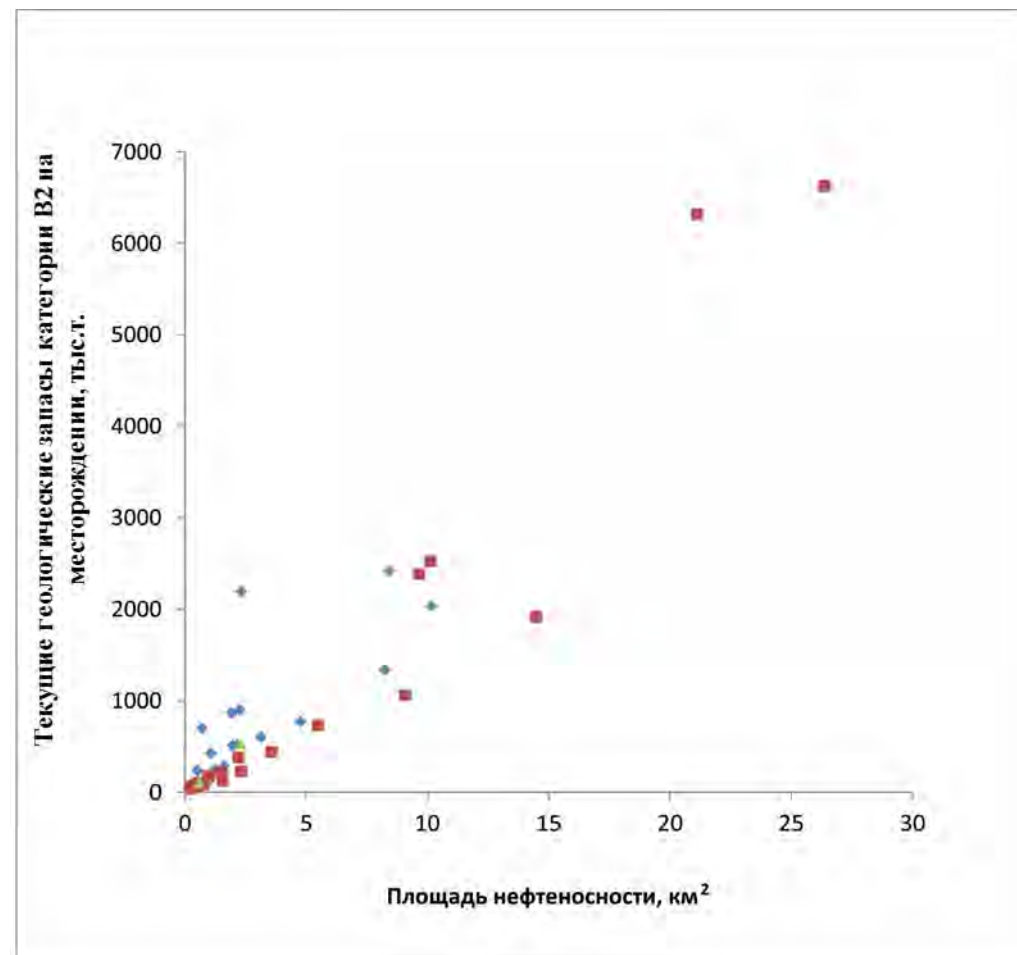
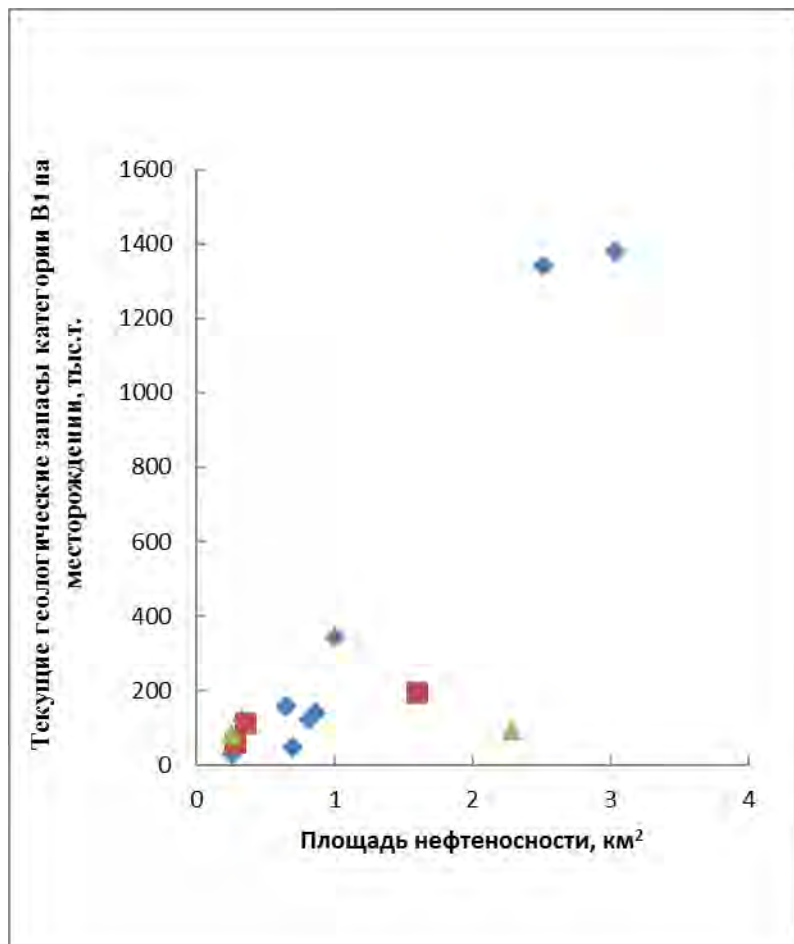


Таблица 5.1. Основные параметры залежей каширского горизонта

Месторождение	Поднятие	Категория запасов	Площадь нефтеносности, км <sup>2</sup>	Эффективная нефтенасыщенная толщина м.
1	2	3	4	5
Восточный борт Мелекесской впадины				
Аксубаево-Мокшинское	Мокшинское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	0,114 – 10,177	0,7 - 2,6
	Азатовское			
	Баландинское			
	Богородское			
	Бродовское			
	Шоссейное			
Бардинское	-	В <sub>1</sub>	0,655	2,3
Бурейкинское	-	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	0,814 – 12,555	1,4 – 2,9
Вишнево-Полянское	Каргаринское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	0,338 – 8,401	0,9 - 13,6
	Сульчинское			
	Вишнево-Полянское			
	Караульное			
	Урнякское			
Граничное	Клиновское	В <sub>1</sub>	0,269	1,3
Западно-Тюрясевское	Западно-Тюрясевское + Центрально-Тюрясевское + Тюрясевское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	0,520 – 1,968	0,6 - 3,9
	Славное			
Камышлинское	-	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	1,009 – 1,079	3,7 - 3,8
Пионерское	Ахматское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	0,088 – 4,771	1,0 - 3,7
	Богдашкинское			
	Западно-Иргинское			
	Иргинское			
	Карасинское			

Продолжение таблицы 5.1. Основные параметры залежей каширского горизонта

1	2	3	4	5
	Кутузовское			
	Узеевское			
	Южно-Карасинское			
	Южно-Ахматское			
Курманаевское	Курманаевское	B <sub>2</sub>	1,919	4,1
Кутушское	Кутушское	B <sub>2</sub>	1,6	1,1
Шиповское	-	B <sub>2</sub>	0,719	1,7
Южно-Сунчелеевское	Тюрнясевское	B <sub>1</sub> , B <sub>2</sub>	0,171 – 2,323	0,6 - 7,8
	Южно-Сунчелеевское			
Западный склон ЮТС				
Ерсубайкинское	-	B <sub>1</sub> , B <sub>2</sub>	0,287 – 2,201	1,7 - 2,0
Сиреневское	-	B <sub>1</sub> , B <sub>2</sub>	0,350 – 11,881	1,9 - 2,7
Черемшанское	Восточно-Кармальское	B <sub>1</sub> , B <sub>2</sub>	0,083 – 1,590	0,7 - 1,7
	Верхне-Кармальское			
	Камеральное			
	Цветочное			
	Южно-Кармальское			
Архангельское	Краснодовское + Архангельское	B <sub>2</sub>	0,071 – 14,478	1,2 - 1,9
	Район скв. № 614			
	Сосновское			
	Усть-Кичуйское			
Ашальчинское	Ашальчинское	B <sub>2</sub>	0,553 – 2,311	1,2 - 1,7
	Больше-Каменское			
Чегодайское	Чегодайское	B <sub>2</sub>	1,855	2,3
Березовское	Багряж-Никольское	B <sub>2</sub>	0,456 – 9,074	1,1 - 1,4
	Березовское - 1			
	Березовское - 2			
	Борискинское			
	Олимпиадовское+ Казимировское			
Шегурчинское	-	B <sub>2</sub>	26,379	2,0
Ямашинское	-	B <sub>2</sub>	21,106	2,2
Юго-восточный склон СТС				
Контузлинское	Контузлинское	B <sub>1</sub> , B <sub>2</sub>	0,347 – 2,287	2,2 - 2,7
Азевосалаушское	Уразаевское	B <sub>1</sub> , B <sub>2</sub>	0,225 – 0,556	1,5 - 3,0
	Березнякское			



- ◆ Восточный борт Мелекесской впадины
- Западный склон ЮТС
- ▲ Юго-восточный склон ЮТС

Рис. 5.12. Зависимость запасов от площади нефтеносности залежей каширского горизонта по тектоническим элементам

## 5.2. Продуктивные интервалы каширских отложений

Как указывалось, выше, в отложениях каширского горизонта снизу-вверх выделяется до шести пачек пластов-коллекторов – Скш-1, Скш-2, Скш-3, Скш-4, Скш-5, Скш-6. Сложены они преимущественно органогенно-обломочными известняками, реже доломитизированными разностями известняков и доломитами. Залежи нефти контролируются локальными покрывками и имеют прямую генетическую связь с площадным распространением залежей нефти в верейско-башкирских образованиях.

На изучаемой территории выявлено 187 залежей нефти в каширских отложениях на 44 месторождениях. Наибольшее число залежей приурочено к восточному борту Мелекесской впадины - 116 залежей в пределах 29 месторождений, несколько меньшее - на западном склоне ЮТС - 67 залежей на 12 месторождениях. Четыре залежи на трех месторождениях выявлены в пределах юго-восточного склона Северо-Татарского свода. На месторождениях ПАО «Татнефть» нефтенасыщенность отложений каширского горизонта установлена на 23 месторождениях, в пределах которых по результатам отбора керна, данным интерпретации ГИС и испытаниям скважин выявлены 138 залежей нефти с запасами по категориям В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub>. Наибольшее число залежей приурочено к восточному борту Мелекесской впадины, где в пределах 12 месторождений выявлено 75 залежей нефти в каширских отложениях. Количество залежей на месторождениях меняется от 1 до 16. Несколько меньшим развитием пользуются залежи нефти на западном склоне ЮТС, где на 9 месторождениях выявлено 60 залежей (граф. прил.6). Количество залежей на месторождениях меняется от 1 до 14. Три залежи на двух месторождениях выявлены в пределах юго-восточного склона СТС (табл. 5.2, рис. 5.13). Часть выявленных в каширском горизонте залежей нефти не поставлены на государственный баланс ввиду их небольших размеров и, соответственно, незначительных запасов.

На западном склоне ЮТС и юго-восточном склоне СТС продуктивной и наиболее выдержанной по простирацию является только пачка Скш-1 (рис. 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11). Остальные пласты более неоднородны, часто замещаются плотными породами. Нефтеносность в них не выявлена. На восточном борту Мелекесской впадины нефтеносны в основном одна или две, реже более пачек пластов-коллекторов (рис. 5.2). В отдельных случаях нефтью могут быть насыщены почти все пачки горизонта (Аксубаево-Мокшинское, Сунчелеевское, Осеннее, месторождения) (рис. 5.5). В целом, на месторождениях ПАО «Татнефть» нефтеносность пачки Скш-1 установлена в пределах 96 залежей, пачки Скш-2 – трех, Скш-3 -11, Скш-4 – 24 и Скш-5 - 4 залежей.

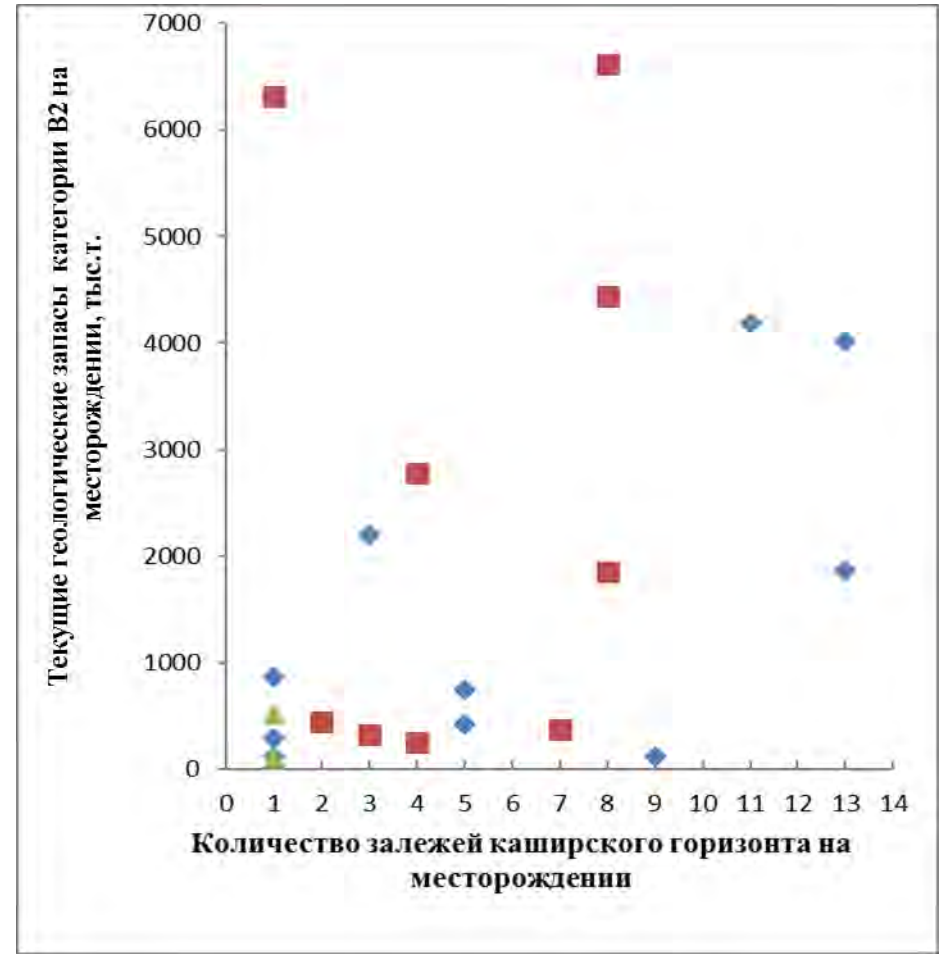
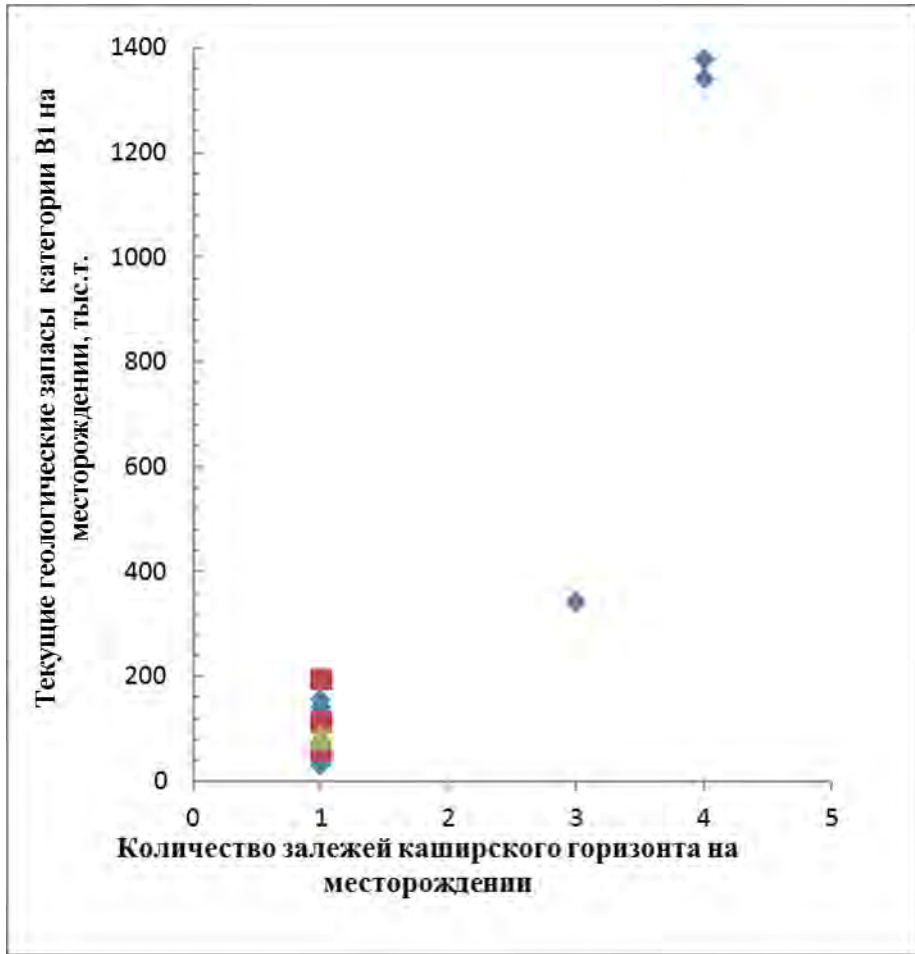
Так, в пачке пластов-коллекторов Скш-1 признаки нефти отмечаются в девяти из шестнадцати рассмотренных скважин (граф. прил. 2, 3). В шести скважинах (№ 6 Шегурчин-

Таблица 5.2. Характеристика месторождений с залежами нефти в каширских отложениях на территории деятельности ПАО "Татнефть"

Месторождение	Категория запасов	Продуктивные пласты Скш	Количество залежей	Ведется добыча из отложений среднего карбона, горизонт
1	2	3	4	5
Восточный борт Мелекесской впадины				
Аксубаево-Мокшинское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1, Скш-3, Скш-4, Скш-5	16	каширский, верейский, башкирский
Бардинское	В <sub>1</sub>	Скш-3	1	каширский, верейский
Бурейкинское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1, Скш-4	11	каширский, верейский, башкирский
Вишнево-Полянское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1, Скш-3, Скш-4	14	каширский, верейский, башкирский
Граничное	В <sub>1</sub>	Скш-1	2	каширский, верейский, башкирский
Западно-Тюрнясевское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-3, Скш-4, Скш-5	6	башкирский
Камышлинское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1, Скш-2, Скш-4	5	каширский, верейский, башкирский
Пионерское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1, Скш-2, Скш-3	14	каширский, верейский, башкирский
Курманаевское	В <sub>2</sub>	Скш-3	1	верейский, башкирский
Кутушское	В <sub>2</sub>	Скш-1	1	верейский, башкирский
Шиповское	В <sub>2</sub>	Скш-1	1	верейский
Южно-Сунчелеевское	В <sub>2</sub>	Скш-1, Скш-3, Скш-5	3	башкирский
Всего: 12 месторождений			75	

Продолжение таблицы 5.2. Характеристика месторождений с залежами нефти в каширских отложениях на территории деятельности ПАО "Татнефть"

1	2	3	4	5
Западный склон ЮТС				
Ерсубайкинское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1	9	верейский
Сиреневское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1	5	каширский, верейский
Архангельское	В <sub>2</sub>	Скш-1	8	верейский, башкирский
Березовское	В <sub>2</sub>	Скш-1	8	верейский, башкирский
Шегурчинское	В <sub>2</sub>	Скш-1	8	верейский, башкирский
Ямашинское	В <sub>2</sub>	Скш-1	1	верейский, башкирский
Черемшанское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1	5	верейский, башкирский
Ашальчинское	В <sub>2</sub>	Скш-1	14	верейский, башкирский
Чегодайское	В <sub>2</sub>	Скш-1	2	верейский, башкирский
Всего: 9 месторождений			60	
Юго-восточный склон СТС				
Азев-Салаушское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1	2	нет
Контузлинское	В <sub>1</sub> , В <sub>2</sub>	Скш-1	1	каширский, башкирский
Всего: 2 месторождения			3	
ИТОГО: 23 месторождения			138	



- ◆ Восточный борт Мелекесской впадины
- Западный склон ЮТС
- ▲ Юго-восточный склон ЮТС

Рис. 5.13. Зависимость запасов от количества залежей по тектоническим элементам

ского, №7 Кузайкинского, №8 Ново-Елховского, №12 Соколкинского, №13 Ямашинского, №14 Ерсубайкинского месторождений, расположенных на западном склоне ЮТС, выделяются по одному нефтенасыщенному пористо-проницаемому пласту, толщина которого изменяется от 0,7 до 2 м, коэффициент пористости - от 14 до 26 %, коэффициент нефтенасыщенности - от 57 до 74 %, удельное сопротивление в среднем составляет 22 Ом·м. Нефтенасыщенность коллекторов доказана испытанием КИИ-146 в скважине №8 Ново-Елховского (50 дм<sup>3</sup> нефти) и опробованием в колонне в скважине №7 Кузайкинского месторождения (0,4 м<sup>3</sup>/с нефти). Нефтенасыщенность подтверждается отбором грунтов в скважине №12 Соколкинского месторождения и отбором керн в скважинах №6 Шегурчинского, №13 Ямашинского и №14 Ерсубайкинского месторождений.

В скважинах, расположенных в пределах восточного борта Мелекесской впадины (№1 Осеннего, №2 Вишнево-Полянского и №4 Аксубаево-Мокшинского месторождений), в пачке Скш-1 выделяется по ГИС по одному пористо-проницаемому нефтенасыщенному пласту, толщина которого изменяется от 1,2 до 2,0 м, коэффициент пористости – от 14,8 до 18,5 %, коэффициент нефтенасыщенности – от 60 до 79 %. Перемычка между нефтенасыщенными и водонасыщенными пластами-коллекторами составляет не менее 2 - 3 м.

В пачке пластов-коллекторов Скш-2, по результатам переинтерпретации материалов ГИС в скважине №1 Осеннего месторождения (восточный борт Мелекесской впадины) в интервале 928,0-929,3м выделен один нефтенасыщенный пласт толщиной 1,3 м (Кп – 21%, Кн - 58,0%, рпл - 14 Ом·м), нефтенасыщенность которого подтверждена результатами опробования в эксплуатационной колонне – 0,3 м<sup>3</sup>/сут нефти. Толщина перемычки между нефтенасыщенным и нижезалегающим водонасыщенным пластом-коллектором составляет 1,8 м.

В пачке пластов-коллекторов Скш-3 на восточном борту Мелекесской впадины выделяются от одного до шести пористо-проницаемых нефтенасыщенных пластов. В скважине №1 Осеннего месторождения выделен один нефтенасыщенный пласт толщиной 3,3 м, коэффициент пористости – 27 %, коэффициент нефтенасыщенности - 78 %. В скважине №2 Вишнево-Полянского месторождения выделено шесть нефтенасыщенных прослоев, общая эффективная толщина которых составляет 13,6 м, коэффициенты пористости изменяются от 9,6 до 18,8 %, коэффициенты нефтенасыщенности – от 65 до 84 %, удельное сопротивление пластов изменяется от 14,2 до 50 Ом·м. Нефтеносность пластов-коллекторов в скважине №1 подтверждена результатами опробования в эксплуатационной колонне (0,25 м<sup>3</sup>/сут нефти) и результатами испытаний КИИ-146 в открытом стволе (20 дм<sup>3</sup> нефти), в скважине №2 - отбором нефтенасыщенного керн и результатами испытаний КИИ-146 - получена нефть 750 дм<sup>3</sup>.



В пачке Скш-4 в рассмотренных скважинах пласты-коллекторы характеризуются как водонасыщенные. Коэффициент пористости изменяется от 8,2 до 29 %, удельное электрическое сопротивление от 3 до 14 Ом·м.

В пачке Скш-5 в рассмотренных скважинах пласты-коллекторы характеризуются, как водонасыщенные. Коэффициенты пористости в эффективных прослоях изменяются в пределах от 11,8 до 27,7 %, удельное электрическое сопротивление – от 2,5 до 10 Ом·м.

В пачке Скш-6 в скважине №1 Осеннего месторождения выделяются как нефтенасыщенные (Кп – 16,1 и 17,3 %, Кн – 60,2 и 62,4%, рпл – 13,4 Ом·м), так и водонасыщенный (Кп - 19%, рпл – 4 Ом·м) пористо-проницаемые пласты. Нефтенасыщенность пласта подтверждена опробованием в эксплуатационной колонне, получен приток нефти 1,35 м<sup>3</sup>/сут. В остальных скважинах пласты-коллекторы пачки Скш-6 характеризуются как водонасыщенные. Коэффициенты пористости эффективных водонасыщенных пластов варьируют в пределах от 10 до 28 %, удельное электрическое сопротивление – от 3,8 до 7,5 Ом·м.

