

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Александров В. М., Арсеньев А. А., Закиров Н. Н.,
Леонтьев Д. С., Мулявин С. Ф., Солодовников А. Ю.

**Нефть и газ
Курганского Зауралья:
прошлое, настоящее и будущее**

Монография

Тюмень
ТИУ
2021

УДК 332.14(470.58)
Б ББК 65.049 (2Рос-4Кур)
Н 58

Рецензенты:

доктор геолого-минералогических наук, профессор И. И. Клещенко;
доктор технических наук, кандидат геолого-минералогических наук,
профессор В. В. Паникаровский.

Нефть и газ Курганского Зауралья : прошлое, настоящее и будущее : монография / Александров В. М., Арсеньев А. А., Закиров Н. Н. [и др.]; под ред. академика РАН В. П. Мельникова. – Тюмень: ТИУ, 2021. – 362 с. – Текст: непосредственный

Курганская область является связующим звеном между югом Тюменской и Кустанайской (Республика Казахстан) областей. Во всех этих регионах ведутся поиски нефти в палеозойских отложениях. Новые скважины, пробуренные в последние 10-15 лет, лишь количественно улучшают изученность палеозоя в этом регионе, т.к. бурились во внеструктурных условиях и при слабой разработке вопросов стратиграфии девона.

Вышесказанное в полной мере определяет актуальность проводимых исследований в Курганской области, детального геологического изучения этой территории, разработки научных основ поисков и разведки залежей нефти и газа. Осложняющим моментом в ведущихся исследованиях является слабая изученность глубоких горизонтов осадочного разреза. Для этого признано необходимым использовать различные специальные методы: биостратиграфический, ритмостратиграфический, электрометрический, новейшие геолого-геофизические и др.

Авторы делают попытку обосновать первоочередные перспективные для поисков нефти и газа геологические объекты, связанные как с породами гетерогенного палеозойского фундамента, так мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла.

Коллектив авторов – составителей сердечно благодарит всех, кто помог с поиском информационных материалов по теме этой книги, а именно: Заватского М.Д., Белоносова А.Ю., Салтыкова В.В., Сысоева Б.К., Мамяшева В.Г., Ягафарова А.К., Курганский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу».

Книга адресована геологам, геофизикам, буровикам и специалистам, занятым в нефтегазовой промышленности, преподавателям вузов, бакалаврам и магистрам, а также аспирантам соответствующих направлений подготовки, интересующимся «судьбой» динамично развивающейся Курганской области.

УДК 332.14(470.58)
Б ББК 65.049 (2Рос-Кур)

ISBN 978-5-9961-2758-0

© Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Тюменский индустриальный университет», 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ...	6
ГЛАВА 2. ТЕКТОНИКА КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	81
2.1. Каледонский (геосинклинальный) цикл.....	89
2.2. Герцинский (параплатформенный) цикл.....	93
2.3. Альпийский (платформенный, плитный) цикл.....	95
2.4. Структуры доюрского фундамента	98
ГЛАВА 3. ГИДРОГЕОЛОГИЯ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	105
ГЛАВА 4. АНАЛИЗ И РАЙОНИРОВАНИЕ ГРАВИ- И МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	111
4.1. Гравитационные и магнитные аномалии.....	111
4.2. Современные представления о геомагнитных моделях залежей углеводородов.....	120
ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	124
5.1. Перспективы нефтегазоносности отложений палеозойского возраста.....	125
5.2. Перспективы нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород.....	138
5.3. Перспективы нефтегазоносности верхнемелового надсеноманского комплекса пород.....	153
ГЛАВА 6. НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ И ИХ ТИПЫ.....	160
ГЛАВА 7. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	209
7.1. Геохимические условия нефтегазообразования.....	209
7.2. Катагенез ОВ как условие нефтегазообразования.....	214
7.3. Геологические условия нефтегазообразования.....	219
7.4. Тектонические условия нефтегазообразования.....	228
ГЛАВА 8. СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ НЕФТЕ – ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ.....	232
ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ.....	235
9.1. Общие рекомендации к проведению нефтегазопоисковых работ в Курганской области.....	235
9.2. Обоснование первоочередных объектов и направлений поисковых работ.....	238
ГЛАВА 10. ТЕХНОЛОГИЯ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	258
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	269
ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	271
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	273
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	287
АВТОРЫ.....	378

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос нефтегазоносности Курганской области все чаще становится предметом внимания геологов-нефтяников, и обусловлен этот интерес двумя объективными причинами: неуклонным истощением углеводородных (УВ) ресурсов мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗС НГП), долгое время являющегося основной ресурсной базой российского ТЭК, а так же необходимостью экономического развития рассматриваемого региона.

Нефтегазопромысловые работы в Курганской области проводились с 30-х годов прошлого столетия, но их интенсивность резко сократилась после открытия и начала освоения ЗС НГП в связи с явно более низкой плотностью УВ ресурсов. Однако, анализ результатов проведенных за эти десятилетия ГРП, указывает на весьма определенные перспективы обнаружения здесь залежей УВ, чья промышленная разработка могла бы быть рентабельна, если не в федеральном, то, хотя-бы в региональном масштабе. В первую очередь об этом свидетельствуют многочисленные нефтепроявления, зафиксированные как при поверхностных геохимических съемках, так и при исследованиях керна глубоководных пород. Особый интерес при этом вызывают нефтяные и газовые проявления, связанные с доюрскими отложениями, так как юрско-меловой осадочно-породный комплекс в разрезе данного региона выражен слабо, и его перспективы большинством специалистов оцениваются крайне низко.

Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНГП), где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.

Большинство разрабатываемых залежей приурочено к зоне контакта мезозоя и палеозоя, характеризующихся несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Казалось бы, Курганская область, соседствуя и находясь в близких геологических условиях с теми областями, в которых ведется добыча углеводородов, на сегодняшний день могла бы тоже вести промышленную разработку месторождений, однако залежи нефти или газа здесь до сих пор не открыты, а изучение недр носит дискретный и бессистемный характер.

Авторы пытаются разобраться и понять, почему в Курганской области при явных перспективах открытия на ее территории залежей углеводородов до сих пор не забил нефтяной или газовый фонтан.

Неопределенность в судьбе курганской нефти – наследие советской геологии. Вероятно в Курганской области не найти крупных запасов углеводородов, но прогнозные ресурсы есть, и без комплексного изучения недр их не подтвердить.

Важно отметить, что поисковые и разведочные работы на территории рассматриваемой области тесно связаны с историей нефтегазоразведки ЗСНГП и в геологическом отношении имеет одну общую черту – южная краевая часть Западно-Сибирского седиментационного бассейна.

ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Стратиграфия Курганской области

В тектоническом отношении рассматриваемая территория расположена на стыке крупных геотектонических структур, в области сочленения восточноуральских уралид и казахстанид. В ее пределы заходят южные районы Западно-Сибирской плиты, прослеживаются восточные зоны складчатых систем Урала, а также складчато-глыбовые структуры Казахстанской складчатой системы.

Данная территория и сопредельные участки включают в себя различные геолого-тектонические зоны, имеющие специфические особенности геологического развития, что и предопределило дифференциацию типов разрезов и слагающих осадков, характер залегания и толщины разновозрастных толщ [73, 112].

Изменения условий осадконакопления отразились на естественно-историческом процессе развития этой части Зауралья. Они вызывались как усилением, так и ослаблением тектонических движений, сопровождающихся нарушением целостности ранее отложившихся осадков, угловыми несогласиями, размывами, скрытыми перерывами в осадконакоплении, постепенной смене осадков.

В соответствии с геологической историей Восточно-Курганской территории она характеризуется трехчленным строением. Верхний структурный этаж представлен слабо литифицированными мезозойско-кайнозойскими отложениями. Ниже залегает так называемый промежуточный структурный этаж (ПСЭ), выделяемый под названием параплатформенного [79] или палеоплитного [60].

Он сложен вулканогенно-осадочными и осадочными образованиями девона-триаса, залегающими с перерывом и угловым несогласием на складчатом каледонском основании.

Каледонский фундамент сложен складчатыми образованиями рифея и нижнего палеозоя северной части Центрально-Казахстанской складчатой системы.

На поверхность доюрских образований выходят преимущественно отложения ПСЭ, и только на юге и юго-востоке территории закартированы рифейские и раннепалеозойские образования каледонского основания (возраст наиболее древних – рифейских – образований является дискуссионным).

Толщина покровных рыхлых отложений изменяется от 300 м на юге до 1400 м на северо-востоке исследуемой территории.

Далее рассмотрим литолого-стратиграфическую характеристику геолого-геофизического разреза территории Курганской области.

Рифейская эратема (Rf)

Образования, условно датируемые рифейскими, являются наиболее древними породами, развитыми на поверхности доюрского фундамента. К ним отнесены кристаллические сланцы, вскрытые скважиной СК-3 в приподнятом блоке доюрского фундамента Петуховского выступа на юге территории у п. Кладбинка. Взаимоотношения их с подстилающими породами не установлены, и лишь предполагается, что они несогласно залегают на образованиях протерозоя и с несогласием перекрыты образованиями нижнего палеозоя, триаса и рыхлыми отложениями юры и мела (В.П. Закожурников, Ю.Н. Зыков, А.М. Пумпянский, 1987 г.).

В целом в пределах Заградовского поднятия на смежной с юга площади образования рифея имеют довольно пестрый литологический состав: филлитовидные, кремнистые, кварцитовидные, углистые сланцы, песчаники, метаморфизованные известняки, порфириитоиды, лавы среднего и кислого состава (А.Ф. Драгун, А.А. Бобоедова, 1981 г.). Слоистость (сланцеватость) по Первой стратиграфической схеме была опубликована Богуш О.И., Бочкаревым В.С. и Юферевым О.В. от под 30-60° к оси керна. Для исследованных пород характерен двухэтапный метаморфизм: региональный – в условиях эпидот-амфиболитовой фации, и более поздний – регрессивный (динамометаморфизм) в условиях фации зеленых сланцев. Плотность сланцев 2,77-2,80 г/см³, породы слабо магнитны.

Характер физических полей позволяет предположить развитие аналогичных пород и в пределах изучаемой территории. Здесь, как и в Северном Казахстане, наблюдается положительное гравитационное поле большой интенсивности, что объясняется 5 км толщины пород с плотностью 2,77-2,80 г/см³. Магнитное поле отрицательное – 200 нТл. Судя по разрезам скважины СК-3 и скважин южной части в геологическом разрезе, вероятно, преобладают сланцы: темно-серые, серые, обогащенные агрегатами слюды, кварцем и полевыми шпатами.

Породы с трещинами и зеркалами скольжения, с сульфидной минерализацией, метаморфизованы.

А.Ф. Драгун считает разрезы метаморфических толщ смежной с юга площади аналогичными кокчетавской свите и никольско-бурлукской серии верхнего рифея – венда Кокчетавского антиклинория (массива). Подобная параллелизация представляется вполне вероятной. Толщина данных стратиграфических подразделений не установлена и условно оценивается в 5500-6000 м.

В кокчетавской свите существенно преобладают кварцевые породы, серицито-кварцевые сланцы лепидогранобластовой и бластопсаммитовой структуры, бластопсаммитовые кварциты и

кварцито-песчаники. В прослоях присутствуют серицито-хлоритовые сланцы, иногда доломитовые мраморы. Спецификой кокчетавской свиты является присутствие метаморфизованных циркон-рутиловых россыпей, подробно изученных Ю.С. Даниловым и Н.Л. Панкратовой (1965 г.). Верхнерифейский возраст кокчетавской свиты определяется по обломочным цирконам с помощью альфа-свинцового метода.

Никольско-бурлукская серия включает эффузивные, кремнистые и обломочные отложения, венчающие разрез докембрия Кокчетавского массива.

**Палеозойская эратема (PZ)
Нижний палеозой (PZ₁).
Нерасчлененные отложения**

Главная особенность стратиграфической схемы палеозойских отложений Западно-Сибирской плиты состоит в том, что она разрабатывалась исключительно по керновому материалу, отбор которого редко бывает полным. Отдельные фрагменты разрезов, представленные керном, выстраивались в стратиграфическую и латеральную последовательности на основании находок органических остатков. Поэтому по методу построения эта схема является по существу биостратиграфической. В силу отмеченных особенностей исходного материала, стратиграфические подразделения (толщи, свиты) представлены обобщенной литологией, а их границы в большинстве случаев являются условными, поскольку не наблюдались в колонках поднятого керна.

Первая стратиграфическая схема была опубликована Богуш О.И., Бочкаревым В.С. и Юфревым О.В. в 1975 г. [21].

Условно к нерасчлененным образованиям нижнего палеозоя отнесены толщи метаморфизованных пород, вскрытые скважинами Курганского геолого-геофизического профиля – ВК-47, НДБ-1, НПС-1, НР-1, НП-1, НЧ-1, а также скважинами ТП-2, ТП-3, ТП-4 в виде отдельных блоков-горстов в пределах Петуховского выступа (рисунок 1.1).

Возраст отложений из-за отсутствия палеонтологических находок не установлен так же, как и взаимоотношения с подстилающими более древними рифейскими породами. Предполагается, что нижнепалеозойские образования перекрываются с несогласием породами среднего-верхнего девона, триаса и мела. Разрез образований нижнего палеозоя довольно пестрый: зеленые сланцы, филлиты, аргиллиты, метапесчаники, туфы. Породы в разной степени метаморфизованы, рассланцованы, осложнены зонами дробления с серпентинитами, рассечены трещинами. Судя по данным бурения скважин, сланцы, вероятно, преобладают в разрезе нижнего палеозоя.

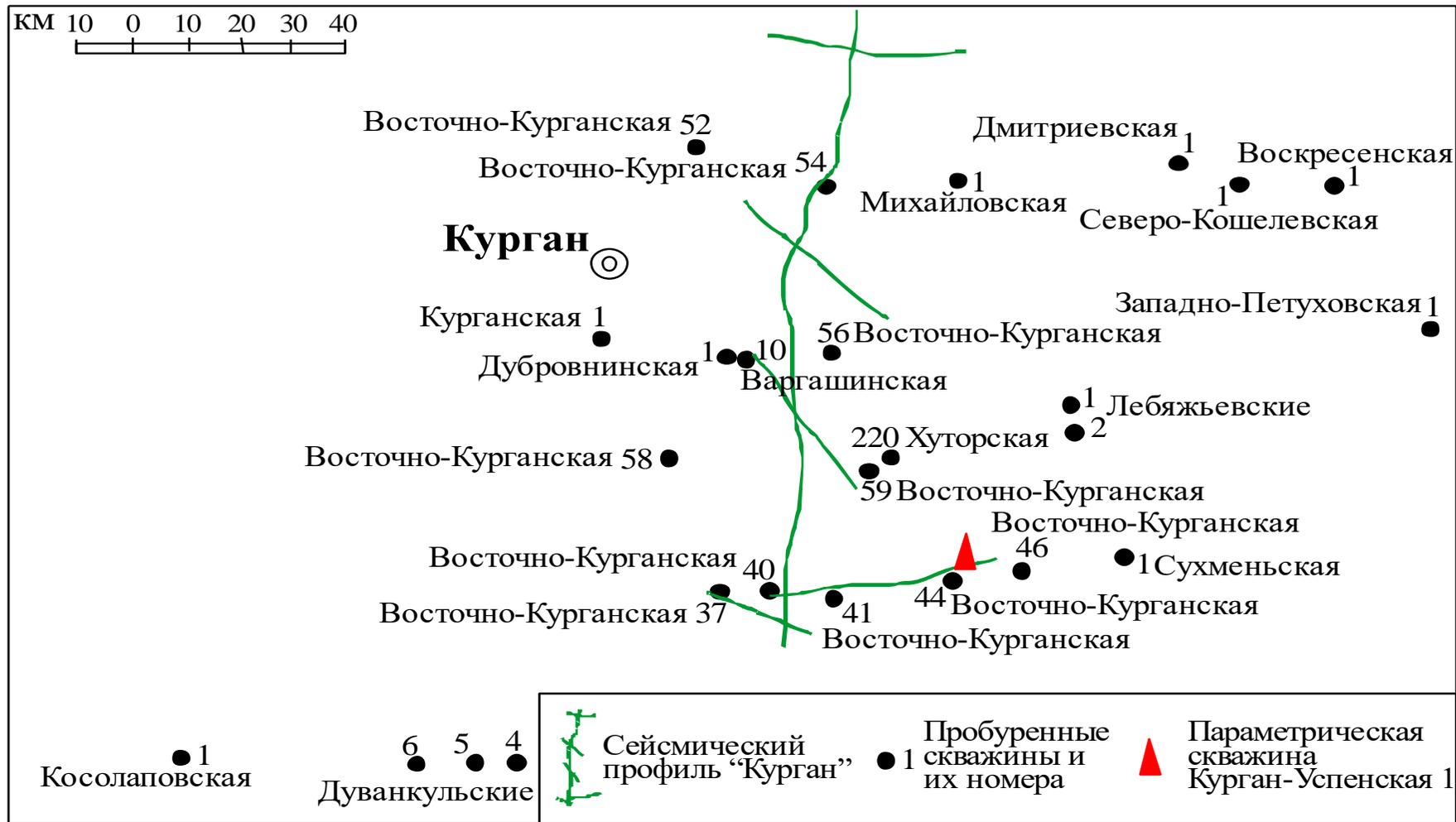


Рисунок 1.1 – Скважины, вскрывшие доюрские комплексы Курганской области

Наиболее представительный разрез сланцев, филлитов вскрыт скважиной ВК-47 в интервале 690-800 м в осевой части Ананьевского горста. Толщина образований по геофизическим расчетам составляет 4000 м.

Ордовикская система (O) Нижний - средний отделы (O₁₋₂?)

Закартированы в осевой части Троицко-Карашатауского антиклинория (Шумихинская и Шадринская антиклинали). Сложены кварцито-песчаниками, кварцитами, кварц-серицитовыми, кварц-хлорит-серицитовыми, кварц-актинолит-серицитовыми и хлоритовыми сланцами. Сланцеватость и полосчатость (слоистость) совпадают, 10-400 к оси керна.

Средний - верхний отделы (O₂₋₃?) Увельская свита (O₂₋₃ uv?)

Отложения широко развиты в крыльях Троицко-Карашатауского антиклинория (Шумихинская и Шадринская антиклинали). Согласно залегают на ниже-среднеордовикских отложениях. Разрез представлен переслаиванием углисто-кварц-серицитовых, кварц-серицитовых сланцев, алевролитов, кварцевых, иногда аркозовых песчаников и зеленовато-серых порфиритоидов основного состава.

Силурийская система (S) Нижний - верхний отделы (S₁₋₂?)

Закартированы в пределах Октябрьско-Денисовской структуры и Увельской антиклинали. Взаимоотношения с ордовикскими породами и вышележающими верхнесилурийскими и нижнедевонскими отложениями не установлены. Представлены мелковкрапленными порфиритами и микропорфиритами основного состава, диабазами, вариолитами, туфами, вулканомиктовыми алевролитами и песчаниками. В Увельской антиклинали встречены зеленые ортосланцы, эффузивы основного состава с редкими прослоями карбонатно-терригенных пород. Породы метаморфизованы (зеленокаменная фация), для них характерны хлоритизация, актинолитизация, карбонатизация и альбитизация. Данные отложения можно сопоставить с раннегеосинклинальными базальтовыми силурийскими формациями Магнитогорского прогиба.

Силурийская система (S), верхний отдел - Девонская система (D), нижний отдел (S₂ - D₁)

Широко развиты в пределах Зауральского поднятия. Взаимоотношения с подстилающими нижнепалеозойскими породами не ясны. Представлены основными и кислыми эффузивами, реже терригенными и карбонатными породами. В западной части поднятия (Камышловский антиклинорий) развиты в основном кварц-серицитовые сланцы и филлиты. Породы относятся к зеленокаменной фации метаморфизма. Кислые эффузивы альбитизированы, известняки мраморизованы, диабазы и базальты обычно хлоритизированы, карбонатизированы, пренитизированы. Отложения сопоставимы с диабаз-альбитофировой формацией верхнего силура или нижнего девона, вскрытой в Магнитогорском прогибе (баймак-бурибаевская свита).

Девонская система (D)

Породы девонской системы изучены в разрезах ряда скважин Кустанайского опорного профиля, Щербаковской и Новонежинской площадей [21], Косолаповской и Западно-Петуховской параметрических скважин, в обнажениях восточного Уральского обрамления и западных окраин Центрального Казахстана.

Нижний и средний отделы (D₁₋₂)

Выделены В.С. Зоновым и Р.А. Крыловым в западной части Зауральского поднятия. Взаимоотношения с нижележащими верхнесилурийскими и нижнедевонскими породами не установлены, предполагается залегание с небольшим размывом. Породы дислоцированы, углы сланцеватости изменяются в пределах 40-80° к горизонту.

Нижний и средний отделы сложены преимущественно вулканогенными породами основного состава – в нижних, основного и кислого – в средних, и кислого – в верхних частях разреза. Отмечаются прослой вулканомиктовых песчаников. Вскрытая толщина достигает 400-1000 м.

На основе детального изучения этих разрезов можно сделать следующие выводы:

- для раннего этапа характерны сравнительно спокойные излияния лав андезитово-базальтового и андезитового составов (лавы дифференцируются от андезитово-базальтовых до андезитов);

- для средних частей разрезов характерно появление маломощных прослоев крупнообломочных туфов андезитово-базальтовых порфиров;
- для позднего этапа характерна интенсивная лавово-эксплозивная деятельность и накопление лав кислого состава, переслаивающихся с туфами, игнимбритами и вулканическим пеплом. Извержения имели затухающий прерывисто-пульсационный характер и, судя по толщинам пород, были кратковременными. В перерывах между отдельными ритмами извержений накапливался материал в виде вулканомиктовых песчаников и гравелитов различной толщины. В пределах Казахстанского обрамления накапливались красноцветные конгломераты, перекрытые андезитовыми порфиритами и их туфами. Пестрые полимиктовые и вулканомиктовые алевролиты, песчаники, гравелиты. Эти разрезы изучены на толщину 300-350 м.

Скважина ВК-37 вскрыла наиболее древние среди изученных комплексов – досреднедевонские [85], относящиеся к нижнему структурному этажу. Разрез в интервале 430,0–733,6 м представляет собой толщу метаморфических пород (кварц-серицитовых сланцев) толщиной 100-120 м, прорванную дайками долеритов. Досреднедевонские песчаники (скв. ВК-37) преобразованы очень сильно и достигли уровня метагенеза (АК₂) [65; 84].

Средний отдел (D₂)

Среднедевонские отложения установлены в Боровском антиклинории Тюменско-Кустанайского прогиба, где они трансгрессивно перекрываются карбонатными и карбонатно-терригенными верхнедевонскими образованиями, а также в Камышловском антиклинории Зауральского поднятия. В Боровском антиклинории они представлены двумя толщами – верхней терригенной (красноцветные конгломераты, гравелиты, песчаники, реже алевролиты и аргиллиты) и нижней вулканогенной (эффузивы трахиандезитового и трахидацитового состава, реже кислые разности, трахириодациты и фельзитпорфиры). Близки по вещественному составу со среднедевонскими образованиями Убаганского поднятия. В Камышловском антиклинории данные отложения представлены в низах толщи туфопесчаниками и туфоконгломератами, перекрывающимися эффузивами различного состава – от базальтов и диабазов до риолитов.

Средний - верхний отделы (D_{2.3})

Средне-верхнедевонские отложения закартированы на поверхности фундамента в пределах Тоболо-Убаганского и Заградовского поднятий. Залегают с перерывом и угловым несогласием

на нижнепалеозойских отложениях, перекрываются фаменскими-турнейскими породами или рыхлыми меловыми отложениями.

Эти отложения характеризуются разнообразными физическими полями, что объясняется их пестрым составом и залеганием в разных структурах. Осадочные отложения этого возраста характеризуются отрицательными значениями магнитного поля (от 0 до 300 нТл), а эффективные образования – положительным магнитным полем интенсивностью до 200-300 нТл.

Рассматриваемые отложения вскрыты скважинами ВК-34, 36, 51, 54, 58; Дубровненская-1, Дмитриевская-1; Воскресенская-1, Западно-Петуховская-1, Медведевская-1 (рисунок 1.2).

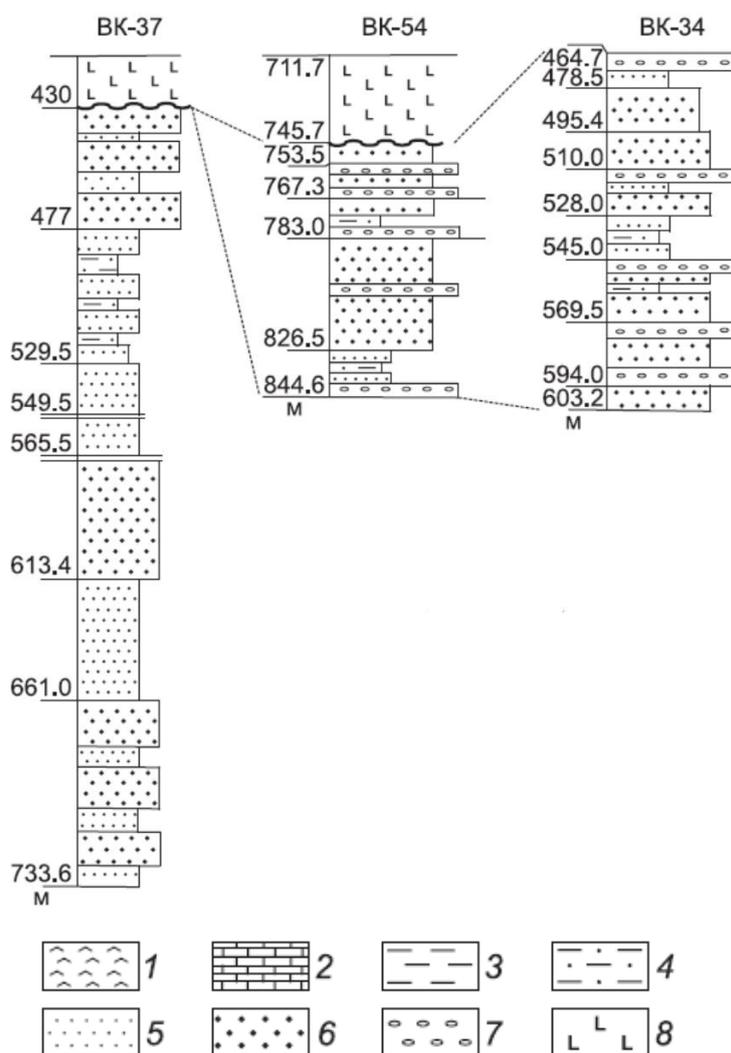


Рисунок 1.2 – Разрезы, вскрытые скважинами ВК-37, ВК-34 и ВК-54 в Курганской области [84]

Условные обозначения : 1 – ангидриты; 2 – известняки и доломиты; 3 – глинистые породы; 4 – песчанистые аргиллиты и глинистые песчаники; 5 – песчаники тонко- и мелкозернистые; 6 – песчаники средне-, крупно-, грубозернистые и гравелиты; 7 – конгломераты; 8 – базальты и долериты триаса.

Скважинами ВК-34 и ВК-54 разбурены средневерхнедевонские красноцветы [85]. Скважина ВК-34 вскрыла чередующиеся грубообломочные (в том числе конгломераты) и относительно тонкозернистые породы общей толщиной около 140 м (464,7-603,2 м). В скв. ВК-54 под толщей триасовых базальтов и долеритов в интервале 745,7-844,6 м залегают красноцветные образования (разнозернистые песчаники, глинистые породы, гравелиты, конгломераты) видимой толщиной 20-25 м.

Девонские отложения в скважинах ВК-34 и ВК-54 представлены петрокластическими полевошпатовыми граувакками, реже собственно граувакками (обломков кварца менее 5 %, плагиоклазов 20-30 %, иногда менее 5 %) (рисунок 1.3). В единичных случаях встречаются зерна микроклина. Почти всегда присутствует ожелезненный биотит (до 5 %), иногда отдельные пластинки мусковита.

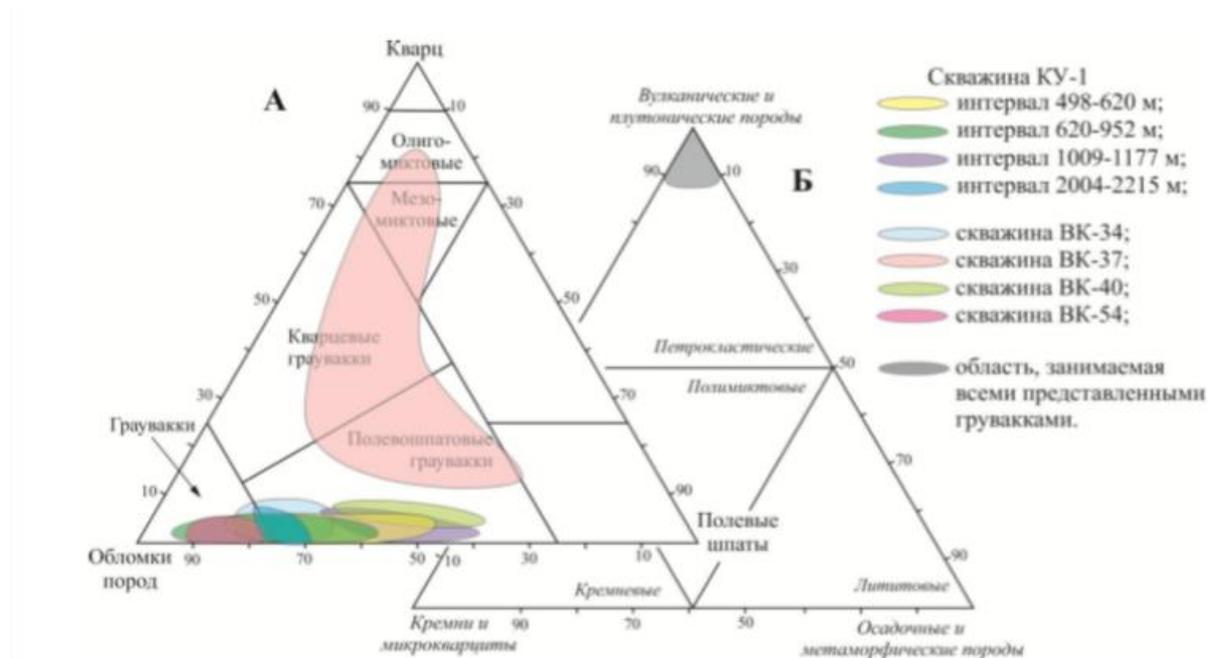


Рисунок 1.3 – Состав девонских песчаников, вскрытых скважинами ВК-34, ВК-37, ВК-40, ВК-54 и КУ-1 в Курганской области [65; 84]

В целом, роль хлоритов в песчаниках значительно меньше, постоянно встречаются монтмориллониты. Распространены также смешанослойные фазы монтмориллонит-иллит (20-35 %, в некоторых образцах до 40-45 % от общего количества глинистых минералов). Обычным является каолинит. В песчаниках кальцит часто кристаллизуется в виде различных по размерам и форме выделений по плагиоклазам, по обломкам вулканических пород, по глинистому цементу, иногда слагает крупные пойкилитовые кристаллы,

цементирующие обломочные зерна, а также выполняет трещины в породе и заполняет пустоты [65; 84].

В песчаниках из скважины ВК-37 эпидот рассеян в виде мелких ксеноморфных образований и нередко ассоциирует с актинолитом.

В средне-верхнедевонских отложениях выделяются два типа разреза: терригенный (красноцветная толща ритмического сложения от конгломератов до аргиллитов) и вулканогенный (трахибазальты, трахиандезиты, дациты и трахилипаритодациты и их туфы). Взаимоотношения неясны, предполагается, что в верхах разреза преобладают осадочные отложения и кислые эффузивы, а в основании разреза преобладают эффузивы основного и среднего состава. Возраст определяется по залеганию их под фаунистически охарактеризованными терригенно-карбонатными породами фаменского и турнейского ярусов.

Типичный разрез терригенных отложений вскрыт скважиной ВК-34 в интервале 450,0-604,3 м. Он представлен красноцветной толщей ритмичного строения. Нижние элементы ритмов сложены преимущественно псефито-псаммитовыми породами, в верхних преобладают алевролиты, мелкозернистые песчаники и аргиллиты.

О взаимоотношениях осадочных и вулканогенных образований данных мало, имеющийся фактический материал позволяет предположить, что в верхней части разреза преобладают осадочные отложения и кислые эффузивы, а в основании разреза – эффузивы основного и среднего состава. Возраст рассматриваемых отложений определяется по залеганию их под фаунистически охарактеризованными терригенно-карбонатными породами фаменского-турнейского ярусов (скв. Лебяжьевская-2, Дмитриевская-1, Воскресенская-1, Западно-Петуховская-1) и по сопоставлению с более изученными отложениями D₂₋₃ Северного Казахстана. Максимальная вскрытая толщина этих образований достигает 1300 м (скв. Западно-Петуховская-1), полная толщина по геофизическим расчетам составляет 2300 м. Залегают они с перерывом и угловым несогласием на нижнем палеозое и перекрываются отложениями фаменского-турнейского ярусов, верхнего палеозоя или триаса, а если средний-верхний девон выходит на поверхность фундамента, то и рыхлыми отложениями коры выветривания или нижнего мела.

Верхнедевонские отложения прослежены по геофизическим полям в осевой части Боровского поднятия Тюменско-Кустанайского прогиба в виде полосы северо-северо-восточного простирания. Отложения эти характеризуются низкими положительными значениями гравитационного поля и общим отрицательным магнитным полем.

В пределах восточной части рассматриваемой территории отложения верхнего девона скважинами не вскрыты и датируются

неуверенно. Характеристика их дается по результатам бурения на смежных к западу площадях, где верхний девон представлен двумя толщами: верхней – карбонатной, и нижней – вулканогенно-терригенной (Ю.Н. Горбачев, А.М. Пумпянский, М.В. Карманова и др., 1982 г.). Толщина верхнедевонских отложений, по геофизическим данным, составляет 500 м. Рассматриваемые отложения перекрываются согласно, с постепенным переходом, терригенно-карбонатными породами турнейского-ранневизейского возраста.

Верхний отдел (D₃)

Верхнедевонские отложения закартированы в Косолаповско-Гороховской синклинали Тюменско-Кустанайского прогиба, Галкинской синклинали Зауральского поднятия и в Каменском синклинории Восточно-Уральского прогиба. В Косолаповско-Гороховской синклинали отложения согласно перекрываются терригенно-карбонатными породами турнейского-ранневизейского возраста. Представлены двумя толщами: верхней карбонатной (серые и темно-серые тонкослоистые органогенно-детритовые известняки с прослоями глинистых известняков, аргиллитов, алевролитов и песчаников кварц-полевошпатового состава), и нижней карбонатно-терригенной (переслаивание серых и коричневых песчаников, алевролитов с прослоями серых и темно-серых доломитизированных известняков и доломитов толщиной до 35 м). В Галкинской синклинали отложения представлены глинистыми сланцами и мелкозернистыми кварц-полевошпатовыми песчаниками с прослоями известняков и микрофауной фораминифер верхнефранского подъяруса. В Каменском синклинории разрез представлен эффузивными породами (порфиритами от базальтового до дацитового состава), перекрывающимися известковистыми аргиллитами с прослоями алевролитов, мелкозернистых песчаников и мергелей.

Верхний девон, франкий-фаменский ярусы - нижний карбон, турнейский ярус (D₃ *fr - fm* - C₁ *t*)

Отложения этого возраста представляют собой единую литолого-фациальную толщу и широко развиты в восточной части Курганской области, в пределах Макушинского прогиба и Вагай-Ишимской впадины, а также закартированы небольшие участки в западной части Тоболо-Убаганского поднятия. Они трансгрессивно залегают на красноцветных образованиях средне-позднедевонского возраста и с возрастным несогласием перекрываются верхнепалеозойскими и триасовыми образованиями. Представлены терригенно-карбонатными

прибрежно-морскими отложениями субгоризонтального залегания – известковыми песчаниками, алевролитами, органогенно-детритовыми известняками с примесью углисто-глинистого материала. Возраст установлен по микрофауне фораминифер. За границами Курганской области в пределах Зауральского поднятия (западное крыло Галкинской синклинали) и Каменского синклинория Восточно-Уральского прогиба (Суворовская антиклиналь) разрез отложений представлен пестроцветными терригенными породами (Галкинская синклиналь), туфами и туфопесчаниками с подчиненными покровами эффузивов андезитового состава (Суворовская антиклиналь).

Формирование девонских и раннекаменноугольных образований происходило в мелководно-морских и континентальных условиях, триасовых – в континентальных [85].

В Тургайском прогибе, к юго-западу от г. Курган, отложения франского яруса, представленные вулканомиктовыми песчаниками и гравелитами с прослоями известняков (рисунок 1.4; таблица 1.1), вскрыты структурно-поисковой скв. № 1, пробуренной в 1961 г. Тюменским геологическим управлением на Косолаповской площади [21].

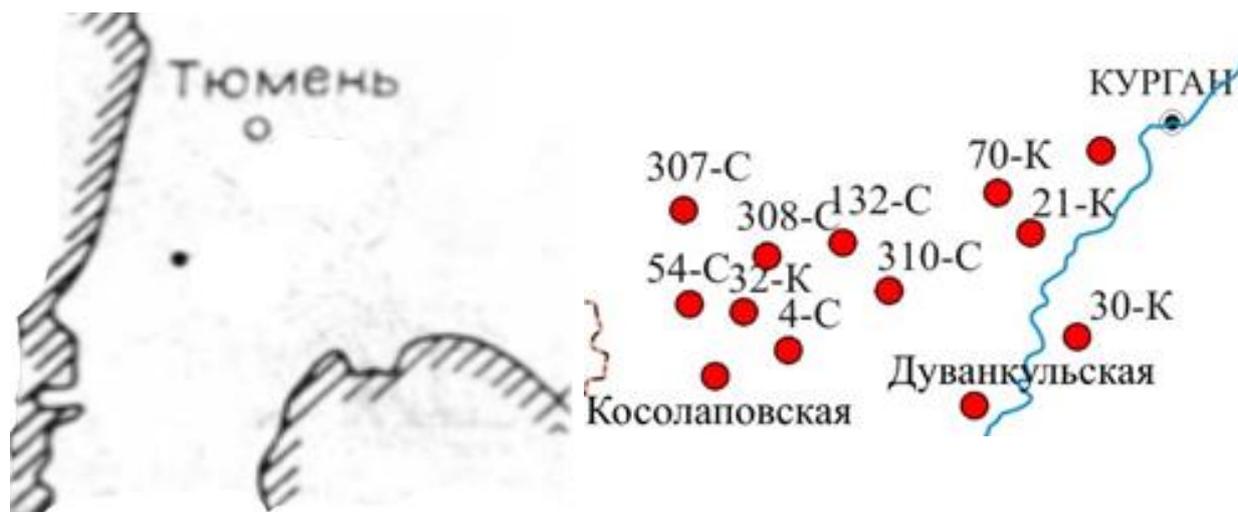


Рисунок 1.4 – Местоположение структурно-поисковых скважин №№ 1, 2-СП и 3-К Косолаповской площади

Характеристика пород франского и фаменского возраста, вскрытых скважинами №№ 1 и 2-СП на Косолаповской площади [21]

Ярус	Описание вскрытых пород
Фаменский	Известняки с прослоями вулканомиктовых песчаников, 200 м
Франский	Вулканомиктовые песчаники, гравелиты с прослойками известняков с фораминиферами <i>Nanicella</i> cf. <i>Porrecta</i> , 8,39 м

В керне, отобранном из скважины № 1 с глубины 954,05-957,65 м, были найдены известняки с криноидеями, брахиоподами, гастроподами, водорослями «*Nodosinella?* sp.» и проблематическими остатками, видимо, харовыми типа трохилисков, сходными с таковыми из верхней части среднего – нижней половины верхнего девона Кузбасса. На глубине 962,45-966,25 м (верхи среднего–низы верхнего девона) вскрыты известняки алевритистые органогенные, с фораминиферами, остракодами, криноидеями, брахиоподами и водорослями. Фораминиферы «*Archaeosphaera?* sp.», «*Vicinesphaera* sp.», «*Parathuramina* sp.», «*Rauserina* sp.», «*Nanicella* cf. *tchernyshevae* Lip.», «*N.* cf. *porrecta* E. Вук.», «*Moravamminidae* (?)», «*Eonodosaria?* sp.». Водоросли «*Girvanella* sp.». Из брахиопод Р.Т. Грациановой определен «*Microspirifer* sp.» (средний девон-нижняя часть турнейского яруса нижнего карбона). Присутствие в комплексе наницелл указывает на девонский, вероятнее всего, франский возраст вмещающих отложений. Комплекс с наницеллами сходен с установленным В.В. Меннером и Е.А. Рейтлингер (1971 г.) в разрезах средне-верхнефранских отложений Нижнеленского района Верхоянья.

Для верхнедевонско-турнейских отложений характерны отрицательные значения гравитационного поля, обычно изменяющегося от 0 до 100 нТл. Появляющиеся на фоне отрицательного поля положительные аномалии объясняются глубинными интрузивными объектами и перекрывающими базальтами триаса.

Верхнедевонско-турнейские отложения вскрыты скважинами ВК-30, 44, 49, 53, 55; Дмитриевская-1, Воскресенская-1, Западно-Петуховская-1,2, Лебязьевская-2, причем некоторые скважины (НДМ-1, НВС-1, НЗП-1 и НЛ-2), пройдя полностью рассматриваемые отложения, вошли в подстилающие их вулканогенно-терригенные отложения D₂₋₃.

Верхнедевонско-турнейские образования характеризуются однообразным составом и строением как по разрезу, так и по латерали.

Представлены они терригенно-карбонатными прибрежно-морскими отложениями субгоризонтального залегания.

Скв. ВК-30 вскрыла нижнюю, преимущественно девонскую часть разреза, а ВК-53 – верхнюю, турнейскую половину. Рассматриваемые отложения трансгрессивно залегают на красноцветных образованиях D_{2-3} и с вскрытым несогласием перекрываются верхнепалеозойскими (C_2) и триасовыми породами или юрско-меловыми отложениями мезозойско-кайнозойского чехла.

Особый интерес представляет палеозойский разрез, вскрытый скважиной № 1 Курган-Успенская (КУ-1). Он разбит на шесть разномасштабных блоков с тектоническими границами (рисунки 1.5-1.6; таблица 1.2), представляющих собою фрагменты нескольких литологических толщ [84]. Отбор керн неполный (25 %), поэтому при определении границ этих толщ использованы также данные ГИС и анализ шлама.

В нижней части разреза, в интервале 2116,0-2503,3 м (блок I), вскрыты карбонатные породы верхнего фамена и карбонатно-сульфатная толща нижнего (?) турне. Залегание слоев здесь спокойное, углы падения колеблются в пределах 10–30°. Вертикальная видимая толщина составляет 288 м, истинная – близка к 270 м.

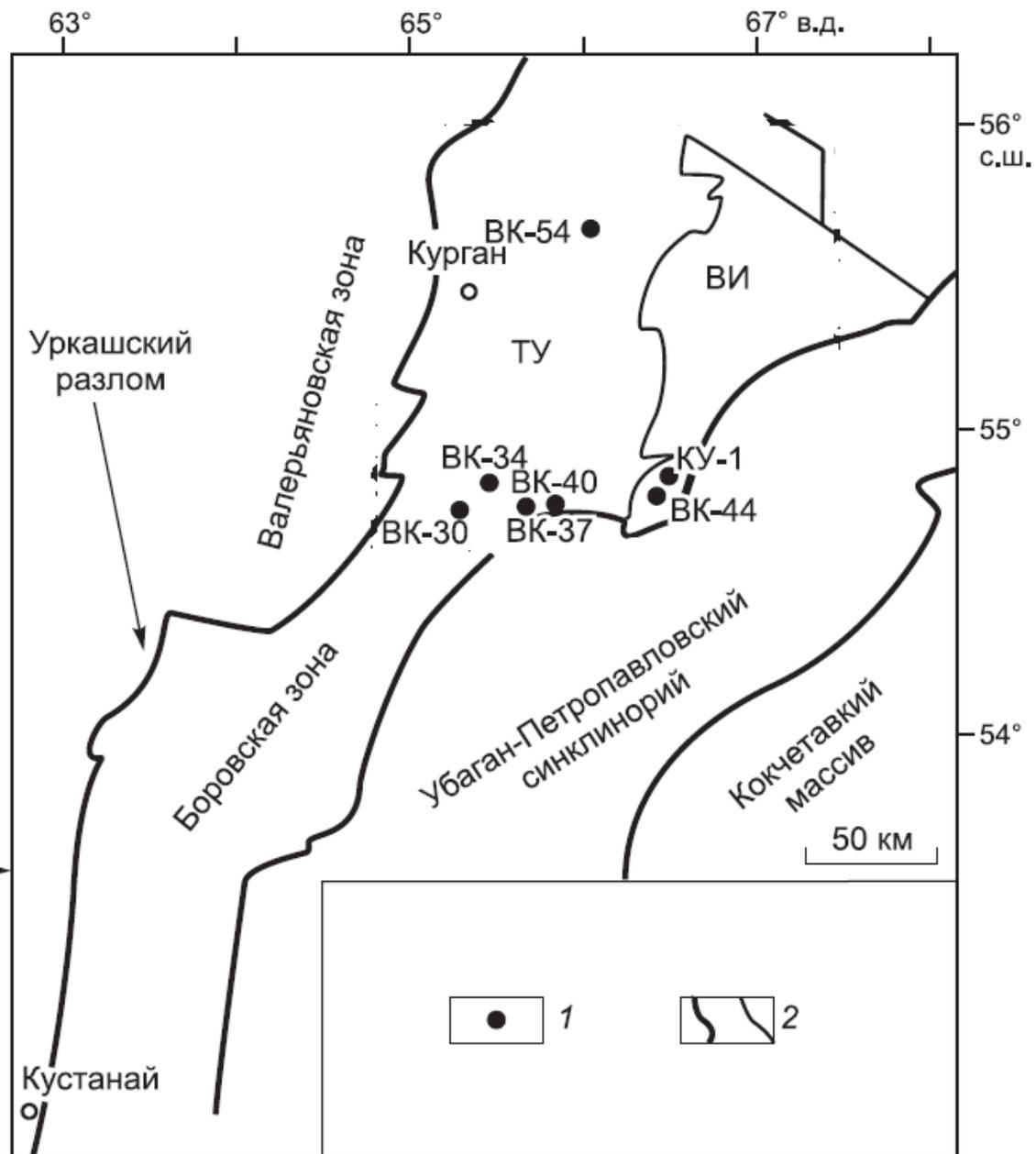


Рисунок 1.5 – Местоположение скважины № 1 Курган-Успенская (КУ-1)

Условные обозначения:

- 1 – скважины, 2 – тектонические границы различного масштаба
- ВИ – Вагай-Ишимская впадина, ТУ – Тобол-Убаганское поднятие

Таблица 1.2

Взаимоотношения осадочных комплексов в разрезе скважины КУ-1

Тектонические блоки	Толща	Интервал, м	Углы залегания слоев	Возраст
VI	Верхняя красноцветная (возможно, с корой выветривания)	469 – 498		C ₁ ?
	верхняя песчано-известняковая	498 – 561	0 – 5°	C ₁ v ₁
	красноцветных песчаников и аргиллитов	561 – 952	0 – 10°	C ₁ v ₁
	песчано-известняковая	952 – 1177	в верхней части 10°, в нижней – 20 – 30°	C ₁ t ₂ C ₁ v ₁
	Базальты и долериты	1177 – 1318		
V	глинистых известняков и известковых аргиллитов (второй фрагмент)	1318 – 1450	в верхней части 70 – 90°, в нижней – 40 – 60°	C ₁ t ₂
IV	карбонатная (третий фрагмент)	1450 – 1794	70 – 90°	D ₃ fm ₂ - fm ₃
III	глинистых известняков и известковых аргиллитов (первый фрагмент)	1794 – 2050	30 – 40°	C ₁ t ₂
II	карбонатная (второй фрагмент)	2050 – 2116	10 – 30°	D ₃ fm ₂
I	карбонатно-сульфатная	2116 – 2216	5 – 10°	C ₁ t ₁
	карбонатно-сульфатная	2216 – 2503	5 – 10°, в нижней части до 20°	D ₃ fm ₃

В интервале 1318,0-2116,0 м характер разреза гораздо более сложный. Здесь наблюдаются изменчивые условия залегания и выделяются еще четыре тектонических блока – второй, третий, четвертый и пятый.

Блок II (2050,0-2116,0 м) сложен глинисто-карбонатными породами среднего фамена. Углы падения слоев приблизительно такие же, как и в первом блоке – 10-30°. Вертикальная видимая толщина этого фрагмента составляет около 70-80 м, истинная – порядка 50-60 м.

Блок III (1794,0-2050,0 м) представлен фрагментом толщи глинистых известняков и известковых аргиллитов верхнего турне. Вертикальная видимая толщина его составляет 256 м. Углы падения слоев довольно устойчивые – 30-40° к горизонтали, следовательно, истинная видимая толщина порядка 200-210 м. В интервале 2004,0-2019,1 м присутствуют открытые трещины с зеркалами скольжения, наклоненными под углом 40°.

Блок IV (1450,0-1794,0 м), сложенный глинистыми известняками фаменского яруса, характеризуется крутопадающими пластовыми поверхностями ($70-90^{\circ}$). Истинная толщина не более 50–100 м.

Блок V (1318,0-1450,0 м) представлен глинистыми известняками и аргиллитами верхнего турне. Углы падения слоев в нижней части порядка $40-60^{\circ}$, в верхней части – $70-90^{\circ}$, истинная видимая толщина не более 20-30 м. В интервале 1364,8-1434,0 м породы брекчированы, местами рассланцованы, окремнены. Повсюду встречаются зеркала скольжения под углом $0-45^{\circ}$. Скорее всего, здесь имеется еще одна тектоническая зона, но амплитуда смещения по ней незначительная.

На известняках пятого блока залегают базальты и долериты (1177,0-1318,0 м), взаимоотношения с ними не вполне ясны. В первичном керне можно было наблюдать один из контактов тела окварцованных известняков, встречающихся среди базальтов. Он крутой – не менее 70° , что может свидетельствовать о залегании магматического тела в кровле толщи известняков, но согласное оно или нет, утверждать нельзя. Если принять вариант согласного залегания, тогда толщина магматитов составляет 25-50 м.

В то же время, по данным ГИС, в нижней части тела базальтоидов наблюдаются зоны значительной трещиноватости (глубины 1270,0-1274,9 м; 1288,0-1302,0 м), в т.ч. вблизи тела окварцованных известняков. Это свидетельствует о принадлежности магматитов к тектонизированной части разреза, о его образовании до развития разломной тектоники. При такой трактовке окварцованные известняки представляют собою тектонические отторженцы.

Взаимоотношения магматитов с осадочными комплексами блока **VI** также недостаточно определенные. Углы наклона перекрывающих базальты осадочных слоев составляют от 20 до 35° , но сам контакт не вскрыт.

По-видимому, этот контакт тоже тектонический, а мощная толща верхнетурнейско-нижневизейских отложений представляет собой надвинутый на базальты аллохтон.

В то же время имеется ряд моментов, противоречащих подобной трактовке. Так, подстилающие магматиты слои осадочных пород вместе с базальтами интенсивно смяты и разбиты многочисленными разломами, но фрагментов вышележащих образований среди них нет.

Кроме того, перекрывающая часть разреза толщиной около 500 м залегает очень спокойно. Следы тектонических нарушений в ее пределах отсутствуют. Углы падения слоев в основном составляют $0-10^{\circ}$, только в низах толщи они достигают $30-35^{\circ}$.

С нашей точки зрения, более правдоподобной является модель, по которой известняки основания шестого блока ложатся согласно на базальты. Это подтверждает и состав органических остатков.

Блок VI в нижней части сложен песчано-известняковыми породами верхнего турне-нижнего визе, в средней – пачкой красноцветных песчаников, и далее песчано-известняковыми образованиями верхней части ниж-

него виле. В кровле блока и палеозойского разреза в целом наблюдаются красноцветные песчаники и кора выветривания, условно отнесенные к нижнему карбону.

Каменноугольная система (С)

Каменноугольные отложения являются наиболее распространенным комплексом в пределах рассматриваемой территории, где они выполняют большой по площади Тоболо-Ишимский палеозойский бассейн (Н.П. Кирда, 1982 г.) и обнажаются на восточном склоне Урала, где слагают наиболее крупные отрицательные структуры. Наиболее полно они изучены в разрезах скважин Кустанайского опорного профиля, Щербаковской и Новонежинской площади [57] и в Курганской области (Н.П. Кирда, 1982 г., 1985 г.; Ю.Н. Горбачев, 1982 г.; В.П. Закожурников, 1987 г.) [109]. Здесь выполнено их детальное стратиграфическое расчленение по литологии, фауне фораминифер, брахиопод и кораллов до подъярусов, толщ и горизонтов (рисунок 1.7).

Нижний отдел (С₁)

В составе каменноугольной системы выделяются все три яруса. На восточном склоне Урала, в пределах Рудненско-Исетской шовной зоны и Зауральского краевого прогиба, фациальный состав и толщины значительно варьируют, где проявилась зависимость толщин и состава пород от тектонических движений. На Казахстанском обрамлении толщины отложений отдела и доля морских карбонатных фаций в разрезе значительно сокращаются.

Турнейский ярус (С_{1t})

В основном по фауне фораминифер и брахиопод ярус делится на нижний и верхний подъярус. Верхнетурнейский подъярус в большинстве изученных разрезов залегает на карбонатных отложениях фаменского яруса и связан с ними постепенным переходом.

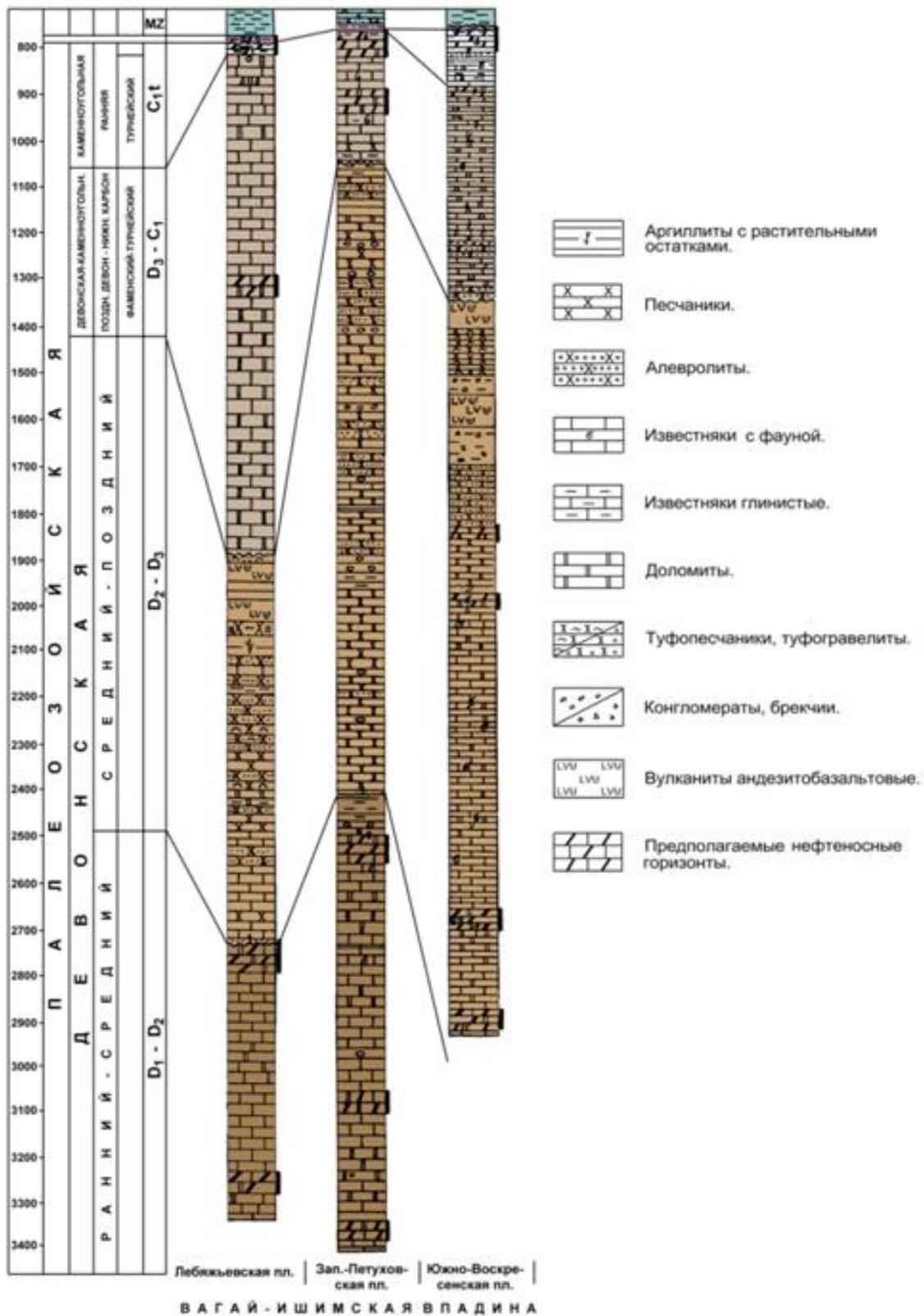


Рисунок 1.7 – Типы терригенно-карбонатных разрезов девон-каменноугольных отложений Вагай-Ишимского палеозойского палеобассейна в пределах Курганской области [116]

В разрезах отдельных скважин эти отложения, с кратковременными внутриформационными перерывами в осадконакоплении или со стратиграфическим несогласием залегают на континентальных красноцветных отложениях нижней толщи фамена, а иногда – на вулканогенных породах нижнего-среднего (?) девона. Возраст отложений установлен по фауне лытвинского горизонта турнейского яруса.

В западных районах Зауральского краевого прогиба нижнетурнейский подъярус делится на две толщи. Нижняя толща сложена неритмичным переслаиванием доломитов, доломитизированных известняков, вулканомиктовых песчаников, алевролитов и аргиллитов с малой толщины прослоями гравелитов и брекчий. Размер толщи варьирует в пределах 170-200 м. Верхняя толща литологически выражена известняками кристаллически зернистыми и органогенно-детритовыми, неравномерно доломитизированными, с прослоями песчаников, алевролитов. Толщина 230-350 м. Суммарная толщина подъяруса 400-550 м.

Нижнетурнейские песчаники, слагающие маломощные прослои и линзы в карбонатно-сульфатной толще (скв. КУ-1), представлены мелко- и среднезернистыми петрокластическими полевошпатовыми и собственно граувакками. Главными компонентами в них являются зерна основных вулканитов и плагиоклазов, причем последние во многих случаях замещены кальцитом, ангидритом и каолинитом [65; 84].

В песчаниках нижнего карбона кальцит слагает до 30-40 % объема породы и часто представлен железистой разновидностью ($FeO - 1,46-2,62\%$). Местами по вулканитам и в порах развивается анкерит, встречаются доломит и сидерит.

В пределах отдельных поднятий приосевой зоны краевого прогиба отложения нижнетурнейского подъяруса залегают как со стратиграфическим и угловым несогласиями на континентальной толще фаменского яруса, так и согласно на карбонатной толще фамена. По литологии и характеру переслаивания нижнетурнейские отложения здесь делятся на нижнюю ангидритово-карбонатную и верхнюю – карбонатную толщи.

Ангидритово-карбонатная толща представлена переслаиванием известняков, ангидритов и ангидритово-карбонатных пород с малой толщины прослойками песчаников и хлоритовых аргиллитов. Известняки гранулированно-перекристаллизованные, органогенно-детритовые, гранулированно-комковые, доломитизированные, псевдооолитовые. Толщина 40-150 м.

Карбонатная толща выражена серыми и темно-серыми органогенно-детритовыми известняками с прослоями глинистых и

рифогенных известняков, известняковых брекчий. Доломитизированные известняки и известняковые брекчии закарстованы. Толщина составляет 300-320 м, а отложений нижнетурнейского подъяруса – 450-500 м.

В восточных зонах краевого прогиба и Тоболо-Ишимском палеозойском бассейне нижнетурнейский подъярус сложен серыми и темно-серыми стилолитизированными и интенсивно закарстованными органогенно-детритовыми и гранулировано-перекристаллизованными известняками с маломощными прослоями глинистых известняков, разнозернистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Толщина изменяется от 200 до 250 м.

Верхнетурнейский подъярус литологически почти не отличается от карбонатной толщи нижнего подъяруса и связан с ней постепенным переходом. На преобладающей части рассматриваемой и соседней с юга территории верхнетурнейские отложения представлены органогенно-детритовыми и шламмовыми известняками с прослоями рифогенных, глинистых, глинисто-шламмовых и кристаллически зернистых известняков, а также аргиллитов. Встречаются прослой известняковых брекчий толщиной до 25 м, иногда мергелей – до 10 м. Толщина отложений подъяруса изменяется от 180 до 380 м.

Скважина ВК-44, пробуренная вблизи параметрической скв. КУ-1, в интервале 429,5-541,0 м вскрыла верхнетурнейскую карбонатную толщу, сложенную известняками и глинистыми известняками с примесью силикатного песчаного материала.

Визейский ярус (С_{1v})

Отложения визейского яруса по фауне фораминифер, брахиопод, кораллов и по литологии расчленяются на нижний и средний подъярусы и окский надгоризонт, соответствующие аналогам малиновского, яснополянского и окского надгоризонтов Восточно-Европейской платформы.

Отложения визейского яруса в объеме нижнего подъяруса вскрыты только скважиной КУ-1. Они представлены органогенно-обломочными известняками, сероцветными и красноцветными песчаниками и глинистыми породами. В нижневизейских отложениях в скважине КУ-1 по пяти образцам фиксируется уровень градации МК₂. В то же время два образца из этой же скважины преобразованы до уровня МК₃ и даже АК₁. Полученные данные свидетельствуют, что в некоторых случаях степень катагенеза витринита может увеличиваться по локальным причинам, например, по проявлениям тектонического стресса в каких-то зонах, и не отражать общее состояние [65; 84].

Нижневизейский подъярус в западных зонах краевого прогиба литологически выражен последовательно сменяющимися вверх по разрезу тремя толщами.

Нижняя толща с постепенным переходом залегает на алевритисто-глинистых известняках верхнетурнейского подъяруса и представлена органогенно-детритовыми известняками темно-серого цвета. Иногда встречаются прослойки порфиринов и их туфов. Толщина около 100 м.

Средняя толща сложена глинисто-алевритовыми известняками алевритисто-шламмовой структуры и слоистой текстуры. Толщина около 125 м.

Верхняя, толщиной 100-120 м, литологически выражена глинистыми шламмовыми известняками, темно-серыми до черных, тонко- и мелкокристаллической структуры, слоистыми. Толщина отложений подъяруса около 350 м.

В приосевых и восточных районах краевого прогиба нижневизейские отложения представлены монотонной толщей органогенно-детритовых и глинистых известняков, содержащих в нижней части толщи малой толщины прослойки аргиллитов, в средней – вулканомиктовых песчаников и в верхней – алевролитов и аргиллитов. Среди известняков встречаются малой толщины прослойки рифогенных известняков. Толщина отложений подъяруса изменяется от 200 до 520 м.

В составе нижневизейского подъяруса (в районе скважин ВК-34, ВК-37, ВК-40, ВК-54 и КУ-1) выделяются четыре толщи.

В нижней – песчано-известняковой – распространены петрокластические полевошпатовые граувакки (плаггиоклазов до 50-60 %, обломков пород 35-50 %, кварца – 1-5 %, встречаются пластинки биотита, округлые комочки окисленного глауконита), много фрагментов неравномерно распределенных скелетных остатков. Среди обломков пород выявлены вулканиты основного и/или среднего состава с гиалопилитовой, реже интерсертальной и пилотакситовой структурами основной массы. Обнаруживаются зерна с фельзитовой и микрогранитной структурами. Обломки вулканитов угловатые и округленные, иногда (основные вулканиты) пористые со сложной формой. Плаггиоклазы – угловатые, реже оскольчатые, чистые, слабоизмененные. По ним местами развивается только кальцит. Вулканические породы основного состава в той или иной степени изменены – замещены глинистыми минералами, частично карбонатами, пиритом, гидроксидами железа. По данным измерений угла максимального симметричного погасания, а также микронзондовых исследований, плаггиоклазы в рассматриваемых песчаниках относятся к андезину-лабрадору (An_{45-55}). Среди них присутствуют зональные кристаллы. Наряду с главными пороодообразующими компонентами в породе содержатся (от 5 до 50 % всех зерен) округлые комочки перемытого,

окисленного бледно-зеленого глауконита, иногда слабо-буроватого с агрегатной (чешуйчатой, волокнистой) структурой, встречаются единичные пластинки слюды, замещенные глауконитом. Часто этот минерал выполняет поры мшанок. В песчаниках много фрагментов неравномерно распределенных скелетных остатков: членики криноидей, обрывки разнообразных мшанок, встречаются обломки брахиопод, остракод и зеленых водорослей, растительный детрит. Цемент поровый и пленочный, глинистый (монтмориллонит и каолинит), а также кальцитовый — коррозионный крупномозаичный. Занимает до 20-30 % (кальцитовый иногда до 40 %) площади шлифа.

Вторая толща красноцветных песчаников и аргиллитов сложена неравномерно чередующимися мелко- и тонкозернистыми (реже среднезернистыми) глинистыми песчаниками и песчанистыми аргиллитами. Подчиненное значение имеют грубообломочные породы — крупно- и грубозернистые песчаники и гравелиты толщиной до 5-7 м.

Песчаники красноцветной толщи представлены петрокластическими полевошпатовыми граувакками (с содержанием обломков пород 65-70 %, плагиоклазов 25-35 %, кварца 1-5 %), а также собственно граувакками (с количеством обломков пород до 75-90 %, плагиоклазов 10-25 %, при том же низком содержании кварца 1-5 %). Обломки пород представлены главным образом вулканитами основного и/или среднего состава с интерсертальной, гиалопилитовой, гиалиновой, иногда пилотакситовой структурами. Среди крупных обломков выявлены разности с миндалекаменной текстурой. Гораздо реже (несколько процентов) содержатся зерна кислых вулканитов. Породы основного состава в разной степени изменены: ожелезнены, реже хлоритизированы, замещены агрегатами пирита, полуокатанные и угловатые, имеются удлиненные и изогнутые разности, иногда с выступами и шипами. В единичных случаях встречаются зерна кварц-хлоритовых сланцев с гранобластовой и лепидогранобластовой основной массой. Плагиоклазы чистые, крайне слабоизмененные. Редко по ним развивается карбонат, еще реже — каолинит. По данным микрозондового анализа, плагиоклазы (нередко зональные) представлены андезинами An_{40-50} . Довольно часто они содержат включения призмочек апатита и пятна раскристаллизованного стекла. Кварц (иногда оплавленный) также относительно чистый, с равномерным погасанием, с включениями минералообразующей среды и нередко раскристаллизованного стекла. Зерна плагиоклаза и кварца угловатые, иногда оскольчатые. Среди обломочных зерен встречаются единичные кристаллы апатита. Характерно, что с уменьшением размера аллотигенных обломков в песчаниках количество зерен полевых шпатов не увеличивается, а часто уменьшается. Цемент глинистый, пленочный и поровый, иногда ярко-зеленый, чешуйчатый, представленный смесью монтмориллонита, иллита и смешанослойного минерала. Чаще

встречаются тонкочешуйчатые (монтмориллонитовые) разновидности. Имеется также более поздний цемент, представленный оксидами железа, редко коррозионным кальцитом и доломитом. Карбонатный цемент иногда занимает 20-30 % шлифа, в остальных случаях от 5 % (некоторые пленочные) до 15-20 % (пленочные и поровые).

В красноцветных песчаниках и аргиллитах нижнего визе гипс и ангидрит местами кристаллизуются в центральных частях пор и микрожеод, так же как и в нижнем турне выполняют разномасштабные трещины. Песчаники третьей, песчано-известняковой толщи, такие же петрокластические полевошпатовые граувакки (плагиоклазов 35-40 %, кварца менее 5 %) и собственно граувакки (плагиоклазов 15-25 %, кварца менее 5 %). В песчаниках верхней красноцветной толщи плагиоклазов 15-20 %, кварца – 2-3 %.

Собственно глинистая порода, чередующаяся с песчаниками, однородная или комковатая (песчанистая). Однородный аргиллит с пелитовой структурой сложен тонкими, удлинёнными, спутанными чешуйками и волокнами монтмориллонита, причем местами чешуйки ориентированы и придают породе вид монокристалла. Криптозернистый аргиллит, по данным рентгеновского, термического, микронного и электронно-микроскопического исследований, представляет собой агрегат монтмориллонита и кварца. Эта порода (желтовато-бурая в скрещенных николях, буроватая в параллельных) также ведет себя как монокристалл и характеризуется волнистым погасанием, что свидетельствует об одинаковой оптической ориентировке частиц кварца и глинистого минерала. В массе комковатой породы наряду с обломками неизмененного плагиоклаза и кварца просвечивают более темные комки, представляющие собой фрагменты разложенных обломков пород. Состав глинистых минералов здесь такой же, как и в однородной глине. Обычными являются мелкие гнезда микрочешуйчатого каолинита. В некоторых образцах в глинистой породе присутствуют многочисленные микроризоиды, обнаруживаются споры растений.

В глинистых породах нижнего визе монтмориллониты нередко встречаются в виде мелкочешуйчатых агрегатов совместно с криптокристаллическим кварцем, что характерно для бентонитов и, следовательно, подтверждают наличие пирокластического материала. По данным рентгенофазового анализа, монтмориллонит здесь представлен кальциево-магниевой разновидностью, указывающей на основной состав субстрата [65; 84].

Песчаники верхней песчано-известняковой толщи по петрографическому составу почти не отличаются от красноцветных. Это такие же петрокластические полевошпатовые граувакки с содержанием обломков пород около 60 %, плагиоклазов 35-40 %, и очень низким

количеством кварца (менее 5 %), а также собственно граувакки с количеством обломков пород до 75-80 % и 15-25 % плагиоклазов, при низком содержании кварца. Обломки пород представлены вулканитами основного и/или среднего состава, сильноизмененными (в основном ожелезненными). Имеются редкие обломки с фельзитовыми структурами основной массы (дациты или риолиты). Плагиоклазы и кварц чистые, слабоизмененные, по плагиоклазам развивается большей частью кальцит.

В верхней красноцветной толще песчаники соответствуют петрокластическим грауваккам – обломки пород около 80 %, плагиоклазы 15-20 %, кварц 2-3 %. Обломки пород состоят главным образом из вулканитов основного и/или среднего состава. Они ожелезнены, по ним развивается пирит. Тем не менее, нередко просвечивает микролитовая структура. Плагиоклазы большей частью замещены микроагрегатным глинистым минералом, они распознаются по форме и нередко сохранившимися теням трещин спайности. Кварц относительно чистый, с равномерным погасанием. Цемент глинистый, тонкочешуйчатый, пленочный и поровый. Занимает площадь около 15-20 % шлифа. Имеется также более поздний цемент, представленный гидроксидами железа.

В песчаниках цеолиты обычно фиксируются лишь в виде следов анальцима, несмотря на обилие свежих плагиоклазов и обломков вулканитов. И только в одном случае, в нижневизейских красноцветных песчаниках, в интервале 625,6-633,7 м (скв. КУ-1) был встречен клиноптилолит в количестве до 30 % от объема породы, хотя состав этого песчаника не отличается от выше- и нижележащих образований. Для клиноптилолита характерно высокое содержание железа (2,50-4,36 %), что придает ему красный цвет.

Средневизейский подъярус представлен серыми и темно-серыми известняками, частично доломитизированными, органогенно-детритовыми, среди которых часты прослой глинистых пелитоморфных и особенно рифогенных известняков. Наиболее существенным отличием толщи пород подъяруса от ниже- и верхневизейских является наличие широко встречающихся прослоев рифогенных известняков различной толщины и одиночных кораллов. Резко подчиненное значение имеют прослойки песчаников и алевролитов, иногда встречаются оолитовые известняки, а также известняковые брекчии. Толщина отложений подъяруса изменяется от 250 до 450 м. Породы этого возраста широко развиты в Тюменско-Кустанайском прогибе (около 60 % площади), меньше – в Зауральском поднятии.

Верхневизейские отложения представлены окским надгоризонтом и характеризуются зональной литологической изменчивостью.

В западных районах краевого прогиба по литологическому составу окский надгоризонт общей толщиной 400-420 м можно расчленить на пять горизонтов. В приосевых зонах прогиба в основании окского надгоризонта залегают серые известняковые брекчии толщиной 8-15 м, наличие которых в этих зонах свидетельствует об имевших место в начале окского подвека перерывах в осадконакоплении. Они состоят преимущественно из обломков органогенных известняков и доломитов, в подчиненном количестве – аргиллитов, вулканомиктовых песчаников. В кровельной части надгоризонта залегают кристаллически зернистые серые и темно-серые известняки толщиной 10-25 м и оолитовые известняки толщиной 5-10 м.

В восточных районах краевого прогиба и Тоболо-Ишимском палеозойском бассейне отложения данного возраста представлены серыми и темно-серыми органогенно-детритовыми и неравномерно доломитизированными известняками с прослоями толщиной до 5 м, рифогенных известняков. В верхних частях разреза встречаются малой толщины прослой вулканомиктовых песчаников, алевролитов и оолитовых известняков, реже – известняковых брекчий и конгломератов.

Толщина отложений окского надгоризонта непостоянна и изменяется от 420 до 100 м, уменьшаясь в направлении к Центральному Казахстану.

Серпуховский ярус (C_{1s})

Отложения серпуховского яруса по литологии, фауне фораминифер, брахиопод и кораллов можно разделить на две толщи – нижнюю и верхнюю, которые в свою очередь, делятся на ряд горизонтов.

Нижняя толща литологически и в толщинах непостоянна. В западных районах краевого прогиба она литологически представлена крупнообломочными брекчиями, вулканомиктовыми песчаниками с прослоями известняков, среднеобломочными полимиктовыми брекчиями, туфогенными известняками, сменяющимися кверху доломитизированными известняками, разнофрагментарными полимиктовыми брекчиями, переслаиванием органогенно-детритовых и доломитизированных известняков, известняковыми брекчиями. Толщина отложений около 300-350 м.

В составе обломков осадочных брекчий присутствуют известняки поздневизейского возраста. Брекчии разделяются прослоями известняков, вмещающих фораминиферы и брахиоподы серпуховского возраста. Они свидетельствуют о том, что образование сравнительно

большой толщины брекчий происходит в подводных условиях и было, вероятно, вызвано перестройкой рельефа морского дна.

В приосевых зонах краевого прогиба можно выделить два типа отложений нижней толщи.

Первый тип представлен разнофрагментарными брекчиями, черными, слабо известковистыми алевролитами, песчаниками, переслаиванием серых и темно-серых органогенно-детритовых известняков и закарстованными доломитизированными известняками. Вскрытая толщина 180 м.

Второй тип отложений представлен вулканомиктовыми песчаниками с малой толщины прослойками оолитоподобных и оолитовых известняков с прослойками глинистых известняков.

В восточных зонах краевого прогиба отложения этой толщи представлены песчаниками зеленовато-серыми, вулканомиктовыми, органогенно-детритовыми известняками, переслаиванием черных и зеленовато-серых известняков, аргиллитов, алевролитов и известняков тонкокристаллическими известняками и черными аргиллитами. В разрезах единичных скважин вскрыты прослойки ангидритов толщиной до 10 м. Общая толщина отложений нижней толщи изменяется от 80 до 260 м, увеличиваясь в восточном направлении. Литологический состав раннесерпуховских отложений указывает на начавшиеся с этого времени обмеление морского бассейна и перестройку рельефа морского дна.

Верхняя толща связана с нижней постепенным переходом. Она несет на себе следы дальнейшего обмеления каменноугольного моря – увеличивается в разрезе количество терригенных отложений, представленных алевролитами и песчаниками, насыщенными углефицированным растительным детритом. Для этой толщи также характерна довольно значительная фациальная изменчивость.

В приосевых зонах краевого прогиба отложения верхней толщи литологически сложены:

- оолитовыми, органогенными и глинистыми известняками с прослоями аргиллитов, алевролитов, разнозернистых песчаников и рифогенных известняков (толщина 70-210 м);

- серыми и темно-серыми органогенно-детритовыми известняками с прослоями глинистых и рифогенных известняков, полимиктовых песчаников, алевролитов и аргиллитов (толщина 80-260 м);

- ритмично переслаивающимися серыми и темно-серыми алевролитами, аргиллитами, известняками, песчаниками, оолитовыми известняками и известняками, брекчиями. Толщины прослоев известняков и частота их в разрезе постепенно убывают вверх по разрезу, а аргиллитов, алевролитов и песчаников – наоборот. Толщина

позднесерпуховских отложений изменяется от 250 до 600 м, увеличиваясь в восточном направлении.

Средний отдел (С₂)

Отложения закартированы в пределах Матвеевской синклинали Валерьяновского синклинория и в грабеновых структурах северо-восточного простирания – Дубровинской и Карасинской депрессиях. В Матвеевской синклинали отложения представлены вулканогенно-осадочными породами. Осадочная часть разреза представлена зелено-серыми мелкозернистыми вулканомиктовыми песчаниками, алевролитами, серыми органогенно-детритовыми известняками и известковыми песчаниками с фауной фораминифер башкирского яруса. Вулканические образования представлены пироксен-плагиоклазовыми, роговообманково-плагиоклазовыми порфиритами и кристаллокластическими туфами основного и среднего состава.

Палеонтологически охарактеризованные среднекаменноугольные отложения имеют не повсеместное площадное развитие.

В Денисовско-Шадринской зоне – это известняковые конгломераты толщиной до 30 м с прослоями известняков, содержащих фауну брахиопод, серые известковистые песчаники толщиной 120 м, с фауной брахиопод, глинисто-известковистые аргиллиты. Общая толщина 170-180 м.

В обнажениях по берегам реки Уй (пос. Биткуевский): известняки, подстилающиеся слоем конгломератов, залегающих трансгрессивно на пестроцветных глинистых аргиллитах, вероятно среднепалеозойского возраста. В известняках была найдена фауна фораминифер каширского и подольского возрастов. Видимая толщина около 130 м.

На реке Миасс, у пос. Большое Баландино, известняки органогенные, органогенно-обломочные, органогенно-шламовые и водорослево-фораминиферовые содержат богатый комплекс фораминифер башкирского возраста. Толщина отложений составляет 150 м.

Башкирский ярус (С_{2b})

Отложения башкирского яруса представлены преимущественно лагунно-континентальными и континентальными терригенными заглипсованными, а также терригенно-карбонатными и в подчиненном количестве – вулканогенно-терригенными породами. В приосевых зонах краевого прогиба встречаются морские карбонатные отложения, а в

западных по литологическому составу делятся на три толщи. Они впервые и достаточно полно описаны Н.П. Кирдой [39].

Разрезы башкирского яруса в Курганской области вскрыты скважинами №№ 5 и 6 на Дуванкульском сейсмическом профиле и Дмитриевской параметрической скважиной. Они представлены буровато-коричневыми песчаниками, алевролитами и гравелитами с редкими прослоями эффузивов среднего состава, известняков, аргиллитов и ангидритов, залегающих полого (под углами до 10^0). Толщина отложений яруса не установлена, вскрытая составляет 450 м, оценивается в 750-800 м.

Вскрытые разрезы башкирского яруса неоднотипны. В верхних частях разрезов появляются прослои туфов андезитовых порфиритов и андезитовые порфириты, свидетельствующие о проявлении в это время вулканической деятельности, которая, вероятно, в позднебашкирское время выразилась в излиянии лав андезитового состава. Наличие среди порфиритов прослоев туфов такого же состава свидетельствует об эруктивно-эксплозивном характере извержений, вероятно, связанных с развитием глубинных разломов. Однако энергия эксплозивной деятельности в целом была умеренной, поскольку туфы не содержат резургентных обломков. Периоды ее были сравнительно кратковременными, о чем свидетельствуют небольшие толщины прослоев туфов. Наличие прослоев известняков среди порфиритов (Дмитриевская скважина), сероцветный с зеленоватым оттенком и буровато-коричневый облик эффузивов, их интенсивная карбонатизация говорят о том, что вулканическая деятельность происходила как в континентальных, так и в прибрежно-морских условиях. Полная толщина пород башкирского яруса не определена, вскрытая достигает 1000 м.

Московский (?) ярус (C_2m)

Московский (?) ярус представлен только нижней частью, которая сложена мелкозернистыми глинистыми известняками с прослоями органогенно-обломочных, фораминиферовых и фораминиферо-водорослевых известняков, содержащих фораминиферы низов московского яруса. Видимая толщина 60 м. В обнажениях по берегам рек Синара и Багаряк у дер. Чайкино башкирский ярус начинается светло-серыми и розовато-серыми тонкослоистыми песчаниками и известняками с фауной брахиопод, залегающими на серпуховских известняках. Толщина известняков 20-30 м. Выше залегает толща в 50-60 м известняковых конгломератов и глинистых известняков. Московский ярус в этом районе внизу сложен песчаниками и глинистыми сланцами, чередующимися с известняками, а вверху – с конгломератами. Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые, косослоистые. Глинистые сланцы бурые и красновато-серые, мелкозернистые, косослоистые, иногда с зеленоватым оттенком, и

преобладают над песчаниками. Конгломераты, завершающие разрез среднего карбона, характеризуются довольно четкой слоистостью и плохой сортировкой. В составе обломков около 80 % нижнекаменноугольных известняков, а остальная часть галек – эффузивные породы. Суммарная толщина среднекаменноугольных отложений в районе дер. Чайкино 275 м.

В Дубровинской и Карасинской депрессиях вскрыты отложения московского яруса, для которых характерно широкое развитие грубообломочных красноцветных терригенных пород полимиктового состава. Среди отложений преобладают конгломераты, конгломератобрекчии, гравелиты, песчаники, в меньшей степени – алевролиты. Состав обломочного материала, его плохая сортировка и слабая обработка обломков свидетельствуют о его ближнем сносе (грабеновая фация).

Отложения московского (?) яруса фаунистически обоснованы слабо. В современных тектонических структурах они выполняют отрицательные, преимущественно небольшие по размерам формы, изучены в разрезах единичных скважин на Кустанайском опорном профиле, Новонежинской и Щербаковской площадях (Н.П. Кирда, 1974 г.), в скважинах Дуванкульской № 6 и Дмитриевской № 1 (Н.П. Кирда, 1985 г.).

В пределах Тоболо-Ишимского палеозойского бассейна фаунистически охарактеризованные отложения среднего карбона вскрыты рядом скважин на территории Кустанайской области, прилегающей к Курганской области, где представлены башкирским и московским ярусами.

Позднесерпуховские отложения связаны с башкирскими через зону переслаивания, которая по литологическому составу пород делится на два типа. В западных районах – это тонкоритмично переслаивающиеся известковые и загипсованные сероцветные и красноцветные алевролиты толщиной 12-15 м. В центральных районах бассейна – коричневые, буровато-коричневые и серые полимиктовые и вулканомиктовые песчаники и алевролиты с серыми и темно-серыми разнокристаллическими известняками, иногда рифогенными. Единичными скважинами здесь же вскрыты малой толщины (до 3 м) прослой гипсов и ангидритов. Толщина этих отложений изменяется от 0 до 70 м.

В пределах Зауральского краевого прогиба они представлены вулканомиктовыми и полимиктовыми песчаниками, часто гравелитовыми, содержащими прослой гравелитов, алевролитов, аргиллитов, очень редко – известняков. Последние, вероятно, залегают линзовидно. Алевролиты, песчаники и гравелиты фациально замещаются. В верхних частях разреза появляются вулканогенные породы, представленные базальтовыми порфиритами, содержащими малой толщины прослой туфов смешанного состава и туфолав. Для пород этого возраста характерна бурая, с различными оттенками, окраска, а для терригенных – неравномерно

обломочная структура и плохая сортировка кластического материала. Вскрытая толщина отложений около 1000 м.

В пределах Ишимской зоны палеозойского бассейна отложения этого возраста вскрыты Дмитриевской скважиной № 1 в интервале 2285-1405 м и представлены двумя толщами. Нижняя, карбонатная, толщиной 465 м (2285-1820 м) сложена известняками с прослоями туфов кристаллолитокластических, лав, каолинизированных андезитов-дацитов, кварцевых порфиров и нацело карбонатизированных андезитовых порфиритов. Верхняя, вулканогенно-карбонатная, толщиной 415 м (1820-1405 м) литологически сложена известняками с прослоями вулканомиктовых алевролитов и песчаников, содержащих прослойки эффузивных пород среднего состава.

Верхний отдел (Сз)

Верхнекаменноугольные отложения известны в Приишимье, где они изучены только в Новомихайловской впадине и Дмитриевской параметрической скважине. Они датируются по аналогии с кайрактинской свитой Тенизской впадины. В Новомихайловской впадине сохранившиеся от размыва отложения видимой толщиной в 250 м представлены чередующимися красноцветными алевролитами и аргиллитами с прослоями глинистых розово-серых известняков. В Дмитриевской параметрической скважине № 1 (интервал 1405-920 м) разрез представлен туфогенно-осадочными породами: вулканомиктовыми алевролитами, песчаниками и гравелитами на глинистом цементе, с прослоями туфов андезито-базальтовых порфиритов. Базальным горизонтом являются вулканомиктовые гравелиты и песчаники с фауной моллюсков, брахиопод и иглокожих. Р.Г. Градиановой (Институт геологии и геофизики СО АН СССР) по деформированным створкам брахиопод удалось определить нижнекаменноугольный возраст составляющих гравелиты обломков.

Пермская система (Р)

В Зауральском краевом прогибе пермские отложения впервые установлены в районе оз. Сугояк, оз. Тюнтюгур и в разрезе Лебяжьевской (Курганская область) структурно-картировочной скважины № 1. В районе оз. Сугояк, по описанию Н.П. Малаховой, они представлены аргиллитами с прослоями известняков и гипса.

В Лебяжьевской скважине верхнепермские отложения сложены буровато-коричневыми, коричневатосерыми и серыми известняковыми аргиллитами и алевролитами, содержащими прослойки серых и буроватосерых гравелитов, песчаников, известняков, базальтовых и диабазовых порфиритов. В темно-серых аргиллитах из интервала 1055-1058 м Т.А.

Казминой найдены и определены остракоды, которые описаны М.И. Мандельштамом из отложений ильинской свиты (верхняя половина верхней перми) Кузнецкого бассейна и распространены в татарском ярусе р. Сухоны Вятских увалов Эмбенской нефтеносной области и в Республике Татарстан.

Верхнепалеозойские нерасчлененные отложения

Нерасчлененные верхнепалеозойские отложения в пределах Южного Зауралья и сопредельных районов Западной Сибири развиты довольно широко. Представлены они толщинами красноцветных континентальных осадочных и вулканогенных пород, вскрыты большим количеством скважин.

Объединение их в единое стратиграфическое подразделение в пределах Вагай-Ишимской впадины обусловлено слабой литологической и палеонтологической изученностью этих отложений. Залегают они с перерывом на девонских и турнейских отложениях, перекрываются триасовыми породами или отложениями коры выветривания и нижнемеловыми породами.

Выделяются три наиболее характерных типа разреза: карбонатно-терригенный, грубообломочный терригенный и терригенный алевролит-аргиллитовый.

Первый тип разреза представлен известняковыми песчаниками и алевролитами, органогенно-детритовыми известняками с маломощными (не более 1 м) прослоями углистых алевролитов и аргиллитов. В карбонатных породах встречается большое количество фауны (брахиоподы, фораминиферы, криноидеи) предположительно башкирского яруса. Грубообломочные терригенные породы представлены красновато-коричневыми конгломерато-брекчиями, условно отнесенными к отложениям московского яруса. К пермским отложениям отнесены вишнево-коричневые аргиллиты и алевролиты, слабо литифицированные, с примесью карбонатного материала. В них выделен комплекс остракод предположительно позднепермского возраста (татарский ярус?).

В Денисовско-Шадринской зоне нерасчлененные верхнепалеозойские отложения обнажаются по р. Тобол и Арчаглы, представлены мощной толщей конгломератов с линзами и прослоями песчаников, реже – алевролитов. Конгломераты буровато-серые, фиолетово-серые, буровато-красные, реже – зеленовато-бурые. В верхах толщи конгломераты мелкогалечные, ниже по разрезу – крупногалечные, часто с включениями валунов известняков размером до 35 см. Состав галек разнообразен: кремнистые породы, эффузивы, метаморфические породы, красноцветные песчаники и алевролиты, в

нижней части разреза преобладают гальки известняков. Сортировка галек плохая. Цементирующей массой служит песчано-глинистый полимиктовый материал. Слоистость конгломератов, характеризующаяся частым и незакономерным выклиниванием, резким увеличением толщин слоев на коротких расстояниях, свидетельствует о формировании толщ временными потоками в условиях резко расчлененного рельефа, т.е. представляет собой предгорные молассовые образования. Песчаники играют подчиненную роль и среди конгломератов образуют линзы и незначительные прослои. Видимая толщина 700 м.

В пределах Зауральского краевого прогиба позднепалеозойские отложения представлены эффузивными, пирокластическими и нормально-осадочными породами (песчаниками, алевролитами, аргиллитами, гравелитами и конгломератами). Толщина их превышает 1200 м. В пределах краевого прогиба и юго-западной части Западной Сибири разрезы этого возраста описаны в работах Н.П. Кирды (1974, 1976, 1985 гг. и др.) (рисунок 1.8.).

В разрезе Варгашинской скважины № 10 они представлены мощной толщей конгломератов, гравелитов, содержащих прослои вулканомиктовых и полимиктовых песчаников, тела андезитобазальтовых порфиритов, риолитов, кварцевых и дацитовых порфиритов. Конгломераты и гравелиты характеризуются зеленовато-серой, серовато-коричневой, светло-серой и красновато-коричневой окраской, разнообломочной структурой и плохой сортировкой обломочного материала. Состоят они из обломков эффузивных пород, вулканомиктовых и полимиктовых песчаников, алевролитов, аргиллитов, туффитов и известняков преимущественно нижнекаменноугольного возраста, сцементированных базального типа песчано-алевритовой массой. Вскрытая толщина достигает 1200 м. Одновозрастные аналогичные по составу и генезису толщи вскрыты в ряде пунктов Курганской и Тюменской областей [63, 64, 76, 112].

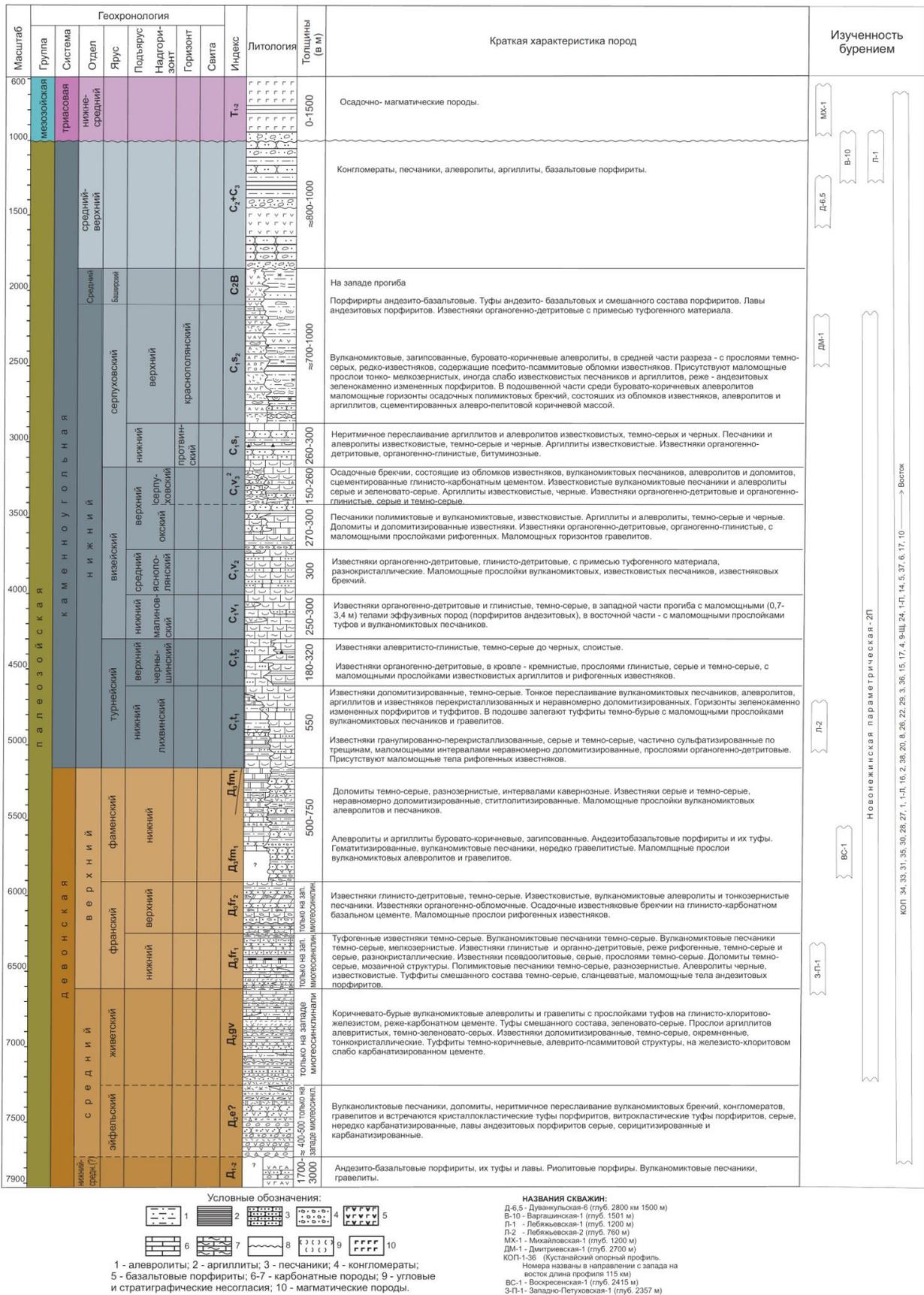


Рисунок 1.8 – Сводный разрез девонских и каменноугольных отложений Зауральского краевого прогиба

Мезозойская эратема (MZ) Триасовая система (T)

Стратиграфические схемы мезозоя Западной Сибири впервые принимались на Межведомственном стратиграфическом совещании в 1956 г., проходившем в г. Ленинград (институт «ВСЕГЕИ»). В обсуждении стратиграфических схем принимали участие представители более 20 организаций.

Наибольший вклад в разработку стратиграфии Западно-Сибирского бассейна внесли Н.Н. Ростовцев, Ф.Г. Гурари, И.И. Нестеров, Н.И. Байбородских, В.С. Бочкарев, Г.К. Боярских, Ю.В. Брадучан, М.С. Месежников, А.А. Булыникова, И.Г. Климова, И.Г. Зальцман, Н.Х. Кулахметов, П.Ф. Ли, А.Н. Резапов, З.З. Ронкина, В.Н. Сакс, С.Б. Шацкий и др.

Стратиграфия мезозойских отложений наиболее полно освещена в работах П.Ф. Ли, О.В. Равдоникас (1960); З.Т. Алескеровой, П.Ф. Ли, Т.И. Осыко, Н.Н. Ростовцева (1958); В.С. Бочкарева, Г.К. Боярских и др. (1965); Б.В. Топычанова (1968); Ю.Н. Карогодина (1969); В.Г. Елисеева, И.И. Нестерова (1971); И.И. Нестерова, Н.Н. Ростовцева, Г.С. Ясовича (1977) и др.

Основная масса новых сведений по палеонтологическому обоснованию и биостратиграфии изложена в многочисленных публикациях сотрудников «Главтюменьгеологии», «ЗапСибНИГНИ», «СНИИГГиМС», «ИНГГ СО РАН» и др.

Триасовые отложения вскрыты большим числом глубоких скважин, достаточно подробно описаны в многочисленных работах (В.С. Бочкарев, Н.П. Кирда и др.) [21, 104].

Породы триасового возраста широко развиты в пределах рассматриваемой территории и изучены преимущественно во впадинах и депрессиях, где они залегают несогласно, с размывом и угловатыми несогласиями на различных по возрасту палеозойских толщах. Наиболее крупные триасовые депрессии: Суэрская, Хуторская, Лебяжьевская, Армизонская, Пресновская. Их площади достигают, соответственно, 2000, 1000, 900, 400 и 250 км².

Песчаники, присутствующие в триасовых грабенах, по данным А.М. Пумпянского [105], характеризуются значительной изменчивостью. Например, в скв. ВК-43 развиты туфопесчаники, состоящие из обломков основных пород, в меньшей степени кварцевых порфиров и гранит-порфиров. В скважинах ВК-41 и ВК-46 песчаники имеют аркозовый состав. Они сложены преимущественно зернами кварца, полевых шпатов и фрагментами интрузивных пород (гранитов, диоритов).

Суэрская и Хуторская депрессии представляют эрозионно-тектонические структуры, слабо выражающиеся в гравитационном поле

и хорошо прослеживающиеся по повышенному характеру магнитного поля. Пресновская депрессия – типичный грабен, хорошо выражается в физических полях минимумов силы тяжести линейной формы и локальными положительными магнитными аномалиями на общем отрицательном фоне.

В составе триасовых отложений выделяются две толщи: туринская ($T_{1-2} tr$) и челябинская (T_{2-3}) серии.

Туринская серия ($T_{1-2} tr$)

Туринская серия выделена Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. по р. Тура, левому притоку р. Тобол. Породы туринской серии широко развиты в пределах территории Курганской области и вскрыты большим количеством скважин (ВК-40, 41, 42, 43, 50, 59; НЛ-1, НПС-1, КХ-220, ЭЛ-32-36 и др.) (рисунки 1.9. и 1.10.), выполняя эрозионно-тектонические и тектонические депрессии на поверхности фундамента – Ильинско-Борисовскую, Далматовскую, Песчанскую, Восточно-Песчанскую, Каясановскую, Карасевскую, Юламановскую, Октябрьско-Кочердыкскую, Суерскую, Армизонскую, Хуторскую, Лебяжьевскую и Пресногорьковскую. Отложения залегают с резким угловым несогласием на палеозойских породах, перекрываются согласно карашиликской серией и несогласно челябинской серией (Т) и нижнемеловыми породами. Возраст отложений туринской серии установлен по многочисленным находкам в осадочных породах фауны и флоры, по выявленным спорово-пыльцевым комплексам, а также по определению абсолютного возраста базальтов и риолитов. Породы туринской серии – единственные породы доюрского фундамента, выходящие на дневную поверхность на территории Курганской области: в Катайском районе у с. Борисово, где в западной краевой зоне Ильинско-Борисовской депрессии в обнажениях вдоль р. Синары на протяжении 3 км можно наблюдать почти непрерывный разрез эффузивной толщи этих отложений (по Н.Б. Малютину, 1977 г.); в Далматовском районе у с. Першинского на Першинском месторождении строительного камня. Разрез нижней части туринской серии по р. Синара между с. Зырянским и д. Чернушка представлен липаритами (риолитами), дацитами, туфолавами липаритов, фельзитами, сферолитовыми лавами липаритов, базальтами, туфами и туфолавами базальтов, песчаниками с прослоями углисто-глинистых аргиллитов с остатками флоры, полимиктовыми конгломератами.

В основании серии залегают пестроцветные полимиктовые базальные конгломераты или гравелиты, состоящие из галек осадочных и эффузивных пород размером до 10 см в поперечнике, встречаются

брекчии. Серия сложена многократно чередующимися эффузивами (преимущественно базальтового состава) и осадочными породами.

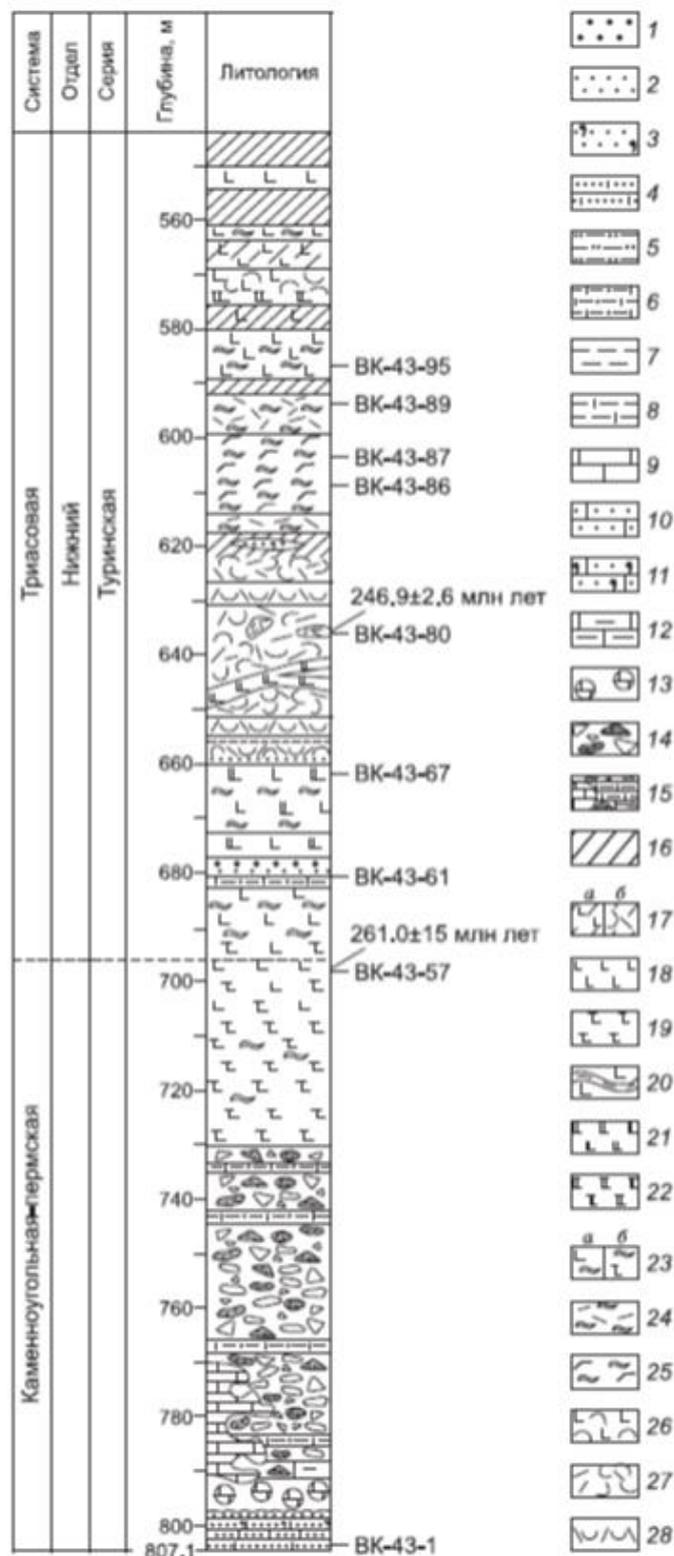


Рисунок 1.9 – Разрез триасовых отложений, вскрытых в скв. ВК-43 (по Сараеву С.В., Батуриной Т.П., Травину А.В., 2011 г. [120]).

Условные обозначения : 1 – гравелиты; 2 – песчаники; 3 – песчаники с глауконитом; 4 – песчаники известковые; 5 – алевроаргиллиты; 6 – карбонатно-алевроглинистые породы; 7 – аргиллиты; 8 – известковые аргиллиты; 9 – известняки; 10 – песчаные, песчанистые известняки; 11 – песчанистые известняки с глауконитом; 12 – глинистые известняки; 13 – конгломераты известняковые; 14 – известняковые брекчии, конгломератобрекчии; 15 – карстовые брекчиевые известняки с реликтами субстрата; 16 – коры выветривания, красноцветные железистые кирасы; 17 – палеовыветрелые породы: а – базальты, б – кислые вулканиты; 18 – базальты; 19 – порфиновые базальты; 20 – фрагменты слойков осадочных пород в базальтах; 21 – долериты, микродолериты; 22 – долериты порфировидные; 23 – лавобрекчии: а – базальтов, б – порфиновых базальтов; 24 – лавобрекчии риолитов; 25 – лавобрекчии риодацитов; 26 – туфы базальтов; 27 – туфы риолитов; 28 – тефroidы, туффиты риолитовые

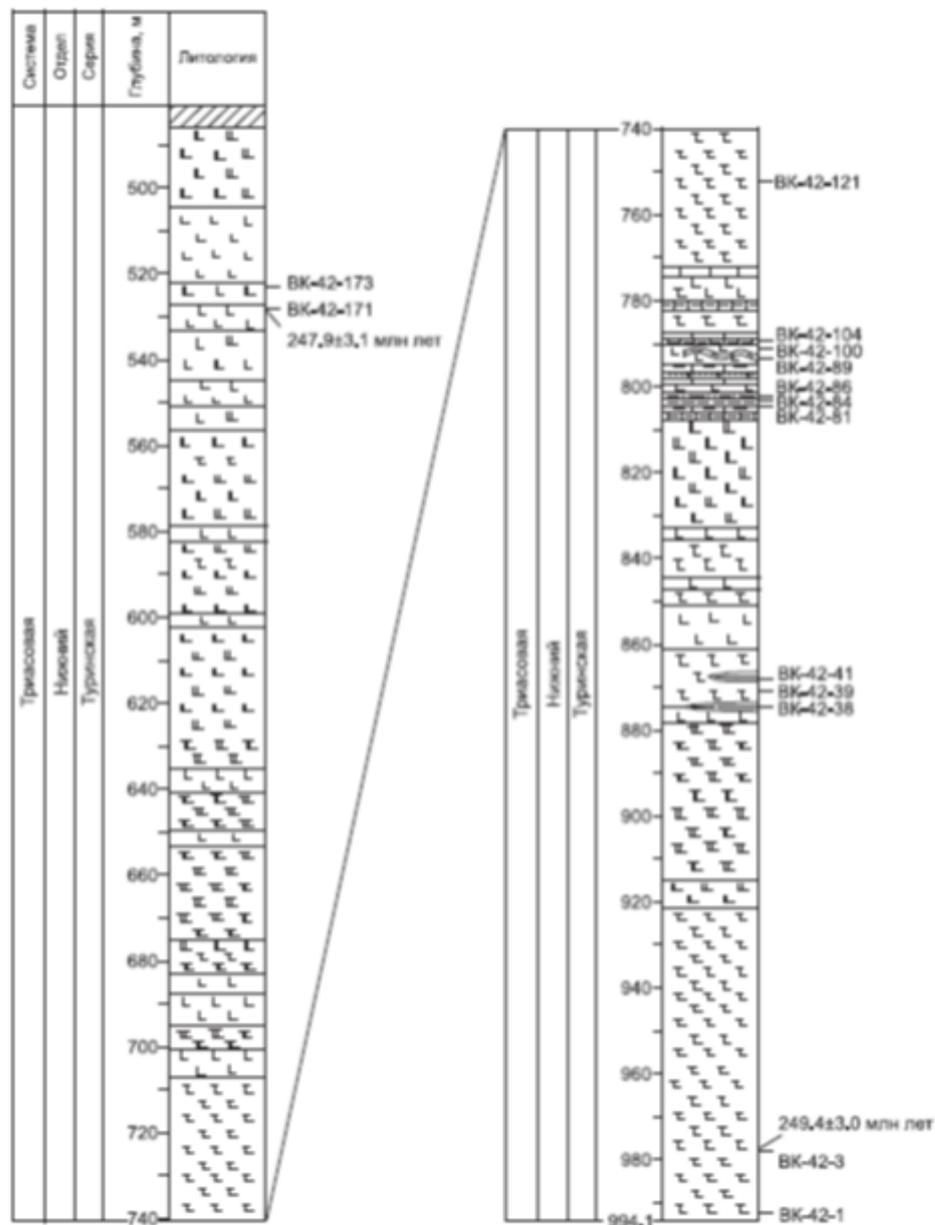


Рисунок 1.10 – Разрез триасовых отложений, вскрытых в скв. ВК-42

(по Сараеву С.В., Батуриной Т.П., Травину А.В., 2011 г. [120])

Строение довольно однообразное и заключается в последовательном наложении базальтовых лавовых покровов и подчиненных им осадочных прослоев (в Пресногорьковской грабен-синклинали скважиной ВК-42 вскрыта серия из 77 потоков). Часто потоки базальтов имеют хорошо выраженное зональное строение. Верхняя часть потока сложена миндалекаменными разностями, окрашенными в красно-бурые, сиреневые, темно-серые тона. Центральная часть представлена кристаллическими зернистыми базальтами (долеритами) или базальтовыми порфиритами темно-серого, почти черного цвета. В основании потоков развиты афанитовые разности.

Реже и неповсеместно присутствуют риолиты и риодациты, которые характерны для Ильинско-Борисовской, Далматовской, Песчанской и Хуторской депрессий. В зависимости от преобладания того или иного типа пород выделяются два основных типа разреза: вулканогенный и вулканогенно-осадочный. Первый тип представлен разрезами, сложенными эффузивными породами. Эффузивный комплекс представлен непрерывным рядом пород от базальтов до липаритов.

Породы основного состава, образующие самую распространенную группу, представлены черными, темно-серыми и зеленовато-серыми миндалекаменными базальтами, долеритами и стекловидными базальтами. Толщина покровов варьируется от десятков до сотен метров. В строении отдельных, наиболее мощных покровов наблюдается закономерное распределение базальтов различной степени раскристаллизации. Подошва и кровля покровов сложены миндалекаменными стекловатыми лавами с пузыристой текстурой, витропорфировой и гиалопилитовой структурами. В Центральной части покровов лавы сменяются полнокристаллическими базальтами и долерито-базальтами с массивной текстурой, пойкилитовой и офитовой структурами. Лавы и перемежающиеся с ними пирокластические и нормально-осадочные породы не затронуты региональным метаморфизмом. Среди эффузивных тел в разрезах многих скважин встречены горизонты сильно выветренных пород, что, безусловно, связано с периодичностью излияний в промежутках времени, между которыми ранее излившиеся покровы подвергались выветриванию. Толщины эффузивных и пирокластических покровов колеблются от нескольких до 250 и более метров.

Подобные геологические разрезы вскрыты скважинами ВК-54 (Бродокалмацкий профиль), ВК-57 (Курганский профиль) и ВК-42 (Еткульский профиль). Характерной особенностью строения туринской

серии в скв. ВК-42 является большая толщина базальтового разреза, однообразное строение и однородный петрографический и химический состав базальтов. Вскрытая толщина составляет 514 м.

Второй тип представлен разрезами, сложенными базальтами и эффузивами, чередующимися с грубообломочными терригенно-осадочными породами и с прослоями карбонатных образований. Они развиты преимущественно в Карасевской, Юламановской, Октябрьско-Кочердыкской и Суерской депрессиях, а также в отдельных блоках Армизонской и Пресногорьковской депрессий. В Юламановской депрессии среди осадочных пород вскрыты два пласта бурого угля толщиной 0,3 и 0,5 м.

Осадочные породы туринской серии представлены аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Подчиненное значение в разрезе имеют конгломераты и гравелиты. Аргиллиты серые до черных, коричневатосерые, зеленовато-серые и пестроокрашенные, большей частью слоистые. Темно-серые разности содержат растительный детрит. Редкая встречаемость прослоев осадочных пород свидетельствует о непрерывном эксплозивном характере излияний, происходивших, вероятно, из вулканических аппаратов трещинного типа, какими могли служить глубинные разломы. Некоторая смена характера излияний произошла в завершающий этап. Она фиксируется появлением в разрезе пирокластолитов, указывающих на эксплозивно-эффузивный характер извержений.

Схожие геологические разрезы вскрыты скважинами ВК-40 (Еткульский профиль), НЛ-1 (Курганский профиль). Вскрытая толщина достигает 200 и 300 м соответственно.

В разрезе скв. № 1 Лебяжьевской площади отложения среднего (анизийский ярус) триаса залегают с кратковременным размывом на верхнепермских отложениях. Они представлены буровато-коричневыми песчаниками и комковатыми аргиллитами, базальтовыми порфиритами, их туфами. Базальным горизонтом является гравелит серый, состоящий из обломков кварца, песчаников, известняков и эффузивных пород, сцементированных известковистым гидрослюдистокаолининовым цементом.

Разрез в скв. ВК-40 сложен терригенными породами и базальтами нижнего-среднего триаса [105]. Терригенная толща (659,2-700,5 м) представлена чередующимися грубозернистыми песчаниками (до гравелитов) и глинистыми породами.

В районе г. Тюмени породы этой серии вскрыты Тюменской опорной и Ярской (скв. № 3-р) скважинами. В обеих скважинах разрез туринской серии сложен чередующимися покровами основных эффузивов, туфов, конгломератов, алевролитов и аргиллитов. В основании вскрытого разреза присутствуют гипабиссальные породы (оливиновые габбро-диабазы).

Породы туринской серии содержат ниже-среднетриасовую флору, раковины пелеципод, остракоды – «*Pulviella ovalis*», «*Darwinula astajica*», плохо определимые остатки другой фауны и спорово-пыльцевые комплексы. Общая толщина стратиграфического подразделения, по геофизическим расчетам, достигает 1000 м.

Туринская серия с небольшим размывом либо согласно перекрывается породами челябинской серии.

Средний-верхний отделы (Т₂₋₃)

Отложениями среднего и верхнего отделов триасовой системы в пределах Южного Зауралья начинается угленосный комплекс нижнего мезозоя. Они выполняют седиментные впадины, имеющие в настоящее время ограниченное распространение. Представлены они континентальными образованиями – красноцветными конгломератами и гравелитами, переслаивающимися с песчаниками, реже – с алевролитами, сменяющимися вверх по разрезу переслаиванием зеленовато-серых обломочных и глинистых пород с прослоями бурого угля.

Карашиликская серия (Т₂₋₃ kr)

Отложения карашиликской серии вскрыты скважинами в южных частях Хуторской и Лебяжьевской депрессий. Они согласно залегают на породах туринской серии и перекрываются породами юрского и раннемелового возраста, представлены континентальными терригенными, преимущественно грубообломочными или гравийно-псаммитовыми породами – конгломерато-брекчиями, гравелитами, песчаниками, реже – алевролитами и аргиллитоподобными глинами. Обломочный материал представлен известняками нижнего карбона, гранитами, кварцем, полевыми шпатами, кислыми эффузивами.

Челябинская серия (Т₂₋₃ - J₁ ѓ)

Челябинская серия выделена Н.Н. Ростовцевым в Челябинском буроугольном бассейне в 1956 г. Отложения челябинской серии закартированы в западной части Октябрьско-Кочердыкской депрессии и в Архиповском грабене. Залегают с размывом на породах туринской серии, представлены красноцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками, алевролитами и аргиллитами. В разрезе серии преобладают аргиллиты и алевролиты, грубообломочные породы играют подчиненную роль. В породах отмечается почти постоянное присутствие углефицированных древесных остатков. Для этих отложений характерны

локальные минимумы силы тяжести и отрицательные значения магнитного поля (- 100 ÷ 300 нТл).

Типичные отложения этой серии вскрыты скв. ВК-41 (Еткульский профиль): это эффузивы, долериты, а также толщи глинистых и обломочных пород. Вариации разреза отложений среднего-верхнего триаса заключаются в основном в преобладающем разрезе обломочного материала, более или менее выраженном ритмичном характере строения и в изменении состава псефитового материала. Такие особенности рассматриваемых отложений, как аркозовый характер псаммитового материала, карбонатно-глинистый состав цемента, низкая степень литификации, сохраняются довольно устойчиво. Породы T_{2-3} немагнитные, их средняя плотность 2,4 г/см³. Вскрытая толщина (по скв. ВК-41) составляет 220 м, а общая толщина, по геофизическим расчетам, достигает 500 м. Эти отложения (T_{2-3}) согласно залегают на породах туринской серии T_{1-2} и перекрываются отложениями юры или нижнего мела.

Древние коры выветривания (КВ)

Коры выветривания как в пределах юго-запада Западно-Сибирской эпипалеозойской плиты, так и на всей территории Южного Зауралья и Западной Сибири, развиты почти повсеместно, отсутствуя лишь на отдельных возвышенных участках, откуда они перенесены последующим размывом. Развиты по палеозойским и триасовым породам. Выделяются коры выветривания площадного и линейного типов. Площадной элювий развит повсеместно, изменяясь по толщине от первых м до 60 м. Линейные коры, приуроченные к зонам разрывных нарушений, достигают толщины 100-120 м. В профиле кор выветривания снизу вверх выделяются три зоны: дезинтеграции, промежуточных и глинистых продуктов.

Кровля кор выветривания имеет плавную поверхность, сохраняя общий профиль мезозойской поверхности выравнивания. Подошва же кор – неровная, со значительными перепадами абсолютных отметок (до 700 м). Эти образования в пределах Курганской области повсеместно перекрываются рыхлыми мезозойско-кайнозойскими, начиная с верхней юры и более молодыми, осадками и представлены глинистыми, глинисто-терригенными породами зоны дезинтеграции и химического разложения материнских пород. В нижней части разреза кор выветривания обычно залегают породы, сохранившие текстурные и структурные особенности материнских пород, выше – в основном пестроцветные каолиновые глины.

Коры выветривания развиты по всем типам пород. Наибольшее распространение они имеют по карбонатным породам, с которыми связаны максимальные вскрытые их толщины. Образование значительных толщин кор выветривания связано с эрозионно-карстовыми понижениями, которые чаще всего приурочены к тектоническим зонам и

имеют линейный характер развития. По эффузивным породам они имеют незначительное распространение и меньшую толщину по сравнению с корами, связанными с карбонатными породами. Наконец, коры выветривания по терригенным породам – конгломератам, гравелитам, песчаникам, алевролитам и аргиллитам – представлены пестроцветными глинами с преобладанием коричневых, красноватых тонов, пластичными, каолинизированными, с обломками измененных пород. Возраст кор выветривания в пределах рассматриваемой территории датируется как дотриасовый на площадях, где палеозойские толщи перекрыты вулканогенно-осадочными породами триаса, и мезозойский, послеверхнетриасовый. Нижняя граница – поздняя юра и нижний мел – устанавливается по перекрытию отложениями соответствующего возраста.

Сиаллитные коры выветривания развиты по кислым и умеренно-кислым магматическим породам, обломочным осадочным образованиям и парасланцам ордовикского возраста. Наиболее полный профиль коры выветривания этого минералогического состава представлен гидрослюдисто-каолинитовым типом с максимальной толщиной около 60 м.

Ферритно-сиаллитные коры выветривания формируются по основным и средним магматическим породам и в наиболее полных разрезах представлены гидрослюдисто-гидрохлоритовым охристо-каолинитовым типом (максимальная толщина достигает 40 м). В неполных профилях, состоящих из зон дезинтеграции и промежуточных продуктов, гипергенные минералы представлены монтмориллонитом, гидрослюдой и гидрохлоритом.

Кора выветривания встречена во многих скважинах, пробуренных на рассматриваемой территории (скв. ВК-30, ВК-34, ВК-37, ВК-40, ВК-42, ВК-46, ВК-52-56, НЛ-1, НЧ-1 и др.).

Максимальная толщина, вскрытая скважинами, достигает 80-100 м (скв. № 1 Чистовская), но обычно не превышает 10-30 м.

Средняя плотность кор выветривания над кислыми эффузивами $1,75 \text{ г/см}^3$, над интрузивными и эффузивными породами основного и среднего состава $1,95-1,97 \text{ г/см}^3$, над осадочными породами $2,02-2,09 \text{ г/см}^3$, и увеличивается сверху вниз по разрезу, приближаясь к плотности материнских пород.

Юрская система (J)

Юрские отложения на рассматриваемой территории не имеют сплошного распространения и залегают в эрозионно-тектонических впадинах доюрских образований. Они представлены континентальными осадками нижнего-среднего (тюменская свита) и верхнего (таборинская свита) отделов.

Юрские отложения вскрыты многими скважинами на Дуванкульском, Еткульском, Березовском и Бродокалмакском опорных геолого-геофизических профилях.

**Нижний-средний отделы ($J_1 p - J_2 bt$)
Тюменская свита ($J_{1-2} tm$)**

Тюменская свита выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. по скважине № 139-Р Шеркалинская. В Курганской области вскрыта скважинами в эрозионно-тектонических депрессиях юрского возраста – Ново-Петропавловской, Батуринской, Маяжской, Тюменской, Куртамышской, Курганской, Ялымской, Петуховской, Круталинской. Залегают с перерывом и угловым несогласием на коре выветривания палеозойских пород. Представлена сероцветными каолиновыми глинами с углистыми включениями и прослоями лигнита, алевролитами и мелкозернистыми кварцевыми песками и песчаниками с глинистым цементом. В низах разреза встречаются разнозернистые пески, гравийные и мелкогалечниковые прослой, в верхах разреза – прослой бурого угля толщиной до 0,5 м (за границами области).

Континентальные отложения свиты вскрыты единичными скважинами ВК-36, Зл-18, ТП-2, ВК-39 и др. Литологически свита представлена разнообразными породами: глинами, алевролитами, песчаниками и песками, при этом глины преобладают в разрезе. Наиболее полный разрез тюменской свиты вскрыт скважиной ВК-36 около с. Нагорское Притобольского района.

Генезис отложений – озерно-аллювиальный (аллювиальный, озерный, озерно-болотный), т.е. накопление осадков происходило в континентальных условиях, преимущественно в разного типа озерных водоемах и речных долинах, располагающихся в депрессионных зонах палеозойского фундамента.

На континентальные условия образования пород свиты указывает наличие пропластков бурого угля толщиной до 0,5 м и растительных остатков, а также несовершенная сортировка материала. Встречаются прослой сидеритизированных пород, конкреции и желваки пирита. На основании определения спорово-пыльцевых комплексов и с учетом положения в разрезе, возраст тюменской свиты соответствует ааленскому-батскому. Толщина свиты изменяется от 51 до 73 м. Глубина залегания кровли отложений от 260 м на юго-западе до 1150 м на востоке.

Средний–верхний отделы (J₂₋₃) Таборинская свита (J₂₋₃tb)

Таборинская свита выделена Г.Н. Папуловым по пос. Таборы. Верхнеюрские континентальные отложения, как и среднеюрские, не имеют широкого распространения и ограниченно развиты в эрозионно-тектонических депрессиях – Ново-Петропавловской, Батуринской, Маякской, Тюменской, Куртамышской, Ялымской, Петуховской, Круталинской, Емельяновской. Залегают со стратиграфическим несогласием на породах тюменской свиты. Осадки вскрыты рядом скважин: ВК-36, ВК-39, ВК-40 и ТП-2.

Литологически таборинская свита представлена глинами каолиновыми, в основном пестроцветными (чаще красноцветными, очень редко сероцветными) с лигнитизированным растительным детритом. Глины в разной степени песчаные, песчаный материал распределен неравномерно, в виде гнезд и прослоев. В основании разреза свиты встречен обломочный материал в виде гнезд, линз и маломощных прослоев алевролитов, песчаников, гравелитов и конгломератов с глинистым и глинисто-сидеритовым цементом.

Отложения верхней юры залегают с постепенным переходом на породах тюменской свиты и перекрываются красноцветными и пестроцветными породами киялинской свиты нижнего мела. Граница между верхнеюрскими и нижнемеловыми отложениями нечеткая, без следов видимого перерыва. Глубина залегания кровли варьируется от 235 до 1100 м.

Генезис верхнеюрских отложений озерно-аллювиальный, о чем свидетельствуют литологический состав пород и специфические спорово-пыльцевые комплексы. Накопление осадков таборинской свиты происходило в континентальных условиях в пойменных озерах и реках, расположенных в пределах эрозионно-тектонических депрессий.

Возраст свиты определен по флористическим остаткам «*Coniopteris hymenophelloides*» (Brongn.), «*Sew.*», «*Eboracia lobifera* (Phill.) Thom», «*Rapfaelia diamensis* Sew.», карпоидам «*Selaginellites jurassica* Dorof.», «*Schizolepis uralensis* Dorof. et Sveshn.», спорово-пыльцевым комплексам с доминантами «*Cyathidites* sp.», «*Gleicheniidites* spp.», «*Classopollis*» и отвечает средней-поздней юре (батскому-оксфордскому ярусам).

Толщина свиты изменяется от 4 до 118 м. Наибольшие толщины вскрыты скважинами ТП-2 – 66 м; ВК-36 – 55 м; ВК-39 – 118 м.

По «Легенде Зауральской серии» 1990 г., возраст тюменской свиты определен как раннеюрский (плинсбахский и тарский ярусы), возраст таборинской свиты – как средне-позднеюрский (келловейский и оксфордский ярусы). В верхнеюрских отложениях идентифицирована **коскульская** свита (оксфордский-титонский (волжский) ярусы),

сложенная пестроцветными глинами, алевролитами, песчаниками с прослоями гравелитов.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы получили широкое развитие на изучаемой территории и представлены отложениями нижнего и верхнего отделов.

В разрезе нижнего отдела выделяются три литолого-стратиграфических подразделения: киялинская, викуловская и хантымансийская свиты, представленные в основном континентальными и в меньшей степени прибрежно-морскими осадками. В разрезе верхнего отдела меловой системы, наоборот, преобладают морские фации, а континентальные имеют подчиненное значение.

Нижний отдел (К₁)

Валанжинский–барремский ярусы (К₁ v - br)

Киялинская свита (К₁ kls)

Континентальные пестроцветные осадки **киялинской** свиты на данной территории не имеют широкого площадного распространения, залегают в эрозионно-тектонических депрессиях – Ново-Петропавловской, Батуриной, Маякской, Тюменской, Курганской, Куртамышской, Ялымской, Петровской, Круталинской, Емельяновской, Васильковской, Лопатинской, Юдинской, Диановской, Новосергиевской, Сливной, Южно-Дубровинской. Залегают с перерывом на красноцветных породах таборинской свиты или с перерывом и угловым несогласием на коре выветривания по палеозойским породам.

Они вскрыты многими скважинами: скв. ВК-52, ВК-53, ВК-55, НЗП-2 (Бродокалмакский профиль), скв. НК-1, НЧ-1, ВК-47 (Курганский профиль), скв. ВК-41, ВК-46 (Еткульский профиль). Литологически свита представлена пестроцветными каолинитовыми и карбонат-гидрослюдисто-каолинитовыми глинами с неравномерным содержанием плохо отсортированного и слабо окатанного материала. Встречаются прослойки песчаников, конгломератов, брекчий.

Характерными особенностями свиты являются:

- преимущественно большая толщина отложений;
- пестрота литологического состава – встречаются породы разного гранулометрического состава, от тонкоотмученных глин до конгломератов;
- слабая сортировка и окатанность кластического материала;
- пестроцветность пород;

- полимиктовость минерального состава пород (в обломках порфиры, дациты, липариты, андезиты, яшмы, кварциты, метаморфические сланцы, песчаники, аргиллиты, известняки);

- неравномерная карбонатность пород.

Отложения киялинской свиты залегают на пестроцветных глинах позднеюрского возраста или ложатся на коры выветривания и породы доюрского фундамента. Палеонтологически породы охарактеризованы слабо. Возраст установлен по положению в разрезе между палеонтологически охарактеризованными отложениями. Генезис отложений – пролювиально-делювиальный. Средняя плотность пород свиты 2,22 г/см³. Средняя толщина киялинской свиты равна 75 м. Глубина залегания кровли изменяется от 160 до 900 м.

Осадки свиты условно коррелируются с **тыньинской** свитой (восточный склон Северного Урала), с **леушинской** и верхами **альясовской** свиты (северо-запад Западно-Сибирской плиты), с **карабанской** свитой (юго-запад Западно-Сибирской плиты), выделенной в 1967 г. со стратотипом в разрезе скв. № 4-Р Покровская в интервале 1425-1237 м (по Брадучану Ю.В., 1969 г.).

Аптский ярус (K₁ a) Викуловская свита (K₁ vk)

Викуловская свита выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. по скважинам Викуловской площади у пос. Викулово Тюменской области. Отложения свиты также не имеют широкого распространения, но все-таки они вскрыты многими скважинами, пройденными на геолого-геофизических профилях: Бродокалмакском, Курганском, Березовском, Еткульском, а также скважинами Восточно-Курганской ГСП и сторонних организаций. Залегает трансгрессивно на коре выветривания по палеозойским породам и на пестроцветных отложениях киялинской свиты.

Литологически свита здесь представлена кварцевыми песками, алевролитами, песчаниками с глинистым и сидеритовым цементом, прослоями гидрослюдисто-каолининовых глин с лигнитизированным растительным детритом, толщина варьируется от 7 до 98 м, в среднем – 78 м. Глубина залегания кровли изменяется от 300 до 750 м.

Характерными особенностями свиты являются:

- чередование в разрезе песков, алевролитов, песчаников, глин;
- преимущественно сероцветная окраска пород;
- наличие в разрезе прослоев лигнита;
- глины, как правило, тонкоотмученные гидрослюдисто-каолининового состава;
- кварцевый состав песков;

- присутствие прослоев сидеролитов, кварцевых песчаников с сидеритовым цементом, сидеритизированных глин.

Накопление сероцветных континентальных осадков викуловской свиты происходило в озерных водоемах и реках, лагунах и заливах, весьма многочисленных в Южном Зауралье, испытавшем медленное погружение. Этот район представлял собой денудационно-аккумулятивную равнину, сильно заболоченную и залесенную. Основным поставщиком обломочного материала служила кора выветривания.

В глинах выделены спорово-пыльцевые комплексы, в которых преобладают споры «*Gleicheniaceae*» и «*Schizaeaceae*», характерные для апта. Из голосеменных присутствуют «*Podozamites*», «*Pseudopicea magnifica Bolch.*», «*P. variabiliformis Bolch.*», «*Picea exiliodes Bolch.*», «*Pseudopinus pergrandis Bolch.*». Постоянно встречается пыльца покрытосеменных (до 9,5 %) – «*Castanea*», «*Quercites*», «*Protoquercus*». На основании этих данных и по положению в разрезе возраст свиты датируется средним–поздним аптом.

Аналогами свиты являются **северо-сосвинская** свита (Полярный и Приполярный Урал), нижняя часть **леньковской** свиты (южная часть Западно-Сибирской плиты), **талдыкская** свита (северная часть Тургайского прогиба), **синарская** свита (восточный склон Урала).

Альбский ярус ($K_1 al$) **Ханты-Мансийская свита ($K_1 hm$)**

Ханты-Мансийская свита в качестве обособленного литостратона была впервые выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г., описана по разрезу Ханты-Мансийской опорной скважины (интервал 1376,0-1662,0 м), пробуренной у г. Ханты-Мансийска Тюменской области.

Прибрежно-морские мелководные отложения свиты имеют в пределах территории Курганской области довольно широкое развитие. Они повсеместно встречаются во всех разрезах скважин, за исключением немногих: ВК-30, ВК-41 и ВК-44.

Литологически породы свиты представлены серыми и темно-серыми каолинит-гидрослюдистыми и гидрослюдистыми глинами однородными, плотными, с включением углистого детрита, разнозернистого полевошпат-кварцевого песка, с примесью алевритового материала в виде гнезд. Редко отмечаются маломощные (0,2-1,1 м) прослои оолитовых железных руд.

Характерными особенностями свиты являются:

- существенное преобладание глинистых отложений;
- каолинит-гидрослюдистый состав глин с примесью углистого детрита;
- полевошпат-кварцевый состав песчаной и алевритовой фракций.

По данным бурения, стратон залегает повсеместно согласно на континентальных образованиях викуловской свиты, а перекрывается

согласно отложениями уватской свиты. Возраст установлен по спорово-пыльцевым спектрам и по определениям микрофауны. В глинах из опорных скважин выделяются два характерных фораминиферовых биохрана: нижние слои с «*Ammobaculites fragmentarius*» и верхние слои с комплексом «*Verneuilinoides borealis assanoviensis*», устойчиво прослеживающиеся по латерали (Э.О. Амон, 2004 г.). Образование отложений свиты происходило в условиях мелководного морского бассейна. Возраст нижних слоев – ранний(?)–средний альб, верхних – средний (?)–поздний альб. Средняя толщина свиты составляет 64 м, глубина залегания кровли изменяется от 250 до 600 м.

К аналогам Ханты-Мансийской свиты можно отнести среднюю часть **покурской** свиты (центральная часть Западно-Сибирской плиты), среднюю часть **леньковской** свиты (южная часть Западно-Сибирской плиты), частично **талдыкскую** свиту (Тургайский прогиб), континентальную часть **синарской** свиты (восточный склон Среднего Урала).

Верхний отдел (K₂)
Сеноманский ярус (K₂ s)
Уватская свита (K₂ uv)

Уватская свита выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом по разрезу Уватской опорной скважины (интервал 1054 - 1328 м) у пос. Уват Тюменской области. Уватская свита распространена на всей территории Курганской области, за исключением ее западных районов. Отложения прибрежно-морского опресненного мелководного бассейна уватской свиты на рассматриваемой территории вскрыты почти всеми глубокими скважинами (кроме скв. ВК-41, ВК-44 – Еткульский профиль) [76].

Литологически свита представлена светло-серыми и пепельно-серыми плитчатыми гидрослюдисто-каолининовыми глинами, переслаивающимися с алевритами, глинистыми алевролитами. Наблюдаются прослойки песка, песчаников, дисперсное углистое вещество, включения марказита. Толщина свиты колеблется от 15 до 140 м, в среднем 67 м. Глубина залегания кровли колеблется от 120 до 517 м.

Характерными литологическими признаками свиты являются:

- тонкослоистость глин со скоплениями алеврита и углистого детрита по плоскостям наложения;
- участками тонкое переслаивание и глин, и алевритов в виде «слойки»;
- пепельно-серая окраска;
- наличие прослоев сидеритолитов;
- гидрослюдисто-каолининовый состав глин

Наибольшие мощности отмечены в скважинах: ВК-52, ВК-53, НДМ-1, ТП-2, ТП-3, ТП-4 и др. Залегают породы свиты в основном с постепенным переходом на глинистых осадках ханты-мансийской свиты, и в очень редких случаях, когда отложения ханты-мансийской свиты выпадают из разреза, с размывом (с угловым несогласием) на отложениях викуловской свиты.

Сверху осадки уватской свиты перекрываются трансгрессивно породами кузнецовской свиты с постепенным переходом или с несогласием. Из глин палинологом Л.А. Пьянковой выделены характерные спорово-пыльцевые спектры с субдоминантой «*Matoniaceae*». Возраст установлен по положению в разрезе и по спорово-пыльцевым комплексам сеноманского возраста. Возраст свиты определяется как сеноманский. Образование осадков уватской свиты происходило в условиях прибрежно-морского опресненного мелководного бассейна. Свита коррелируется с верхами **мысовской** и низами **мугайской** свиты (восточный склон Урала), с верхней подсвитой **покурской** свиты (северная часть Западно-Сибирской плиты), замещается озерно-аллювиальными породами **шетиргизской** свиты **K₂ scht** (Северный Казахстан и Тургайский прогиб).

Шетиргизская свита выделена Е.П. Бойцовой, А.С. Верховским и Н.К. Овечкиным (1956 г.) со стратотипом по р. Шет-Иргиз в юго-западной части Тургайского прогиба. Отложения шетиргизской свиты представлены сероцветными мелкозернистыми песками, алевритами, реже алевритистыми глинами, содержащими лигнит и обильный растительный детрит.

Туронский ярус (K₂ t) Кузнецовская свита (K₂ kz)

Глубоководные морские отложения, образовавшиеся преимущественно в туронском веке, слагают **кузнецовскую** свиту, имеющую широкое площадное развитие. Они встречаются практически во всех разрезах глубоких скважин, пройденных в данном районе. Кузнецовская свита выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом в Кузнецовской опорной скважине (интервал 408-435 м).

Литологически свита сложена в основном бейделлитовыми и монтмориллонит-бейделлитовыми листоватыми глинами зеленовато- и темно-серого цвета, однородными, участками амфитистыми, слоистыми и неяснослоистыми, с ходами илоедов, чешуей рыб, с примесью слюды (гнездообразными скоплениями) и псевдоморфозами марказита. Встречаются маломощные прослои песчаников. В глинах наблюдается значительная примесь глауконит-кварцевого алеврита, и встречаются маломощные прослои мелкозернистых глауконит-кварцевых песчаников с глинистым цементом.

В основании свиты иногда наблюдается базальный горизонт, содержащий разномерный глинистый гравийный песок глауконит-кварцевого состава, стяжения фосфорита, гальки, кварца, боксита и фосфорита.

Характерными литологическими признаками свиты являются:

- преобладание в разрезе глин зеленовато-серого цвета с оливковым оттенком;
- широкое развитие тонкослоистых глин;
- узорчатая текстура песков и алевроитов, обусловленная ходами илоедов;
- обилие стяжений марказита;
- преобладание в тяжелой фракции аутигенных минералов пирита и марказита;
- наличие в основании свиты мелких стяжений фосфорита.

На каротажных диаграммах для свиты в целом характерны пониженные выдержанные удельные электросопротивления ($3,5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) и повышенные значения естественной радиоактивности (гамма-излучение на уровне 9 мкР/ч). Базальный горизонт отличается локальным повышением сопротивления и, в отдельных случаях, аномалиями радиоактивности, обусловленными большим количеством обломков фосфоритов.

Толщина свиты колеблется от 10 до 54 м, средняя – 26 м. Максимальные мощности вскрыты скважинами: ВК-36, ВК-39, ВК-41, ВК-52. Глубина залегания кровли варьируется от 150 до 460 м.

Отложения кузнецовской свиты сверху перекрываются осадками камышловской свиты с несогласием.

Кузнецовская свита широко развита на территории Западно-Сибирской эпипалеозойской плиты. На северо-востоке она переходит в дорожковскую свиту, на восточном склоне Урала ей соответствует частично мугайская свита, а на территории Тургайского прогиба – аятская свита в полном объеме. Отложения аятской свиты представлены хорошо промытыми существенно кварцевыми белыми и желтоватыми песками с отчетливо выраженной наклонной слоистостью. Среди них присутствуют линзы глауконитово-кварцевых зеленовато-серых алевроитов и аливритистых глин. Последние, как правило, прослеживаются и в основании разреза. В кровле развиты ржаво-бурые железистые песчаники и линзы оолитовых, железных руд.

Отложения кузнецовской свиты образовались в условиях глубоководного морского бассейна.

В начале туронского века начался трансгрессивный этап в пределах Западной Сибири с установлением нормального морского режима на большей ее части и прилегающей к ней области Зауралья. В пределах этой области и отлагалась однообразная толща глинистых пород кузнецовской свиты.

Возраст отложений свиты установлен по фауне фораминифер и радиолярий, по спорово-пыльцевым комплексам. В породах содержатся комплексы радиолярий, в частности «*Cenosphaera magna Grig.*», и фораминиферы «*Dictyomitra pyramidalis Grig.*», «*Gaudryina filiformis Berth.*», являющиеся руководящими для туронского–низов коньякского ярусов.

Аналогами кузнецовской свиты являются **дорожковская свита $K_2 dr$** (северо-восточная часть Западно-Сибирской плиты), частично **мугайская свита $K_2 mg$** (восточный склон Урала), **аятская свита $K_2 at$** (Тургайский прогиб). Дорожковская свита выделена А.А. Булынкиной, Н.И. Байбародских и А.Н. Резановым в 1964 г. со стратотипом в колонковой скважине 23-к (интервал 365-250 м), пробуренной в районе оз. Дорожка, на северо-востоке Западно-Сибирской низменности.

Мугайская свита выделена на Свердловском совещании в 1956 г. со стратотипом в мугайской группе месторождений железных руд в Алапаевском районе Свердловской области.

Аятская свита выделена П.Л. Безруковым, Н.И. Архангельским, Д.Д. Топорковым и М.Р. Узбековым в 1956 г. со стратотипом на р. Аяте в северной части Тургайской низменности.

Коньякский-сантонский ярусы ($K_2 k$ - $K_2 st$) **Камышловская свита ($K_2 km$)**

Камышловская свита ($K_2 km$) выделена рабочей комиссией по увязке стратиграфических схем Сибири и Урала в 1956 г. и названа по г. Камышлову. Мелководные морские отложения камышловской свиты развиты здесь в виде сравнительно узкой полосы, но вскрыты практически всеми глубокими скважинами. Она уверенно картируется по материалам ГИС.

Литологически свита представлена чаще всего песчаной фацией – зеленовато-серые глауконит-кварцевые мелкозернистые песчаники и алевролиты с глинистым, опалово-глинистым и глинисто-известковистым цементом. Породы часто пронизаны ходами илоедов, заполненными более светлым песчаным материалом («узорчатая» текстура), встречаются скопления рыбьей чешуи, пирита (чаще в виде тонких иголок), желваки фосфоритов, органогенный детрит. В основании разреза изредка встречается базальный горизонт, представленный желваками фосфорита, хорошо окатанным крупнозернистым песком и гравием глауконит-кварцевого состава, гальками кварца и кремния. Толщина свиты невелика и колеблется от 2 до 25 м, средняя – 11 м. Глубина залегания кровли достигает 120-480 м.

Контакт с нижележащими глинами кузнецовской свиты имеет двойственную природу – с постепенными переходами или резкими (при

наличии базального слоя). Камышловская свита сверху перекрывается осадками зайковской свиты с резкими контактами и со следами перерыва. Накопление свиты происходило в мелководных условиях. Камышловская свита является прибрежно-морским аналогом **ипатовской** и нижней части **березовской** свит (центральная часть Западно-Сибирской плиты), на территории Тургайского прогиба замещается низами **эгинсайской** свиты.

Ипатовская свита (K_2 *ip*) выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом по скважинам Ипатовской площади в Омской области.

Березовская свита (K_2 *br*) выделена Н.Н. Ростовцевым в 1954 г. со стратотипом в разрезе Березовской опорной скважины.

Возраст стратона, определяемый по руководящим видам фораминифер «*Discorbis sibiricus Dain.*», радиолярий «*Dictyomitra striata Lipman*» и остракод, а также по положению в разрезе, принят как позднеконьякский.

Сантонский – кампанский ярусы (K_2 *st* - K_2 *km*) **Зайковская свита (K_2 *zk*)**

Зайковская свита выделена в 1962 г. рабочей комиссией меловой секции на Уральском межведомственном стратиграфическом совещании со стратотипом по скважинам у пос. Зайково Свердловской области. Морские осадки сантон-кампанского возраста, выделенные в зайковскую свиту, имеют повсеместное площадное развитие и вскрыты всеми глубокими скважинами. В ее составе выделяются две подсвиты. Нижняя подсвита представлена опоками, глинистыми опоками и зеленовато-серыми глауконит-кварцевыми песчаниками с кремнистым цементом. Песчаники часто с «узорчатой» текстурой за счет неравномерного распределения песчаного материала. Нижняя подсвита образовалась в мелководных прибрежно-морских условиях.

Верхняя подсвита представлена опал-монтмориллонитовыми и монтмориллонитовыми глинами серого и зелено-серого цвета. Отложения верхней подсвиты сформировались в более глубоководных морских обстановках.

Литологически в нижней подсвите (мелководно-прибрежноморской) в составе пород преобладают опоки серые и темно-серые, иногда окремненные, отмечается разное количество алевроитового и песчаного материала.

Верхняя подсвита (глубоководноморская) представлена преимущественно глинами монтмориллонитовыми, чередующимися с глинистыми опоками.

Характерными литологическими признаками свиты являются:

- деление на две подсвиты;

- «узорчатость» пород, обусловленная неравномерным распределением песчаного материала и многочисленными ходами илоедов;

- присутствие в основании свиты кварцевого гравия и стяжений фосфоритов;

- опаловый, опал-монтмориллонитовый и монтмориллонитовый состав глинистой фракции.

Толщина свиты изменяется от 17 до 112 м, в среднем – 72 м. Глубина залегания кровли варьируется в пределах 110-420 м.