В целом на изучаемой территории в пределах восточного борта Мелекесской впадины нефтенасыщенная толщина пластов-коллекторов пачки Скш-1 изменяется от 1,2 (Аксубаево-Мокшинское месторождение) до 6 м (Камышлинское месторождение); пачки Скш-2 - от 0,6 м (Пионерское) до 1,4 м (Камышлинское); пачки Скш-3 - от 0,6 м (Аксубаево-Мокшинское) до 13,6 м (Вишнево-Полянское); пачки Скш-4 - от 0,7 м (Вишнево-Полянское) до 7,1 м (Аксубаево-Мокшинское); пласта пачки Скш-5 - от 1,2 м (Западно-Тюрнясевское) до 5,9 м (Аксубаево-Мокшинское), пласта пачки Скш-6 – от 1,0 до 2,6 м (Осеннее месторождение). На западном склоне ЮТС нефтенасыщенная толщина пачки пластов-коллекторов Скш-1 варьирует в пределах от 0,7 м (Ерсубайкинское месторождение) до 3,6 м (Сиреневское месторождение). В пределах юго-восточного склона СТС нефтенасыщенная толщина пласта пачки Скш-1 колеблется от 1,5 м до 3,0 м (Азеве-Салаушское месторождение) (рис. 5.14).

Продуктивность отложений каширского горизонта обычно довольно низкая, в среднем дебиты нефти после солянокислотной обработки составляют 1 - 3 м<sup>3</sup>/сут, в некоторых случаях достигая 5-10 и более м<sup>3</sup>/сут. В пределах восточного борта Мелекесской впадины и западного склона ЮТС самые низкие притоки нефти (до 1 м<sup>3</sup>/сут) получены в основном из трещинно-поровых часто доломитизированных (Шегурчинское, Ерсубайкинское месторождение) и поровых органогенно-обломочных известняков (Вишнево-Полянское месторождение) с низкими емкостно-фильтрационными свойствами (пористость – 6-10%). Более высокие дебиты нефти в первые кубометры в сутки (от 1 до 3-5 м<sup>3</sup>/сут) были получены из органогенно-обломочных, реже цельнораковинных поровых и кавернозных известняков (Аксубаево-

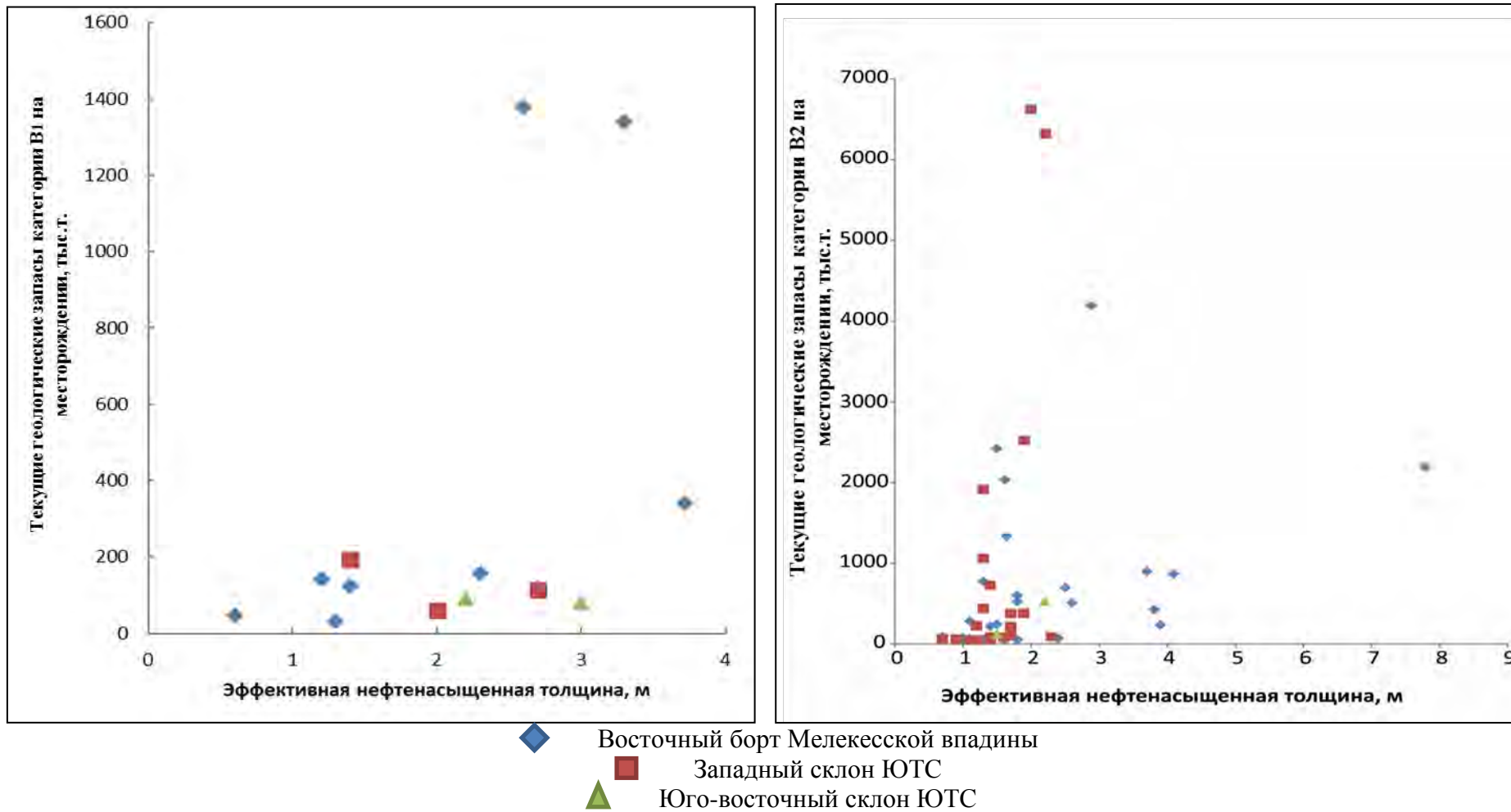


Рис. 5.14. Зависимость запасов от эффективной нефтенасыщенной толщины каширских отложений по тектоническим элементам

Мокшинское, Вишнево-Полянское, Сиреневское, Черемшанское месторождения), как правило, со средними ФЕС (пористость - 10-15%). В пределах восточного борта Мелекесской впадины на отдельных участках (Вишнево-Полянское, Аксубаево-Мокшинское месторождения) из высокочемких кавернозных органогенно-обломочных известняков, где пористость, как правило, превышает 15%, получены довольно высокие дебиты нефти, которые после соляно-кислотной обработки составляют от 4-5 до 10 м<sup>3</sup>/сут, иногда в единичных случаях достигая 24 м<sup>3</sup>/сут (скважина № 21 Вишнево-Полянского месторождения). В процессе эксплуатационного бурения на Южно-Сунчелеевском месторождении при вскрытии отложений каширского горизонта, представленных местами на этом участке органогенно-обломочными кавернозными известняками, скважина переливала нефтью. На юго-восточном склоне СТС дебиты из каширских преимущественно органогенно-обломочных поровых и кавернозных среднеемких известняков не превышают 3 м<sup>3</sup>/сут.

Изучением физических свойств и химического состава нефти и попутных газов в палеозойских отложениях изучаемой территории занимались В.И. Тропольский, А.Р. Кинзикеев, Н.Г. Абдуллин, А.И. Желонкин, П.П. Лебедев, Г.Н. Горгадзе, И.М. Амерханов, Ю.А. Киселева, Р.З. Мухаметшин и другие [5, 20, 34, 46, 47, 56, 84ф]. Для изучаемой территории, как составной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, характерны общие закономерности изменения физико-химических свойств нефти по разрезу. С уменьшением глубины залегания залежей происходит последовательное утяжеление разгазированных нефтей, вследствие уменьшения газового фактора и содержания легких углеводородов. С утяжелением нефти в ее составе увеличивается массовое содержание серы, смол и асфальтенов.

Нефти каширского горизонта по классификации качественных характеристик, характеризуются по плотности как тяжелые (от 0,898 до 0,933 г/см<sup>3</sup>), по вязкости - от повышенной вязкости до сверхвязких (от 24,8 до 263,79 МПа·с), по содержанию серы - высокосернистые (от 2,5 до 5,3 %), по содержанию парафина - парафинистые и высокопарафинистые (от 1,61 до 6,6 %), по содержанию смол и асфальтенов - смолистые и высокосмолистые (от 9,6 до 64,7 %). Газовый фактор изменяется от 2,17 до 9,7 м<sup>3</sup>/т. Давление насыщения нефти газом изменяется от 0,75 до 2,16 МПа. Объёмный коэффициент при разгазировании колеблется в пределах 1,021-1,042.

В связи с малым количеством опробованных скважин основная часть учтенных на Государственном балансе залежей нефти в каширском горизонте выявлена только на основании материалов ГИС, является недоизученной и требует дополнительных исследований и подтверждения получением притока нефти при опробовании. Некоторые залежи, также

выявленные только по промыслово-геофизическим данным, вообще не поставлены на Государственный баланс ввиду своих небольших размеров и, соответственно, незначительных запасов. Существует ряд скважин, в которых отмечены признаки нефтенасыщения каширских отложений по данным различных исследований, но детально они также не изучены и запасы нефти не подсчитывались.

Оценивая перспективы выявления новых залежей в каширском горизонте, на примере уже известных, можно предположить, что большинство из них будет иметь сложное строение, небольшие размеры и этаж нефтеносности, соответственно, ограниченные запасы и, в основном, низкую продуктивность. Вместе с тем, в районах с развитой инфраструктурой по мере истощения запасов в основных продуктивных горизонтах каширские залежи будут являться резервом в наращивании запасов и в последствии - добычи нефти.

### 5.3. Связь нефтеносности каширских отложений с нефтеносностью подстилающих комплексов

Нефтеносность отложений каширского горизонта тесно связана с нефтеносностью нижезалегающих среднекаменноугольных толщ. Анализ структурных планов башкирских, верейских и каширских отложений и совпадение контуров большинства уже установленных залежей позволяет сделать вывод о прямой зависимости аккумулированных запасов нефти в каширском горизонте от нефтенасыщенности нижезалегающих среднекаменноугольных отложений. Распределение нефти в каширских отложениях можно объяснить неравномерной утечкой УВ из верейско-башкирского продуктивного комплекса. С увеличением этажей нефтенакпления последних и, соответственно, увеличением вертикального подтока УВ через нарушения в верейской региональной крышке, расширяется диапазон нефтепроявлений в каширских отложениях. Причем, там, где аккумулированы значительные запасы нефти в верейских и башкирских отложениях, вертикальный подток УВ в каширский горизонт оказался наиболее значительным.

В настоящей работе автором проанализированы находящиеся в границах 23 месторождений ПАО «Татнефть» залежи каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса, амплитуда поднятий, к которым они приурочены, и степень их заполненности нефтью (табл. прил. 1, рис. 5.15, 5.16).

Амплитуда поднятий верейско-башкирского комплекса влияет на экранирующие свойства флюидоупора и, соответственно, на возможную интенсивность вертикального перетока углеводородов в вышележащие горизонты. Было отмечено, что залежи нефти в каширских отложениях расположены там, где амплитуда поднятий в верейских отложениях превышает 15 – 20 м. Такая закономерность была прослежена в пределах восточного борта

Мелекесской впадины и западного склона ЮТС, где амплитуда поднятий верейских структур в среднем составляет более 20 м, и на юго-восточном склоне СТС, где она составляет более 15 м. В башкирских отложениях амплитуда поднятий сохраняется в пределах 20 м и более на восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне ЮТС, а на юго-восточном склоне СТС увеличивается до значений более 25 м (табл. прил. 1, рис. 5.15.)

Наряду со структурным фактором, формирование залежей в каширских отложениях контролировалось литологическими особенностями и различием коллекторских свойств пород, как следствие (показано ранее) - ограниченность латеральной миграции в этих отложениях. В связи с чем формирование каширских залежей происходило за счет вертикальной миграции из подстилающих комплексов. Степень заполненности ловушек в верейских и башкирских отложениях также может служить поисковым критерием размещения залежей в каширском горизонте. Так, проведенный анализ нефтеносности среднекаменноугольных отложений месторождений показал, что там, где степень заполненности ловушек в верейско-башкирских отложениях более 50 %, есть вероятность образования залежей в вышележащих каширских отложениях. Эти выводы были сделаны на месторождениях восточного борта Мелекесской впадины и западного склона ЮТС, где степень заполненности нефтью ловушек верейских отложений, подстилающих каширские залежи, в среднем составляет более 60 - 70 %, и на юго-восточном склоне СТС, где степень заполненности ловушек верейских отложений составляет более 50 %. Заполненность ловушек в башкирских отложениях в пределах восточного борта Мелекесской впадины составляет более 70 %, западного склона ЮТС – более 60 - 70 %, юго-восточного склона СТС – более 60 %. Чем выше степень заполненности ловушек в нижележащих комплексах, тем вероятнее возможность открытия залежей в каширском горизонте (табл. прил. 1, рис. 5.16).

В итоге, как приоритетные при прогнозировании залежей нефти в каширском горизонте при наличии уже выявленных залежей в верейских и башкирских отложениях выделены следующие критерии: наиболее высокая вероятность выявления каширских залежей существует на участках, в пределах которых заполненность ловушек в нижележащих верейских и башкирских отложениях составляет более 60-70 % при амплитуде поднятия более 15-20 м.

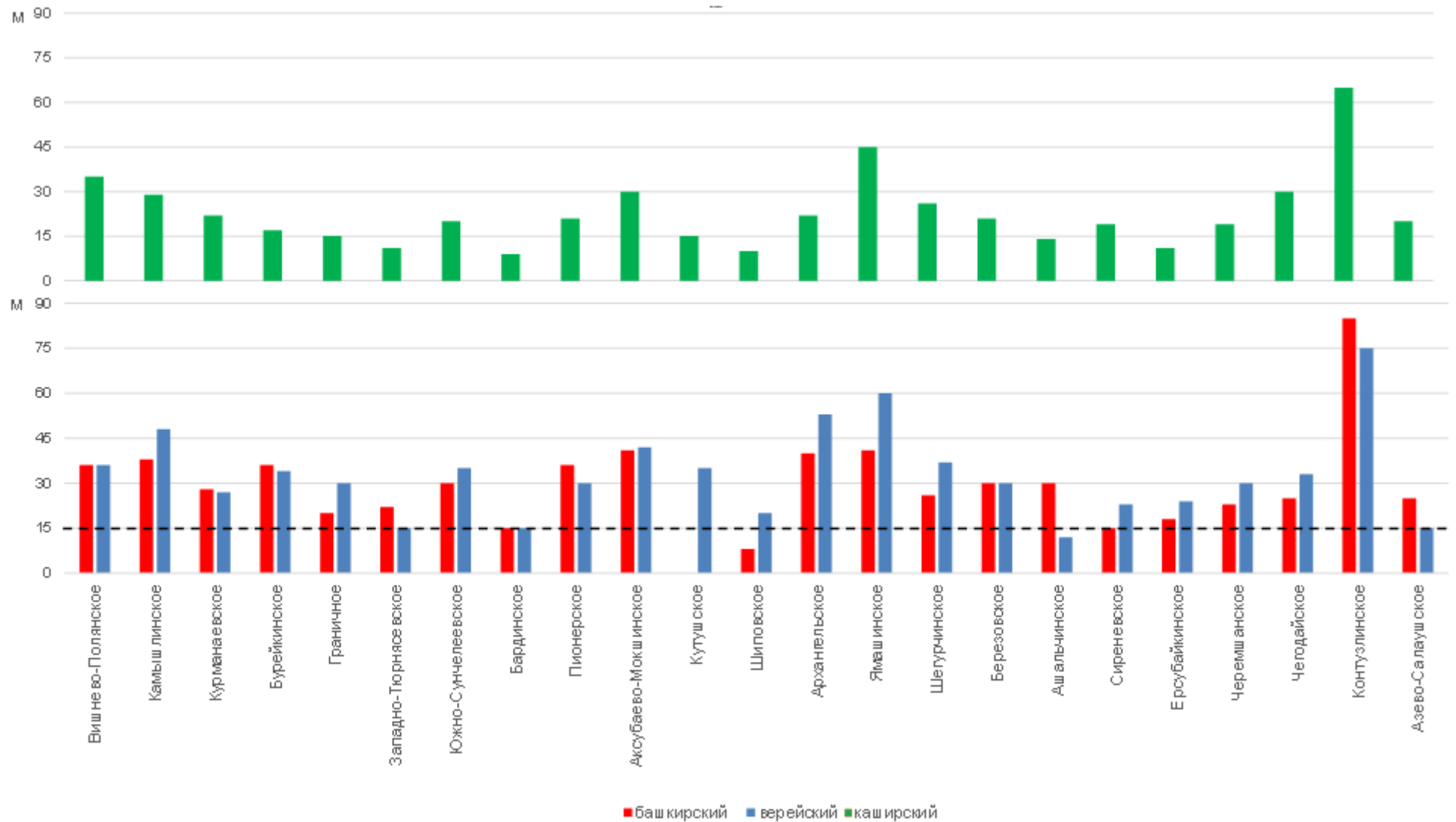


Рис. 5.15. Амплитуда ловушек нефти башкирских, верейских и каширских отложений

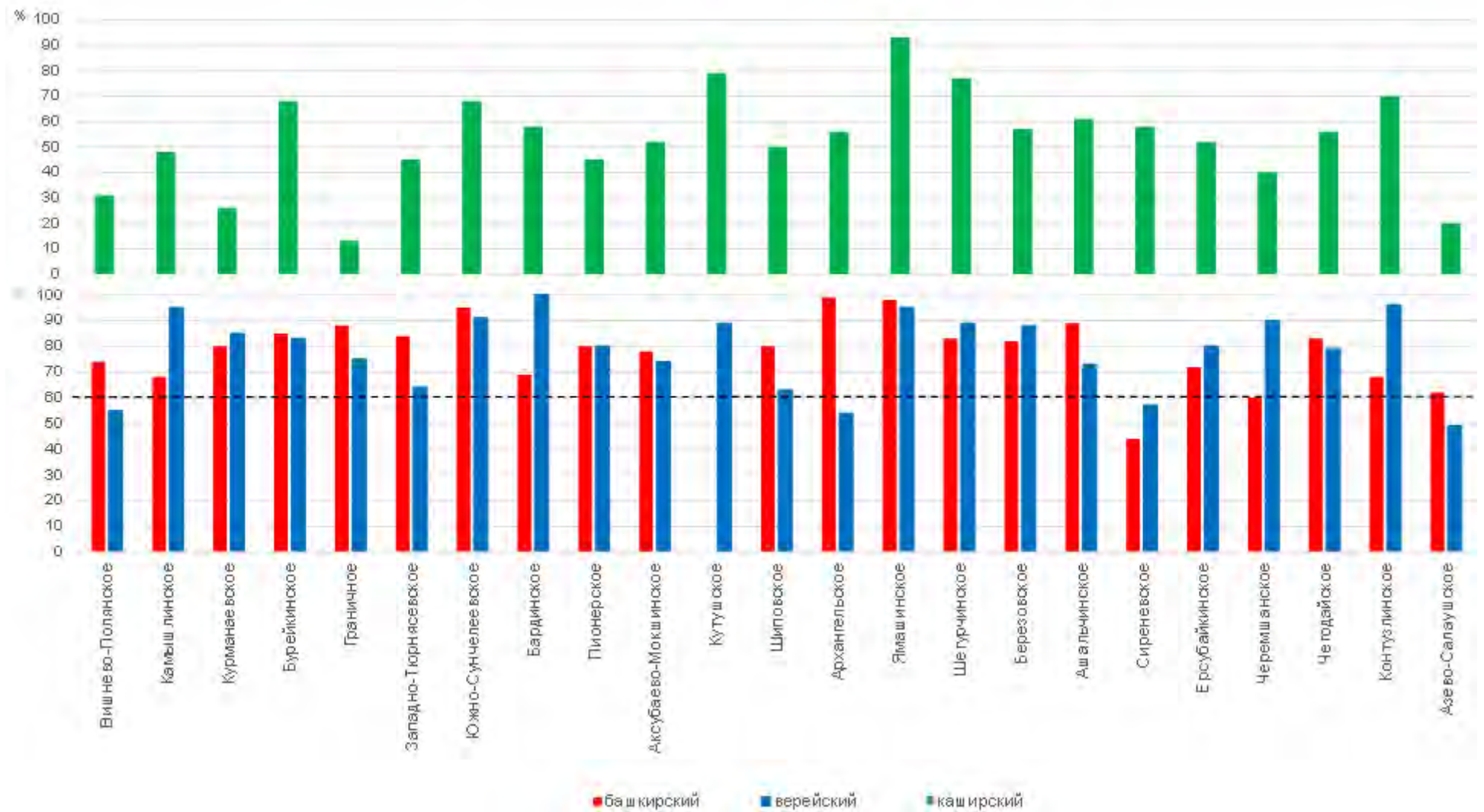


Рис. 5.16. Заполненность ловушек нефти в башкирских, верейских и каширских отложениях

## 6. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ КАШИРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

### 6.1. Ранжирование изучаемой территории по нефтеперспективности

На сегодняшний день, в результате систематизации материалов всех предыдущих исследований, на основе данных по закономерностям геологического строения, литолого-фациальным и коллекторским характеристикам пород-коллекторов и покрышек, емкостным характеристикам резервуаров, геохимическим и гидрогеологическим особенностям разреза, физико-химическим свойствам нефтей, характеру распределения залежей нефти автором составлена карта перспектив нефтеносности изучаемой территории, на которой показано ранжирование территории по нефтеперспективности каширского горизонта (рис. 6.1). Перспективность территории оценивалась по следующим критериям:

- толщины каширского горизонта, которые зависят от мощности пачек пластов-коллекторов;
- структурные условия, благоприятные для образования антиклинальных ловушек;
- наличие залежей нефти в верейско-башкирских отложениях, являющихся основным источником поступления углеводородов при формировании каширских залежей посредством вертикальной миграции.

По степени нефтеперспективности в исследуемом районе автором выделяются следующие территории:

а) *Территории с высокими перспективами нефтеносности каширских отложений* включают восточный борт Мелекесской впадины и примыкающую к нему восточный участок центральной части впадины, западный склон Южно-Татарского свода, юго-западный участок сводовой части Южно-Татарского свода и примыкающий к нему южный склон свода, часть юго-восточного склона Северо-Татарского свода. Основными критериями высокой перспективности данной территории являются:

- В пределах этой территории отмечаются повышенные толщины каширского горизонта (от 60 до 95 метров) за счет увеличения толщин пачек пластов-коллекторов, резервуарами для скоплений углеводородов в которых в большей степени являются органогенно-обломочные известняки, в меньшей степени цельнораковинные и доломитизированные разности известняков.

- Наличие многочисленных неопределенных антиклинальных структур в среднекаменноугольных отложениях на разведочных площадях и недоразведанных поднятий и залежей в каширском горизонте на месторождениях.



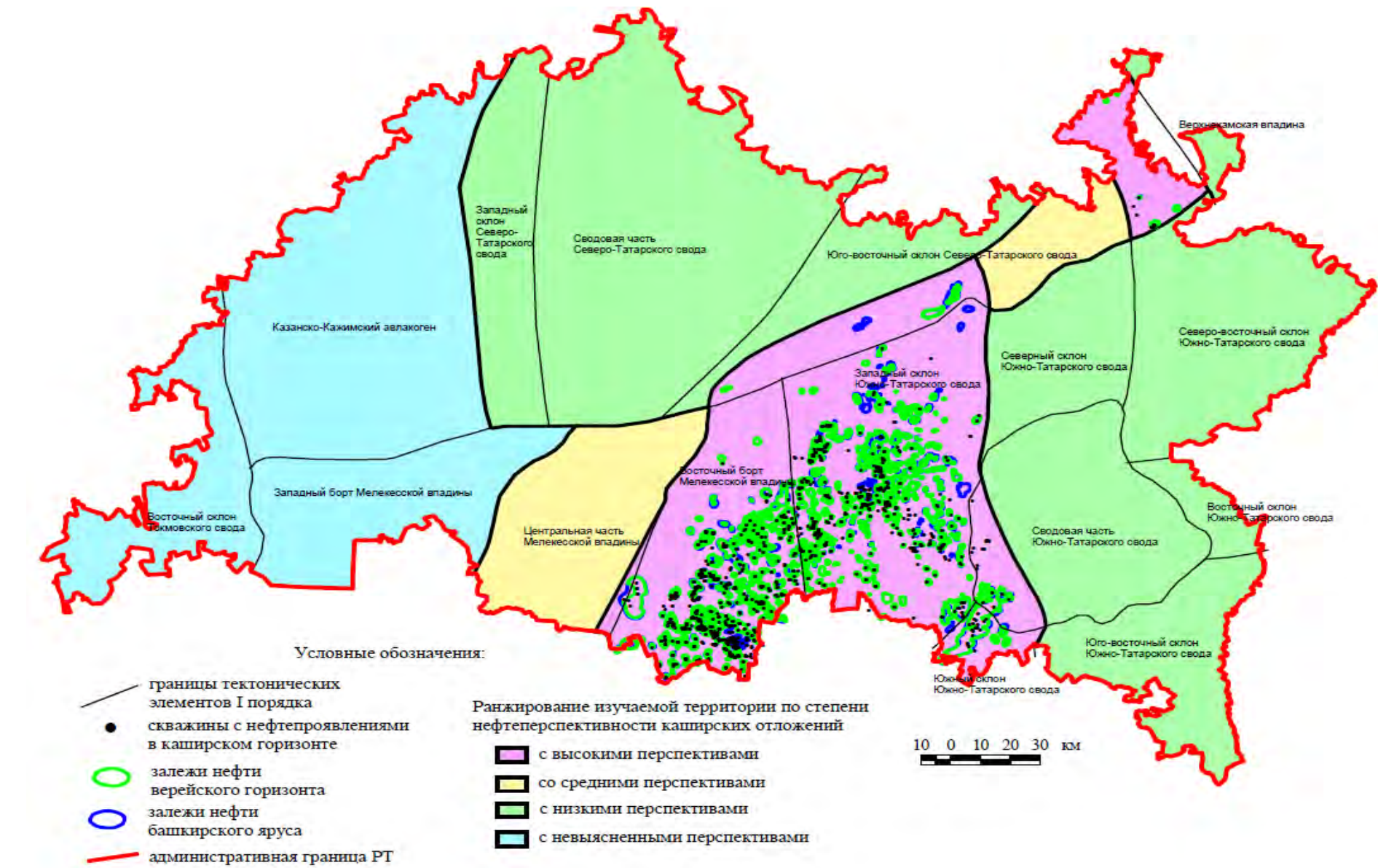


Рис. 6.1. Ранжирование изучаемой территории по нефтеперспективности каширского горизонта

- Наличие залежей нефти в верейско-башкирских отложениях, являющихся основным источником поступления углеводородов при формировании каширских залежей посредством вертикальной миграции. Мобильность данной территории в мезозойско-кайнозойское время благоприятствовала вертикальной миграции углеводородов в каширские отложения из нижележащих продуктивных горизонтов. Здесь же сосредоточены выявленные каширские залежи нефти, в том числе с уже доказанной опробованием нефтеносностью, а также выявлены нефтепроявления в каширских отложениях различного характера – по испытаниям отложений каширского горизонта, отбору керна и грунтов, результатам геофизических исследований скважин.

б) *Территория со средними перспективами нефтеносности* включает центральную часть Мелекесской впадины, часть юго-восточного борта Северо-Татарского свода.

Центральная часть Мелекесской впадины может быть продолжением ареала нефтеносности каменноугольных отложений прилегающего восточного борта впадины, включая каширский горизонт. Близость скоплений углеводородов в пределах высокоперспективного восточного борта Мелекесской впадины, переходящих в ее центральную часть, говорит о возможности выявления здесь залежей углеводородов в каширских и подстилающих верейско-башкирских отложениях. Здесь наблюдается погружение каширской поверхности в юго-юго-западном направлении и увеличение толщины горизонта до более чем 95 м. Наличие резервуаров в органогенно-обломочных и цельнораковинных известняках связывается как с условиями седиментации карбонатных осадков в открытоводной обстановке (благоприятной для развития биоты и с разной подвижностью вод), так и с действием вторичных процессов выщелачивания (образования кавернозности). В то же время здесь практически отсутствуют выявленные положительные структуры, что может быть вызвано недостаточной плотностью сейсмопрофилей при проведении геофизических исследований. Более детальное изучение данной территории сейсморазведочными работами (повышение плотности сейсмопрофилей как минимум до 4-5 пог. км/км<sup>2</sup>) может выявить здесь новые небольшие положительные структуры в среднекаменноугольных отложениях, благоприятные для аккумуляции в них углеводородов, поступающих из нижележащих отложений. О перспективах данной территории могут также говорить выявленные здесь нефтепроявления (битумопроявления) в казанских отложениях верхней перми, образование которых связывается с вертикальной миграцией из нижележащих каменноугольных отложений.

Часть территории юго-восточного склона СТС между среднекаменноугольными залежами в западной и восточной части склона характеризуется повышенными толщинами каширского горизонта (60 - 70 м), наличием коллекторов преимущественно в органогенно-обломочных известняках и наличием среднекаменноугольных положительных структур. В то

же время, здесь как и в каширском горизонте отсутствуют залежи нефти в верейско-башкирских отложениях. Нефтеносность данной территории связана с высокопродуктивными девонскими и терригенными нижнекаменноугольными отложениями. Отсутствие выявленных залежей в среднекаменноугольных отложениях и участками незначительные нефтепроявления в них на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода связывается с литологическим составом нижнекаменноугольных отложений, где на большей части территории они сложены мощными глинистыми толщами с хорошими изолирующими свойствами (разрезы впадинного типа Камско-Кинельской системы прогибов). В то же время, наличие среднекаменноугольных залежей западнее и восточнее данной территории дают предпосылки для их поисков в этом районе.

в) *Территории с низкими перспективами нефтеносности* включают западный склон, центральную часть и часть юго-восточного склона Северо-Татарского свода, большую часть сводовой части Южно-Татарского свода, северный, северо-восточный, восточный и юго-восточный склоны Южно-Татарского свода, часть Верхнекамской впадины на изучаемой территории.

В пределах Северо-Татарского свода структурные условия благоприятны для образования антиклинальных ловушек, толщины горизонта составляют 60 – 70 метров. Открытоводные условия осадконакопления в каширское время способствовали накоплению и широкому распространению здесь органогенно-обломочных и цельнораковинных известняков, к которым могли бы быть приурочены нефтепроявления. Нефтепроявления по результатам глубокого поисково-разведочного бурения в каменноугольных отложениях не выявлены. Нефтяные залежи открыты только в терригенном и карбонатном девоне на границе сводовой части и юго-восточного склона СТС. Низкий углеводородный потенциал данного района не позволяет отнести его к территориям с высокими и средними перспективами.

В пределах большей части свода ЮТС и его северного, северо-восточного и восточного склонов отмечаются минимальные толщины каширского горизонта (45 – 60 метров) за счет уменьшения толщин пачек пластов-коллекторов и ухудшения их коллекторских свойств. Минимальные толщины горизонта и ухудшение ФЕС пород в пределах сводовой части ЮТС связываются с увеличением тонко-микрзернистой и уменьшением органогенно-обломочной составляющей в известняках пачек пластов-коллекторов в условиях более мелководных и закрытых условий осадконакопления. В результате резервуары представлены здесь в основном маломощными и низко-, редко среднепористыми органогенно-обломочными и цельнораковинными известняками, а также вторичными кавернозными доломитами. Структурные условия на большей части территории благоприятны для образования ловушек. Нефтепроявления в среднекаменноугольных отложениях, включая каширский горизонт, здесь

не выявлены. На куполе Южно-Татарского свода возможность вертикального перемещения УВ из продуктивных девонских и нижнекаменноугольных отложений в вышележащие среднекаменноугольные ограничивалась наличием слабо деформированных и поэтому более герметичных покрышек над залежами нефти. Тем не менее, высокий углеводородный потенциал девонских и нижнекаменноугольных отложений говорит о необходимости детального изучения среднекаменноугольных отложений в значительном фонде пробуренных скважин и при глубоком бурении. В пределах юго-восточного склона Южно-Татарского свода отложения верейского горизонта, в отличие от других территорий, сложены карбонатными породами и здесь отсутствует региональная глинистая покрышка в кровле верейского горизонта, что не благоприятствует накоплению и сохранению залежей в верейско-башкирских отложениях и, соответственно, формированию залежей в каширском горизонте.

г) *Территории с невыясненными перспективами*, объединяют Казанско-Кажимский авлакоген, западный борт Мелекесской впадины и восточный склон Токмовского свода. На данной территории проведен малый объем поисково-разведочного бурения. При нескольких повышенных толщинах горизонта (60 - 80 м) и наличии здесь положительных структурных форм, тем не менее, сложно говорить о перспективах данной территории в связи с ее низкой изученностью.

## 6.2. Направления дальнейших исследований

В настоящей работе в пределах восточного борта Мелекесской впадины, западного склона ЮТС и юго-восточного склона СТС, большей частью расположенных на территории Республики Татарстан, в границах месторождений с установленной нефтеносностью верейских и башкирских отложений, но вне открытых каширских залежей, выделены участки, на которых по данным глубокого бурения в каширском разрезе выявлены нефтепроявления различного масштаба (граф. прил. б). Изучение выделенных участков с учетом полученных критериев нефтеперспективности каширских отложений показало, что высокую вероятность выявления в их пределах залежей в каширском горизонте в первую очередь имеют участки, расположенные в границах Нурлатского и Черноозёрского месторождений (восточный борт Мелекесской впадины), Восточно-Макаровского, Ивашкино-Мало-Сулчинского, Красногорского, Лангуевского и Архангельского месторождений (западный склон ЮТС) (табл. 6.1). На Нурлатском месторождении перспективы выявления залежей в каширских отложениях приурочены к Старо-Узеевскому, Просёлочному и Нурлатскому поднятиям с залежами нефти промышленной категории в отложениях верейского горизонта и башкирского яруса,

Таблица 6.1. Характеристика месторождений по амплитудности ловушек и заполненности залежей верейско-башкирского комплекса с перспективами выявления залежей нефти в каширских отложениях

Объект № скв.	ВНК (абс. отм., м)	Категория запасов	Самая высокая точка (абс. отм., м)	Купол (абс. отм., м)	Оконтуривающая изогипса (абс. отм., м)	Кровля пласта (абс. отм., м)	Интервал перфорации, (абс. отм., м)	Результат опробования в колонне, т/сут нефти	Местоположение продуктивных скважин	Высота ловушки м	Высота залежи, м	Заполненность ловушки, %	Нефтепроявления в каширских отложениях	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
<b>Нурлатское месторождение (восточный борт Мелекесской впадины)</b>														
Старо-Узеевское поднятие – объект I верейский горизонт														
I, 1а	849	В <sub>1</sub>	827,3	830	855	840,8	839,9-849,4	5,4	крыло	30	21,7	72	КИИ-146: вода с пленкой нефти (скв. № 1в). Керн: нефтенасыщ. (скв. №№ 1в, 1а) ГИС: сл. н/н скв. №№ 1в, 1а	
I, 1б						828,7	827,6-846,1	15	купол					
башкирский ярус														
I, 1в	866	В <sub>1</sub>	849,3	850	870	849,3	843,3-863,3	3,2	купол	20	16,7	85		КИИ-146: вода с пленкой нефти ГИС: нефтенас. (скв. № 2б)
I, 1б						856,1	850,1-853,1	9,0	периклиналь					
Проселочное поднятие – объект II верейский горизонт														
II, 2а	850	В <sub>1</sub>	814,9	815	860	826,1	нет данных	нефть	купол	45	35,1	78	КИИ-146: вода с пленкой нефти ГИС: нефтенас. (скв. № 2б)	
II, 2б						816,4	831,9-833,5	5,4						
II, 2в						830,9	846,3-848,7	4,5						
башкирский ярус														
II, 2б	870	В <sub>1</sub>	838,9	840	875	845,7	855,2-858,2	14,1	купол	35	31,1	89		
Нурлатское поднятие – объект III верейский горизонт														
III, 3а	853	В <sub>1</sub>	798	800	855	825,4	831,8-833,8	10	купол	60	55	92	КИИ-146: нефть+вода	

Продолжение таблицы 6.1. Характеристика месторождений по амплитудности ловушек и заполненности залежей верейско-башкирского комплекса с перспективами выявления залежей нефти в каширских отложениях

башкирский ярус													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
III, 3а	864	B <sub>1</sub>	811,7	815	870	844,8	857,8-861,8	4,0	купол	60	52,3	90	(скв. № 3б), вода с пленкой нефти (скв. №№ 3в, 3г, 3д) Керн: нефтенас. (скв. № 3е) Грунты: нефтенасыщенные (скв. №№ 3д, 3ж, 3з, 3и, 3к, 3л, 3м)
<b>Черноозерское месторождение (восточный борт Мелекесской впадины)</b>													
Западный купол – объект IV верейский горизонт													
IV, 4а	965	B <sub>1</sub> + B <sub>2</sub>	925,9	930	970	925,9	951,3-958,5	5 м <sup>3</sup> /сут	купол	45	39,1	87	ГИС: слабо нефтенас. (скв. №№ 4б, 4в) Грунты: нефтенас. (скв. №№ 4д, 4е)
башкирский ярус													
IV, 4а	977	B <sub>1</sub> + B <sub>2</sub>	947,4	950	980	966,1	965,8-973,6	3 м <sup>3</sup> /сут	купол	35	29,6	91	
Восточный купол - объект V верейский горизонт													
V	965	B <sub>2</sub>	932,6	930	970				купол	40	32,4	81	Опробование: дебит нефти 1,5 м <sup>3</sup> /сут (скв. № 5а)
башкирский ярус													
V	977	B <sub>2</sub>	957,9	955	980				купол	25	19,1	76	
<b>Восточно-Макаровское месторождение (западный склон ЮТС)</b>													
Кармалинское + Лермонтовское поднятия – объект VI верейский горизонт													
VI, 6а	646	B <sub>1</sub> + B <sub>2</sub>	609,5	610	650	637,2	636 -639	1,2	крыло	40	36,5	91	Керн: слабо нефтенас. (скв. № 6г). Грунты: нефтенас. (скв. № 6д) ГИС: ост. нефтенас.
VI, 6б						610,5	609-613,1	3	купол				
VI, 6в						621,9	622-625	5,9	купол				
башкирский ярус													

Продолжение таблицы 6.1. Характеристика месторождений по амплитудности ловушек и заполненности залежей верейско-башкирского комплекса с перспективами выявления залежей нефти в каширских отложениях

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
VI, 6б	652	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub>	620,5	625	655	628,6	629,8-640	1,5	купол	35	31,5	91	(скв. № 6г)
VI, 6в						632,1	634,5-636,5	6,3	купол				
Верхне-Кармалинское поднятие – объект VII верейский горизонт													КИИ-146: вода с пленкой нефти (скв. № 7б)
VII, 7а	632, 4	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub>	603,4	605	635	604,5	603,7-607,7	2,4	купол	35	29	83	
башкирский ярус													
VII, 7а	655	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub>	613,3	615	655	623,2	623 -635,4	1	купол	45	41,7	93	
VII, 7б						618	617,6-643	5,5	купол				
<b>Ивашкино-Мало-Сульчинское месторождение (западный склон ЮТС)</b>													
Мало-Сульчинское поднятие – объект VIII верейский горизонт													
VIII, 8а	751	B <sub>1</sub>	701,2	705	755	724,1	731,9-736,8	9,1	периклин.	55	49,8	90	КИИ-146: вода с пленкой нефти (скв. №№ 8в, 8г, 8д) Керн: нефтенас. (скв. №№ 8е, 8ж) Грунты: нефтенас. (скв. №№ 8з, 8и) ГИС: нефтенас. (скв. №№ 8к, 8б, 8а)
башкирский ярус													
VIII, 8б	754	B <sub>1</sub>	719,7	720	760	731	738,2-754,2	6,0	купол	40	34,3	85	
Ивашкинское поднятие – объект IX верейский горизонт													
IX, 9а	751	B <sub>1</sub>	695,7	700	755	695,7	854,8-856,4 858,8-860,0 863,2-867,2 870,2-872,0	4,0	купол	60	55,3	92	КИИ-146: нефть+вода (скв. № 9б) Керн: нефтенас. (скв. 9в)
башкирский ярус													

Продолжение таблицы 6.1. Характеристика месторождений по амплитудности ловушек и заполненности залежей верейско-башкирского комплекса с перспективами выявления залежей нефти в каширских отложениях

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
IX, 9a	751	B <sub>1</sub>	712,4	715	770	716,9	884,4-888,8 875,6-878,0	3,5	купол	60	38,6	64	Грунты: нефтенас. (скв. №№ 9г, 9д, 9е, 9ж, 9з) ГИС: нефтенас. (скв. № 9и)
<b>Красногорское месторождение (Западный склон ЮТС)</b>													
Красногорское поднятие – объект X верейский горизонт													
X, 10a	680	B <sub>1</sub> +B <sub>2</sub>	657,1	660	680	657,1	663-671,1	2,7	купол	25	22,9	92	КИИ-146: вода с пленкой нефти (скв. №№ 10а, 10б); слабо нефть (скв. № 10в) нефть (скв. №10г) Грунты: нефтенас. (скв. №№ 10в, 10г)
	башкирский ярус												
	694	B <sub>1</sub>	672	675	695	692,2	676,5-694	0,2	купол	25	22	88	
Дальне-Ивановское поднятие - объект XI верейский горизонт													
XI, 11a	676	B <sub>1</sub>	645,6	650	680	651,2	662-665,8	4,2	купол	35	30,4	87	КИИ-146: вода с пленкой нефти (скв. № 11б) нефть (скв. № 11а) Грунты: нефтенас. (скв. №№ 11в, 11г)
	башкирский ярус												
	690	B <sub>1</sub>	666,9	670	695	682,4	673-689,8	2,7	купол	30	23,1	77	
<b>Лангуевское месторождение (Западный склон ЮТС)</b>													
Перекрёстное поднятие - объект XII каширский горизонт													



Продолжение таблицы 6.1. Характеристика месторождений по амплитудности ловушек и заполненности залежей верейско-башкирского комплекса с перспективами выявления залежей нефти в каширских отложениях

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
XII, 12a	609	B <sub>2</sub>	606,2	610	615	606,2	606-608 611-612	60л/сут	купол	10	2,8	28	Скв. № 12a - перфорация дебит нефти 60л/сут	
	верейский горизонт													
	653	B <sub>1</sub>	629	630	660	629	629-653	4,6	купол	30	24	80		
	башкирский ярус													
	678	B <sub>1</sub>	656,9	660	680	656,9	656,6-678	5,6	купол	25	21,1	85		
<b>Архангельское месторождение (Западный склон ЮТС)</b>														
Гремячинское поднятие - объект XIII верейский горизонт														
XIII 13a	710	B <sub>1</sub>	665,2	670	720	700	691-694	3,07	крыло	55	45	82	КИИ-146: вода с плёнкой нефти (скв. № 13в) Грунты: нефтенас. (скв. №№ 13г, 13д, 13е, 13ж)	
башкирский ярус														
XIII, 13б	723	B <sub>1</sub>	677	680	725	684,3	713,1-716,1	21,28	купол	50	46	92		
Киярлинское поднятие- объект XIV верейский горизонт														
XIV, 13a	710	B <sub>1</sub>	673,7	675	720	691,8	691-694	3,07	крыло	50	36	72	Грунты: нефтенас. (скв. №№ 13з, 13и)	
башкирский ярус														
XIV, 13a	723	B <sub>1</sub>	688	690	725	705,8	710,8-720,8	3,61	крыло	40	35	88		

амплитудностью более 20 м и заполненностью ловушек 75-90 % (табл. 6.1). В пределах поднятий признаки нефтенасыщения отложений каширского горизонта отмечены в ряде скважин по данным различных исследований (ГИС, результатам испытаний в процессе бурения КИИ-146, керновому материалу и грунтам). В непосредственной близости от Нурлатского месторождения расположены Пионерское и Аксубаево-Мокшинское месторождения с залежами нефти в каширских отложениях.

На Черноозёрском месторождении залежи нефти в верейских и башкирских отложениях установлены в пределах западного и восточного куполов одноименного поднятия. Амплитуда поднятий верейского горизонта и башкирского яруса составляет 25 – 45 м, заполненность ловушек - более 75 %. В ряде скважин отобранные из каширского разреза грунты представлены известняками нефтенасыщенными. В двух скважинах по данным ГИС пласты интерпретируются как слабонефтенасыщенные. В 2010 году в пределах месторождения пробурена скважина, в которой в результате опробования пластов-коллекторов каширского горизонта в колонне получен приток нефти дебитом 1,5 м<sup>3</sup>/сут.

На Восточно-Макаровском месторождении залежи нефти в верейских и башкирских отложениях установлены в пределах Кармалинского с Лермонтовским поднятий и Верхне-Кармалинского поднятия. Амплитуда поднятий верейского горизонта и башкирского яруса составляет 35 – 45 м, заполненность ловушек - более 85 % (табл. 6.1). В скважине, расположенной в контуре Лермонтовского поднятия, по керну и грунтам каширские отложения представлены известняками с признаками нефти. По данным ГИС пласты интерпретируются как остаточны нефтенасыщенные. В скважине, находящейся в пределах Верхне-Кармалинского поднятия, при испытании КИИ-146 каширских отложений получена вода с пленкой нефти (табл. 6.1).

Ивашкино-Мало-Сульчинское месторождение также относится к группе с наиболее высокой вероятностью выявления залежей в каширских отложениях. В пределах Ивашкинского и Мало-Сульчинского поднятий пробурены скважины с признаками нефти по материалам интерпретации ГИС, данным отбора керна, грунтов, результатам испытания в процессе бурения с помощью испытателя пластов на трубах КИИ-146.

На Красногорском месторождении перспективы выявления залежей нефти в каширских отложениях связываются с Красногорским и Дальне-Ивановским поднятиями. На Красногорском поднятии заполненность ловушек верейского горизонта и башкирского яруса составляет 90%. В результате испытания каширских отложений в процессе бурения получен приток нефти (табл. 6.1).

На Архангельском месторождении в пределах Гремячинского поднятия заполненность ловушки в верейских и башкирских отложениях достигает 80 %. В пределах Киярлинского

поднятия заполненность ловушки в верейских отложениях равна 75 %, в башкирских отложениях - 90 %. В результате испытания КИИ-146 отложений каширского горизонта в скважине № 13в, получен приток воды с плёнкой нефти. В ряде скважин отобранные из каширского разреза грунты представлены известняками нефтенасыщенными (табл. 6.1).

На Лангуевском месторождении в пределах Перекрёстного поднятия заполненность ловушки в верейских отложениях достигает 80 %, в башкирских отложениях 85 %. В результате опробования пластов-коллекторов каширского горизонта получен незначительный приток нефти (табл. 6.1).

Кроме вышерассмотренных перспективных участков, потенциальным резервом для прироста запасов нефти каширского горизонта является фонд подготовленных поднятий. Сейсморазведочные работы в модификации МОГТ является основным методом подготовки объектов под глубокое поисково-оценочное бурение. В настоящее время на рассматриваемой территории в фонде подготовленных к глубокому бурению по отражающему горизонту (ОГ) В находятся 49 поднятий, расположенных в пределах восточного борта Мелекесской впадины, и 50 поднятий, находящихся на западном склоне ЮТС, по которым оценены ресурсы в верейских и башкирских отложениях. Также по ОГ В на восточном борту Мелекесской впадины выявлено 52 поднятия, на западном склоне ЮТС – 32 поднятия. В перспективе, выявленные поднятия, возможно после проведения в их пределах дополнительных исследований, также могут рассматриваться как объекты под опоскование.

В связи со сложностью строения каширских отложений для уточнения перспектив отдельных участков этой зоны бурение поисковых и разведочных скважин необходимо проводить со сплошным отбором керна по всему горизонту с осуществлением его полного анализа, проведение в пределах горизонта расширенного комплекса ГИС, испытание пластов в открытом стволе и опробование в колонне в случае выявления признаков нефтеносности.

Более 90 % запасов нефти каширского горизонта учтены в Государственном балансе по категории В<sub>2</sub>, т.е выявлены по материалам ГИС и не опробованы в колонне. Необходимо целенаправленное опробование перспективных интервалов каширского разреза в пределах выявленных по ГИС залежей для подтверждения наличия нефти и перевода их запасов в промышленную категорию В<sub>1</sub>. В условиях разбуренного и обустроенного месторождения, на этапе его разведки и доразведки, опоскование залежей каширского горизонта с использованием имеющегося фонда пробуренных и обсаженных скважин не потребует больших затрат. Рекомендуется постановка работ по дополнительному изучению выявленных по ГИС нефтенасыщенных пластов импульсным нейтронно-гамма-каротажом (ИНГК, генератором нейтронов) для уточнения интервалов опробования скважин на месторождениях с

целью выбора из их числа скважин и интервалов в них для испытания каширских отложений на приток пластового флюида.

Выполненный в данной работе анализ залежей каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса (заполненность ловушек, амплитуда поднятия) в границах рассматриваемых месторождений позволил выделить из их числа 38 первоочередных объектов для исследований и опробования скважин.