Отложения зайковской свиты почти во всех разрезах повсеместно перекрываются с постепенным переходом осадками ганькинской свиты и залегают на глинисто-песчаных породах камышловской свиты с размывом (с резким стратиграфическим несогласием). Возраст зайковской свиты установлен по положению в разрезе и комплексу фораминифер «*Spiroplectamina lata* Zasp.», «*S. senonana* Laticker», «*Haplophragmoides spp.*», характерным для сантона.

Отложения свиты коррелируются с **березовской** свитой и, возможно, с низами **ганькинской** свиты (Западно-Сибирская плита), с низами **федюшинской** свиты (восточный склон Урала и Западного Зауралья), с **эгинсайской** свитой (Тургайский прогиб) и **усть-маньинской** свитой (Приполярный Урал).

Федюшинская свита ($K_2 fd$) выделена рабочей комиссией по увязке стратиграфических схем Сибири и Урала в 1956 г. в районе Кушмуруна и Аята.

Эгинсайская свита ($K_2 egn$) выделена Е.П. Бойцовой, А.С. Верховским и Н.К. Овечкиным в 1956 г. Стратотип находится в районе бурогольного месторождения Эгинсай в северной части Тургайской низменности, в пределах которой свита и распространена.

Маастрихтский–датский ярусы ($K_2 m - P_1 d$)

Ганькинская свита ($K_2 - P_1 gn$)

Завершается верхнемеловой разрез глубоководными морскими отложениями кампан-маастрихт-датского возраста, выделенными в **ганькинскую** свиту. Ганькинская свита ($K_2 gn$) выделена А.К. Богдановичем в 1944 г. как слои по скважине на станции Ганькино в Северо-Казахстанской области, а позднее Н.Н. Ростовцевым в 1955 г. переведена в ранг свиты. Пользуется наибольшим распространением среди верхнемеловых отложений.

В рассматриваемом районе они имеют наибольшее площадное развитие и вскрыты всеми глубокими скважинами. Литологически свита представлена глинами известковистыми и мергелями светло-серого цвета с зеленоватым оттенком, глинами монтмориллонитовыми, иногда опоковидными. В целом наблюдается ее трехчленное строение (три пачки),

характерное для всех разрезов (с небольшими отклонениями): верхи представлены преимущественно глинистыми мергелями, средняя часть – опоковыми мергелями, светло-серыми плотными, с раковистым изломом. Низы сложены песчаными мергелями и слоистыми монтмориллонитовыми аргиллитоподобными (иногда опокovidными) глинами. Контакты между пачками согласные, линейные, иногда резкие; в глинах и мергелях часто присутствуют гнездообразные скопления и линзы глауконит-кварцевых алевроитов.

Характерными литологическими признаками свиты являются:

- карбонатность пород;
- преобладание в разрезе мергелей;
- присутствие большого количества фауны пелеципод, гастропод, морских ежей, иноцерамов, фораминифер и др.;
- кальцит и монтмориллонит в качестве породообразующих минералов.

Возраст отложений охарактеризован макро- и микрофауной, типичной для маастрихтского и датского ярусов. Накопление отложений свиты происходило в морских условиях. Морской микрофитопланктон (цисты динофлагеллят) распространен в слабокарбонатных разностях ганькинской свиты.

Характерный разрез ганькинской свиты вскрыт скважиной ВК-49 (Курганский профиль), расположенной в 2,5 км от с. Степного Макушинского района. Толщина свиты здесь равна 95 м.

Средняя толщина ганькинской свиты составляет 108 м. Глубина залегания кровли изменяется от 50 до 250 м.

Ганькинская свита широко развита в пределах территории Западно-Сибирской плиты, в Тургайском прогибе ее аналогом является **журавлевская свита**.

Журавлевская свита (K_2 gr). выделена Е.П. Бойцовой, А.С. Верховским и Н.К. Овечкиным в 1956 г. по обнажению в пос. Журавлевке, в северной части Тургайского прогиба.

Кайназойская эратема (KZ)

Палеогеновая система (P)

Выше ганькинской свиты с несогласием залегает толща палеогеновых и неогеновых отложений общей толщиной 150-237 м. Эти отложения широко распространены в рассматриваемом районе и вскрыты многочисленными глубокими скважинами.

Палеоценовый отдел (Р₁) Монтский и танетский ярусы

Талицкая свита (Р₁ *tl*) выделена З.Т. Алескеровой и Т.И. Осыко в 1955 г. у дер. Талица Свердловской области. Свита развита повсеместно. Залегает с несогласием на породах ганькинской свиты и с размывом перекрывается отложениями серовской свиты раннеэоценового возраста. Представлена литологически выдержанной толщей темно-серых гидрослюдисто-бейделлитовых глин, часто с примесью кварцевого алеврита по плоскостям слоистости, со стяжениями марказита, с ходами илоедов, органогенным детритом. В нижней части разреза – маломощные прослои и гнезда мелкозернистого глауконит-кварцевого песка и песчаников с глинистым и опалово-глинистым цементом.

Возраст свиты определен по фораминиферам и спорово-пыльцевому комплексу. Отложения свиты типично морские мелководные. Аналогами талицкой свиты являются **марсятская** и **ивдельская** свиты (северная часть восточного склона Урала), **рявкинская** и **пресновская** свиты (северная часть Западно-Сибирской плиты).

Толщина свиты достигает 30-50 м. Глубина залегания кровли варьируется в пределах от 20 до 190 м.

На территории Курганской области темно-серые глины талицкой свиты можно наблюдать в бортах карьера на Першинском месторождении строительного камня в Далматовском районе, где они местами непосредственно залегают на триасовых кварцевых порфирах (гранит-порфирах) туринской серии и перекрываются нижнеэоценовыми опоками серовской свиты.

Эоценовый отдел (Р₂) Нижний подотдел (Р₂¹) Танетский и ипрский ярусы

Серовская свита (Р₁₋₂ *sr*) выделена А.П. Сиговым с соавторами в 1956 г. у г. Серов на восточном склоне Среднего Урала. Свита развита повсеместно. Несогласно (с размывом) залегает на глинах талицкой свиты. Сложена опоками, глинистыми опоками с прослоями «узорчатых» глауконит-кварцевых песчаников на кремнистом цементе. Цвет пород от серого до темно-серого, редко зеленовато-серый. В опоках встречаются ходы илоедов и чешуя рыб. В верхней части разреза, переходной к диатомитам ирбитской свиты, появляются прослои глинистых опок и диатомитов. В основании разреза развиты гравий и галька. Возраст свиты определяется залеганием ее между

фаунистически охарактеризованными отложениями талицкой и ирбитской свит, а также по определениям единичных фораминифер и диатомовых водорослей. Формирование отложений свиты происходило в условиях глубоководного морского бассейна. Отложения свиты коррелируются с нижней подсвитой **люлинворской** свиты (Западно-Сибирская плита, Северный Казахстан).

Средняя толщина серовской свиты составляет 46 м, достигая до 90-100 м. Глубина залегания кровли изменяется от 10 до 180 м.

На территории Курганской области опоки серовской свиты с прослоями слюдисто-кварцевых алевритов обнажаются в бортах карьера на Першинском месторождении строительного камня в Далматовском районе.

Средний-верхний подотделы (P_2^{2-3}) Ипрский и лютецкий ярусы

Ирбитская свита (P_2 *ir*) выделена А.П. Сиговым в 1956 г. по р. Ирбит на восточном склоне Среднего Урала. Свита развита повсеместно. В долинах крупных рек (рр. Тобол, Исеть, Миасс) отложения свиты залегают под четвертичными породами. Залегают на отложениях серовской свиты с постепенными переходами. Выделяют в разрезе три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. В нижней части разреза свита представлена серыми и светло-серыми диатомитами с редкими прослоями глинистых опок. Местами редко встречаются прослой трепелов серого и темно-серого цвета, а также глауконит-кварцевых песчаников с глинистым цементом. В верхней части разреза преобладают зеленовато-серые глинистые диатомиты и диатомовые глины.

Возраст установлен на основании определений радиолярий и диатомовых водорослей. Отложения свиты коррелируются с верхней подсвитой **люлинворской** свиты (Западно-Сибирская плита, Северный Казахстан). Толщина ирбитской свиты достигает до 100 м. Глубина залегания кровли изменяется от 10 до 30 м на западе Курганской области и в долинах крупных рек, в восточной части – до 100-130 м.

Верхний подотдел (P_2^3) – нижний подотдел олигоценового отдела (P_3^1) Лютецкий–приабонский ярусы

Чеганская свита (тавдинская; P_{2-3} *čg*) выделена О.С. Вяловым в 1930 г. на р. Чеган в Приаралье. Глинистые породы чеганской свиты завершают разрез типичных морских осадков. Она выходит на поверхность в бортах долин рек Миасс, Исеть, Тобол и их крупных притоков. Контакт с

подстилающими породами ирбитской свиты с постепенными переходами или резкий, без видимых следов размыва. Свита сложена однообразной по составу толщей зеленовато-серых листоватых гидрослюдисто-бейделлитовых глин, в верхней части глины желтые, серо-желтые. Слоистость обусловлена тонкими (0,5-2,0 мм, реже до 10,0 мм) прослойками слюдисто-кварцевого алеврита. В глинах отмечаются стяжения сидерита и бурого песчаника (иногда размером 1,0 x 0,2 м), а также марказита, кристаллы и щетки гипса, в верхней части разреза появляются прослой тонкозернистых кварцевых песков и алевритов с примесью слюды и глауконита.

Выше чеганской свиты залегает толща континентальных отложений – куртамышская ($P_3 kr$), светлинская ($N_1 sv$) и кустанайская ($N_2 ks$) свиты, представленные песчано-глинистыми породами. Эти отложения распространены довольно широко и вскрыты многими скважинами. Породы, перекрывающие чеганские глины, часто залегают на них с размывом, но встречаются разрезы с постепенными переходами к отложениям куртамышской свиты. В таких разрезах верхняя часть чеганской свиты выделяется в **курганские слои** толщиной 5-7 м, для которых характерно переслаивание зеленовато-серых листоватых глин существенно монтмориллонитового состава со стяжениями сидерита, зеленовато-серых тонко- и мелкозернистых кварцевых и полевошпато-кварцевых песков и алевритов.

Возраст чеганской свиты установлен по положению в разрезе, по характерным спорово-пыльцевым комплексам и фауне. В глинах встречаются зубы акул, а в бурых стяжениях песчаника – двустворчатые раковины пелеципод. Формирование отложений происходило в условиях существенно глубоководного морского бассейна. Толщина свиты изменяется от первых метров до 90 м.

Олигоценый отдел (P_3)

Выделение стратиграфических подразделений, относящихся к олигоценовому отделу, в пределах территории Курганской области проводится разными исследователями достаточно неоднозначно.

В западных районах области в составе олигоценового отдела выделяется куртамышская свита среднего олигоцена и наурзумская свита верхнего олигоцена.

В восточной части области толщу сложно переслаивающихся алевритов и глин олигоценового возраста не представляется возможным разделить на отдельные подразделения из-за отсутствия каких-либо признаков и закономерностей в распределении фаций по ее объему. Эта «толща» охарактеризована как позднеолигоценовыми «журавскими», так и ранне-среднеолигоценовыми ново-михайловскими и атлымскими спорово-

пыльцевыми комплексами, не имеющими строгой литологической привязки. Это нерасчлененные олигоценовые отложения.

Средний подотдел (P_3^2) Рюпельский и хаттский ярусы

Куртамышская свита ($P_3 kr$) впервые описана в качестве горизонта Н.К. Высоцким в 1896 г. под названием «песчаного яруса».

Как свита выделена А.П. Сиговым и В.С. Шубом в 1963 г. по реке и городу Куртамыш.

Распространена в западной части области (к западу от субмеридионального течения р. Тобол), где развита повсеместно, сплошным чехлом, слагая междуречья (кроме речных долин). Вскрывается карьерами, выемками.

Формирование отложений происходило преимущественно в континентальных условиях в пресноводных озерных и дельтовых фациях, однако в Зауралье широкое развитие приобретают прибрежноморские фации тяжелых песков, образующие сплошной покров. Куртамышская свита залегает несогласно с размывом на морских отложениях тавдинской свиты с горизонтами гравийников, галечников и конгломератов в основании. Перекрывается несогласно с размывом туртасской свитой на востоке, миоценовыми, или плиоценчетвертичными, отложениями на остальной территории.

Представлена двумя литолого-фациальными комплексами: существенно песчаным и глинистым.

Первый сложен преимущественно светлоокрашенными (светло- и желтовато-серыми), хорошо отсортированными мелко- и тонкозернистыми песками и алевритами. По составу преобладают кварцевые, в подчинении полевошпат-кварцевые и слюдисто-кварцевые разности.

Второй комплекс обычно приурочен к низам разреза куртамышской свиты и сложен шоколадно-коричневыми, коричневато-серыми, желтовато-серыми, зеленовато-серыми листоватыми, плитчатыми и массивными гидрослюдисто-каолининовыми глинами, в различной степени песчанистыми и алевритистыми, содержащими углефицированный растительный детрит и лигнитизированную древесину с отпечатками листовой флоры, стяжения пирита и марказита. Состав тяжелой фракции как глинистых, так и песчаных пород однотипен: ильменит, рутил, лейкоксен, циркон. Местами среди кварцевых песков содержатся значительные концентрации этих минералов, образуя промышленные месторождения титан-циркониевых руд.

Палеофациальные переходы между глинистыми и песчаными разностями отмечаются как по разрезу, так и по простиранию, глинистые отложения наиболее часто приурочены к низам свиты.

Литологические особенности отложений свиты следующие: частая тонкая (0,1-1,0 до 3,0-5,0 см) горизонтальная (реже косяя) слоистость; коричневый, серый, темно-серый и зеленовато-серый цвет (при отсутствии голубого и синего); хрупкость пород (местами тонкоплитчатая отдельность); наличие растительного детрита.

Возраст свиты определяется по комплексу олигоценых фораминифер: «*Anomalina* sp.», «*Cibicides khanabadensis* Mjassnikova», «*C. bornemanii* N. Вукова», «*C. aff. nikolaevi* Lipman», «*Protonina* sp.», «*Haplophragmoides* sp.», «*Gaudryina aff. gracilis* Gusman and Laiming», «*Verneuilina* sp.»; комплексам спор и пыльцы, выделенных из гидрослюдистых глин, в которых доминирует пыльца: «*Picea* sp.», «*Pinus* sp.», «*Tsuga* sp.», «*Inglas* sp.», «*Betula* sp.», «*Carpinus* sp.», «*Castanea* sp.», «*Quercus* sp.», «*Ulmus* sp.», «*Nyssa* sp.», «*Liquidambar* sp.» и др. В верхней части разреза куртамышской свиты установлены палеокомплексы, характерные для новомихайловской свиты.

Формирование отложений свиты происходило в мелководных сообщающихся между собой лагунных бассейнах, оставшихся после ушедшего палеоморя, а также в прибрежных пресноводных озерах.

Толщина куртамышской свиты варьируется в широких пределах – от нескольких метров до 40 м, залегает кровля свиты на глубине не более 5 м.

Аналогами куртамышской свиты являются объединенные **атлымская** и **новомихайловская** свиты.

Атлымская свита (**P₃ at**) выделена В.А. Николаевым в 1947 г. в серии обнажений правого берега р. Обь у пос. Большой и Малый Атлым.

Новомихайловская свита (**P₃ nm**) выделена И.Г. Зальцманом в 1956 г. по сел. Новомихайловка (Новосибирская область).

Верхний подотдел (P₃³) Хаттский ярус

Туртасская свита (**P₃ tr**) выделена С.Б. Шацким на р. Туртас (приток р. Иртыш).

Свита вскрыта скважинами под четвертичными образованиями, непосредственные выходы на поверхность наблюдаются в немногочисленных береговых уступах рек. Залегает несогласно на куртамышской свите, перекрывается с размывом миоценовыми отложениями. Туртасская свита представлена тонкопереслаивающимися светло-серыми, зеленовато-серыми алевритистыми каолинит-гидрослюдистыми глинами и глинистыми алевритами с подчиненными прослоями тонко- и мелкозернистых кварцевых, полевошпат-кварцевых, часто слюдистых песков. Наблюдается тонкая (до микроленточной) горизонтальная, реже мелковолнистая слоистость, обусловленная

«присыпками» тонкозернистых песков и алевритов. Алевриты часто обогащены диатомовыми водорослями и спикулами губок. Породы содержат зерна глауконита и растительный детрит. Во многих разрезах в подошве свиты залегает базальный пласт светло-серых песков и алевритов толщиной 2-5 м. Толщина туртасской свиты варьируется в пределах от 8 до 50 м.

Позднеолигоценовый (хаттский ярус) возраст туртасской свиты устанавливается по положению в разрезе и подтверждается богатыми спорово-пыльцевыми комплексами хвойношироколиственных лесов «тургайского» типа (СПЗ 14), семенами и плодами (ПК 8, 9), отпечатками листьев (ОП 6) и обильными остатками диатомовых водорослей (Д 8), среди которых преобладают «*Melosira praeislandica* Jouse», «*M. praegranelata* Jouse», «*Coscinodiscus tener* Rul.».

Журавская свита (\mathbb{P}_3 gr), как аналог туртасской свиты, развита в пределах листов О-41-XXIX и XXXV. Свита выделена В.П. Закоружниковым в 1984 г. Свита сложена мелкозернистыми кварцевыми песками светло-серого, белого и зеленовато-серого цвета, содержащими пресноводные диатомеи. Редко присутствуют песчано-глинистые и глинисто-аледритовые породы зеленовато-серого цвета, состоящие из чередования тонких слоев глин и песков или алевритистых глин и алевритов. Ранее данные отложения относились к верхней части разреза куртамышской свиты. Возраст свиты установлен по положению в разрезе, спорово-пыльцевым комплексам и комплексу диатомей. Толщина свиты достигает 10 м.

Наурузмская свита (\mathbb{P}_3 (N₁ ?) nr) выделена А.Л. Яншиным в 1953 г. в северной части Тургайской равнины и названа по Наурузумскому заповеднику. Приурочена к эрозионноструктурным депрессиям. В пределах Курганской области имеет ограниченное распространение в пределах небольших по размеру участков, расположенных на водоразделах, часто примыкая к бортам долин крупных рек (Тобол, Исеть, Миасс) в западной части области. Контакт с подстилающими отложениями куртамышской свиты обладает признаками несогласного (с размывом) залегания.

Наурузмская свита сложена пестроцветными (белыми и серыми) гидрослюдисто-каолинитовыми глинами (часто в верхах разреза) и разнозернистыми (грубозернистыми), часто косослоистыми, плохо отсортированными кварцевыми, кремнисто-кварцевыми и полевошпат-кварцевыми песками, иногда с линзами и прослоями кварц-кремнистых гравийников с гидротетитовым цементом (обычно в низах разреза). В тяжелой фракции песков преобладают ильменит, хромит, циркон, рутил. Органические остатки в породах свиты не обнаружены. Породы содержат растительные остатки, спикулы губок.

Отложения свиты представлены континентальными озерными и аллювиальными генетическими типами. Залегает с размывом на

куртамышской свите или более древних отложениях. Перекрывается обычно плиоценчетвертичными образованиями.

Возраст отложений свиты определен по положению в разрезе. Толщина свиты изменяется в пределах 5-20 м. Глубина залегания кровли не превышает 3-5 м.

Олигоценый отдел нерасчлененный (Р₃)

Нерасчлененные отложения олигоценового отдела выделяются в восточной части Курганской области на правобережье р. Тобол, где они распространены повсеместно. Залегают на глинах чеганской свиты с резким контактом, иногда со следами размыва, перекрываются несогласно отложениями всех вышезалегающих по разрезу свит. Представлены коричневыми, серыми и зеленоватыми алевритами, глинами, как правило, тонкопереслаивающимися между собой и с мелкозернистыми песками, редко встречается растительный детрит. Алевриты представлены полевошпат-кварцевыми разностями, обычно сильно глинистыми. Глины имеют каолинит-гидрослюдистый состав. Возраст отложений установлен по спорово-пыльцевым комплексам и по положению в разрезе. Отложения формировались в условиях морского мелководья: в морских заливах и полуизолированных лагунах.

Данные отложения коррелируются с **некрасовской** серией осадков Северного Казахстана, включающей **атлымскую** и **ново-михайловскую** (обычно нерасчлененные), **журавскую** (туртасскую) и **абросимовскую** свиты. Толщина отложений достигает 92 м. Естественные выходы олигоценовых отложений единичны, кровля отложений залегает на глубинах от 0 до 35 м.

Неогеновая система (N)

Литолого-стратиграфическая схема кайнозойских отложений приводится по данным групповой геолого-гидрогеологической съемки масштаба 1 : 200 000 (по Закожурникову В.П. и др., 1987 г.) с учетом рекомендаций Межведомственного стратиграфического комитета (г. Екатеринбург, 1996-1997 гг.) (рисунок 1.11).

Система	Отдел	Ярус	Геол. индекс	Литологическая колонка	Мощность, м	Характеристика пород	
Историческая	Плиоцен		N_2ks		15	Плиоцен. Кустанайская свита. Глины каолинит-гидрослюдистые пестроокрашенные массивные и слоистые, карбонатные, и гравелиты из глинистых окатышей иногда пески кварцевые разнозернистые.	
		Миоцен	N_1sv		15	Верхний миоцен. Светлинская свита. Глины монтмориллонит-гидрослюдистые восходящие плотные с включениями карбонатных конкреций и Fe-Mn-бобовников, иногда гипс, в основании прослой разнозернистых песков.	
			N_1bs		16	Средний миоцен. Бешеульская свита. Глины каолинит-гидрослюдистые, алевроиты, пески разнозернистые полевошпат-кварцевые, тонкое переслаивание глин и алевроитов.	
	N_1ab			32	Нижний миоцен. Абрисимовская свита. Глины каолинит-гидрослюдистые массивные и слоистые серые с синим оттенком, алевроиты и пески полевошпат-кварцевые до крупнозернистых с гравием.		
	Палеоценовая	Олигоцен	Рюпельский	P_3		62	Олигоцен нерасчлененный. Алевроиты, мелкозернистые пески полевошпат-кварцевые, глины каолинит-гидрослюдистые, преобладает тонкое переслаивание глин и алевроитов.
			Эоцен	Приобский	P_2sq		70
		Бергольский		P_2ir		72	Нижний-средний эоцен. Ирбитская свита. Глины диатомитовые, диатомиты глинистые, диатомиты, прослой песка и глауконит-кварцевого песчаника, иногда глинистых опок.
		Лютетский					
		Палеоцен	Данетский		$P_{1-2}sr$		44
	P_1tl				30	Палеоцен. Талпидкая свита. Глины гидрослюдисто-бейделшнитовые серые, аргиллитоподобные, пески, алевролиты, песчаники глауконит-кварцевые.	

Рисунок 1.11 – Стратиграфическая схема кайнозойских отложений Курганской области

Миоценовый отдел (N₁) Нижний подотдел (N₁¹)

Абросимовская свита (N₁ ab) выделена В.А. Николаевым в 1956 г. по р. Абросимовка, правому притоку р. Иртыш в Тарском Прииртышье.

Широко распространена в восточных районах области, кроме долины р. Суерь. Вскрыта скважинами на глубинах 5-15 м. Залегает с разрывом на толще олигоценовых алевритов и глин.

В верхней части разреза глины часто восковидные, в нижней – с характерной обломочной текстурой. Абросимовская свита залегает несогласно на журавской свите и перекрывается несогласно бещеульской или светлинской свитами.

Свита представлена слоистыми кварцевыми и полевошпат-кварцевыми алевритами, песками, песчаными каолинит-гидрослюдистыми серыми, зеленоватыми, голубоватыми, коричневатыми глинами (иногда с монтмориллонитом) и глинистыми гравелитами. Иногда с остатками лигнитизированной древесины. В нижней части разреза глины редко коричневатые, встречаются глины голубоватых и синеватых оттенков. В основании базальный горизонт крупнозернистых песков с прослоями кремнево-кварцевых гравийников, иногда гравелитов с железистым цементом.

Алевриты занимают подчиненное положение, серые и светло-серые, реже зеленоватые и коричневатые. Пески разнозернистые с примесью кварцевого гравия (до 20 - 30 %).

Отложения свиты формировались в континентальных аллювиально-озерных условиях.

Характерные литологические признаки отложений свиты следующие:

- более крупная (грубая) слоистость (по сравнению с отложениями олигоцена) за счет переслаивания глин и алевритов, чередования пачек разного литологического состава;

- восковидность глин, особенно в верхней части разреза;

- преобладание серых и светло-серых цветов, наличие голубовато-синеватых цветов у алеврито-глинистых пород;

- широкое развитие обломочных глин до глинистых гравелитов.

Толщина свиты варьируется в пределах от нескольких метров до 38 м. Раннемиоценовый возраст свиты определяется по положению в разрезе и по спорово-пыльцевому комплексу с преобладанием «*Alnus*» и «*Polypodiaceae*», по определениям плодов и семян.

Средний подотдел (N_1^2)

Бещеульская свита ($N_1 b\check{s}$) выделена В.А. Николаевым в 1947 г. в Петропавловском (Омско-Тарском) Приишимье, который предложил взять за стратотип разрез у с. Бещеул.

Свита распространена в виде небольших по площади линз в восточной части области, к востоку от рек Юргамыш и Тобол. Вскрывается траншеями под четвертичными отложениями и скважинами на глубинах 5-30 м под светлинской свитой. Залегает несогласно (с размывом) на чеганской и абросимовской свитах и олигоценых отложениях, несогласно перекрывается светлинской свитой. Сложена преимущественно алевритистыми каолинит-гидрослюдистыми глинами белого и светло-серого цветов, в подчиненном количестве встречаются кварц-полевошпатовые глинистые алевриты и пески разной зернистости (до гравийных), часто переслаивающиеся между собой, с хорошо проявленной горизонтальной, реже косой и волнистой слоистостью. Иногда породы приобретают полосчатую и пятнистую окраску от желтого до красного цвета за счет гидроокислов железа и содержат железистые бобовины размером до 10 мм.

Генезис отложений свиты – озерно-аллювиальный.

Отличительными признаками свиты являются светло-серый до белого цвет каолинитовых глин. Среднемиоценовый возраст свиты принят условно по положению в разрезе, а также на основании среднемиоценовых палинокомплексов и растительных остатков в смежных районах и в соответствии с «Легендой Зауральской серии», по аналогии с отложениями одноименной свиты, развитыми в районах Северного Казахстана. Толщина свиты изменяется от 1 до 19 м.

Верхний подотдел (N_1^3)

Светлинская свита (таволжанская, аральская; $N_1 sv$) распространена практически на всей площади развития кайнозойских отложений как в эрозионноструктурных депрессиях, так и на водоразделах (наиболее высокие части). Площади ее развития лучше сохранились в восточной части Курганской области, в западной же части картируются в виде изолированных пятен, вследствие уничтожения их более интенсивно проявленными процессами эрозии.

Свита сложена озерно-аллювиальными, пестроцветными (серыми, буровато-серыми, желтыми, зеленовато-серыми) и красноцветными тяжелыми комковатыми, плотными, неслоистыми, часто восковидными гидрослюдисто-монтмориллонитовыми гипсоносными глинами с гнездами красноцветных «кавардачных» глин, с карбонатными стяжениями (конкрециями) местами до 50-70 % размером до 20 см, друзами и

кристаллами гипса, железо-марганцевым (гидрогетитовым) бобовником, с линзами и пластами пестроцветных глинисто-гравийных песков, кварцевых гравелитов и конгломератов с кремнисто-карбонатным цементом.

Светлинская свита на западе области залегает несогласно с размывом на наурзумской свите и более древних отложениях, на востоке – на бещеульской свите. Перекрывается несогласно, с размывом плиоценчетвертичными образованиями, кустанайской свитой, и лишь на самом крайнем востоке области – согласно павлодарской свитой. Органические остатки не обнаружены. На смежных территориях к северу светлинской свите соответствует таволжанская свита, к востоку – аральская свита. Позднемиоценовый возраст принят по положению в разрезе и в соответствии с Легендой Зауральской серии. Толщина свиты изменяется от 5 до 20 м.

Возраст свиты установлен по положению в разрезе и на основе корреляции с палеонтологически охарактеризованными отложениями западного борта долины р. Тургай и Приаралья, содержащими позднемиоценовый парацератериевый комплекс позвоночных, пресноводные двустворки и ксеноморфную флору.

Генезис осадков свиты не вполне ясен. В зауралье осадки, вероятно, образовались в засоленных озерах. Водораздельные плащи красноцветных отложений с железистым бобовником на Урале, вероятно, имеют пролювиальный генезис.

Характерный разрез отложений светлинской свиты идентифицирован в бортах карьера на Зырянском месторождении бентонитовых глин в Кетовском районе.

Плиоценовый отдел (N_2) Нижний-средний подотделы (N_2^{1-2})

Павлодарская свита ($N_2 pv$) выделена В.В. Лавровым в 1953 г. и названа по г. Павлодар в Республике Казахстан. Свита имеет ограниченное распространение.

Павлодарская свита несогласно с размывом залегает на светлинской, бещеульской и абросимовской свитах, заполняя врезанные в них депрессии аллювиального и аллювиально-озерного генезиса. Породы свиты несогласно перекрываются четвертичными отложениями.

Представлена преимущественно темно-серыми, черными и пестроцветными (нередко с коричневатым и зеленоватым оттенком) гидрослюдистыми, каолинит-гидрослюдистыми и монтмориллонит-гидрослюдистыми глинами, с редкими гнездами и примесью алеврита и кварцевого песка, нередко с мергелистыми стяжениями, карбонатными конкрециями, лигнитизированным растительным детритом и обломками

раковин остракод, кристаллами гипса и железисто-кремнистыми бобовинами. Глины восковидные, комковатые, часто имеют «обломочную» текстуру (окатанные обломки глины гравийной размерности сцементированы таким же глинистым материалом, образуя прослой). В основании свиты встречаются кварцевые алевриты и пески, иногда с гравием и галькой. Содержит раннеплиоценовые палинокомплексы, комплексы пресноводных моллюсков и остракод. Формирование осадков свиты происходило в эрозионных депрессиях в условиях озерного режима и временных водных потоков. Толщина отложений свиты составляет около 18-25 м.

Средний–верхний подотделы (N_2^{2-3})

Кустанайская свита ($N_2 ks$) выделена А.П. Сиговым в 1954 г., названа по г. Кустанай (Костанай) в Республике Казахстан. Свита распространена на всей территории области. Занимает изолированные небольшие площади на водоразделах, а также примыкает к долинам современных рек.

На восточном склоне Урала, в Зауралье и в Тургайской впадине в середине плиоцена в основном завершилась перестройка речной сети. Свита представлена аллювиальными и озерными зеленовато-серыми, желтовато-серыми, темно-серыми, коричневыми, бурыми и черными гидрослюдистыми и каолинит-гидрослюдистыми мергелистыми комковатыми, часто песчанистыми глинами, глинистыми кварцевыми, кварц-полевошпатовыми и полимиктовыми алевритами, песками, глинистыми гравийниками, галечниками. Отложения часто содержат обломки раковин, лигнитизированный древесный детрит, карбонатные конкреции и железистый бобовник. В основании разреза иногда отмечается базальный слой, сложенный грубозернистыми песками и гравием.

Кустанайская свита залегает несогласно с размывом и стратиграфическим несогласием на светлинской свите и более древних отложениях, согласно перекрывается заложной свитой или четвертичными отложениями. Из кустанайской свиты в районах Зауралья произведены многочисленные сборы фауны. Содержит пьаченский комплекс остракод и пресноводных моллюсков. Комплекс фауны по наличию гастропод из подрода «*Tylopota*», скульптивированных вивипарусов и обилию унионид, можно отнести к среднему плиоцену (левантийские слои). Толщина свиты от первых метров до 21 м, обычно составляет 5-7 м.

Четвертичная система (квартер, Q)

Венчается разрез молодых образований на территории Курганской области многочисленными генетическими стратогенами: озерными,

(0,2 м) прослеживается базальный гравийно-галечный горизонт, сильно ожелезненный.

Чумлякская свита второй половины нижнего эоплейстоцена (IE *сm*) выстилает древние озерные ванны на междуречьях. Она представлена глинами темно-серыми до черных, с прослоями алевритов и кварцевых песков. В основании наблюдается базальный горизонт из кварцевых песков с гравием, толщиной до 10 - 20 см. Глины залегают с размывом на морских палеогеновых осадках и перекрываются сарыкульской свитой раннего неоплейстоцена либо более молодыми осадками. Общая толщина свиты достигает до 25 м.

Неоплейстоцен Нижнее звено

К нижнему неоплейстоцену относятся сарыкульская, батуриная свиты и аллювиальные комплексы суерьской террасы.

Сарыкульская озерная (II *sr*) свита приурочена к древним эрозионным ложбинам и озерным ваннам, слагает среднюю часть разреза. Она со слабым размывом залегают на чумлякской свите и перекрывается батуриной свитой. Разрез свиты начинается светло-серыми кварцевыми песками с редким гравием кварца (5-20 см) и сложен преимущественно алевритистыми глинами массивного либо тонкослоистого, сложения с линзами и прослоями алевритов и песков. Толщина отложений изменяется от 3-5 до 10 м.

Батуриная аллювиальная (aI *bt*) и озерная (II *bt*) свита выполняет эрозионные мертвые прадолины и древние озерные ванны на междуречьях, слагая, нередко, верхнюю часть их разреза.

Прадолины батуриного заложения не выражены или слабо выражены в современном рельефе в виде слабых понижений с цепочкой мелких озер либо заболоченных участков. Озерные осадки батуриной свиты выполняют озерные ванны и понижения палеорельефа. Они представлены зеленовато-серыми и буровато-серыми известковистыми глинами с прослоями пылеватых кварцево-полевошпатовых песков и алевритов. Глины гидрослюдистые или каолинитово-гидрослюдистые с массивной текстурой либо тонко-слоистые (типа ленточных), нередко встречаются растительные остатки и обломки раковин моллюсков. Толщина свиты достигает до 20 м.

Суерьский аллювиальный комплекс (aSI) распространен в долине рек Тобол и Суерь. Он имеет локальное распространение в левом борту долины Тобола и пересечен отдельными скважинами. Толщина отложений достигает до 25 м.

Среднее звено

К среднему звену относятся аллювиальная тобольская свита в долине Тобола, озерно-аллювиальная уйско-убаганская свита в долине Тобола и в низовьях крупных рек, а также озерная уйско-убаганская свита на междуречьях.

Тобольская аллювиальная свита (aII *tb*) выполняет переуглубления Тобола и Убагана. Отложения свиты представлены полимиктовыми глинистыми песками, с размывом залегающими на глинах чеганской свиты раннего олигоцена, и иловатыми алевритистыми глинами с линзами и прослоями алевритов. Перекрываются осадки перигляциальной уйско-убаганской свитой среднеуральского возраста. Толщина свиты варьирует в пределах 20-30 м.

Уйско-убаганская озерно-аллювиальная свита (IaII *ub*) формирует III надпойменную аккумулятивную рельефообразующую террасу, сложенную супесчано-суглинистыми осадками перигляциального типа. Она широко представлена в долине р. Тобол, выполняя крупную меридиональную ложбину. Относительная высота поверхности террасы составляет 20-25 м, ширина 8-10 км, толщина свиты до 50-60 м. Свита с размывом залегает как на коренных палеогеновых породах, так и на отложениях тобольской свиты, выстилающей ложе древней ложбины.

Уйско-убаганская озерная свита (III *ub*) широко распространена на междуречьях. Она выполняет древние озерные ванны и понижения палеорельефа. Свита сложена преимущественно гидрослюдистыми зеленовато-серыми известковистыми глинами массивного либо тонкослоистого, сложения, с тонкими прослоями алевритов или тонкозернистых кварцевых песков. Толщина свиты изменяется в пределах от 5-10 м до 20 м.

Верхнее звено

К верхнему звену относятся аллювиальные комплексы камышловской и режевской надпойменных террас, озерные осадки кумлянской свиты, делювиальные, покровные лессовидные и элювиально-делювиальные образования.

Камышловский аллювиальный комплекс (akIII) имеет широкое распространение на всех реках Зауралья. Он формирует аккумулятивную II (камышловскую) надпойменную террасу с относительной высотой поверхности 8-15 м. В полных разрезах комплекса участвуют нижняя термохронная стрелецкая и верхняя криохронная патрушихинская свиты.

Кумлякская озерная свита (III *km*) широко распространена на междуречьях района. Она выполняет озерные ванны и понижения палеорельефа, слабо выраженные в современном рельефе. Осадки

представлены тонко-мелкозернистыми кварцевыми иловатыми песками, алевритами и алевритистыми гидрослюдистыми и каолинитово-гидрослюдистыми зеленовато- и темно-серыми глинами, нередко с растительным детритом и раковинами пресноводных моллюсков. Толщина отложений свиты изменяется в пределах от 3 - 5 до 8 м.

Режевской аллювиальный комплекс (arIII) формирует первую (режевскую) надпойменную аккумулятивную террасу современных речных долин. Относительная высота террасы 6-8 м. В строении разреза аллювиального комплекса принимают участие нижняя термохронная невьянская свита и верхний криохронный перигляциальный аллювий полярноуральского возраста. **Невьянская** свита сложена полимиктовыми разнозернистыми песками с линзами иловатых синевато-серых глин толщиной 5-10 м; перигляциальный аллювий представлен волнисто-слоистыми светло-бурыми песками с линзами гравия, супесей и глин толщиной до 3-5 м.

Делювиальные образования полярноуральского возраста (dIII *pu*) покрывают склоны малых рек и притоков, а также развиты на эрозионных склонах речных долин и перекрывают аллювиальный режевской комплекс у тылового шва одноименной террасы. Образования представлены светло-серыми суглинками и супесями, реже глинами, с включениями карбонатных стяжений, редкими гравием и галькой кварцевого состава и свежего мелкого щебня подстилающих пород. Нижняя граница обычно резкая либо осложненная криогенными процессами. Имеют толщину 1-2 м. Возраст установлен по сопряжению делювия с верхней перигляциальной свитой режевского аллювиального комплекса.

Делювиальные образования **североуральского** надгоризонта (dIII *sv*) покрывают склоны речных долин, аллювий высоких эрозионно-аккумулятивных террас и камышловский аллювий при тыловом шве. Образования представлены супесями, суглинками и глинами, часто макропористыми, бурого и коричневатого-бурого цвета, среднеплотного сложения, с известковистыми журавчиками, с включениями редкой гальки, кварца и щебня подстилающих коренных пород. Толщина отложений надгоризонта составляет 2-5 м.

Лессовидные (полигенетические) образования (LIII *sv*) покрывают тонким чехлом на междуречьях все более древние образования. Они представлены бурыми макропористыми суглинками или супесями, известковистыми, лессовидного облика. Толщина суглинков варьирует в интервале от 2-4 до 7 м.

Элювиально-делювиальные образования (edIII) развиты на приподнятых участках междуречий, по берегам некоторых озер, и связаны с верхними частями эрозионно-денудационных склонов речных долин. Данные отложения представлены супесями, суглинками и глинами со щебнем материнских подстилающих пород. Их нижняя граница обычно

постепенная или с криогенными нарушениями. Отложения маломощные, их толщина не превышает 1-2 м.

Плейстоцен нерасчлененный

К этому возрасту отнесен элювиально-делювиальный стратоген. Элювиально-делювиальные образования плейстоцена (edP) тонким плащом залегают на выровненных междуречьях Западно-Сибирской равнины. Они пространственно тесно связаны с элювием и фациально замещаются последним. Элювиоделювий представлен коричневато- и серовато-бурыми суглинками, супесями и глинами с сильно выветрелым щебнем подстилающих пород, с редкими зернами крупнозернистого песка и гравием. Толщина отложений не превышает 1-3 м.

Голоцен

Горбуновский горизонт

К **горбуновскому** горизонту голоцена относятся аллювиальные, озерные и палюстринные образования, горбуновская озерно-биогенная и боровлянская эоловая свиты.

Аллювиальный комплекс горбуновского горизонта (aH *gr*) формирует промежуточные (боровую, сосновскую) надпойменные террасы, луговую (высокую) пойму, низкую пойму и русла современных рек. Относительные высоты промежуточных террас равны 4-5 м, высокой поймы – 3-4 м, низкой – 2-3 м.

Озерные осадки горбуновского горизонта (IH *gr*) имеют широкое распространение на междуречьях и в долинах рек. Крупные озера на междуречьях имеют низкую озерную террасу, сложенную хорошо промытыми кварцевыми песками с редким гравием кварца, береговые пляжи и косы, также сложенные песками. Донные осадки озер представлены иловатыми тонкозернистыми песками, алевролитами и глинами, пелитолитами и сапропелями. Толщина осадков составляет 3-5 м.

Горбуновская озерно-палюстринная свита (l, pIH *gr*) и палюстринные (биогенные) образования (pIH *gr*) горбуновского горизонта приурочены к зарастающим и отмершим озерным ваннам, распространенным как на междуречьях, так и в долинах рек. Горбуновская свита сложена двумя литологическими пачками: нижняя озерная – иловатые глины, известковистая гаж (мергель), сапропели; верхняя палюстринная (биогенная) – торф илистый разной степени разложения. Толщина свиты достигает 5-10 м.

Боровлянская эоловая свита нижней части горбуновского горизонта (vH *gr*) распространена в восточной части Западно-Сибирской равнины.

Ею сформированы небольшие гряды и дюны, закрепленные сосновыми борами. Свита представлена светло-серыми и желтовато-серыми полевошпатово-кварцевыми песками, тонко-среднезернистыми, пылеватыми, окатанностью 2-3 балла, с матовой поверхностью зерен (до 40 %), с косыми линзами алевритов. Пески плащеобразно перекрывают поверхности междуречий с разными абсолютными отметками, и, в том числе, перекрывают террасовую поверхность режевского аллювиального комплекса в нижнем течении р. Тобол. Эоловый генезис песков подтверждается грядово-дюнным рельефом, хорошей окатанностью зерен, матовостью и корродированностью их поверхности, дальним переносом фрагментов спикул губок, панцирей диатомовых водорослей и отсутствием в разрезе крупных частиц – крупнозернистых зерен песка и гравия.

ГЛАВА 2. ТЕКТОНИКА КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Рассматриваемая территория Курганской области, как часть обширного Западно-Сибирского осадочно-породного мегабассейна, на протяжении своей геологической истории прошла все стадии развития от геосинклинали до платформы. Разные участки этой территории имеют свои отличительные черты тектонического строения, что вызвано их индивидуальным ходом развития. К настоящему времени проведен значительный объем опорных профильных сейсмических исследований, площадной аэромагнитной и гравиметрической съемок, бурения параметрических, структурных и структурно-поисковых скважин. Они были направлены преимущественно на изучение геологического строения и оценку нефтегазоносности доюрских комплексов пород. Имеющиеся сечения, выполненные вкрест простирания основных структур, региональные и площадные геофизические исследования дали возможность составить более-менее полное представление о строении этих комплексов пород.

По разрезам пробуренных скважин проведено детальное литологическое изучение и стратиграфическое их расчленение, стратиграфически привязаны сейсмические горизонты, что дает возможность решать комплекс геологических вопросов о вещественном составе, внутренней структуре доюрских комплексов. Сравнение гравитационного и магнитного полей показывает, что в магнитном поле более однозначно, чем на гравитационных картах, отображаются особенности строения разновозрастных и тектонически различных структур. Это можно объяснить тем, что гравитационное поле, отличаясь от магнитного как потенциал от всей производной, в гораздо большей степени затушевано влиянием глубинных факторов. Кроме того, на территории, где вулканогенно-осадочные отложения перекрыты платформенными, интерпретация гравиметрических съемок в целях изучения глубоко залегающих отложений затрудняется также наличием осадочного платформенного чехла. Сопоставление магнитного и гравитационного полей показывает хорошее совпадение местоположений, контуров и простираний разломов (особенно корово-мантийных) и контуров тектонических структур.

В настоящее время на территорию Курганской области имеется большое число, в основном, мелкомасштабных тектонических схем и карт, отражающих авторские представления о строении фундамента. Они, как правило, существенно отличаются друг от друга, как убедительно писал В.С. Сурков (1971 г.) «не столько малым объемом геолого-геофизической информации, сколько различиями в интерпретации геофизических данных...».

В разные годы, начиная с 1961 г. под редакцией Н.Н. Ростовцева появляется ряд схем строения доюрских образований региона. К авторским вариантам, отличающимся наиболее углубленным анализом фактического

материала, относятся построения П.К. Куликова (1964, 1968 гг.), В.П. Марковича (1966 г.), Л.Я. Проводникова (1975 г.), В.С. Бочкарева (1995 г.), Л.В. Смирнова с соавторами (1981, 1994, 2001 гг.) и др.

Большое число таких схем и карт, но более крупного масштаба (1:1 000 000 и 1: 500 000), отражающих строение фундамента, появилось в результате производства площадных гравиразведочных и магниторазведочных съемок. В связи с тем, что отработка площадей носила мозаичный (непланомерный) характер и проводилась в разные годы и разными исполнителями, выполненные построения оказались не увязанными между собой и, более того, представлены в разных легендах.

В основе современного районирования палеозойского фундамента Западно-Сибирской плиты – блоково-тектоническая модель, разработанная на основе геофизических данных, тектоники, фациального и литолого-петрографического анализа кернового материала. Необходимо отметить, что собственно структурно-фациальное районирование выполнено только для девонских и каменноугольных образований; для его распространения на пермские и более древние, до протерозоя, образования нет достаточного материала, для этих временных интервалов районирование принимается условно.

На сегодняшний день существует несколько авторских тектонических карт фундамента Курганской области, построенных в разное время на имеющихся геолого-геофизических материалах. Некоторые из них представлены на рисунки 2.1-2.6. [86, 87, 117]. Каждая из них имеет право на существование. Несмотря на значимые различия, они имеют много схожего. Возможно, с учетом результатов нового глубокого бурения они будут скорректированы.



Рисунок 2.1 – Фрагмент тектонической карты Западно-Сибирской плиты (составил Бочкарев В.С., 1988 г.)

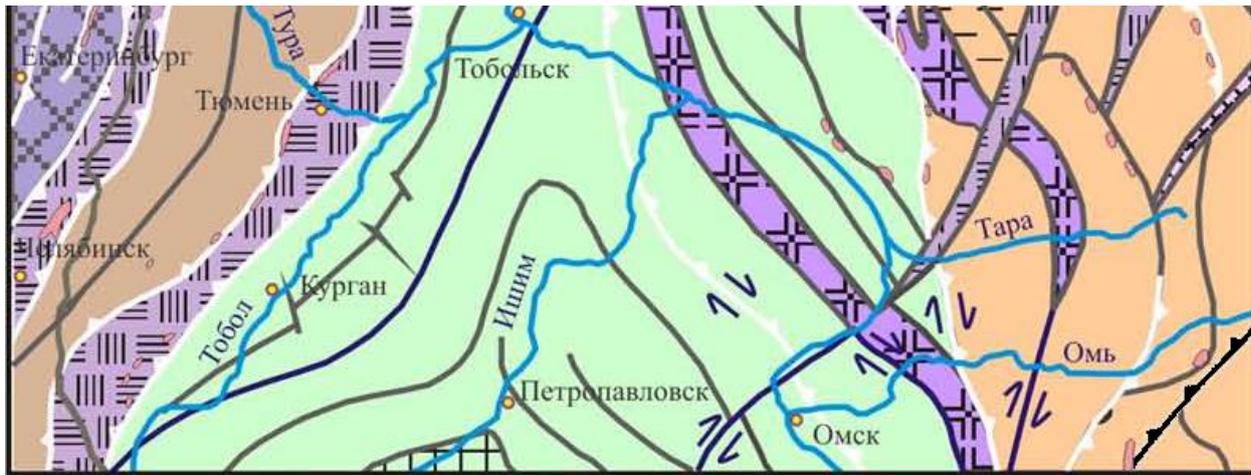


Рисунок 2.2 – Фрагмент схемы структурных элементов домезозойского основания Западно-Сибирской плиты (по Харахинову В.В., 2002 г.)



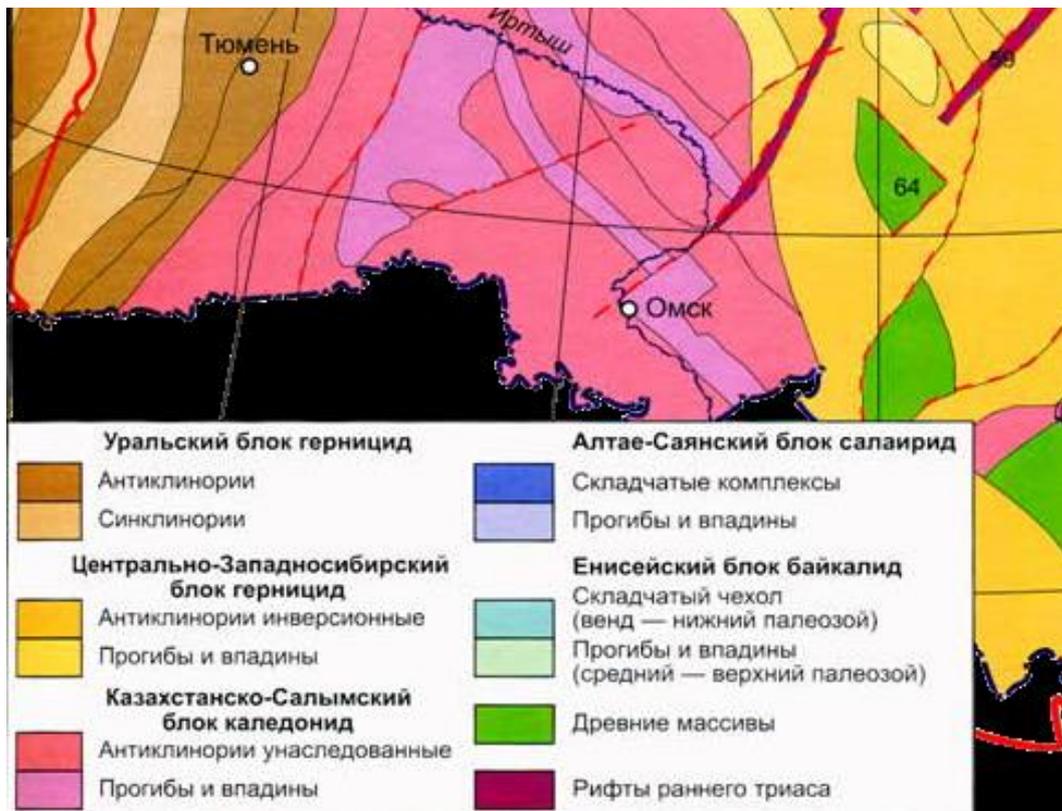


Рисунок 2.3 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под редакцией В.С.Суркова, 2004 г.)

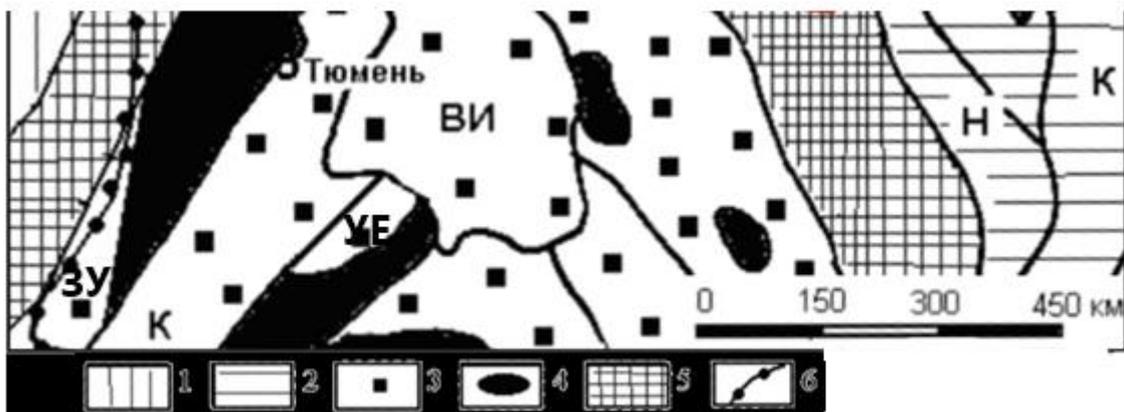


Рисунок 2.4 – Структуры фундамента Западно-Сибирской плиты (по Мочалкиной Л.Н., Кузиной М.Я., 2009 г.)

Условные обозначения:

Структуры фундамента: 1 – уралиды; 2 – террейны и окраина Западной Сибири; 3 – казахстаниды; 4 – докембрийские блоки;

5 – сутуры; 6 – граница ЗСП

Наименование террейнов: ЗУ – Зауральский; К – Кустанайский; ВИ – Вагай-Ишимский; УЕ – Убаган-Ефимовский

В основу тектонического районирования доюрских комплексов Курганской и смежных с ней областей положено выделение тектонических комплексов и зон с различными типами развития формаций и складчатости, возникшими в результате проявления герцинского и киммерийского тектогенезов. Доюрские комплексы имеют гетерогенное строение, поскольку в пределах рассматриваемой территории прослеживаются фрагменты складчатых систем Урала, складчато-глыбовых – Центрального Казахстана и пограничной между ними структуры – Зауральского краевого прогиба. В пограничной структуре – краевом прогибе – отражаются структурные связи платформы со складчатой областью в течение всего среднего палеозоя.

Исходя из имеющихся материалов, отражающих представления о геолого-тектонической позиции исследуемой территории, несмотря на их некоторые, а нередко и весьма существенные различия во взглядах, они едины в том, что интересующий нас фрагмент региона располагается в сложной зоне сочленения Уральской и Казахстанской складчатых систем.

Анализ материалов, полученных в процессе геолого-съёмочных работ в пределах территории сравнительно неплохо изученных Макушинского, Петуховского и Мокроусовского районов Курганской области, на наш взгляд, свидетельствует о не совсем корректном отражении строения фундамента. В первую очередь, это касается заниженной плотности развития разрывных дислокации, распространения киммерийских впадин и представлений о масштабах и составе проявленного интрузивного магматизма. В существующих построениях, в основном, нашли отражение магматиты кислого (гранитоидного) ряда при практически полном отсутствии пород основного и ультраосновного составов. Определенный интерес представляют находки платформенного красноцветного девона, характерного для Казахстанских структурно-формационных зон.

Особого внимания заслуживает Вагай-Ишимская впадина, сложенная преимущественно карбонатным субплатформенным комплексом пород девон-нижнекаменноугольного возраста, в разрезе которого отмечаются отдельные пачки и горизонты терригенных и вулканогенных (туфогенных) отложений. Эта структура имеет отчетливо выраженный характер, в основании которой залегают метаморфиты докембрия, прорванные нижнепалеозойскими гранитными и более основного состава интрузиями.

На профильных разрезах территория характеризуется многоярусным строением и является областью накопления девонских, каменноугольных, триасовых, юрских и кайнозойских толщ. В разрезах девонского и каменноугольного возрастов выявлены положительные и отрицательные структурные формы крупного и подчиненных им более высокого порядка. Их формирование длилось в течение каледонского, герцинского и киммерийского (ранняя фаза) тектогенезов. Типичные платформенные условия установились здесь только с началом формирования альпийского плитного комплекса.

Правильное выделение тектонических комплексов имеет большую практическую важность для реальных прогнозов и ориентировки поисков нефти и газа. Практикой нефтегазовой геологии установлена неразрывная связь между размещением зон нефтегазоаккумуляции и региональной тектоникой: в отношении тектонических комплексов эта связь проявляется в том, что богатые нефтяные и газовые месторождения находятся в разрезе плитных комплексов.

Рассмотрим вкратце историю возникновения тектонических комплексов и форм, а также те основные моменты тектонической истории, которые явились решающими в создании современного тектонического плана доюрских комплексов рассматриваемой территории, входящей в состав Южного Зауралья.

При изучении тектоники земной коры любого крупного региона и оценке перспектив его нефтегазоносности обоснование главнейших этапов развития структур и сопряженных с ними литолого-стратиграфических комплексов, а также закономерностей их распространения в пространстве, имеет принципиальное значение. По существу, в решении этих вопросов находят отражение три основных требования, предъявляемых к региональным тектоническим схемам и картам:

- история формирования комплексов пород, в их составе – структур;
- генезис структур;
- современный структурный план.

Наиболее важным является установление уже на ранних стадиях структурно-вещественных характеристик и последовательности в залегании пород. В первую очередь необходимо выделить тектонические комплексы, характеризующие основные изменения в истории тектонического развития сегмента земной коры, и только во вторую очередь – более мелкие, выражающиеся морфологически.

По характеру тектонического развития, осадконакопления и магматизма всю геологическую историю региона можно подразделить на три крупных цикла (этапа): каледонский – геосинклинальный (R - PZ₁), герцинский – параплатформенный (D₂ - PZ₃ (C₃ - P₁)) и альпийский – платформенный (плитный) (T - Q). Циклы делятся на стадии, которым в разрезе соответствуют ярусы.

Определенный интерес представляет линейное, субдолготной ориентировки инверсионное поднятие, осложняющее крупную зону триас-пермскотриасовых прогибов, закартированную в южной части Вагай-Ишимской впадины, в районе пересечения региональных профилей 1L, 1K и 101В. В пределах Западно-Ишимской площади (скв. №№ 10 и 11) эта положительная структура на общем фоне прогиба отражается в виде линейного контрастного максимума. Оно связано с завершением этапа растяжения тафrogenных прогибов и сменой его сжатием с образованием структур инверсионного типа.

Фрагмент временного сейсмического разреза РП 102В в Вагай-Ишимской зоне с результатами сеймостратиграфического расчленения доюрского основания представлен на рисунке 2.6.

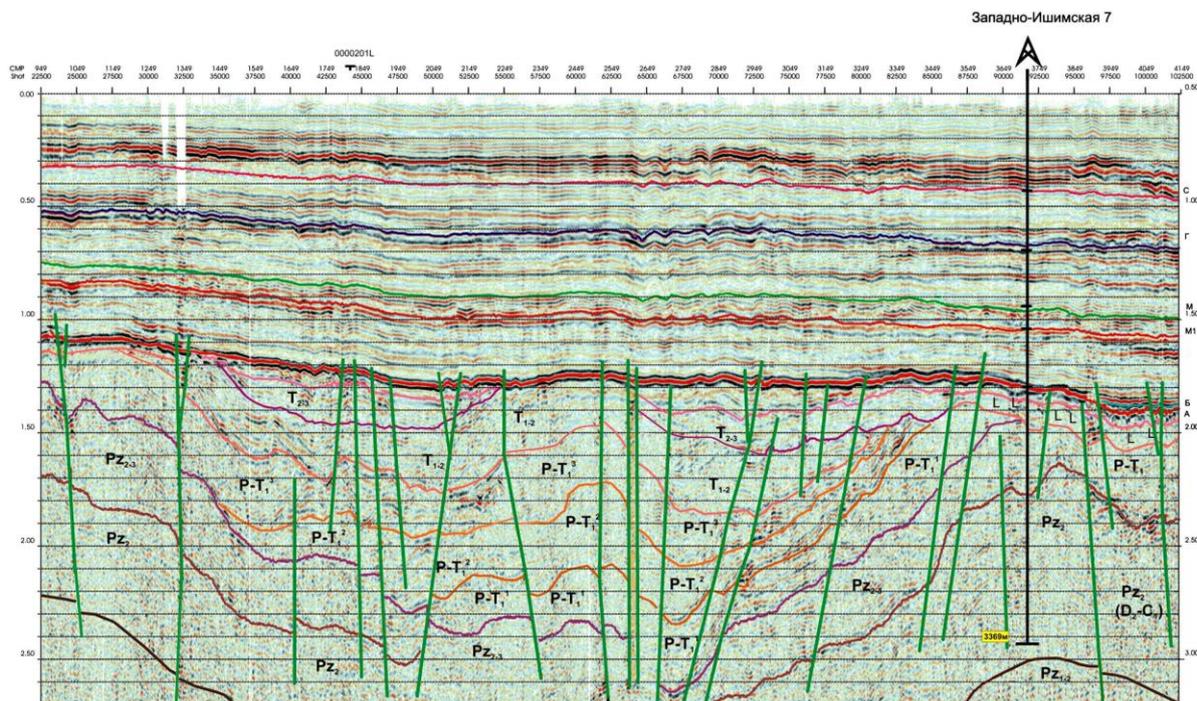


Рисунок 2.6 – Фрагмент временного сейсмического разреза РП 102В в Вагай-Ишимской зоне с результатами сеймостратиграфического расчленения доюрского основания

Каждый из циклов ознаменовался появлением новых тектонических комплексов, качественно отличающихся от предшествующих.

В рассматриваемой части Зауралья главные структурные этажи отвечают естественно-историческим совокупностям слоистых толщ и дислокаций, формирование которых обязано одному из основных (коренных) этапов развития земной коры. К границам между комплексами (или ярусами, этажами) приурочены крупнейшие угловые и стратиграфические несогласия. Выделяемые в Зауралье разновозрастные комплексы имеют региональное распространение.

Структуроформирование доюрских комплексов в пределах Курганского Зауралья происходило в каледонскую, герцинскую и киммерийскую фазы тектогенеза, которые привели к формированию структурно-тектонических зон и структур, с которыми связано возникновение, развитие и эшелонирование дизъюнктивных нарушений, от сравнительно небольших до глубинных разломов.

Среди дизъюнктивных нарушений выделяются следующие:

– разрывные нарушения с характерной изменчивостью параметров на небольших расстояниях и релаксацией как внутри, так и в непосредственно перекрывающих их отложениях;

– региональные глубинные разломы, имеющие линейные размеры в сотни километров и более (Джетыгаринский, Алаповский и Севастопольский).

Разноамплитудные разломы способствовали возникновению динамически напряженных зон и всех эпигенетических процессов, происшедших внутри литолого-стратиграфических комплексов.

В ходе геологической истории наиболее крупные разломы были не только глубинными и долгоживущими, но и служили границами структурно-тектонических зон, а некоторые из них – каналами излияния магматических пород в течение фаз тектогенезов. Наиболее активными из них являлись герцинская (заальская фаза) и древнекиммерийская.

На тектонической схеме доюрских комплексов Курганской области (рисунок 2.7), составленной по материалам А.М. Пумпянского, М.В. Кармановой, В.П. Закожурникова, Ю.Н. Горбачева и др., выделены основные тектонические элементы и показан формационный состав слагающих их разновозрастных комплексов [1, 30, 73, 76].

Анализ материалов, полученных в процессе геолого-съёмочных работ в сравнительно неплохо изученных Макушинском, Петуховском и Мокроусовском районах, на наш взгляд, свидетельствует о не совсем корректном отражении строения фундамента. В первую очередь, это касается заниженной плотности развития разрывных дислокаций, распространения киммерийских впадин и представлений о масштабах и составе проявленного интрузивного магматизма. В указанных построениях, в основном, нашли отражение магматиты кислого (гранитоидного) ряда при практически полном отсутствии пород основного и ультраосновного составов.

2.1. Каледонский (геосинклиальный) цикл

В настоящее время очень мало данных для характеристики формационных комплексов рифей-раннепалеозойского цикла и выделения внутри него отдельных структурных ярусов. В связи с этим возрастная датировка как стратиграфических единиц, так и интрузивных образований, является достаточно условной.

В рифей-раннепалеозойскую стадию рассматриваемая территория была вовлечена в геосинклиальный цикл развития. Происходит образование раннегеосинклиальной офиолитовой формации, о которой можно судить по телам серпентинитов, а затем идет накопление флишевых отложений островодужной стадии развития.

Выкопировка из тектонической схемы доюрских комплексов Курганской области (по Рылькову А.В. и др., 2001 г.) представлена на рисунке 2.8.

Геолого-геофизический разрез по Бродокалмакскому профилю (по Рылькову А.В. и др., 2001 г.) представлен на рисунке 2.9.

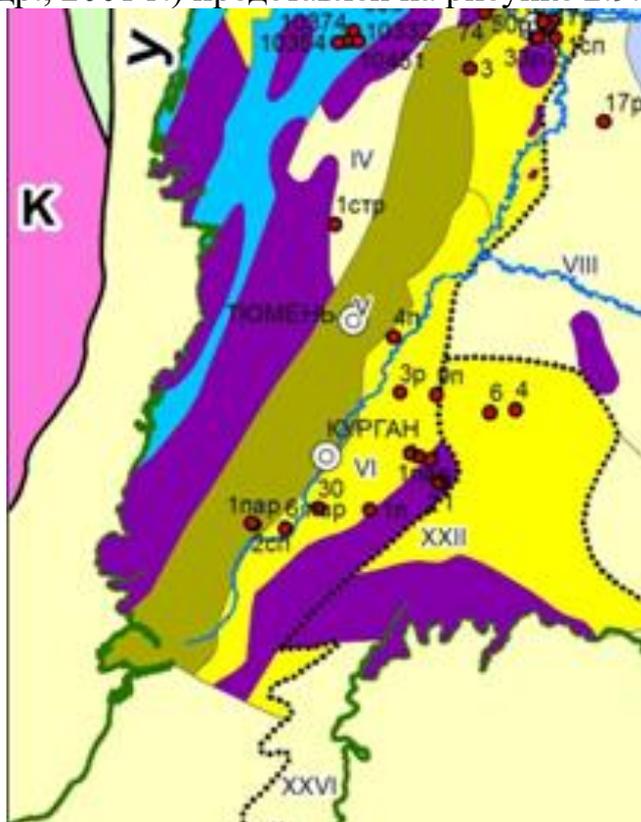


Рисунок 2.7 – Схема структурно-формационного районирования Западно-Сибирской геосинеклизы на основе девонских формаций
Условные обозначения

Схема структурно-фациальной зональности фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы

- - енгидиниды ■ - карелиды ■ - байкалиды ■ - тиманиды ■ - каледониды ■ - уралиды
 - - выступы гранито-гнейсовых и метаморфических образований ■ - орогенные прогибы
- Структурно-формационные зоны:*
- - базальт-дацит-риолитовых ассоциаций ■ - базальтов и андезито-базальтов, толеитовых толщ
 - - с ареалами андезитовых и риолитовых формаций ■ - развития известняков
 - - теригенно-сланцевых и (или) карбонатных толщ ■ - срединные массивы уралид
- 38 - скважины с девонской фауной

Структурно-формационные зоны Уральской складчатой системы:

- I - Тагильская, II - Восточно-Уральская, III - Шеркалинская, IV - Зауральская, V - Тюменско-Кустанайская, VI - Убагано-Ефимовская, VII - Фроловская

Структурно-формационные зоны Казахстанской складчатой системы:

- XVIII - Чингиз-Тарбагатайская, XXII - Вагай-Ишимская, XXVI - Восточно-Тургайская

Возраст эпох консолидации:

- енгидинид - 2515 млн лет
- карелид - 1700 млн лет
- байкалид 625 млн лет
- тиманид 500 млн лет
- каледонид 400 млн лет
- уралид - 245 млн лет

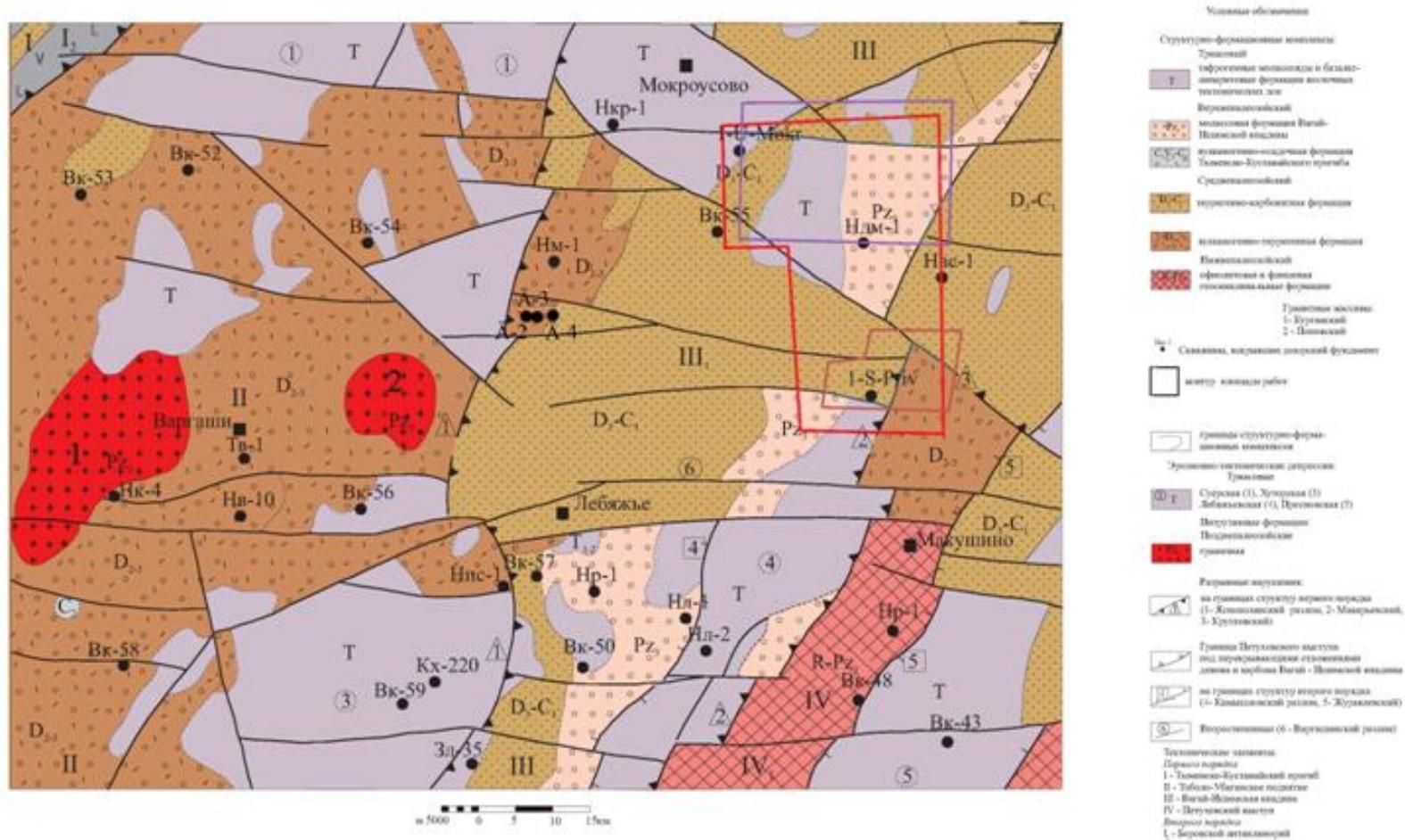


Рисунок 2.8 – Выкопировка из тектонической схемы доюрских комплексов Курганской области (по Рылькову А.В. и др., 2001 г.)

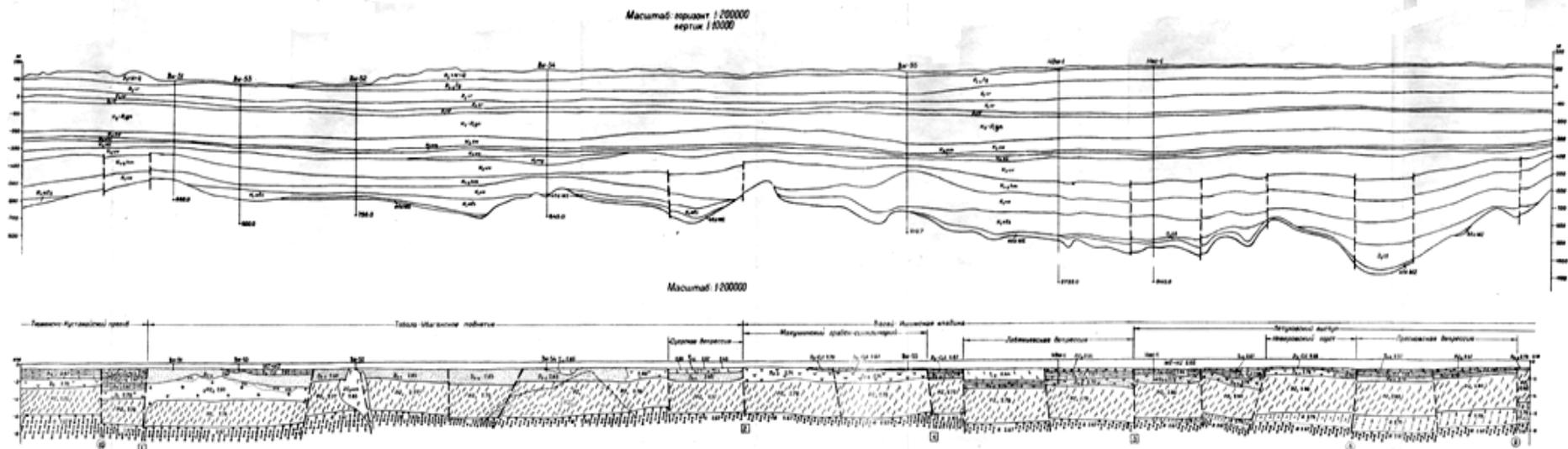


Рисунок 2.9 – Геолого-геофизический разрез по Бродокалмакскому профилю (по Рылькову А.В. и др., 2001 г.)