Перспективы получения промышленных притоков нефти в пределах восточного борта Мелекесской впадины в первую очередь связываются с Баландинским, Шоссейным, Бродовским поднятиями Аксубаево-Мокшинского месторождения, с залежами VIII Сульчинского поднятия Вишнево-Полянского, III Камышлинского месторождений, Татарстанским, Филипповским и Восточно-Бурейкинским поднятиями Бурейкинского месторождения, Карасинским, Богдашкинским, Иргинским, Западно-Иргинским поднятиями Пионерского месторождения, Курманаевским поднятием Курманаевского месторождения, Ново-Кутушским поднятием Кутушского месторождения, Южно-Сунчелеевским месторождением, Тюрнясевским и Славным поднятиями Западно-Тюрняевского месторождения. На западном склоне ЮТС - с Усть-Кичуйским и Красновидовским поднятиями Архангельского месторождения, Багряж-Никольским и Ахметовским поднятиями Берёзовского месторождения, рядом поднятий Шегурчинского месторождения, Ямашинским месторождением, западным куполом Михайловского поднятия Ерсубайкинского месторождения, залежью II Южно-Кармальского поднятия Черемшанского месторождения и Чегодайским поднятием Чегодайского месторождения (граф. прил. 6, табл. 6.2). Кроме того, на Лангуевском месторождении, запасы которого подсчитаны по категории В<sub>2</sub>, но из-за незначительности, на утверждение в ГКЗ не представлялись, согласно определенным в работе критериям перспективности, прогноз получения притока нефти из каширских отложений положительный (табл. 6.1).

С целью приращения запасов нефти на перспективных участках, выделенных в границах Нурлатского, Черноозерского, Восточно-Макаровского, Ивашкино-Мало-Сульчинского, Красногорского и Архангельского месторождений, также рекомендуется проведение опробования пластов-коллекторов каширского горизонта. Для уточнения интервалов опробования в скважинах следует провести исследования каширских отложений генератором нейтронов (табл. 6.3).

На перспективных участках при текущем и капитальном ремонте скважин рекомендуется проведение исследований каширского горизонта импульсным нейтронно-гамма-каротажом (генератором нейтронов).

При дальнейшем планировании геологоразведочных работ, особенно в пределах восточного борта Мелекесской впадины, западного склона ЮТС и юго-восточного склона СТС, необходимо учитывать нефтеперспективность каширских отложений на этих территориях.

Бурение поисковых скважин в пределах подготовленных поднятий, разведочных и эксплуатационных - на месторождениях должно сопровождаться в обязательном порядке газовым каротажем. При этом сразу же после вскрытия газовой аномалии в каширском разрезе необходимо регламентировать остановку бурения и проведение испытаний испытателем пластов на трубах (ИПТ) в открытом стволе, которые рекомендуется проводить однопакерной компоновкой с коротким хвостовиком. Испытания следует проводить в небольших интервалах с учетом особенностей строения каширского горизонта.

Для решения задачи выделения пластов-коллекторов, а также расчленения карбонатных пород каширского горизонта (подробно рассмотрено в разделе 4) необходимо применение расширенного комплекса ГИС (ВАК-8, ЯМК, ЛПК, ГГК-П, ГК-С, ИНГК, МСИ). Комплексирование методов литоплотностного, акустического, нейтронного каротажа и гамма-спектрометрии поможет решать задачи нефтепромысловой геофизики в карбонатном разрезе на качественно новом уровне, позволит проводить количественные оценки дополнительных параметров (минерального состава, трещиноватости, кавернозности и др.).

Для решения проблемы подготовки подсчетных параметров и создания достоверной петрофизической модели количественной интерпретации методов ГИС необходимо при бурении скважин предусмотреть максимальный отбор как ориентированного, так и изолированного керна из отложений каширского горизонта.

При выделении по материалам ГИС нефтенасыщенных пластов-коллекторов в каширском разрезе целесообразно предусмотреть их испытание в эксплуатационной колонне.

При проектировании постановки сейсморазведочных работ МОГТ 3D в пределах месторождений с уже доказанной нефтеносностью каширского горизонта или с высокими перспективами выявления залежей в этих отложениях недропользователю рекомендуется рассматривать возможность детального изучения геологического строения ловушек нефти, прогнозирования параметров ФЕС пластов-коллекторов, зон развития трещиноватости в каширском горизонте.

Конечной целью геологоразведочных работ является поиск и разведка залежей углеводородов для их последующей эффективной разработки.

Для оценки экономической эффективности проведены расчеты возможных вариантов разработки каширского горизонта. Расчет выполнен на реализацию добычи нефти из одной скважины для определения наиболее оптимального варианта разработки промышленного

Таблица 6.2. Залежи с запасами кашира по категории В<sub>2</sub> для исследования генератором нейтронов и испытания в колонне для перевода в категорию В<sub>1</sub>

Поднятия	кол-во залежей (пластов)	Кат. запасов	Заполненность ловушки вр, %	Заполненность ловушки бш, %	Признаки нефтеносности в каширских отложениях в пробуренных скважинах		
					кern	КИИ-146	
						интервал	результат
1	2	3	4	5	7	8	9
Аксубаево-Мокшинское месторождение							
Баландинское	4 (Скш-1 - 1) (Скш-3 - 1) (Скш-4 - 2)	В <sub>2</sub>	77	88	н/н	960-979	вода с пл. нефти
						897-914	вода с пл. нефти
					н/н	950-962	вода с пл. нефти
Шоссейное	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	82	88		914-924	вода с пл. нефти
Бродовское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	95	95		932-938	вода с пл. нефти
Вишнево-Полянское месторождение							
Сульчинское залежь VIII	1 (Скш-4)	В <sub>2</sub>	72	79		993-1005	вода с пл.нефти
						980-993	Q <sub>н</sub> +Q <sub>в</sub>
Камышлинское месторождение							
Залежь III	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	90	95		982-994	вода с пл.нефти
						994-1002	вода с пл.нефти
						1002-1008	Q <sub>н</sub> +Q <sub>в</sub>
					КИИ-146 перфор.	1001,6-100,2	Q <sub>н</sub> + 0,6м <sup>3</sup> /сут
Бурейкинское месторождение							
Восточно-Бурейкинское	2 (Скш-4, Скш-1)	В <sub>2</sub>	60	89		965-978	Q <sub>н</sub> =230л
Татарстанское	2 (Скш-4, Скш-1)	В <sub>2</sub>	72	77		954-1004	Q <sub>н</sub> +Q <sub>в</sub>
Филипповское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	89	81			вода с пл.нефти
Пионерское месторождение							
Карасинское + Южно-Карасинское	6 (Скш-3(2), Скш-2(2), Скш-1(2))	В <sub>2</sub>	94	90	н/н		
					н/н	831-840	18л. Нефти
						934-946	вода с пл.нефти
						950-956	вода с пл.нефти
					974-982	вода с пл.нефти	
Богдашкинское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	87	84		967-987	вода с пл.нефти
Иргинское	2	В <sub>2</sub>	84	70		1010-1018	вода с пл.нефти
Западно-Иргинское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	69	81		962-974	вода с пл.нефти
						982-994	вода с пл.нефти
						996-1008	вода с пл.нефти

Продолжение таблицы 6.2. Залежи с запасами кашира по категории В<sub>2</sub> для исследования генератором нейтронов и испытания в колонне для перевода в категорию В<sub>1</sub>

1	2	3	4	5	7	8	9
Курманаевское месторождение							
Курманаевское	1 (Скш-3)	В <sub>2</sub>	83	77		921-973	нефть+вода
						886-900	нефть+вода
						952-962	Q <sub>н</sub> +Q <sub>в</sub>
						961-964	Q <sub>в</sub>
Кутушское месторождение							
Ново-Кутушское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	89			875-893	вода с пл.нефти
Южно-Сунчелеевское месторождение							
Южно-Сунчелеевское	3 (Скш-5 (1) Скш-3 (1) Скш-1(1))	В <sub>2</sub>	91	82		890-918,5	нефть+вода
						918,5-935	нефть+вода
Западно-Тюрнясевское месторождение							
Тюрнясевское	2 (Скш-4) (Скш-5)	В <sub>2</sub>	64	88		955	вода+нефть
Славное	1 (Скш-3)	В <sub>2</sub>	-	79	грунты н/н	982-990	вода с пл.нефти
Архангельское месторождение							
Усть-Кичуйское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	94	100		872-882	вода с пл.нефти
Красновидовское+ Архангельское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	94	100		769-771	нефть+вода
Березовское месторождение							
Багряж- Никольское и Ахметовское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	83	100		758-765	вода с пл.нефти
Шегурчинское месторождение							
Залежь I район скв. 1203	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	83	91			
Залежь II район скв. 11780	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	93	93		860-872	вода с пл.нефти
Залежь III район скв. 206, 13464	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	74	87			
Ямашинское месторождение							
Ямашинское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	95	98		716-728	нефть
Ерсубайкинское месторождение							
Западный купол Михайловского поднятия	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	94	79		760-772	вода с пл.нефти
Черемшанское месторождение							
Южно- Кармальское (залежь II)	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	98	43		805-817	вода с пл.нефти
Чегодайское месторождение							
Чегодайское	1 (Скш-1)	В <sub>2</sub>	92	83		795-808	вода
Итого: 38 объектов							

Таблица 6.3. Объекты, рекомендуемые к исследованию и опробованию

№ объекта,	Интервал залегания продуктивного пласта по ГИС	Заключение ГИС				Опробование в колонне, КИИ-146, отбор керна	
		Кп, %	Рпл, Ом	Кн, %	Характеристика	Интервал, м	Результат
1	2	3	4	5	6	7	8
МЕЛЕКЕССКАЯ ВПАДИНА							
Скш-1							
Черноозерское месторождение (западный купол)							
IV	1087,6-1089	16,7	11	56,4	карб.коллектор, ост. н/н		
IV	1094-1095,6	18,6	11,5	60,5	карб.коллектор, н/н		
Нурлатское месторождение (Старо-Узеевское поднятие)							
I	850,4-855	17,3	10	56,2	карб. коллекторост. н/н	848-856	КИИ-146: Qводы с пленкой нефти Керн: доломит и известняк нефтенасыщенный
Нурлатское месторождение (Нурлатское поднятие)							
III	928,7-929,4	16,4	12	58,9	карб. коллектор слабо н/н	907-959	КИИ-146: Qн=0,3 м³/сут, Qводы 4,3 м³/сут
Скш-3							
Черноозерское месторождение (западный купол)							
IV	1061,2-1063,2	18,41	10,00	56,62	карб.коллектор ост.н/н		
Нурлатское месторождение (Проселочное поднятие)							
II	933,6-936,8	24,5	12,4	68,9	карб. коллектор н/н	930-942	КИИ-146: Qводы с пленкой нефти
Скш-4							
Черноозерское месторождение (западный купол)							



Продолжение таблицы 6.3. Объекты, рекомендуемые к исследованию и опробованию

1	2	3	4	5	6	7	8
IV	1057,2-1059,2	16,31	16,00	64,85	карб.коллектор, н/н		
Скш-5							
Черноозерское месторождение (западный купол)							
IV	1022,2-1024	17,3	14	63,4	карб. коллектор н/н		
IV	1032,8-1034,4	21,79	10,00	61,38	карб. коллектор н/н		
Черноозерское месторождение (восточный купол)							
V	942,2-946	15,5	25,6	66,0	карб. коллекторн/н		В скв. №1329 опробование в колонне: Qгазир. нефти -1,5 м <sup>3</sup> после ОПЗ
ЗАПАДНЫЙ СКЛОН ЮТС							
Скш-1							
Ивашкино-Мало-Сульчинское месторождение (Мало-Сульчинское поднятие)							
VIII	886,8-888,8	20	13,3	61,4	карб. коллектор н/н	884-924	КИИ-146: Qв - 0,87 м <sup>3</sup> /сут с пленкой нефти
VIII	878,4-880,8	16,8	16,6	61,9	карб. коллектор н/н	847-896	КИИ-146: Qн -0,03 м <sup>3</sup> /сут, Qв - 0,35 м <sup>3</sup> /сут
VIII	883,2-885,6	21,4	20	69,6	карб. коллектор н/н	873-889	КИИ-146: Qв - 2,5 м <sup>3</sup> /с с пленкой нефти
Ивашкино-Мало-Сульчинское месторождение (Ивашкинское поднятие)							
IX	848,4-850,6	18,3	14,5	58,7	карб.коллектор н/н	835-862,1	КИИ-146: Qн -0,1м <sup>3</sup> /с, Qв -0,05 м <sup>3</sup> /с
Красногорское месторождение (Красногорское поднятие)							
X	685,6-687,2	21,5	20	69,7	карб.коллектор н/н	680 – 695	КИИ-146: 1,1 м <sup>3</sup> /с воды с пленкой нефти
Красногорское месторождение (Дальне-Ивановское поднятие)							
XI	739,2-742	16,2	15,7	60	карб. породы н/н	738,9-779	КИИ-146: Qв - 0,88 м <sup>3</sup> /с с пленкой нефти

Продолжение таблицы 6.3. Объекты, рекомендуемые к исследованию и опробованию

1	2	3	4	5	6	7	8
Восточно-Макаровское месторождение (Кармалинское+Лермонтовское поднятие)							
VI	826-828	20,8	10	56,3	карб.коллектор ост. н/н	825,7-827,8	КЕРН: слабо нефтенасыщенный Грунты нефтенасыщенные
Восточно-Макаровское месторождение (Верхне-Кармалинское поднятие)							
VII	901-903,5	15,9	11,3	64	карб. коллектор н/н		
Архангельское месторождение (Гремячинское+Киярлинское поднятие)							
XIII	881,2-882,4	17,9	14,4	60,5	карб. породы н/н	874-882 870-884	КИИ-146: вода с плёнкой нефти Грунты нефтенасыщенные

объекта. В качестве возможных рассмотрены следующие варианты разработки каширского горизонта:

- бурение и ввод в разработку поисковой (разведочной) скважины;
- бурение и ввод в разработку вертикальной (наклонно-направленной) добывающей (эксплуатационной) скважины;
- бурение бокового либо бокового горизонтального ствола (БС, БГС) с последующим применением технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД);
- приобщение вышележащего каширского горизонта к разрабатываемому нижележащему с применением технологии ОРД [67];
- восстановление и ввод скважины из ликвидации.

Ожидаемый экономический эффект от внедрения технологий разработки рассчитывался как отношение прироста чистого дисконтированного дохода, полученного за расчетный период, к количеству лет в расчетном периоде [82].

Оценка ожидаемого экономического эффекта проведена в прогнозных ценах и затратах, сложившихся на территории Республики Татарстан на дату расчетов. Расчеты произведены исходя из цены нефти сорта Urals в 50 долларов за баррель и курса доллара США 60 рублей за доллар при дебитах нефти скважин из каширского горизонта от 3 до 2 т/сут.

Основные технико-экономические показатели за расчетный период (8 лет) приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4. Основные технико-экономические показатели вариантов разработки каширского промышленного объекта

Показатели	Варианты				
	бурение новой скважины		БС + ОРД	ОРД	реликви- дация
	поисковой	добывающей			
Расчетный период, лет	8	8	8	8	8
Добыча нефти, тыс. т	7,0	7,0	5,8	4,6	4,6
Выручка от реализации продукции, млн. р.	99,7	99,7	83,1	66,5	66,5
Капитальные вложения, млн. р.	65,5	41,3	20,8	1,5	4,0
Производственные затраты, млн. р.	14,2	14,2	15,5	15,9	15,3
Совокупные затраты, млн. р.	79,8	55,5	36,3	17,4	19,2
Дисконтированный поток наличности, млн. р.	-45,28	-19,31	-5,03	7,55	5,93
Индекс доходности дисконтированных затрат, д.ед.	0,62	0,79	0,93	1,18	1,14
Внутренняя норма рентабельности, %	-22,6	-14,1	-7,4	33,6	11,5
Окупаемость проекта, лет	не окуп	не окуп	не окуп	2	3

Из рассмотренных пяти возможных вариантов разработки каширского горизонта только варианты приобщения вышележащего горизонта с применением технологии ОРД и восстановление и ввод в эксплуатацию ликвидированной скважины имеют положительные

финансовые показатели при принятых технологических и экономических условиях. Причем наиболее экономически эффективным является вариант с применением ОРД, срок окупаемости которого составляет 2 года. Наибольшая рентабельность данного метода обеспечивается за счет значительного (практически двухкратного) сокращения удельных затрат на строительство и обустройство скважин на месторождениях и удельных затрат на добывающее оборудование. Кроме того, благодаря применению ОРД приобщаются к разработке непромышленные запасы нефти, повышаются темпы ввода запасов месторождений в разработку вследствие сокращения сроков разбуривания и обустройства месторождений;

Данный метод успешно применен на скважинах Аксубаево-Мокшинского и Вишнево-Полянского месторождений, где прирост суточной добычи нефти на скважину по каширскому горизонту составил от 2,5 до 3,2 тонн [67].

Приведенные данные подтверждают целесообразность разработки каширского горизонта по технологии ОРД с нижележащими отложениями как наиболее экономически эффективной.

Исследование, опробование каширских отложений и их дальнейшая ОРД совместно с нижезалегающими продуктивными отложениями обеспечивают более эффективную разведку и разработку каширских залежей, и, соответственно, прирост запасов и перевод их в промышленные категории [67].

При наличии перспективных объектов в каширских отложениях над расположенными ниже продуктивными пластами целесообразно их выявление (исследования генератором нейтронов) и опробование для получения промышленных притоков нефти с соответствующим приростом запасов, а также опробование ранее выявленных пластов для перевода запасов в промышленные категории. При получении промышленных притоков из каширских отложений их пробная и, в дальнейшем, промышленная эксплуатация часто бывает целесообразной методом ОРД с нижележащими продуктивными отложениями. Таким образом, обеспечиваются опосредованное опосредование, доразведка и дальнейшая рентабельная разработка залежей нефти каширского горизонта, расположенных над нижележащими продуктивными отложениями, в том числе находящимися в разработке.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Каширские отложения на сегодняшний день изучены совершенно недостаточно, т.к. до последнего времени они не являлись непосредственным объектом исследований.

2. В разрезе каширских отложений выделены шесть пачек пластов-коллекторов, отделенных друг от друга небольшими плотными неравномерно глинистыми карбонатными породами (реперами), выполняющими роль флюидоупора. Пачки пластов-коллекторов Скш-1, Скш-2, скш-3 Скш-4, Скш-5, Скш-6 представлены чередованием пористо-проницаемых и плотных пород и сложены преимущественно органогенно-обломочными известняками, в меньшей степени цельнораковинными и тонко-микрозернистыми известняками и доломитами с разным содержанием органогенных остатков. Толщины пачек пластов-коллекторов изменяются от 4,4 до 31 м. Плотные пласты пород (реперы), разделяющие пачки пород-коллекторов, представлены плотными микрозернистыми известняками и доломитами.

3. Сложно-построенные коллекторы каширского горизонта относятся к поровому, каверново-поровому, трещинно-поровому и каверново-трещинно-поровому типам. Они характеризуются изменением литологического состава по площади и разрезу и широким диапазоном емкостно-фильтрационных свойств, который часто связан со вторичными процессами в породах.

4. Показана зависимость наличия залежей нефти в каширском горизонте от нефтеносности подстилающих верейских и башкирских отложений, от высоты ловушек в них (более 15-20 м) и степени их заполненности нефтью (более 60-70 %). Залежи каширского горизонта небольшие по размерам и относятся к антиклинальному литологически ограниченному, антиклинально-литологическому, антиклинальному неполнопластовому (водоплавающему), антиклинальному пластовому типам.

5. Авторская методика прогнозирования нефтенасыщенности каширских отложений позволила выделить 14 первоочередных участков, имеющих высокую вероятность для обнаружения залежей нефти в каширских отложениях; 38 объектов каширских залежей в границах уже известных месторождений с запасами категории В<sub>2</sub> определены как первоочередные для проведения опробования перспективных интервалов каширского разреза с целью перевода их запасов в промышленную категорию В<sub>1</sub>. В качестве потенциального резерва для прироста запасов нефти каширского горизонта, в работе рассмотрены 99 подготовленных к глубокому бурению и 84 выявленных поднятия по отражающему горизонту В на территории восточного борта Мелекесской впадины и западного склона ЮТС.

6. Разработаны рекомендации по совершенствованию поисков, разведки и доразведки «возвратных» объектов, и выявлению каширских залежей нефти при бурении поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. В имеющемся фонде скважин рекомендуется постановка работ по дополнительному изучению выявленных по ГИС нефтенасыщенных пластов генератором нейтронов и последующего их испытания на приток пластового флюида. Необходимо предусмотреть расширенный комплекс методов ГИС (ВАК-8, ЯМК, ЛПК, ГГК-П, ГК-С, ИНГК, МСИ); максимальный отбор как ориентированного, так и изолированного керна; испытание нефтенасыщенных по ГИС интервалов в эксплуатационной колонне. При проектировании постановки сейморазведочных работ МОГТ 3D в пределах месторождений с уже доказанной нефтеносностью каширского горизонта или с высокими перспективами выявления каширских залежей, в этих отложениях рекомендуется рассматривать возможность в рамках этих работ детального изучения геологического строения ловушек нефти, прогнозирования параметров ФЕС пластов-коллекторов, зон развития трещиноватости в каширском горизонте.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

Опубликованная

1. Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З., Акишев И.М. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том III, Татарская АССР. Труды Института геологии и разработки горючих ископаемых - М. «Недра», 1979. 168 с.
2. Абдуллин Н.Г., Ларочкина И.А., Шайхутдинов Р.С. Геоморфологические условия формирования ловушек нефти в палеозойских отложениях восточной Татарии. Кн. Первичная миграция и нефтегазоносность осадочных бассейнов: тр. «ВНИГНИ» – М. 1988, с. 105-113.
3. Акишев И.М., Абдуллин Н.Г., Хайретдинов Н.Ш. Природные резервуары нефти и основные закономерности распределения залежей нефти востока Татарии. Труды ТатНИИ: Вып. 16. Л., «Недра», 1971, с. 3-12.
4. Алиев М.М., Яриков Г.М., Хачатрян Р.О. и др. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., «Недра», 1975, 264 с.
5. Амерханов И.М. Закономерности изменения свойств пластовых жидкостей при разработке нефтяных месторождений. «Нефтепромысловое дело». М., «ВНИИОЭНГ», 1980.
6. Арефьев Ю.М., Баранова А.Г. Детальная послойная корреляция каширских продуктивных пластов для повышения достоверности подсчета запасов нефти. - «Нефть, газ, новации», 2011, № 6, с. 7.
7. Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М., РГГУ, 1999, 283 с.
8. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. – М., «МГУ», 2000, 383 с.
9. Бакиров А.А. Главнейшие черты геологического развития внутренней части Русской платформы. - М., «Госгеолиздат», 1951.
10. Бакиров А.А. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., «Высшая школа», 1987.
11. Белоусов В.В. Геотектоника. - М., «МГУ», 1976, 334 с.
12. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Петерсилье В.И. Оценка подсчетных параметров газовых и нефтяных залежей в карбонатном разрезе по геофизическим данным. – М., «Недра», 1987, 160 с.
13. Бурлин Ю.К., Конюхов а.И., Карнюшина Е.Е. Литология нефтегазоносных толщ. М., «Недра», 1991, 288 с.
14. Вассоевич Н.Б. Нефтегазоносность осадочных бассейнов. Избранные труды. М., «Наука», 1988, 260 с.

15. Валеев Р.Н. Тектоника Волго-Вятского междуречья. М., «Недра», 1968, 116 с.
16. Войтович Е.Д. Нефтеносность карбонатных отложений палеозоя в пределах разведочных площадей Татарии // Нефтеносность карбонатных коллекторов палеозоя Татарии. Б., 1975.
17. Войтович Е.Д., Бусел Г.Ф. Оценка нефтеносности слабоизученных карбонатных толщ палеозоя Татарии. - «Геология нефти и газа», 1982 №8.
18. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. К., «КГУ», 1998, 139 с.
19. Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Кадыров А.Х., Заббаров Р.Г., Фадеев В.Г. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов в ОАО «Татнефть». с.184
20. Горгадзе Г.Н. Термолиз органического вещества в нефтегазопроисковой геохимии. М., «ИГиРГИ», 2002.
21. Грачевский М.М. Особенности строения и формирования Камско-Кинельской впадины в Куйбышевском Заволжье и Татарии. Докл. АН СССР. 1959. Т.114, № 5.
22. Жамойда А.И. Общая стратиграфическая шкала, принятая в СССР - России. Её назначение, значение и совершенствование. С-П., «ВСЕГЕИ», 2013, 24 с.
23. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Курс лекций. М. Ред.-изд. центр ЕАГО, 2014, 29 с.
24. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А., Санаров С.В., Чистовский А.И. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том V. Куйбышевское Поволжье. Труды Института геологии и разработки горючих ископаемых (Волжское отделение). М., «Недра», 1973, 296 с.
25. Зональная стратиграфия фанерозоя России. Науч. Ред. Т.Н. Корень. С-П., «ВСЕГЕИ», 2006, 256 с.
26. Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. М., «Недра», 1978, 320 с.
27. Иванов А.П. Средне и верхнекаменноугольные отложения Московской губернии. Биллетень Московского Общества Испытателей природы. Отдел. геолог. 1926.,Т. 36 № 1-2., с.133-180.
28. Ильин В.Д., Фортунатова Н.К. Методы прогнозирования и поисков нефтегазоносных рифовых комплексов. М., «Недра», 1988.
29. Кадыров Р.И. Литогенетические особенности Сюкеевского месторождения гипса Республики Татарстан: Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. К., 2014, 139 с.