В ордовике-силуре происходят орогенные (горообразовательные) движения, сопровождающиеся формированием кислых батолитов. Происходит завершение формирования континентальной коры и дифференцированное воздымание территории, особенно в ее южной части. В результате сформировались относительно консолидированные участки в виде разно-великих срединных массивов, выступов на территории Курганской области – Петуховский выступ, Неверовский и Ананьевский горсты. В непосредственной близости от юго-восточной границы Петуховского района выделяется Кокчетавский срединный массив.

2.2. Герцинский (параплатформенный) цикл

Охватывает средне- и верхнепалеозойские события, приведшие к образованию различных формаций: вулканогенно-терригенных (D_{2-3}), карбонатно-терригенных флишоидных ($D_2C_1V_1$), терригенно-карбонатных (D_3-C_1), а также молассовых (PZ_3).

Ранние этапы герцинского цикла характеризуются континентальными условиями накопления осадков и вулканической деятельностью.

Вулканогенно-осадочные породы среднего-верхнего девона на поверхность доюрских образований выходят в Тоболо-Убаганском поднятии, а также вскрыты скважинами под отложениями фамен-турнейского возраста.

Во франское время происходит формирование маломощных кор выветривания. В более позднее фамен-турнейское время почти на всей территории Восточно-Курганской зоны была обстановка мелководного (платформенного) морского бассейна, в котором происходило накопление терригенно-карбонатных отложений. В ранневизейское время происходят конкретные блоковые движения, приведение к обособлению и разрушению Тюменско-Кустанайского прогиба и подъему остальной части территории. В визейско-серпуховское время морской режим сохранялся, но не везде, что подтверждается наличием перерыва в осадконакоплении.

Башкирско-пермский структурный ярус характеризуется преимущественно континентальными условиями развития. Лишь спорадически в Тюменско-Кустанайском и Макушинском прогибах в башкирское время отмечались прибрежно-морские и лагунные условия осадконакопления, и шло накопление маломощных карбонатно-терригенных сероцветных отложений.

В московско-пермское время происходят блоковые подвижки, приведшие к формированию грабеновых структур, выполненных красноцветными грубообломочными отложениями верхнего палеозоя. В завершающую стадию этого же периода закладываются субширотные разрывные нарушения. Дизъюнктивная тектоника этого плана максимально проявилась позднее, в позднем триасе.

Большой интерес представляют субвулканические интрузии, сложенные пермскими риолитами [105, 119] (рисунок 2.10).

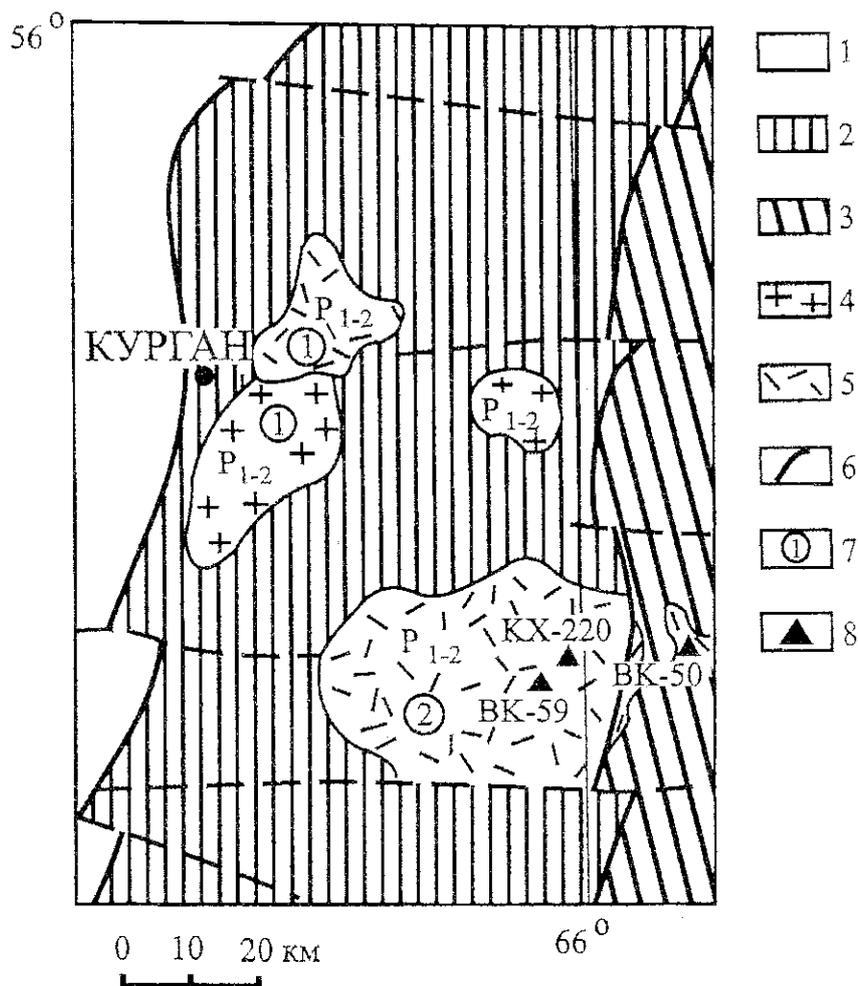


Рисунок 2.10 – Структурно-тектоническая схема размещения вулканоплутонов

Курганского Зауралья (по Пумпянскому А.М., 1990 г.)

Условные обозначения:

1 – Тюменско-Кустанайский прогиб; 2 – Тоболо-Убаганское поднятие; 3 – Вагай-Ишимская впадина; 4 – граниты; 5 – гранит-порфиры, риолиты и риодациты; 6 – тектонические нарушения; 7 – вулканоплутоны: 1 – Курганский, 2 – Хуторской; 8 – пробуренные скважины

Эти интрузии входят в состав посторогенного гранит-риолитового комплекса, завершившего в Курганском Зауралье верхнепалеозойский тектоно-магматический этап развития Уральской складчатой области, и относятся к вулканоплутонам. Интрузии расположены около г. Курган среди среднепалеозойских вулканогенных, вулканогенно-осадочных и осадочных пород Тоболо-Убаганского поднятия, перекрытого мощным чехлом мезо-кайнозойских отложений. Ранее они относились к вулканокупольным образованиям, что не отвечает их петрографическому составу, объему проявления и тектоническим условиям формирования. Приуроченность к зо-

нам поднятий, большие объемы интрузий (площадью до 1000 км²), что подтверждается развитием здесь регионального минимума силы тяжести, тесная структурно-пространственная связь кислых эффузивов и сходных с ними по химическому составу гранитов и гранит-порфиров позволяют относить эти батолитоподобные тела к вулканоплутонам, где кислые интрузивные и эффузивные фации произошли из одного магматического очага и близки по времени формирования.

По данным колонкового бурения интрузии сложены, главным образом, субвулканическими гранит-порфирами и кварцевыми порфирами при подчиненном развитии кислых вулканических пород – риодацитов и риолитов.

С севера и запада интрузии контактируют с вулканогенными и терригенными красноцветными отложениями среднего-позднего девона Тоболо-Убаганского поднятия, с востока – с позднедевонско-турнейскими терригенно-карбонатными отложениями Вагай-Ишимской впадины, на юге – с осадочными и вулканогенными отложениями триаса. В скважине ВК-50 риолиты залегают на осадочных породах позднекаменноугольного возраста. Определенный калий-аргоновым методом возраст риолитов и гранит-порфиров в скв. КХ-220 и ВК-59 соответствует концу раннепермской и позднепермской эпохам, т.е. отвечает постколлизивной стадии развития Уральской складчатой системы.

В риолитах встречаются несколько (до шести) слоев магматических автобрекчий, что свидетельствует о медленном продвижении интрузий вверх и о многократном взламывании их застывшей поверхности поднимающимся снизу магматическим расплавом. Это подтверждает субвулканический характер интрузий. Соответственно, достаточно долгое геологическое время эти зоны характеризовались наличием высоких тепловых потоков, что не могло не сказаться на катагенетическом преобразовании вмещающих и перекрывающих осадочных горных пород.

2.3. Альпийский (платформенный, плитный) цикл

Складчатые движения в Центральном Казахстане завершились на рубеже мезозойской эры, где наиболее поздние проявления субсеквентного магматизма относятся к поздней перми или началу триаса. В это же время произошло почти полное замыкание Уральской геосинклинали. В пределах Южного Зауралья и юго-запада Западной Сибири распространены осадочно-вулканогенные формации триаса, которые представляют собой образования впадин-грабенов, отражающих раннюю стадию плитного развития.

На этой стадии – в триасе – формирование разрывных нарушений северной-северо-восточной ориентировки привело к образованию впадин-грабенов.

Формирование триасовых эффузивных пород синхронно накоплению терригенной молассы в Предуральском прогибе и в Кузбасской впадине, где тоже распространены пермь-триасовые базальты и долериты. Эффузивы среднего и верхнего триаса залегают несогласно на палеозойских отложениях различного возраста, иногда в их основании устанавливаются коры выветривания, что свидетельствует о предшествовавшем грабенообразовании значительном выравнивании территории.

Излиянием эффузивов туринской серии завершилась магматическая деятельность в регионе. Следовательно, исходя из структурных условий и места в исторической последовательности событий, плитные условия в пределах рассматриваемой территории (катаплитные) зародились в среднетриасовое время, поскольку отложения анизийского яруса среднего триаса (скв. Лебяжьевская № 1) участвуют в складчатости совместно с верхнепермскими.

На тектонической схеме показано распространение разнофациальных структурно-формационных комплексов триаса, развитых на территории Курганской области, в частности в ее восточной части и приуроченных к так называемым эрозионно-тектоническим депрессиям (Суэрская, Армизонская, Лебяжьевская и др.).

К плитному комплексу относятся породы средне- и поздне-триасового, юрского, мелового и кайнозойского возрастов, подвергающиеся воздействию радиальных тектонических условий. Они имеют широкое площадное развитие. В составе комплекса можно выделить три тектонических этажа, четко обособляющихся по условиям залегания и характеру дислокаций.

Нижний тектонический этаж включает в себя подвергшиеся резким дифференцированным радиальным напряжениям эффузивные и осадочные породы среднего-верхнего триаса и юры.

Основные формы дислокаций нижнего этажа – грабен и грабен-синклинали. В центральных частях грабенов породы залегают почти горизонтально, а в прибортовых – вблизи разломов, имеют крутые углы падения, иногда – довольно интенсивное смятие. Поверхность выравнивания доюрских комплексов пород неровная. Она образует плавные, часто антиклиналеподобные формы, расчлененные эрозионными процессами в юрское и раннемеловое время. Окончательное ее формирование связано с раннемеловым размывом, после которого домеловые отложения больше не подвергались прямому выветриванию. По кровле доюрских отложений образовались замкнутые положительные структурные формы, перекрытые глинистыми флюидоупорами юры и нижнего мела.

В этот период идет интенсивный процесс корообразования, начавшийся в триасе. Этот этап развития завершается формированием континентальных пестроцветных образований киялинской свиты.

В состав среднего этажа входят охваченные умеренными эпейрогеническими движениями отложения мела, и в верхний – плавными эпейрогеническими движениями отложения палеогена и неогена.

В неокоме идет интенсивный процесс денудации территории, который завершился в раннеаптское время.

Трансгрессия моря, охватившая всю Западную Сибирь, началась также в апте, достигнув максимума в маастрихте, и завершилась в раннем олигоцене регрессией Чеганского моря. Морские (аптские) отложения сплошным чехлом покрывают рассматриваемую территорию. В раннем олигоцене началось общее поднятие, которое сопровождалось обмелением и отступлением Западно-Сибирского моря на восток.

В среднеолигоцен-четвертичное время происходит дальнейшее поднятие территории и установление континентального режима.

С накоплением озерно-аллювиальных осадков для среднеолигоцен-миоценового времени характерна довольно высокая тектоническая активность, выразившаяся в общем воздымании территории, в проявлении разрывной тектоники, наследующей более раннюю палеозойскую.

Необходимо отметить, что в формировании тектонических комплексов в Южном Зауралье и в пределах юго-запада Западной Сибири большое значение имели разломы. Они играли очень важную роль в формировании структур как крупного, так и мелкого порядков. Среди разломов намечаются корово-мантийные (глубинные), чехольно-коровые (региональные) и чехольные. Корово-мантийные разломы разделяют крупные региональные структуры, отличающиеся друг от друга региональными особенностями строения и развития. Чехольно-коровые разломы делят тектонические структуры на отдельные зоны, различающиеся, главным образом, морфологическими особенностями, и часто влияют на размещение жильных образований. Многочисленные мелкие разломы осложняют строение отдельных складок или их крыльев. Заложение и развитие дизъюнктивных нарушений было разновременным. Они возникали и развивались в тесной связи с геологическим развитием Урала и Центрального Казахстана. Для крупных разломов характерна прямолинейность и большая протяженность. Разломы были вызваны в основном судетской, заальской и древнекиммерийской эпохами тектоно-магматической активности.

Анализ толщин и фаций средне-верхнедевонских, средне-верхнекаменноугольных и триасовых пород в пределах рассматриваемой территории подтверждает, что в основе слагающих ее структур лежит система глубоких разломов, заложившихся к началу среднего, а возможно, и в раннем палеозое на окраинах области каледонской консолидации. По этим разломам в среднем и позднем палеозое происходит постепенное, от окраин к Центральному Казахстану, погружение зон, в пределах которых в среднем палеозое накапливались толщи осадочных пород различной, в основном, сравнительно небольшой толщины. В начале позднего палеозоя, когда восточные зоны Уральской миогeosинклинали начали подвергаться общему поднятию и складчатости, зоны Южного Зауралья и юго-западные районы Западной Сибири начали дифференцированно дислоцироваться.

При этом вовлечение отдельных зон региона в прогибание, а в последующем и в деформирование происходило в направлении с запада на восток, вероятно, от одного разлома к другому, от одной зоны к последующей с постепенным затуханием интенсивности деформирования по мере удаления на восток от Уральской системы. По времени эти импульсы соответствовали моментам качественных изменений в геотектоническом режиме Уральской геосинклинали. Так, этапу начальной стадии поднятия Урала и дифференцированному прогибанию области Тоболо-Ишимского бассейна соответствует красноцветная континентальная моласса, прослеживающаяся вверх по разрезу и в направлении с запада на восток. Этапу замыкания геосинклинали Урала также соответствует появление континентальной красноцветной молассы среднего карбона, сменившейся во времени осадочно-вулканогенными породами верхнего карбона, а в зонах непрерывного унаследованного прогибания – и континентальными отложениями перми и триаса.

В пределах непрерывно прогибавшихся окраинных зон каледонид накапливались сравнительно большой мощности (до 7 км) преимущественно терригенно-карбонатные отложения девонского и каменноугольного возраста, образовавшие достаточно обширный (более 250 тыс. км²) Тоболо-Ишимский осадочный бассейн, частью которого является Вагай-Ишимская впадина, в пределах которой находятся Варгашинский, Лебяжьеvский, Мокроусовский, Макушинский, Чистоозерский и Петуховский административные районы Курганской области. В период инверсии Уральской системы эти отложения в герцинский цикл тектогенеза были деформированы, причем интенсивность деформированности постепенно убывала в восточном направлении. Как видно, современные соотношения осадочного покрова на рассматриваемой территории представляют суммарный результат взаимодействия тектонических и седиментационных процессов, протекавших в течение длительной геологической истории - от архея до современной эпохи.

2.4. Структуры доюрского фундамента (pJ)

По результатам анализа истории формирования доюрских тектонических комплексов, а также их генезиса и современного структурного плана, в пределах изучаемой территории выделяются главные тектонические структуры (с запада на восток) [58]:

- Денисовско-Шадринская зона (восточная зона Урала);
- Рудненско-Исетская шовная зона;
- Тоболо-Ишимский палеозойский бассейн;
- выступы каледонского основания северо-западной окраины Центрального Казахстана.

Тоболо-Ишимский палеозойский бассейн образовался в варисциvский цикл тектогенеза на постепенно опускавшихся западной и северной

окраинах каледонского основания Центрального Казахстана. Западной и северо-восточной его границами являются корово-мантийные региональные разломы, южная дугообразная граница принята по выходам на докембрийской срез додевонских толщ. Западная зона краевого прогиба находится на слабо переработанном в герцинский цикл тектогенеза каледонском основании, состоит из высокоамплитудных тектонических форм и имеет большую (70-180 км) ширину. Она характеризуется постепенно убывающей в восточном направлении подвижностью и дифференцированностью по мере удаления от краевой, шовной зоны, слабым и кратковременным проявлением андезитового магматизма, преобладанием осадочных формаций и складчатостью, близкой к платформенной. Здесь основной формой дислокаций являются крупные антиклинальные и синклиналильные зоны, осложненные складками более высоких порядков, сбросами, взбросами и разрывами. Ориентировка осей структурных форм в разрезе палеоплитного комплекса совпадает с ориентировкой крупных тектонических элементов Уральской складчатой системы и региональных разломов. Влияние Урала на Зауральский краевой прогиб и Ишимскую зону палеозойского бассейна подтверждается формой складок, характером дизъюнктивных нарушений и трещиноватости пород. В качестве «упора» служили западные и северо-западные окраины Центрального Казахстана и составляющие его отдельные мелкие жесткие «срединные» массивы. Там, где отсутствовали ядра каледонской консолидации, образовались прогнутые участки, имевшие длительное развитие, в пределах которых сохранились от размыва отложения среднего-верхнего карбона и триаса.

Тоболо-Ишимский палеозойский бассейн представлял собой в течение девонского времени в различной степени расчлененную и наклоненную от Кокчетавского и Урицкого массивов к окраинам поверхность, поскольку мы наблюдаем появление в разрезе окраинных зон бассейна осадочно-вулканогенных и осадочных толщ живетского и франского ярусов, выпадающих из разреза или сокращающихся в толщинах. В направлении Центрального Казахстана они фациально замещаются в низах разреза континентальными, в верхах – обломочно-континентальными осадками. На отдельных возвышенных участках турнейские карбонатные осадки с угловым и стратиграфическим несогласиями налегают на вулканогенные породы нижнего-среднего девона или доплитного палеозойского основания.

Разрез в Тоболо-Ишимском бассейне завершается пермскими и анзийскими (средний триас) отложениями, представленными преимущественно красноцветными молассами, включающими эффузивные анезитовидные породы. Формирование этих отложений соответствует по времени заключительным горообразовательным процессам в Уральской геосинклинали и синхронно накоплению красноцветной молассы в Предуральском прогибе. Полная их толщина велика и превышает 1200 м. На широте г. Кургана Тоболо-Ишимский бассейн имеет довольно большую (около 500

км) ширину, где в Ишимской зоне бассейна, по результатам региональных геофизических исследований и бурения единичных параметрических скважин, наблюдаются сравнительно спокойные, почти платформенные структурные формы разного порядка и слабая тектоническая нарушенность дизъюнктивами. Толщина отложений девона и карбона здесь оценивается от 4 до 7 км. По имеющимся материалам можно с различной степенью обоснованности выделить тектонические формы различного порядка. Восточной границей Ишимской зоны палеозойского бассейна, вероятно, являются выходы на домеловую поверхность нижнепалеозойских и девонских пород.

Ниже будут кратко охарактеризованы лишь те структуры, которые расположены восточнее Рудненско-Исетской шовной зоны и входят в состав Тоболо-Ишимского палеозойского бассейна: это тектонические элементы I порядка – Тюменско-Кустанайский прогиб, Тоболо-Убаганское поднятие, Вагай-Ишимская впадина, Петуховский выступ и др.; II порядка – Валерьяновский синклиниорий, Макушинский грабен-синклиниорий и др.

На самый юг территории заходит своим северным окончанием Заградовский антиклинорий Кокчетавского поднятия. Все структуры имеют преимущественное северо-северо-восточное простирание. Структурный план промежуточного этажа наследует структуры складчатого каледонского комплекса. В то же время в доюрских образованиях отмечаются наложенные депрессионные структуры, несогласно залегающие на структурах северо-восточного простирания. К ним относятся некоторые эрозионно-тектонические депрессии триаса и Вагай-Ишимская впадина. Последняя к северо-востоку от Кругловского разлома перекрывает каледониды Петуховского выступа.

Тюменско-Кустанайский прогиб прослеживается по широкому развитию вулканогенно-осадочных отложений нижнего карбона, которые характеризуются повышенными и положительными гравитационными магнитными полями.

В пределах Курганской области прогиб представлен преимущественно Боровским антиклинорием, наиболее приподнятая часть которого трассируется узкой полосой верхнедевонских отложений, и лишь на северо-западе прослеживается Валерьяновский синклиниорий.

О внутреннем строении Тюменско-Кустанайского прогиба дают представление разрезы глубоких скважин, сейсмические и расчетные геолого-геофизические профили. Для прогиба характерно широкое развитие разрывных нарушений, что сопровождалось флексурообразной складчатостью. Для Валерьяновского синклинория характерно наличие вулканогенно-осадочных отложений раннего карбона до 4 км мощности.

Тоболо-Убаганское поднятие, расположенное к востоку от Тюменско-Кустанайского прогиба, прослеживается по средне-верхнедевонским

отложениям, которые на севере и востоке перекрыты отложениями туринской серии триаса Суэрской и Хуторской депрессий.

Тоболо-Убаганское поднятие характеризуется отрицательным гравитационным полем. Магнитное поле в пределах триасовых депрессий также отрицательное.

Наиболее интенсивный минимум силы тяжести отмечается в восточной части поднятия, где под кислыми эффузивами триасового и девонского возраста предполагается гранитоидная интрузия.

Границы поднятия тектонические. Структурами, осложняющими строение Тоболо-Убаганского поднятия, являются широтные северо-северо-восточные и северо-западные разрывные нарушения, Суэрская и Хуторская депрессии, выполненные вулканогенно-осадочными породами туринской серии T_{1-2} , и небольшие по размеру (до 10-25 км) пологие синклинали, заполненные терригенно-карбонатными отложениями фамен-турнейского возраста.

Вагай-Ишимская впадина начинается на юге от Филипповского разлома, по которому она граничит с Заградовским антиклинорием и продолжается на северо-северо-восток, уходя за пределы рассматриваемой площади. До Кругловского разлома северо-западного простирания впадина имеет форму грабен-синклинали, а северо-восточнее этого разлома расширяется, перекрывая нижнепалеозойские образования Петуховского выступа.

В пределах Вагай-Ишимской впадины выделяются три структурных этажа, различающихся по возрасту, характеру складчатости и степени метаморфизма. *Нижний этаж* слагают сложно дислоцированные и метаморфизованные досреднедевонские (основание рифея и нижний палеозой) образования фундамента Западно-Сибирской плиты. *Средний этаж* включает формации среднего и верхнего палеозоя, а также нижнего-среднего триаса, и делится на три структурно-формационных комплекса: вулканогенно-терригенные породы среднего-верхнего девона (D_{2-3}), терригенно-карбонатные – фамена-визе ($D_3 \text{ fm-C}_1 \text{ v}_1$) и вулканогенно-терригенные – среднего карбона-среднего триаса (C_2-T_{1-2}). Образования этого структурного этажа залегают на складчатом фундаменте с перерывом и угловым несогласием. *Верхний этаж* слагает плитный чехол Западной Сибири, сформировавшийся после среднего триаса (после анизийского времени), и представлен слабо литифицированными мезозойско-кайнозойскими отложениями (юра-квартер) толщиной от 300 м на юге до 1400 м на северо-востоке.

Участок впадины между Филипповским и Кругловским разломами выделен в самостоятельную структуру II порядка – Макушинский грабен-синклинорий, представляющий собой пологий прогиб асимметричного строения. Асимметричность проявляется в том, что наиболее погруженная (осевая) часть располагается ближе к восточному борту этой структуры, выполненной фамен-турнейскими, верхнепалеозойскими и триасовыми отложениями. Гравитационное поле в пределах Макушинской структуры

слабоотрицательное, значительно выше по интенсивности, чем над Тоболо-Убаганским поднятием. В западной части прогиба наблюдается зона положительных гравитационных аномалий, вызванных, вероятно, эффузивными породами девонского возраста, залегающими под фамен-турнейскими отложениями. Магнитное поле преимущественно отрицательное, с многочисленными локальными положительными аномалиями. Локальные аномалии в западной части совпадают с гравитационными и имеют, вероятно, ту же геологическую природу. В северо-восточной части прогиба положительные магнитные аномалии, судя по минимумам силы тяжести и сейсмическим разрезам, созданы базальтами триасового возраста. В южной части Макушинской структуры магнитное поле знакопеременное, со значительными горизонтальными градиентами, отвечающими осадочным и эффузивно-осадочным отложениям туринской серии. Локальные изометричные минимумы силы тяжести могут быть вызваны интрузиями гранитов. Вдоль восточной границы Макушинской структуры наблюдается локальный минимум силы тяжести, который отвечает Лебяжьевской грабен-синклинали.

Максимальная толщина фамен-турнейских и верхнепалеозойских отложений 1,5 км. Несмотря на значительный перерыв между турне и верхнепалеозойскими отложениями, имеющийся материал позволяет считать, что они развиты в одной структурно-фациальной зоне и имеют одинаковый структурный план. Триасовые же отложения эрозионно-тектонической депрессии ложатся со структурным (в плане) несогласием на все нижележащие образования. Породы, выполняющие впадину, субгоризонтального и слабо наклонного (до $10-20^{\circ}$) залегания, более крутые углы падения пород отмечаются в приразломных флексуобразных складках. Борты Макушинской структуры осложнены разрывной тектоникой северо-северо-восточного простирания. Развиты здесь и субширотные дизъюнктивы.

Восточная граница Макушинского прогиба проходит по Макарьевскому разлому, четко фиксируемому гравитационной ступенью на границе отрицательного и положительного поля силы тяжести.

На магнитной карте разлом фиксируется изменением морфологии поля – резким уменьшением горизонтальных градиентов. По сейсморазведке по Макарьевскому разлому изменяются граничные скорости от 5200-5600 м/с до 6000-6200 м/с. По Свердловскому пересечению (В.С. Дружинин и др., 1976 г.) разлому отвечает подъем границы Мохоровичича («Мохо», «М»).

К северо-востоку от Кругловского разлома Вагай-Ишимская впадина резко расширяется на восток, несогласно перекрывая каледониды Петуховского выступа. Для этой части впадины характерна повышенная толщина фамен-турнейских отложений (до 1000 м). На остальной части территории толщина их обычно не более 400 м. Севернее, за пределами площади, в центральной части впадины, толщина верхнедевонско-

нижнекаменноугольных терригенно-карбонатных пород достигает 2000 м. Рассматриваемая часть Вагай-Ишимской впадины характеризуется уменьшением интенсивности гравитационного поля. На карте стратоизогипс доюрского фундамента отмечается резкое погружение фундамента в северо-восточном направлении от 650 до 1000 м.

Петуховский выступ – самая восточная структура рассматриваемой территории, и заходит во все пределы северо-западным крылом. Сложен метаморфизованными породами рифея и нижнего палеозоя. Севернее Кругловского разлома эти образования погружаются под отложения промежуточного структурного этажа Вагай-Ишимской впадины. В пределах Петуховского выступа выделяются следующие блоковые структуры (с запада на восток): Неверовский горст, Пресногорьковский грабен и Ананьевский горст. Все они имеют северо-северо-восточное простирание. Неверовский горст сложен преимущественно породами нижнего палеозоя. Пресногорьковский грабен заполнен породами девона, турнейского яруса карбона и триаса. Ананьевский горст представлен образованиями рифея, нижнего палеозоя и прорывающими их интрузиями гранодиоритов (O_3-S_1) и альпинотипных серпентинитов. Для Петуховского выступа характерны высокое положительное гравитационное поле, особенно в пределах Ананьевского горста, и спокойное отрицательное магнитное поле. Пресногорьковский триасовый грабен прослеживается по локальному минимуму силы тяжести и ряду изометричных положительных магнитных аномалий. При погружении Петуховской структуры под отложения Вагай-Ишимской впадины интенсивность гравитационного поля уменьшается, но, тем не менее, оно значительно выше, чем к западу от Макарьевского разлома, и по гравитационной ступени и отрицательному магнитному полю Петуховский выступ прослеживается до северной границы изучаемой территории.

Депрессии триаса в пределах исследуемой территории представлены эрозионно-тектоническими и грабеновыми структурами. Первые характеризуются изометричной формой распространения триасовых отложений, их несогласным налеганием на нижележащие палеозойские структуры, мощностями туринской серии не выше 500 м. Наиболее крупные депрессии этого типа – Суэрская и Хуторская, площадь которых, соответственно 2000 и 1000 км². Типичным примером грабеновой структуры является Пресногорьковская депрессия, характеризующаяся большой протяженностью (более 160 км) при значительно меньшей ширине (до 30 км). Как правило, границы депрессии прямолинейные, тектонические. Толщина триасовых отложений в грабене достигает 1500 м. Именно эта особенность триасовых отложений привлекает внимание, т.к. совместно с вышележащими мезозойскими (юра, мел) образованиями они формируют по существу самостоятельный этаж (а возможно, и два), представляющий интерес в отношении возможной их нефтегазоносности.

Историю тектонического развития территории Курганской области можно детально проследить с помощью изобахического треугольника (рисунок 2.11).

В течение всей геологической истории изучаемого региона наблюдается унаследованное развитие структур платформенного чехла с постепенным затуханием вверх по разрезу.

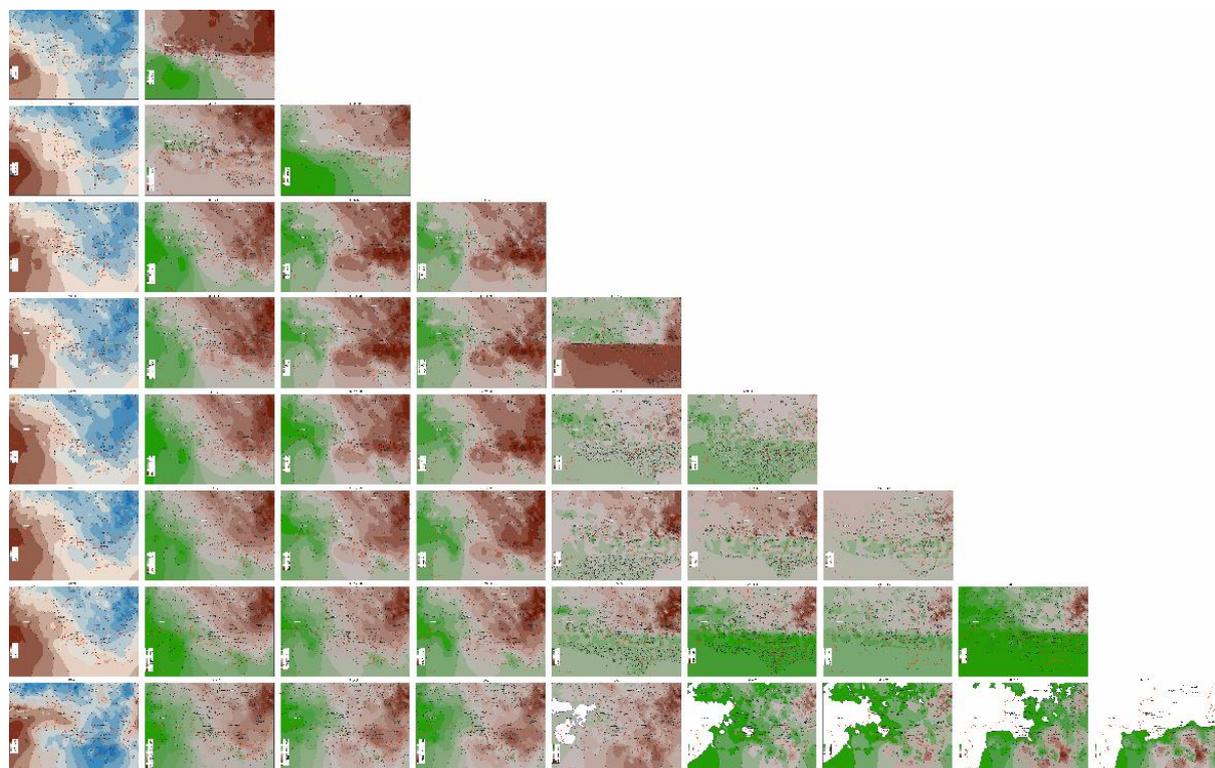


Рисунок 2.11 – Изопахический треугольник, построенный для территории Курганской области (по Александрову В.М., 2020 г.)

ГЛАВА 3. ГИДРОГЕОЛОГИЯ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Изучаемая территория представляет собой юго-западную часть Западно-Сибирского артезианского бассейна.

При гидрогеологическом районировании отмечалось, что Зауралье представляет собой западную окраину Западно-Сибирского артезианского бассейна, в структурно-тектонической схеме которого выделяются части двух крупных впадин - Приуральской и Ханты-Мансийской. К первой из них приурочен Тобольский артезианский бассейн второго порядка, южная часть которого заходит в пределы Северного Казахстана (рисунок 3.1).

Приуральская впадина имеет асимметричное строение. Поверхность фундамента полого погружается в восточном направлении с отметки около 200 м на юга-западе, вдоль сочленения с восточным склоном Урала, до отметки -700 м на севера-востоке.

Ханты-Мансийская впадина заходит в пределы Зауралья юго-западной окраиной и занимает его северо-восточные и восточные участки. Основная ее часть располагается в Западно-Сибирской низменности. Граница ее с Приуральской впадиной довольно условна и проводится по резкому перегибу и погружению поверхности фундамента, местами имеющему форму уступа (Мальцевский, Утешевский и др.). Вдоль этого перегиба располагаются небольшие Усть - Тавдинский и Тюменский прогибы, относящиеся уже к структурам третьего порядка. Поверхность фундамента в этих впадинах опускается до отметки ниже - 1200 м (район г. Тавды).

В пределах Тобольского артезианского бассейна выделены следующие водоносные комплексы и горизонты:

- 1) водоносный комплекс четвертичных отложений;
- 2) воды спорадического распространения в отложениях неогена и водоносный комплекс отложений среднего-верхнего олигоцена;
- 3) водоносный горизонт отложения палеоцена-нижнего эоцена (талицкая и серовская свиты);
- 4) водоносный комплекс отложений нижнего - верхнего и верхнего мела;
- 5) водоносный комплекс отложений нижнего мела;
- 6) водоносный комплекс угленосных отложений триаса – юры;
- 7) водоносные комплексы зон трещиноватости нерасчлененных пород силура - девона.

По условиям формирования химического состава, водообмена и ресурсам Западно-Сибирский артезианский бассейн делится на два гидрогеологических этажа, разделенных региональным водоупором среднепалеогеновых и верхнемеловых отложений (рисунок 3.2).

Верхний гидрогеологический этаж включает водоносные горизонты, комплексы и спорадически обводненные толщи, приуроченные к четвертичным, неогеновым и верхнепалеогеновым отложениям. Частые фаци-

альные замещения песчаных, супесчаных, алевроитовых и глинистых пород создают весьма благоприятные условия для гидравлической связи всех выделенных горизонтов и комплексов и их водообмена.

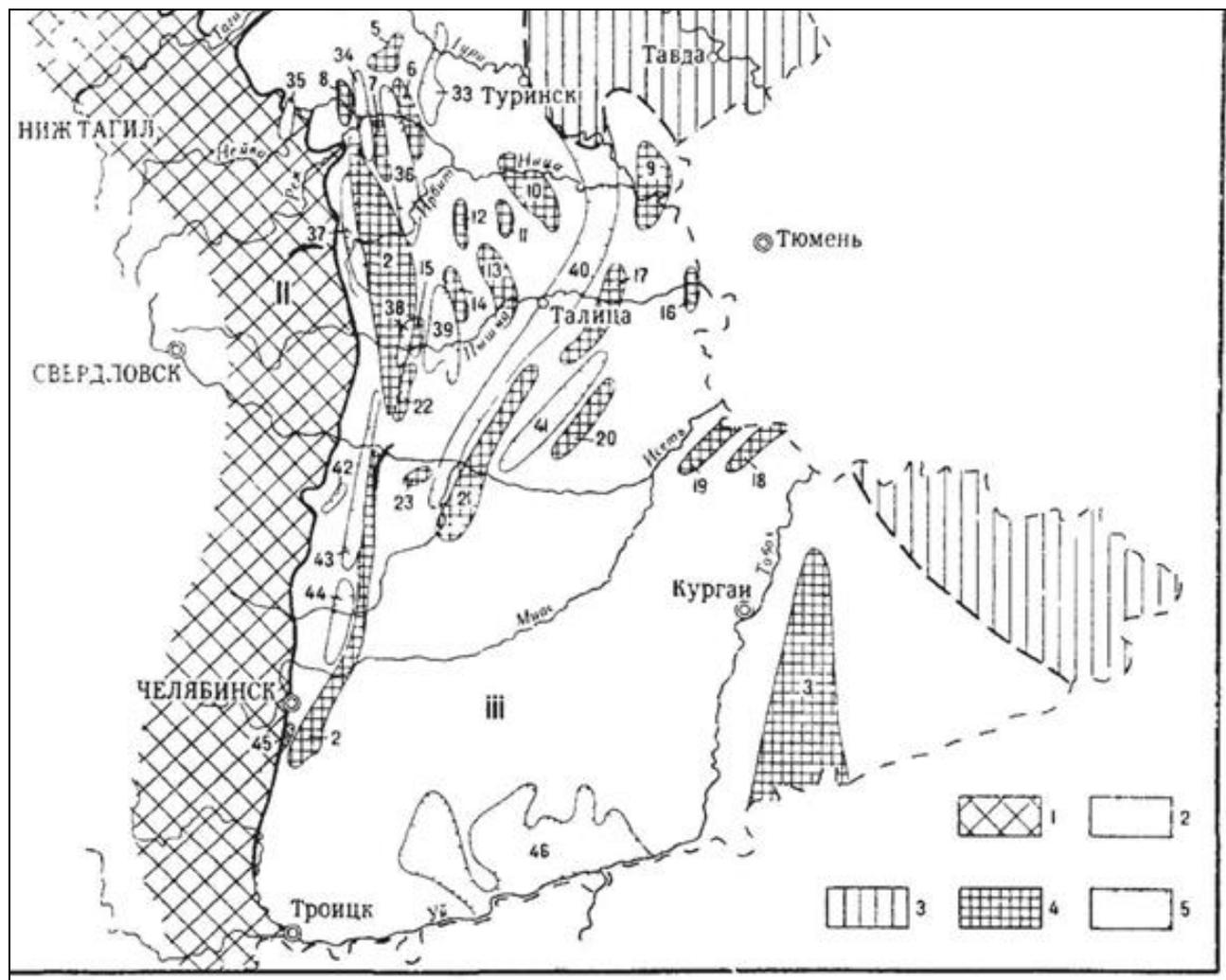


Рисунок 3.1 – Структурно-тектоническая схема Тобольского артезианского бассейна.

Составил В. И. Антипин по материалам Н.Б. Малютина, А.П. Сигова, Г.В. Голубкова [29]

1 - бассейн грунтовых вод, зон трещиноватости складчатого Урала; 2 - Приуральская впадина, с которой связан Тобольский артезианский бассейн, 3 - Ханты-Мансийская (Усть-Иртышская) впадина, 4 - поднятия и валы на тектонических выступах и эрозионных останцах фундамента: Шалашинское поднятие (1), Красногвардейское поднятие (2), Тобольское поднятие (3), валы Северухинский (4), Березовский (5), Чувашевско-Черепановский (6), Михайловский (7), Бабановский (8), Усть-Ницинский (9), Еланский (10), Ляпуновский (11), Харлавский (12), Куяровский (13), Моставский (14), Кокшарово-Шипицинский (15), Мальцевский (16), Белоярский (17), Боровлянский (18), Исетский (19), Ольховский (20), Першинско-Новосельский (21), Каливовоки (22), Ильинский (23), Колчедано-иркинский (24); 5 - депрессии, приуроченные к эрозионным и эрозинно-тектоническим впадинам в рельефе фундамента: Зомарайская (25), Каквикская (26), Сосьвинекая (27), Кошайская (28). Ведерниковская (29), Ерзовская (30), Фаменская (31), Норицнская (32), Ветошкинская (33), Ключевская (34), Алапаевская (35), Щаповская (36), Белоярская (37), Ялунинская (38), Закамышловская (39), Мясниковско-Талицкая (40), Вознесенская (41), Синарская (42), Черноскутовская (43), Сугоякская (44), Коркинская (45), Уйская (46).

ГРУППА	СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	СЕРИЯ, СБНТА	ГОРИЗОНТ	ИНДЕКС	КОЛОНКА	МОЩНОСТЬ, М	ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ ПОРОД	ВОДОСЫЩЕНЫЙ ГОРИЗОНТ / КОМПЛ.	НАЗВАНИЕ	ВОДОСЫЩЕНЫЙ ГОРИЗОНТ / КОМПЛ.	НАЗВАНИЕ	ОСНОВНЫЕ ТИПЫ И КЛАССЫ ВОД / по Зайцеву/	ДЕБИТ, л/сек		ГИДРОДИНАМИЧ. ЗОНА	
															на вадва	в долине		
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	КАЙНОЗОЙСКАЯ	ЧЕТВЕРТИЧНАЯ	СОВРЕМЕННОЕ			aQ ₄		3-25	Аллювиальные современные четвертичные отложения, глины, суглинки, песок, алевриты.	Современный аллювиальный отложения					0.006	0.1 в долине	Зона современного водообмена	
								5-32	Аллювиальные отложения, средне-верхние четвертичные, песок, суглинки, глины.						0.09	0.5		
								5-25	Озерные, озерно-аллювиальные четвертичные отложения, просл. песков и алевритов в глинах.						0.03	1.1 в долине		
								3-9	Мустанская и палладарская свиты, просл. песок, алевритов, средн. глины.						0.05	3.6		
								05-25	Светлинская свита Глины, просл. песок, алевритов, средн. глины.						0.1			
								2-19.1	Березинская и абысимовская свиты, Пески, алевриты, песч. глины.									
								0-78	Олигоцен мерзлотно-ледниковый алевриты, глины, песчаные, вапсы, гравий, глины.						0.1-1.1	до 5.0		Зона современного водообмена
								40-80	Чеганская свита. Глины, диатомиты, глинистые опилки.						0.5-ж			
								47	Серовская свита. Опилки, глинистые опилки, песчанники, галзуконит-кварцевые, иногда - базальный горизонт.						17.95 л/с в приливной части р. Тобол			Зона относительно современного водообмена
								36	Тяньцзянская свита. Глины, гидрослюдисто-бейделитовые, просл. песчанники, галзуконит-кварцевых, иногда - базальный горизонт.									
								179	Гамьинская свита. Глины, известковистые мергели, просл. песчанники, галзуконит-кварцевых.									Зона современного водообмена
								112	Зайковская свита. Глины, монтмориллонитовые, сланцевые, часто опоксидные, глинистые опилки, песчанники, галзуконит-кварцевые.						от 0.03 до 0.6			
22	Намыровская свита. Глины, монтмориллонитовые, иногда известковистые, просл. галзуконит-кварц.	до 2 л/с (св. ж. в. лист К-42-7/III, у ст. Мелеуек)		Зона затрудненного водообмена														
42	Вурьянская свита. Глины, гидрослюдисто-бейделитовые, сланцевые, просл. песчанники, галзуконит-кварцевых, иногда - базальный горизонт.																	
110	Мургайская свита. Глины, гидрослюдисто-каолинитовые, песчанники, кварцевые опилки, просл. сидеритовые.			Зона затрудненного водообмена														
80	Ханты-Мансийская свита. Глины, каолинитовые, гидрослюдистые, сланцевые, песчанники, алевриты, сидериты.	от 1.5 до 3.0																
96	Викловская свита. Глины, гидрослюдисто-каолинитовые, просл. кварцевых, песчанников, алевритов, растительный детрит, лигниты.			Зона затрудненного водообмена														
170	Кувинская свита. Глины, гидрослюдисто-каолинитовые, пестро-цветные, неравномерно-карбонатные, просл. песчанников, конгломератов, брекчий, сидеритов.																	
119	Таворинская свита. Глины, каолинитовые, красноцветные, просл. сероцвета, просл. алевритов, песчанников, гравелитов, пелитов.			Зона затрудненного водообмена														
73	Тименская свита. Глины, каолинитовые, сероцветные, просл. алевритов, песчанников, песков, лигнитов, бурый угль, галька и гравий, (в основании разреза).																	
ПАЛЕОЗОЙСКАЯ	МЕЛОВАЯ	НИЖНИЙ	НИЖНИЙ	ТАРБАГАТАЙСКИЙ	ТАРБАГАТАЙСКИЙ	K ₁₋₂ Am		73	Триасовые и явезойские отложения. Лигниты, порфириты, туфы, карбонатно-терригенные отложения, сланцы, метапесчанники.	Палеозой-триасовые	Юркий	Нижне-вернемеловой	Триасно-палеозойский и меловой	Пороро-пластовый	от 0.01 до 0.3		Зона затрудненного водообмена	
								73	Триасовые и явезойские отложения. Лигниты, порфириты, туфы, карбонатно-терригенные отложения, сланцы, метапесчанники.									

Рисунок 3.2 – Сводный гидрогеохимический разрез Зауралья

Верхний этаж характеризуется активным водообменом, наличием пресных вод, в основном, гидрокарбонатного состава и отсутствием регионально выраженных водоупоров. В его пределах выделяются две гидродинамические зоны: верхняя – безнапорных и слабонапорных вод неоген-четвертичных отложений и нижняя - напорных вод верхнепалеогеновых отложений. На рассматриваемой территории воды верхнего гидрогеологического этажа используются для целей водоснабжения.

Нижний гидрогеологический этаж с точки зрения нефтегазоносности представляет наибольший интерес. Он охватывает водоносные горизонты и комплексы мезозойского и палеозойского возраста и отделяется от верхнего регионально выдержанными породами среднепалеогенового и верхнемелового возраста толщиной до 1450 м. Воды этажа находятся в обстановке затрудненного водообмена, характеризуются высоконапорным режимом фильтрации. По составу хлоридно-натриевые с минерализацией до 26 г/л, термальные. В водах наблюдается повышение содержания йода, брома.

В схеме гидрогеологического районирования РФ территория Курганской области занимает часть юго-западной окраины Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна пластовых вод. Последний на территории района представлен гидрогеологической структурой четвертого порядка – Восточно-Тобольским артезианским бассейном. Литолого-фациальные особенности геологического разреза этих бассейнов позволяют рассматривать их как сложную систему водоносных горизонтов и комплексов трещинно-пластового, пластово-порового и трещинно-жильного типов, погружающихся на северо-восток и разобщенных относительно водоупорными породами. По характеру гидравлической взаимосвязи, водообмена и гидрохимическим показателям в вертикальном разрезе этой сложной системы выделяются три гидродинамические зоны: верхняя зона (активного водообмена), средняя зона (затрудненного водообмена) и нижняя (зона относительно застойного режима) (рисунок 3.3).

Зону активного водообмена представляют континентальные и морские водоносные отложения в возрастном диапазоне от верхнего мела до голоцена. Нижняя граница ее «скользит» вверх по стратиграфическому разрезу с запада на восток, устанавливаясь по кровле чеганского водоупорного горизонта. Водоносные толщи хорошо дренируются местной гидрографической сетью, содержат преимущественно пресные (до 1,0-1,5 г/л) гидрокарбонатные и хлоридно или сульфатно-гидрокарбонатные воды, обогащенные ионами железа и марганца, в концентрациях, часто превышающих ПДК для питьевых вод.

Зоне затрудненного водообмена представлена водоносной толщей, заключенной между водоупорными глинами чеганской и кузнецовской свитами. Ей отвечает та часть гидрогеологического разреза, в которой осуществляется взаимодействие глубинных реликтовых, в первую очередь

седиментационных вод с водами инфильтрационными, формирующимися в зоне активного водообмена.

Зона относительно застойного режима выделяется по распространению высоконапорных седиментогенных, с элизионным режимом, однообразных по составу хлоридных натриевых вод с минерализацией 6-15 г/л. Она включает водоносные горизонты сеномана, нижнего мела, юры и приповерхностной части фундамента.

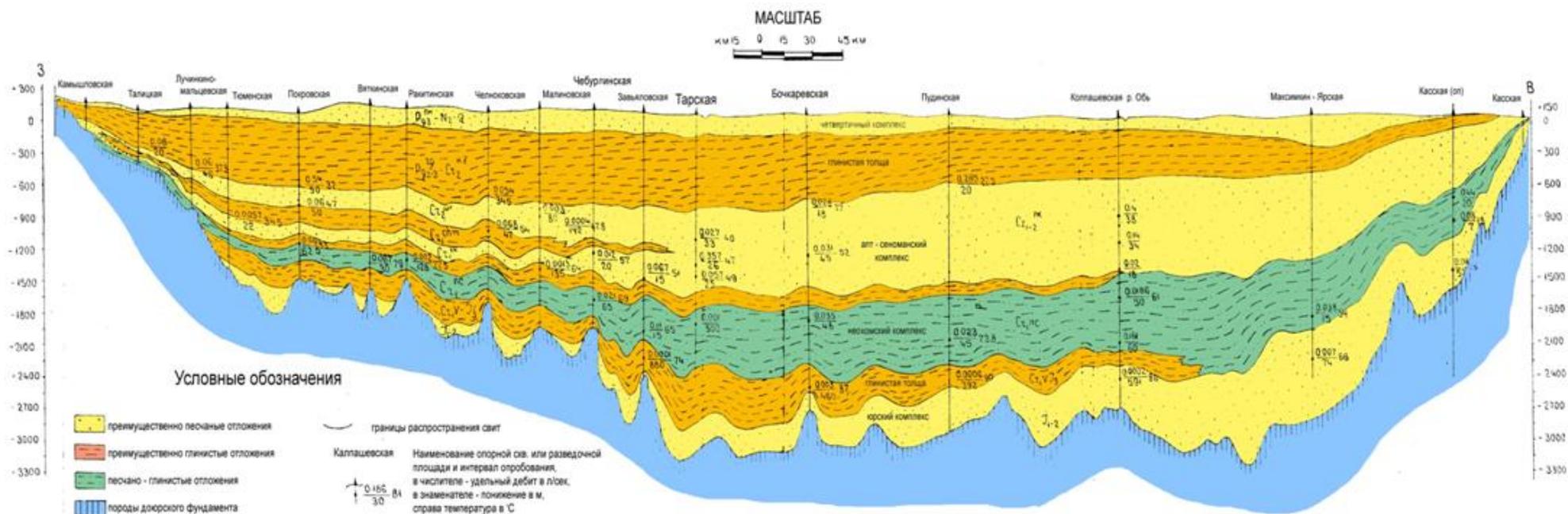


Рисунок 3.3 – Схематический гидрогеологический разрез юга Западной Сибири

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ И РАЙОНИРОВАНИЕ ГРАВИ- И МАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

4.1. Гравитационные и магнитные аномалии

В специфических геологических условиях Курганской области комплексирование указанных потенциальных полей на сегодня – это, пожалуй, единственный наиболее эффективный метод изучения его глубинного строения, касающегося, в первую очередь, доюрской части разреза. Для решения этой важной задачи данный вид исследования является весьма благоприятным, поскольку породы ортоплатформенного комплекса (мезозойско-кайнозойского возраста) практически немагнитны, а их плотность не оказывает существенного влияния на аномальный характер этих полей.

В процессе анализа описываемых геофизических материалов и их районирования традиционно рассматривались следующие параметры: знак поля, интенсивность, площадь распространения, морфология и ориентировка изоаномал и изолиний. Совместный визуальный анализ описываемых полей на рассматриваемой территории свидетельствует об их в общих чертах соответствии.

Магнитное поле в принципе повторяет гравитационное как по общему простиранию аномалий, так и по знаку. Положительному полю Δg в большинстве случаев отвечают повышенные значения поля ΔT_a , но магнитное поле более дифференцировано, его интенсивность изменяется от - 450 до + 900 нТл, а значения Δg варьируются в пределах - 30-+ 28 мГал. Ориентировка аномалий и их градиентных зон на исследуемой территории различная и характеризует отдельные ее участки, отражая специфические черты их геологического строения. Так, в западной части области наблюдается устойчивое северо-восточное (уральское) простирание осей аномалий.

Исходя из отмеченных особенностей, в гравитационном поле исследуемой территории представляется возможным выделить несколько аномальных областей, которые включают в себя аномальные зоны, а поле ΔT_a также подразделить соответственно на области и аномальные зоны. Рассмотрим основные характеристики тех и других.

В фундаменте Курганской области с запада на восток выделяется несколько аномальных областей, генетически связанных со структурами первого порядка: Восточно-Уральский прогиб, Зауральское поднятие, Тюменско-Кустанайский прогиб, Тоболо-Убаганское поднятие, Вагай-Ишимская впадина, Петуховский выступ. На юго-восточной оконечности на изучаемую территорию заходит своим северным окончанием Заградовский антиклинорий Кокчетавского поднятия. Все структуры имеют в плане вид полосы переменной ширины с преимущественно северо-северо-восточным простиранием. В этом же направлении выстраиваются оси аномалий и участки резких

смен простирания изолиний. Для них характерны положительные значения поля силы тяжести, повышение которых усиливается в южную сторону.

Отмечаются одиночные сложные аномалии (до 28 мГал) – в структурном плане они соответствуют интрузивным образованиям различного генезиса и возрастного диапазона (позднеордовикская-раннесилурийская гранодиоритовая, силурийская дунит-гарцбургитовая, раннекаменноугольная габбро-диорит-гранитная, ранне-среднекаменно- угольная габбро-диорит-гранодиоритовая, среднекаменноугольная габбро-монокит-граносиенитовая, средне-позднекаменноугольная гранодиорит-адамеллитовая, позднепалеозойская (герцинская) гранитная и ранне-среднетриасовая базальт-липаритовая (трапповая) формации). Интрузивные породы развиты в различных структурах доюрского гетерогенного фундамента и представлены ультраосновными, основными, средними и кислыми разностями.

Здесь проявляется несколько сложных высокоинтенсивных аномалий – максимумов, которым, как правило, соответствуют интенсивные (до 800 нТл) положительные аномалии магнитного поля.

К этому следует добавить закономерное для определенной части положительных аномалий (максимумов) смещение в северном направлении гравитационных максимумов относительно магнитных. Для этой зоны характерны также резкие градиентные ступени.

Детальный анализ показывает, что магнитное поле, соответствующее положительным гравитационным областям, имеет знакопеременный характер. Но в целом повышенным значениям поля силы тяжести отвечают повышенные значения поля ΔT_a (рисунки 4.1-4.4). Локальным понижениям гравитационного поля в пределах исследуемых зон соответствуют понижения значения ΔT_a .

Поле силы тяжести Курганской области можно четко разделить на три части: восточную, центральную и западную. Восточная представляет собой сочетание интенсивных (-16, -18 мГал) сложных гравитационных минимумов, характеризующихся невыдержанным направлением осей простирания.

Особенностью восточной части Курганской области является наличие на крайнем юго-востоке повышенного гравитационного поля и чередование аномалий положительного и отрицательного знака, отражающих в структурном плане систему прогибов и валов. Повышенным значениям поля Δg соответствует повышенное магнитное поле.

В центральной части Курганской области наблюдается положительное гравитационное поле и отвечающее ему сложное, мозаичной структуры, в целом повышенное (за исключением отдельных участков) магнитное поле. На фоне положительного поля силы тяжести выделяются крупные, интенсивностью до + 24 мГал максимумы.

Отдельные магнитные аномалии в магнитном поле имеют расплывчатые формы без определенной ориентировки осей. Блоковый характер полю Δg данной аномальной области придают ярко выраженные гравита-

ционные ступени. В восточном направлении эта аномальная зона сменяется областью, имеющей спокойные, более плавные очертания изолиний.

В западной части Курганской области имеются осложнения в виде системы вытянутых, заливообразных аномальных зон, которые подчеркиваются разворотом изоаномал с северо-запада на север. Западная часть Курганской области отличается общим положительным полем силы тяжести ($0 + 10$ мГал). По мере приближения к центральной зоне, расположенной восточнее, наблюдается плавное понижение поля Δg .

Минимальных значений (от -10 до -14 мГал) оно достигает в переходной зоне, отражающей строение Туринско-Троицкого моноклинория (аномалии), и вновь повышается с резким градиентом на границе с Тюменской впадиной (аномальной областью).

Крупным гравитационным минимумам соответствуют положительные значения магнитного поля, достигающие 300 нТл.

Отличие от общей картины наблюдается в южной части центральной области. Здесь происходит резкая смена характера потенциальных полей. Интенсивному положительному магнитному полю отвечает относительно повышенное, но спокойное гравитационное поле. Наиболее крупные, положительного знака, аномалии в магнитном поле тоже имеют положительные значения (до 400 нТл).

На границе перехода от Курганской области на юг, к территории Республики Казахстан отмечается резкое изменение уровня геофизических полей. Эта часть исследуемой территории сравнительно равномерно охвачена сейсмическими исследованиями.

В целом поле Δg этого района характеризуется региональным понижением значений до 0 мГал, осложненного рядом контрастных минимумов интенсивностью до -20 мГал.

В пределах основной части этих минимумов ранее был выполнен достаточно большой комплекс геолого-геофизических работ, позволивший установить геологическую природу этих объектов. На тектонической схеме этим гравитационным минимумам соответствуют одноименные поднятия.

На фоне общего отрицательного поля силы тяжести в переходной зоне от центральной к восточной части Курганской области наблюдаются отдельные максимумы ($+10 \div +16$ мГал) со значительными градиентами, которые сопровождаются спокойным понижением поля ΔT_a до -50 нТл, на тектонической карте им соответствуют прогибы.

Гравитационные аномалии имеют, в основном, форму, близкую к изометричной, с северной и северо-западной ориентировкой. Магнитное поле в этих районах сложное и практически не поддается прямой корреляции с полем Δg .

Наблюдается чередование аномалий положительных и отрицательных знаков, которые цепочкой тянутся на север. Сложные положительные аномалии включают в себя ряд простых интенсивных максимумов.

мов (+ 400 ÷ + 950 нТл). Преобладают вытянутые в меридиональном направлении положительные аномалии, которые со всех сторон ограничены почти линейными зонами резких градиентов. Они отражают систему прогибов. Вышеописанные особенности поля ΔT_a придают изучаемой территории ярко выраженный зонально-полосовидный характер.

Прямую корреляцию геофизических полей здесь провести трудно. Магнитное поле рассматриваемой части Курганской области сильно дифференцировано, но в основном имеет пониженные значения. К югу на этом фоне фиксируются отдельные сложные максимумы интенсивностью до + 300 нТл. В пределах этой зоны наблюдается резкое изменение ориентировки изодинам с меридиональной на субширотную. Выделяется узкая линейная полоса повышенных значений с секущим по отношению к общему простиранию поля направлением. Продолжение этой широтной зоны наблюдаем и в восточных аномальных областях.

Особенности их геологического строения отражаются в поведении геофизических полей.

Прослеживается определенная зависимость между морфологией и интенсивностью гравитационного поля и тектоническими структурами. Региональное и локальное повышение поля соответствует моноклиналям, прогибам и впадинам, а отрицательные значения Δg – сводам и поднятиям.

Магнитное поле более дифференцировано и в большей мере характеризует доюрские образования, поэтому недостаточно хорошо параллелизуется с тектоническими структурами осадочного чехла, но в целом повторяет характер изменения гравитационного поля, т.е. повышенные значения принимает над отрицательными структурными элементами, пониженные – над положительными.

Выделенные аномальные области и зоны гравитационного поля в целом неплохо отражают положение и особенности строения крупных тектонических структур как гетерогенного складчатого фундамента, так и ортоплатформенного осадочного чехла. Наиболее контрастно проявлен в материалах гравиразведки Леушинско-Тюменский прогиб, имеющий вид узкой выдержанной зоны. Судя по значениям поля Δg , основную роль в его геологическом строении играют крупные плутоны (вулканические постройки), особенно в центральной части. Характер магнитного поля сложный: на положительном фоне отмечаются изометричные отрицательные аномалии. Магнитное поле знакопеременно, характеризуется чередованием крупных аномалий положительного и отрицательного знаков.

Менее определенно проявляются Шаимско-Троицкое и Тобольское поднятия. Поле ΔT_a в целом повышенное, понижение наблюдается в западном направлении. Их основное направление позволяет предположить, что они обусловлены зоной регионального тектонического нарушения.

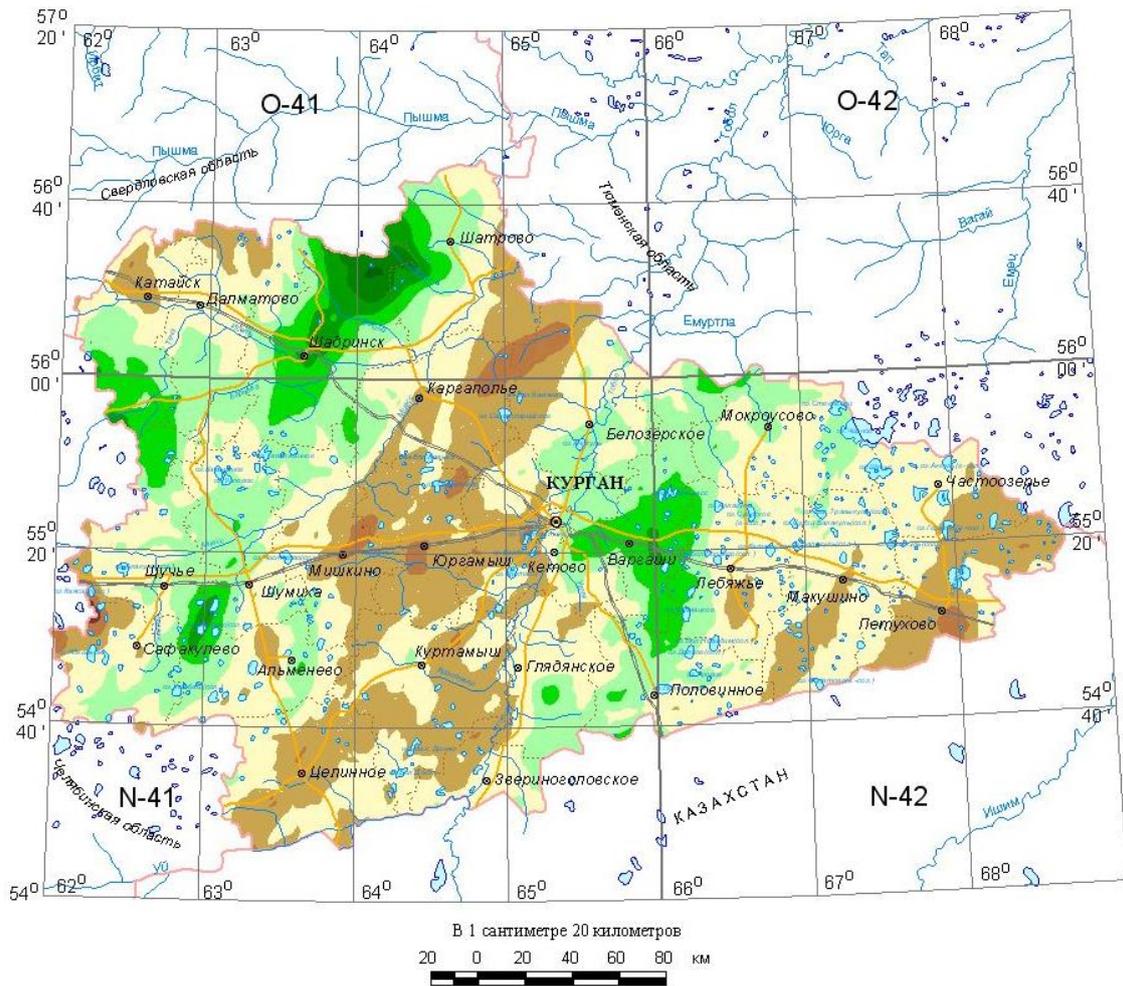
Достаточно четко в гравитационном поле отражается Заградовское поднятие. В магнитном поле картина проявления этого тектонического

элемента более сложная. На фоне невысоких значений в центре структуры отмечается область интенсивных положительных аномалий. Судя по особенностям поля Δg , ее границы со смежными структурами, вероятнее всего, тектонического происхождения.

В крайней восточной части Курганской области по характеру магнитного поля отчетливо прослеживается Сазыкульская мегавпадина, представляющая собой достаточно выдержанное однородное положительное поле – ступень.

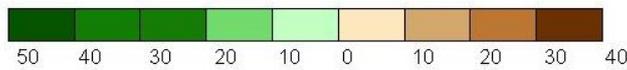
На западе изучаемой территории наблюдается фрагмент Камышловского мегавала, который, по материалам гравirazведки, проявляется в виде разнородного составного объекта. В магнитном поле, которое в основном принимает отрицательные значения, прослеживается узкая зона локального повышения, вытянутая в широтном направлении. Резкое изменение ориентировки осей аномалий позволяет здесь уверенно проследить зону глубинного разлома.

УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ
 КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ
 ГРАВИМЕТРИЧЕСКАЯ КАРТА



Условные обозначения

Шкала аномалий силы тяжести в мгл



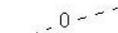
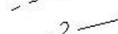
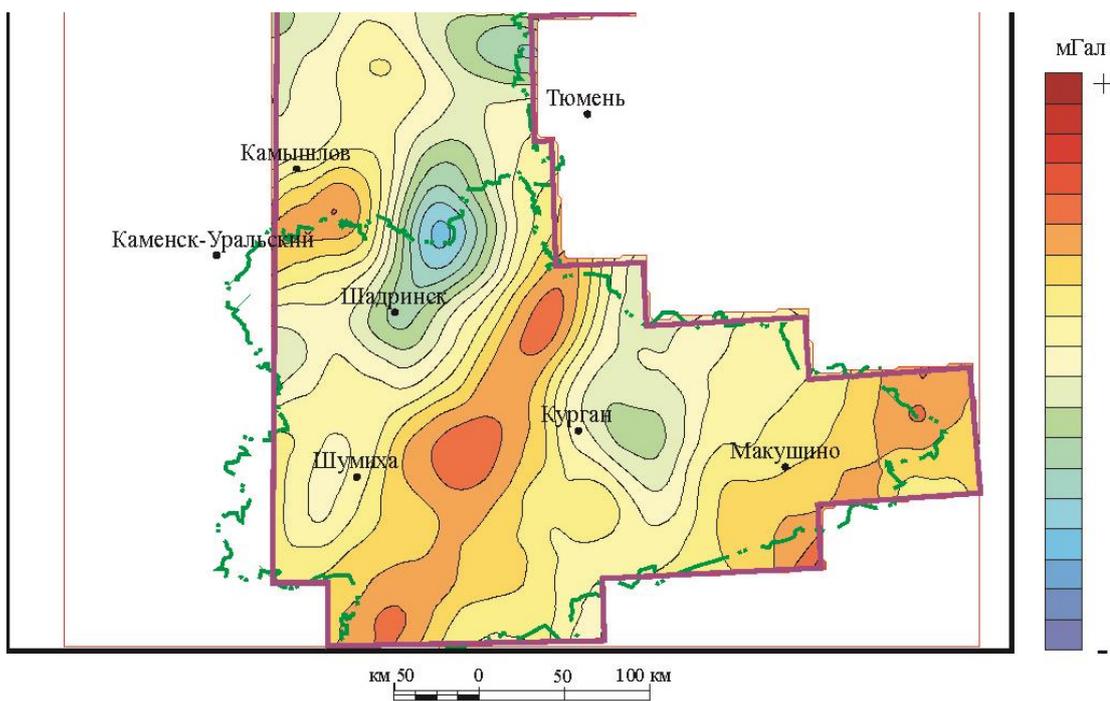
-  Нулевая изолиния гравитационного поля
-  Положительные изолинии гравитационного поля
-  Отрицательные изолинии гравитационного поля

Рисунок 4.1 – Карта гравитационного поля Курганской области



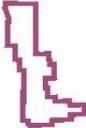
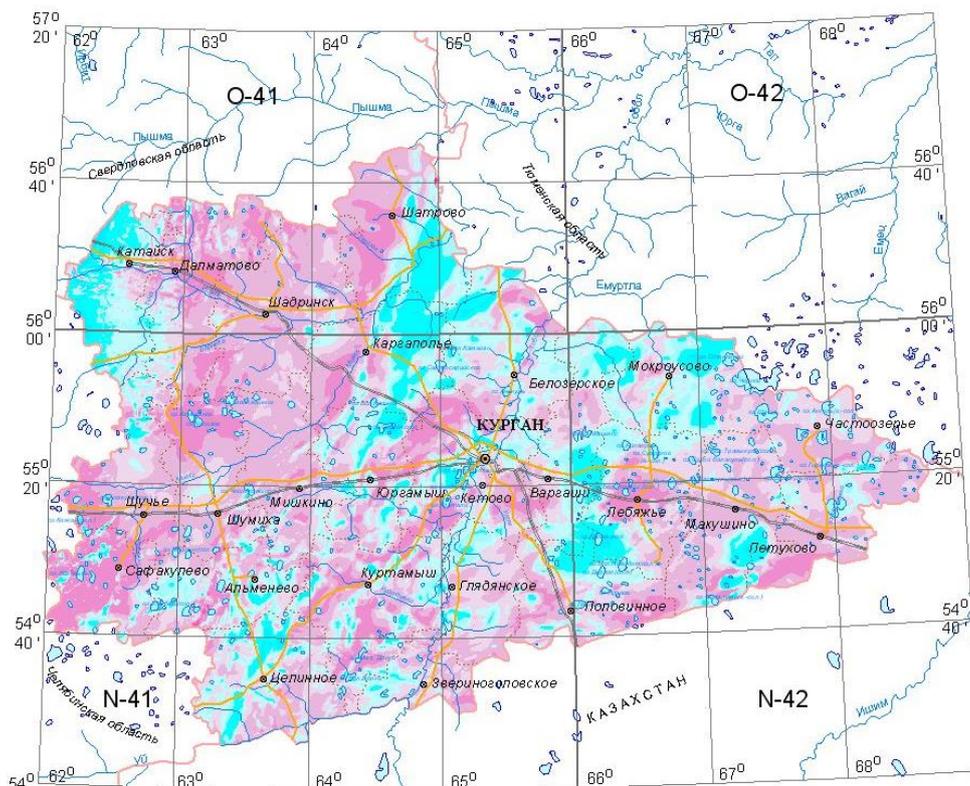
- Условные обозначения**
-  - Граница работ, выполненных в 2001 г. (ФГУТП "БГЭ", Сегаль Ю.З.)
 -  - Предлагаемый участок геофизических работ
 -  - Границы субъектов Российской Федерации

Рисунок 4.2 – Региональная составляющая поля силы тяжести
Курганской области

УРАЛЬСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ОКРУГ
 КУРГАНСКАЯ ОБЛАСТЬ
 КАРТА АНОМАЛЬНОГО МАГНИТНОГО ПОЛЯ

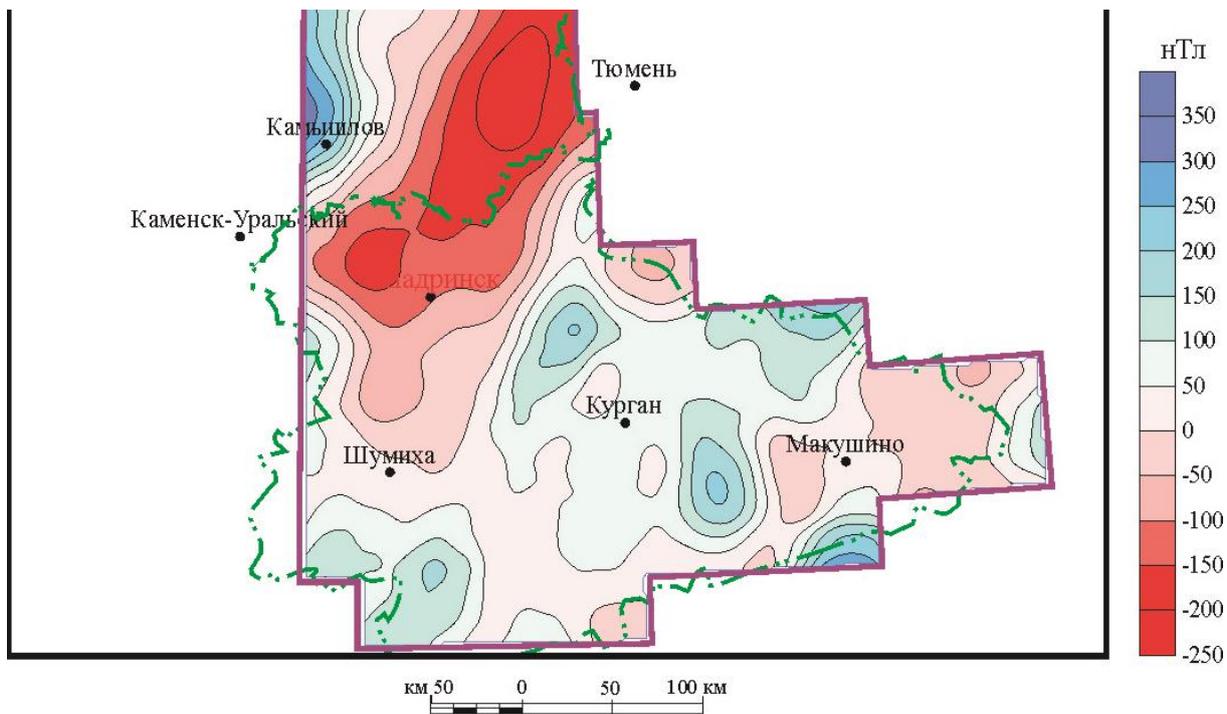


В 1 сантиметре 20 километров
 20 0 20 40 60 80 км

Условные обозначения



Рисунок 4.3 – Карта аномального магнитного поля Курганской области



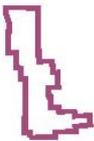
- Условные обозначения**
-  - Граница работ, выполненных в 2001 г. (ФГУТП "БГЭ", Сегаль Ю.З.)
 -  - Предлагаемый участок геофизических работ
 -  - Границы субъектов Российской Федерации

Рисунок. 4.4 – Региональная составляющая магнитного поля
Курганской области

4.2. Современные представления о геомагнитных моделях залежей углеводородов

Сопоставление аномального магнитного поля Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна с размещением месторождений углеводородов показало, что подавляющее большинство последних тяготеет к зонам отрицательных аномалий (ΔT)_а. Генетическая сторона этого вопроса пока не выяснена, непосредственная связь между аномалиями магнитного поля и залежами углеводородов отсутствует. Приуроченность крупнейших месторождений к зонам отрицательных магнитных аномалий объясняется особенностями геологического строения мегабассейна: отрицательные аномалии обусловлены блоками немагнитных пород гетерогенного фундамента, представленных в основном осадочными и метаморфическими комплексами, которые в платформенный этап развития региона имели тенденцию к относительному воздыманию [79]. Над ними в отложениях платформенного чехла сформировались крупные структуры антиклинального типа [22].

Принцип конседиментационной унаследованности структур платформенного чехла от строения фундамента положен в основу прогноза локальных объектов в мезозойско-кайнозойском осадочном чехле, перспективных на нефть и газ по комплексу магнитометрических и гравиметрических данных.

В последние годы в Западно-Сибирском осадочно-породном бассейне, как и в целом в РФ, наметилась отчетливая тенденция к снижению темпов прироста разведанных запасов нефти, газа и конденсата.

Между тем, стоимость метра проходки с каждым годом растет при одновременном увеличении числа пустых пробуренных скважин. Поэтому крайне важной является проблема предварительного выявления нефтегазовых залежей на основе геолого-геофизических и геохимических данных, полученных до начала глубокого поисково-разведочного бурения.

Фундаментальной основой «прямых поисков» нефти и газа явилась теория о парагенезисе геофизических, геохимических и биохимических аномалий над скоплениями углеводородов. Эта теория объединяет систему гипотез, теоретических представлений и научных фактов, раскрывающих единство и взаимосвязь процессов генерации, аккумуляции и диссипации углеводородов [126]. Залежь за счет миграции из нее углеводородов в течение длительного геологического времени воздействует на вмещающие породы. В результате над залежью и вблизи нее изменяются состав и свойства горных пород и заключенных в них вод. Эти изменения проявляются в виде ореолов аномальных значений физико-химических параметров и полей концентрации химических элементов, а также в виде зон развития специфических минеральных новообразований, формирующихся в породах над залежью и на ее флангах в результате разрушения скоплений угле-

водородов. Следы такой трансформации часто оцениваются количественно, иногда они настолько велики, что фиксируются геофизическими методами – сейсморазведкой, электроразведкой, магниторазведкой, радиометрией и др. В 1987 г. это явление было зарегистрировано как открытие [44].

Теоретические основы использования магниторазведки для прогноза нефтегазоносности разработаны меньше, чем у других методов. Над месторождениями нефти и газа преобладают относительные минимумы магнитного поля амплитудой от единиц до нескольких десятков нТл; иногда наблюдаются аномалии противоположного знака. Величина аномалий над месторождениями Среднего Приобья существенно превосходит расчетные эффекты от разного рода теоретических моделей, используемых для их интерпретации. Это побуждает рассматривать наблюдаемые аномалии как суммарное проявление залежей, литолого-фациальных особенностей пород вмещающего их разреза, вторичных изменений пород перекрывающего комплекса под воздействием залежей УВ, петрографической неоднородности кристаллических пород гетерогенного фундамента, а также влияния на магнитное поле физико-химических процессов, активизирующихся в области развития залежей углеводородов.

Накопленный практический опыт по выделению ЛТЗ в магнитном поле Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна не имеет пока достаточно надежного теоретического обоснования. Для истолкования наблюдаемых аномальных эффектов использовались различные гипотетические представления и модельные построения, суть большинства из которых сводится к уменьшению намагниченности пород над залежами УВ под влиянием мигрирующих из них углеводородных флюидов, под действием тепловых потоков и т.д.

Одна из моделей использует концепцию уменьшения намагниченности пород над нефтегазовыми залежами под действием тепловых аномалий. По мнению Л.А. Гершанюка [38], намагниченность песчано-глинистых отложений над залежью обусловлена присутствием гидрогетита, гетита и небольшого процента сидерита и пирита, вне залежи – наличием гематита. Под влиянием температур (50 - 100⁰ С) в зоне залежи гетит теряет магнитные свойства почти полностью, сидерит и пирит – частично; гематит вне залежи стабилен. В результате намагниченность пород над залежью уменьшается на (20 - 30)*10⁻⁵ ед. СИ по сравнению с контурной частью.

В.Д. Новгородов (1987 г.) ведущую роль в истолковании отрицательных магнитных аномалий над залежами углеводородов отводит наличию над ними токовых полей, существование которых выявлено S.J. Pirson (1973 г.) на месторождениях Северо-Американского континента. Согласно модели S.J. Pirson, окислительно-восстановительные процессы, протекающие в залежах и перекрывающих их отложениях, служат источником естественных электрических (токовых) полей, ориентированных преимуще-

ственно вертикально и изменяющих величину горизонтальной составляющей (Н) магнитного поля.

В наиболее полном виде существующие представления о процессах, ведущих к изменению магнитных свойств, и закономерностях распределения последних под влиянием залежи УВ обобщены в геомагнитной модели, предложенной коллективом авторов (Березкиным В.М., Киричек М.А. и Кунаревым А.А.) в 1982 г. Согласно этой модели, предполагается размагничивание продуктивных толщ на участках разреза с восстановительным режимом, и намагничивание – с окислительным. Самые интенсивные изменения соответствуют зонам ВНК и ГВК и их вертикальным проекциям на дневную поверхность.

Карбонатизация, в частности, сидеритизация, – один из наиболее распространенных процессов изменения отложений, особенно проницаемых, под влиянием мигрирующих из залежи углеводородов.

Установлено, что поступление нефтяных углеводородов в пласт замедляет или приостанавливает электролитические по своему существу процессы аутогенного минералообразования. Наиболее отчетливо эти процессы проявляются в зонах ВНК. При этом изменение самих углеводородов (взаимодействие с поровыми водами, окисление в зонах межфлюидных контактов – ВНК, ГВК) также может служить стимулятором минеральных новообразований. Преобразующее действие углеводородов в высококлассных экранях проявляется лишь на границе покрышки с залежью, в низкокласных – охватывает всю, или значительную, часть мощности покрышки. Поэтому, если необходимым условием для прямых поисков является наличие в покрышке месторождения отложений, обогащенных оксидами или гидрооксидами железа, и диффузия углеводородов через покрышку-флюидоупор, то достаточным условием является предположение, что углеводороды не диффундировали из залежи полностью.

Следует заметить, что, несмотря на очевидные успехи аэромагнитной съемки при поисках нефти и газа, в США и Канаде, связь магнитных аномалий с залежами углеводородов носит пока характер эмпирической закономерности и не имеет достоверной генетической интерпретации. В отдельных российских изданиях при ссылок на зарубежные статьи образование «эпигенетического» или «диагенетического магнетита» над залежами углеводородов отмечается как установленное явление, тогда как в большинстве цитируемых работ имеет место лишь его гипотетическое обоснование.

В специальной литературе чаще всего приводятся следующие механизмы образования магнетита:

1. Магнетит образуется в результате преобразования гематита, содержащегося в осадочных породах, под воздействием сероводорода, генерируемого сульфатредуцирующими бактериями в процессе потребления ими углеводородов, мигрирующих от находящихся внизу залежей.

2. Железо, восстановленное под влиянием углеводородов залежи, соединяется с гематитом и водой, образуя магнетит.

3. Восстановленное на определенной глубине железо мигрирует вверх по разрезу в зону окисления вдоль градиента концентраций и при медленном окислении непосредственно образует магнетит и маггемит.

Масштаб воздействия УВ на вмещающие и перекрывающие залежь породы с изменением их магнитных свойств, а также возможность проявления эпигенетически измененных под влиянием УВ отложений в магнитном поле, регистрируемом наземной и воздушной съемками, практически не изучены. Для оценки масштаба проявления данного процесса необходимо проведение в нефтегазоносных районах специальных петромагнитных исследований, включающих капаметрию приповерхностных отложений, опробование аномально магнитных разностей с признаками эпигенетического изменения, комплексное изучение их вещественного состава и физических параметров.

3. Выявлены признаки влияния углеводородных флюидов на приповерхностные отложения, проявившегося в изменении их состава, сопровождающегося повышением магнитной восприимчивости. Среди процессов вторичного минералообразования наиболее распространены процессы карбонатизации, в частности, сидеритизация. Аналогичные локальные повышения магнитной восприимчивости отмечаются в непродуктивных и в водонасыщенной части продуктивных пластов за контурами залежей. Заметного снижения намагниченности отложений под влиянием УВ не наблюдается, т.е. имеющиеся на сегодняшний день сведения о магнитных свойствах осадочных пород платформенного чехла ЗСП не подтверждают теоретических представлений о магнитной модели залежи.

4. Степень влияния УВ на вмещающие и перекрывающие залежь отложения с вызываемым изменением их магнитных свойств, а также возможность проявления эпигенетически измененных под воздействием углеводородов пород в регистрируемом магнитном поле требуют дополнительного изучения.

ГЛАВА 5. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Проблема поисков залежей углеводородов в палеозойских образованиях Западно-Сибирской плиты имеет длительную историю. На вероятные перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений еще в 1940-1950 гг. двадцатого столетия указывали многие исследователи (М.К. Корвин, Н.А. Кудрявцев, Д.Л. Степанов, Н.П. Туаев, М.М. Чарыгин и др.), поскольку по обрамлению региона в них были обнаружены признаки нефтегазоносности. Следует заметить, что исследователи, которые связывали основные перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна с отложениями мезозойского возраста (И.М. Губкин, Н.Н. Ростовцев, Ф.Г. Гурари и др.), не отрицали возможности обнаружения залежей углеводородов и в палеозойских породах. Н.Н. Ростовцев еще в 1958 г. подчеркивал: «...нефтеобразование в породах фундамента не вызывает сомнений и подтверждается многочисленными находками в породах примазок нефти и загустевших битумов. В то же время отложения фундамента Западно-Сибирской плиты пережили геосинклинальную стадию развития, что привело к высокому метаморфизму осадков, сложной, местами весьма интенсивной их дислоцированности, и широкому развитию разнообразных изверженных пород. Поэтому главной задачей всех работ по поискам нефти и газа в фундаменте и в палеозойских обрамлениях низменности, является нахождение отдельных впадин с ослабленным метаморфизмом, с ослабленной дислоцированностью. Это не значит, понятно, что во всех таких районах будут обнаружены нефть и газ, поскольку неизвестно, были ли в них геологические условия благоприятными для нефтеобразования. Однако независимо от этого главное внимание должно быть обращено именно на эти районы, а среди них в первую очередь - с выявленными нефте- и газопроявлениями».

В конце пятидесятых - начале шестидесятых годов двадцатого столетия, когда стало ясно, что основной нефтегазоносный этаж Западно-Сибирского мегабассейна - мезозойско-кайнозойский платформенный чехол, интерес к палеозойским осадочным комплексам значительно снизился. Однако и тогда, в самом начале широкого развития нефтепоисковых работ в регионе, подчеркивалось, что осадочные толщи палеозоя следует рассматривать в качестве дополнительного резерва прироста запасов нефти и газа (Ф.Г. Гурари, В.П. Казаринов, М.К. Касьянов, И.И. Нестеров, Н.Н. Ростовцев, Л.И. Ровнин, М.Я. Рудкевич, П.К. Куликов, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье и др.).

В начале 70-х годов в Институте геологии и геофизики СО АН СССР появились первые геохимические материалы, в т.ч. и по катагенезу органического вещества палеозойских отложений, позволившие дать оценку перспектив их нефтегазоносности. Получение на ряде площадей притоков

нефти и газа из кровли доюрского комплекса усилило внимание к этой проблеме. Косвенным подтверждением этого являются многочисленные проявления твердых и растворимых битумов в палеозойских породах. На юге региона были начаты широкомасштабные поисково-разведочные и научно-исследовательские работы, ориентированные на поиски нефти и газа в палеозойских отложениях.

В последующие годы значительное внимание проблеме нефтегазоносности палеозоя уделяли В.С. Вышемирский, О.Г. Жеро, Н.П. Запивалов, И.А. Иванов, А.Э. Конторович, В.А. Каштанов, Н.П. Кирда, Л.В. Смирнов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, П.А. Трушков, А.Н. Фомин, А.С. Фомичев и другие исследователи.

5.1. Перспективы нефтегазоносности отложений палеозойского возраста

В настоящее время, в отношении нефтегазоносности палеозойских отложений, наиболее перспективным районом исследуемой территории является Вагай-Ишимский. В его строении принимают участие, согласно имеющимся данным, преимущественно терригенно-карбонатные субплатформенные отложения. Несмотря на проведенное здесь в 80-х гг. глубокое бурение (Ишимская и Западно-Ишимская площади) и региональное сейсмопрофилирование, полученных данных явно не достаточно для выделения конкретных объектов с целью более детального изучения. Главным недостатком, не позволяющим обоснованно это сделать, является фрагментарная сейсмическая информация. Только в северной части структуры имеются разобщенные, не увязанные между собой и небольшие по площади участки, где сейсмические работы МОГТ были выполнены. Они и послужили ориентиром для определения мест заложения ряда скважин. Несмотря на отсутствие положительных результатов, окончательную оценку этой территории, сложенной благоприятным комплексом пород с возможным присутствием в разрезе рифогенных построек, делать, несомненно, рано. Требуется доизучить эту территорию выполняющимся региональным сейсмопрофилированием и постановкой параметрического и структурного бурения.

Вагай-Ишимская отрицательная структура находится в пределах северной части Центрально-Казахстанской каледонской складчатой системы, перекрытой здесь мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом толщиной от 1450 (на юге) до 2370м (на севере). На исследуемой территории геологический разрез палеозоя раннего мезозоя, вскрытый буровыми скважинами, представлен отложениями девонского (средний и поздний девон), раннекаменноугольного, каменноугольно-пермского, пермского и триасового возрастов. Верхнедевонско-нижнекаменноугольные отложения представлены терригенно-карбонатным комплексом пород, в составе кото-

рого выделяется ряд толщ, имеющих явные литологические отличия. Так, на Западно-Ишимской площади (снизу вверх) выделяются: толща органо-генно-пелитоморфных глинистых известняков, перемежающихся с мергелями и известковистыми аргиллитами (2390-2970 м); толща переслаивающихся глинистых мелкозернистых и пелитоморфных органо-обломочных известняков, мергелей и аргиллитов (2194-2390 м) и толща, сложенная переслаивающимися песчаниками, мергелями и аргиллитами (1588-1994 м).

Накопление терригенных осадков раннего карбона на интересующей нас территории происходило в условиях относительно глубоководной части морского шельфа, вероятно, с колебаниями в режиме осадконакопления до мелководных и прибрежно-морских. Изученный разрез Вагай-Ишимской зоны свидетельствует о том, что основные перспективы палеозойской нефтегазоносности связываются только с фазами мизоновской толщи, поскольку как ниже, так и вышележащие образования преимущественно грубообломочные и красноцветные. Это, в том числе, достаточно хорошо подтверждается материалами палеоландшафтных реконструкций, выполненных для живетского и фаменского веков. Результаты аналитических исследований кернового материала, из указанной части разреза, показывают, что степень измененности пород этого возраста не выходит за пределы стадии мезокатагенеза. Следовательно, в данных отложениях сохраняются возможности для существования скоплений нефти и газа.

Рассматриваемый благоприятный комплекс отложений несколько полнее изучен на южных флангах этой впадины, в пределах Лебяжьевской, Мокроусовской и Макушинской площадей. Для этой территории, на основании изученного фактического материала и геологических разрезов, с определенной долей уверенности, можно ожидать более значительные скопления УВ. При этом следует учитывать и такой благоприятный фактор для этой территории как-то, что в палеозойское время здесь менее интенсивно протекали дезинтеграционные процессы, способные разрушать имевшиеся залежи, как это установлено для Кустанайского проявления.

Специальные исследования по определению геохимических параметров на территории Курганской области не проводились. Тем не менее в институте «ЗапСибНИГНИ» были проведены геохимические исследования керна (А.В. Рыльков и др., 1983 г.) из скважин, пробуренных на юге Тюменской области, вскрывших отложения позднедевонского, раннекаменноугольного и триасового возраста в пределах Вагай-Ишимской впадины (скв. № 1 Западно-Ишимская, № 8 Ракитинская, №№ 4 и 5 Борковские). На основании выполненных исследований было установлено, что обстановка при накоплении осадков в раннекаменноугольное и триасовое время была благоприятна для сохранности органического вещества (таблица 5.1).

Таблица 5.1

Распределение аутигенно-минералогических форм железа и ограниченного вещества
в породах палеозоя и триаса Вагай-Ишимской впадины

Площадь	Глубина, м	Возраст	Тип породы	Аутигенное железо, %			Сорг. ост., %	Сорг. хим., %	Содержание битумоидов (ХЛБ), % на породу	Состав ХЛБ, %		
				Fe·с+k	Fe·пир	Fe·окисн.				УВ	Смолы (Б+СБ)	Асфаль- тены
Ракитинская (скв. 8-Р)	1698,9- 1721,5	триас	аргиллито- подобные глины, мергели	68,8	29,4	1,8	0,82	1,6	0,016	33,6	41,5	24,9
Ракитинская (скв. 8-Р)	1777,9- 1782,0	нижний карбон	"	60,1	38,5	1,4	1,30	2,1	0,018	21,5	45,2	33,3
Ракитинская (скв. 8-Р)	2039,3- 2040,5	нижний карбон	глинистые известняки	55,8	37,1	7,1	0,85	1,9	0,025	12,0	53,2	34,8
Борковская (скв. 4-П)	2701,0- 2979,0	верхний девон- нижний карбон, Д ₃ С ₁	известняк	57,8	40,5	1,7	0,70	1,6	0,020	18,0	45,5	36,5
Борковская (скв. 5-П)	1684,01- 3805,0	условно Д ₃ С ₁	вулканиты с прослоями терригенных пород(глины, алевролиты)	58,6	39,8	1,6	1,10	1,90	0,017	21,0	49,8	29,2

Другим районом, который при более детальной изученности, может представлять интерес в отношении палеозойской нефтегазоносности, является зона Тюменско-Кустанайско-Тюменского мегапрогиба, в строении которого принимают участие вулканогенно-терригенно-карбонатные образования девонско-каменноугольного возраста. Основанием для отнесения этой территории к перспективным землям является близость прилегающих к ней районов с доказанной нефтегазоносностью. Последняя установлена в терригенно-карбонатных отложениях девона и карбона юго-восточнее г. Кустанай. Данный комплекс пород, слагающий Кустанайский (Тургайский) прогиб, переходит по простиранию на севере в Тюменскую зону.

Наиболее полные терригенно-карбонатные разрезы девона описаны на территории восточной части Курганской области. Они установлены на Лебяжьевской, Западно-Петуховской и др. площадях, где выделены отложения ранне-средне-, средне-поздне-, позднедевонского и раннекаменноугольного возраста.

Вместе с тем отдельными исследователями (Стрельникова С.В., 2006 г.) для Курганской части Вагай-Ишимской впадины получены не совсем благоприятные данные. Так, выполненные аналитические исследования кернового материала по территории Курганской области с целью оценки доюрских образований в отношении нефтегазоносности показали, что на сегодня в палеозойском разрезе этой части региона не зафиксировано заметного нефтегенерационного потенциала керна даже в верхнедевонско-нижнекаменноугольных (D_3-C_1 *t*), известково-глинистых и глинисто-известковистых отложениях (аналог доманика Волго-Уральской провинции), считающимися потенциально нефтематеринскими. В Вагай-Ишимской зоне в скв. ВК-44 и 55 в карбонатных слабометаморфизованных известняках указанного возраста установлены весьма низкие величины $C_{орг} = 0,15-0,61$ %, следы нефти в породе и истощенный нефтегенерационный потенциал керогена.

Согласно результатов региональных исследований формирования палеоландшафтов, охватывающих эйфельский, живетский, франкий и фламенские века девонского периода можно констатировать, что в девонский период развития исследуемого района, наиболее благоприятные палеогеографические условия для формирования нефтегазоматеринских толщ начинают создаваться в франкий, фаменский века и ранние века каменноугольного периода. Это подтверждается соответствующими реконструкциями среднедевонского времени, свидетельствующими, что преобладающая часть интересующей нас территории в среднем девоне представляла собой область преимущественного накопления континентальных, нередко, нередко красноцветных отложений. Морские условия в живетское время существовали в западной части описываемой территории в виде узкой субдолготной полосы, разделяющей Восточно-Уральскую и Кустанайско-Тюменскую зоны.

В позднедевонское время (франский ярус) происходит существенное сокращение Казахстанского материка, остатки которого сохраняются. В основном, на территории современного Тобол-Ишимского междуречья. Морские, преимущественно, карбонатные осадки накапливались в зоне, соответствующей Кустанайско-Тюменскому палеопргибу. В восточной части исследуемой территории – в морских условиях происходило формирование вулканогенно-осадочных толщ.

Сокращение казахстанид продолжалось и в фаменское время. Северный выступ материка предполагается на территории современного Казахстана, примыкающего к южной границе Тюменской области. В морских условиях в Вагай-Ишимском районе происходит накопление терригенно-карбонатных отложений, наиболее благоприятных в отношении нефтегазоносности. Имеющийся фактический материал свидетельствует, что аналогичные фран-фаменские палеоландшафты на большей части описываемой территории сохранялись в турнейский и визейский века каменноугольного периода (скв. №№ 2 и 3 Западно-Ишимские; скв. №№ 1 и 2 Южно-Демьянские; скв. №№ 30 и 44 Восточно-Курганские; скв. № 2 Лебязьевская и др.).

По мнению многих исследователей, основные перспективы палеозойских образований в отношении нефтегазоносности связываются с отложениями терригенно-карбонатного комплекса и, в частности, с карбонатными рифогенными постройками. На территории Западной Сибири рифовые тела выявлены в Томской и Новосибирской областях и сравнительно неплохо изучены бурением. Для них устанавливаются приуроченности к мобильным участкам территорий к зонам глубинных разломов и цепочкам интрузий в складчатом основании. Обычно такие зоны неплохо отображаются в гравимагнитных полях.

В конце 1940-х годов был обоснован тезис о нефтегазоперспективности доюрских карбонатных комплексов Курганской области. Мезозойско-кайнозойские отложения еще тогда рассматривались как бесперспективные в связи с малой толщиной. Геолого-геофизические работы 1960-1980-х гг. выявили хорошие фильтрационно-емкостные свойства терригенных и карбонатных коллекторов среднего и верхнего девона и известняков нижнего отдела каменноугольной системы. Именно в этих отложениях предполагали наличие возможных ловушек и зон аккумуляции углеводородов.

Вероятность обнаружения в палеозойском разрезе (девонские-каменноугольные отложения) органогенных карбонатных построек, на наш взгляд, достаточно высока. Для существования биогермных образований имеются существенные предпосылки, сформировалась благоприятная для рифообразования палеоландшафтная обстановка, охватившая Курганскую область и прилегающие к ней смежные территории.

Анализ распространения силуро-девонских рифогенных построек (Уральская, Центрально-Казахстанская складчатые системы и др.) свиде-

тельствует, что исследуемая нами территория, располагаясь в окружении рифоносных тектонических структур усиливает этот прогноз, при этом, независимо от принадлежности таких структур к складчатым или платформенным.

В отношении нефтегазоносности более благоприятными, безусловно, являются последние. Однако, залежи УВ и их проявления давно известны в породах складчатого пояса Урала: Петропавловский бокситоносный район (СУБР) – давно и, недавно – в разрезе Усть-Вижайской структуры Северного Урала, что свидетельствует в пользу крайней важности картирования таких объектов и изучения их глубоким поисково-разведочным бурением.

Согласно «Стратиграфической схеме палеозоя» 1999 г. Западно-Сибирской плиты (ЗСП), палеонтологически охарактеризованные каменноугольные отложения распространены практически во всех структурно-фациальных зонах (СФЗ) и представлены в основном глинистыми, углесто-глинистыми, кремнистыми карбонатно-глинистыми и карбонатно-глинистыми (с эффузивами) толщами. Известняки в большинстве разрезов нижнего карбона не имеют рифовой природы, хотя участками перенасыщены морской фауной: фораминиферами, радиоляриями, мшанками, водорослями, брахиоподами и др. Все они имеют признаки гравитационных отложений, пластовую отдельность и четкую стратификацию. Общая толщина каменноугольных отложений не превышает 1100 м на севере и северо-западе, составляя 200-600 м в центре и 100-320-500 м на юго-востоке плиты. В фациальном отношении все известные разрезы нижнего карбона относятся к отложениям шельфовых впадин и погруженного, участками глубоководного шельфа (50-150 м).

В пределах ЗСП рифовая система раннекаменноугольного возраста была вскрыта впервые в 2008 г. [78] скважиной № 10670 Новомостовской площади (рисунок 5.1).



Рисунок 5.1 – Разрез палеозойских отложений, вскрытых скважиной № 10670

Новомостовской площади

Условные обозначения:

- Компоненты карбонатных пород: 1 – сгустки, пеллеты, комки; 2 – ооиды; 3 – детрит, раковинная кластика; 4 – литокласты, интракласты и тонкая биокластика;
- Известняк иловый (мадстоун): 5 – слоистый; 6 – массивный;
- Баундстоуны: 7 – с илистым заполнением интерстиций каркаса; 8 – с зернистым заполнением интерстиций каркаса;
- Грейн-рудстоуны: 9 – с пластовой отдельностью; 10 – массивные;
- Органические остатки: 11 – водоросли; 12 – фораминиферы;
- Массивные известняки: 13 – биопеллариты; 14 – калькарениты; 15 – мшанки; 16 – кораллы; 17 – криноидеи; 18 – следы биотурбации; 19 – дайки долеритов (?); 20 – конгломералиты; 21 – разнонаправленная трещиноватость; 22 – развитие карстовых пустот; 23 – развитие метасоматитов и наложенных процессов в породах, битумизации; 24 – зоны тектонического брекчирования и смятия; 25 – стратиграфический перерыв

На основе палеогеографического анализа [51] сделан вывод о развитии барьерных рифов нижнего карбона параллельно Уралу: от Тутлейской площади на севере до Кустанайского профиля района пос. Качар [113]. Скважиной № 10670 «Новомостовская» на глубинах 2445-2905 м вскрыт рифовый комплекс литофаций карбона с богатым набором разнообразных биогенных структур и текстур. Основными рифообразующими организмами являются водоросли, мшанки и кораллы (ругозы).

В составе сопутствующей фауны в керне скважины определены криноидеи, брахиоподы, двустворчатые моллюски, фораминиферы, остракоды, морские ежи, строматолиты, хететиды, кальцисфериды, микрофитоциты. Именно благодаря данному набору скелетных остатков этих организмов в различной концентрации в сочетании с основным составом рифостроителей, и создано все разнообразие биогенных каркасных, субкаркасных и биокластических структур. В пределах рифогенного разреза установлено три типа рифовых литофаций: каркасные и субкаркасные литофации ядерной (волноломной) части рифа; глобидные и биокластово-пелспаритовые литофации рифовой платформы; гравитационные и биокластово-обломочные литофации передового склона рифа.

В скв. № 2П Западно-Ишимская вскрыты известняки органогенные пелитоморфные, реже мелкозернистые, глинистые темно-серые, серые, переслаивающиеся с мергелями и аргиллитами. Текстуры – параллельно- и линзовиднослоистые, угол наклона слоев 5-10 градусов. В скв. № 6 Западно-Ишимская пройдены известняки органогенно-детритовые глинистые темно-серые с линзочками, слоями, стяжениями темно-серых почти черных глинисто-кремнистых образований с тонкорассеянным мелкокристаллическим пиритом и мелким рассеянным углефицированным детритом. В известняках отмечается повышенное количество терригенного материала, обычно в виде кварца и плагиоклаза, а также обломков эффузивных пород. Иногда в керне наблюдается четкая слоистость известняков в виде переслаивания их с известковистыми песчаниками. Размерность зерен карбоната изменяется от тонкозернистых, почти пелитоморфных до крупнозернистых.

Фрагмент второй рифовой системы на юго-востоке ЗСП можно наблюдать и на примере новой скважины № 52 «Арчинской» в инт. 3250,8-3330,0 м, вскрывшей в 2014 г. рифогенные отложения визей-серпуховского уровня (рисунок 5.2). Коралловые калиптры образованы одиночными ругозами, плащеобразными колониями ремезий, пластинами палеоаплизин(?). Они формировались в разных условиях (рисунок 5.3): вверху в заполнителе каркаса – высокоуглеродистый пелит, к забою скважины он замещается пелмикритом, участками пелспаритом с глобоидами водорослей и фораминифер. Эти отложения, согласно принятой Стратиграфической схеме, не принадлежат ни табеганской, ни кехорегской свитам нижнего карбона, поэтому по данным скв. № 52 Арчинской устанавливается новая

некрасовская толща совершенно особого рифогенного типа. Раннекаменноугольная рифовая система трассируется юго-восточнее и восточнее Арчинской площади.

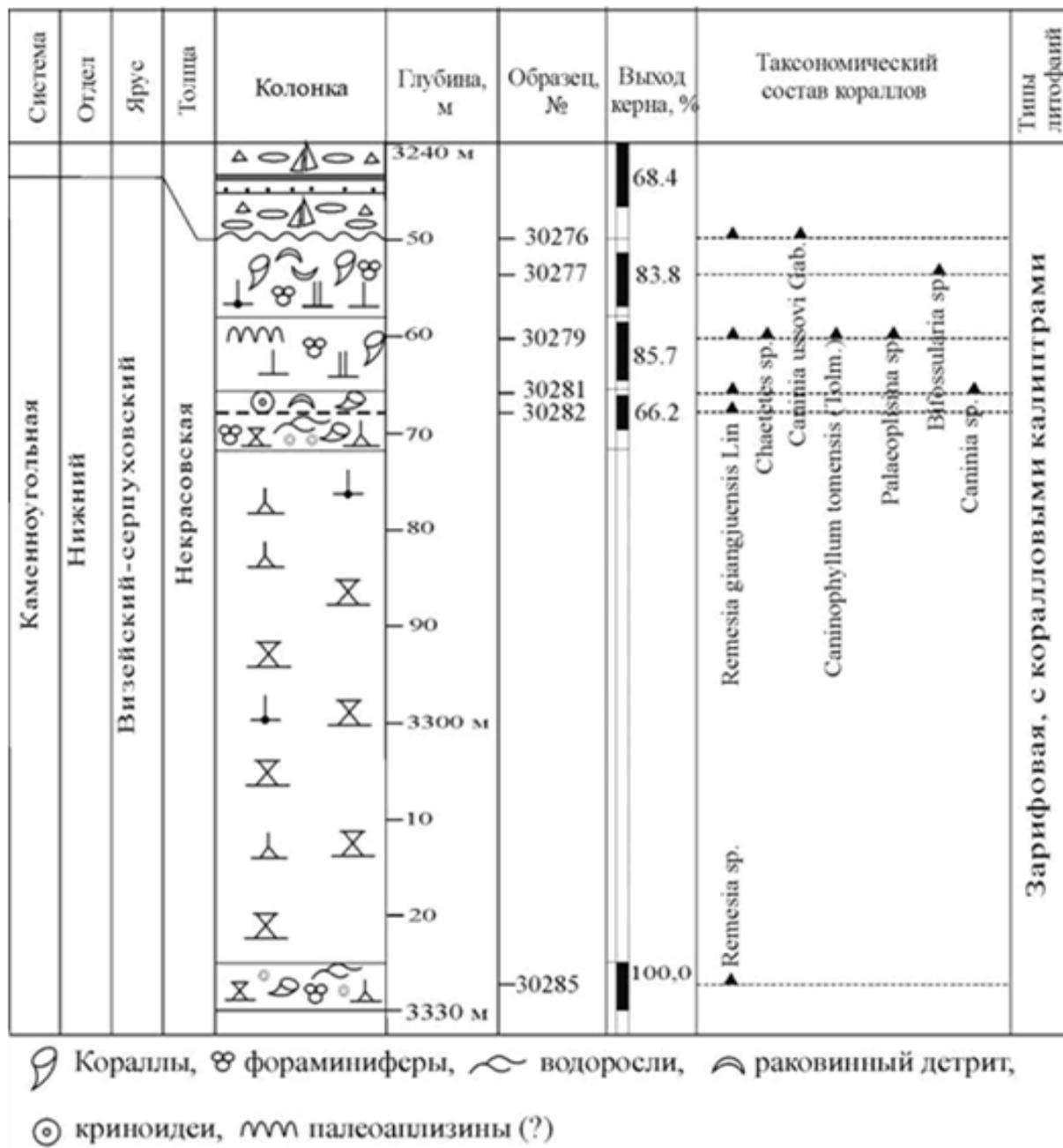


Рисунок 5.2 – Разрез рифогенных отложений раннекаменноугольного возраста в скв. № 52 Арчинской площади

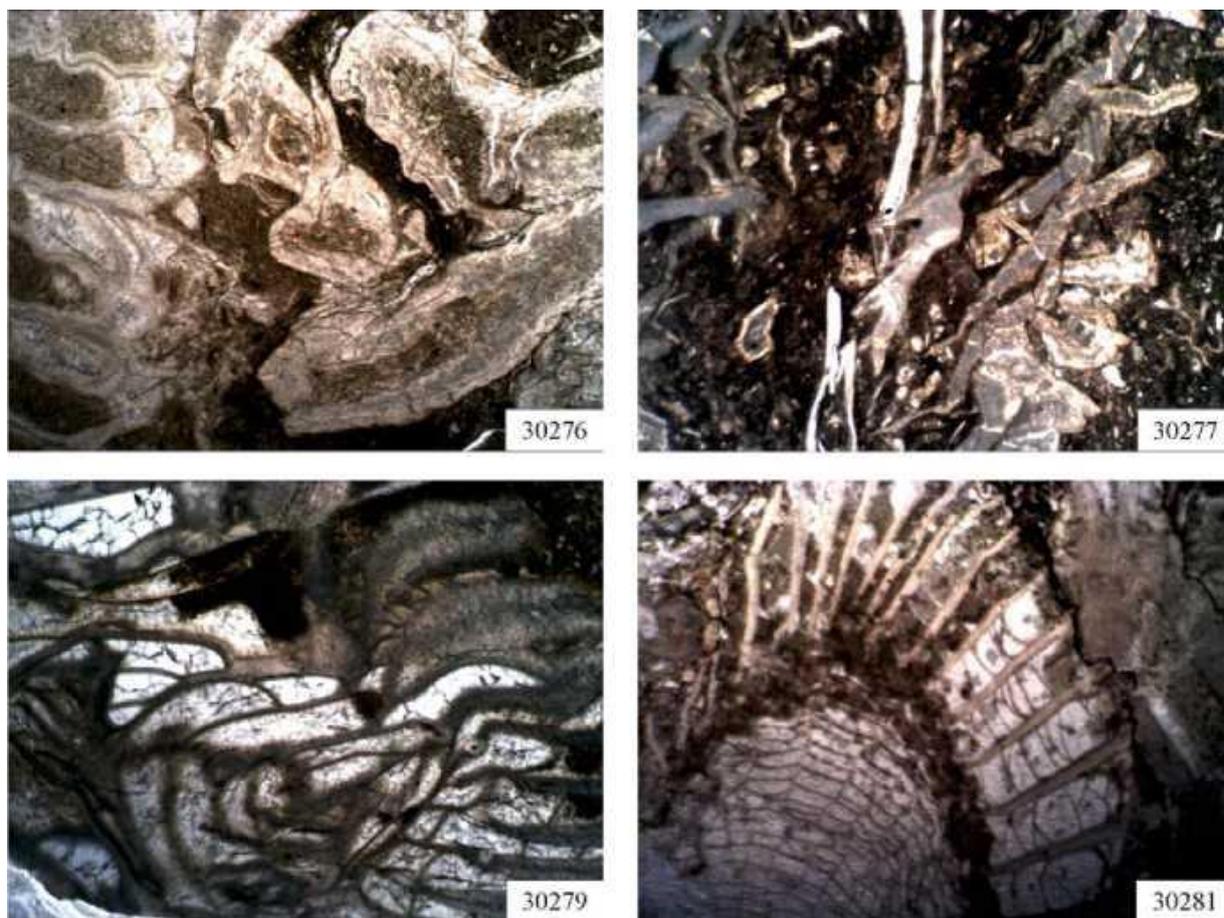
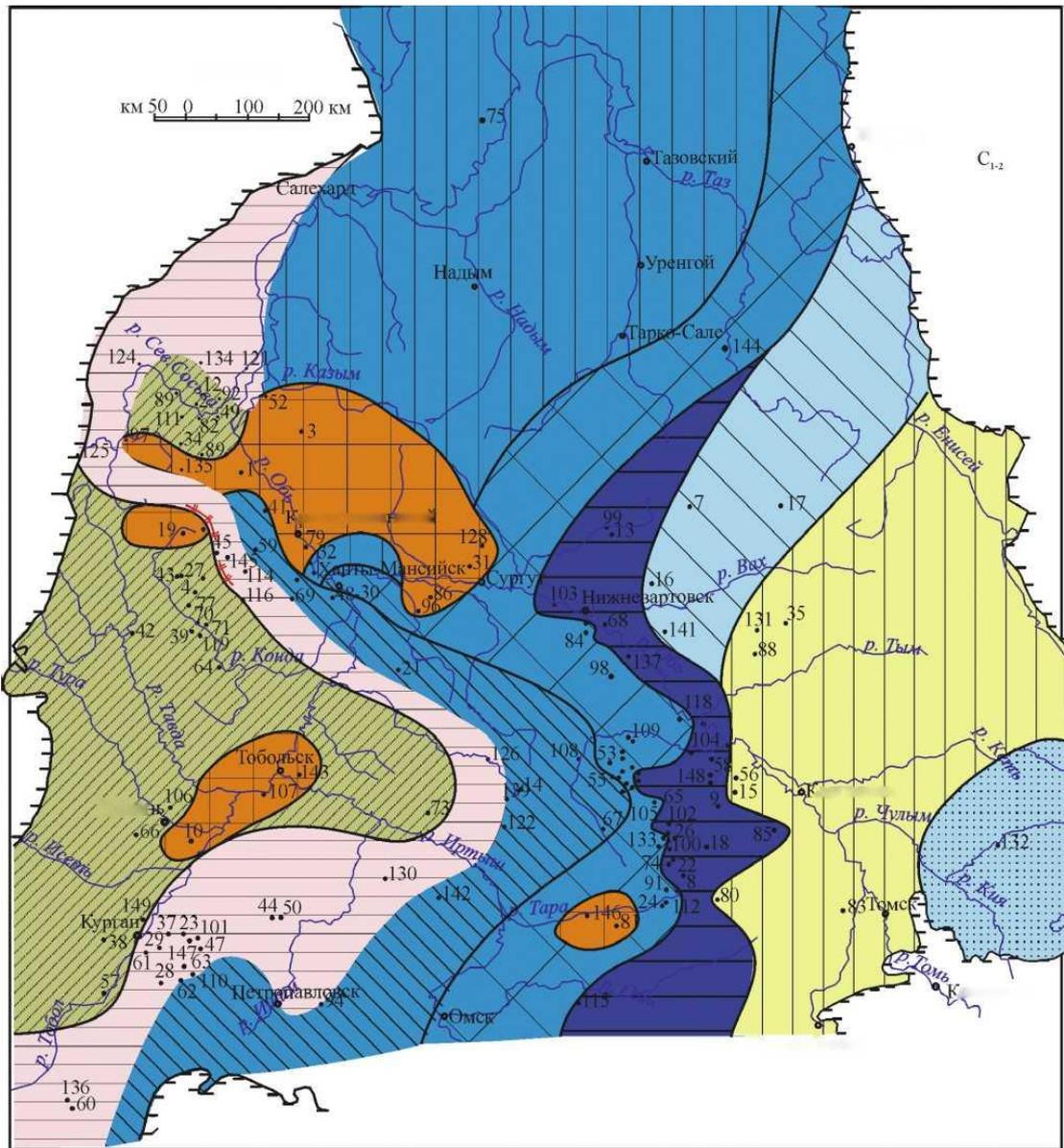


Рисунок 5.3 – Кораллы визейского яруса
в керне скважины № 52 Арчинской площади

По геологическим данным [52], вблизи последней на Нижне-Табаганской площади установлены каменноугольные отложения (табаганская и елизаровская свиты). Несомненно, они связаны и пространственно, и фациально, и генетически с рифогенными образованиями скв. № 52 Арчинской площади. Прослеживание рифогенного характера каменноугольных отложений возможно с помощью анализа волновых разрезов. Палеоландшафтный анализ каменноугольной системы в 2011 г. впервые был сделан В.И. Красновым с соавторами [75]. В 2012 г. была опубликована [37] авторская палеогеографическая модель для нижнего отдела каменноугольной системы (турнейский-серпуховской ($C_1 t - C_1 s$) ярусы).

Фациальная палеогеографическая модель нижнекаменноугольного бассейна образована сочетанием 10 фациальных поясов (рисунок 5.4) [54]. Четыре из них – континентальные, шесть характеризуют неоднородность ниже-среднекаменноугольного морского бассейна.



Условные обозначения:

- | | | | |
|---|--|---|--|
|  | Острова, сложенные массивами диабазов, покровами базальтов, туфами и туфитами, гравитными батолитами |  | Троговые отложения фондоформы: глинисто-карбонатно-кремнистые отложения с радиоляриями и губками |
|  | Ундаформа: рифы, биогермы, биостромы, карбонатные породы с водорослями, фораминиферами, кораллами, мшанками и д.р. |  | Пойма: углисто-глинистые песчанки, пестроцветные алевритно-песчано-глинистые отложения с растительным детритом |
|  | Лагуна: углисто-карбонатно-глинистые отложения |  | Озерные отложения: серо-зеленоцветные глинисто-карбонатные и алевритно-конгломерато-песчаные отложения с рыбами, растительными остатками |
|  | Береговая клиноформа: глинистые и песчаные известняки с кораллами, чередование глинистых и алевритистых известняков, алевритов и аргиллитов, углеродистые породы |  | Границы:
а - фациальных поясов
б - Западно-Сибирской плиты |
|  | Шельфовый склон: кремнистые, кремнисто-карбонатные отложения, аргиллиты с радиоляриями, губками и фораминиферами |  | Скважины, вскрывшие образования нижнего-среднего карбона |
|  | Фондоформа: глинистые, пелитовые карбонатные и пеплово-туфовые осадки |  | Барьерные рифы карбона |
|  | Карбонатные и глинисто-карбонатные отложения глубоководного шельфа (терраса) с мшанками, брахиоподами, водорослями, фораминиферами | | |

Рисунок 5.4 – Палеогеографическая модель Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна для раннекаменноугольного возраста (по Исаеву Г.Д., 2011 г.)

В объеме нижнекаменноугольного комплекса отложений Западной Сибири развиты две рифовые системы: Западная (Новомостовская) и Восточная (Арчинская). Отличием модели эпиконтинентальных бассейнов Сибири от типовых моделей J.L. Wilson [125] является развитие в силуре и в карбоне своеобразной средневодной террасы (илистая ундаформа) с богатой и разнообразной биотой, а также троговых зон глубоководья, развитых даже в областях распространения крайне мелководных «шельфов». Именно к меридиальным зонам распространения илистой ундаформы и приурочено развитие рифовых систем каменноугольного возраста (раннекаменноугольных осадочных бассейнов) как на западе, так и на востоке Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна.

Параметрическая скважина № 1 «Северо-Кошелевская» (НСК-1) (северо-восточное окончание центрального купола Северо-Кошелевского поднятия) вскрыла верхнюю часть карбонатной толщи палеозойского разреза толщиной 125 м, стратиграфически относящуюся к верхнему девонутурнейскому ярусу. В закарстованных известняках обнаружены остатки макрофауны, в т.ч. и кораллы, что предполагает возможное развитие в карбонатном разрезе палеозоя морских рифогенных фаций.

С ними связаны определенные перспективы обнаружения как продуцирующих нефтегазоматеринских отложений каменноугольного-девонского возраста, так и природных резервуаров, вмещающих углеводороды (закарстованные рифы).

С этой позиции на исследуемой территории можно наметить ряд районов, где обнаружение таких объектов вполне возможно. Одним из них представляется перспективная Вагай-Ишимская впадина. Несмотря на слабую и крайне неравномерную изученность, в первую очередь, современными методами сейсморазведки и бурением, имеющиеся данные о присутствии во вскрытых разрезах карбонатных отложений – рифообразующих палеонтологических остатков и палеофациальные особенности геологического строения вскрытых во впадине отложений, позволяют прогнозировать здесь присутствие биогермных образований. При этом вероятнее всего, следует ожидать развитие таких построек в прибортовых частях описываемой тектонической структуры.

В ее строении принимают участие, согласно имеющимся данным, преимущественно терригенно-карбонатные субплатформенные отложения. Несмотря на проведенное здесь в 1980-х гг. глубокое бурение (Ишимская и Западно-Ишимская площади) и региональное сейсмопрофилирование, полученных данных явно не достаточно для выделения конкретных объектов с целью более детального изучения. Главным недостатком, не позволяющим обоснованно это сделать, является фрагментарная сейсмическая информация. Только в северной части данной тектонической структуры имеются разобщенные, не увязанные между собой и небольшие по площади участки, где сейсмические работы МОГТ были выполнены. Они и по-

служили ориентиром для определения мест заложения ряда скважин. Несмотря на отсутствие положительных результатов, окончательную оценку этой обширной, охватывающей значительную площадь, территории, сложенной благоприятным комплексом пород с возможным присутствием в разрезе рифогенных построек, делать, несомненно, рано. Требуется доизучить эту часть района выполняющимся региональным сейсмопрофилированием и постановкой параметрического и структурного бурения.

Вагай-Ишимская отрицательная структура находится в пределах северной части Центрально-Казахстанской каледонской складчатой системы, перекрытой здесь мезозойско-кайнозойским платформенным чехлом толщиной от 1450 м (на юге) до 2370 м (на севере). На исследуемой территории геологический разрез палеозойского и раннемезозойского возраста, вскрытый буровыми скважинами, представлен отложениями девонского (средне- и позднедевонского возраста), раннекаменноугольного, каменноугольно-пермского, пермского и триасового возрастов. Позднедевонские-раннекаменноугольные отложения представлены терригенно-карбонатным комплексом пород, в составе которого выделяется ряд толщ, имеющих явные литологические отличия. Так, на Западно-Ишимской площади (снизу вверх) выделяются: толща органогенно-пелитоморфных глинистых известняков, перемежающихся с мергелями и известковистыми аргиллитами (2390-2970 м); толща переслаивающихся глинистых мелкозернистых и пелитоморфных органогенно-обломочных известняков, мергелей и аргиллитов (2194-2390 м) и толща, сложенная переслаивающимися песчаниками, мергелями и аргиллитами (1588-1994 м).

Накопление терригенных осадков раннего карбона на интересующей нас территории происходило в условиях относительно глубоководной части морского шельфа, вероятно, с колебаниями в режиме осадконакопления до мелководных и прибрежно-морских. Основные перспективы палеозойской нефтегазоносности связываются только с фазами мизоновской толщи, поскольку как ниже, так и вышележащие образования преимущественно грубообломочные и красноцветные. Это, в том числе, достаточно хорошо подтверждается материалами палеоландшафтных реконструкций, выполненных для живетского и фаменского веков. Результаты аналитических исследований кернового материала, из указанной части разреза, показывают, что степень измененности пород этого возраста не выходит за пределы стадии мезокатагенеза. Следовательно, в данных отложениях сохраняются возможности для существования скоплений нефти и газа. Такой вывод указанных исследователей вполне согласуется с данными, полученными ранее при региональных исследованиях палеозойских образований Западно-Сибирской плиты.

Рассматриваемый благоприятный комплекс отложений несколько полнее изучен на южных флангах этой впадины, в пределах Лебяжьевской, Мокроусовской и Макушинской площадей. Принимая во внимание эту

геоинформацию и, учитывая превосходящие размеры этого фрагмента структуры (весьма слабо изученной), частично относящейся к Курганской области, в ней, с определенной долей уверенности, можно ожидать более значительные скопления УВ. При этом следует учитывать и такой благоприятный фактор для этой территории как-то, что в палеозойское время здесь менее интенсивно протекали дезинтеграционные процессы, способные разрушать имевшиеся залежи, как это установлено для Кустанайского проявления.

Другим районом, который при более детальной изученности, может представлять интерес в отношении палеозойской нефтегазоносности, является зона Тюменско-Кустанайско-Тюменского мегапрогиба, в строении которого принимают участие вулканогенно-терригенно-карбонатные образования девон-каменноугольного возраста. Основанием для отнесения этой территории к перспективным землям является близость прилегающих к ней районов с доказанной нефтегазоносностью. Последняя установлена в терригенно-карбонатных девонских и каменноугольных отложениях юго-восточнее г. Кустанай. Указанный комплекс пород, слагающий Кустанайский (Тургайский) прогиб, переходит по простиранию на севере в Тюменскую зону, охватывающую здесь площадь, достигающую порядка 2,0 тыс. км².

Наиболее полные терригенно-карбонатные разрезы девона описаны на территории восточной части Курганской области. Они установлены на Лебяжьевской, Западно-Петуховской и других площадях.

5.2. Перспективы нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород

Серпентинизация пород ультраосновного состава – постмагматический процесс преобразования магматических пород в экзогенных условиях. Главное в этом процессе – развитие серпентина по оливину. Серпентинизация сопровождается выделением свободного водорода. Серпентинизация, как известно, интенсивно протекает при условии обработки ультраосновных пород углекислыми водами, которые служат источником углерода.

Зоны серпентинизации имеют определенный нефтегазовый потенциал. Они тяготеют к районам с тектонической активностью, что способствует развитию дизъюнктивной тектоники, формированию трещинно-поровых пород-коллекторов и миграции углеводородов по геологическому разрезу. Данные зоны влияют и на минералогический состав экранирующих эрозионно-тектонические выступы отложений в подошвенной части осадочного чехла.

Генетическая связь нефтяных скоплений с серпентинитовыми телами отчетливо прослеживается на примере ряда месторождений Венесуэлы и Мексиканского залива [77].

Проблемой нефтегазоносности южных районов Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна занимались многие исследователи. Первым высказал предположение о нефтегазоносности восточного склона Урала И.М. Губкин в тридцатых годах прошлого столетия. Почти за шестьдесят лет геологоразведочных работ в южной части Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна накоплен значительный геолого-геофизический материал: результаты ГИС в скважинах, изучения керна, испытания скважин, сейсмо-гравитационные исследования и многое другое. В связи с этим потребовалось проведение обобщения и всестороннего анализа имеющейся геолого-геофизической информации и, прежде всего, ГИС, керна и испытаний.

Цель данного анализа – выделение в разрезах скважин потенциально-продуктивных пород-коллекторов порового и трещинно-кавернозного типа, пропущенных ранее при испытаниях и интерпретации ГИС, оценка перспектив нефтегазоносности зон серпентинизации ультраосновных пород.

С целью изучения особенностей строения и состава пород данного типа был построен геологический разрез (рисунок 5.5).

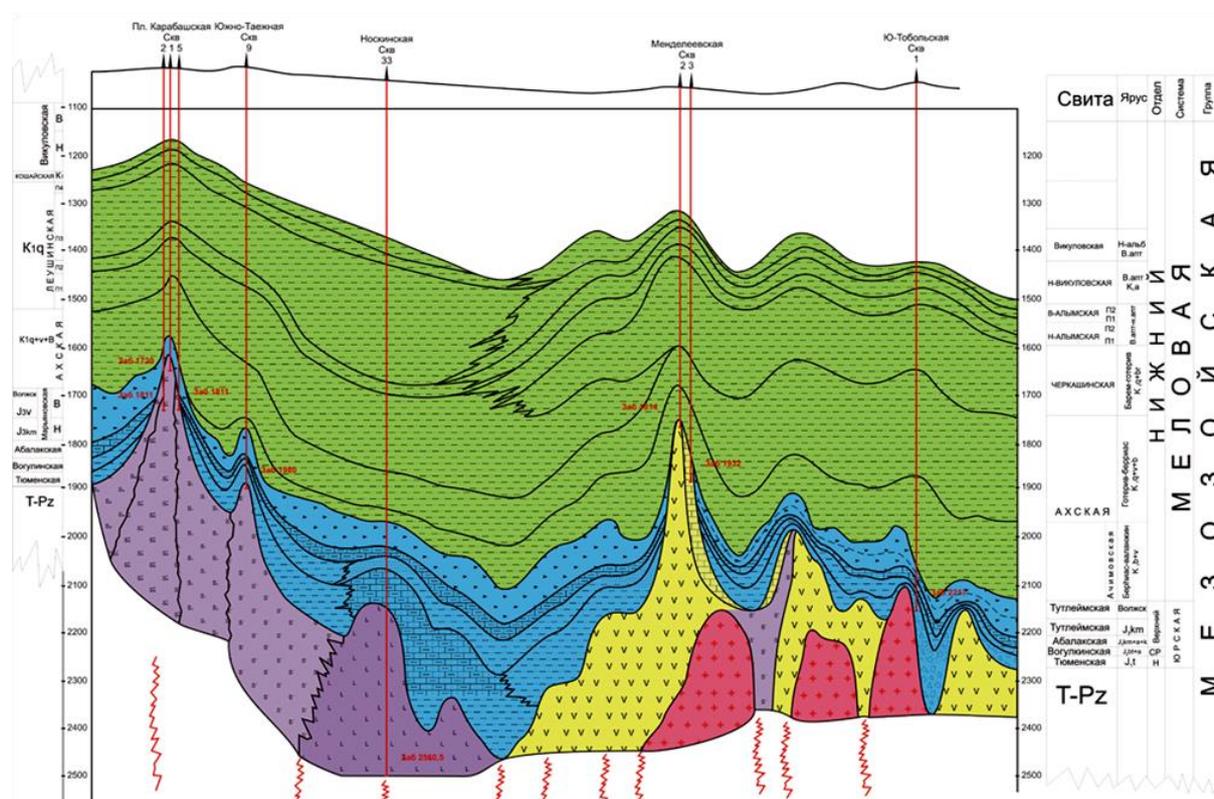


Рисунок 5.5 – Геологический разрез по линии скважин № 2 «Карабашская» - № 1 «Южно-Тобольская»

Представляемый геологический разрез ориентирован в направлении СЗ-ЮВ, он пересекает границы Приуральской и Тобольской нефтегазоносных областей. При построении использованы данные ГИС, результаты испытаний, керновые данные (скв. №№ 1,2 и 5 «Карабашские»; скв. № 9

«Южно-Таежная»; скв. № 33-П «Носкинская»; скв. №№ 2 и 3 «Менделеевские»; скв. № 1 «Южно-Тобольская»), а также структурные карты по целевым отражающим сейсмическим горизонтам «А», «Б», «М» и «Г». Разрез охватывает западной частью погруженную область ранних герцинид Шадринско-Шаимского антиклинория Уральской складчатой системы, а восточной частью – каледониды Урало-Казахского прогиба и Тобольского антиклинория северной оконечности Центрально-Казахстанской складчатой системы. Согласно тектонической карте [30], Урало-Казахский краевой прогиб является границей между Центрально-Казахстанской и Уральской складчатыми системами. В створе разреза данная граница проявляется между скважинами № 2 «Менделеевская» и № 33-П «Носкинская» и тяготеет в сторону последней.

Породы доюрского комплекса, вскрытые скважиной № 33-П, представлены туфами лито-кристаллических порфиритов, подвергшихся сильному тектоническому воздействию и гидротермальной проработке. Обломочный материал представлен обломками основной массы базальтовых порфиритов, сцементированных мелким вулканогенным и пепловым материалом. Обломки кристаллов являются обломками и кристаллами темноцветов – оливина, моноклинного пироксена (геденбергит) и роговой обманки. Оливин по описанию шлифов (Алексеева Н.П., 2001 г.) полностью замещен вторичными минералами: серпентином с ярко выраженным волокнистым строением, хлоритом и рудным магнетитом. Основная цементирующая масса – пирокластический материал, гематит, гидроокислы железа и вторичные минералы (хлорит, кальцит, халцедон). Породы разбиты сериями разнонаправленных трещин. Гидротермальная проработка по разрезу (скв. № 33-П) с глубиной усиливается. По аналогии с породами Северного Казахстана–Восточной зоны Урала они соответствуют отложениям триаса (Алексеева Н.П., 2001 г.). Скважина № 9 «Южно-Таежная», находящаяся в створе профиля к западу от скважины № 33-П «Носкинская», вскрывает на глубине 1958 м доюрские породы, которые являются корой выветривания апогарцбургитовых серпентинитов (интервал 1958-1961 м), переходящих к западу в серпентиниты гарцбургитовые (скв. № 5 «Карабашская», глубина фундамента 1744 м).

Поисковой скважиной № 1 вскрыта газовая залежь с дебитом 265000 м³/сут, приуроченная к кровле тюменской свиты, вогулкинской толще, трещиноватым породам фундамента и коры выветривания, гидродинамически связанным между собой (деструктивная часть серпентинитового массива). Породы марьяновской, ахской, леушинской свит являются глинистой покрывкой Карабашской залежи, представляющей собой единую толщу, сложенную аргиллитоподобными глинами темно-серого и серого цветов, преимущественно тонкоотмученными, с единичными прослоями глинистых алевролитов и известняков. Возрастное

положение ахской свиты (на основании находок берриасских, валанжинских и готеривских комплексов фораминифер, спор и пыльцы) датируется как берриасское-раннеготеривское [28]. Природа образования пород-коллекторов Карабашской газовой залежи связывается с гидротермальным метаморфизмом туфов базальтовых порфиритов, протекающим под действием высокотемпературных растворов, образующихся путем конденсации глубинных водяных паров и несущих с собой различные компоненты, приводящих к различным изменениям окружающих пород, в данном случае – к их серпентизации. Фундамент в области поглощения газовой залежи представлен выветрелыми рассланцованными антигоритовыми серпентинитами (скв. № 1, интервал 1695-1707 м).

В описании шлифов из керна пород доюрского основания, вскрытых скважиной № 33-П «Носкинская» (интервалы 2246-2257; 2286-2290; 2545-2550 м), представленных туфами базальтовых порфиритов, а также визуально в образцах керна, наблюдаются кристаллы темноцветов – оливина, моноклинного пироксена (геденбергита) и роговой обманки. Оливин замещается полностью вторичными минералами: серпентинитом с ярко выраженным волокнистым строением.

Известно, что переход оливина в серпентин происходит с увеличением объема, а вокруг вкрапленных зерен серпентинизированного оливина в горной породе наблюдаются радиально расходящиеся трещинки, свидетельствующие о динамическом воздействии массы на окружающую среду. Наличие в серпентинитах многочисленных мелких смещений с зеркалами скольжения в самых различных направлениях является следствием разгрузки динамических напряжений, возникающих в процессе серпентинизации оливиносодержащих пород, являющихся часто причиной возникновения зон разуплотнения на окраинах массивов.

Серпентизация оливина схематически выражается следующим уравнением:



Степень серпентизации ультраосновных пород представлена на петрохимической двухкомпонентной диаграмме Д.С. Штайнберга (рисунок 5.6) [129].

Координаты степени серпентизации рассчитаны в мол. долях: RO/SiO_2 , а также MgO/SiO_2 , где $\text{RO} = (\text{FeO} + \text{MnO} + \text{Ni} + \text{CaO} + \text{MgO} + 2\text{Fe}_2\text{O}_3) - (\text{Al}_2\text{O}_3) + \text{Cr}_2\text{O}_3$. По мере увеличения степени преобразований (степени серпентизации) значение параметров уменьшается.

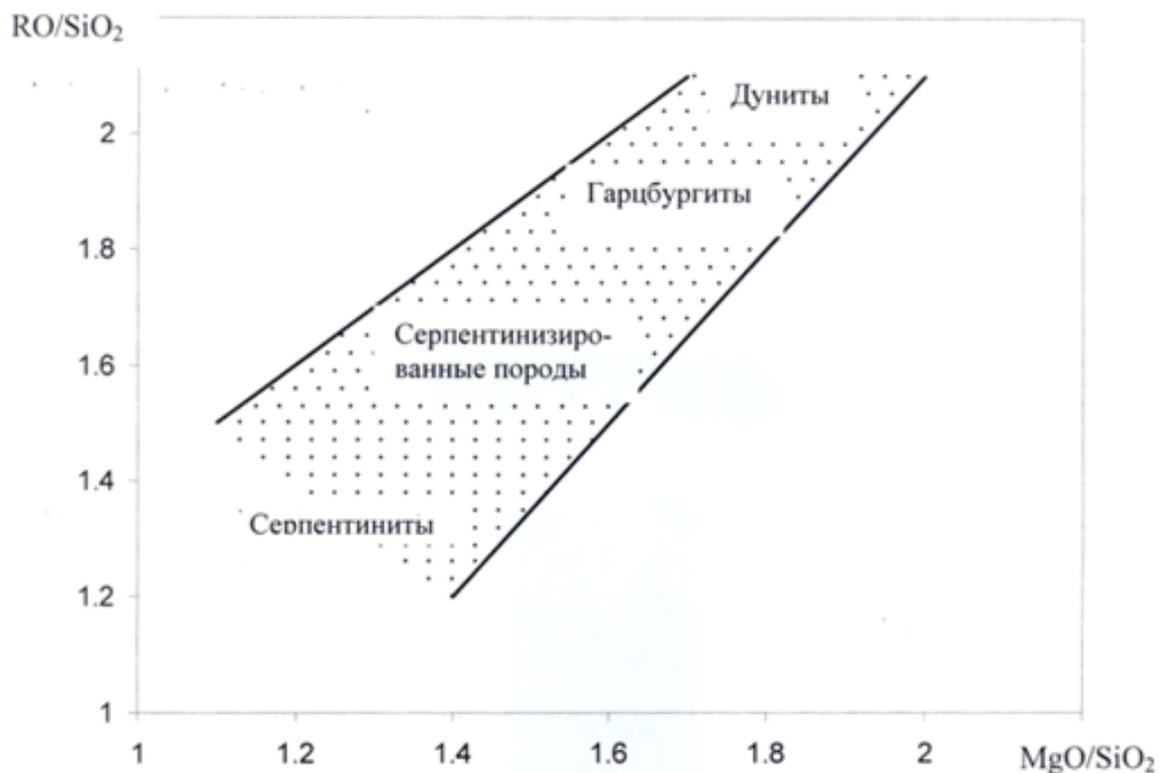


Рисунок 5.6 – Петрохимическая двухкомпонентная диаграмма Д.С. Штейнберга [129]

В таблице 5.2 показан характер химических изменений дунита, как первоначальной оливиносодержащей породы, и змеевика, как продукта метаморфизации. Метаморфическое преобразование дунита в серпентинит сопровождается привнесом воды, окислением части закисного железа в окисное, уменьшением количества магния и кремния и другими изменениями (таблица 5.3).

Таблица 5.2

Сравнение химического состава дунита и змеевика

Порода	Si	Al	Cr	Fe	Fe	Mn	Ni	Mg	Na	K	(OH)
Дунит	377	9	2	0	61	0,6	2	689	0,0	0,0	84
Змеевик	248	3	3	26	9	0,7	0,3	357	0,4	0,4	693

Таблица 5.3

Свойства и состав ультраосновных изверженных пород
(по Р. Фебранду)

Класс пород	Порода	Классификация по SiO ₂	Торий (Th), n·10 ⁴ %	Уран (U), n·10 ⁴ %	Калий (K), %	q Арl	Минералогическая плотность, г/см ³	Сечение фотоэлектр. захвата, Ре, барн/эл	Пористость матрицы по НКК, %	Скорость упруг. волн (км/сек) в матрице при эффективном давлении	
										1 кбар	4 кбар
Кристаллические	Перидотит	Ультраосновная	0,05	0,01	0,2	3,5	2,3-3,3	3,66	9	3,6-7,2	3,9-8,1
Вулкано-генные	Дуниты	-//-	0,01	0,01	0,02	0,5	3,0-3,7	3,32	17	7,5-8,2	7,8-8,3

$$q = 4 \cdot 10^{-4} \text{Th} (\%) + 8 \cdot 10^{-4} \text{U} (\%) + 16 \cdot \text{K} (\%) \quad (2)$$

Сорокин О.Г. в 2000 г. на основе расчетов концентрации CH_4 и H_2 в флюиде, согласующихся с экспериментальными данными, распространенными на весь серпентинитовый слой земной коры, сделал вывод о том, что серпентизация железосодержащих ультраосновных пород за счет окисления двухвалентного железа до трехвалентного и восстановления углекислого газа, содержащегося в растворенном виде, является одним из источников генерации метана.

Первые сведения о нефтегазоносности «серпентинитовых полей» датируются 1915-1916 гг. В Центральном Техасе (Udden, 1915 г.) из открытой здесь залежи, приуроченной к измененным базальтам и фономитам верхнемелового возраста, за два года было получено около 13 миллионов баррелей нефти.

В 1953 г. скважиной P-86 на площади La Paz (Венесуэла, бассейн Маракайбо) в породах фундамента, представленных 332-метровой толщей трещиноватых гранитов, гранодиоритов и местами разуплотненными метаморфическими породами палеозойского возраста, было открыто месторождение нефти. При опробовании пород фундамента (вышележащие известняки были перекрыты обсадной колонной) был получен приток легкой нефти (с плотностью 855 кг/м^3) дебитом $620 \text{ м}^3/\text{сут}$. К 1987 г. на месторождении со вскрытием пород фундамента от 500 до 940 м было пробурено уже 29 скважин, из которых 17 дали притоки. Средний начальный дебит по нефти составил $572 \text{ м}^3/\text{сут}$, максимальный достигал $1828 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На северо-восточном продолжении антиклинальной складки La Paz было открыто месторождение Мага. Породы фундамента, представленные сильнотрещиноватыми гранитами и метаморфическими породами, были вскрыты 29 скважинами в среднем на глубину 363 м, углы наклона трещин близки к вертикальным. Средний начальный дебит по нефти составил $350 \text{ м}^3/\text{сут}$, максимальный достигал $2703 \text{ м}^3/\text{сут}$.

На месторождении Литтон-Спрингс залежи нефти обнаружены в пористых и трещиноватых серпентинитах кровельной части базальтового лакколита. В результате гидротермальных процессов развились вторичная пористость и проницаемость, достаточные, чтобы серпентинит превратился в породу-коллектор для нефти.

Разрез нефтяного месторождения Литтон-Спрингс представлен на рисунке 5.7.

В Северо-Кубинском НГБ на площадях Монтебо и Бакуранао разведаны нефтяные залежи в домеловых серпентинитах/ультраосновных породах частично серпентинизированных (Санта-Мария, Бакуранао, Крус-Верде и др.).

Информация по скважинам, вскрывшим серпентиниты на территории Тюменской, Омской и Свердловской областей, систематизирована в таблице 5.4. В ней приведены данные из литературных источников по ряду

авторов: В.С. Бочкарева, А.А. Нежданова, Л.Л. Подсосовой, З.В. Лашневой, И.Н. Лебедева и др.