30. Кинзекеев А.Р. Тектоника Восточной Татарии в связи с перспективами нефтегазоносности. Закономерности размещения месторождений нефти и газа Волго-Уральской области. М., «АН СССР», 1963, с.152-159.
31. Кинзекеев А.Р., Хайретдинов Н.Ш., Кирсанов А.И., Аминов Л.З. Детальная стратификация отложений каменноугольной системы востока Татарии. Труды ТатНИПИ. - Л., «Недра», 1964, № VI, с. 95-108.
32. Кирина Т.Н., Познер В.М., Порфирьев Г.С. Волго-Уральская нефтеносная область. Труды ВНИГРИ - Л., «Госпотребиздат», 1957, выпуск № 112, 290 с.
33. Кинзикиев А.Р. Методы комплексного исследования нефтеносности карбонатных отложений. М., «Недра», 1972. с. 152.
34. Киселева Ю.А. Можегова С.В. Генетические группы нефтей центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и их генерационные источники. – «Нефтегазовая геология. Теория и практика», 2012, №3, Стр. 1-15.
35. Клубов В.А. Палеоструктурный анализ восточных районов Русской платформы. - М., «Недра», 1973, 176 с.
36. Клубов В.А. Нефтегазоносные ловушки, как объекты палеотектонических и палеогеоморфологических исследований в нефтяной геологии. Палеотектоника и палеогеоморфология в нефтяной геологии. – М., «Наука», 1978, 142-151 с.
37. Кузнецов В.Г. Литология. Осадочные горные породы и их изучение. – М., «Недра», 2007, 512 с.
38. Кузнецов Ю.И. «О границе верейского и каширского горизонтов Татарии на основании изучения брахиопод» стр. 297-300. СТРАТИГРАФИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ. Труды совещания по уточнению унифицированных стратиграфических схем палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, состоявшегося в Москве при ВНИГРИ 12-20 февраля 1960 г, ГОСТОПТЕХИЗДАТ М. 1962г.
39. Ларочкина И.А. Принципы оптимизации поисков и разведки залежей нефти на стадии высокой опоскованности территории (на примере Татарстана). Автореферат диссертации на соискание уч.ст. доктора г.-м. н., 1995.
40. Масагутов Р.Х., Ильменова О.Д., Савельева Е.Н., Дьяконова О.Б. Строение пустотного пространства карбонатных коллекторов девона и карбона месторождений Башкортостана – «Нефтяное хозяйство», 2012, №4, с. 21-24.
41. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М. «Недра», 1976, с. 221.
42. Мирчинк М.Ф., Хачатрян Р.О., Громека В.И. и др. Тектоника и зоны нефтегазонакопления Камско-Кинельской системы прогибов. М., «Наука», 1965, 212 с.

43. Мирчинк М.Ф., Бакиров А.А. О генетическом развитии Русской платформы в связи с изучением ее нефтеносности. – «Нефтяное хозяйство», 1951, № 1, с. 8-23.
44. Мкртчян О.М. Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты. М., «Наука», 1980, 134 с.
45. Муслимов Р.Х. Состояние и задачи изучения нефтеносности карбонатных отложений палеозоя Татарской АССР. Нефтеносность карбонатных коллекторов палеозоя Татарии. Б., 1975.
46. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений. – «Геология нефти и газа», 2011, №4, Стр. 74-83.
47. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Особенности нефтей палеозоя центральных районов Урало-Поволжья и доманиковая толща как источник их образования. «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», 2016, №4, Стр. 45-51.
48. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Л., «Недра», 1969.
49. Никитин С.Н. Каменноугольные отложения Подмосковского края и артезианские воды под Москвой/ Труды Геол. ком-та. 1890. Т.2, №5. с. 1-138.
50. Ованесов Г.П., Кинзикеев А.Р. Условия формирования залежей нефти в палеозойских отложениях Татарского сводового поднятия. – «Геология нефти и газа», 1966, № 8, с. 38-45.
51. Семихатова С.В., Рыжова А.А., Бывшева Т.В. и др. Нефтегазоносные и перспективные комплексы центральных и восточных областей Русской платформы. Т. III. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной области. Л., «Недра», 1970, 263 с.
52. Семихатова С.В., Семёнова Е.Г., Юльметов Ш.Ф., Юнусов М.А. Новые данные по фаунистической характеристике среднего карбона Волго-Уральской нефтегазоносной области. Труды КуйбышевНИИ НП. 1965, Вып. 29, с. 75-83.
53. Словарь по геологии нефти и газа, Л., «Недра», 1988, с. 178-179.
54. Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. К., «Татарское книжное изд-во», 1989, 135 с.
55. Стандарт по интерпретации ГИС «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан». К., «НТС Госгеолком РТ», 1999.
56. СТО ТН 105-2003. Интерпретации ГИС «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан». А. «ЭТС ФБУ «ГКЗ», 2013.
57. Сунгатуллина Г.М. Диссертация «Конодонты среднего и верхнего карбона Среднего Поволжья и их стратиграфическое значение». К, 2002, с. 264.

58. Сунгатуллина Г.М. Каменноугольные конодонты востока Русской плиты. LAP LAMBERT Academic Publishing&Co.KG, Saarbrucken, 2012, 168 с.
59. Схема стратиграфии карбона Русской платформы, составленная на основе замещения совещания 1988 года (1991) и постановлений МСК (1997).
60. Троепольский В.И., Эллерн С.С., Бадамшин Э.З., Тухватуллин Р.К., Акишев И.М., Абдуллин Н.Г., Аминов Л.З., Ахметзянов Н.А., Муслимов Р.Х., Войтович Е.Д., Зайцева Л.И. Геологическая история, строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Татарии и методика нефтепоисковых работ в них. Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов: Труды совещания, Казань, сентябрь 1969г. — К., «КГУ», 1970.
61. Троепольский В.И., Эллерн С.С. Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии. К, «КГУ», 1964, 656 с.
62. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. М, «Недра», 1988, 464 с.
63. Успенская Н.Ю. Некоторые закономерности нефтегазонакопления на платформах. М., «Гостоптехиздат», 1952.
64. Хайретдинов Р.Р., Хисметов Т.В. Повышение эффективности ГИС при разведке и доразведке нефтяных месторождений в Удмуртской АССР. - «Геология нефти и газа», 1982, № 10, с.1-4.
65. Хайретдинов Н.Ш. Карбонатные толщи Татарии и критерии прогнозирования их нефтеносности: Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Б., 1971.
66. Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Гришанина О.А., Рассохина Е.О. Использование промыслово-геофизических данных для детальной послышной корреляции каширских отложений Республики Татарстан. - Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть». – М.: Нефтяное хозяйство, 2014. – Вып. 82, с. 6-13.
67. Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Гарифов К.М. Эффективность применения методов одновременно-раздельной добычи нефти из каширских и нижезалегающих залежей на восточном борту Мелекесской впадины. – «Георесурсы», 2015, №3, Стр. 3-6.
68. Хазипов Р.Г., Войтович С.Е., Тиханова Н.П., Ахманова Т.П., Леонова Н.А., Бугульминская Л.С. Особенности строения карбонатных пластов каширского горизонта восточного борта Мелекесской впадины. Тезисы докладов научно-технической конференции ОАО «Татнефть», Л, 2003, с. 115-117.
69. Хазипов Р.Г., Газеева Ф.М. Структурно-генетические типы пород среднекаменноугольного комплекса по месторождениям Республики Татарстан. - Сборник научных трудов ТатНИПИнефть, выпуск № LXXXII, М, 2014, с. 14-18.

70. Хазипов Р.Г., Ступакова А.В. Типы коллекторов каширского горизонта среднего карбона в пределах Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода. – «Георесурсы», 2017, №3, С. 250-254.
71. Халымбаджа В.Г. Среднекаменноугольные отложения северных, центральных и западных районов Татарии. К, «КГУ», 1962, 138 с.
72. Хачатрян Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М., «Наука», 1979.
73. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Тарасова Т.И. Локально нефтегазоносные карбонатные комплексы как основной источник прироста запасов нефти в Татарстане: Тезисы МНПК. Чернигов, 2001, с. 185-186.
74. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б., Гатиятуллин Н.С., Войтович С.Е. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. К., «ФЭн», 2006, 328 с.
75. Хисамов Р.С., Яртиева А.Ф., Базаревская В.Г. Геолого-экономические перспективы развития ресурсной базы Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. М., «ВНИИОЭНГ», 2007, с. 60.
76. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. К., «Академия наук ФЭн», 2010, 283 с.
77. Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Газеева Ф.М., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Мартынов А.Н. Условия осадконакопления в каширское время на Южно-Татарском своде и Мелекесской впадине. «Геология нефти и газа», 2014, № 2, с. 38-44.
78. Хисамов Р.С., Хазипов Р.Г., Базаревская В.Г., Абдуллин Р.Н., Рахматуллина А.Р. Изучение структуры пустотного пространства сложно-построенных карбонатных пород каширского горизонта методом электрического микросканирования - «Геология нефти и газа», 2014, № 3, Стр. 47-53.
79. Юльметов Ш.Ф., Кирсанов А.Н. Стратиграфия средне- и верхнекаменноугольных отложений юго-востока Татарии. Труды ТатНИПИ. Л., «Недра», 1964, Вып. VI. с. 157-168.
80. Юсупов Б.М. Тектоника Татарии. Труды КФАН СССР: Вып.6, 1960.
81. Юсупов Б.М., Веселов Г.С. Размещение нефтяных месторождений. М, «Наука», 1973.
82. Яртиева А.Ф., «Нефть, газ и бизнес», 2009, №6-7, стр. 83-85.
83. Ясаманов Н.А. Древние климаты Земли. Л, «Гидрометеиздат», 1985, 296 с.

Неопубликованная

84. Абдуллин Н.Г., Доронкин К.Н. Закономерности размещения залежей нефти в карбонатных

отложениях девона и карбона на территории ТАССР [Текст]: отчет / ТатНИПИнефть; Бугульма, 1986. инв. № 1096 ДСП.

85. Абдуллин Н.Г., Доронкин К.Н. Уточнение геологического строения и выявление закономерностей размещения залежей нефти в карбонатных отложениях девона и карбона на территории Татарской АССР [Текст]: отчет / ТатНИПИнефть; Бугульма, 1989. инв. № 3315 ДСП.

86. Абдуллин Н.Г., Савельев В.А. Перспективы освоения ресурсов нефти карбонатных отложений палеозоя Республики Татарстан [Текст]: отчет /ТатНИПИнефть; Бугульма, 1992. Фонды ТГРУ, № 5797.

87. Аванисьян Г.М. Геологический отчет за 1940 г. о результатах структурно-поисковых работ Берсутско-Булдырского поднятия Татарской АССР Татарстан [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1946.

88. Ахманова Л.Г. Оперативный подсчет запасов нефти среднекаменноугольных отложений Черемшанского месторождения Республики Татарстан [Текст]: отчет / КГЭ ТГРУ, Казань, 2011. Фонды ТГРУ № 7788.

89. Богова О.А. Пересчет запасов и ТЭО КИН Лангуевского нефтяного месторождения [Текст]: отчет / КГЭ ТГРУ, Казань, 2001. Фонды ТГРУ, № 6859.

90. Войтович Е.Д., Зинатуллина И.П., Блюхина Л.Б. Выяснение условий размещения залежей нефти в отложениях среднего карбона Пионерского месторождения ТН ТГРУ ККГЭ, Казань, 2004. Фонды ТГРУ, № 6863.

91. Елисеев В.А. Стратиграфия каменноугольных и девонских отложений Татарии и перспективы их нефтеносности [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1946. инв. № 1946 ДСП.

92. Зотова А.И. Стратиграфия и литология нижнего и среднего карбона Татарии [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1943.

93. Килигина М.Л., Ковязин Н.М. и др. Стратиграфия, литология и нефтеносность карбона Татарии [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1951.

94. Килигина М.Л., Шельнова А.К., Ковязина Н.М. «Стратиграфия, литология, фауна, фации и нефтеносность карбона Татарии», [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1953. инв. № 77 ДСП.

95. Кирина Т.Н. Литология и фации среднекаменноугольных отложений Татарии, Куйбышевской и Чкаловской областей». [Текст]: отчет / ВНИГРИ; Ленинград, 1953.

96. Кузнецов Ю.И., Мамонтов Ю.С. Геологическое строение карбона Мелекесской депрессии (стратиграфия, литология, фации и нефтеносность) [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1959. – 257 с. инв. № 335 ДСП.

97. Кулешова Н.В. Движение запасов нефтепоисковых объектов и залежей нефти на разведочных площадях ОАО «Татнефть» в 2006 году [Текст]: отчет / ККГЭ ТГРУ; Казань, 2007. Фонды ТГРУ, № 7067.
98. Кулешова Н.В. Оперативный подсчет запасов нефти Западно-Тюряшевского месторождения [Текст]: отчет / ККГЭ ТГРУ; Казань; 2010. Фонды ТГРУ, № 7622.
99. Ларочкина И.А., Кириллов Е.Р., Базаревская В.Г., Уточнение количественной оценки перспектив нефтеносности территории Татарстана (подсчет прогнозных ресурсов нефти) [Текст]: отчет «ТатНИПИнефть»; Бугульма, 1999.инв. № 4005 ДСП.
100. Познер В.М. Стратиграфия и фации нижнего карбона второго Баку (материалы сопоставления разрезов Молотовской, Куйбышевской, Севера Чкаловской, Саратовской областей, Татарии и Башкирии [Текст]: отчет /ВНИИГРИ; Ленинград; 1952.
101. Полушина Д.А. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №8243, Площадь Ново-Елховская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2012.
102. Полушина Д.А. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №7482, Площадь Федотовская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2012.
103. Полушина Д.А. Отчет по интерпретации данных МСІ. Скважина №7484, Площадь Федотовская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2013.
104. Полушина Д.А. Отчет по интерпретации данных МСІ. Скважина №7486, Площадь Федотовская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2013.
105. Полушина Д.А. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №7491, Площадь Федотовская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2013.
106. Полушина Д.А. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №2828, Месторождение Аксубаево-Мокшинское, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2013г.
107. Рахматуллина А.Р. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №11902, Месторождение Екатериновское, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2011.
108. Рахматуллина А.Р. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №1284, Месторождение Вишнево-Полянское, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2011.
109. Рахматуллина А.Р. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №10755д, Площадь Минибаевская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2012.
110. Рахматуллина А.Р. Отчет по интерпретации данных МСІ Скважина №7123, Площадь Ново-Елховская, НТУ ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, 2012.
111. Составление отчетного баланса запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов по месторождениям ОАО «Татнефть» за 2014 год. [Текст]: отчет / ТатНИПИнефть. Бугульма, 2014.
112. Тиханова Н.П. Подсчет запасов Камышлинского нефтяного месторождения [Текст]: отчет / ККГЭ ТГРУ, Казань, 2002. Фонды ТГРУ, № 6773.

113. Тиханова Н.П. Пересчет запасов Вишнево-Полянского нефтяного месторождения [Текст]: отчет / ККГЭ ТГРУ; Казань; 2005. Фонды ТГРУ, № 6963.
114. Тазетдинова Г.С. Пересчет запасов Азев-Салаушского нефтяного месторождения. ККГЭ ТГРУ, Казань, 2005. Фонды ТГРУ, №6959.
115. Тихвинская Е.И., Троепольский В.И. Основы геологического строения, геологической истории и перспектив нефтеносности палеозойских отложений севера и запада ТАССР и прилежащих районов соседних республик и областей [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1956.
116. Чинарева П.В. «Анализ ресурсного потенциала РТ по отложениям каширского горизонта» [Текст]: отчет /; ТГРУ Казань, 2006. Фонды ТГРУ, № 6992.
117. Шабалин А.В. Обобщение материалов скважинных исследований по карбонатным отложениям верхнего девона, нижнего и среднего карбона Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений (этап II, нефтеносность нижнего карбона и верхнего девона) [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1973. инв. № 1011 ДСП.
118. Шельнова А.К. Стратиграфия, литология и фации нижнего и среднего карбона ТАССР по данным бурения треста «Татнефтегазразведка» 1961-62 г.г. [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1963. инв. № 552 ДСП.
119. Шельнова А.К., Желтова А.Н., Блудорова Е.А. и др. Стратиграфия, литология и фации нижнего и среднего карбона ТАССР по данным бурения треста «Татнефтегазразведка» 1962-1964гг. [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1965. инв. № 554 ДСП.
120. Шельнова А.К., Васясин Г.И., Введенская Ф.П., Павлова Л.П., Кузнецов О.А. Стратиграфия, литология и фации каменноугольных отложений западной, центральной и северо-восточной Татарии 1970г. [Текст]: отчет Татнефтегазразведка; Казань, 1970. инв. № 695 ДСП.
121. Шельнова А.К., Павлова Л.П., Введенская Ф.П. Стратиграфия, литология, фации и нефтеносность средне- и нижнекаменноугольных отложений северного и западного склонов южного купола Татарского свода, восточного борта Мелекесской впадины (Тлянчи-Тамакская, Уратьминская, Ульяновская, Степноозерская, Северо-Елтанская) и Казанско-Кировского прогиба (Свияжская площадь) [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1972. инв. № 985 ДСП.
122. Шельнова А.К., Васясин Г.И., Введенская Ф.Л., Л.П. Павлова, Лукин В.А. Геолого-геофизическая обработка и обобщение материалов глубокого бурения по карбонатной части нижнего и среднего карбона по Тлянчи-Тамакской, Уратьминской и Ульяновской площадям. «Татнефтегазразведка» [Текст]: отчет / Татнефтегазразведка; Казань, 1974. инв. № 1096 ДСП.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

СП - Среднее Поволжье  
МСК – Межведомственный Стратиграфический Комитет  
РФ – Российская Федерация  
РТ - Республика Татарстан  
ГРР – геологоразведочные работы  
СТС – Северо-Татарский свод  
ЮТС – Южно-Татарский свод  
ВБ МВ – восточный борт Мелекесской впадины  
ЗС ЮТС – западный склон Южно-Татарского свода  
ККСР – Камско-Кинельская система прогибов  
ОГ - отражающий горизонт  
ОГ В – сейсмическая отражающая граница В  
ПЗ – подсчет запасов  
ВНК – водонефтяной контакт  
абс. отм. – абсолютная отметка  
скв. – скважина  
с.п. – сейсморазведочная партия  
*rp* – репер  
ср. взв. – средневзвешенная величина  
ИПТ – испытатель пластов на трубах  
УВ – углеводороды  
ГИС – геофизические исследования скважин  
МОГТ 2D, 3D - метод общей глубинной точки  
КС – каротаж кажущихся электрических сопротивлений  
ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации  
ЭК – электрические виды каротажа  
ИК- индукционный каротаж  
ГК - гамма каротаж  
НГК – нейтронный гамма каротаж  
ИНГК – импульсный нейтронный гамма каротаж  
АК – акустический каротаж  
ГГК-Л – гамма-гамма-каротаж литоплотностной  
ЯМК- ядерно-магнитный каротаж



МСИ – электрический микроимиджер

ВАК-8 – волновой акустический каротаж

$K_{п}$  – коэффициент пористости

$K_{н}$  – коэффициент нефтенасыщенности

$K_{ов}$  – коэффициент остаточной водонасыщенности

$K_{п}^{PK}$  – коэффициент пористости, рассчитанный по радиоактивному каротажу

НТУ – Научно-техническое управление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

## СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1.1. Схема эволюции взглядов на выделение пачек (пластов) каширского горизонта.....	14
Рисунок 1.2. Карта нефтеносности каширских отложений.....	16
Рисунок 2.1. Сводный геолого-геофизический разрез среднекаменноугольных отложений.....	20
Рисунок 2.2. Карта толщин каширского горизонта московского яруса среднего отдела каменноугольной системы.....	26
Рисунок 2.3. Тектоническая схема палеозойского структурного этажа Волго-Уральской нефтегазонасной провинции (ОАО «Татнефть», 2003 г.).....	28
Рисунок 2.4. Схематический геологический профиль центральной части Волго-Уральской нефтегазонасной провинции по линии I-I (Р.С. Хисамов и др., 2006 год).....	31
Рисунок 2.5. Литолого-стратиграфическая привязка отражающих границ (восточный борт Мелекесской впадины).....	35
Рисунок 2.6. Траверс через скважины 17-2-18-19-20 Вишнево-Полянского месторождения (сейсморазведочные работы МОГТ 3D).....	37
Рисунок 2.7. Пространственное отображение куба сейсмических данных (сейсморазведочные работы МОГТ 3D, Вишнево-Полянское месторождение).....	38
Рисунок 2.8. Схема палеогеографии. Башкирский век (Р.С. Хисамов и др., 2010г.).....	42
Рисунок 2.9. Схема палеогеографии. Московский век. Верейское время (Р.С. Хисамов и др., 2010г.).....	43
Рисунок 2.10. Схема палеогеографии. Каширско-мячковское время (Р.С. Хисамов и др., 2010г.).....	45
Рисунок 2.11. Схема палеогеографии. Московский век. Каширско-подольско-мячковское время.....	46
Рисунок 3.1. Литотипы пород каширского горизонта в пачках пластов-коллекторов.....	51
Рисунок 3.2. Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта по линии скважин №№ 17-2-18-19-20 Вишнево-Полянского месторождения.....	53
Рисунок 4.1. Фотографии образцов пород-неколлекторов каширского горизонта. Ромашкинское месторождение, сводовая часть ЮТС.....	66
Рисунок 4.2. Фотографии шлифов пород-неколлекторов каширского горизонта.....	67
Рисунок 4.3. Фотографии шлифов породы-неколлектора из пачки Скш-3 в скв. 2 Вишнево-Полянского месторождения.....	70
Рисунок 4.4. Фотографии шлифов пород-коллекторов каширского горизонта. Породы-коллекторы порового типа из пачек пластов-коллекторов в скв. 13 Ямашинского месторождения.....	74
Рисунок 4.5. Фотографии шлифа и образца кавернозного доломита.....	77
Рисунок 4.6. Образцы керна каширского горизонта Шегурчинское месторождение.....	80
Рисунок 4.7. Образцы керна пластов-коллекторов. Вишнево-Полянское месторождение каширский горизонт.....	81
Рисунок 4.8. Западный склон ЮТС. Ямашинское месторождение. Характеристика пород по данным керна с распространением по разрезу.....	88
Рисунок 4.9. Определение пористости пород с учетом их литологического состава по скв. №3 Вишнево-Полянского месторождения.....	91
Рисунок 4.10. Ново-Елховское месторождение, скв. № 7486. Пример определения элементов залегания пластов и трещин каширского горизонта.....	95

Рисунок 4.11. Ново-Елховское месторождение, скв.7486. Залеченные трещины: а - гистограмма углов падения трещин; б- круговая диаграмма азимутов и углов падения трещин в каширском горизонте.....	96
Рисунок 4.12. Ново-Елховское месторождение, скв. № 7486. Пример выделения залеченных трещин.....	96
Рисунок 4.13. Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения, скв. №10755д. Анализ спектра пористости.....	98
Рисунок. 4.14. Ново-Елховская площадь, скв. № 8243. Выделение кавернозного участка.....	99
Рисунок 4.15. Увеличенный фрагмент данных МСИ в кавернозном и трещинном интервале в скв. № 7486.....	100
Рисунок 4.16. Сопоставление результатов комплексной интерпретации расширенного комплекса ГИС и данных МСИ в скв. № 7486.....	100
Рисунок 4.17. Федотовская площадь, скв. № 7491. Пример анализа геометрии ствола.....	101
Рисунок 5.1. Восточный борт Мелекесской впадины, Камышлинское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-4 каширского горизонта среднего карбона. Залежь смешанного антиклинально-литологического и антиклинального литологически ограниченного типа.....	109
Рисунок 5.2. Восточный борт Мелекесской впадины, Камышлинское месторождение. Схематический геологический профиль по линии I - I. Залежи каширского горизонта антиклинального пластового, антиклинального литологически ограниченного и антиклинально-литологического типа.....	110
Рисунок 5.3. Восточный борт Мелекесской впадины, Вишнево-Полянское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-3 каширского горизонта. Залежи антиклинального пластового и смешанного антиклинально-литологического и антиклинального литологически ограниченного типа.....	111
Рисунок 5.4. Восточный борт Мелекесской впадины, Южно-Сунчелеевское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-5 каширского горизонта. Залежь антиклинального пластового типа.....	112
Рисунок 5.5. Восточный борт Мелекесской впадины, Осеннее месторождение. Геологический профиль по отложениям каширского горизонта среднего карбона. Залежи каширского горизонта антиклинального пластового, антиклинального литологически ограниченного и антиклинально-литологического типа.....	113
Рисунок 5.6. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1 каширского горизонта. Залежи антиклинального пластового и антиклинального литологически ограниченного типа.....	114
Рисунок 5.7. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Схематический геологический профиль среднекаменноугольных продуктивных отложений. Залежи каширского горизонта антиклинального пластового, антиклинального литологически ограниченного типа.....	115
Рисунок 5.8. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1. Залежь антиклинального литологически ограниченного типа.....	116
Рисунок 5.9. Западный склон ЮТС, Черемшанское месторождение. Схематический геологический профиль среднекаменноугольных продуктивных отложений. Залежи каширского горизонта антиклинального литологически ограниченного типа.....	117
Рисунок 5.10. Юго-восточный склон СТС, Азев-Салаушское месторождение. Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1 каширского горизонта среднего карбона. Залежь неполнопластового типа.....	118
Рисунок 5.11. Юго-восточный склон СТС, Азев-Салаушское месторождение.	

Структурная карта по кровле продуктивных отложений пачки Скш-1 каширского горизонта. Залежь антиклинально-литологического типа.....	119
Рисунок 5.12. Зависимость запасов от площади нефтеносности залежей каширского горизонта по тектоническим элементам.....	123
Рисунок 5.13. Зависимость запасов от количества залежей по тектоническим элементам.....	127
Рисунок 5.14. Зависимость запасов от эффективной нефтенасыщенной толщины каширских отложений по тектоническим элементам.....	130
Рисунок 5.15. Амплитуда ловушек нефти башкирских, верейских и каширских отложений.....	134
Рисунок 5.16. Заполненность ловушек нефти в башкирских, верейских и каширских отложениях.....	135
Рисунок 6.1. Ранжирование изучаемой территории по нефтеперспективности каширского горизонта.....	137

## СПИСОК ТАБЛИЦ

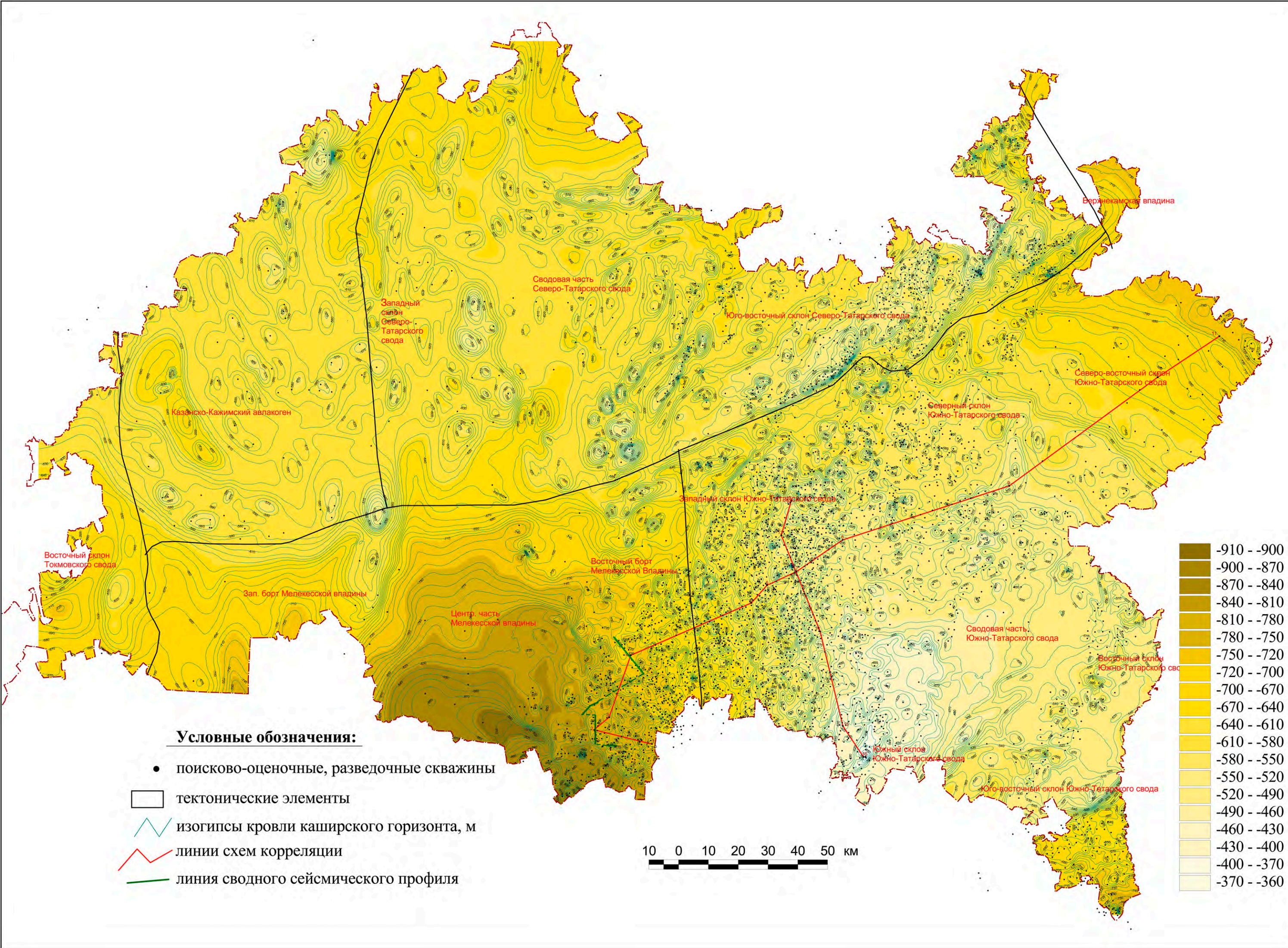
Таблица 1.1. Стратиграфическая (геохронологическая) шкала среднего отдела каменноугольной системы (выкопировка из общей стратиграфической (геохронологической) шкалы утвержденной межведомственным стратиграфическим комитетом 1997 г.).....	9
Таблица 3.1. Литотипы пород каширского горизонта в пачках пластов-коллекторов.....	51
Таблица 3.2. Характеристика пористо-проницаемых пачек пластов-коллекторов каширского горизонта.....	54
Таблица 3.3. Характеристика покрышек для пластов-коллекторов.....	54
Таблица 4.1. Распределение значений ФЕС и состава образцов известняка.....	61
Таблица 4.2. Распределение значений ФЕС и состава образцов доломита.....	62
Таблица 4.3. Средние значения фильтрационно-емкостных характеристик каширского горизонта по результатам анализа керна.....	63
Таблица 4.4. Коллекторские свойства отложений каширского горизонта по керну из скважин, приуроченных к различным тектоническим элементам.....	64
Таблица 4.5. Оценочная-генетическая классификация карбонатных коллекторов (Багринцева К.И., 1977, 1989гг.).....	73
Таблица 4.6. Коллектора порового, каверново-порового, трещино-порового и каверно-трещинно-порового типов по оценочно-генетической классификации карбонатных коллекторов Багринцевой К.И.....	84
Таблица 4.7. Зависимости для определения пористости (Кп) пластов по данным ГМ – НГМ.....	90
Таблица 4.8. Обобщенные зависимости для расчета нефтенасыщенности (Кн).....	91
Таблица 4.9. Пределы изменений коэффициентов пористости и нефтенасыщенности пластов-коллекторов по различным тектоническим элементам.....	92
Таблица 4.10. Элементы залегания пластов по каширскому горизонту по данным МС1.....	94
Таблица 4.11. Параметры трещин (скв. № 11902, Екатериновское месторождение).....	97
Таблица 4.12. Сравнительная характеристика оценки параметров пород каширского горизонта по материалам исследования керна и ГИС.....	104
Таблица 5.1. Основные параметры залежей каширского горизонта.....	121
Таблица 5.2. Характеристика месторождений с залежами нефти в каширских отложениях на территории деятельности ПАО "Татнефть".....	125
Таблица 6.1. Характеристика месторождений по амплитудности ловушек и заполненности залежей верейско-башкирского комплекса с перспективами выявления залежей нефти в каширских отложениях.....	141
Таблица 6.2. Залежи с запасами кашира по категории С2 для исследования генератором нейтронов и испытания в колонне для перевода в категорию С1.....	150
Таблица 6.3. Объекты, рекомендуемые к исследованию и опробованию.....	152
Таблица 6.4. Основные технико-экономические показатели вариантов разработки каширского промышленного объекта.....	155

## СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ

- Приложение 1. Структурная карта по кровле каширского горизонта.
- Приложение 2. Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта по линии скважин №№ 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11.
- Приложение 3. Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта по линии скважин №№ 12-13-14-15-16.
- Приложение 4. Сводный геолого-географический разрез отложений каширского горизонта (восточный борт Мелекесской впадины, западный склон Южно-Татарского свода).
- Приложение 5. Сейсмогеологическая характеристика отложений осадочного чехла группы месторождений восточного борта Мелекесской впадины.
- Приложение 6. Направления дальнейших исследований каширских отложений.

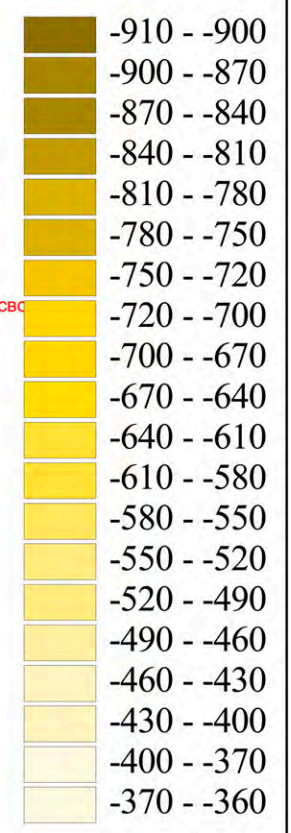
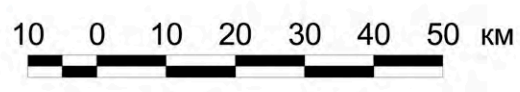
## СПИСОК ТАБЛИЧНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ

- Приложение 1. Характеристика залежей нефти среднекаменноугольных отложений на месторождениях ПАО "Татнефть".



**Условные обозначения:**

- поисково-оценочные, разведочные скважины
- тектонические элементы
- изогипсы кровли каширского горизонта, м
- линии схем корреляции
- линия сводного сейсмического профиля



Казанско-Кажимский авлакоген

Западный склон Северо-Татарского свода

Сводовая часть Северо-Татарского свода

Юго-восточный склон Северо-Татарского свода

Верхнекамская впадина

Северо-восточный склон Южно-Татарского свода

Северный склон Южно-Татарского свода

Западный склон Южно-Татарского свода

Восточный склон Токмовского свода

Зап. борт Мелекесской впадины

Восточный борт Мелекесской впадины

Центр. часть Мелекесской впадины

Сводовая часть Южно-Татарского свода

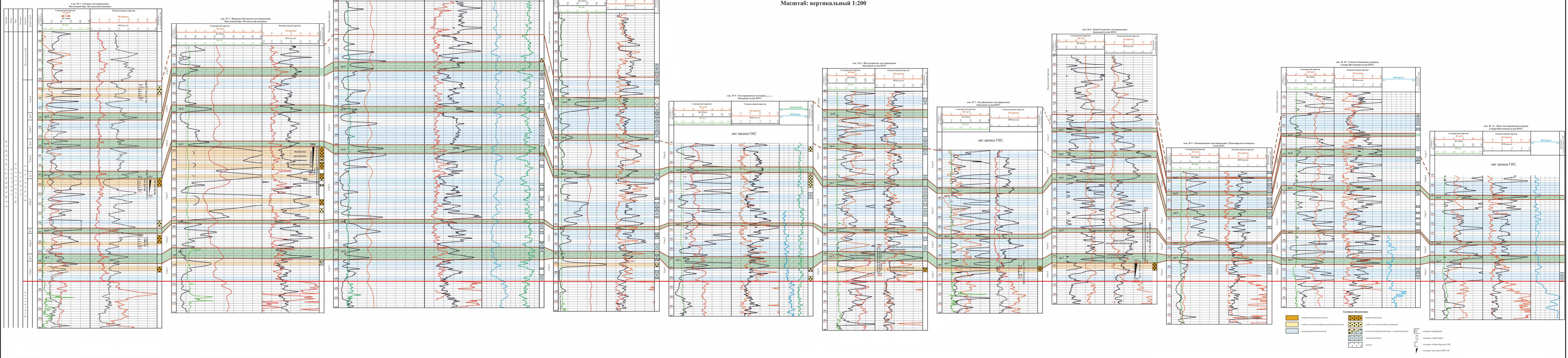
Восточный склон Южно-Татарского свода

Южный склон Южно-Татарского свода

Юго-восточный склон Южно-Татарского свода

Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта по линии скважин №№ 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10-11

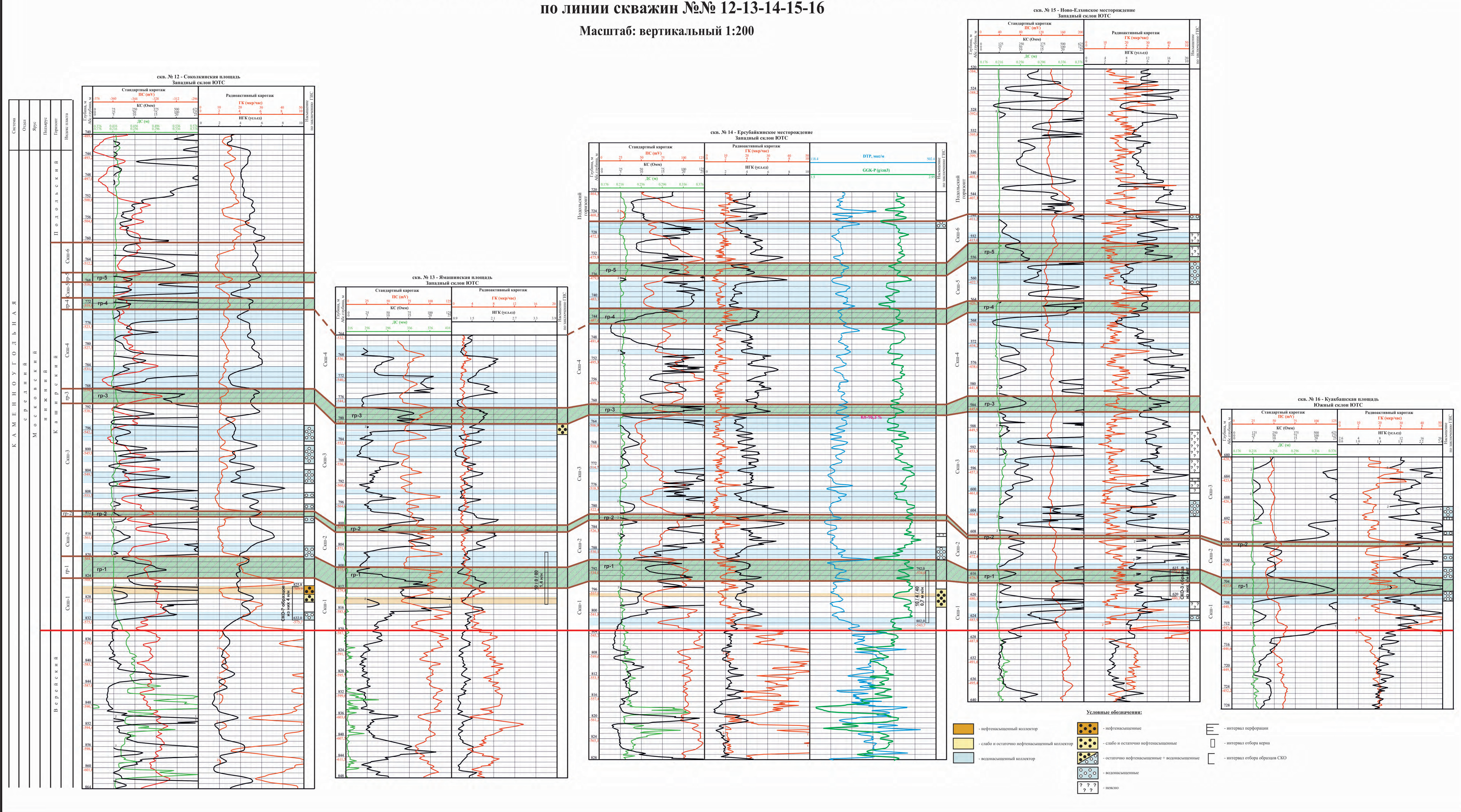
Масштаб: вертикальный 1:200



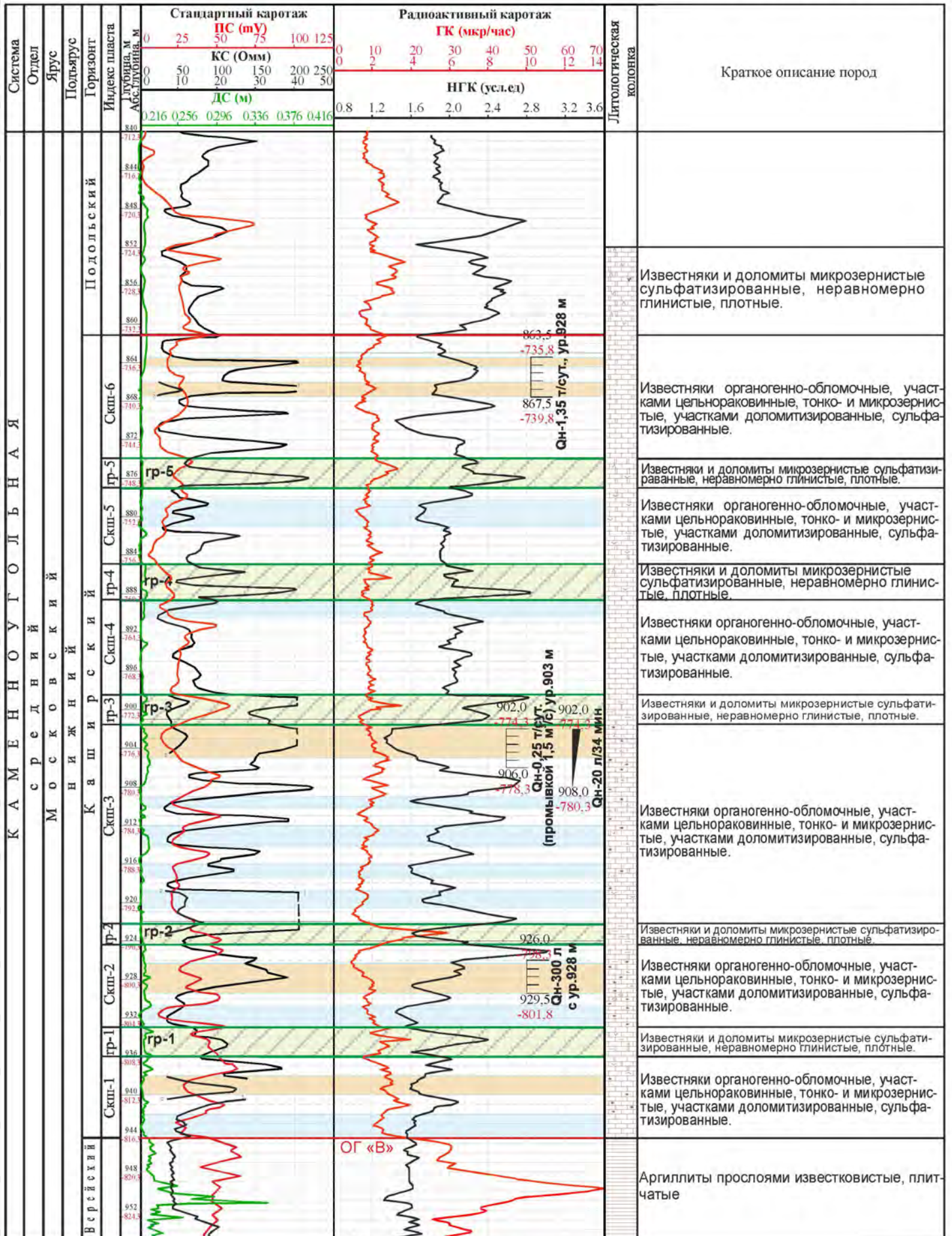


# Схема сопоставления пачек пластов-коллекторов отложений каширского горизонта по линии скважин №№ 12-13-14-15-16

Масштаб: вертикальный 1:200



## Сводный геолого-геофизический разрез отложений каширского горизонта (восточный борт Мелекесской впадины, западный склон Южно-Татарского свода)

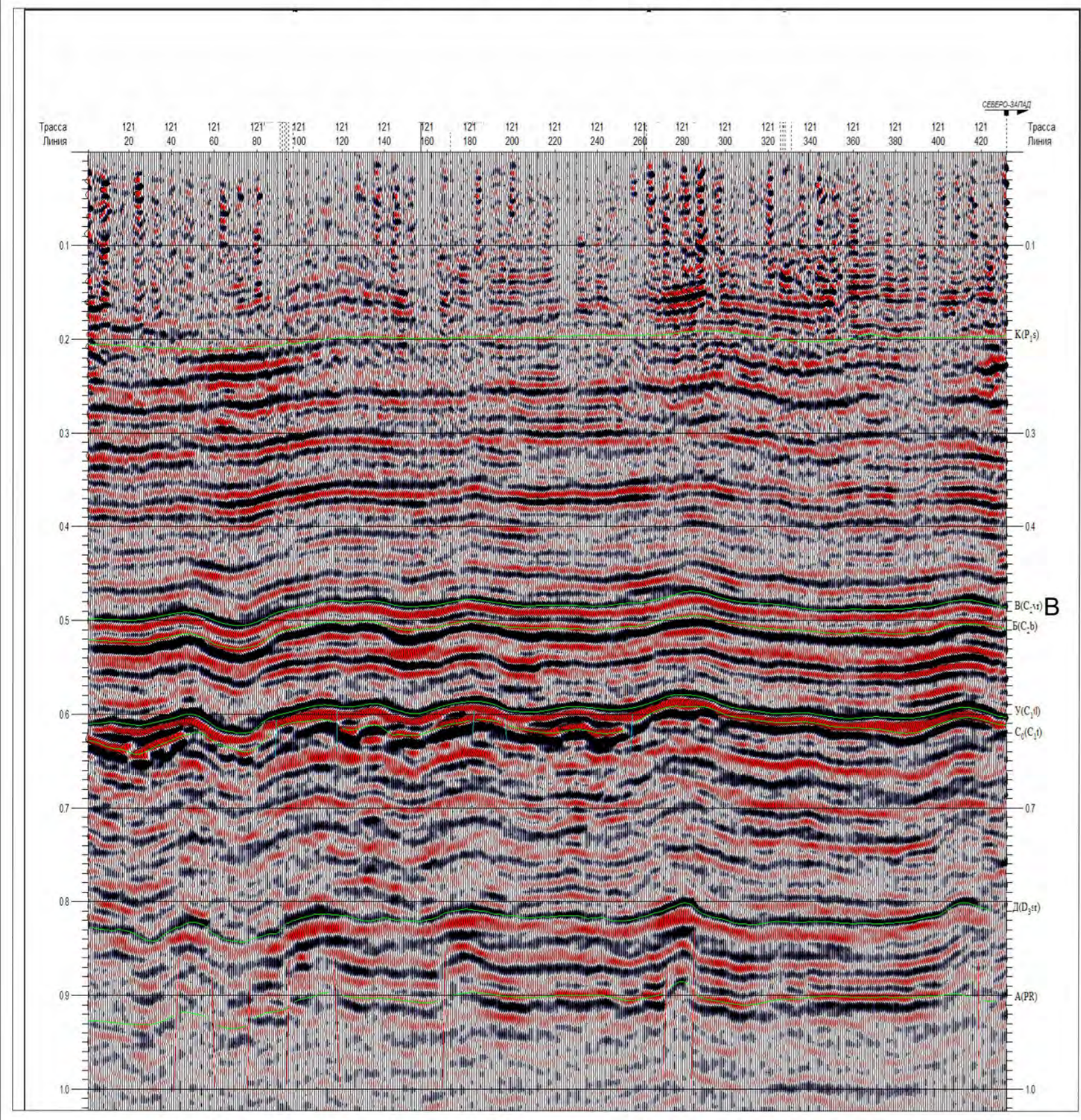


**Условные обозначения:**

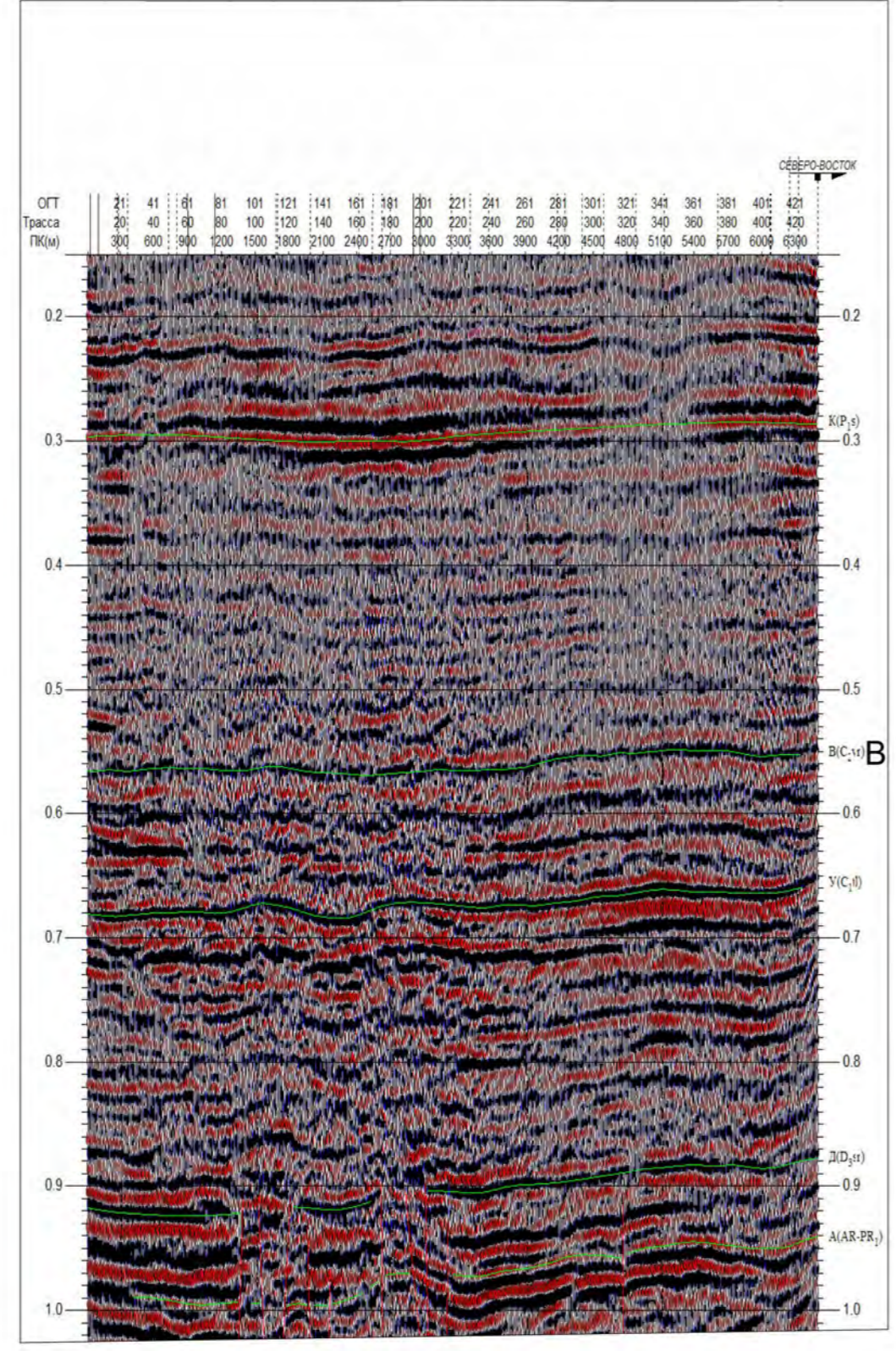
- |                                     |                        |                  |                          |
|-------------------------------------|------------------------|------------------|--------------------------|
| - известняк                         | - известняк, оолитовый | - гипс           | - реперные пласты        |
| - известняк глинистый               | - доломит              | - аргиллит       | - нефтенасыщенные пласты |
| - известняк, органогенно-обломочный | - ангидрит             | - трещиноватость | - водонасыщенные пласты  |