Таблица 5.4

Характеристика скважин, вскрывших серпентинитовые породы

Площадь	№№ скв.	Глубина фундамента/ Забой скв.	Описание пород
1	2	3	4
1. Карабашская	1	1694/1730	1695-1707 м – серпентиниты антигоритовые темно-зеленые, выветренные
2. Карабашская	2	1765/1811	1769,85-1783,25 м – серпентиниты антигорит-хризотилловые, анопериодитовые с многочисленными прожилками серпофита
3. Карабашская	3	1911/1811	1909,45-1945,00 м – кора выветривания серпентинитов; 1934,75-1938,25 м – туфы базальтов грязно-зеленые, хлоритизированные, эпидитизированные, эруптивная брекчия
4. Карабашская	5	1744/1811	гарцбургиты в различной степени серпентинизированные
5. Курухтальская	2	2084/2110	2121/2122 м – серпентинит сильно выветрелый (карбонатизированный и кварцованный); порфириты
6. Курухтальская	1	?	2118/2121 м – кора выветривания серпентинитов, почти нацело карбонатизированная, частично окварцованная
7. Луговская	1	1242/1515	серпентиниты темно-зеленые, пятнистые
8. Северо-Таежная	14	2026/2045	2032,6-2038,5 м – серпентиниты выветрелые
9. Тайтымская	2	2622/2735	2720,75-2732,45 м – сланцы альбит-актинолитовые серпентин-актинолит-талькового и кальцит-актинолит-талькового состава

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4
10. Утяшевская	4	1368/1500	1366-1500 м – серпентиниты темно-зеленые, пятнистые
11. Южно-Таежная	9	1958/1980	1950-1953 м – кора выветривания; 1958-1961 м – серпентиниты апогарцбургитовые
12. Болотная	2	2786/2905	2689-2868 м – серпентиниты хризотилантигоритовые
13. Владимировская	1	1422/1633	1424-1428 м – лерцолит серпентинизированный, много зерен шпинели; 1578-1582 м – серпентинит выветрелый; 1582-1596 м – лерцолит серпентинизированный; 1630-1633 м – серпентинит хризотилантигоритовый
14. Владимировская	3	1663/1685	серпентиниты зеленые
15. Ереминская	1	1068/1071	сланцы углисто-глинистые и алевритоглинистые; 1065-1070 м – серпентиниты
16. Заводоуковская	2	1148/1564	чередование аргиллитов, известняков, порфиринов; 1272-1278 м – серпентиниты
17. Кальчинская	61	3065	3084-3097 м – серпентиниты, образованные по перидотитам, породы черные, плотные, сильно трещиноватые
18. Лыхская	70	2627/2713	серпентиниты апопироксеновые
19. Лыхская	73	2784/2821	2802-2812 м – мелкие обломки интенсивно перемятых пород светло-зеленого цвета, трещиноватых, хлоритизированных, по трещинам развит кальцит
20. Ютымская	80 81 82	2544/2626 2762/2848 2524/2567	пироксенит пироксенит пироксенит
21. Урурная	1	2546/2744	2706,2-2720,6 м – породы темно-зеленого цвета (серпентинит), плотные, крепкие с многочисленными разно ориентированными трещинами, заполненными кальцитом, хлоритом, сидеритом
22. Носкинская	33-П	2200,0/2560,5	2246-2257 м – туфы литокристаллические базальтовых порфиринов, сильно

			измененные, с признаками серпентинизации, геденбергиты; 2286-2290 м – туфы базальтовых порфиритов, частично измененные; 2545-2550 м – туфы базальтовых порфиритов
--	--	--	---

Наиболее типичные серпентинитовые породы вскрыты в скв. № 2 на Болотной площади, в скв. № 1 на Луговской площади, в скв. № 4 на Утешевской площади. Породы имеют темно-зеленый, серо-зеленый цвет, иногда с фиолетовыми пятнами, жирный блеск, часто встречаются зеркала скольжения. Сложены породы серпентином, серпентинизированным пироксеном, хризотилом и антигоритом. Тела серпентинитов приурочены к глубинным разломам северо-западного (на востоке) и северо-восточного (на западе) простирания. В скв. № 9 Южно-Таежной площади вскрыты пироксениты, перидотиты, верлиты и гарцбургиты. С серпентинитами в тектонике литосферных плит связывают коллизионные зоны, следы бывших океанических бассейнов. Обычно для них характерна ясно выраженная удлиненная форма. Исходя из размеров контрастных магнитных максимумов, их площадь может достигать 400 км².

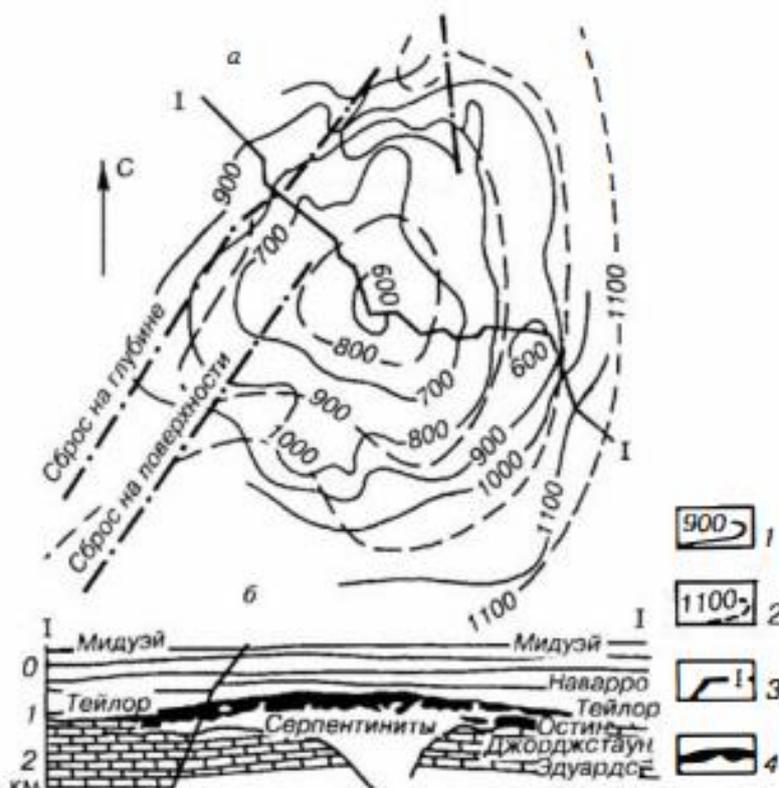


Рисунок 5.7 – Разрез нефтяного месторождения Литтон-Спрингс. Структурная карта (а) и разрез (б) (по Ф. Лахи и В.А. Вер-Вибе). Изогипсы по кровле, м: 1 – серпентинитов; 2 – меловых отложений; 3 – линия профиля; 4 – нефть

В частности, находящиеся в Карабашском нефтегазоносном районе в зоне Шадринско-Шаимского антиклинория скважины Ереминской площади вскрывают в фундаменте серпентиниты, являющиеся продуктами гидратации гипербазитов, т.е. гидротермального метаморфизма. Как сказано выше, этот процесс происходит с увеличением объема породы, вследствие чего возникают колоссальные напряжения и разрушение, как самих образованных серпентинитов, так и контактирующих с ними массивов. Вследствие степени пластичности перекрывающих глинистых отложений может происходить их дальнейшее уплотнение и образование плотной покрышки.

При достижении давлений, достаточных для дальнейших диагностических преобразований глин в аргиллиты, вследствие дегидратации происходит их рассланцевание и образование плитчато-трещинной текстуры с латерально-вертикальной сообщаемостью трещинных каналов, обеспечивающих разгрузку напряжений экранирующей толщи и миграцию из залежи водо-газо-нефтяной смеси в вышележащие отложения. Следы миграции часто обнаруживаются в приповерхностной области разреза, что позволяет контролировать наличие таких зон поверхностным комплексом геофизико-геохимических методов. На основании опытных геофизико-геохимических исследований, проводимых на территории Западно-Сибирского осадочно-породного мегабассейна и, в частности, на юге Тюменской области [18; 81; 111; 124], оптимальным сочетанием применяемых методов является следующий комплекс исследований:

- 1) определение содержания спектра УВ (в частности – ароматических) в грунтах (на глубине 2 м);
- 2) измерение на указанной глубине температур ($T^{\circ}\text{C}$);
- 3) определение естественной радиоактивности пород.

Дополнительными методами, в случае необходимости проведения детальных исследований, являются микробиологическая и микроэлементная съемка.

Проницаемость осадочной толщи, уплотненной под действием объемного расширения области гидротермального метаморфизма пород фундамента, зависит от пластичности слагающих ее глинистых отложений.

Примером разрушенной покрышки и миграции под действием гидротерм УВ из области развития пород-коллекторов, представленных выветрелыми серпентинитами, являются результаты испытаний скважин №№ 3, 4, 5 и 10 и др. на Ереминской площади, где нефтегазопроявления фиксируются в отложениях викуловской и уватской свит [23; 28].

Карабашское газовое месторождение в отличие от приведенного выше примера имеет вследствие более высокой пластичности и однородности слагающих меловой чехол ахских и леушинских глин качественную неразрушенную слабопроницаемую покрышку.

Зоны разуплотнения осадочного чехла, связанные с серпентинизацией ультраосновных пород, проявляются в геофизических полях наличием ло-

кальных положительных аномалий ΔT_a и Δg и появлением амплитудной аномалии типа «яркое пятно», наблюдаемых на полевых сейсмограммах. По данным поверхностных геофизико-геохимических исследований, проведенных на юге Тюменской области, в т.ч. в районах Карабашской и Владимирской структур (Кускургульский поисковый блок), находящихся в области серпентизации ультраосновных пород фундамента, в отличие от вышеотмеченных характеристик и признаков разуплотненного глинистого чехла, выполняющего роль флюидоупора потенциально возможной залежи на Ереминской площади, можно сделать вывод, что Карабашское месторождение имеет более непроницаемую экранирующую толщу, обуславливающую формирование газовой залежи.

Геотектонические характеристики и экранирующие свойства прилегающей к фундаменту части верхнеюрских (марьяновская свита) и нижнемеловых (ахская свита) отложений Владимирской площади, находящейся в 40 км к югу от Карабашского газового месторождения, свидетельствуют о том, что в ходе развития объемных процессов серпентизации произошло их интенсивное разрушение (как флюидоупора); вследствие чего осуществилось перераспределение водно-газовой смеси в вышележащие пласты алымской свиты (дебит воды – 777 м³/сут, газа – 466,6 м³/сут), в то время как дебит при испытаниях фундамента, представленного серпентинитами, составил 3 м³/сут. На Карабашском газовом месторождении основными породами-коллекторами залежи являются рассланцованные выветрелые антигоритовые серпентиниты, образовавшиеся в результате гидротермического метаморфизма ультраосновных пород. Имеющие вследствие этого достаточно высокую порово-трещинную проницаемость, они являются одновременно каналами трансформации в породы-коллекторы восходящих газовой-жидких потоков как глубинного (ювенального) происхождения, так и из собственно метаморфических компонент. Подпитка пород-коллекторов Карабашской залежи из соседних, граничащих с ней по ее обрамлению возможных источников УВ, практически отсутствует, что подтверждается результатами испытания как палеозойского основания, так и вышележащей толщи осадочного чехла скважинами №№ 9 «Южно-Таежная», 14 «Северо-Таежная», 33-П «Носкинская», 1 и 2 «Верхнеуральские», 1 и 2 «Курухталские» (таблица 5.5).

Таблица 5.5

Результаты испытания скважин, вскрывших серпентинитовые породы

Площадь	№№ скв.	Результаты испытаний					
		Интервал опробования (Н _{абс}), м	Дебит (м ³ /сут)			Р _{пл} , МПа	Т _{пл} , °С
			газ	вода	нефть		
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Карабашская	2	1702-1711	0	0	0	17,35 18,06	75 62
		1673-1690	0	0	0		
2. Карабашская	1	1606-1609	265000				
3. Карабашская	5	1692-1700		19,1			
		1670-1677	Испытания прекращены в связи с небольшим притоком				
		1657-1663	118,6	41,3			
		1661-1665	32,3	Перелив			
		1667-1671					
4. Южно-Таежная	9	1878-1882	Притока не получено				
5. Южно-Тобольская	1	2135-2141		230,4		14,71	79,5
		2090-2094		119,2		16,31	73,5
		1607-1618	22,5	89,0		17,13	92
6. Менделеевская	2	1745-1751	Притока не получено			15,05	56 66 80
		1698-1705	16,6	23,7			
		1535-1539	5,18	7,4			
7. Менделеевская	3	1826-1841	48,0	4,6			80
		1826-1831		5,6			80
8. Носкинская	33	1223-1236		17,3		13,2	52
		1692-1696		3,76		17,8	62
		1724-1728		15,0			63
		2062-2070		0,375			65
		2194-2204	Притока не получено				71
		2382-2354	Притока не получено				76
9. Верхне-Уральская	1	1300-1830	Притока не получено				
10. Верхне-Уральская	2	1847-1856		0,66			
		1867-1876	1,18	1,18			
11. Владимирская	1	1616-1621		3,0			
		1540-1560					
		1525-1532					
		1428-1434	2,8	2,5			45
		1251-1262	503,6	777,7			45
12. Владимирская	2	1558-1593		1,44			36
13. Владимирская	3	1659-1661,5	30	27			53

Окончание таблицы 5.5

14. Курухталъская	1	2154-2158,8 2088-2103 2065-2074	5,4 14,4 3,6	4,8 7,8 1,6		22,01 21,51 21,35	71 69 68
15. Курухталъская	2	1974-2126 1406-2126	48	36	Результат не получен		
16. Кальчинская	61	2845-2863 2828-2843			9,60 24,0	28,50 28,5	86 85
17. Тай-Тымская	2	2600-2620		96,0			
18. Болотная	1	2492,2- 2522,0			3,2 (с филь- тратом и га- зом)		73,5
19. Болотная	2	2552-2595,5			20 (с филь- тратом и га- зом)		73,0

Формирование зон серпентинитизации в пределах Западно-Сибирского мегабассейна связано, в соответствии с изученным вещественным составом пород доюрского основания, чаще всего с границами переработанных герцинским тектогенезом областей докарельской, карельской, байкальской складчатости и единого каледонско-герцинского складчатого основания.

Наряду с рассмотренной выше областью серпентинитизации Шадринско-Шаимского антиклинория (Ереминская площадь, Карабашское месторождение), аналогичные по своим геолого-тектоническим характеристикам зоны, претерпевшие или находящиеся в стадии изменения пород фундамента под действием гидротермального метаморфизма, наблюдаются и в восточной части Западно-Сибирского осадочно-породного мегабассейна, в частности, в зоне Муромцевского прогиба, Верхне-Демьянского антиклинория, переходящего к северу в так называемый «серпентинитовый пояс» (скв. № 2 «Болотная»; скв. № 1 «Урурная»; скв. №№ 70 и 73 «Лыхские»; скв. №№ 80 и 81 «Ютымские»; скв. № 61 «Кальчинская»; скв. № 2 «Тай-Тымская» и т.д.).

Результаты испытаний скважин №№ 1 и 2 «Болотных», находящихся в области распространения вышеуказанных геолого-тектонических образований, свидетельствуют о том, что полученный из интервалов залегания бажендовской и георгиевской свит приток воды с газом является, по видимому, «покрышечным» («надфундаментным»).

Испытание нижележащих интервалов доюрского фундамента, породы которого представлены хризотил-антигоритовыми серпентинитами (скв. № 2 «Болотная», интервал 2789-2868 м), не проводилось.

Согласно данным испытаний скважины № 2 «Тайтымской» (Омская область), пробуренной в зоне с аналогичными геолого-тектоническими характеристиками и находящейся в пределах структуры, оконтуренной строитоизогипсой -2740 м (ОГ «А»), из отложений тюменской свиты, получен приток нефти дебитом 96 м³/сут (интервал 2600-2620 м). Породы доюрского основания по данным изучения керна представлены альбит-актинолитовыми сланцами серпентин-актинолит-талькового и кальцит-актинолит-талькового состава.

В результате проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Определенный интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляют породы доюрского комплекса, представленные серпентинитами, контактирующими (сочлененными) с нефтематеринскими породами, имеющими достаточный нефтегенерационный потенциал.

2. Наличие зон разуплотнения и связанных с ними возможных ловушек УВ в области распространения ультраосновных пород фундамента Западно-Сибирского мегабассейна является следствием их объемных изменений (деформаций), происходивших под воздействием гидротермальных метаморфических процессов.

3. Объемное расширение в процессе новообразования серпентинитов является возможной причиной разрушения «надфундаментных» глинистых покрышек, перераспределения УВ из залежей в вышележащие отложения (Ереминская и Владимирская площади).

4. Сохранение малопроницаемого флюидоупора-покрышки обеспечивается высокой пластичностью и однородностью слагающих ее глинистых отложений. Действие объемного расширения, происходящее при образовании серпентинитов, приводит к их дополнительному уплотнению при минимальной плотности новообразованных трещин (например, Карабашское месторождение).

5. Основными породами-коллекторами Карабашской залежи являются антигоритовые серпентиниты, рассланцованные под действием процессов гидротермального метаморфизма.

6. Наиболее интенсивное новообразование серпентинитов имеет место в тектонически активных районах, в областях глубинных разломов и депрессионных зон, являющихся каналами передачи глубинной тепловой энергии в зону гидротермального метаморфизма ультраосновных пород.

7. Перспективы поиска и разведки залежей углеводородов в пределах территории Курганской области связаны, главным образом, с выявлением зон проявления гидротермального метаморфизма и серпентинизации пород гетерогенного фундамента в области раннегерцинской складчатости.

8. Наличие зон серпентинизации как следствие гидротермального метаморфизма ультраосновных пород является одним из важнейших поисковых признаков для локального прогноза залежей углеводородов (формирования путей первичной и вторичной миграции УВ, картирования областей аккумуляции и консервации залежей УВ).

5.3. Перспективы нефтегазоносности верхнемелового надсеноманского комплекса пород

В настоящее время верхнемеловой надсеноманский комплекс пород в пределах территории Западно-Сибирского осадочно-порodного бассейна привлекает все большее внимание геологов. Сейсмические материалы по верхней части разреза анализировались в работах А.А. Нежданова, В.А. Корнева, В.С. Соседкова, Н.Я. Кунина. Вопросы корреляции геофизических исследований скважин (ГИС) изложены в ряде статей Ю.В. Брэдучана, В.С. Бочкарева, С.Г. Галеркиной, В.Г. Елисеева, М.И. Кострюкова, Н.Х. Кулахметова, М.И. Мишульского, А.Л. Наумова, А.А. Нежданова, О.М. Нелепченко, И.И. Нестерова.

Результаты оценки перспектив нефтегазоносности применительно к надсеноманским отложениям Западной Сибири были представлены в трудах многих исследователей, в их числе: Н.Н. Ростовцев, А.Э. Конторович, А.А. Трофимук, И.И. Нестеров, А.А. Нежданов, Г.П. Мясникова, М.Я. Рудкевич, В.А. Скоробогатов, Г.П. Евсеев, А.С. Пережогин и многие другие.

Различные вопросы геологии и газоносности надсеноманских отложений изучались С.Е. Агалаковым, О.В. Бакуевым, Ю.В. Брэдучаном, С.А. Варяговым, С.Г. Галеркиной, Г.Н. Гогоненковым, Ю.Н. Карагодиным, Н.Х. Кулахметовым, М.И. Мишульским, А.Л. Наумовым, А.А. Неждановым, И.И. Нестеровым, В.А. Захаровым, В.М. Подобинной, В.Н. Саксом, М.И. Таначевой, Г.М. Татьяниным, Ю.В. Филипповичем и др.

Агалаков С.Е. впервые оценил сеноманские отложения как перспективный газоносный комплекс [2].

Промышленная газоносность отложений верхнего мела была доказана в пределах Александровского мегавала, где еще в 1962 г. на Охтеурьевской площади был получен фонтан газа с дебитом около 20 тыс. м³ / сут (рисунок 5.8).

С тех пор прошло много времени, появились новые геолого-геофизические материалы и геохимические данные. Если вначале надсеноманские скопления УВ связывали с миграцией из подстилающих сеноманских залежей, то сейчас они обнаружены в зонах, где последние отсутствуют. Сеноманские отложения в некоторых районах Западно-Сибирского мегабассейна содержат газонасыщенные резервуары и уже рассматриваются в качестве самостоятельного газоносного комплекса.

Относительно наличия углеводородных скоплений в верхнемеловом надсеноманском комплексе пород, развитом на юго-западе Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна (Курганская область), у геологов по-прежнему определенное мнение еще не сформировалось. Говоря о перспективах открытия месторождений нефти и газа в Зауралье, одни настаивают на том, что шансы есть, и они достаточно велики, другие не спешат делать какие-либо выводы и сдержанно говорят о необходимости продолжения специализированных исследований.

В Курганской области газопроявления были обнаружены на Петуховской площади, где при испытании в скважине № 4-Г базальных песчаников викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытых альбскими глинами (ханты-мансийская свита), был получен газоводяной фонтан, высота которого достигала 15 м. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 м. Состав отобранного газа – азотно-метановый (86 % метана и 13 % азота, тяжелые УВ отсутствуют).

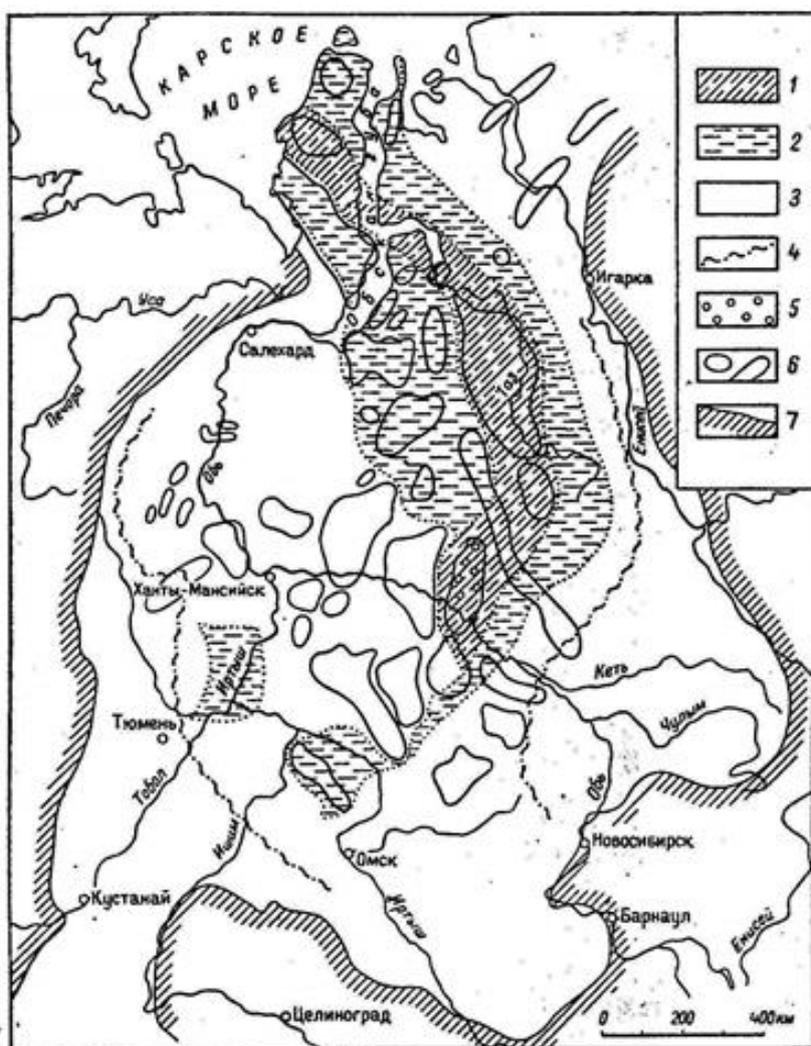
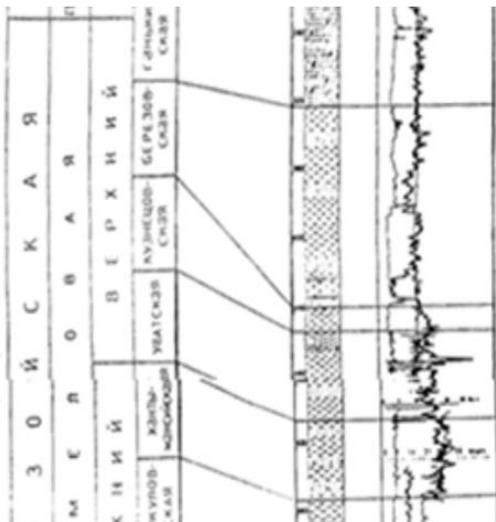


Рисунок 5.8 – Карта прогнозов нефтегазоносности верхнемеловых отложений (без сеномана) [27]

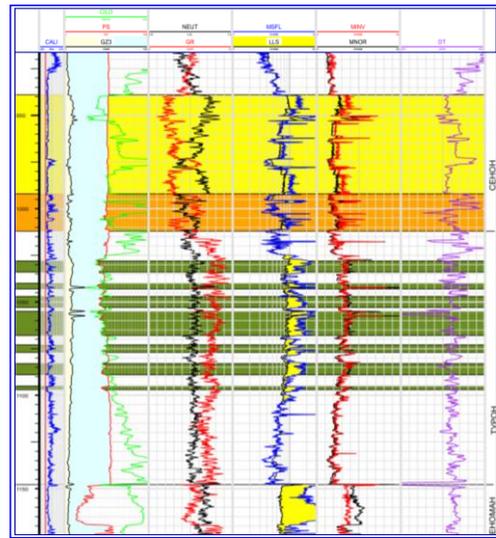
Группа земель с различной плотностью запасов: 1 – земли группы 6; 2 – земли группы 7; 3 – земли неперспективные; 4 – граница области распространения глинистых покровов, благоприятных для сохранения газовых залежей; 5 – земли с доказанной промышленной нефтегазоносностью; 6 – основные структурные элементы первого и второго порядков; 7 – граница распространения верхнемеловых отложений.

Анализ палеогеографических обстановок показывает, что в начале маастрихтского века открылся Тургайский пролив, и в Западно-Сибирский палеобассейн начали поступать теплые воды, обогащенные карбонатным ионом [71]. Произошел «всплеск» органической жизни, появилось более 80 новых тетисных (не бореальных) родов и видов живых организмов. Формировались известковистые осадки, на юге до мергелей (рисунок 5.9).

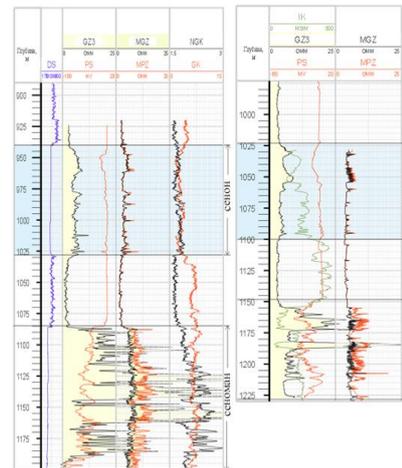
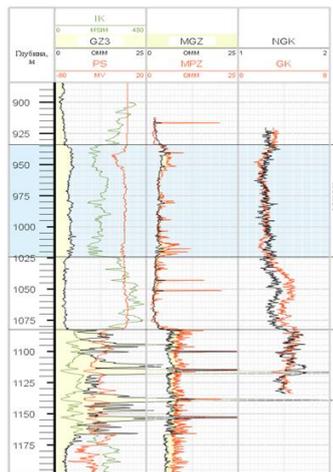
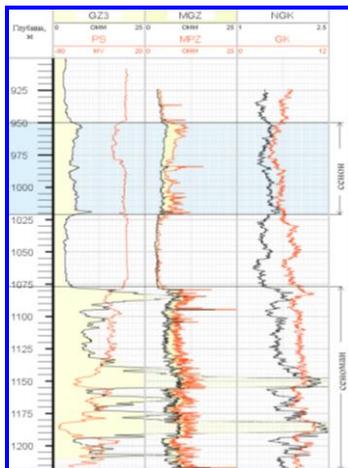
Геолого-геофизические характеристики верхнемелового надсеноманского комплекса пород, развитых в пределах территории Курганской области, близки к аналогичным по возрасту отложениям на севере Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна (рисунок 5.10-5.11). Единственное различие заключается в глубине залегания.



а



б



в

Рисунок 5.10 – Литолого-стратиграфический разрез меловых отложений в скважинах: а) ВК-49; б) № 902 «Ленская»; в) №№ 104, 706, 92 и 153 «Медвежьи»

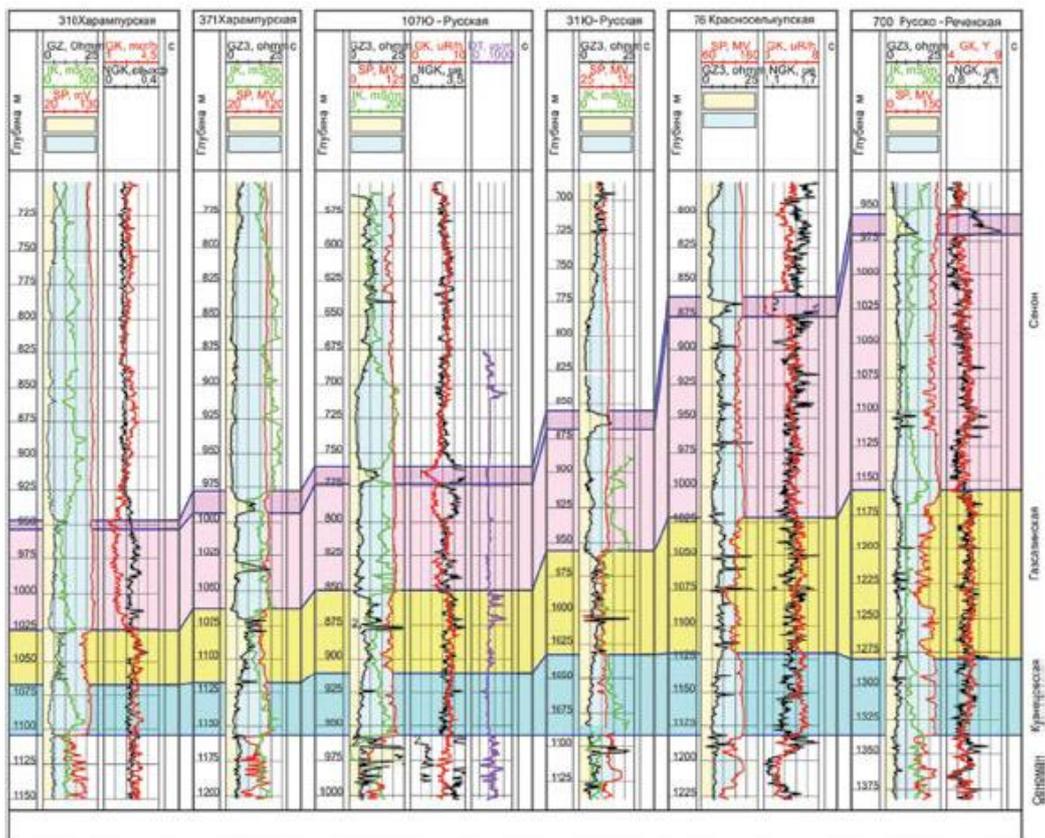


Рисунок 5.11 – Схема корреляции отложений кузнецово-ипатовского региоциклита от Харампурской до Русско-Реченской площади по линии скважин №№ 310-371-107-31-76-700 [100]

Кроме того, результаты интерпретации данных ГИС по скважине КУ-1, расположенной почти на крайнем юге Курганской области, однозначно свидетельствуют о наличии в них хороших пород-коллекторов (таблица 5.6).

По данным Мамяшева В.Г., породы-коллекторы представлены высокопористыми (величина K_p от 0,23 до 0,40 и более) водонасыщенными песчаными пластами толщиной от 2,7 до 22,0 м. По материалам электрического каротажа породы-коллекторы характеризуются повышающим проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласты, величина УЭС пород-коллекторов составляет 4,8-11,9 Ом*м.

Окончательные выводы о наличии или отсутствии в разрезе верхнемелового надсеноманского комплекса пород условий, благоприятных для процессов генерации и аккумуляции углеводородов, неоднозначны.

Необходимость дальнейших комплексных геофизических и геологических исследований и переоценки перспектив нефтегазоносности верхнемелового надсеноманского комплекса пород (в частности, отложений кампан-маастрихтского возраста) очевидна.

Таблица 5.6

Характеристика пород-коллекторов мелового возраста по данным ГИС в скв. КУ-1

Свита	Кровля, м	Подосва, м	Кровля, м	Подосва, м	Н, м	ДС, мм	ГК, мкР/час	НГК, усл.ед.	ГГК-П, г/см ³	АК, мкс/м	УЭС, Ом*м	Кп, %	Литология
Ганькинская К ₂ m-Р ₁ d gn	180,6	242,0	180,6	192,9	12,3	330	2,40	1,15	2,26	687	11,9	23,9	песчаник
			201,0	223,0	22,0	317	2,70	1,13	2,22	680	11,2	26,1	песчаник
Зайковская К ₂ s-km zk ₁₋₂	242,0	316,0	268,0	273,0	5,0	297	3,20	1,10	1,92	565	6,6	>40	песчаник
Камышловская К ₂ k-st km	316,0	327,0	315,8	325,0	9,2	303	2,80	1,08	1,94	590	4,8	>40	песчаник
Кузнецовская К ₂ t kz	327,0	364,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	глины уплотненные
Викуловская К _{1a} vk	364,0	433,0	364,5	376,7	12,2	296	1,50	1,11	2,26	535	7,7	23,6	песок
			378,8	387,8	9,0	294	2,25	1,10	2,13	520	6,3	31,5	песок
			415,0	426,3	11,3	299	1,25	1,17	2,26	538	7,7	23,6	песок
			427,3	430,0	2,7	300-330	2,75	1,30	2,22	505	7,8	26,1	песок

ГЛАВА 6. НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ И ИХ ТИПЫ

Рассмотрим имеющиеся в литературе данные о распределении $C_{орг}$ (органического углерода), в волжских отложениях изучаемой территории. По данным [19], наибольшие концентрации $C_{орг}$, в волжских глинах – более 10 %, – зафиксированы севернее г. Тобольска, в зоне, являющейся южным продолжением Салымского пояса повышенной битуминозности волжских глин. В южном направлении содержание $C_{орг}$, к зоне выклинивания битуминозных глин, снижается – до 3-5 %. Оценивая битуминозные глины волжского яруса и неокома (баженовская, тутлеймская, марьяновская или даниловская свиты) в качестве нефтематеринских пород, можно заключить, что более перспективными являются северные районы Западно-Сибирской НГО (севернее г. Тобольска). В южном направлении перспективы нефтегазоносности должны резко сокращаться в связи с ухудшением генерирующих свойств нефтематеринских пород.

Если рассмотреть в совокупности распределение параметров, в той или иной мере отражающих перспективы нефтегазоносности, то можно довольно надежно разделить территорию Западно-Сибирской НГО на три части:

1) Территория с доказанной нефтегазоносностью, в пределах которой расположены нефтяные и газовые месторождения, открытые к настоящему времени в Западно-Сибирской НГО (Иртыш-Демьянской НГО). Эта территория характеризуется высокими значениями пластовых температур (более 60 °С) по всем нефтегазоперспективным комплексам, высокой газонасыщенностью пластовых вод (более 1 м³/м³), наличием нефтематеринских пород с высоким содержанием $C_{орг}$. Гидрохимические показатели пластовых вод также являются благоприятными для сохранения скоплений УВ.

2) Территории с невыясненными перспективами нефтегазоносности, располагающиеся южнее открытых в настоящее время месторождений нефти. Граница между землями с доказанной продуктивностью и невыясненными перспективами нефтегазоносности проведена севернее широтного течения р. Иртыш с учетом данных о газонасыщенности пластовых вод и температур. Эти показатели, являясь более низкими, чем на землях с установленной продуктивностью, тем не менее, близки к ним и, учитывая слабую геологическую изученность территорий, определены с точностью, недостаточной для однозначных заключений о их бесперспективности. Вместе с тем, результаты бурения большого количества непродуктивных скважин, расположенных на землях, относимых к территориям с невыясненными перспективами нефтегазоносности, свидетельствуют об их ограниченном УВ потенциале. Северная граница рассматриваемой зоны проводится более однозначно,

чем южная. Последняя показана исходя из рассмотренных выше параметров, учтены также данные о наличии положительных структур, в том числе изученных бурением. Так, Челноковская и Михайловская площади, а также Малиновская структура, на которых проводилось поисковое бурение, могут быть отнесены к бесперспективной территории, а зона прогиба между ними, в которой выявлен ряд поднятий - отнесена к зоне с невыясненными перспективами нефтегазоносности. Основанием для этого явились данные о сравнительно высоких значениях температур и газонасыщенности вод, зафиксированных на упомянутых площадях о наличии прогиба, в котором развиты битуминозные глины, наращивается разрез средней юры, вырастают пластовые температуры.

К землям с невыясненными перспективами нефтегазоносности условно отнесен район г. Тюмени на основании данных о наличии повышенных содержаний бензола и толуола в скважинах №№ 7 и 8 Тараскульской площади, перспективного поднятия вблизи оз. Лебяжье. Так как бензол и толуол указывают на близость залежей нефти, а Лебяжье поднятие, не изученное сейсморазведкой и бурением, может содержать разрушающуюся залежь нефти, район с. Борки, характеризующийся высокой неотектонической активностью, определяется как возможно перспективный.

3) Бесперспективные территории характеризуются низкими значениями пластовых температур и газонасыщенности подземных вод, отсутствием битуминозных глин, выклиниванием отложений средней юры, отсутствием нефтепроявлений. Это крайняя южная часть Тюменской области и Курганская область в целом. В настоящее время здесь не просматриваются перспективные объекты, как в силу неблагоприятных термобарических условий, так и в связи с выклиниванием и фациальными изменениями юрского и неокомского комплексов, которые на рассматриваемой территории не могут быть отнесены к нефтегазоперспективным.

Палеозойский комплекс, пластовые температуры в котором не превышают 40-47 °С, а газонасыщенность составляет 0,02-0,48 м³/м³, по этим показателям также не может быть отнесен к перспективным. Более того, даже на землях с промышленной нефтегазоносностью в Западной Сибири не выявлено промышленных залежей УВ в глубоких горизонтах доюрского основания. Все известные к настоящему времени «палеозойские» залежи УВ приурочены к верхней, выветрелой части фундамента. Возможные типы ловушек УВ в глубоких горизонтах палеозоя не изучены, отсутствуют методики их прогноза и поисков. На этом основании южные районы рассматриваемой территории относятся к бесперспективным в нефтегазоносном отношении.

Однако нельзя отрицать возможность обнаружения на юге Тюменской и в Курганской областях залежей УВ нетрадиционных для

Западной Сибири типов. В связи с этим даже на бесперспективных землях необходимо планировать проведение небольших объемов маршрутных, регионально-поисковых геофизических и геохимических съемок.

Курганская область, фактически, входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Новосибирской и Томской областей открыты промышленные запасы нефти и газа. Всего в Западной Сибири в доюрском комплексе пород открыто более 100 залежей нефти и газа, которые группируются в более чем в 60 месторождений. Возраст вмещающих пород изменяется в широком пределе: от позднего протерозоя до верхнего карбона и нижней перми.

Преобладающее число залежей приурочено к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород, характеризующихся их несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

В пределах Вагай-Ишимской впадины выделяются три структурных этажа, различающиеся по возрасту, характеру складчатости и степени метаморфизма (таблица 6.1). *Нижний этаж* слагают сложно дислоцированные и метаморфизованные досреднедевонские (основание рифея и нижний палеозой) образования фундамента Западно-Сибирской плиты. *Средний этаж* включает формации среднего и верхнего палеозоя, а также нижнего–среднего триаса и делится на три структурно-формационные комплекса: вулканогенно-терригенные породы среднего – верхнего девона ($D_{2,3}$), терригенно – карбонатные – фамен – визей ($D_3 fm-C_{1v1}$) и вулканогенно-терригенные – среднего карбона-среднего триаса (C_2-T_{1-2}). Образования этого структурного этажа залегают на складчатом фундаменте с перерывом и угловым несогласием. *Верхний этаж* слагает плитный чехол Западной Сибири, сформировавшийся после среднего триаса (послеанизийского времени) и представлен слабо литифицированными мезозойско-кайнозойскими отложениями (юра-квартер) толщиной от 300 м на юге до 1400 м на северо-востоке.

Представления о стратиграфии средне- и верхнепалеозойских отложений Вагай-Ишимской впадины получены, главным образом, по результатам изучения керна скважин глубокого бурения (Воскресенская-1, Лебяжьевская-2, Дмитриевская-1 и др.) и обобщены в «Стратиграфических схемах палеозойских образований Западно-Сибирской равнины» [68].

Проявления нефти, газа и битумов отмечались в разрезах почти ста скважин, пробуренных в пределах Тургайского прогиба с 1935 по 1984 гг. Приурочены они к известнякам терригенно-кремнисто-карбонатной толщи девона-нижнего карбона [37, 41, 42, 43, 60].

В пределах Вагай-Ишимской впадины также зафиксированы признаки нефтегазоносности.

Таблица 6.1

Результаты палеонтологического и палинологического анализов по разрезам скважин Курганской области [60]

Наименование скважины	Интервалы определений, м	Фаунистические остатки	Возраст пород по результатам определений	Автор определения возраста	Предварительно принятый возраст пород по данным литолого-стратиграфической интерпретации
1	2	3	4	5	6
Косолаповская № 1	1050,7-1056,6	фораминиферы	D-C ₁	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₂ zv
	994-1154,6	споро-пыльца	D ₂ верхи	НПГО, Клишко С.А.	D ₂ zv
	962,45-966,25	фораминиферы	D ₃ -C ₁	ИГиГ, Богуш О.И.	-
	954,05-957,65	водоросли	D ₃ -C ₁	ИГиГ, Юферев О.В.	-
	486	фораминиферы	D-C ₁	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₂ zv
	415-885	фораминиферы	D-C ₁	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₂ zv
Дуванкульская № 6	894,5-896	кораллы, фораминиферы	C ₂	УКСЭ, Качанов Е.М., Посто- ялко М.В.	D ₂ zv
	870-872		-		-
	486-487	мшанки	C ₂ b	УКСЭ, Соловьева М.Ф.	D ₂ zv
	447-448	фораминиферы, водоросли	C ₂	УКСЭ, Чувашова В.И., Иванова Р.М.	D ₂ zv
Дуванкульская № 5	934-936,65	фораминиферы	C ₂ b	УКСЭ, Свердловск	D ₂ zv
	934-936,65	фораминиферы	C ₂ v	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₂ zv
	865,25-867	фораминиферы	-	-	D ₂ zv
Дуванкульская № 3	480-500	фораминиферы	C ₁ t-v	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₂ zv
Восточно-Курганская № 33	-	-	D ₂₋₃	«Уралгеология»	D ₂ zv
Восточно-Курганская № 34	-	-	D ₂₋₃	«Уралгеология»	D ₂ zv

Продолжение табл. 6.1

1	2	3	4	5	6
Восточно-Курганская № 30	-	-	D ₃ -C ₁	«Уралгеология»	D ₂ zV
Восточно-Курганская № 37	-	-	D ₂₋₃	«Уралгеология»	D ₂ zV
Восточно-Курганская № 40	-	-	T ₁₋₂	«Уралгеология»	D ₂ zV
	-	-	P ₂ , T	ИГиГ, Кирда Н.П.	-
Восточно-Курганская № 41	-	-	T ₂₋₃	«Уралгеология»	D ₂ zV
	-	-	P ₂	ИГиГ, Кирда Н.П.	-
Восточно-Курганская № 44	-	-	D ₃ -C ₁	«Уралгеология»	D ₂ zV
	-	-	C ₁ t	ИГиГ, Кирда Н.П.	-
Восточно-Курганская № 46	-	-	D ₃ fm	-	D ₂ zV
	-	-	T ₂₋₃	«Уралгеология»	-
Варгашиинская № 10	-	-	D ₃ -C ₁	-//-	D ₂ zV
Восточно-Курганская № 51	-	-	D ₂₋₃	-//-	D ₂ zV
Восточно-Курганская № 52	-	-	C ₂	-//-	D ₂ zV
Восточно-Курганская № 53	-	-	C ₁ t	-//-	D ₂ zV
Восточно-Курганская № 54	-	-	D ₂₋₃	-//-	D ₂ zV
	-	-	P ₂	ИГиГ, Кирда Н.П.	-
	-	-	T ₁₋₂	«Уралгеология»	-
Восточно-Курганская № 56	-	-	T	ИГиГ, Кирда Н.П.	D ₂ zV

Продолжение табл. 6.1

1	2	3	4	5	6
Восточно-Курганская № 58	-	-	T	ИГиГ, Кирда Н.П.	D ₂ zv
Лебяжьевская № 1	990	остракоды	P ₂ t	НПГО, Мухина И.П.	?
	617	споро-пыльца	T ₂	НПГО, Климов С.А.	?
Лебяжьевская № 2	1429,9-1438,2	брахиоподы	C ₁ t	ИГиГ, Грацианова Р.Т.	-
	1417,2-1423,2	криноидеи	C ₁ (C ₁ -C ₂ ?)	ИГиГ, Юферев О.В.	-
	1378,2-1383,15	криноидеи	C ₁	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
	1071,9-1076,1	криноидеи	D ₂ -C ₁ ?, скорее C ₁	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
	1071,9-1076,1	табуляты	D ₂ zv, верхи ?	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
	966,5-971,2	криноидеи	C ₁ t	ИГиГ, Юферев О.В.	
	935-940	брахиоподы	C ₁ t	ИГиГ, Грацианова Р.Т.	
	910-915	брахиоподы	D ₂ zv, верхи ?	ИГиГ, Грацианова Р.Т.	D ₂ zv
	833,1-836,1	криноидеи	D ₂ -C ₁	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
	752-758	криноидеи	D ₂ -C ₁	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
	715-720	криноидеи	D ₂ -C ₁	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
	690-695	брахиоподы	C ₁ t	ИГиГ, Грацианова Р.Т.	
	693-1076	криноидеи	D ₂	ИГиГ, Юферев О.В.	D ₂ zv
Дмитриевская № 1	2199,05-2201,65	водоросли	D ₃ -C ₁ t	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₃ -C ₁
	1505,0-1510,3		-		D ₃ -C ₁
	1656,5-1661,5	криноидеи	C ₁	ИГиГ, Дубатолова Ю.А.	D ₃ -C ₁
	1525,25-1529,65		-		D ₃ -C ₁
	1435,2-1438,5	брахиоподы	C-P	ИГиГ, Грацианова Р.Т.	D ₃ -C ₁
	1390,4-1392,4		C ₁		D ₃ -C ₁
	1390,4-1392,4	двустворки	C ₂	Бетехтина О.А.	D ₃ -C ₁
Воскресенская № 1	1427,5-1575,0	фораминиферы, водоросли	D	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₃ -C ₁
	1352-1576	микрофауна	D ₃ fm-C ₁ t	-	D ₃ -C ₁
	1202,0-1355,4	фораминиферы	C ₁ (D ₃ fm?)	-	D ₃ -C ₁
	1202-1206	микрофауна	C ₁ t	-	D ₃ -C ₁

Продолжение табл. 6.1

1	2	3	4	5	6
Воскресенская № 1	1019,0-1098,4	фораминиферы, водоросли	D-C	-	D ₃ -C ₁
Северо-Кошелевская № 1	929,3-939,9	фораминиферы	D (переходный от D к C)	ИГиГ, Богуш О.И.	D ₃ -C ₁
Западно-Петуховская № 1	717,3-767,9	фораминиферы	D _{3fm} -C _{1t}	НПГО, Мухина И.П.	D ₃ -C ₁
Заводоуковская № 3	1392-1402	сп/п	D	Ровнина Л.В.	-
	1329-1341	фораминиферы	D	Лебедева Н.С.	-

Глубокое бурение на территории Курганской области было начато только в 1950-1960-ые годы и с небольшими перерывами продолжается до настоящего времени.

Ниже приводятся результаты работ по скважинам, пробуренным на территории Курганской области и прилегающих территориях.

Скважины гидрогеологические Звериноголовские (месторождение азотного газа)

Звериноголовское месторождение газа расположено, по данным 1931-34 годов, на территории Березовского совхоза в 35 км к северо-востоку от с. Звериноголовское. Район месторождения пересекается рекой Алабуга, которая делит месторождение на два участка: северный и южный.

Материалы открытия месторождения газа были опубликованы Н.П. Ростовцевым в 1938 г. («Росгеолфонд» по Курганской обл., инв. № 208, «Звериноголовское месторождение газа», 4л., 1т., Ростовцев Н.П., 1938 г.). Данный факт был также отражен в статье В.И. Рейнеке в сборнике «Природные газы СССР» от 05.04.1936 года, а также в статье Н.П. Туаева в журнале «Нефтяное хозяйство» № 11 от 1937 года.

В 1931 г. при бурении гидрогеологических скважин на воду «Мелиоводстроем» в совхозе «Овцевод» Звериноголовского района Курганской области с глубин 15-20 м обнаружены газопроявления (газ по составу азотно-метановый). В 5-ти скважинах (№№ 28, 31, 34, 42 и 64) был отмечен приток газа, также обильное выделение газа было зафиксировано в колодце в д. Осиновка (рисунок 6.1). Скважины были обследованы геологической службой, которая определила площадь газоносности 70 км².

В 1934 г. в этом же районе выполняла буровые работы партия «Гелиогазразведка», с целью выяснения газоносности платформенных отложений, в результате было определено месторождение азотного газа. Партией «Гелиогазразведка» (геолог Н.А. Орлов) было пробурено 12 скважин (№№ 1, 1-А, 2, 3, 4, 5, 9, 10 на южном и №№ 2-А, 6, 7, 8 на северном участках), по испытаниям которых была пересчитана площадь газоносности. Определенная площадь составила около 160 км², из них: 120 км² на южном и 40 км² на северном участках.

Разрез месторождения сложен третичными и четвертичными отложениями, залегающими в горизонтальном напластовании. Общий разрез, приведенный геологом Н.А. Орловым, следующий:

1. Растительный слой – 0,4-0,7 м;
2. Буро-серые суглинки – 1,0- 8,0 м;
3. Песчанистые и плотные глины – 6,8-18,0 м;
4. Белые мелкозернистые кварцевые пески – до 15 м;
5. Сине-серые пески с прослоями синих глин – 5 м.

Таким образом, общая толщина вскрытого разреза, определенная по

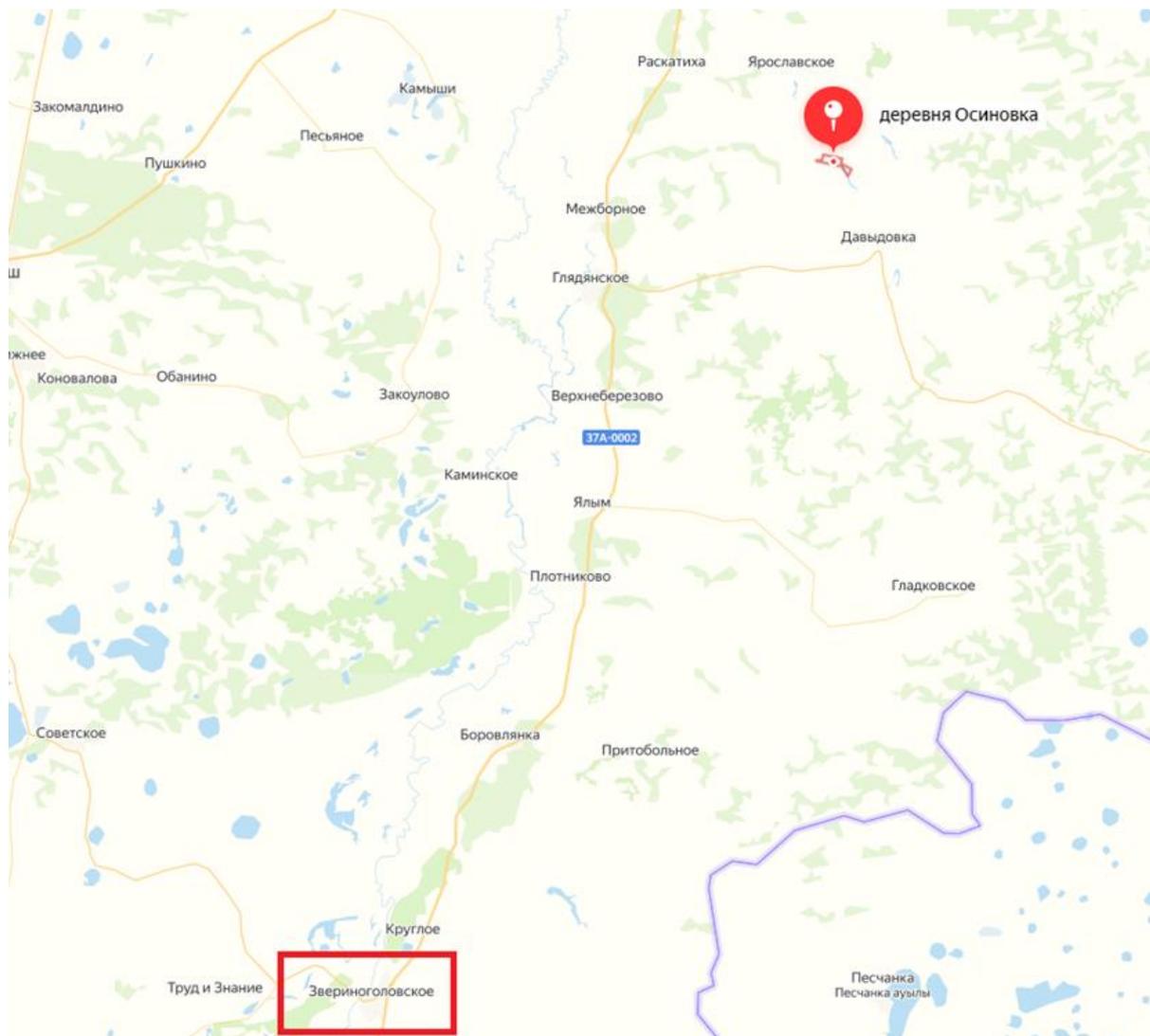


Рисунок 6.1 – Местонахождение деревни Осиновка

пробуренным скважинам, составляет от 28,2 до 46,7 м.

Кроме того, в слоях 1, 2, 4 отмечено присутствие кварцевой гальки, в слое 3 отмечен горизонт грунтовых вод, представленный глинами желтыми и зеленовато-желтыми. Грунтовые воды имеют резкий запах сероводорода и для питья не пригодны. В слое 4 зафиксирована ожелезненность песка, увеличивающаяся по направлению снизу вверх. Подошва слоя выполнена кварцевой галькой. Газ содержится в верхней части слоя 4. Пески слоя 4 в виде пльвуна выходят на дневную поверхность в обрывистой вдольбереговой линии р. Алабуга, но газопроявления в них не отмечены. Из всего пробуренного фонда газ также не обнаружен в скважинах №№ 5 и 10 южного участка, заложенных возле реки и в скважине № 8 северного участка, находящейся в 10 км от основной группы скважин. Замеренные параметры основных показателей в скважинах: скв. № 2 – $Q_r-259 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление избыточное 0,5 атм, глубина пласта 20,5-30 м; скв. № 6 – $Q_r-172 \text{ м}^3/\text{сут}$, давление избыточное 0,3 атм,

глубина пласта 22-27,8 м; № 7 – Q_r-432 м³/сут, давление избыточное 0,7 атм, глубина пласта 22-28,9 м; на южном участке – скв. № 1А – Q_r-350 м³/сут, давление избыточное 0,6 атм, глубина пласта 16-25 м; № 9 – Q_r-260 м³/сут, давление избыточное 0,4 атм, глубина пласта 14-26 м.

В процессе испытания вскрытых горизонтов была отобрана единственная проба воды из слоя № 3 четвертичных отложений, исследования которой были проведены в химико-аналитической лаборатории ЦНИГРИ. Состав воды следующий: минерализация 1,85 – 7,84 г/л, содержание: SO₄²⁻ – 16,43–24,68 мг экв. %, Cl⁻ – 11,99-30,96 мг экв. %, HCO₃⁻ – 2,61-17,83 мг экв. %, Ca²⁺ – 13,32-14,46 мг экв. %, Mg²⁺ – 11,73-15,28 мг экв. %, Na⁺ – 20,41-24,13 мг экв. %, K⁺ – 0,21-0,24 мг экв. %, «сухой остаток» – 7,84 г/л. Бром и йод не обнаружены. Температура грунтовых вод по данным геологической службы, по различным скважинам, колеблется в пределах 5-8 °С.

Геологом Н.Д. Орловым были отобраны 3 пробы газа, причем 2 пробы из одной скважины, и отправлены в лабораторию треста Камнефть, и одна проба на полный анализ газа проведена лабораторией ЦНИГРИ (Черепенниковым). Все три анализа по трем пробам показали высокое содержание азота 98 – 99 % с незначительной примесью CO₂ – до 1,2 %. Содержание других газов в пробах: гелий – 0,009 % (имеет промышленный интерес, т.к. его содержание в газе выше чем в атмосферном воздухе в 4 раза), аргона – 0,852%. Газ не горюч. Месторождение с момента его открытия не разрабатывалось [9].

Скважина № 1 Макушинская

В районе железнодорожной станции Макушино (рисунок 6.2) в 1935 г. в целях водоснабжения была пробурена скважина № 263 глубиной 718 м. Скважина вскрыла слоистые и трещиноватые песчаники нижнемелового возраста, где из интервала 620-711 м был получен фонтан газа азотно-метанового состава дебитом 850 м³/сут.



Рисунок 6.2 – Газопроявление в скважине, пробуренной в районе ст. Макушино

Скважины колонковые Алабужские и природные нефтепроявления

Согласно историческим данным, жителями некогда существовавшей деревни Беспалово (ликвидированной в 1966 году) Зверинголовского района Курганской области на р. Алабуга с 1927 г. отмечались нефтепроявления в виде желтых маслянистых пятен, которые поднимались со дна реки. Периодическое обильное появление нефтяного битума, которого выделялось такое количество, что по рассказам местных жителей в течение в нескольких минут можно было собрать его в довольно больших количествах – до нескольких литров.

Спустя некоторое время в 1936 году геологами Уральского геологического управления В.Г. Чернышевым и А.А. Ершовым производилась проверка заявки на нефть в районе пос. Беспалово по реке Верхняя Алабуга. В результате проверки было установлено, что на отдельных ее участках наблюдается выделение со дна «капелек маслянистого вещества, которое по выходе его на поверхность воды дает расплывчатые пятна, характерные для нефти».

Поднятый со дна реки ил при растирании дает маслянистую ирризирующую пленку. В последующие годы изучением признаков нефти на р. Алабуга занимался ряд геологов.

Через год, в 1937 году, этот район посетил и Н.П. Туаев. Он отмечал, что периодическое появление жирной желтой пленки местными жителями наблюдалось на участке реки, расположенном в 150 метрах ниже моста у д. Беспалово. Однако во время посещения этого места Н.П. Туаевым пленки на поверхности воды не было. При раскопке дна реки появилась маслянистая желтоватая ирризирующая пленка.

По данным анализа, выполненным В.А. Успенским, элементарный состав этой «маслянистой жидкости» следующий: С – 83,95 %, Н – 11,77 %, S – 0,91 %, O + N – 3,3 %.

Н.П. Туаев считал пленку нефтяной, связанной с естественным выходом нефти из недр.

Еще через год, в 1938 году, реку Алабуга посетил Н.Г. Кассин, который также подтвердил наличие маслянистой ирризирующей пленки, но по иному подошел к оценке этого явления. Он считал, что образование пленки генетически связано с донными илами.

В 1942-1943 гг. р. реку дважды посетил геолог Западно-Сибирской экспедиции «ВНИГРИ» К.Н. Миронов, при этом признаков нефти им замечено не было даже при раскапывании донного ила.

Дальнейшие исследования показали, что маслянистая пленка на реке появляется периодически.

В 1953-1959 гг. Первая Восточная Уральская партия Уральского геологического управления (УГУ) под руководством А.П. Сигова проводила

геологическую съемку в масштабе 1:500 000 на площади листов N-41-А и N-41-Б. При выполнении этих работ А.П. Сиговым было вновь зафиксировано появление нефтяной пленки на р. Верхняя Алабуга, о чем была сделана заявка в Тюменское геологическое управление (ТГУ).

По результатам этих нефтепроявлений на Алабужской площади (рисунок 6.3) в 1959 году было пробурено 2 колонковые скважины № 1-К и № 2-К [8, 13].

Скважина № 1-К бурилась с 02.09.1959 по 28.10.1959 года, фактический забой 462,7 м; а скважина № 2-К бурилась с 17.11.1959 по 03.12.1959 года фактический забой 396,0 м.



Рисунок 6.3 – Обзорная карта района работ

Заложение скважин №№ 1-К и 2-К произведено точно по проекту. Глубина колонковых скважин проектировалась из того расчета, чтобы вскрыть породы фундамента не менее чем на 80 м.

Данные скважины были заложены в районе поверхностного нефтепроявления и бурились с целью изучения литологического состава, нефтеносности пород фундамента и платформенного чехла. Кроме того, ставилась задача по выяснению природы поверхностных проявлений нефти на реке Верхняя Алабуга.

До начала бурения каждой скважины буровой бригаде выдавался геолого-технический наряд, в котором указывались режим бурения, возможные проявления и осложнения в скважине.

Проходка скважин осуществлялась буровой установкой «УРБ-ЗАМ», промывка производилась грязевыми насосами 11-гр. Бурильным инструментом были 60,3 мм штанги. Проходка производилась победитовыми коронками диаметра 92 мм, а в интервалах без отбора керна – трехшарошечными долотами диаметра 5 3/4" и 3 3/4".

Конструкция скважин была простой. В скважину № 2-К спускалось только 6" направление (8,5 м). Скважина № 1-К закреплена шестидюймовыми трубами (с цементом) до глубины 36,7 м, кроме того, для испытания скважины на глубину 255 м была спущена колонна 108 мм труб, которая зацементирована до устья. Скважины вскрыли красноцветные породы пермо-триасового возраста, которые содержали в себе включения нефти, но не в значительном количестве.

Скважина № 1-К на глубине 302 м вскрыла толщу красноцветных пород пермо-триасового возраста. В аргиллитах из интервала 454,7-460,25 м по трещинам наблюдается значительное количество включений нефти, которая дает выпоты на поверхности керна. Ниже и выше указанного интервала видимых глазом проявлений нефти не отмечено, но под люминескопом породы из интервала 397 – 458 м по трещинам имеют яркое, характерное для нефти желто-бурое свечение [8].

В скважинах №№ 1-К и 2-К в процессе бурения производился отбор керна, так из скважины № 1-К проходка с отбором керна составила 396,3 м, поднято керна – 224 м, средний вынос керна составил 56,5 м, а вынос керна от общего метража составил 48,5 %; из скважины № 2-К проходка с отбором керна составила 62,8 м, поднято керна – 30,2 м, средний вынос керна составил 48 м, а вынос керна от общего метража составил 7,5 %. В процессе бурения в скважине № 2-К на глубине 429 м произошел обрыв инструмента, голова обрыва установлена на глубине 294 м. Аварию ликвидировать не удалось, в результате чего часть разреза осталась не прокарированной. Информация об отборе керна представлена в таблице 6.2.

Информация об отборе керна

№ скв.	Глубина скважины, м	Проходка с отбором керна, м	Поднято керна	Средний вынос керна	Выход керна, в % от общего метража скважины
1-К	462,7	396,3	224,0	56,5	48,5
2-К	396,0	62,8	30,2	48,0	7,5

Как видно из приведенных цифр, значительный отбор керна произведен только в скважине № 1-К. В скважине № 2-К керна отбиралось мало из-за того, что она расположена близко от скважины № 1-К и вскрыла сходный геологический разрез.

В скважине № 1-К производились опробование пород на приток жидкости и газа.

В интервале 255-462 (1 объект) открытым забоем совместно опробованы пермо-триасовые красноцветы и отложения коры выветривания, а выше на глубине 212-216 м /нижняя пачка березовской свиты/, испытан еще один объект (второй объект). Вскрытие второго объекта производилось перфорацией.

Из промыслово-геофизических исследований во всех скважинах выполнялся электрокаротаж двумя стандартными зондами В0,25А2М т М0,25А2В и радиоактивный каротаж. Записана также кривая ПС в масштабе 5 мВ/2 см и 25 мВ/2 см. Как уже отмечалось, из-за аварии сталась непрокартированной нижняя часть разреза скважины № 2-К.

В скважине № 1-К помимо стандартного электрокаротажа, производилось боковое каротажное зондирование /БКЗ/. Замер кривизны ствола в скважинах не производился.

По данным люминесцентного анализа содержание хлороформенного битума в породах пермо-триаса, вскрытых скважиной в целом не высокое – менее одной тысячной процента. Только в отдельных интервалах концентрация битума (нефти) повышается до 0,02-0,04 %. Наиболее высокое содержание битума (нефти) 0,8 % установлено в песчаниках из интервала 294,65-299,95 м. В скважине № 1-К было испытано 2 интервала 255,0-462,7 м и 212,0-216,0 м, из обоих интервалов были получены притоки воды с дебитами 4,5 и 2,4 м³/сут, соответственно. Растворенный газ азотного состава 96-98 %, остальное – метан до 0,5 % и углекислота до 4 %. На глубине 16-67 м (люлинворская свита эоценовый возраст) был встречен водонасыщенный пласт суточный дебит, которого при бурении скважины составил до 500 м³/сут.

Принципиально важное значение имеют обнаруженные в скважине № 1-К признаки нефти пермо-триасовых пород. Эти нефтепроявления представляют интерес еще и в том отношении, что они выявлены в районе,

где наблюдаются выходы нефти на поверхность.

Осенью 2020 г. инициативная группа ученых (Леонтьев Д.С., Салтыков В.В. из Тюменского индустриального университета и Арсеньев А.А. из Тюменского филиала ФБУ «Территориальные фонды геологической информации по Уральскому федеральному округу») организовали краткосрочную экспедицию к естественному выходу нефти в Курганской области. Целью экспедиции было – удостовериться в наличии данного выхода нефти, и если выход нефти существует, то отобрать пробы нефти и грунта, проверить близлежащую территорию на наличие подобных выходов нефти. Ниже представлен краткий отчет по проведенным работам по поискам выхода нефти экспедицией в 2020 г.

Как было отмечено выше, члены экспедиции обследовали данный район. В настоящее время поселение Беспалово уже не существует. На месте поселения местными аграриями распахано поле и высажены злаковые культуры (рисунок 6.4).



Рисунок 6.4 – Фотография места, где ранее находилась деревня Беспалово

Членами экспедиции было найдено то самое место, где раньше находился деревянный мост через реку. Его действительное местоположение было определено по остаткам деревянных свай, которые в симметричном порядке располагались на дне реки.

По описанию именно этот мост и являлся ориентиром места

естественного нефтепроявления на реке Алабуга (рисунки 6.5 и 6.6) для первых исследователей этого нефтепроявления.



Рисунок 6.5 – Река Алабуга (со стороны некогда существовавшей д. Красная слободка)



Рисунок 6.6 – Место исследования на реке Алабуга

Как и было известно ранее, в 150-200 м от моста располагался выход «Курганской нефти», который описывали 85 лет назад Туаев Н.П. и Успенский В.А.

На фото (рисунок 6.7) зафиксирован естественный выход нефти в виде обильной ирризирующей пленки на речной поверхности, образующейся от периодически всплываемых с речного дна нефтяных образований, и постоянно относимой течением от места проявления.



Рисунок 6.7 – Одна из радужных пленок на поверхности воды в реке Алабуга

Членами экспедиции были отобраны 6 проб грунта с водой и пленкой нефти в подготовленные пластиковые бутылки объемом по 0,5 литра.

По приезду в г. Тюмень все отобранные пробы были переданы в специализированную аккредитованную геохимическую лабораторию при Тюменском индустриальном университете. Исследования заключались в определении углеводородных компонентов в отобранных пробах грунтов.

Вид пробы: проба грунта, 100-200 г. в пластиковой бутылке емк. 500 мл.

Количество: 6 шт.

Метод: парофазный хроматографический анализ

Определяемые компоненты: метан (CH_4), этан (C_2H_6), пропан (C_3H_8), бутан (C_4H_{10}), пентан (C_5H_{12}), гексан (C_6H_{14}), гептан (C_7H_{16}), Так же, изоалканы и непредельные УВ.

Перед анализом бутылка нагревалась до 60°C на водяной бане. Отбиралась внутренняя атмосфера в бутылке шприцем. Объем пробы – 1

мл.

Для определения углеводородов был использован хроматограф «Хром-5» с характеристиками:

- предел определения по УВ-газам – $1 \cdot 10^{-7}$ % об.
- определяемые компоненты – УВ газы от метана (CH_4) до гептана (C_7H_{16}).

- колонка – набивная, длиной 3 X 3000 мм., сталь;

- сорбент – модифицированная окись алюминия 0,25-0,5 мм.

- температурный режим – изотерма 110°C.

- детектирование – детектором ионизации в пламени (ДИП),

- газ-носитель – гелий,

- программа обработки хроматограмм – «Хроматэк-Аналитик».

Калибровка аппаратуры проводилась по поверочной газовой смеси ГСО 10611-2015 (паспорт ПГС № ГС-842).

Результаты исследований представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3

Результаты проведенных анализов

Дата и время	№ пробы	Лито логия	Концентрации УВ, % об.						
			Метан	Этан	Этилен	Пропан	Пропилен	Бутаны	и-пентан
19.01.2021 13:06:48	2-Л	грунт	0,00013	0	4,6E-07	5,01E-06	4,5949E-07	1,27E-05	1,319E-05
19.01.2021 13:13:30	1-Л	грунт	0,00016	0	9,6E-07	1,64E-06	4,2789E-07	4,33E-06	8,529E-06
19.01.2021 13:18:57	3-Л	грунт	5,2E-05	0	7,2E-07	1,59E-06	3,5907E-07	5,31E-06	6,086E-06
19.01.2021 13:25:01	4-Л	грунт	0,00013	0	1,3E-06	4,33E-06	3,4241E-07	1,46E-05	1,466E-05
19.01.2021 13:31:35	5-Л	грунт	0,0004	0	3,1E-07	1,68E-06	0	8,69E-06	1,017E-05
19.01.2021 13:40:22	6-Л	вода	1,7E-05	0	2,6E-07	6,4E-07	0	8,62E-07	4,589E-06

В пробах наблюдается наличие предельных и непредельных углеводородов от метана до пентана. Этан не определен ни в одной пробе. Содержание олефинов на порядок ниже, чем их предельных аналогов. Содержание метана значительно превышает атмосферное (0,00014 %) только в одной пробе, хотя он может быть и микробиологического генезиса. Природным источником пропана, бутанов и пентанов могут быть только катагенетические преобразования РОВ в глубокопогруженных отложениях. То есть, в данных пунктах наблюдаются процессы миграции

УВ нефтегазового ряда. Территорию можно отнести к разряду перспективных, но утверждать о промышленной продуктивности на основании приведенных данных нельзя.

Источником УВ могут быть нефтегазоматеринские толщи, водорастворенные УВ или скопления непромышленного характера. Для локализации наиболее перспективных объектов необходимо анализировать вариации показателей наземных геохимических полей на больших площадях. В дальнейшем рекомендуется детальная геохимическая съемка площадного характера с плотностью наблюдений 4 п.н. на км².

Таким образом, был подтвержден факт естественного выхода нефтей на реке Алабуга в Курганской области. Приведенные данные свидетельствуют о потенциальной перспективности Курганского Зауралья и возможности обнаружения уже в его недрах залежей углеводородов.

Важно отметить, что в прошлом веке изучением проявлений нефти на р. Алабуга занималась регистрационная партия Западно-Сибирского геологического управления под руководством Н.В. Цитенко. Этой партией были зарегистрированы нефтепроявления по р. Алабуга и в районе п. Красная Слободка (рисунок 6.8). Н.В. Цитенко подтвердил описанный Н.П. Туаевым характер нефтепроявлений по р. Алабуга и пришел к аналогичному выводу о связи ирризирующей пленки с естественными выходами нефти из глубины.

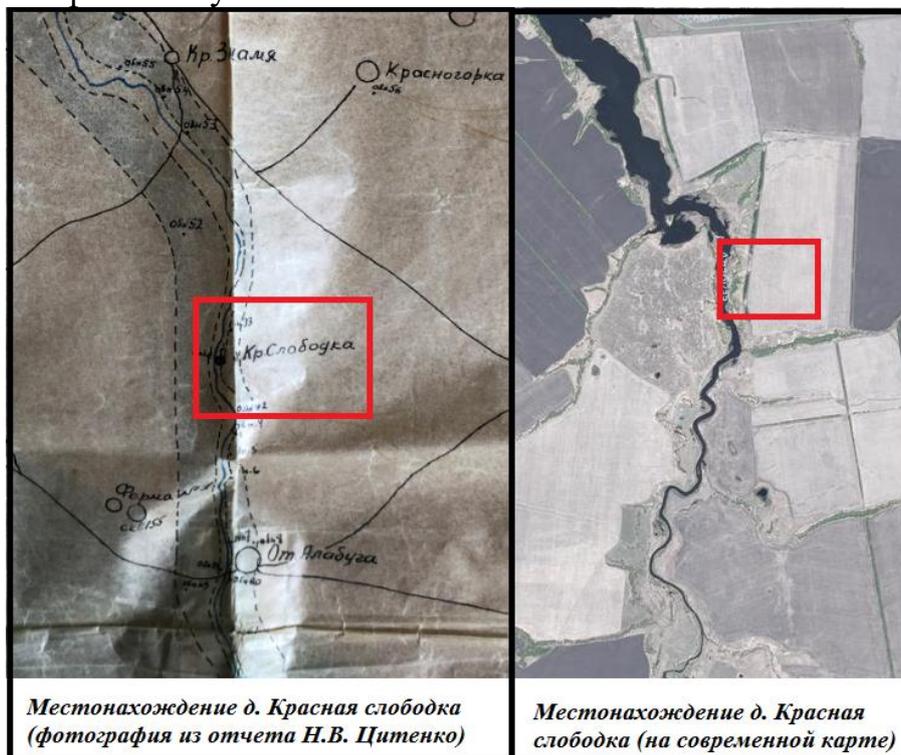


Рисунок 6.8 – Местонахождение некогда существовавшей д. Красная слободка

При раскапывании донного ила на поверхность воды выделялись

пузырьки газа, отмечалась тонкая ирризирующая нефтяная пленка. Донный ил – черного цвета и, при извлечении его со дна реки, был покрыт яркой тонкой ирризирующей нефтяной пленкой, а при растирании в воде, давал пленку на поверхности реки. В хлороформе и бензине ил давал слабую желтую вытяжку.