Сейсмогеологическая характеристика отложений осадочного чехла группы месторождений восточного борта Мелекесской впадины

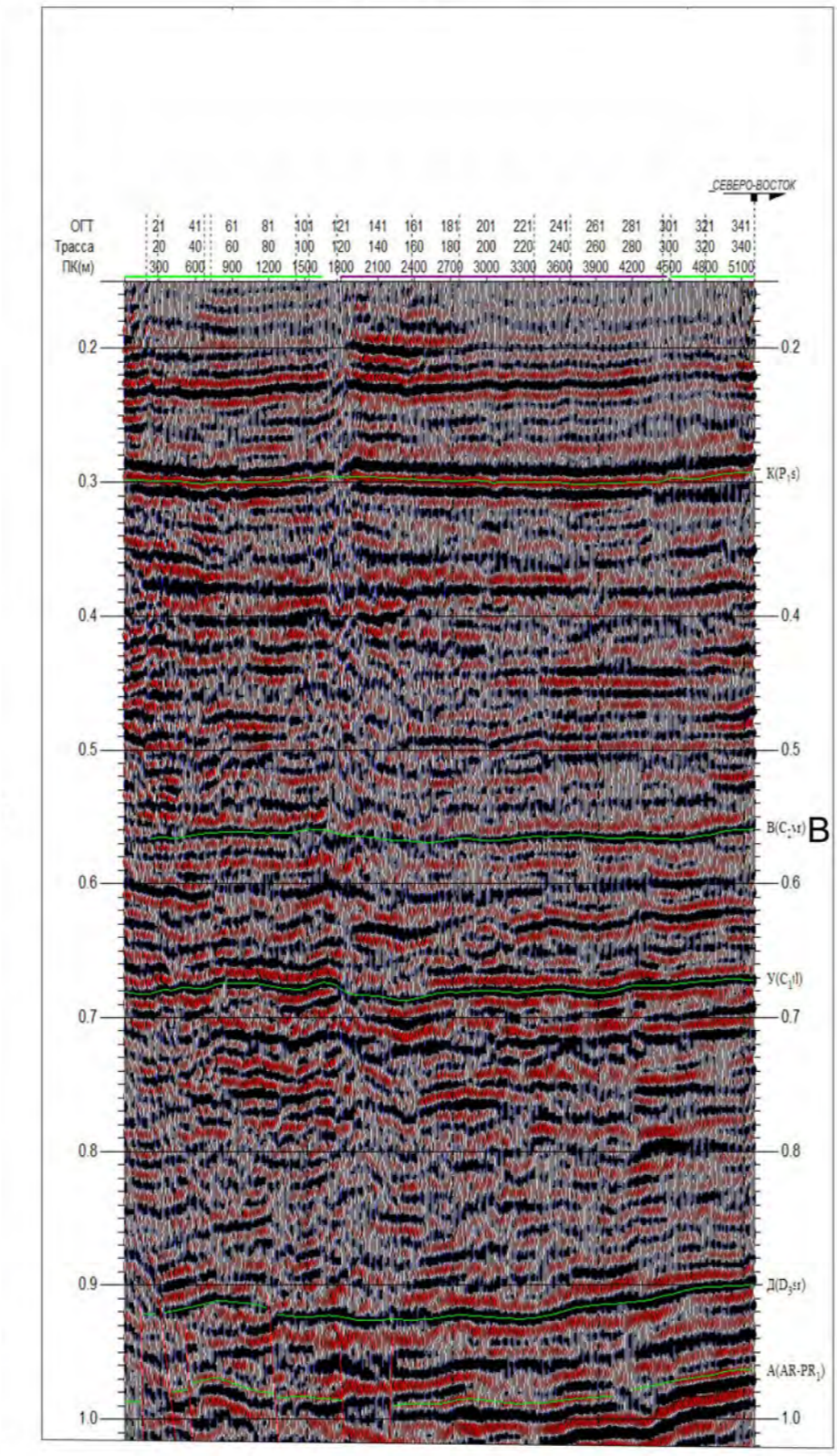
Аксубаево-Мокшинское месторождение



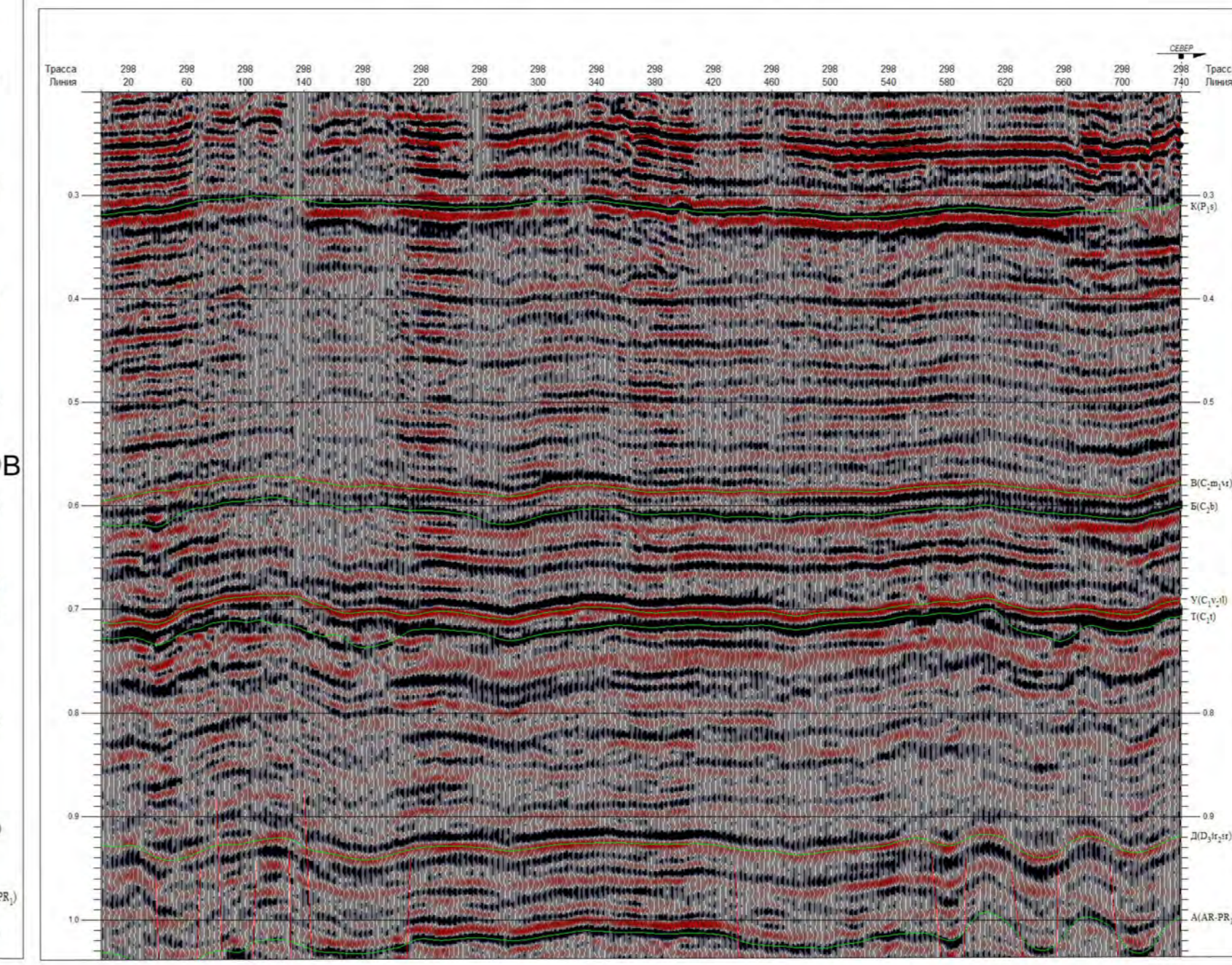
Южно-Сунчелевское месторождение



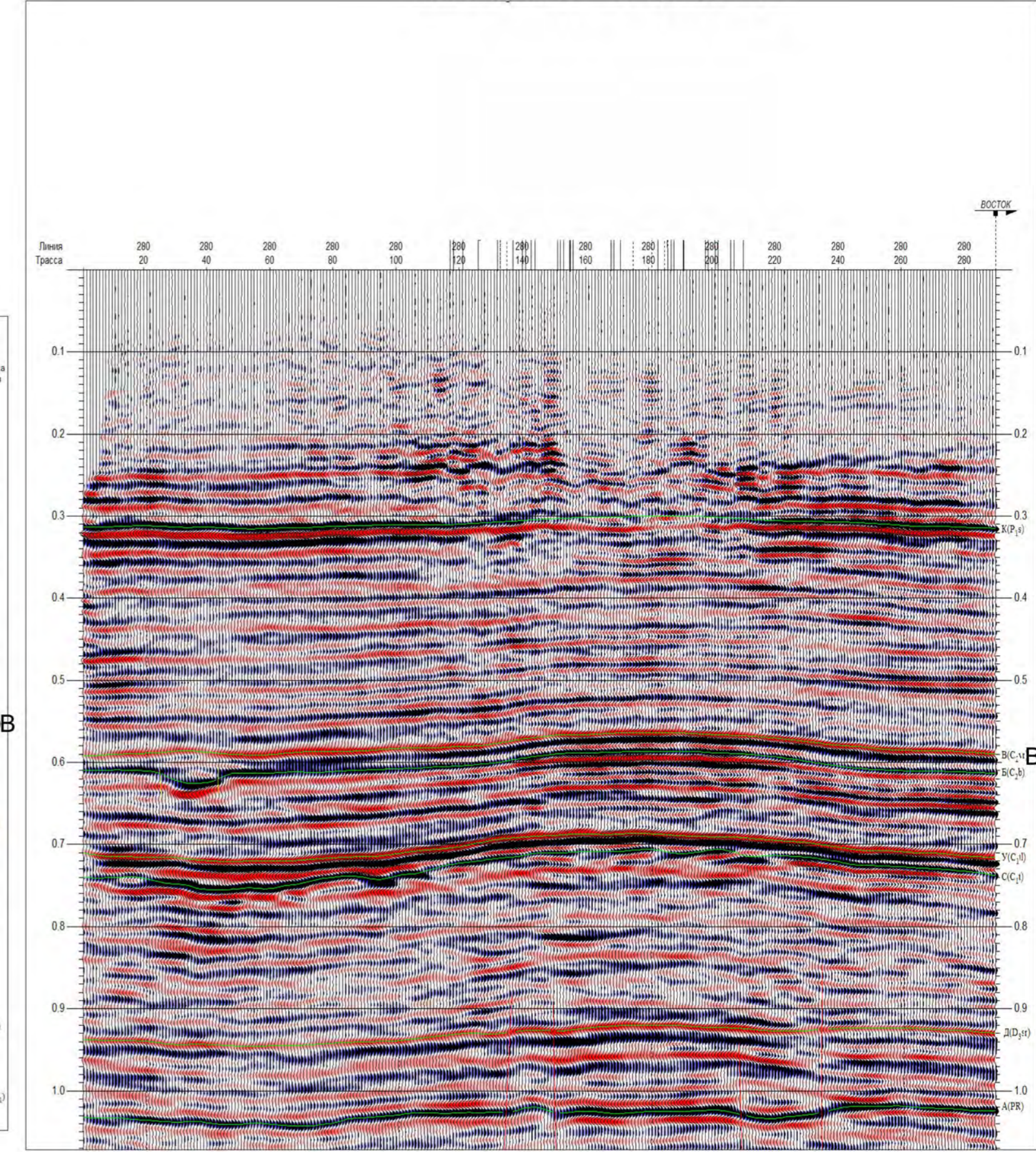
Западно-Тюрнясевское месторождение



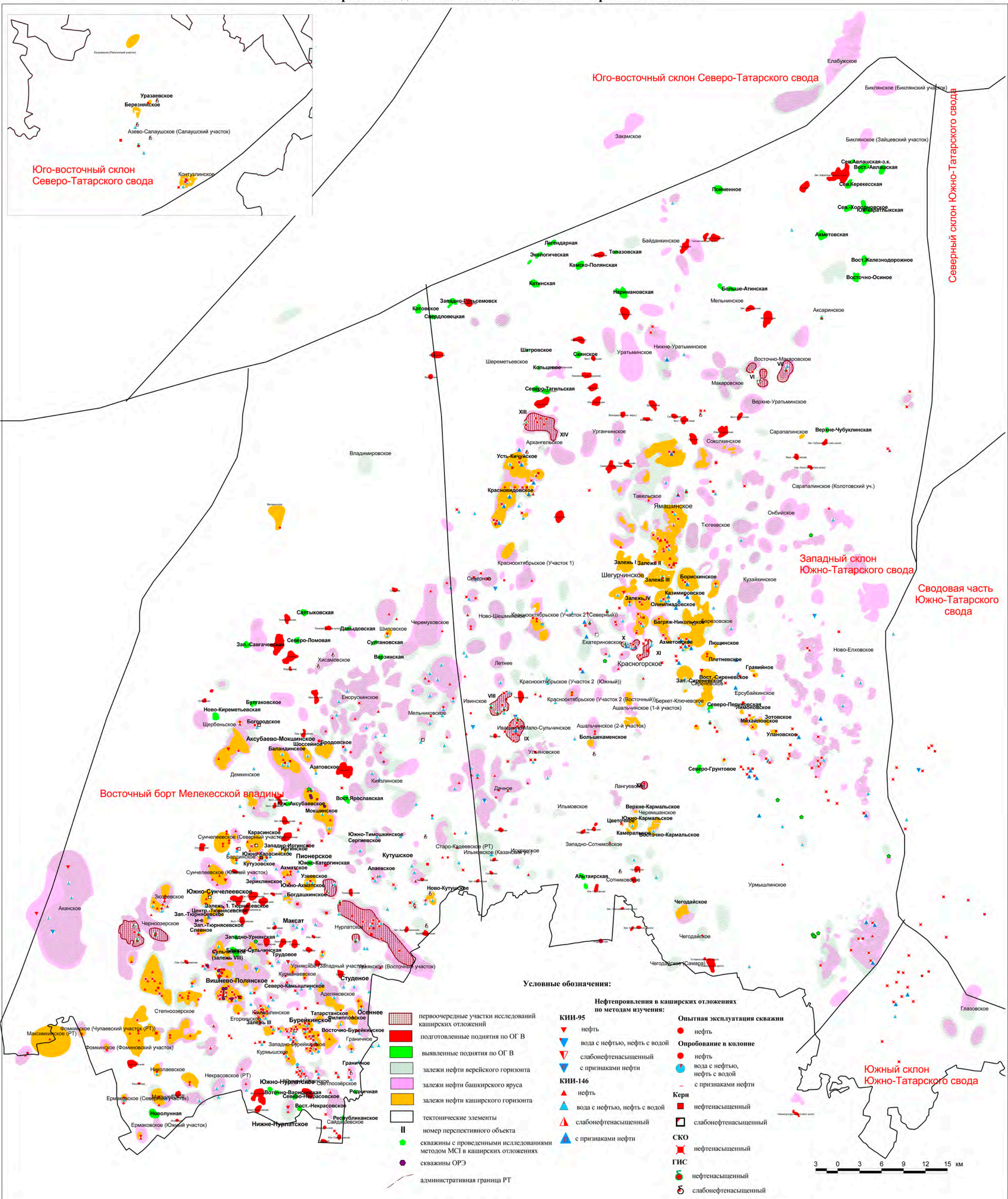
Вишнево-Полянское месторождение



Камышлинское месторождение

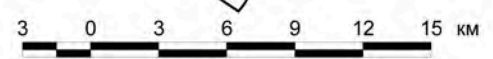


Направления дальнейших исследований каширских отложений



- Условные обозначения:**
- первоочередные участки исследований каширских отложений
  - подготовленные подпития по ОГ В
  - выявленные подпития по ОГ В
  - залежи нефти верейского горизонта
  - залежи нефти башкирского яруса
  - залежи нефти каширского горизонта
  - тектонические элементы
  - номер перспективного объекта
  - скважины с проведенными исследованиями методом МСИ в каширских отложениях
  - скважины ОПЭ
  - административная граница РТ

- Нефтепроявления в каширских отложениях по методам изучения:**
- КНИИ-95**
- нефть
  - вода с нефтью, нефть с водой
  - слабонефтенасыщенный с признаками нефти
- КНИИ-146**
- нефть
  - вода с нефтью, нефть с водой
  - слабонефтенасыщенный с признаками нефти
- Опытная эксплуатация скважин**
- нефть
  - опробование в колонне
  - нефть с признаками нефти
  - вода с нефтью, нефть с водой с признаками нефти
- Керн**
- нефтенасыщенный
  - слабонефтенасыщенный
- СКО**
- нефтенасыщенный
  - слабонефтенасыщенный
- ГИС**
- нефтенасыщенный
  - слабонефтенасыщенный



## Характеристика залежей нефти среднекаменноугольных отложений на месторождениях ПАО "Татнефть"

Горизонт, пласт	Тип залежи	Самая высокая точка залежи, абс. отм., м	Купол (абс. отм., м)	Оконтуривающая изогипса	ВНК, м	Высота ловушки, м	Высота залежи, м	Заполненность ловушки, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Восточный борт Мелекесской впадины</b>								
<b>Вишнево-Полянское месторождение</b>								
Каргаринское поднятие (Залежи - I)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-802,9	-805	-855	-840	55	37,1	67
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-839,9	-840	-895	-865	55	25,1	46
Каргаринское поднятие (Залежь I)								
верейский		-870,2	-875	-925	-924	55	53,8	98
башкирский		-892,2	-895	-950	-944	60	51,8	86

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Каргаринское поднятие (Залежь II)								
Скш-4	антикл. пласт.	-820,9	-825	-855	-850	35	29,1	83
Каргаринское поднятие (Залежь III)								
верейский		-891,7	-895	-925	-920	35	28,3	81
Каргаринское поднятие (Залежь II)								
башкирский		-914,5	-915	-950	-944	35	29,5	84
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь III)								
Скш-4	антикл. пласт.	-832,5	-830	-855	-834	25	1,5	6
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь V)								
верейский		-910,8	-910	-930	-919	20	8,2	41
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь IV)								
башкирский		-923,6	-925	-950	-940	25	16,4	66
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь IV)								
Скш-4	антикл. пласт.	-822,7	-820	-855	-827	30	4,3	14
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VI)								
верейский		-899	-895	-930	-908	30	9	30
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь V)								
башкирский		-914,4	-910	-950	-941	35	26,6	76
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь V)								
Скш-4	антикл. пласт.	-828	-830	-855	-837	25	9	36
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VII)								
верейский		-905,8	-905	-930	-914	25	8,2	33
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VI)								
башкирский		-920	-920	-950	-944	30	24	80

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VI)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-830,8	-830	-855	-838	25	7,2	29
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VIII)								
верейский		-899,9	-900	-930	-923	30	23,1	77
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VII)								
башкирский		-920,5	-925	-950	-944	30	23,5	78
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VII)								
Скш-4	антикл. пласт.	-826,4	-825	-855	-828	30	1,6	5
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь IX)								
верейский		-898,6	-900	-930	-901	30	2,4	8
Вишнево-Полянское поднятие (Залежь VIII)								
башкирский		-912,8	-915	-950	-938	35	25,2	72
Сульчинское поднятие (Залежь VIII)								
Скш-4	антикл. пласт.	-824,2	-820	-855	-838	30	13,8	46
Сульчинское поднятие (Залежь X)								
верейский		-891,8	-890	-930	-924	40	32,2	81
Сульчинское поднятие (Залежь IX)								
башкирский		-912,6	-915	-950	-944	35	31,4	90
Урнякское поднятие (Залежь IX)								
Скш-4	антикл. пласт.	-809,4	810	-855	-823	45	13,6	30
Урнякское поднятие (Залежь XI)								
верейский		-873,3	-875	-930	-905	55	31,7	58
Урнякское поднятие (Залежь X)								
башкирский		-898,2	-900	-950	-929	50	30,8	62
Караульное поднятие (Залежь X)								
Скш-4	антикл. пласт.	-828,7	-825	-855	-830	25	1,3	5
Караульное поднятие (Залежь XII)								
верейский		-893,7	-895	-935	-933	40	39,3	98

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Караульное поднятие (Залежь XI)								
башкирский		-916,5	-920	-950	-943	35	26,5	76
Караульное поднятие (Залежь XIII)								
верейский		-895,3	-890	-930	-911	35	15,7	45
Караульное поднятие (Залежь XII)								
башкирский		-917,8	-910	-950	-932	30	14,2	47
<b>Камышлинское месторождение</b> Камышлинское поднятие (Залежь I)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-793,4	-795	-845	-824	50	30,60	61
Скш-2	антиклин. литолог. огранич.	-817,4	-820	-870	-838	55	20,6	37
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-831,6	-835	-860	-856	30	24,4	81
Камышлинское поднятие (Залежь II)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-852,7			-854	5	1,3	26
Камышлинское поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-872,3	-865	-875	-874	5	1,7	34
Камышлинское поднятие (Залежь I)								
верейский		-849,4	-850	-925	-921	76	71,6	95
башкирский		-881,2	-885	-940	-938	60	56,8	95
Камышлинское поднятие (Залежь II)								
верейский		-890,3	-885	-910	-909	20	18,7	95
башкирский		-914,7	-915	-930	-921	15	6,3	41