В то время выход нефтяной пленки в районе д. Красная слободка объяснялся только миграцией нефти из недр, возможно в газовой среде, с последующей адсорбцией нефтепродуктов в тонком донном илу.

Газопроявления в Звериноголовском районе были известны еще в нескольких населенных пунктах. Термальные источники у хут. Калинина (рисунок 6.9) и пос. Красная слободка вместе с водой выделяли газ, выходящий в виде пузырьков.



Рисунок 6.9 – Местонахождение хутора им. Калинина

На хуторе им. Крупской (рисунок 6.10) глубокий колодец начинал бурно газировать, как только из него отчерпывали воду, понизив тем самым гидростатическое давление воды на забой. Впоследствии это объяснилось обнаружением в непосредственной близости от хутора азотного месторождения газа.

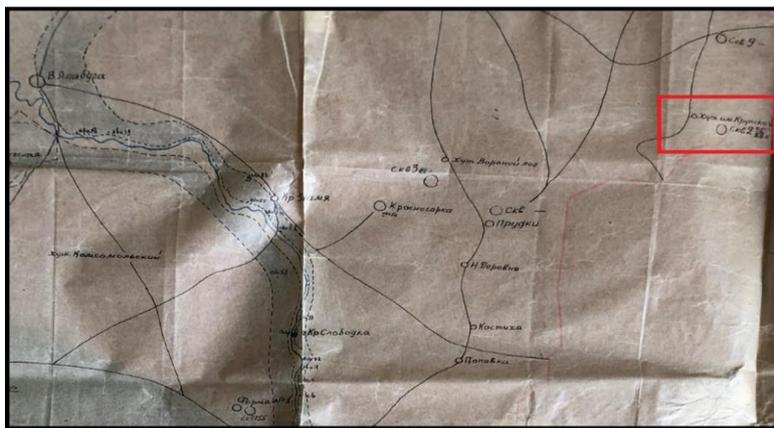


Рисунок 6.10 – Местонахождение хутора им. Крупской
(фотография из отчета Н.В. Цитенко)
Шадринский район

Согласно архивным данным в 1938 году на хуторе Раздолье в 30-35 км к юго-западу от г. Шадринск и км 5-6 к северо-западу от поселка Кабинское в старом заброшенном колодце на поверхности воды плавала нефтяная пленка, а вода имела резкий запах сероводорода.

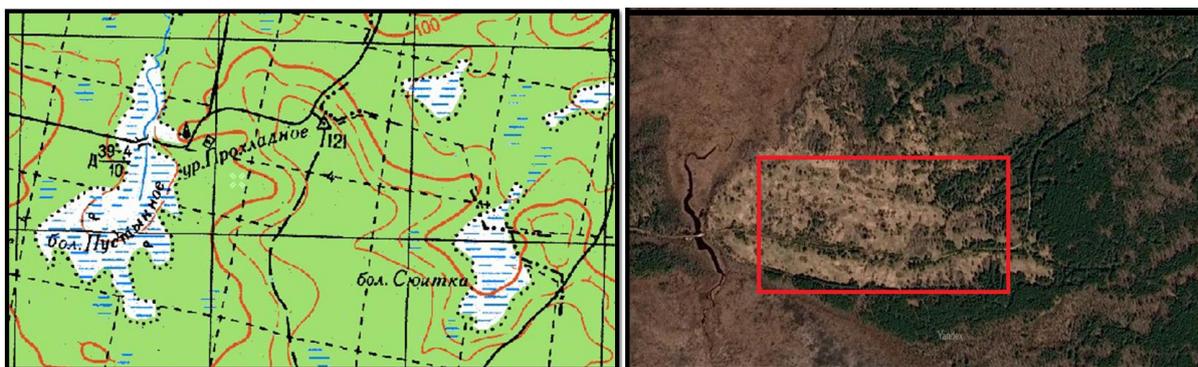
Для того, чтобы установить, не была ли занесена нефть в колодец людьми вместе с посторонними грязными предметами, был задан шурф в 2 км от колодца. Шурф вскрыл следующий разрез:

1. Почвенный слой – 0,6 м.
2. Суглинок желтобурый – 0,15 м.
3. Песок светлосерый, местами среднезернистый, местами – мелко и тонкозернистый, глинистый, с бурыми пятнами ожелезнения. Толщина – 2,3 м.
4. Глина серая, сильно песчанистая, с гнездами песка светлосерого мелко- и среднезернистого с редкими черными сажистыми включениями. Толщина – 0,3 м.

Из под глины получен мощный приток воды, на поверхности которого была отмечена плотная неразрывная пленка нефти.

Шатровский район

В мае 2021 года группа авторов Арсеньев А.А. и Леонтьев Д.С. организовали краткосрочную экспедицию на север Курганской области, а точнее в Шатровский район. В этом районе в нескольких километрах от д. Самохвалово существовало урочище под названием Прохладное (рисунок 6.11). Местные жители говорили о том, на поверхности р. Пустынка в нескольких местах периодически выплывала радужная пленка.



Местонахождение ур. Прохладное на исторической карте Курганской области

Местонахождение некогда существовавшего ур. Прохладное на современной карте

Рисунок 6.11 – Местонахождение ур. Прохладное

Ими была обследована территория нахождения бывшего урочища, фотографии с места исследования представлены на рисунках 6.12-6.14.



Рисунок 6.12 – Старый мост на реке Пустынка у некогда существовавшего ур. Прохладное



Рисунок 6.13 – Фотография поля, где ранее находилась ур. Прохладное



Рисунок 6.14 – Фотография бывшего колодца

В ходе долгих обследований были отмечены ирризирующие пленки радужного цвета на поверхности воды (рисунки 6.15 и 6.16). При нарушении целостности пленок они имели свойство сохранять округлость и быстро зарастать.



Рисунок 6.15 – Одна многочисленных пленок радужного цвета



Рисунок 6.16 – Еще одна из нефтяных пленок с постоянным выделением пузырьков газа

Местность планируется исследовать повторно для тщательного отбора проб и проведения химико-аналитических исследований.

Скважины опорные геолого-съёмочные Новонежинские (Н)

В конце 50-х годов в Семиозерном районе Кустанайской области Северного Казахстана в приграничном с Курганской областью районе при бурении опорной геолого-съёмочной скважины № 100, заложенной с

целью возможного обнаружения каменных углей, с глубины 170 м под меловыми отложениями была вскрыта толща пород, представленная ритмичным переслаиванием известняков, мергелей, аргиллитов, алевролитов, и песчаников серпуховского яруса нижнего карбона. В интервале 417-616 м в пустотах известняков были зафиксированы проявления нефтей со следующим групповым составом: содержанием масел – 72,2-75,2 %, смол бензольных – 12,7-90,01 %, смол спиртобензольных – 3,8-6,6 %, асфальтенов – 7,7-8,7 %. При бурении Кустанайского широтного поискового опорного профиля, до 1974 г., протяженностью 115 км выполнено структурно-картировочное бурение на Новонежинской, Щербаковской и Лесной площадях. На Новонежинской площади при бурении профиля через скважину № 100 в скважинах №№ 108, 113, 119 и 123 были выявлены проявления нефти, а в скважине № 119 с интервала 490-519 м получена нефть в объеме 1,5 м³. При бурении этого интервала на глинистом растворе появилась сильно газированная нефть. При глубине скважины 626 м было проведено ее испытание открытым забоем, в результате чего получен слабый приток воды с нефтью. В течение 7 суток в скважине отстоялся столб нефти высотой 17 м. В настоящее время открыто Новонежинское месторождение, и это в разы повышает перспективы нефтегазоносности Курганской области.

В целом при производстве буровых работ на профиле нефтегазовые проявления были отмечены в 46 скважинах, вскрыты и изучены разрезы нижнего, среднего и верхнего девона, нижнего карбона, перми и триаса. Результаты исследований освещены в многочисленных фондовых и опубликованных работах. В 2011 г. силами ТОО «Энергоресурсы» была пробурена Новонежинская поисково-оценочная скважина № 1 (Н-1) глубиной 1496 м, вскрывшая отложения низов турнейского яруса. В ее разрезе выявлены нефтенасыщенные объекты, характеризующиеся эффективной пористостью – 12,3-34,7 % и нефтенасыщенностью – 31,9-54,4 %.

Анализ экстрагированной нефти из интервала 562,7-569,5 м выполнен в «ИНГГ» СО РАН. По групповому и углеродному составу нефть характеризуется следующими показателями в процентном отношении: углеводороды – 79,56; смолы – 18,23; асфальтены – 2,21; насыщенные УВ/ароматические УВ – 2,27; смолы/асфальтеновые компоненты – 8,25; насыщенные УВ – 69,42; ароматические УВ – 30,58. В общей сложности в данной скважине было обнаружено 22 продуктивных нефтегазовых пласта.

Скважина опорная Кустанайская № 30 (ВК-30)

В наиболее древних отложениях (живетский ярус) проявления нефти в виде твердых битумов отмечены в разрезе скважины № 30 Кустанайского

широтного поискового опорного профиля, пробуренного Восточно-Курганской ГСП УГСЭ ПГО «Уралгеология». Обращает на себя внимание приуроченность многих проявлений нефти и газа к карбонатно-терригенной (D_3-C_1) и эффузивно-осадочной (T_{1-2}) толщам.

Скважина структурно-поисковая Косолаповская № 1

В 1961 г. Тюменским геологическим управлением пробурена структурно-поисковая скважина Косолаповская № 1 на Косолаповской площади, территориально находящаяся на юге Курганской области. В Косолаповской скважине на глубине 455-460 м были обнаружены признаки нефти.

Ранее, в 1959-1960 гг., тем же Тюменским геологическим управлением ТКГРЭ, были пробурены скважины:

- Косолаповская 2-СП, забой 760 м, кондуктор 8" спущен на глубину 150 м, пробурена в ноябре 1960 года;

- Косолаповская 3-К, забой 500 м, кондуктор 6" спущен на глубину 50 м, эксплуатационная колонна диаметром 101 мм, пробурена в декабре 1959 г. Данные по испытаниям этих скважин отсутствуют.

Скважина параметрическая Курганская № 1 (НК-1)

В 1976 г. было завершено бурение Курганской параметрической скважины. Скважина остановлена при забое 1155 м (при проектном – 4000 м), так как с глубины 748 м были вскрыты микропегматиты, переходящие в мелкокристаллические гранодиориты и граниты.

Курганская параметрическая скважина № 1 в административном отношении расположена в 5,5 км юго-восточнее районного центра с. Кетово Курганской области.

При бурении Курганской параметрической скважины № 1 силами ПГО «Новосибирскгеология», глубиной 1155 м, в интервале 700-750 м (зона контакта мезозоя и палеозоя) на поверхности глинистого раствора отмечались масляные пятна. При промывке шлама из этого интервала в значительном количестве выделялось смолоподобное вещество, которое в шламе наблюдалось в виде примазок по трещинам. В шламе из интервала 765-774 м, исследованном в лаборатории, обнаружены примазки битума, который относится к типу аллохтонного битумоида и может быть связан с нефтепроявлениями. При испытании в колонне зоны контакта мезозойских и палеозойских пород (инт. 743-763 м) получен самоизливом приток пластовых вод дебитом $1,33 \text{ м}^3/\text{сут}$ с растворенным горючим газом, с газовым фактором $0,89 \text{ м}^3/\text{т}$.

В скважине, дублере (забой 718 м) Курганской параметрической скважины № 1, в зоне контакта мезозоя с палеозоем, который вскрыт в инт. 535-718 м и представлен андезитовыми порфиритами триасового возраста,

при испытании интервала 535-580 м получен фонтан пластовой воды дебитом 650 м³/сут, что позволяет предположить наличие хороших коллекторов трещинного типа.

В результате бурения Курганской параметрической скважины № 1 впервые был вскрыт в данном районе полный разрез осадочного чехла, получены новые данные о наличии коллекторов, приуроченных к низам мезозойских, верхней выветрелой части палеозойских отложений, а также наличие аллохтонного битума в этих породах, который по данным заключения лаборатории «СНИИГГИМСа» может быть связан с нефтепроявлением. Доказательством этого заключения так же является наличие в растворенном газе, отобранном из этого интервала, следов углеводородов.

В процессе бурения Курганской параметрической скважины № 1 велось наблюдение за изменением качества глинистого раствора (газирования, нефтяные пленки). Также проводились промыслово-геофизические, геохимические исследования, газовый, механический каротаж с целью определения продуктивности разреза.

По газовому каротажу весь исследованный интервал (117-1151 м) был охарактеризован фоновыми газонакоплениями.

В процессе бурения в интервале 740-760 м на поверхности глинистого раствора отмечались нефтяные пятна. При промывке шлама из данного интервала в обильном количестве выделялось смолоподобное вещество, которое в шламе наблюдалось в виде примазок по трещинам.

В результате исследования образцов шлама, в лаборатории органической геохимии СНИИГГИМСа, получены хлороформенные экстракты с выходом на породу 0,028 % (шлам промытый водой) и 0,37 % (шлам не промытый водой).

По составу хлороформенного битумоида и характеру НК-спектра лабораторией института сделано заключение, что образцы относятся к типу аллохтонного битумоида и могут быть связаны с нефтепроявлениями.

В результате бурения и испытания скважины, промыслово-геофизических исследований, проведения анализов кернового материала, проб воды и газа получены данные, подтверждающие наличие коллекторов в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений и надежных покрышек над ними, а также отмеченное нефтепроявление в этой зоне, позволяет сделан вывод о возможных промышленных скоплениях углеводородов при наличии благоприятных структурных условий.

Скважина Диванкульская № 6 Звериноголовского района

В 1980 году в скважине № 6 Диванкульская, расположенной в Звериноголовском районе Курганской области, были проведены опытно-геохимические работы, задачей которых являлось изучение особенностей

вертикального распределения углеводородных газов (УВГ) и рассеянного органического вещества (РОВ) пород по разрезу скважины для определения интенсивности диффузионного газового потока и выделения нефтегазоносных толщ.

Местоположение скважины представлено на рисунке 6.17.

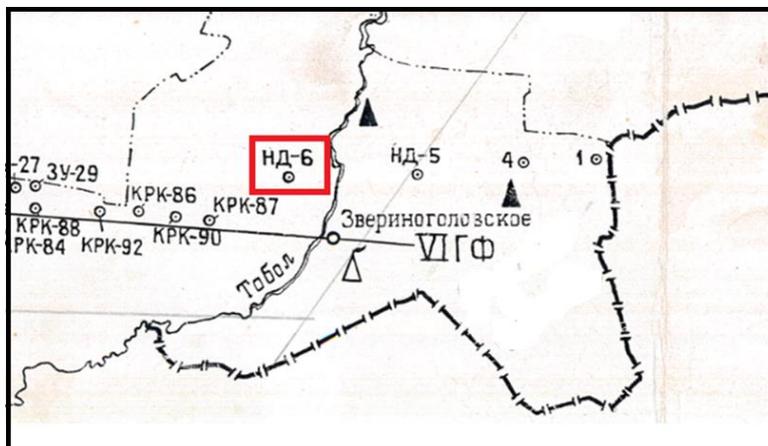


Рисунок 6.17 – Местонахождение скважины № 6 Диванкульская

Из скважины № 6 Диванкульской площади было отобрано 35 образцов в интервале 384,3-2136,1 м.

Были проведены: газовый анализ, люминесцентно-битуминологический анализ и определение органического вещества.

Отбор проб на микрогазовый анализ производился в стеклянные 0,5 л банки, которые герметизировались металлическими крышками с резиновой прокладкой.

Дегазация пород осуществлялась после доставки проб в стационарную лабораторию (г. Пермь) стандартным термовакuumным способом. Анализ углеводородной составляющей рассеянных газов выполнялся на хроматографе «ЦВЕТ-101» с чувствительностью 0,001 %. Неуглеводородные газы определялись на приставке фронтального обогащения.

Люминесцентно-битуминологическое исследование пород для определения содержания и состава битумоидов, а также общего содержания органического вещества проводилось по методике ВНИГРИ и ВНИГНИ.

Результаты газового анализа

Все проанализированные пробы газа Диванкульской скважины № 6 из образцов пород содержали, в том или ином количестве, углеводородные газы (УВГ).

Основным углеводородным компонентом являлся метан, на долю которого приходилось от 80 до 100 % общего УВГ в этой скважине.

Гомологи метана были представлены до пентана включительно и

распределялись по этому ряду в убывающем порядке. Количество тяжелых углеводородов предельных (этан + высшие) изменялись от 0 до 35,1 % и составляли в среднем 10,65 %.

Наряду с углеводородами предельного ряда в проанализированных пробах присутствовали и непредельные газы: этилен, пропилен и редко бутилен. Содержание непредельных углеводородов изменялось от 0 до 17,39 % при среднем 6,4 %.

В разрезе Диванкульской скважины отмечалось три интервала с повышенными концентрациями углеводородов в составе сорбированных породой газов на глубинах 409,4-576,5 м; 1064,4-1068,4 м и 1795,8-1896,1 м, при чем наиболее высокими показателями характеризовались верхний и нижний интервалы, приуроченные к песчано-аргиллитовым отложениям.

Относительно высокие концентрации редких газов и водорода, в особенности гелия, а также характер распределения последнего по разрезу свидетельствовали, очевидно, о наличии весьма мощного диффузионно-фильтрационного потока из недр по зонам трещиноватости, в котором преобладал фильтрационный эффект. Это характерно для зон с дизъюнктивной неотектоникой и блоковой структурой осадочного чехла.

Наличие миграционного газового потока по разрезу подтверждался также общим характером распределения углеводородных компонентов, в особенности предельных тяжелых гомологов метана и поисково-геохимических коэффициентов – отношения метана к сумме тяжелых углеводородов, изобутана к нормальному бутену, суммы предельных и непредельных углеводородов в составе сорбированных газов.

Результаты люминесцентно-битуминологических исследований

Одним из основных критериев оценки нефтематеринских пород и установления генетической природы углеводородных газов являются данные по содержанию и характеру органического вещества рассеянного в породе (РОВ).

Люминесцентно-битуминологические исследования в скважине Диванкульской № 6 полно охарактеризованы в интервале глубин 384-2136 м.

Содержание органического вещества колебалось от 0,4 до 2,2 %.

Повышенным содержанием органического вещества характеризовались терригенные породы в интервале 1392-1634 м, отличающиеся высокими концентрациями нерастворимого осадка (до 93 %). Увеличение терригенного материала в породе привело к относительному снижению концентрации ОВ – до 0,4 %.

Повышенными значениями битумоидных коэффициентов (2,8 и 5,9 %) характеризовались образцы с высоким содержанием ОВ, что по видимому свидетельствует о более благоприятной обстановке в данном случае для преобразования ОВ в нефтяные углеводороды.

Отсутствие по результатам изучения Диванкульской скважины

корреляции газовых показателей с общим содержанием ОВ, битумным коэффициентом, концентрациями нейтральных и кислых компонентов битумов еще раз подтверждали эпигенетическую природу рассеянного в породах газа и свидетельствовали о преимущественно миграционном генезисе его в пластах с высокой проницаемостью, перекрывающимся местным и региональным флюидоупором. Следовательно, высокие концентрации углеводородных газов в верхнем интервале Диванульской скважины, очевидно, были обусловлены диффузионно-фильтрационным газовым перетоком по зонам трещиноватости из нижних, возможно, нефтегазоносных горизонтов.

Скважина параметрическая Михайловская № 1 (НМ-1)

Параметрическая скважина № 1 Михайловская была пробурена в Мокроусовском районе силами ПГО «Новосибирскгеология» с целью вскрытия доюрского комплекса пород и оценки перспектив нефтегазоносности верхней части разреза до глубины 1201,4 м. Было проведено испытание одного объекта в открытом стволе в интервале 670,5-1201,4 м (палеозойские отложения) из под кондуктора, глубина спуска которого 670,5 м. Испытанный интервал представлен эффузивно-осадочным комплексом пород. В результате вызова притока путем снижения уровня в скважине до 400м получен приток пластовой воды с растворенным горючим газом дебитом 0,5 м³/сут при самоизливе. По предположениям, скорее всего, данный приток получен из коры выветривания вулканитов средне-позднедевонского возраста. По результатам промысловой геофизики явно проницаемых горизонтов в интервале 653-1201 м также не выявлено. По единичным образцам, взятым из керна скважины, проводилось изучение коллекторских свойств пород. Мезозойские отложения по результатам комплекса геофизических исследований признаны бесперспективными, и не представляющими интереса как коллектора для УВ, литологического описания разреза плитного комплекса по скважине не проводилось. Дальнейшие испытания в скважине не проводились, работы прекращены.

Скважина параметрическая Михайловская № 2 (МХ-2)

Скважина параметрическая Михайловская № 2 (рисунки 6.18-6.20) была пробурена до глубины 2897 м силами компании ООО «Нефтепереработка», также в Мокроусовском районе. Максимальная толщина осадочного чехла, представленного терригенными отложениями мезозоя, вскрытая скважиной Михайловской № 2 составляет 800 м. Далее до глубины 2400 м располагаются метаморфизованные породы, относимые к терригенно-карбонатным отложениям средне- и верхнепалеозойского

возраста Вагай-Ишимского бассейна, а начиная с 2400 м и ниже вскрыты 300 м гранитов и 100 м гнейсов, которые относятся к нижнепалеозойскому – протерозойскому возрасту, соответствующему кристаллическому фундаменту Западно- Сибирского квазикратона.



Рисунок 6.18 – Скважина Михайловская № 2

При бурении скважины Михайловской № 2, которая в Курганской области самая глубокая – забой скважины 2897 м, с глубин 2400 и 2450 м (кровля гранитов) было отмечено несколько значительных выходов метана в процессе бурения, а в интервале 2350-2370 м был вскрыт водогазовый пласт со следами миграции нефти в виде битуминозных остатков.

Испытания перспективных интервалов не проводились, несмотря на факт наличия углеводородов, что расценивается, как, существенная ошибка

ООО «Нефтепереработка» в поисковых работах на нефть на Михайловской площади.

Не обнаружив значимого месторождения нефти или газа на данной площади, ООО «Нефтепереработка» прекратило финансирование данного

проекта по поиску углеводородов, работы прекращены. Скважина ликвидирована.

Данная скважина, также была легко обнаружена с помощью имеющихся средств определения местоположений.



Рисунок 6.19 – Скважина Михайловская № 2 (вид ближе)



Рисунок 6.20 – Скважина Михайловская № 2 (табличка)

Скважина структурно-картировочная Лебяжьевская № 1 (НЛ-1)

В 1978 г. силами ПГО «Новосибирскгеология» пробурена структурно-картировочная скважина Лебяжьевская №1 в восточной части Курганского сейсмического профиля с задачей картирования западного крыла Лебяжьевского положительного структурного перегиба и поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1200 м. Скважиной пройдены кайнозойско – мезозойские отложения и вскрыты образования палеозоя. Было испытано два объекта: из первого (триасовые и пермские отложения) притока пластового флюида не получено, второй объект (кора выветривания) оказался водонасыщенным. Было отмечено, что пласты девонского возраста имеют пологое залегание, а имеющаяся антиклиналь на площади не разбурена.

Скважина структурно-картировочная Лебяжьевская № 2 (НЛ-2)

Силами ПГО «Новосибирскгеология» пробурена скважина Лебяжьевская № 2 с задачей поисков флюидосодержащих горизонтов с глубиной забоя 1450 м. Скважиной пройдены кайнозойско – мезозойские отложения и вскрыты образования палеозоя, представленные известняками и песчано-алевролитовыми отложениями девон-карбонового возраста.

При проведении работ по снижению уровня в кондукторе D-219 мм до глубины 324 м получен приток пластовой воды с газом дебитом 3,23 м³/сут с газовым фактором 0,21 м³/т. Газ горючий, отобрано две пробы. По составу проба № 1: CH₄ – 26,48 %, O₂ – 7,2 %, CO₂ – 0,72 %, N₂ и редкие – 65,6 %. Проба № 2: CH₄ – 40,28 %, O₂ – нет, CO₂ – 1,1 %, N₂ и редкие – 58,62 %.

В процессе бурения ствола скважины, при прохождении интервала 678-685 м, происходило интенсивное разгазирование глинистого бурового раствора, его плотность падала с 1,16 до 1,06 г/см³, а вязкость увеличивалась с 30 до 45 сек. Кроме того было отмечено резкое увеличение проходки. На рисунке 6.21 представлен керн с глубины 693 м.

Параметрическая скважина Северо-Кошелевская № 1 (НСК-1)

Параметрическая скважина № 1 Северо-Кошелевская была пробурена силами ПГО «Новосибирскгеология» в пределах северо-восточного окончания центрального купола Северо-Кошелевского поднятия на его вершине. Северо-Кошелевское поднятие имеет извилистые очертания, ундулирующую форму складки, и осложнено тектоническими нарушениями, подготовлено под глубокое бурение в 1980 году после проведения в данном районе площадных сейсморазведочных работ МОГТ масштаба 1 : 50 000.



Рисунок 6.21 – Керн из скважины Лебяжьевская № 2.
Интенсивно закарстованный известняк, глубина 693 м, турнейский ярус
нижнего карбона

Скважина, при глубине по факту 951 м, вскрыла верхнюю часть карбонатной толщи палеозойского разреза толщиной 125 м, стратиграфически относящуюся к верхнему девону – нижнему карбону. В известняках обнаружены остатки макрофауны, в т.ч. и кораллы, что предполагает возможное развитие в карбонатном разрезе палеозоя морских рифогенных фаций.

Параметрическая скважина № 1 Дмитриевская (Ндм-1)

Параметрическая скважина № 1 Дмитриевская была заложена в наиболее приподнятой части структурного перегиба, намечающегося по доюрским отложениям на территории одноименной Дмитриевской площади, собственно название скважины и дало имя поднятию, на котором она и бурилась. Бурение скважины осуществляло ПГО «Новосибирскгеология». Глубина забоя скважины 2735 м. В скважине проведено испытание одного объекта в интервале 1058,0-2735,0 м (палеозойские отложения). Испытанный интервал представлен переслаиванием эффузивных и терригенно-карбонатных пород. Скважина испытывалась в открытом стволе. Притока пластового флюида не получено. Дальнейшие исследования были прекращены.

Скважина № 10 Сумкинская (С-10)

Скважина № 10 Сумкинская заложена на территории Курганской области Варгашинско-Петуховской площади (Сумкинский участок). На отобранном, из скважины № 10 Сумкинская керновом материале, были проведены геохимические исследования.

Исследуемый керн представлен плотными черными аргиллитами с горизонтальной слоистостью, с прожилками фосфатного материала, обогащенными ураном. Их возраст, требующий уточнения, определяется, предположительно, как ниже-среднетриасовый. Для образцов керна этого интервала характерно высокое содержание органического углерода ($C_{\text{орг}} = 8,0-22,0 \%$) и низкая карбонатность. Содержание нефти в породе (в 11-ти образцах) достигает высоких значений, составляющих 4,0-5,98 кг УВ/т породы, свидетельствующих о богатом нефтегенерационном потенциале этих пород. Аргиллиты этого же возраста, в которых отсутствует фосфатный материал, характеризуются невысокими, но значимыми величинами остаточного нефтегенерационного потенциала керогена (Слепокурова Л.Ф., 2006 г.). Вскрытые факты свидетельствуют о потенциальной перспективности раннемезозойских отложений. Данные о испытании продуктивных интервалов скважины отсутствуют.

Скважина № 1 Кругловская (НКР-1)

Скважина Кругловская № 1 была заложена на Мокроусовском куполовидном поднятии, выявленном по кровле доюрского комплекса. Бурение скважины производило ПГО «Новосибирскгеология». По данным промыслово-геофизических исследований большинство изученных пластов с удельным сопротивлением от 2,5 до 3,2 Ом*м характеризуются как водоносные, часть пластов имеет повышенное удельное сопротивление 7-20 Ом*м, что связано с их уплотненностью. Данные испытаний отсутствуют.

Скважины Петуховской площади (ТП)

Кроме Карабашского газового месторождения на территории Западно-Сибирской НГО, газопроявления были зафиксированы на Петуховской площади.

В 1962 г. в 4,5 км к северу от ст. Петухово Уральским геологическим управлением была заложена гидрогеологическая скважина № 4-Г. Скважина была пробурена до глубины 928,4 м и вскрыла базальные песчаники викуловской свиты (апт) толщиной 26 м, перекрытые альбскими глинами (хантымансийская свита), обсадная колонна была спущена на глубину 916 м. Из интервала 902-928 м был отобран керн

песчано-гравийного состава со слабым запахом бензина. При пробной откачке воды с глубины 928 м произошел газовой выброс. По словам заведующего отделом ГПИ УГУ Тарханеева, бывшего в это время на скважине (факт, официально отмеченный в деле скважины) – «Высота выброса составляла 15 м, в сопровождении большого шума». Так как обсадная колонна не была зацементирована, из-за обвала пород фонтанирование через некоторое время прекратилось. Газопроявления наблюдались и в процессе бурения, начиная с глубины 227 м. Состав газа - азотно-метановый, 86 % метана и 13 % азота, тяжелых углеводородов не установлено. Скважина не каротировалась и осталась не испытанной, были отобраны только пробы газа.

С целью проверки нефтегазоперспективности района у ст. Петухово были проведены сейсморазведочные работы МОВ, по которым была выявлена крупная (4*13 км) антиклинальная структура, свод которой расположен в 20 км к северу от ст. Петухово (рисунки 6.22 и 6.23).

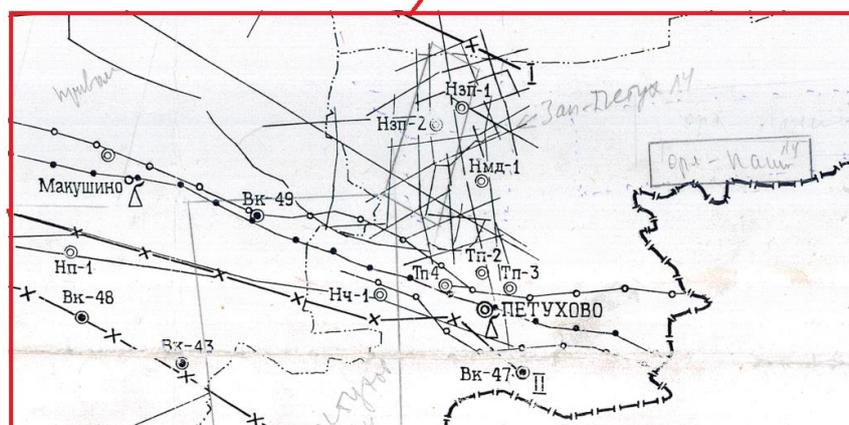


Рисунок 6.22 – Карта района работ



Рисунок 6.23 – Медведевское поднятие

На структуре, в 1963-1965 гг., силами ПГО «Тюменьнефтегеология» были пробурены скважины №№ Тп-2ПР, 3, 4, 5, из которых были получены притоки минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом (цвет пламени синий) дебитом от 40 до 269 м³/сут, дебитом газа от 22 до 69 м³/сут и газовым фактором 0,3-0,4 м³/т. Состав газа в пробуренных скважинах азотно-метановый.

К примеру, следует отметить, что скважина № 2-ПР была заложена и пробурена в нескольких метрах от ранее пробуренной скважины № 4-Г, на северном берегу озера Доможирова (рисунок 6.24). Скважина № 2-ПР вскрыла меловые, верхнеюрские и палеозойские отложения. При ее испытании были получен приток минерализованной пластовой воды с растворенным горючим газом, в составе которого было определено до 0,6 % нефтяных углеводородов.

В интервале глубин 932,6-939,1 м, в отобранном керне углистых алевролитов и песчаников тюменской свиты, отмечен двухметровый пропласток, насыщенный битумом, из них 0,6 м сплошного насыщения и 1,4 м в переслаивании с прожилками вмещающей породы. Вместе с тем пробуренные скважины №№ 2-ПР, 3, 4, 5 были расположены на расстояниях 3-5 км друг от друга, а свод структуры, оконтуриваемый сейсмоизогипсой – 650 м (по поверхности фундамента), остался неразбуренным.



Рисунок 6.24 – Примерное местонахождение скважины 2-ПР

Газопроявления отмечались и в Западно-Петуховской параметрической скважине НЗП-1, пробуренной в 1982 г. силами ПГО «Новосибирскгеология», глубиной 2357 м. Скважина вскрыла отложения верхнего девона, характеризующиеся интенсивной загипсованностью. На рисунке 6.25 представлен керн с глубины 2231 м из скв. № 1 Западно-Петуховской.



Рисунок 6.25 – Керн из скважины Западно-Петуховская № 1. Загипсованная разнообломочная брекчия, состоящая из разнофрагментарных треугольных обломков серых карбонатных пород, нижнефаменский подъярус верхнего девона, глубина 2231 м.

Западно-Петуховская скважина № 3-ПР (рисунок 6.26), пробурена в 1964 году силами ПГО «Тюменьнефтегеология» на глубину 840 м. Эксплуатационная колонна, диаметром 4", была спущена на глубину 707,8 м. Вскрытие интервалов произведено перфоратором ПК-65. При испытании объектов были получены дебиты: воды до 42 м³/сут и газа до 29 м³/сут. Газ метановый. Признаки нефти не отмечены.

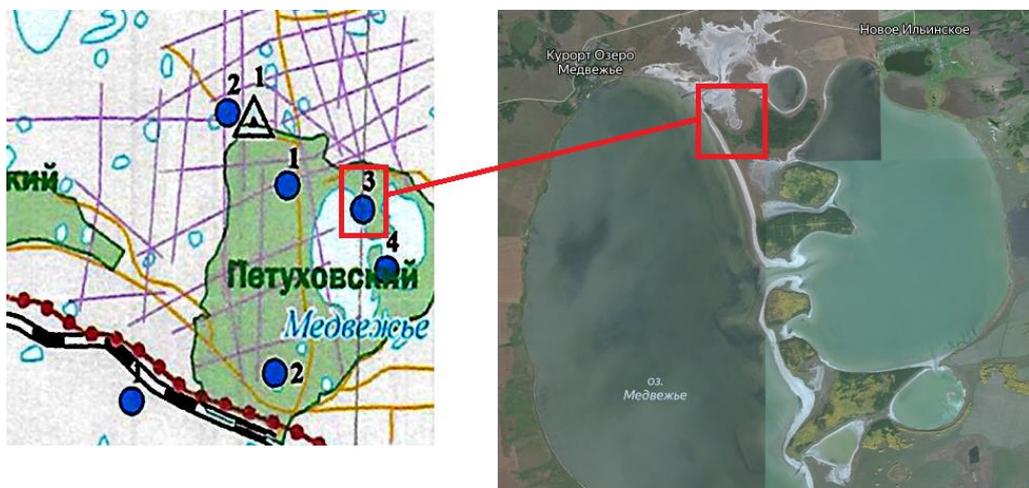


Рисунок 6.26 – Примерное расположение скважины № 3-ПР

Западно-Петуховская скважина 4-ПР (рисунок 6.27), пробурена в 1964 году силами ПГО «Тюменьнефтегеология». Эксплуатационная колонна диаметром 3" была спущена на глубину 774,75 м, подъем цемента в затрубном пространстве отмечен на высоте 200 м от башмака. Вскрытие произведено перфоратором ПК-65 в количестве 62 отверстий на 7 метров пласта.

При испытании второго объекта, интервал 640-647м, были получены дебиты: воды – 269 м³/сут и газа – 95 м³/сут. Признаки нефти не отмечены.

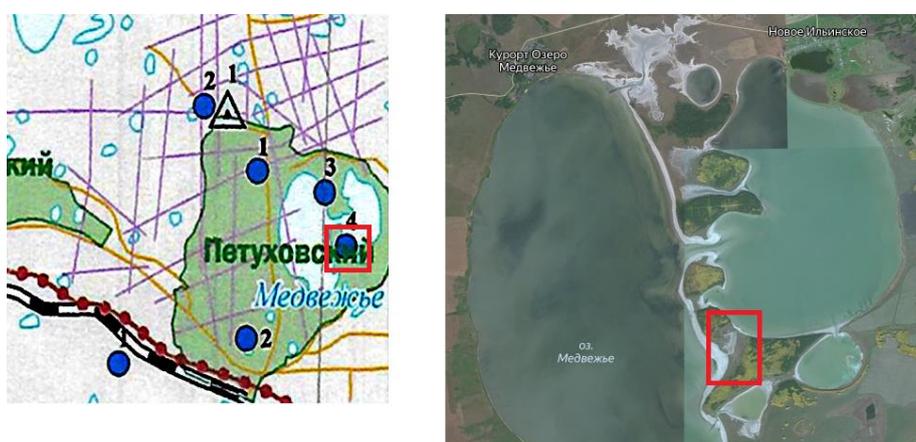


Рисунок 6.27 – Примерное расположение скважины № 4-ПР

Скважины Варгашинские

При бурении Варгашинской скважины № 10 (НВ-10), проведенном ПГО «Тюменьнефтегеология», находящейся в юго-восточной части Вагайско-Ишимской впадины, нефтепроявления не наблюдались, однако, исследования двух образцов трещиноватых кварцевых порфиров указало на невысокое содержание в них легких битумов. Достигнутый забой скважины Варгашинская НВ-10 – 1501 м.

Скважина 1-СП, пробурена в 1959 году ТГУ ТКГРЭ, забой скважины – 865,3 м. Эксплуатационная колонна диаметром 108 мм спущена на глубину 665 м. При испытании четырех объектов были получены дебиты: воды с растворенным газом от 16,2 до 46,1 м³/сут. Нефтегазопроявлений не отмечено.

Скважина параметрическая Воскресенская № 1 (НВС-1)

На юго-западном погружении Лихановской структуры пробурена Воскресенская параметрическая скважина № 1, вскрывшая карбонатный и терригенно-карбонатный комплексы пород палеозойского возраста. Бурение выполнила Иртышская нефтегазоразведочная экспедиция («ИНГРЭ»), находящаяся в составе ПГО «Новосибирскгеология» в 1982 г., с целью поисков залежей нефти и газа. Глубина фактического забоя скважины 2415 м.

Скважиной Воскресенской № 1 на глубине 1100 м были вскрыты битуминизированные известняки и глинистые сланцы, относящиеся к верхнедевонскому (D₃) – нижнекаменноугольному (C₁) возрасту. При проходке интервала отмечалось поглощение бурового. При вызове притока с глубины поглощения получен приток воды объемом 240 м³/сут. Далее, на КИИ-146 были испытаны два интервала: из первого интервала 1057-1094,8 м получен приток глинистого раствора объемом 1,1 м³, из второго интервала 1126-1175 м получен приток глинистого раствора объемом 3,4 м³ и пластовой воды объемом 2,7 м³. Апробация интервала на глубине подъема битуминозных известняков не проводилась. Скважина ликвидирована.

Скважина Курган-Успенская № 1 (КУ-1)

Параметрическая скважина Курган-Успенская № 1 (КУ-1) пробурена в 2008 г. на юге Западно-Сибирской плиты, в юго-восточной части Курганской области. В тектоническом отношении эта территория расположена в пределах Вагай-Ишимской впадины Боровской зоны, в области сочленения Уральских и Казахстанских структур [14].

Согласно схеме структурно-фациального районирования девонских и каменноугольных образований Западной Сибири, Вагай-Ишимская впадина находится на территории Уватского района. Скважина глубиной 2503,3 м вскрыла разрез в диапазоне фаменский ярус верхнего девона-

нижневизейский подъярус нижнего карбона. Возраст отложений (известняков, глинистых известняков, обломочных пород) обоснован комплексами органических остатков (фораминифер, водорослей, брахиопод, мшанок). По таксономическому составу эти комплексы лучше всего сопоставляются с шельфом Казахстанского континента, а также Кузнецкого бассейна Ангариды. Ассоциация мшанок, обнаруженная в восточной части Курганской области, и подтвержденная в том числе бурением скважины КУ-1, представлена космополитными видами «*Polyporella spininodata*» (Ulrich, 1890 г.), «*Rectifenestella nododorsalis*» (Ulrich, 1890 г.), «*Polypora taccoyana*» (Ulrich, 1890 г.), которые могут служить маркерами верхнетурнейско-нижневизейского интервала.

Палеозойский разрез, вскрытый скважиной КУ-1, разбит на шесть разномасштабных блоков с тектоническими границами, представляющих собою фрагменты нескольких литологических толщ. Отбор керн неполный (25 %), поэтому при определении границ этих толщ использованы также данные ГИС и анализ шлама.

Вскрытые битуминозные породы, представленные известняками и глинистыми сланцами, по возрасту относящиеся к отложениям D₃-C₁, в интервале 1072,2-1072,3 м. Интервал разреза с битуминозными породами не испытан, скважина ликвидирована.

Устье Курган-Успенской скважины № 1 представлено на рисунке 6.28.



Рисунок 6.28 – Устье Курган-Успенской скважины № 1 (осень 2020 года)
На фото представлено современное состояние устья Курган-

Успенской № 1 скважины, за протекшие 10 лет с момента ее ликвидации, цементная тумба, обычно устанавливаемая при проведении работ по ликвидации, согласно действующего положения, разрушилась полностью, устье скважины открыто, часть обсадной трубы около 20 см выходит над поверхностью земли. Существующее местоположения устья соответствует имеющимся координатам и быстро было определено по GPS-навигатору.

Скважина Северо-Привольная № 1

В период с апреля по июль 2007 г. проводилось бурение скважины № 1 на Северо-Привольной площади силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция». Конечная глубина скважины составила 2402,5 м. На глубине 776 м были вскрыты палеозойские отложения, предположительно возраст их датируется фаменским ярусом верхнего девона. Крайне мал вынос отобранного керна (11 % от запланированного объема). В результате бурения скважины подтверждено наличие зон благоприятных для образования скоплений углеводородов в палеозойских отложениях. Установлено, что интервал 1900-2210 м является перспективным для поисковых работ на нефть и газ. Максимальное содержание нефти обнаружено в жидком шламе на отметках 1908 и 2201 м. По оценке проб шлама нефтесодержание в образцах достигает в весовом эквиваленте 7,5 %. Были вскрыты битуминозные породы, представленные известняками и глинистыми сланцами, относящиеся к девон-карбонному возрасту, в интервалах: 1614-1680 и 2205-2208 м (рисунок 6.29).

В скважине Северо-Привольная № 1 весь разрез доюрского комплекса представлен карбонатным комплексом верхнего девона ($D_3 fm$). Описание разреза произведено по шламу ввиду малого отбора керна. В интервале палеозоя зафиксировано 6 газовых аномалий, представленных метаном и его гомологами до 3,9 %.

В результате бурения скважины Северо-Привольная № 1 выявились следующие негативные моменты, а именно: низкий процент отбора керна, что осложняет расчленение палеозойской части разреза как по литологии, так и по возрасту; частично выполненный комплекс ГИС; скважина ликвидирована без испытания объектов, хотя были выявлены зоны трещиноватости и битумосодержащие породы, а также выделены интервалы с повышенным содержанием гомологов метана.



Рисунок 6.29 – Шлам из скважины Северо-Привольная № 1. Фотография шлама, представленного доломитами темно-серого и серого цвета, известковистые, с примесью ангидрита, из перспективного интервала 2205-2210 м.

Скважина Южно-Мокроусовская № 1

Во второй половине 2007 г. силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция» была пробурена скважина № 1 Южно – Мокроусовская. Забой скважины составил 2400 м. По результатам заключительного каротажа выделено два структурных этажа в интервалах 1000-1200 м и 1600-1700 м как перспективные на нефтегазоносность.

Интервал 1110-1113 м, представленный песчаником, по данным лабораторных анализов углеводородных компонентов – нефтенасыщен. В вытяжках из жидкого шлама отмечено присутствие нефтяных углеводородов от C_4 до C_{17} , где ширина пика, при проведении лабораторных исследований, при разгонке – характерна для тяжелых нефтей. По предварительной оценке нефтенасыщенность может составлять 28–40 %. Интервал 1675-1682 м, представленный песчаниками с включениями рассеянного битума, по химическому составу углеводородных компонентов он аналогичен интервалу 1110-1113 м.

Следует отметить, что геологическая задача на данном этапе исследований решена не в полном объеме. Негативным является следующий момент: общий интервал отбора образцов (керн) 1047-1074 м показывает, что по генетическому потенциалу вскрытые образцы очень близки к типично морским отложениям юрского возраста Западной Сибири, при этом сильно битумизированные.

К примеру, в Салымском нефтегазоносном районе подобные породы представлены карбонатно-кремнистыми глинами Баженовской свиты титонского возраста, где при испытании эти глины или не дают притока, или получают дебиты нефти 10-70 т/сут, известны случаи получения притоков нефти до 800-1000 т/сут. Продуктивные интервалы пластов, из которых были получены малые притоки нефти, как правило стимулируются методом ГРП, что часто дает эффект получения промышленных дебитов с 2-10 т/сут до 20-100 т/сут. Тем не менее, данные интервалы не были охвачены испытанием, не были проведены методы воздействия на пласт, такие как гидравлический разрыв пласта.

Скважина Южно-Мокроусовская № 1 была ликвидирована без испытания объектов, несмотря на наличие зон трещиноватости и пород, содержащих битумы, а также интервалы с повышенным содержанием метана. Планируемый комплекс ГИС выполнен не в полном объеме, очень низкий процент отбора керн, что затрудняет расчленение палеозойской части разреза как по литологии, так и по возрасту.

Керн из скважины Южно-Мокроусовская № 1 представлен на рисунках 6.30-6.32.

Таким образом, на основании геолого-геофизического, геохимического и литолого-петрографических материалов, полученных при геологическом изучении территории Курганской области, сделан вывод, что основным нефтепоисковым объектом Вагай-Ишимской впадины является зона контакта отложений чехла и палеозоя, где коллекторы имеют неплохие фильтрационно-емкостные свойства. Об этом свидетельствуют полученные из них высокодебитные притоки пластовых вод и «катастрофическое» поглощение промывочной жидкости при их вскрытии бурением.

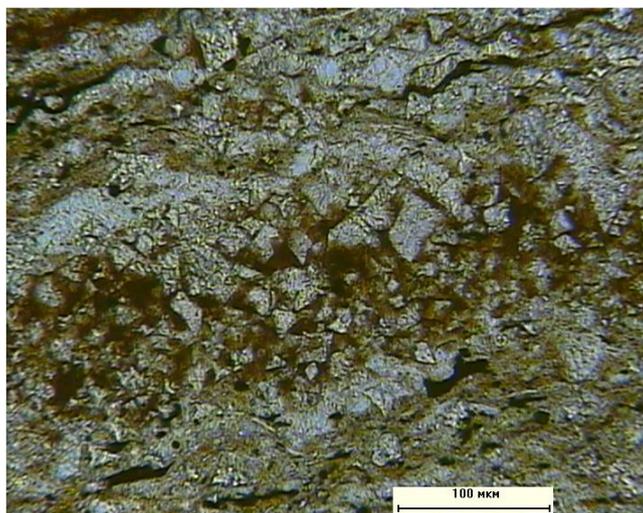


Рисунок 6.30 – Керн из скважины Южно-Мокроусовская № 1.
Микрофотография карбонатного слоя в известковистом глинистом сланце, пропитанном битумоидами.

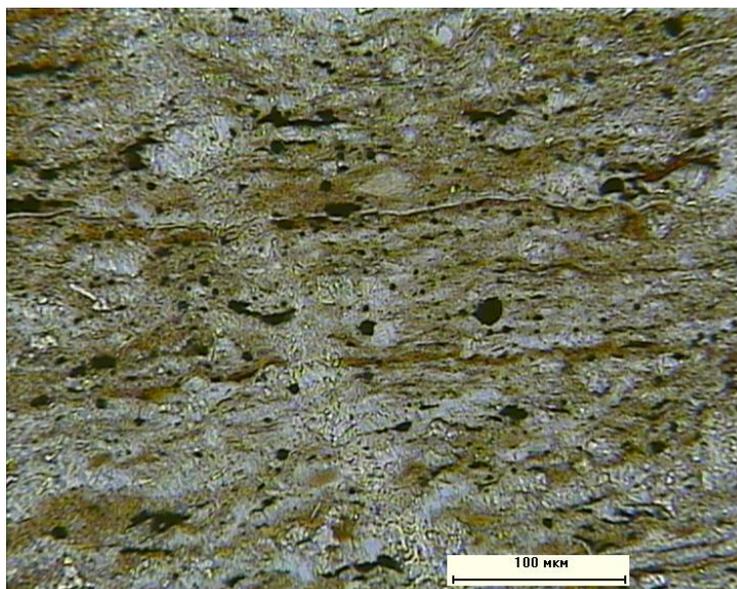


Рисунок 6.31 – Керн из скважины Южно-Мокроусовская № 1.
Микрофотография карбонатного слоя в известковистом глинистом сланце. Поры, заполненные битумоидами, составляют ~ 3 % от общей площади образца.

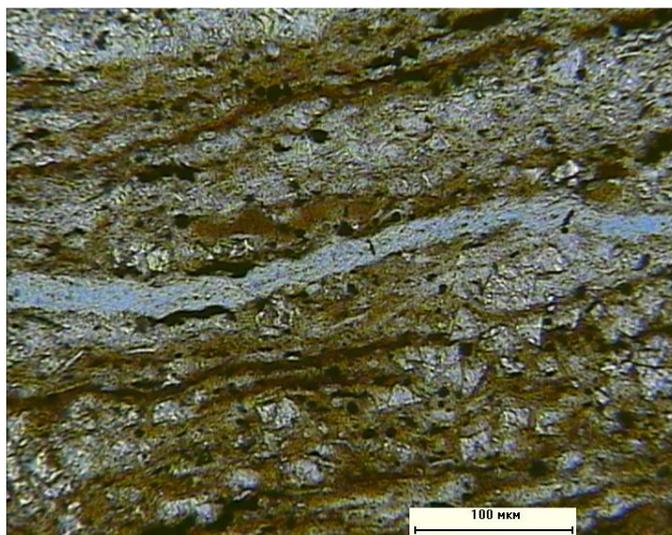


Рисунок 6.32 – Керн из скважины Южно-Мокроусовская № 1. Микрофотографии известковистого глинистого сланца с присутствующими в нем трещинами. Раскрытость трещин составляет в основном 5-8 мкм, редко достигает 20 мкм. Трещины приурочены к контактам глинистых и карбонатных слоев.

Скважина Мокроусовская № 2 (МХ-2)

На фотографии (рисунок 6.33) представлена скважина Мокроусовская № 2 (МХ-2) по состоянию на 2020 год. На месте, указанном навигатором (по имеющимся координатам), обнаружена неразрушившаяся бетонная тумба, без соответствующих табличек о ее предназначении. По данным это и есть скважина Мокроусовская № 2 (МХ-2). Данные по скважине отсутствуют (не найдены).



Рисунок 6.33 – Скважина Мокроусовская № 2

Нефтепроявления Челябинского грабена вблизи границ с Курганской областью

Многочисленные проявления нефти установлены в триас-юрских отложениях Челябинского грабена.

В пределах этой впадины во многих скважинах (в нескольких десятках) были подняты целые метры песчаников, алевролитов и других обломочных пород, насыщенных жидкой нефтью. Такие нефтепроявления зафиксированы во многих местах Челябинского грабена, на Ключевской площади, в районе г. Еманжелинск (рисунок 6.34), на Ерофеевской и Пригородной площадях и на других участках.

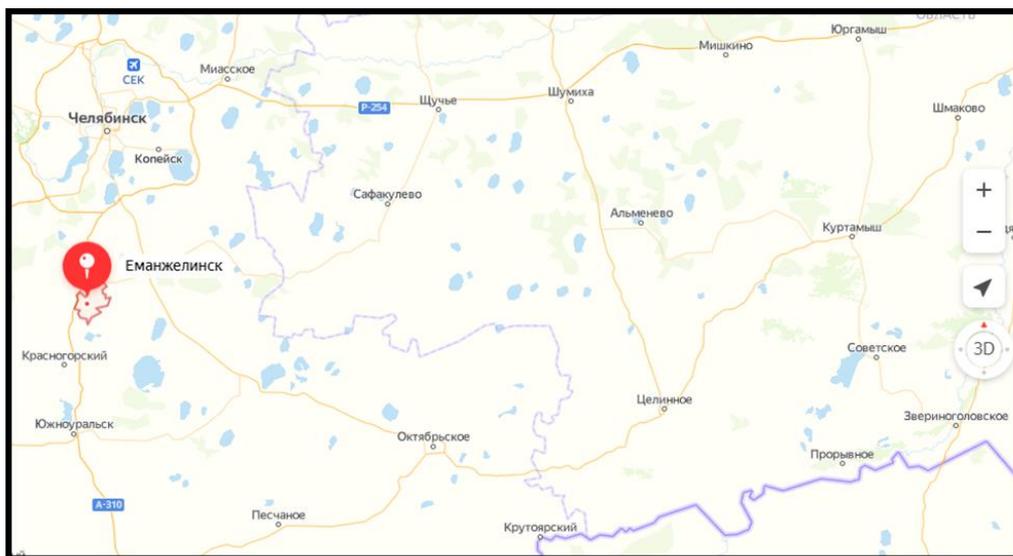


Рисунок 6.34 – Местонахождение г. Еманжелинск

Наиболее значительные нефтепроявления установлены на Ерофеевской площади, расположенной в 10 км южнее г. Коркино (рисунок 6.35). Скважина № 2002, пробуренная на этой площади трестом Челябинскгеогазразведка, прошла в интервале 257-274 м толщу песчаников, сильно насыщенных нефтью.

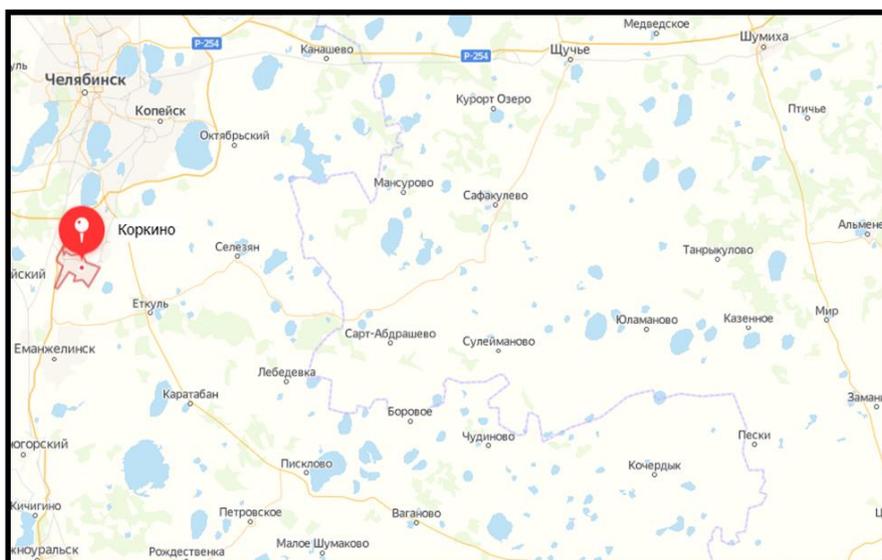


Рисунок 6.35 – Местонахождение г. Коркино

Пробуренная рядом со скважиной № 2002 колонковая скважина № 2-к треста «Тюменьнефтегеология» в интервалах глубин 251-258 м, 314-317 м и 329-337 м прошла нефтенасыщенные песчаники и конгломераты.

При испытании скважины было получено свыше 3 тонн легкой нефти. В скважине № 6-к этой же площади, также вскрывшей нефтеносные песчаники, получено свыше 0,5 т. нефти.

Нефть имела темно-коричневую окраску и довольно подвижную консистенцию.

Кроме триас-юрских пород, в Челябинском грабене различные нефтепроявления были встречены в эффузивных породах пермского возраста.

В эффузивных породах нефтепроявления обнаружены в скважинах №№ 1-Р и 3-Р Камышинской разведочной площади. Здесь они представлены включениями густой нефти и твердых нефтяных битумов, выполняющих трещины и различные пустоты в породах.

Всеми исследователями, занимавшихся изучением нефтепроявлений в Челябинском грабене, отмечалась приуроченность нефти и битума к тектоническим разломам или нарушенным зонам. Большинство из них, в том числе Н.П. Туаев, В.П. Пуцилло, С.И. Смирнов и другие пришли к выводу, что нефть триас-юрских континентальных образований находится во вторичном залегании, т.е. она мигрировала из палеозоя.

По данным Н.П. Туаева, жидкая нефть и твердые битумы встречены и в палеозойских породах, слагающих борта Челябинского грабена.

ГЛАВА 7. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Перспективность Зауральского краевого прогиба в нефтегазоносном отношении определяется наличием мощной толщи морских, лагунных и континентальных отложений палеозоя, значительными размерами осадочных бассейнов и выявленными проявлениями нефти и газа. Непосредственным толчком к широкому изучению нефтеносности доюрских комплексов восточной части Курганской области явилось получение промышленных притоков нефти на ряде площадей из разнородных по составу доюрских пород.

Курганская область, фактически, входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Новосибирской и Томской областей открыты промышленные запасы нефти и газа. Всего в Западной Сибири в доюрском комплексе пород открыто более 100 залежей нефти и газа, которые группируются в 61 месторождение. Возраст вмещающих пород изменяется в широком пределе: от позднего протерозоя до верхнего карбона и нижней перми.

Преобладающее число залежей приурочено к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород, характеризующихся их несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Проявления нефти, газа и битумов отмечались в разрезах почти ста скважин, пробуренных в пределах Тургайского прогиба с 1935 по 1984 гг. Приурочены они к известнякам терригенно-кремнисто-карбонатной толщи девона-нижнего карбона.

В пределах Вагай-Ишимской впадины, где расположен район исследований, также зафиксированы признаки нефтегазоносности.

7.1. Геохимические условия нефтегазообразования

Выполненные в различные годы обобщения геохимического характера показывают, что в палеозойских отложениях Тоболо-Ишимского бассейна и, в частности, южной части Вагай-Ишимской впадины, геохимические условия являются в целом благоприятными для нефтегазообразования. Оценка этих условий, как правило, у нас в стране и за рубежом (США, Англия, Франция и др.) проводится путем детального анализа трех основных факторов: а) концентрация рассеянного органического вещества; б) тип исходного ОВ и в) степень катагенетической преобразованности ОВ в породах. Наиболее важными условиями, определяющими активность процессов нефтегазообразования, являются тип ОВ и степень его преобразованности. Как показывает опыт исследований в самых разнообразных условиях крупнейшего нефтегазоносного бассейна в мире – Западно-Сибирского – концентрация ОВ играет вполне определенную роль.

Величины этого параметра, внесенного в решающие уравнения связи удельной плотности ресурсов УВ с набором геолого-геохимических показателей, влияют на значения множественного коэффициента корреляции. Однако нижний порог величины концентрации ОВ в породах довольно мал и к категории нефтегазопроизводивших очень часто относятся отложения с концентрациями ОВ в 0,3-0,5 % (неокомские отложения центральной и северной частей Западной Сибири).

По данным указанных выше исследователей концентрация ОВ в породах (характеризуется величиной $C_{орг}$) составляет в среднем 0,7-0,8 %, содержание битумоидов изменяется в пределах от 0,00015-0,002 до 0,05-0,11 %. По этим показателям палеозойские отложения вполне сопоставимы с мезозойскими образованиями Западно-Сибирской геосинеклизы, а зачастую и превосходят их. Это очень важный момент подхода к количественной оценке ресурсов УВ геологических объектов.

Очень важный геохимический параметр – тип ОВ – в пределах территории восточной части Курганской области, как и в пределах всей Вагай-Ишимской впадины, специально не исследовался. О его изменении можно судить лишь по литофаціальным особенностям пород в осадочном разрезе. Во многих осадочных (нефтегазоносных) бассейнах выявлена достаточно отчетливая и закономерная связь типа ОВ с фаціальным обликом отложений: морские и прибрежно-морские отложения обогащены ОВ с повышенным содержанием сапропелевой составляющей, континентальные и субконтинентальные отложения – гумусовой составляющей. Первые, как правило, характеризуются преобладающей нефтеносностью, вторые газоносностью. Наличие в осадочном разрезе Вагай-Ишимской впадины значительной доли морских и прибрежно-морских отложений девонского и каменноугольного возраста позволяет полагать, что рассматриваемый параметр также должен оцениваться в большей степени положительно для нефтегазоносности, чем отрицательно.

Третье важнейшее условие – степень катагенеза ОВ, также может быть оценено в основном положительно. Подавляющее число исследователей Тоболо-Ишимского палеозойского бассейна отмечают, что даже в самых нижних слоях палеозоя (нижний-средний девон) отношение углерода к водороду в ОВ изменяется в пределах 8,0-9,6, что характерно для средних стадий катагенеза. По включениям частиц каменных углей (витринит) степень преобразованности ОВ не превышает жирную и тощую стадии углефикации.

Мировая статистика показывает, что жирная стадия катагенеза ОВ характеризуется преимущественно нефтеносностью вмещающих это ОВ отложений, а тощая стадия – это начало глубинной зоны газообразования. Это утверждение справедливо в самом общем виде и существует достаточно большое количество исключений из этого правила. Тем не менее общая картина распределения нефтегазоносности по стадиям катагенеза позволя-

ет утверждать, что в палеозойских параплатформенных и плитных образованиях существуют катагенетические условия в верхней части разреза благоприятные для нефтеобразования, а в нижней не противопоказанные этому процессу.

Кроме общегеологических и общегеохимических положений об условиях благоприятных для нефтегазообразования представляется целесообразным кратко рассмотреть конкретные геохимические данные, относящиеся к участку, расположенному непосредственно к северу от исследуемого объекта. Речь идет о результатах геохимических исследований, выполненных в институте «ЗапСибНИГНИ». Приведенные в таблице 7.1 данные характеризуют геохимические особенности пород и ОВ Западно-Ишимской (скв. № 1-П), Ракитинской (скв. № 8-Р) и Борковской (скв. №№ 4-П, 5-П) площадей. Вскрытый этими скважинами разрез представлен отложениями среднего, верхнего девона, нижнего карбона и триаса. На Западно-Ишимской площади (скв. № 2-П) верхний девон - нижнекаменноугольные отложения представлены терригенно-карбонатными породами, характеризующимися определенным разнообразием литологического состава (снизу вверх): толща органогенно-пелитоморфных глинистых известняков, переслаивающимися с мергелями и известковистыми аргиллитами; толща глинистых известняков органогенно-обломочных, мелкозернистых и пелитоморфных с прослоями мергелей и аргиллитов; толща переслаивающихся глинистых известняков, органогенно-обломочных мергелей, аргиллитов и терригенная толща переслаивания песчаников, мергелей и аргиллитов.

Вскрытые скв. № 1-П Ишимской площади триасовые отложения представлены эффузивной, туфогенной и терригенно-вулканогенными образованиями. Выполненные лабораторные исследования показали, что на рассматриваемой части Вагай-Ишимской впадины нижнекаменноугольные отложения (Ракитинская площадь) накапливались в условиях относительно глубокой части морского шельфа с некоторыми колебаниями в режиме осадконакопления (до мелководных, прибрежно-морских). Об этом свидетельствуют соотношения аутигенно-минералогических форм железа, железа пиритного и $C_{орг}$ (таблица 7.1).

Таблица 7.1

Распределение аутигенно-минералогических форм железа и органического вещества в породах палеозоя и триаса Вагай-Ишимской впадины (институт «ЗапСибНИГНИ»)

Площадь	Глубина, м	Возраст	Тип породы	Аутигенное железо, %			C _{орг-ост.} , %	C _{орг^{хим.}} , %	Содержание битуминоидов (ХЛБ), % на породу	Состав ХЛБ, %		
				Fe c+k	Fe пир	Fe окиси				УВ	Смолы (Б+СБ)	ас-фальтены
Ракитинская (скв. № 8Р)	1698,9-1721,5	Триас	Аргиллитоподобные глины, мергели	68,8	29,4	1,8	0,82	1,6	0,016	33,6	41,5	24,9
-//-	1777,9-1782,0	Нижний карбон	-//-	60,1	38,5	1,4	1,30	2,1	0,018	21,5	45,2	33,3
-//-	2039,3-2040,5	Нижний карбон	Глинистые известняки	55,8	37,1	7,1	0,85	1,9	0,025	12,0	53,2	34,8
Борковская (скв. № 4П)	2701,0-2979,0	Верхний девон-нижний карбон, Д ₁ С ₁	известняк	57,8	40,5	1,70	0,70	1,6	0,020	18,0	45,5	36,5
Борковская (скв. № 5П)	1684,0-3805,0	Условно Д ₁ С ₁	Вулканыты с прослоями терригенных пород (глины, алевролиты)	58,6	39,8	1,6	1,10	1,90	0,017	21,0	49,8	29,2

Интенсивное развитие процессов пиритообразования характеризует обстановку накопления осадков как благоприятную для сохранения органического вещества. Преобразование массы ОВ в отложениях нижнего карбона проходило в условиях сидеритовой (частично) и пиритово-сидеритовой геохимических фаций, т.е. в восстановительной по отношению к ОВ обстановке. Расчеты по оценке массы ОВ израсходованной на редукцию двух- и трехвалентного железа показали, что восстановительная обстановка сохранялась за счет высокой продуктивности палеобассейна седиментации, содержание $C_{\text{орг}}^{\text{исх}}$ в осадке изменяется в пределах 1,7-3,3 % на породу.

Терригенные отложения триаса накапливались в условиях, изменяющихся от мелководных до прибрежно-морских, а преобразование ОВ в диагенезе проходило в условиях сидеритовой геохимической фации ($\text{Fe}^{\cdot\cdot} > \text{Fe}^{\cdot\cdot}\text{пир.} > \text{Fe}^{\cdot\cdot}\text{окисн.}$). Как и в случае каменноугольных отложений, здесь (в триасе) высокая продуктивность палеобассейна седиментации обеспечивала хорошую сохранность ОВ: при $C_{\text{орг}}^{\text{ост}}$ равном 1,7-1,9 % $C_{\text{орг}}^{\text{исх}}$ составило 2,1-2,3 %.

Чрезвычайно важно отметить следующее: в образцах пород нижнего карбона и триаса на глубинах 2000-2400 м присутствуют смешаннослойные гидрослюдистые монтмориллонитовые образования, что однозначно указывает на отсутствие здесь изменений, характерных для зон глубокого катагенеза. Изменения апо- и метагенеза здесь отсутствуют. По коэффициенту преломления, оценка которого была выполнена Г.Ф. Григорьевой (институт «ЗапСибНИГНИ»), в интервале глубин 1690-2050 м преобразованность ОВ достигла длиннопламенной – газовой стадий углефикации, а на больших глубинах (до 2400 м) – переходной от газовой к паровично-жирной стадиям (Ракитинская, Западно-Ишимская, Борковская площади). Таким образом, как по показателям состава ОВ, так и вмещающих его пород степень катагенетической преобразованности ОВ на глубинах до 2500 м (скорее всего это можно распространить до глубин 2800-3000 м) не достигла уровня запретного распространения нефтегазоносности.

Судя по материалам, приведенным в разделе «Стратиграфия» между разрезами палеозоя и триаса восточной части Курганской области и разрезами Ракитинской, Западно-Ишимской и Борковской площадей имеется вполне определенное сходство как по глубинам залегания, так и вещественному составу самих пород. Вполне правомерно в этой связи допущение, что степень постседиментационных изменений палеозойских пород Курганской области, также связанной с Вагай-Ишимской впадиной, не будет превышать стадий мезокатагенеза. Следовательно, с геохимических позиций отложения палеозоя исследуемого объекта являются перспективными в отношении их нефтегазоносности.

Может возникнуть вопрос о том, что разрезы палеозоя и триаса обогащены вулканогенными образованиями, которые могли за счет высоких

температур создавать неблагоприятную обстановку для протекания процессов генерации УВ, а на поздних стадиях и сохранения скоплений УВ. Вопрос сложный и требует специальных исследований. По наблюдениям в образцах литотипов пород палеозоя и триаса Ракитинской, Западно-Ишимской и Борковской площадей первичное перераспределение УВ закончилось формированием явно восстановленных форм битумоидов в соприкасающихся породах, где доля углеводородных компонентов в составе битумоидов достигает 60-65 %. Битумоиды, выделенные из базальтов содержат значительно меньше УВ: 2,8-3,8 %. Вероятно, эти битумоиды являются результатом термодеструкции рассеянного ОВ в глинистых и песчано-алевритовых породах.

Тепловое воздействие базальтовых интрузий привело таким образом к образованию микроскопических битумоидов и могло способствовать эмиграции УВ из терригенных пород в проницаемые их разности. Тщательный просмотр керновых образцов по указанным выше площадям не привел к обнаружению глубоких (до кокса) термических преобразований ОВ. Многие исследователи приводят данные, свидетельствующие о локальном по глубине термическом воздействии на осадочные породы, например, на Сибирской платформе, где вулканогенные породы также широко распространены и где, тем не менее, нефтегазоносность, вплоть до промышленных залежей, имеет место. Такие данные позволяют предполагать, что и в условиях Вагай-Ишимской впадины заключения о глубокой преобразованности пород и ОВ могут касаться лишь тех участков, где фиксируются (будут зафиксированы) проявления контактового метаморфизма, что в большей мере характерно для локальных зон.

7.2. Катагенез ОВ как условие нефтегазообразования

В настоящее время наиболее точными методами диагностики уровня зрелости ОВ признаны углепетрографические, главным образом, отражательная способность витринита (R_{vt}^0). В морских отложениях, где отсутствует витринит, определение уровня зрелости ОВ производится по псевдовитриниту (R_{Alg}^0) – мацералу аквагенного ОВ, внешне похожему на витринит, но относящемуся к водорослям. При отсутствии в породах водорослей уровень преобразованности определялся по битуминиту (R_{bt}^0) и сорбомикстиниту ОВ (R_{cm}^0). Но поскольку по этим компонентам нет стандартных шкал катагенеза, а значения показателей отражения альгинита, битуминита и сорбомикстинита сравниваются с отражательной способностью витринита, то оценка уровня зрелости по этим трем мацералам может быть только ориентировочной. При этом учитывалось, что в мезокатагенезе их отражательная способность несколько отстает от аналогичных значений витринита. В апокатагенезе эти различия постепенно нивелируются.