Продолжение таблицы 1

<b>Курманаевское месторождение</b>								
Курманаевское поднятие (Залежь I)								
Скш-3	антикл. пласт.	-803,5	-805	-825	-809	22	5,5	26
Курманаевское поднятие								
верейский		-867,9	-870	-095	-901	35	33,1	95
башкирский		-892,3	-895	-930	-923	40	30,7	77
Трудовое поднятие								
башкирский		-909	-910	-930	-926	20	17	85
Северо-Камышлинское поднятие								
верейский		-875	875	-905	-903	30	28	93
башкирский		-904	-905	-930	-923,8	25	19,8	79
<b>Бурейкинское месторождение</b>								
Бурейкинское поднятие (Залежи - I)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-796	-800	-825	-823	30	27	90
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-835	-840	-870	-858	35	23	66
Бурейкинское поднятие (Залежи - II)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-820	-820	-830	-824	10	4	40
Скш-1	антиклин.-литолог.				-858			
Бурейкинское поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-858	-860	-870	-866	10	8	80
Бурейкинское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антиклин.-литолог.				-858			
Бурейкинское поднятие (Залежь I)								
верейский		-865	-870	-920	-918	55	53	96
башкирский		-885	-890	-930	-921	45	36	80
Восточно-Бурейкинское поднятие (Залежи - III)								
Скш-4	антикл. пласт.	-790	-790	-810	-809	20	19	95

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Восточно-Бурейкинское поднятие (Залежь V)</b>								
Скш-1	антикл. пласт.	-830	-830	-850	-844	20	14	70
<b>Восточно-Бурейкинское поднятие (Залежь II)</b>								
верейский		-870	-870	-900	-891	30	21	70
башкирский		-890	-890	-925	-921	35	31	89
<b>Татарстанское поднятие (Залежи IV)</b>								
Скш-4	антикл. пласт.	-816	-820	-820	-818	4	2	50
Скш-1	антикл. пласт.	-852	-850	-860	-855	8	3	38
<b>Татарстанское поднятие (Залежь III)</b>								
верейский		-877,9	-880	-910	-903	30	25,1	84
башкирский		-900	-900	-930	-927	30	27	90
<b>Филиповское поднятие (Залежь IV)</b>								
верейский		-858,3	-860	-885	-885	30	27	89
башкирский		-882,5	-885	-915	-911	35	28,5	81
<b>Граничное месторождение</b>								
<b>Клиновское поднятие (Залежь I)</b>								
Скш-1	антикл. пласт.	-840	840	-855	-842	15	2	13
верейский		-870,5	-875	-900	-897	30	26,5	90
башкирский		-895,4	-900	-915	-913	20	17,6	88
<b>Граничное поднятие (Залежь II)</b>								
Скш-1	антикл. пласт.	-810	-810	-825	-812	15	2	13
<b>Граничное поднятие (Залежь III)</b>								
верейский		-839,2	-840	-870	-857	30	17,8	59
башкирский		-863,4	-865	-885	-881	20	17,6	88
<b>Западно-Тюрнясевское месторождение</b>								
<b>Тюрнясевское поднятие (Залежь I)</b>								
Скш-5	антикл. пласт.	-798,4	-800	-805	-800	7	1,6	24
Скш-4	антикл. пласт.	-826,3	-830	-840	-831	15	4,7	31

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Тюрнясевское+Центр-Тюрнясевское+зап.Тюрнясевское+сев.Славное поднятия (Залежь I)</b>								
верейский		-900,7	-900	-915	-910,3	15	9,6	64
башкирский		-910,3	-910	-930	-927,7	20	17,4	88
<b>Центрально-Тюрнясевское поднятие (Залежь II)</b>								
Скш-5	антикл. пласт.	-798,3	-800	-805	-802	7	3,7	55
Скш-4	антикл. пласт.	-827,2	-830	-840	-836	15	8,8	59
<b>Западно-Тюрнясевское поднятие (Залежь III)</b>								
Скш-4	антикл. пласт.	-820	-820	-835	-824,7	15	4,7	31
<b>Славное поднятие (Залежь I)</b>								
Скш-3	антикл. пласт.	-847	-840	-855	-852,6	8	5,6	70
<b>Славное поднятие (Залежь)</b>								
башкирский		-922,1	-920	-945	-941,9	25	19,8	79
<b>Южно-Сунчелеевское месторождение</b>								
<b>Южно-Сунчелеевское поднятие (Залежь I)</b>								
Скш-5	антикл. пласт.	-789,7	-790	-810	-809	20	19,3	95
Скш-3	антикл. пласт.	-808,7	-810	-830	-829	20	20	100
Скш-1	антикл. пласт.	-844,4	-845	-865	-846	20	1,6	8
верейский	антиклин. литолог. огранич.	-872	-875	-905	-904	35	32	91
башкирский	антикл. пласт.	-894,4	-895	-925	-923	30	29	95
<b>Бардинское месторождение</b>								
<b>Бардинское поднятие (Залежь I)</b>								
Скш-3	антикл. пласт.	-816,8	-820	-825	-822	9	5,2	58
верейский		-869,2	-870	-885	-884,7	16	15,5	97
башкирский		-894,7	-895	-910	-905,3	15	10,6	69

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Пионерское месторождение</b>								
Карасинское поднятие (Залежь I)								
Скш-3	антиклин.-литолог.	-766,4	-760	-780	-769	15	2,6	17
Скш-2	антиклин.-литолог.							
Скш-1	антикл. пласт.	-787	-790	-840	-824	55	37	67
Карасинское поднятие (Залежь Ia)								
Скш-3	антиклин.-литолог.	-786,9	-780	-810	-769	25	17,9	72
Скш-2	антиклин.-литолог.	-786,9	-780	-810	-807	25	20,1	80
Южно-Карасинское поднятие (Залежь Ia)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-814,4	-815	-830	-820	15	5,6	37
Карасинское+Южно-Карасинское поднятия (Залежь I)								
верейский		-821,8	-825	-880	-878	60	56,2	94
башкирский		-838	-840	-895	-892	60	54	90
Узеевское поднятие (Залежь II)								
Скш-3	антикл. пласт.	-760	-760	-790	-784	30	24	80
Узеевское поднятие (Залежь V)								
верейский		-834,1	-835	-855	-855	25	20,9	84
Узеевское поднятие (Залежь X)								
башкирский		-838	-840	-895	-873	55	35	64
Кутузовское поднятие (Залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-832,9	-835	-840	-834	7	1,1	15
Кутузовское поднятие (Залежь VII)								
верейский		-870	-875	-890	-890	20	20	100
Богдашкинское поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-821,9	-825	-840	-831	20	9,1	46
верейский		-856,8	-860	-885	-883	30	26,2	87

Продолжение таблицы. 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Богдашкинское поднятие (Залежь IV)								
башкирский		-874,6	-875	-905	-904	30	29,4	97
Ахматское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-805,5	-810	-820	-812	15	6,5	45
верейский		-842,5	-850	-870	-858	30	15,5	52
Ахматское поднятие (Залежь VI)								
башкирский		-857	-860	-900	-890	45	33	73
Западно-Иргинское поднятие (Залежь V)								
Скш-1	антикл. пласт.	-816,6	-820	-830	-823	15	6,4	43
Западно-Иргинское поднятие (Залежь VIII)								
верейский		-849,7	-850	-880	-874	30	24,3	80
башкирский		-871,8	-875	-895	-892	25	20,2	81
Зап. купол Иргинское поднятие (Залежь VI)								
Скш-1	антикл. пласт.	-819,8	-820	-840	-822	20	2,2	11
Вост. купол Иргинское поднятие (Залежь VII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-813,8	-815	-840	-818	25	4,2	17
Иргинское поднятие (Залежь IX)								
верейский		-851,8	-855	-880	-877	30	25,2	84
башкирский		-869,5	-870	-900	-894	30	24,5	82
Южно-Ахматское поднятие (Залежь VIII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-816	-820	-820	-818	4	2	50
Южно-Ахматское поднятие (Залежь XI)								
верейский		-853,3	-855	-870	-862	15	8,7	58
Южно-Ахматское поднятие (Залежь XII)								
башкирский		-870,9	-875	-895	-895	25	24,1	96
<b>Аксубаево-Мокшинское месторождение</b> Мокшинское поднятие (северный купол) (Залежь I)								

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скш-5	антиклин. литолог. огранич.	-697	-700	-750	-726	55	29	53
Мокшинское поднятие (Залежь III)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-713,8	-715	-765	-765	55	51	93
Скш-3	антиклин. литолог. огранич.	-740,9	-745	-775	-752	35	11,1	32
Мокшинское поднятие (Залежь VI)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-764,1	-765	-800	-793	35	28,9	83
Мокшинское поднятие (центральный купол) (Залежь IV+V)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-736,4	-740	-760	-758	25	22	86
Мокшинское поднятие (южный купол) (Залежь VI)								
Скш-4	антикл. пласт.	-755,5	-755	-760	-758	5	3	56
Мокшинское поднятие (центральный+южный) (Залежь VII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-771,7	-775	-800	-797	30	25,3	84
Мокшинское поднятие (Залежь XII)								
верейский		-792,6	-795	-850	-846	60	53,4	89
Мокшинское поднятие (Залежь XIII)								
башкирский		-814,9	-815	-875	-872	60	57,1	95
Баландинское поднятие (Залежь I)								
Скш-4	антиклин. литолог. огранич.	-724,5	-725	-750	-736	25	11,5	46
Скш-3	антиклин. литолог. огранич.	-736,1	-740	-770	-750	35	13,9	40
Баландинское поднятие (Залежь II)								
Скш-3	антикл. пласт.	-737,3	-740	-770	-738	35	0,7	2
Скш-1	антикл. пласт.	-754,4	-755	-805	-780	50	26	51

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Баландинское поднятие (Залежь VII)								
верейский		-785,1	-790	-850	-835	65	49,9	77
башкирский		-803,9	-805	-865	-861	60	57,1	95
Азатовское поднятие (Залежь II)								
Скш-4	антикл. пласт.	-753,2	-755	-775	-755	20	1,8	9
Азатовское поднятие (Залежь V)								
Скш-1	антикл. пласт.	-788,9	-790	-810	-790	20	1,1	6
Азатовское поднятие (Залежь X)								
верейский		-826,2	-830	-855	-834	30	7,8	26
Азатовское поднятие (Залежь XI)								
башкирский		-837,7	-840	-870	-866	35	28,3	81
Богородское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антикл. пласт.	-790,9	-795	-810	-792	20	1,1	6
Богородское поднятие (Залежь V)								
верейский		-820,3	-825	-845	-838	25	17,7	72
башкирский		-839,9	-840	-875	-856	35	16,1	46
Шоссейное поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антикл. пласт.	-789,1	-790	-805	-802	15	12,9	86
Шоссейное поднятие (Залежь VIII)								
верейский		-819,5	-820	-845	-844	25	24,5	98
башкирский		-838,7	-840	-865	-865	30	26,3	88
Бродовское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-769	-770	-795	-792	25	23	92
Ново-Аксубаевское + Бродовское поднятие (Залежь IX)								
верейский		-797	-805	-840	-835	45	38	84
Бродовское поднятие (Залежь X)								
башкирский		-821,9	-825	-855	-855	35	33,1	95
Ново-Аксубаевское поднятие (Залежь IX)								
башкирский		-827,5	-830	-855	-841	30	13,5	45

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Кутушское месторождение</b>								
Ново-Кутушское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-755,5	-760	-770	-767	15	11,5	79
Ново-Кутушское поднятие								
верейский		-786,9	-790	-820	-818	35	31,1	89
башкирский					-820			
<b>Шиповское месторождение</b>								
Шиповское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антикл. пласт.	-719	-720	-730	-724	10	5	50
Шиповское поднятие								
верейский		-756,1	-760	-775	-768,8	20	12,7	63
башкирский		-782,7	-785	-790	-789,1	8	6,4	80
<b>Западный склон Южно-Татарского свода</b>								
<b>Архангельское месторождение</b>								
Усть-Кичуйское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-632,9	-640	-665	-661	35	28,1	80
Усть-Кичуйское поднятие (Залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-641,4	-645	-665	-661	35	19,6	56
Красновидовское и Архангельское поднятия (Залежь III)								
Скш-1	антикл. пласт.	-615,7	-620	-665	-656	50	40	81
Красновидовское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-653,3	-655	-665	-657,7	10	4,4	44
Усть-Кичуйское поднятие (Залежь V)								
Скш-1	антикл. пласт.	-656,4	-660	-665	-661	10	4,6	46
Усть-Кичуйское поднятие (Залежь VI)								
Скш-1	антикл. пласт.	-654,4	-655	-665	-661	10	6,6	66
Усть-Кичуйское, Красновидовское, Архангельское поднятия								
верейский		-649,6	-650	-725	-725	80	75,4	94



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
башкирский		-664,3	-665	-730	-729	65	64,7	100
<b>Залежь VII район скв № 614</b>								
Скш-1	антикл. пласт.	-658,4	-660	-665	-659,8	7	1,4	21
<b>Залежь район скв № 614</b>								
верейский		-698,6	-700	-725	-702	25	3,4	14
башкирский		-709,5	-710	-725	-724	15	14,5	97
<b>Ямашинское месторождение</b>								
<b>Ямашинское поднятие (Залежь I)</b>								
Скш-1		-570	-575	-615	-612	45	42	93
верейский		-611	-615	-670	-668	60	57	95
башкирский		-629	-630	-670	-669	41	40	98
<b>Шегурчинское месторождение</b>								
<b>Залежь I р-н скв.1203</b>								
Скш-1	антикл. пласт.	-610,1	-615	-635	-631,9	25	21,8	88
верейский		-650,5	-655	-685	-679	35	28,5	83
башкирский		-667,3	-670	-690	-690	25	22,7	91
<b>Залежь II р-н скв.11780</b>								
Скш-1	антикл. пласт.	-611,8	-615	-635	-631,5	25	19,7	79
верейский		-651	-655	-680	-679	30	28	93
башкирский		-668,4	-670	-690	-687	20	19	93
<b>Залежь III р-н скв.206,13464</b>								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-620,6	-625	-630	-624	10	3,4	34
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-584,9	-585	-630	-624	45	39,1	87
верейский		-632,1	-635	-670	-667	40	34,9	87
башкирский		-672,4	-675	-685	-683,5	15	11,1	74
		-637,7	-640	-680	-677	45	39,3	87
<b>Залежь IV р-н скв.1286</b>								

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скш-1	антикл. пласт.	-620,8	-625	-635	-633	15	12,2	81
верейский		-637,5	-640	-680	-679	45	41,5	92
башкирский		-672,8	-675	-690	-687	20	14,2	71
Залежь IV р-н скв.1125								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-616,7	-620	-635	-633	20	16,3	81
Залежь IV р-н скв.1121								
башкирский		-666,2	-665	-690	-687	25	20,8	83
Залежь IV р-н скв.1269								
Скш-1	антикл. пласт.	-608,8	-610	-630	-629	25	20,2	81
башкирский		-663,3	-665	-690	-687	30	23,7	79
Залежь IV р-н скв.4717								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-602,4	-605	-635	-634	35	31,6	90
башкирский		-652	-655	-690	-687	40	35	88
		-668,5	-670	-690	-685	20	16,5	83
Залежь IV р-н скв.1239								
Скш-1	антикл. пласт.	-598,5	-600	-630	-626	35	27,5	79
башкирский		-654,9	-655	-690	-687	35	32	91
<b>Березовское месторождение</b>								
Борискинское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антикл. пласт.	-593,7	-595	-620	-608,2	25	14,5	58
Борискинское, Олимпиадовское и Казимировское, север Березовского поднятия								
верейский		-620,8	-625	-665	-664,7	45	43,9	98
Борискинское поднятие								
башкирский		-645,3	-650	-675	-665,8	30	20,5	69
Олимпиадовское и Казимировское поднятия (Залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-595	-595	-620	-601,6	25	6,6	26

Продолжение таблицы 1

1	5	6	7	8	9	11	12	13
Олимпиадовское и Казимировское поднятия								
башкирский		-646,4	-650	-675	-674,5	30	28,1	94
север Березовского-1 поднятия (Залежь III)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-603,6	-605	-620	-609,4	15	5,8	39
северо-зап. переклираль Березовского-1 поднятия (Залежь IV)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-619,7	-610	-625	-623,1	5	3,4	68
северо-зап. переклираль Березовского-1 поднятия								
верейский		-618,6	-620	-665	-664,7	50	46,1	92
восток Березовского-1 поднятия (Залежь V)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-604,9	-605	-620	-617,8	15	12,9	85
восток Березовского-1 поднятия								
верейский		-646,5	-650	-660	-654,3	15	7,8	52
центр.часть Березовского поднятия (Залежь VI)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-590	-590	-615	-616,6	25	26,6	106
центр.часть Березовского поднятия								
башкирский					-661			
Багряж-Никольское и Ахметовское поднятия (Залежь VII)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-605	-605	-630	-613,5	25	8,5	34
Багряж-Никольское поднятие								
верейский		-640	-640	-665	-665	25	25	100
башкирский		-660	-665	-690	-685	30	25	83
южная часть Березовского поднятия (Залежь VIII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-598,6	-605	-630	-610,4	30	11,8	39
южная часть Березовского поднятия (Залежь VIII)								

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
верейский		-650,8	-655	-665	-665,6	15	14,8	99
башкирский					-662,3			
<b>Ашальчинское месторождение</b>								
Ашальчинское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-619,3	-620	-635	-623	15	3,7	25
Ашальчинское поднятие (Залежь II)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-631,9	-635	-640	-638	8	6,1	75
Ашальчинское поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антикл. пласт.	-617,8	-620	-620	-620	3	2,2	75
Ашальчинское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-607,6	-610	-640	-618	35	10,4	30
					-672			
Ашальчинское поднятие, вр-4, вр-5								
верейский								
Ашальчинское поднятие (Залежь V)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-620,2	-620	-625	-623	5	2,8	58
Ашальчинское поднятие (Залежь VI)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-622,6	-625	-635	-635	15	12,4	83
Ашальчинское поднятие (Залежь VII)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-608,3	-610	-625	-620	15	11,7	78
Ашальчинское поднятие (Залежь VIII вр-4, Залежь IX вр-5)								
верейский								
Ашальчинское поднятие (Залежь VIII)								
башкирский		-659,6	-660	-690	-688	30	28,4	95
Скш-1	антиклин.-литолог.	-618	-620	-625	-624	7	6	86
Ашальчинское поднятие (Залежь IX)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-621	-625	-635	-630	15	9	60
Ашальчинское поднятие (Залежь XII вр-5)								
верейский		-655,3	-660	-660	-656	5	0,7	15

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ашальчинское поднятие (Залежь IX вр-4)								
верейский		-653,4	-655	-665	-663	10	9,6	96
Ашальчинское поднятие								
башкирский					-686			
Ашальчинское поднятие (Залежь X)								
Скш-1	антиклин.-литолог.	-617,6	-620	-630	-625	15	7,4	49
Ашальчинское поднятие (Залежь XI)								
Скш-1	антикл. пласт.	-611,5	-615	-625	-616	15	4,5	30
Больше-Каменское поднятие (Залежь XIV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-659,7	-655	-665	-662	5	2,3	43
Ашальчинское поднятие (Залежь XIVвр-5)								
верейский		-636	-640	-655	-654	20	18	90
Больше-Каменское поднятие (Залежь XII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-638,1	-640	-665	-640	25	1,9	8
Больше-Каменское поднятие								
верейский								
Больше-Каменское поднятие (Залежь XIV)								
башкирский		-693,1	-695	-725	-722	35	28,9	83
Больше-Каменское поднятие (Залежь XIII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-644,2	-645	-665	-656	20	11,8	59
Больше-Каменское поднятие (Залежь XXI вр-5)								
верейский								
Больше-Каменское поднятие (Залежь XV)								
башкирский		-698,8	-700	-725	-721	25	22,2	89
<b>Сиреневское месторождение</b>								
Западно-Сиреневское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антикл. пласт.	-577,5	-580	-600	-599	25	21,5	86

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
южный купол Западно-Сиреневского поднятия (Залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-591,5	-595	-595	-595	5	3,5	70
Западно-Сиреневское поднятие+южный купол Западно-Сиреневского поднятия (Залежь I)								
верейский		-621,6	-625	-650	-649	30	27	91
Лющинское поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антикл. пласт.	-590,4	-595	-605	-593	15	2,6	18
Плетнёвское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-584,7	-585	-605	-597	20	12,3	61
Плетнёвское поднятие (Залежь II)								
верейский		-629,2	-630	-640	-631	10	1,8	18
Плетнёвское поднятие (Залежь I)								
башкирский		-642,4	-645	-655	-649	15	6,6	44
Восточно-Сиреневское поднятие (Залежь V)								
Скш-1	антикл. пласт.	-573,5	-575	-605	-590	30	16,5	55
Восточно-Сиреневское поднятие (Залежь III)								
верейский		-616,3	-615	-645	-635	30	18,7	62
<b>Ерсубайкинское месторождение</b>								
Зап. купол Михайловского поднятия (Залежь I)								
Скш-1	антикл. пласт.	-535,2	-540	-550	-541	15	5,8	39
верейский		-562,1	-565	-595	-595	35	32,9	94
башкирский		-588,2	-590	-610	-608	25	19,8	79
Центр. купол Михайловского поднятия (Залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-536,2	-540	-550	-550	15	13,8	92
верейский		-574,8	-575	-595	-591	20	16,2	80
башкирский		-597,2	-600	-610	-608	15	10,8	72

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вост. купол Михайловского поднятия (Залежь III)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-539,4	-540	-550	-544	10	4,6	46
верейский		-574,7	-575	-595	-593	20	18,3	90
башкирский		-593,3	-595	-610	-606	15	12,7	85
Михайловское поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-546,4	-550	-550	-549	4	2,6	72
Зотовское поднятие (Залежь V)								
Скш-1	антикл. пласт.	-542	-545	-550	-545	10	3	30
Зотовское поднятие (Залежь IV)								
верейский		-565,9	-570	-595	-594	30	28,1	94
Зотовское поднятие (Залежь V)								
башкирский		-594,6	-595	-610	-608	15	13,4	87
Улановское поднятие (Залежь VI)								
Скш-1	антикл. пласт.	-536,10	-540	-550	-540	15	3,9	26
Улановское поднятие (Залежь V)								
верейский		-578,8	-580	-595	-590	15	11,2	75
Улановское поднятие (Залежь VI)								
башкирский		-591,8	-595	-610	-604	20	12,2	61
Ломоносовское поднятие (Залежь VII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-544,5	-545	-555	-550	10	5,5	55
Ломоносовское поднятие (Залежь VIII)								
верейский		-575,7	-580	-600	-587	25	11,3	45
Ломоносовское поднятие (Залежь VII)								
башкирский		-596,3	-600	-615	-606	20	9,7	49
Гравийное поднятие (Залежь VIII)								
Скш-1	антикл. пласт.	-566	-570	-580	-576	15	10	67
Гравийное поднятие (Залежь IX)								

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скш-1	антикл. пласт.	-568	-570	-575	-571	7	3	43
<b>Черемшанское месторождение</b>								
Верхне-Кармальское поднятие (залежь I)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-622,3	-625	-640	-623,9	20	1,6	8
верейский		-646,4	-650	-680	-679,6	35	33,2	95
башкирский		-675,8	-680	-700	-688,8	25	13	52
Южно-Кармальское поднятие (залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-626,4	-630	-650	-646,5	25	20,1	80
верейский		-648,8	-650	-695	-692,7	45	43,9	98
башкирский		-680,3	-685	-700	-688,7	20	8,4	43
Цветочное поднятие (Залежь III)								
Скш-1	антикл. пласт.	-643,3	-645	-650	-644,5	7	1,2	18
верейский		-674,3	-675	-690	-690,2	20	15,9	80
Камеральное поднятие (Залежь IV)								
Скш-1	антикл. пласт.	-632,8	-635	-650	-635,6	20	2,8	14
верейский		-663,2	-665	-680	-680	20	16,8	84
Восточно-Кармальское поднятие (залежь V)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-605	-610	-630	-625,5	25	21	82
верейский		-629,7	-630	-675	-675,3	50	46	91
башкирский		-659,6	-660	-685	-681,2	25	21,6	85
<b>Чегодайское месторождение</b>								
Чегодайское поднятие (залежь I)								
Скш-1	антикл. пласт.	-590,3	-595	-620	-607	30	16,7	56
Чегодайское поднятие								
верейский		-621,8	-625	-670	-668	50	46,2	92
башкирский		-647,3	-650	-670	-668	25	21	83
Капустинское поднятие (Залежь IV)								



Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Скш-1	антикл. пласт.	-590,3	-595	-620	-607	30	16,7	56
Капустинское поднятие								
верейский		-656,3	-660	-670	-666	15	9,7	65
<b>Юго-Восточной склон Северо-Татарского свода</b>								
<b>Контузлинское месторождение</b>								
Контузлинское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-634,4	-635	-700	-680	65	45,6	70
верейский		-656,8	-660	-730	-729	75	72,2	96
башкирский		-679,6	-680	-765	-738	85	58,4	68
<b>Азеево-Салаушское месторождение</b>								
Березнякское поднятие (Залежь I)								
Скш-1	антиклин. литолог. огранич.	-572,5	-575	-590	-577	20	4,5	23
Уразаевское поднятие (Залежь II)								
Скш-1	антикл. пласт.	-575,7	-580	-595	-579	20	3,3	16
Поднятие (Залежь II)								
верейский		-615,7	-620	-630	-623	15	7,3	49
башкирский		-627,5	-630	-655	-643	25	15,5	62