По катагенезу ОВ палеозойских толщ рассматриваемого района (Курганская область и смежные территории) имеются лишь единичные сведения. Появление нового фактического материала позволило существенно расширить выполненные ранее исследования. Имеющиеся данные свидетельствуют, что преобразованность ОВ в кровле палеозойских отложений существенно меняется по территории (рисунок 7.1) – от градации МК₂ среднего мезокатагенеза до глубокого апокатагенеза (АК₃, иногда выше). Умеренный катагенез установлен в терригенно-карбонатных отложениях нижнего карбона на Лебяжьевской и Воскресенской площадях Вагайско-Ишимской впадины. Здесь, судя по отражательной способности витринита (0,94-1,05 %) и псевдовитринита (0,83 %), катагенез не превышает середины градации МК₂. На Лебяжьевской площади палеозойские отложения вскрыты на глубину ~0,9 км. Здесь на глубине 535 м в глинистых известняках среднего девона уровень зрелости ОВ отвечает началу МК₂ ($R_{vt}^0 - 0,9 \%$). Вниз по разрезу преобразованность нарастает, но довольно медленно. В интервале 0,7-0,8 км отмечается середина градации МК₂ ($R_{vt}^0 - 1,0 \%$), а на глубине 1,3 км в терригенных отложениях нижнего карбона – начало МК₃¹ ($R_{vt}^0 - 1,15 \%$). Таким образом, градация МК₂ прослеживается по вертикали более чем на 0,7 км при почти горизонтальном залегании пород. Между Лебяжьевской и Воскресенской площадями находится скважина Северо-Привольная № 1, вскрывшая в интервале 800-2400 м карбонатные толщи среднего палеозоя. Уровень зрелости ОВ определен только в диапазоне 2000-2400 м, где он изменяется от конца градации МК₃² до начала АК₁ ($R_{vt}^0 - 1,80-2,15 \%$). Вполне очевидно, что в кровле палеозоя он существенно ниже и судя по данным пиролиза ($T_{max} - 460 \text{ } ^\circ\text{C}$) не превышает градации МК₂. Юго-восточнее пробурена колонковая скважина № 42-к, в аргиллитах которой (глубина ~800 м) отражательная способность витринита отвечает концу МК₂ ($R_{vt}^0 - 1,04-1,15 \%$).

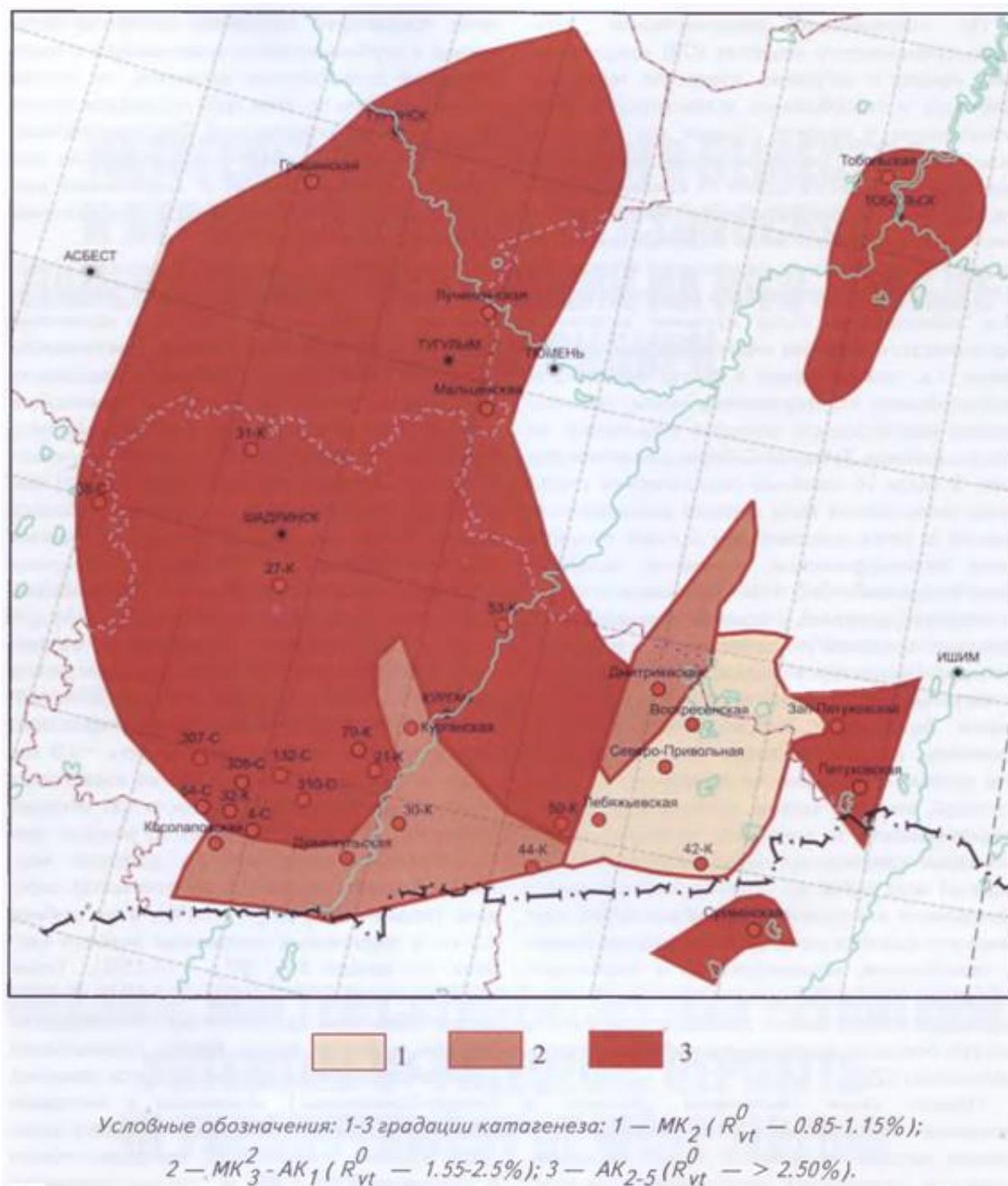


Рисунок 7.1 – Катагенез органического вещества в кровле палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири

На остальной территории ОВ более высоко преобразовано. Относительно крупный блок терригенно-карбонатных пород среднего – верхнего девона с катагенезом градаций $MK_3^2 - AK_1$ выявлен на крайнем юго-западе региона (Урицкий выступ).

Здесь на Дуванкульской площади уровень зрелости ОВ отвечает началу $MK_3^2 (R_{vt}^0 - 1,6 \%)$, а на Курганской – концу этой градации ($R_{vt}^0 -$

1,9 %). Сильнее преобразовано органическое вещество на Косолаповской площади, где оно достигло уже начала АК₁ ($R_{vt}^0 - 2,1$ %). Восточнее этих площадей пробурены две колонковые скважины, вскрывшие карбонатные толщи среднего палеозоя. В скважине № 44-к уровень зрелости ОВ отвечает началу АК₁ ($R_{vt}^0 - 2,04$ %), а в скважине № 30-к – концу этой градации ($R_{vt}^0 - 2,4$ %). Небольшой участок подобной преобразованности выделяется в районе Дмитриевской площади, в отложениях которой R_{vt}^0 (1,8 %) свидетельствует о градации МК₃².

Сильно преобразованное ОВ установлено южнее Вагайско-Ишимской впадины. Здесь на Петуховской и Западно-Петуховской площадях уровень зрелости ОВ отвечает середине градации АК₃ ($R_{vt}^0 - 4,0-4,2$ %). Несколько слабее изменено ОВ (конец АК₂, $R_{vt}^0 - 3,3$ %) на Сухменьской площади. Крупный блок пород, органическое вещество которых достигло апокатагенеза - начала метагенеза, выделен на крайнем западе Курганской области. Здесь пробурено несколько колонковых скважин, вскрывших на глубинах 150-830 м верхние горизонты палеозойского комплекса. Юго-восточнее г. Курган в мергелях скважины № 50-к отражательная способность витринита ($R_{vt}^0 - 3,2$ %) отвечает концу градации АК₂. В северном направлении катагенез несколько уменьшается, и в скважине № 53-к он не превышает середины этой градации ($R_{vt}^0 - 2,8$ %). Аналогичный уровень зрелости ОВ ($R_{vt}^0 - 2,8-3,1$ %) установлен юго-западнее г. Курган в терригенно-карбонатных отложениях скважин №№ 21-к и 310-с. Сильнее преобразовано ОВ в скважинах № 32-к и 4-с, в которых отражательная способность битуминита ($R_{БТ}^0 - 4,5$ %) и сорбомикстинита ($R_{СМ}^0 - 4,3$ %) свидетельствует о конце апокатагенеза (градации АК₃₋₄). Близкий уровень зрелости ОВ зафиксирован в скважинах № 132-с ($R_{БТ}^0 - 5,0$ %) и 27-к ($R_{СМ}^0 - 5,2$ %). Конец градации АК₃ ($R_{vt}^0 - 4,4-4,5$ %) установлен в скважинах №№ 307-с и 308-с. Судя по отражательной способности альгинита ($R_{Alg}^0 - 3,7$ %), в той же степени изменено ОВ в скважине № 27-к. Аномально высокая преобразованность органического вещества в этой зоне отмечается в скважинах № 54-с и 31-к, в породах которых отражательная способность битуминита ($R_{БТ}^0 - 6,0-6,4$ %) свидетельствует уже о начале метагенеза. Заметно слабее преобразовано ОВ в скважине 38-с (крайний запад региона), в отложениях которой отражательная способность битуминита ($R_{БТ}^0 - 2,8$ %) свидетельствует о градациях АК₂₋₃. В северном направлении катагенез усиливается и на Гришинской площади достигает конца АК₃. Аномально высокий уровень зрелости ОВ в ряде скважин, возможно, связан с тем, что палеозойский комплекс насыщен интрузиями, и это отразилось на преобразованности органического вещества. В северо-восточной части этого блока (Мальцевская и Лучинкинская площади) вскрыты плотные ($\rho_{п} - 2,71-2,74$ г/см³), сильно дислоцированные глинистые породы, что позволяет предполагать здесь преобразованность ОВ

до апокатагенеза. Подобные породы ($\rho_n - 2,73 \text{ г/см}^3$) встречены на Тобольской и Челноковской площадях.

Таким образом, катагенез органического вещества палеозойского комплекса рассматриваемой территории в основном очень высокий (преобладают градации апокатагенеза). Закономерности преобразования в нем принципиально отличаются от катагенеза ОВ мезозойских отложений. В последних, как известно, проявился только региональный катагенез. В палеозойских толщах из-за сложной их геологической истории этот вид катагенеза трудно расшифровывается. Одновременно в них в эпохи интенсивной складчатости широко проявился динамокатагенез, а в зонах внедрения магматических тел и контактовый катагенез. Все это связано с тем, что геологическая история палеозойских отложений протекала в сложных тектонических обстановках, переходных от платформенных к геосинклинальным и собственно геосинклинальным. Поэтому здесь встречается органическое вещество, преобразованное от средних этапов мезокатагенеза (градация МК₂) до позднего апокатагенеза (АК₃₋₅) и выше.

В заключение следует отметить, что при оценке перспектив нефтегазоносности необходим комплексный учет всех факторов прогноза нефтегазоносности. Геохимическая информация позволяет решить, были ли благоприятны термобарические условия недр для сохранения скоплений УВ. В данном случае нами рассматривается только катагенез ОВ, т.е. были ли в этих отложениях реализованы термобарические условия, обеспечившие генерацию нефти и газа и отвечающие зонам интенсивного нефте- и газообразования. На современной стадии изученности есть все основания считать, что в палеозойских отложениях рассматриваемой территории были все предпосылки для формирования нефтегазопроизводящих отложений с высоким генерационным потенциалом. В палеозойское время были обстановки, благоприятные для накопления карбонатных и глинисто-карбонатных осадков, обогащенных ОВ аквагенного типа, являющегося, как принято считать, благоприятным для генерации нефтяных УВ. Уровень катагенеза ОВ в этих толщах был вполне достаточным для реализации ГФН и глубинной фазы газообразования. Следовательно, в палеозое имели место интенсивные процессы нафтидогенеза. Косвенным подтверждением этого являются многочисленные проявления твердых и растворимых битумов в палеозойских породах. Таким образом, начальные геохимические условия в осадочных отложениях среднего палеозоя были весьма благоприятны для генерации углеводородов. Однако современный уровень катагенеза этих толщ не дает оснований оценивать их высоко. Пока только на Лебяжьевской, Воскресенской, Северо-Привольной и других площадях Вагайско-Ишимской впадины встречены участки умеренного катагенеза (градация МК₂), с которыми могут быть связаны перспективы нефтегазоносности. В районах с уровнем зрелости ОВ конца мезокатагенеза - начала апокатагенеза (градации МК₃²-АК₁) с точки зрения палеотермо-

барических условий могли сохраниться скопления сухого и конденсатного газа. Этот теоретический вывод подтверждается результатами нефтегазопоисковых работ в других районах Западной Сибири.

7.3. Геологические условия нефтегазообразования

Курганская область является связующим звеном между югом Тюменской и Кустанайской (Казахстан) областей. Во всех этих регионах ведутся поиски нефти в палеозойских отложениях, поскольку здесь интенсивно проявилась каледонская складчатость и верхний девон – пермские отложения отличаются от Уралид более пологим залеганием пород и местами невысоким катагенезом. Наши исследования показали, что наибольший практический интерес должны представлять фаменско-турнейские отложения, а бурение в этом регионе, как правило, ограничивалось вскрытием визейских отложений, например, на Ракитинской площади Вагай-Ишимской впадины. На Лебяжьей площади девон залегает полого, но антиклиналь не разбурена, так что даже сегодня можно говорить о слабой целенаправленности поисково-разведочных работ на девон – раннекарбонный объект.

Новые скважины Курган-Успенская, Северо-Привольная, Южно-Мокроусовская, Восточно-Курганские и другие лишь количественно улучшают изученность палеозоя в нашем регионе, так как бурились во внеструктурных условиях и при слабой разработке вопросов стратиграфии девона. В региональном плане можно сказать, что проблема нефтеносности решена: основное направление – это восточная часть краевого прогиба и Вагай-Ишимская депрессия, задача – детализировать этот регион с выделением новых поисковых объектов с помощью современной сейсморазведки и применения методов томографии для пластовых скоростей.

Литологические и другие аспекты изучения триаса и палеозоя Курганской области по новым скважинам особенно детально описаны в работах М.Ю. Зубкова, Г.А. Мизенс, Л.В. Кокшиной и других.

Указанные закономерности выявлены по результатам бурения со сплошным отбором керна на Кустанайском опорном профиле (длина 115 км), Новонежинской, Щербаковской и Лесной площадях в северной части Кустанайской области и скважин в Курганской области. Ширина внешней зоны краевого прогиба составляет 115-120 км, протяженность более 1 500 км.

При проведении геологических исследований, связанных с оценкой перспектив нефтегазоносности в Южном Зауралье, большое внимание уделялось выявлению во вскрытых скважинах разрезов пород-коллекторов, пород-флюидоупоров и связанной с ними нефтегазоносности.

Были проанализированы около 2,7 тысяч образцов керна, проведено много наблюдений за развитием трещиноватости и ее генерациями в кер-

нах и шлифах, проанализированы случаи провалов бурового инструмента и поглощения промывочной жидкости. Из физических свойств пород определялись пористость общая и эффективная, плотность, удельный вес, нефтенасыщенность и водонасыщенность.

Пробуренными скважинами вскрыты почти со сплошным отбором керна и изучены разрезы среднего и верхнего девона, нижнего карбона, среднего (башкирский ярус) карбона, перми и триаса (рисунок 7.2).

В 2011 г. ТОО «Энергоресурсы» пробурена Новонежинская поисково-оценочная скважина № 1 глубиной 1496 м, вскрывшая отложения низов турнейского яруса. В ее разрезе выявлены нефтенасыщенные объекты, характеризующиеся эффективной пористостью – 12,3-34,7 % и нефтенасыщенностью – 31,9-54,4 %. Анализ экстрагированной нефти из интервала 569,5-562,7 м был выполнен в «ИНГГ» СО РАН. По групповому и углеводородному составу нефть характеризуется следующими показателями (в %): углеводороды – 79,56; смолы – 18,23; асфальтены – 2,21; насыщенные УВ/ароматические УВ – 2,27; смолы/асфальтеновые компоненты – 8,25; насыщенные УВ – 69,42; ароматические УВ – 30,58 %.

Практической обоснованностью прогнозирования является наличие признаков, с помощью которых в геологическом строении определяются вероятные нефтегазоматеринские толщи. При рассмотрении вскрытых и изученных разрезов верхнего девона, нижнего и среднего карбона в Курганской области отмечается их морской генезис. Содержание органического вещества в них достаточно высокое – в пределах от 0,03 до 2,2 % от объема породы, а глинистые известняки и аргиллиты – в пределах 2,27-2,97 %. Содержание битумоидов, образующих углеводороды, в глинисто-карбонатных породах достигает 0,11 %. Отношение углерода к водороду заключено в интервале 8,1-9,6 и свидетельствует о благоприятных условиях нефтегазообразования.

Коэффициент битуминозности автохтонных битумоидов колеблется в пределах 0,3-3,0 %, в глинисто-карбонатных породах – до 0,6 %, а у аллохтонных достигает 25-35 %.

Степень метаморфизма рассеянного органического вещества соответствует умеренному катагенезу (Лебяжьевская, Воскресенская, Дуванкульская и другие скважины). Среди отложений девонского возраста и турнейского яруса нижнего карбона развиты гипсы и ангидриты. Развитие гипсов свидетельствует о слабом метаморфизме, поскольку дегидратация гипсов начинает происходить при температуре 66 °С.

Результаты определения коллекторских свойств кернового материала в пробуренных скважинах показывают, что в разрезах верхнего девона, нижнего карбона, перми и триаса существуют горизонты с удовлетворительными и хорошими их показателями.

Такие горизонты тяготеют преимущественно к франскому и фаменскому ярусам верхнего девона, нижнетурнейскому и серпуховскому ярусам нижнего карбона, татарскому ярусу верхней перми, присутствуют в разрезах живетского, нижневизейского и верхневизейского возрастов, встречаются в средневизейском ярусе нижнего карбона и осадочно-магматической толще триаса. Наибольшие толщины, коэффициенты пористости и проницаемости имеются в разрезах верхнего девона, турнейского яруса нижнего карбона, а также серпуховского яруса, в карбонатных разрезах под флюидоупорами триаса.

Сводный разрез Лебяжьевской скв. № 2 представлен на рисунке 7.3.

Результаты микроскопического исследования кернового материала показали, что среди карбонатных пород повышенными значениями эффективной пористости обладают биоморфные, оолитовые, доломитизированные и скрытокристаллические известняки, а также доломиты, испещренные мелкими кавернами, образовавшимися за счет перекристаллизации с развитием карстовых процессов, а также рифогенные известняки.

Породы, обладающие коллекторскими свойствами порового типа в разрезах верхнего девона, нижнего карбона, перми и триаса в Курганском Зауралье, в пределах краевого прогиба имеют подчиненное значение. Изучением разрезов установлено, что коллекторские свойства пород во вскрытых разрезах зависят от степени трещиноватости, процессов выщелачивания, перекристаллизации, доломитизации, кальцитизации, степени кремнистости, сульфатизации, гидрохимических и других вторичных факторов.

Нефть встречается в неравномерно зернистых перекристаллизованных ангидритах и известняках, где ангидрит и гипс находились в виде скоплений, а также усиливает неоднородность пластов и улучшает их экранирующие свойства. Последнее явление достаточно хорошо отмечено в разрезе Западно-Петуховской параметрической скважины № 1, которая вскрыла отложения верхнего девона, характеризующиеся интенсивной за-гипсованностью.

Вторичные процессы сульфатизации развиты в основном в терригенных и преимущественно красноцветных породах молассового происхождения – аргиллитах, песчаниках, гравелитах и конгломератах верхнего девона и башкирского яруса нижнего карбона, нижнего – среднего триаса. В разрезах фаменского (в основном нижнефаменского подъяруса) и башкирского яруса трещины кальматированы гипсом, нередко – селенитом. Процесс сульфатизации существенно ухудшил коллекторские и улучшил экранирующие свойства.

Кремнистость в изученных разрезах связана с наличием в породах первичного кремнезема в виде желваков, линз и пропластков. Она способствовала приобретению породами твердых и хрупких свойств, которые в процессе складкообразования легко растрескивались, по трещинам возни

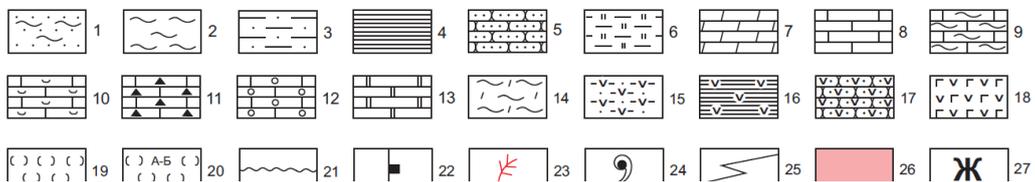
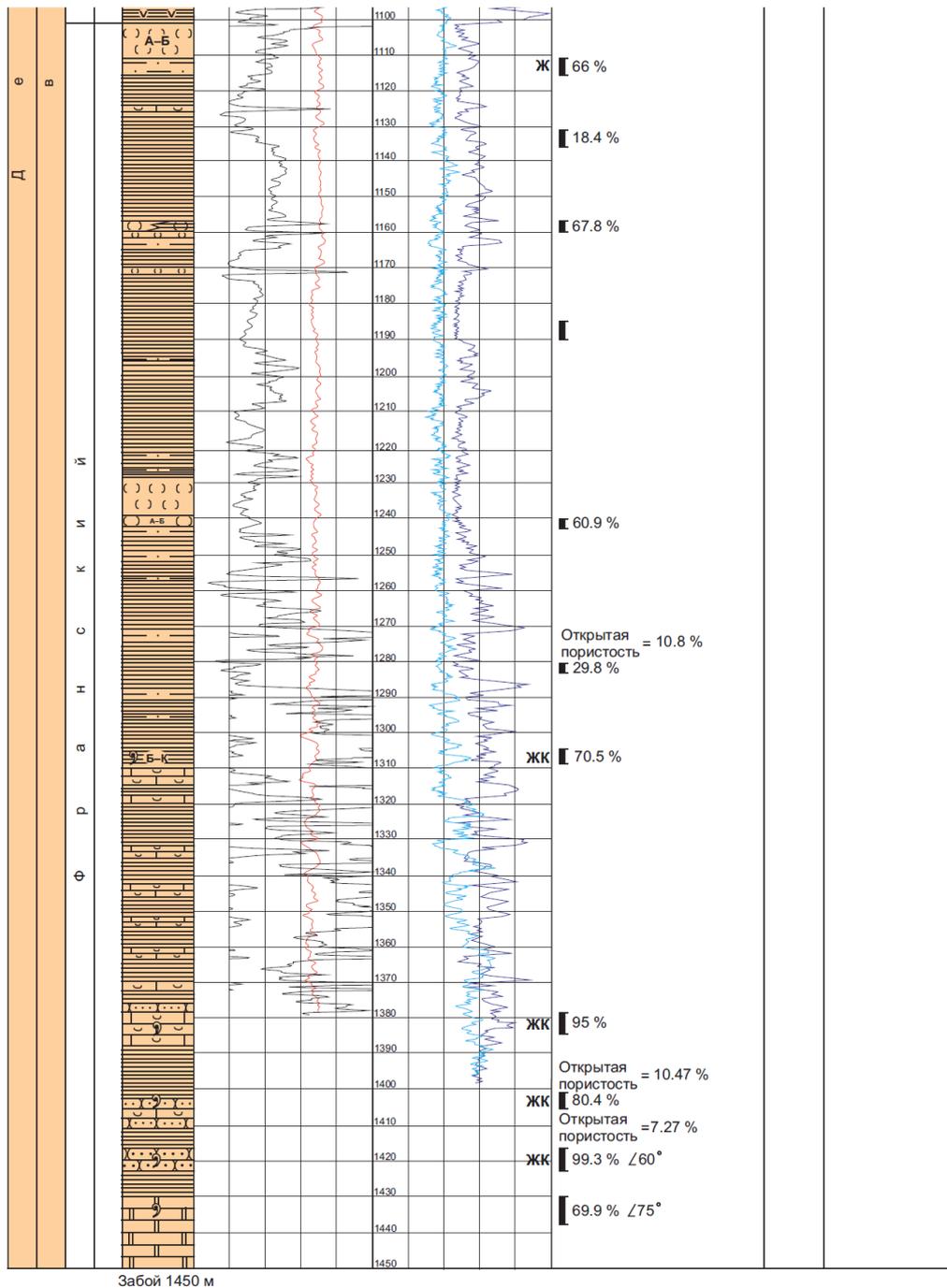


Рисунок 7.4 – Сводный разрез Лебяжьевской скв. № 2
(окончание рисунка)

кали вторичные пустоты выщелачивания, способствовавшие эмиграции пластовых флюидов.

Выщелачивание наряду с трещиноватостью играло основную роль. Зоны трещиноватости и палеокарста встречаются по всему разрезу, но особенно интенсивно в разрезах верхнего девона и нижнетурнейского подъяруса, приурочены к органогенно-обломочным, частым доломитизированным известнякам и доломитам. Каверны значительных размеров в процессе бурения устанавливались по провалам буровых инструментов, поглощениям промывочной жидкости и низкому выносу керна.

Структуроформирование доюрских комплексов в пределах Курганского Зауралья происходило в каледонскую, герцинскую и киммерийскую фазы тектогенеза, которые привели к формированию структурно-тектонических зон и структур, с которыми связано возникновение, развитие и эшелонирование дизъюнктивных нарушений от сравнительно небольших до глубинных разломов.

Среди дизъюнктивных нарушений выделяются следующие:

– разрывные нарушения с характерной изменчивостью параметров на небольших расстояниях и релаксацией как внутри, так и в непосредственно перекрывающих их отложениях;

– региональные глубинные разломы, имеющие линейные размеры в сотни километров и более (Джетыгаринский, Алаповский и Севастопольский).

Разноамплитудные разломы способствовали возникновению динамически напряженных зон и всех эпигенетических процессов, происшедших внутри литолого-стратиграфических комплексов.

В ходе геологической истории наиболее крупные разломы были не только глубинными и долгоживущими, но и служили границами структурно-тектонических зон, а некоторые из них каналами излияния магматических пород в течение фаз тектогенезов. Наиболее активными из них являлись герцинская (заальская фаза) и древнекиммерийская.

По результатам анализа данных бурения, промыслово-геофизических исследований и испытания скважин можно сделать следующие выводы:

1. Отложения турнейского яруса нижнего карбона и фаменского яруса верхнего девона обладают наиболее емкими коллекторскими свойствами в разрезе доюрских комплексов. В этих отложениях развиты осадочные брекчии, доломиты, доломитизированные известняки, песчаники, гравелиты и конгломераты. Известняки и доломиты, как правило, в разной степени закарстованы и трещиноваты, обладают емкостными свойствами.

2. Емкость вышеупомянутых разрезов обязана порам и полостям разной формы и генезиса. Различаются межзерновые поры, пустоты перекристаллизации, доломитизации и растворения. Пористость отмечается первичная (седиментационного и диагенетического происхождения) и вторичная (эпигенетическая).

3. Наиболее развитой является эпигенетическая пористость.

4. Тип коллектора и условия его распространения в пределах структуры (площади) зависят от степени трещиноватости и влияния постдиагенетических процессов (в основном выщелачивания).

5. Процессы доломитизации и перекристаллизации в карбонатных породах привели к увеличению пористости и проницаемости.

6. Основную роль в создании вторичной пустотности играли процессы трещинообразования, закарстования и гидрохимические, что также характерно для месторождений Предуральяского прогиба.

7. Выделяются следующие типы пород-коллекторов: трещинно-кавернозный, кавернозный развит преимущественно в карбонатных и сульфатно-карбонатных разрезах нижнетурнейского подъяруса и верхневизейского яруса нижнего карбона, в терригенно-карбонатных разрезах разного возраста под флюидоупорами триаса.

8. Трещинные породы-коллекторы развиты в зонах разломов, пределах сводовых поднятий и крутых падений крыльев структур. Примером может служить Новонежинская площадь, в разрезе которой вскрыты 22 нефтенасыщенных объекта.

Все эти типы коллекторов в определенных условиях могут быть смешанными.

Анализ особенностей геолого-тектонического строения Курганского Зауралья позволяет прогнозировать нефтегазоносные залежи следующих типов: массивные, структурно-стратиграфические, тектонически экранированные и структурные сводовые. При этом основным коллектором будет трещинно-кавернозный, кавернозный и трещинный. Одним из возможных типов залежей могут быть залежи углеводородов в рифовых массивах. Главным аргументом в пользу существования рифовых построек является наличие прослоев рифогенных известняков и колониальных кораллов, свидетельствующих о благоприятной обстановке рифообразования.

Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород, газо- и битумопроявлений позволяет сделать следующие выводы:

1. Перспективность Курганского Зауралья обусловлена развитием в восточных зонах области мощных толщ морских и лагунно-континентальных отложений девонского и каменноугольного возрастов, значительными размерами осадочного бассейна, выполняющего краевой прогиб, и развитием интервалов, обладающих коллекторскими свойствами и флюидоупорами. По результатам бурения и геофизических исследований установлено, что толщина палеозойских осадочных пород здесь оценивается в пределах от 2.5 до 8 км, в зависимости от стратиграфической полноты разрезов. Площадь земель, перспективных на углеводороды, оценивается в 30-35 тыс. км², что соизмеримо с Припятским прогибом Днепровско-Донецкой впадины в Белоруссии (34 тыс. км²).

2. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают отложения фаменского и турнейского ярусов верхнего девона и нижнего

карбона, где терригенно-обломочные доломитизированные и закарстованные отложения переслаиваются с аргиллитами, ангидритами, глинистыми известняками и алевролитами. По результатам бурения Новонежинской скважины Н-1 коэффициент эффективной пористости в доломитах фаменского яруса достигает 34,7-35,9 % на глубине 1297-1301 м.

3. Определенный интерес представляют собой эрозионно-тектонические поверхности, перекрытые глинистыми отложениями верхней юры и нижнего мела, а также осадочно-магматическими породами триаса. О вероятном аккумуляровании углеводородных залежей в таких условиях свидетельствуют газоводяные выбросы в районах Петухово, Макушино, на р. Алабуга и вблизи села Звериноголовское.

7.4. Тектонические условия нефтегазообразования

В целом сложное тектоническое строение геосреды в пределах Курганской области во многом обязано сочленению на ее территории трех крупных геоблоков: Уральского складчатого пояса, Западно-Сибирского и Казахстанского кратонов.

Согласно укоренившимся представлениям (Соболев, 1966 г.; Пакет оперативной геологической информации, 2006 г.; Бочкарев, Нестеров (мл.), Брехунцев, 2008 г.), которые отображены на многочисленных геологических картах, структуры Уральского складчатого пояса распространены далеко на восток.

По нашим данным восточная граница собственно уралид (силур-ордовик и более ранние образования протерозоя, преимущественно геосинклинального типа) совпадает с западной границей Тюменско-Кустанайского прогиба, который, возможно, является по своей природе рифтовой структурой между собственно уралидами и блоком древней стабилизации.

По данным ГСЗ на Свердловском пересечении (Дружинин, Рыбалка, Соболев, 1974 г.), затем на Тараташском и Троицком профилях ГСЗ (Автонеев, Дружинин, Кашубин, 1988; Дружинин и др., 1990) восточнее пограничного шва расположен Срединный массив, к которому отнесен в пределах этого профиля Тобольско-Убаганский блок.

Структуры, расположенные восточнее, приходятся, в основном, на Вагай-Ишимскую впадину, заполненную субплатформенными отложениями, представленными терригенно-сланцевым комплексом D-T, толщиной до 2,0-2,5 км (Дружинин, Рыбалка, Соболев, 1976). Эти данные впоследствии подтвердились результатами детальных поисковых геолого-геофизических работ на УВ в Вагай-Ишимской впадине (в конце 1970-х годов).

Согласно полученным данным о глубинном строении наиболее перспективной следует считать затобольскую часть Курганской области (на рисунке 7.4 обозначено VI), которая относится к древним массивам, перекрытых сверху вулканогенно-осадочными породами D-T небольшой мощности. Именно для этой зоны предполагается продолжение нефтяных структур западной части Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

Месторождения УВ могут быть встречены в пределах Варгашинского поднятия и его окрестностях. По совокупности полученных данных тектоническая активность в затобольской части территории вновь проявилась в верхней перми-триасе (гранитизация и образование отдельных гранитных массивов, излияние базальтов триаса), в неокме и на современном этапе развития.

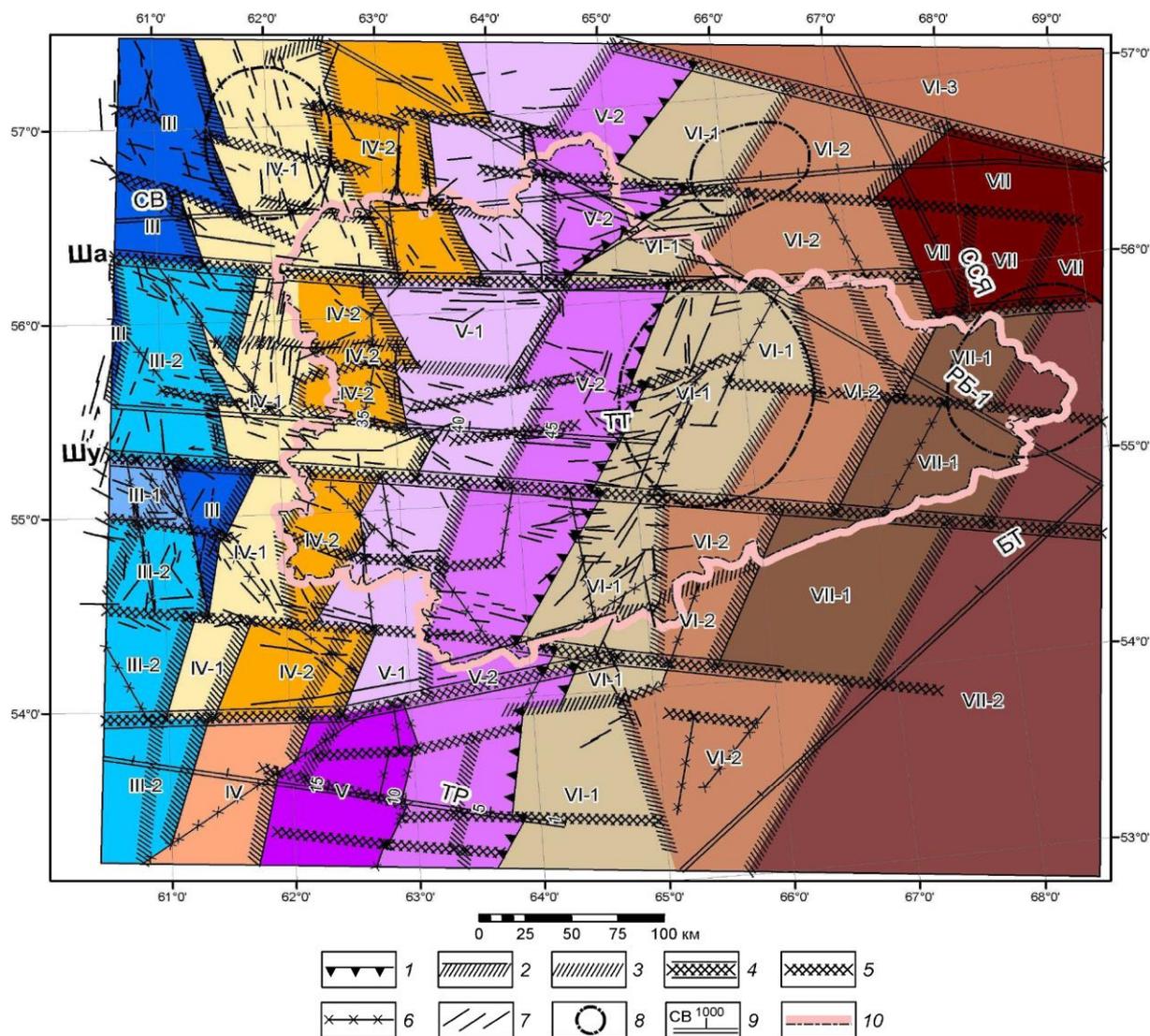


Рисунок 7.5 – Схематическая разломно-блоковая модель земной коры территории Курганской области и сопредельной территории; поперечная зональность: мегазоны Уральской складчатой системы: III – Центрально-Уральская (восточная часть), IV – Восточно-Уральская, V – Зауральская, VI – Тобольско-Убаганская мегазона Западно-Сибирского геоблока, VII –

Ишимско-Петуховская мегазона Казахстанского геоблока; 1 – восточная граница Уральских структур; 2 – границы между мегазонами; 3 – граница между составляющими мегазон; 4 – основные субширотные дислокации, разграничивающие блоки продольной зональности: Шадринская (Ша), Шумихинская (Шу); 5 – субширотные дислокации второго порядка; 6 – предполагаемые разломы; 7 – элементы космодешифрирования (Голыздра, 1988); 8 – контуры предполагаемых кольцевых структур по характеру нарушения земной коры; 9 – профили ГСЗ и их обозначения: РБ-1 – Рубин-1 (Центр «Геон»), СВ – Свердловский (ОАО «БГЭ»), ТТ – Тараташский (ОАО «БГЭ»), ТР – Троицкий (ОАО «БГЭ»), БТ – Батолит (Центр «Геон»); 10 – граница Курганской области

На рисунке намечены три наиболее перспективных участка, приуроченных к глубинным разломам. Перспективными отложениями в их пределах могут быть вулканогенно-осадочные породы, например известняки D, расположенные в виде узких горстовидных поднятий среди базальтов триаса, как в пределах Горелой площади в районе г. Ханты-Мансийска, или сами вулканиты триаса, как на Рогожинской площади Краснотенского свода; не исключено, что нефтеносными могут оказаться приконтактовые участки Варгашинского массива.

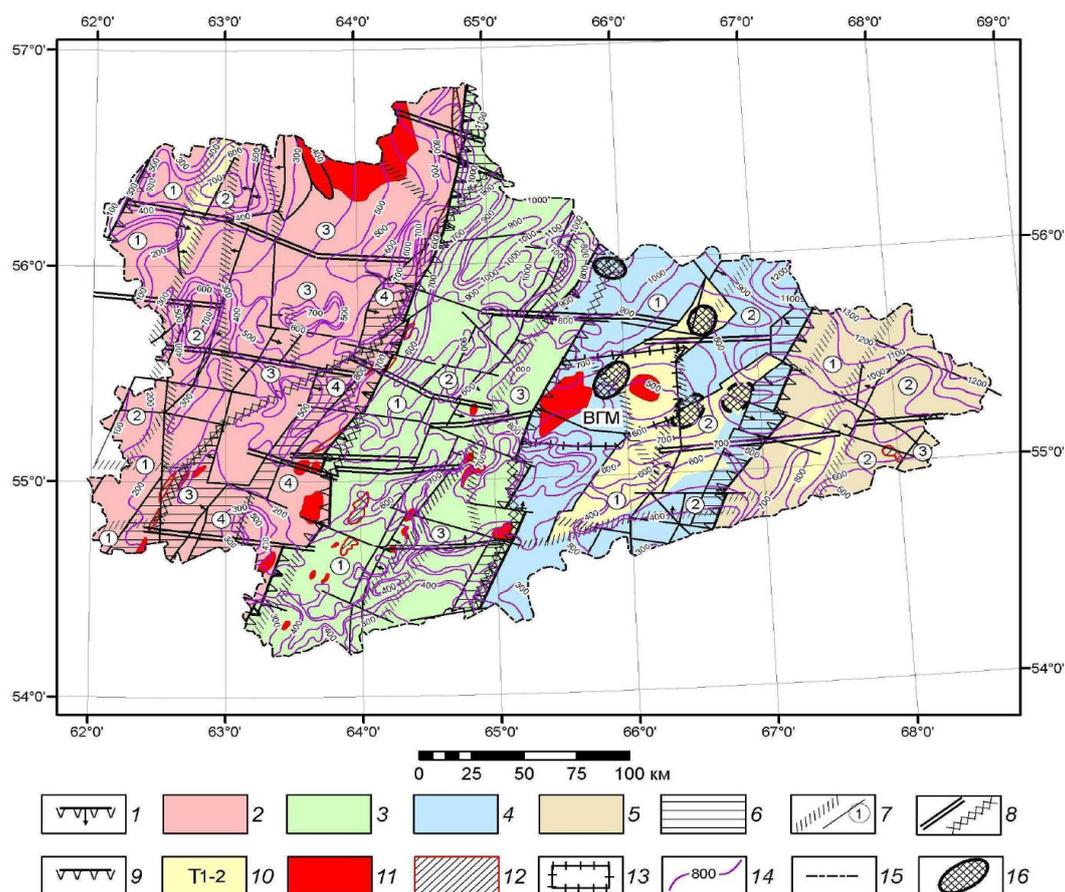


Рисунок 7.6 – Схематическая структурно-тектоническая карта доюрского основания Курганской области

Условные обозначения

1 – контуры структур первого порядка, мегазон; стрелка указывает направление падения; 2 – ЗУМЗ (Зауральская мегазона); 3 – ТКМЗ (Тюменско-Кустанайская мегазона), пограничная зона распространения уралит на восток; 4 – ЗСМЗ (южное окончание Западно-Сибирского геоблока); 5 – КЗМЗ (северо-западное окончание северо-Казахстанского геоблока); 6 – приразломные структуры пограничных зон; 7 – контуры структур второго порядка и их порядковый номер в пределах мегазон, ограничивающие их разломы; 8 – глубинная зона разломов первого порядка; 9 – субширотные тектонические нарушения; 10 – триасовые депрессии вулканогенно-терригенного состава; предполагаемые интрузивные комплексы (11-12): 11 – гранитные; 12 – гипербазитовые, базитовые; 13 – Варгашинский гранитоидный массив, представленный на поверхности доюрского основания двумя крупными интрузиями; 14 – изолинии глубины залегания поверхности домезозойского фундамента, м; 15 – административная граница Курганской области; 16 – предполагаемые участки, перспективные на поиски УВ в низах осадочного чехла и верхней части доюрского фундамента

Для решения вопроса о нефтегазоперспективности в пределах намеченных участков необходима постановка в их пределах детальных геологогеофизических поисковых работ с учетом намеченной специфики их строения.

Схематическая структурно-тектоническая карта доюрского основания Курганской области представлена на рисунке 7.6.

Полученная информация позволяет по-новому подойти к оценке нефтегазоперспективности территории Курганской области. Прежние поисково-разведочные работы, которые дали отрицательный результат, были, в основном, сосредоточены на востоке области, которая, согласно полученным данным, приходится на северо-западную окраину Северо-Казахстанского массива, не перспективную в отношении УВ.

В качестве более перспективной площади следует считать затобольскую часть («отторженец» Западно-Сибирской геоструктуры) в полосе между меридианами $65^{\circ} 30'$ и 67° в.д., в узлах тектонических нарушений.

ГЛАВА 8. СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ НЕФТЕ - ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ

Перспективность Зауральского краевого прогиба в нефтегазоносном отношении определяется наличием мощной толщи морских, лагунных и континентальных отложений палеозоя, значительными размерами осадочных бассейнов и выявленными проявлениями нефти и газа. Непосредственным толчком к широкому изучению нефтеносности доюрских комплексов восточной части Курганской области явилось получение промышленных притоков нефти на ряде площадей из разнородных по составу доюрских пород.

Курганская область, фактически, входит в состав Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, где в пределах Тюменской, Омской, Новосибирской и Томской областей открыты промышленные запасы нефти и газа. Всего в Западной Сибири в доюрском комплексе пород открыто более 100 залежей нефти и газа, которые группируются в 61 месторождение. Возраст вмещающих пород изменяется в широком пределе: от позднего протерозоя до верхнего карбона и нижней перми.

Преобладающее число залежей приурочено к зоне контакта палеозойских и мезозойских пород, характеризующихся их несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

Проявления нефти, газа и битумов отмечались в разрезах почти ста скважин, пробуренных в пределах Тургайского прогиба с 1935 по 1984 гг. Приурочены они к известнякам терригенно-кремнисто-карбонатной толщи девона-нижнего карбона.

В пределах Вагай-Ишимской впадины, где расположен район исследований, также зафиксированы признаки нефтегазоносности.

Ниже приводятся данные, полученные в скважинах, пробуренных на сопредельных площадях (таблица 8.1).

В 2011 г. ТОО «Энергоресурсы» пробурена Новонежинская поисково-оценочная скважина № 1 глубиной 1496 м, вскрывшая отложения низов турнейского яруса. В ее разрезе выявлены нефтенасыщенные объекты, характеризующиеся эффективной пористостью – 12,3-34,7 % и нефтенасыщенностью – 31,9-54,4 %. Анализ экстрагированной нефти из интервала 562,7-569,5 м выполнен в «ИНГГ» СО РАН. По групповому и углеводородному составу нефть характеризуется следующими показателями (в %): углеводороды – 79,56, смолы – 18,23, асфальтены – 2,21, насыщенные УВ/ароматические УВ – 2,27, смолы/асфальтеновые компоненты – 8,25, насыщенные УВ – 69,42, ароматические УВ – 30,58 %.

Таблица 8.1

Признаки нефтегазоносности в скважинах

№ п/п	№ скв.	Название скважины	Год	Продукт				Интервал, м	Примечания
				нефть	битум	газ м ³ /сут	вода м ³ /сут		
1	1 (263)	Макушинская	1935			850		620-711	получен фонтан газа азотно-метанового состава
2	1 К	Алабужская	1940		в керне	+	2,36	-	газ не горюч
3	2 К	Алабужская	1959		в керне	+	4,58	-	газ не горюч
4	Звериноголовское месторождение газа		1934						азотный газ, не горюч
5	Кустанайский широтный профиль		1974	1,5 м ³ /сут	+			490-520	в 46 скважинах отмечены н/насыщенные пласты, отмеченные самоизливом нефти
6	ОГСС №100	Кустанай	1949	в керне				417-616	Северный Казахстан
7	Н-1	Новонежинская	2011	+				562,7-569,5	Северный Казахстан, эфф. пористость – 12,3–34,7 % и нефтенасыщенность – 31,9-54,4 %, 22 н/н пласта
8	ВК-30	Кустанайская	1974		в керне			-	Северный Казахстан Кустанайский широтный профиль
9	1	Косолаповская	1961	+				455-460	
10	НК-1	Курганская	-		в шламе	ГФ 0,89 м ³ /т	1,33	700-774	газ растворенный горючий
11	НК-1 (дублер)	Курганская	-				650	535-580	зона контакта мезозоя с палеозоем Н-535 м
12	НМ-1	Михайловская	-			0,5	+	670,5 - 1201,4	газ растворенный горючий
13	МХ-2	Михайловская	-		+	+	+	-	газ метановый

Продолжение таблицы 8.1

14	НЛ-1	Лебяжьевская	1978				+	-	испытано два интервала: верхний «сухой» нижний – «вода»
15	НЛ-2	Лебяжьевская	-			+	3,23	-	газ свободный (678-685 м) и растворенный (324 м) горючий
16	С-10	Сумкинская	-		в керне			-	
17	ТП-4-Г	Петуховская	1962	в керне		фонтан	фонтан	902-928	зафиксирован г/водяной выброс Н-15 м, азот- но-метановый газ (СН ₄ -86 %; N ₂ -13 %)
18	ТП-2-ПР	Петуховская	1963		в керне	22	40	932,6-939,1	газ растворенный горючий
19	ТП-3-ПР	Петуховская	1964			43	120	-	газ растворенный горючий
20	ТП-5-ПР	Петуховская	1965			69	269	-	газ растворенный горючий
21	НЗП-1-ПР	Западно-Петуховская	1982			+	+	2231	газ растворенный горючий
22	НЗП-3-ПР	Западно-Петуховская	1964			29	42	-	газ растворенный горючий
23	НЗП-4-ПР	Западно-Петуховская	1964			95	269	640-647	газ растворенный горючий
24	ТВ-10	Варгагинская	1964		в керне			-	
25	1-СП	Варгагинская	1959			46,1	110	-	газ растворенный горючий
26	НВС-1	Воскресенская	1982		в керне		240	1100	апробация интервала на глубине подъема би- туминозных известняков не проводилась
27	КУ-1	Курган-Успенская	2008	+	в керне			1072	отобраны пробы пластовых УВ, данные иссле- дований отсутствуют
28	№ 1	Северо-Привольная	2007	в шлеме	в керне	+		1908-2208	ликвидирована без испытания объектов
29	№ 1	Южно-Мокроусовская	2007	в шлеме	в керне	+		1000-1700	ликвидирована без испытания объектов

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Проблемы выбора и обоснование перспективных направлений развертывания геологоразведочных работ на территории Курганской области являются в настоящее время очень актуальными. Целенаправленные поиски УВ позволят открыть сколько-нибудь значимые по запасам залежи нефти и газа и ускорить социально-экономическое развитие Курганской области.

Проведенный детальный анализ геолого-геофизической информации предполагает выработку основных стратегических направлений ГРР и обоснование целого ряда точек заложения геолого-поисковых скважин на территории Курганской области, которые можно коротко назвать «рабочими проектами».

9.1. Общие рекомендации к проведению нефтегазопроисковых работ в Курганской области

Территория Курганской области, особенно ее южная часть, имеет сходное геологическое строение с северной частью Тургайского прогиба.

Породы палеозоя изучались, главным образом, в южной и западной окраинах ее, где покровные отложения мезо-кайнозоя имеют небольшую мощность.

На остальной части территории области образования складчатого фундамента вскрыты единичными скважинами и поэтому плохо изучены.

В западной части Курганской области в строении палеозоя принимают участие обширный комплекс осадочных, метаморфических и изверженных пород ниже-и среднепалеозойского возраста. Этот комплекс пород по тектонической нарушенности, метаморфизованности отложений и интенсивности магматической деятельности следует считать малоперспективным в нефтепоисковом отношении.

Иначе обстоит дело и южной и центральной частью Курганской области. Палеозойские породы представлены здесь, главным образом, карбонатными отложениями нижнекаменноугольного возраста. Эти породы по своему литологическому составу, степени метаморфизованности и другим признакам сходны с одновозрастными отложениями северной части Тургайского прогиба, где в них выявлено большое количество нефтероявлений, в том числе открыто Ново-Нежинское месторождение.

Нижнекаменноугольные отложения, развитые в северной части Тургайского прогиба и в пределах Курганской области, образуют крупную отрицательную структуру первого порядка – Кустанайский синклиорий. Строение Кустанайского синклиория характеризуется следующими особенностями:

1. Мощность осадочных образований девона и нижнего карбона, образующих верхний структурно-геологический этаж палеозойского фундамента, достигает 3000-4000 м и более.

2. Нарушенность пород в пределах синклинория относительно небольшая, в связи с чем здесь получила широкое развитие пологая складчатость.

3. Как отмечало большинство исследователей (Н.П. Туаев, И.В. Дербиков, Д.Ф. Уманцев и др.) степень метаморфизированности палеозойских пород, слагающих верхнюю часть разреза фундамента, заметно уменьшается на восток от обнаженного Урала и в пределах Кустанайского синклинория она является минимальной по сравнению с другими районами.

4. Среди образований девона и нижнего карбона интрузивные магматические породы отсутствуют, а эффузивные образования имеют сугубо подчиненное значение.

5. В пределах Кустанайского синклинория наблюдается смена простираций структурных элементов палеозоя, указывающая на то, что данная структура является переходной зоной между Уральской и Казахстанской складчатыми областями. Отмеченные особенности Кустанайского синклинория позволяют говорить о существовании здесь краевого прогиба.

Это обстоятельство вместе с многочисленными признаками нефтеносности в палеозойских отложениях, присутствие среди карбонатных отложений данного возраста трещиноватых коллекторов и карстовых зон позволяет весьма положительно оценить перспективы нефтеносности Курганской области.

Исходя из указанной выше оценки перспективности области, учитывая слабую изученность ее территории и сложность стоящих задач, рекомендуется выполнить в южной части области следующие общие рекомендации по нефтепоисковым работам:

1. Провести комплексный геолого-геофизический профиль широтного направления от д. Падун на западе до с. Золотое на востоке. В комплекс профильных работ входит:

- Сейсморазведочное профилирование современными методами с целью изучения поверхности палеозоя, его скоростной характеристики, выявления в палеозое выступов и тектонических нарушений. Особой задачей этих методов, ставившейся до настоящего времени обычно в виде опытно-методических работ, будет выделение в палеозое верхнего структурно геологического этажа, сложенного преимущественно осадочными породами девона и нижнего карбона.

Не смотря на трудность решения этой задачи, она, как показал опыт проведения подобных работ в районе с. Ново-Нежинка, может быть успешно выполнена.

- Бурение профильных скважин с целью изучения литологического состава, площади распространения, условий залегания, степени метамор-

физированности и нефтеносности различных типов пород средне- и верхнепалеозойского возраста.

Особое внимание должно быть уделено выявлению и изучению возможных различных коллекторов в палеозойских породах – пористых, трещиноватых, кавернозных.

Наряду с палеозойскими породами, в профильных скважинах будут тщательно изучаться геологический разрез и нефтеносность мезозойских отложений.

Протяженность профиля составляет порядка 150 км. Общее количество скважин – 20 шт., среднее расстояние между ними – 7-8 км, а средняя глубина скважины составляет 700 м. Глубина скважин предусматривается из расчета вскрытия и проходки по палеозою в среднем 100 м.

Глубина вскрытия палеозойских пород в каждой скважине будет различной. Она будет зависеть прежде всего от фациально-литологического состава вскрытых пород, наличия признаков нефти и коллекторских свойств пород.

Заложение профильных скважин будет производиться по данным сейсморазведочного профилирования, которое будет предшествовать буровым работам.

Каждая скважина, по возможности, будет закладываться в наиболее благоприятных структурно-геологических условиях (на выступах палеозоя, в зоне антиклинальных перегибов мезокайнозоя и т.д.), что должно обеспечить наибольшую эффективность работ.

Сопоставление структурных карт мезокайнозойских отложений с картами магнитных и гравитационных аномалий показывает, что в южной части Тюменской области положительным структурам третьего порядка соответствуют, как правило, положительные аномалии обеих полей.

В связи с этим при заложении профильных скважин будут учитываться данные гравии- и магниторазведки.

2. Пробурить на р. Алабуга в Звериноголовском районе опорную скважину глубиной 2500-3000 м. Задачей опорной скважины будет являться вскрытие на большую глубину осадочных отложений верхнего структурно-геологического этажа складчатого палеозоя, а также изучение литологического состава, структурных особенностей, нефтеносности и коллекторских свойств пород, слагающих этот этаж.

Особо важной задачей является выявление пород-коллекторов с глубиной, на изученной части разреза.

Выбор места заложения опорной скважины обусловлен благоприятным, по общим геологическим предпосылкам, положением района и наличием здесь проявлений нефти.

Связывая перспективы нефтеносности Курганской области, в основном, с палеозойскими породами, наиболее вероятно, что залежи нефти и газа здесь могут быть встречены и в мезозойских отложениях.

В этом отношении также представляют интерес структуры, расположенные и в северной части Курганской области. Наиболее интересным из них является Чашинское поднятие.

3. При проведении профильных буровых и сейсморазведочных работ в палеозое будут, вероятно, выявлены перспективные участки, характеризующиеся наличием нефти, хороших коллекторов или антиклинальных перегибов. На одном из таких перспективных участков предусматривается поставить детальные площадные сейсморазведочные или электроразведочные работы с целью выявления границ раздела и изучения структурных условий внутри фундамента.

9.2. Обоснование первоочередных объектов и направлений поисковых работ

ЗВЕРИНОГОЛОВСКИЙ РАЙОН

Площадь Звериноголовского района составляет 1359 км².

В настоящее время на территории Звериноголовского района открыто Добровольное месторождение Урана.

В разные годы на территории района наблюдались газопроявления в скважинах, пробуренных «Мелиоводстроем», выявлено месторождение азотного газа, нефтепроявления на р. Алабуга у д. Беспалово и Красная Слободка, выпоты нефти в кернах скважины 1-К, проявления газа у хутора им. Крупской, а также хутора им. Калинина, наблюдались нефтепроявления в водоразделе рек Тобол и Убаган (рисунок 9.1).



Рисунок 9.1 – Звериноголовский район

Звериноголовский район интересен в плане организации экспедиций и обнаружения (доказательства) ранее выявленных нефтегазопроявлений, а точнее:

- отобрать новые пробы для проведения геохимических исследований на реке Алабуга 150 м ниже моста ранее существовавшей д. Беспалово (рисунок 9.2);



Рисунок 9.2 – План исследования у д. Беспалово

- отобрать пробы для проведения геохимических исследований на реке Алабуга у ранее существовавшей д. Красная слободка (рисунок 9.3);



Рисунок 9.3 – План исследования у д. Красная Слободка

- понять (найти), где были те самые термальные источники у д. Красная Слободка, которые выделяли газ;
- Посетить то самое место, где ранее находился хутор Калинина (рисунки 9.4 и 9.5).



Рисунок 9.4 – Местонахождение хутора им. Калинина



Видимо тут ранее был хутор им. Калинина

Рисунок 9.5 – Местонахождение хутора им. Калинина (вид ближе)

- посетить бывший хутор им. Крупской (рисунки 9.6 и 9.7).



Рисунок 9.6 – Местонахождение хутора им. Крупской (ориентация по картам)



Рисунок 9.7 – Местонахождение хутора им. Крупской

- в скважине № 9, которую описывал в своем отчете Н.П. Ростовцев в 1938 году, дебит газа составлял 260 м^3 в сут при давлении $0,4 \text{ атм}$. Глубина появления газа 14 м . Скважина № 9 Звериноголовского месторождения находится в районе ныне существующей д. Ясная (рисунок 9.8).



Рисунок 9.8 – Местонахождение скважины № 9 и д. Ясная

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Звериноголовского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ с возможностью прохождения через ранее выявленное месторождение месторождения азота.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Это поможет более точно оконтурить структуру, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей углеводородов. Далее локализовать места наибольшего скопления углеводородов для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

3. Уточнить состояние уже пробуренных скважин в районе.

4. Пробурить на р. Алабуга в Звериноголовском районе опорную скважину глубиной 2500-3000 м (рисунок 9.9). Задачей опорной скважины является вскрытие на большую глубину осадочных отложений верхнего структурно-геологического этажа складчатого палеозоя, а также изучение литологического состава, структурных особенностей, нефтеносности и коллекторских свойств пород, слагающих этот этаж.



Рисунок 9.9 – Район заложения опорной скважины (районе раннего нахождения д. Беспалово)

Выбор места заложения опорной скважины обусловлен благоприятным, по общим геологическим предпосылкам, положением района и наличием здесь проявлений нефти.

Перспектива в Звериноголовском районе – открытие залежей нефти и газа.

ПОЛОВИНСКИЙ РАЙОН

Площадь Половинского района составляет 2728 км². На территории района пробурена Курган-Успенская-1 параметрическая скважина (рисунок 9.10), в керновом материале которой отмечались следы битума.

В административном отношении скважина расположена в Половинском районе Курганской области Уральского федерального округа РФ. Координаты скважины – 540 51' 43" с.ш., 660 24' 34" в.д. Ближайшие населенные пункты: г. Курган (145 км), с. Половинное (45 км), с. Чернавчик (7 км ЮВ-В), д. Батырево (3,7 км СЗ-З) (рисунок 9.11).

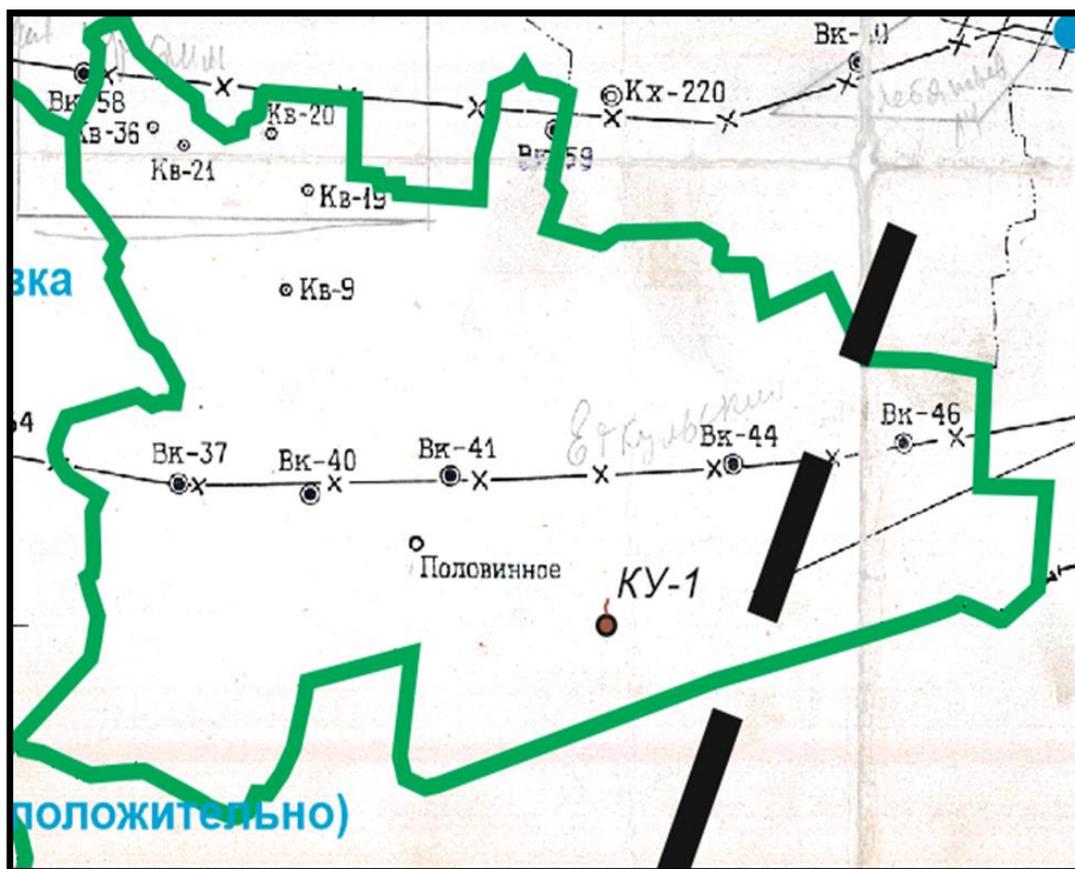


Рисунок 9.10 – Половинский район



Рисунок 9.11 – Местонахождение скважины КУ-1

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Половинского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

В целях проведения эффективных сейсмических работ необходимо применение инновационных методик интерпретации данных сейсморазведки, позволяющие прогнозировать особенности геологического строения и характера насыщения пластов, что в значительной степени снизит риски последующего поисково-разведочного бурения и обеспечит эффективный поиск нефти. Ведь особенность Курганской области заключается в том, что в отличие от большинства открытых месторождений углеводородов той же соседней Западной Сибири, в большинстве своем связанных с антиклинальными ловушками, месторождения Курганской области, ввиду сложности геологического строения будут приурочены к неструктурным ловушкам (в большинстве своем к тектонически-экранированным типам). Пример тому может служить схематический геологический разрез, вскрытый скважиной Курган-Успенской-1 (рисунок 9.12).

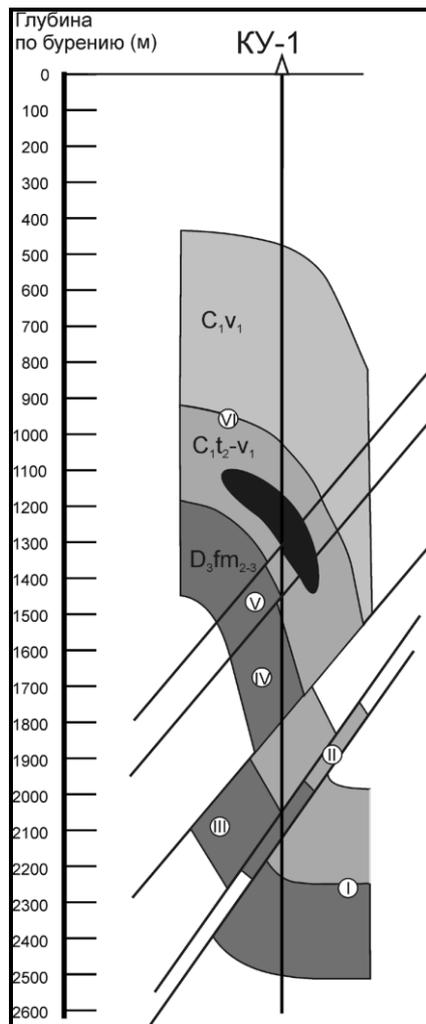


Рисунок 9.12 – Схематический геологический разрез скважины Курган-Успенская-1

3. Осуществить бурение новой поисково-разведочной скважины в месте, первоначально запланированном для бурения скважины Курган-Успенская-1 (рисунок 9.13).

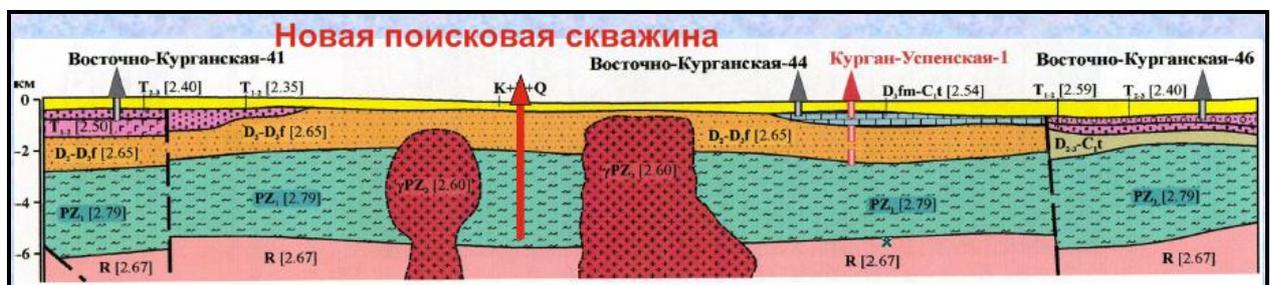


Рисунок 9.13 – Принципиальная схема места заложения новой поисковой скважины

Перспектива в Половинском районе – открытие залежи нефти.

Согласно гравиметрической карте, составленной Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А.П. Карпинского на территории района отмечаются низкие значения аномалии силы тяжести (рисунок 9.15).

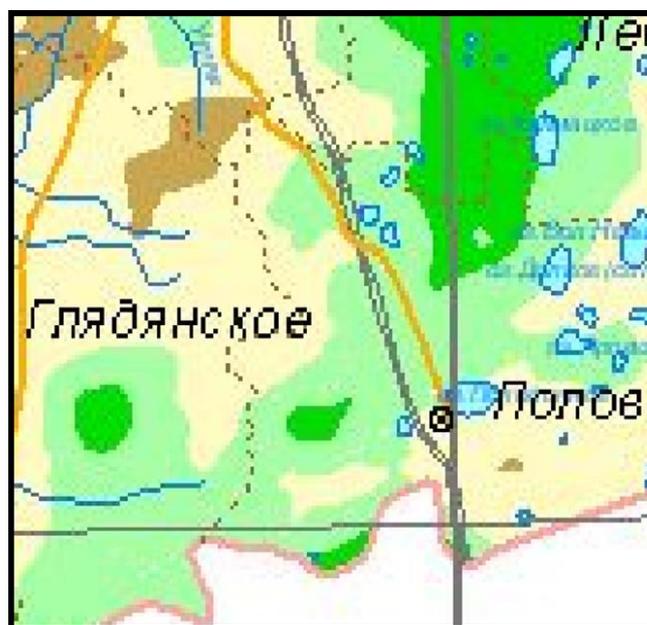


Рисунок 9.15 – Аномальность значений сил тяжести на территории Притобольного района

Перспектива в Притобольном районе – открытие мелких залежей нефти.

ПЕТУХОВСКИЙ РАЙОН

Площадь Петуховского района составляет 2772 км².

В прошлом веке на территории района сейсморазведочными работами было установлено спокойное залегание осадков мезокайнозойского возраста и выявлена слабая дислоцированность пород палеозойского комплекса. Изучение поверхности нижнего опорного отражающего горизонта, который увязывается с низами мезозойских отложений или же кровлей палеозойского фундамента, позволило выделить локальные структуры: Медведевское, в районе озера Медвежье размером 4*13 км, оконтуренное изогипсой -700 м, амплитудой 50 м; западнее деревни Казанцевское, размером 1*2,5 км, оконтуренное изогипсой -650 м; севернее деревни Казанцевское, размером 2*3,5 км, оконтуренное изогипсой -700 м, амплитудой 50 м. Выделенные структуры в те времена были рекомендованы для проверки нефтегазоперспективности бурением. В случае положительных результатов было рекомендовано продолжить площадные сейсмические исследования с целью оконтуривания выделенных поднятий севернее деревни Паш-

ково и северо-западнее деревни Гренадеры с последующей проверкой их бурением.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Петуховского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

Электроразведку необходимо провести для выявленной антиклинальной структуры вблизи озера Медвежье. Это поможет более точно оконтурить антиклинальную структуру, а также оценить перспективность обнаружения новых залежей углеводородов с вероятностью более 90 % в пределах выявленной сейсморазведкой положительной структуры. Далее локализовать места наибольшего скопления углеводородов для определения точки заложения поисковых и разведочных скважин.

3. Уточнить состояние пробуренных скважин в районе.

4. При постановке программы бурения поисковых и разведочных скважин в районе необходимо предусмотреть точку заложения скважины вблизи озера Актабан (рисунок 9.16). Проведенный анализ геолого-геофизической информации гравиметрических и магниторазведочных исследований позволяет с большой уверенностью говорить о перспективности открытия залежи углеводородов в районе озера.

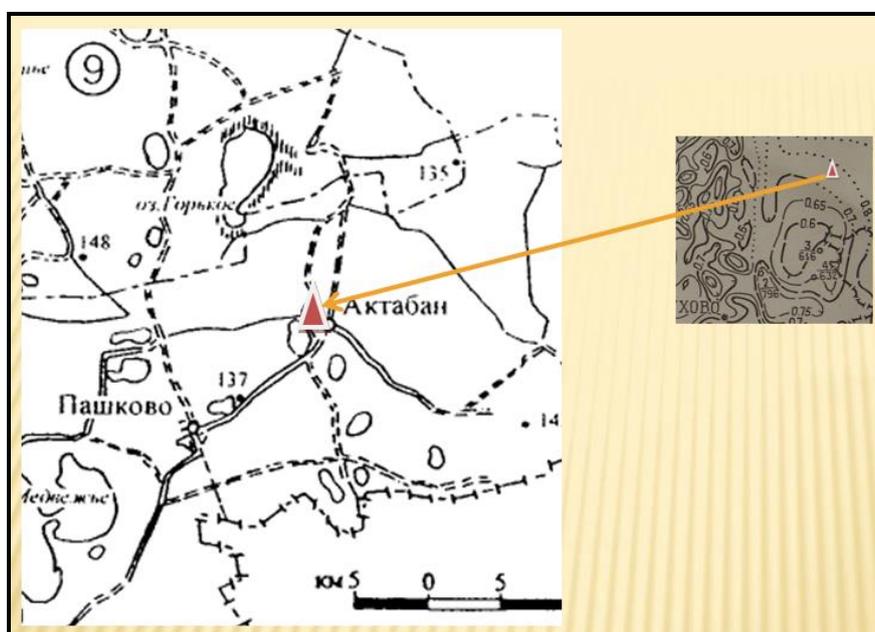


Рисунок 9.16 – Точка заложения скважины в районе озера Актабан

Перспектива в Петуховском районе – открытие залежей газа.

ШАДРИНСКИЙ РАЙОН

Площадь Шадринского района составляет 4066 км².

Согласно архивным данным на хуторе Раздолье в 30-35 км к юго-западу от г. Шадринск и км 5-6 к северо-западу от поселка Кабанское в старом заброшенном колодце на поверхности воды плавала нефтяная пленка и вода имела резкий запах сероводорода.

Для того, чтобы установить, не была ли занесена нефть в колодец людьми вместе с посторонними грязными предметами был задан шурф в 2 км от колодца. Из под глин появился мощный приток воды. На поверхность воды **выплывала нефтяная пленка**.

Район первоначально также рекомендуется для организации экспедиции с целью посещения ранее деревни Кабинское (в настоящее время Большое Кабанье) и обследования территории (озер и болот) на природный выход углеводородов (рисунок 9.17).

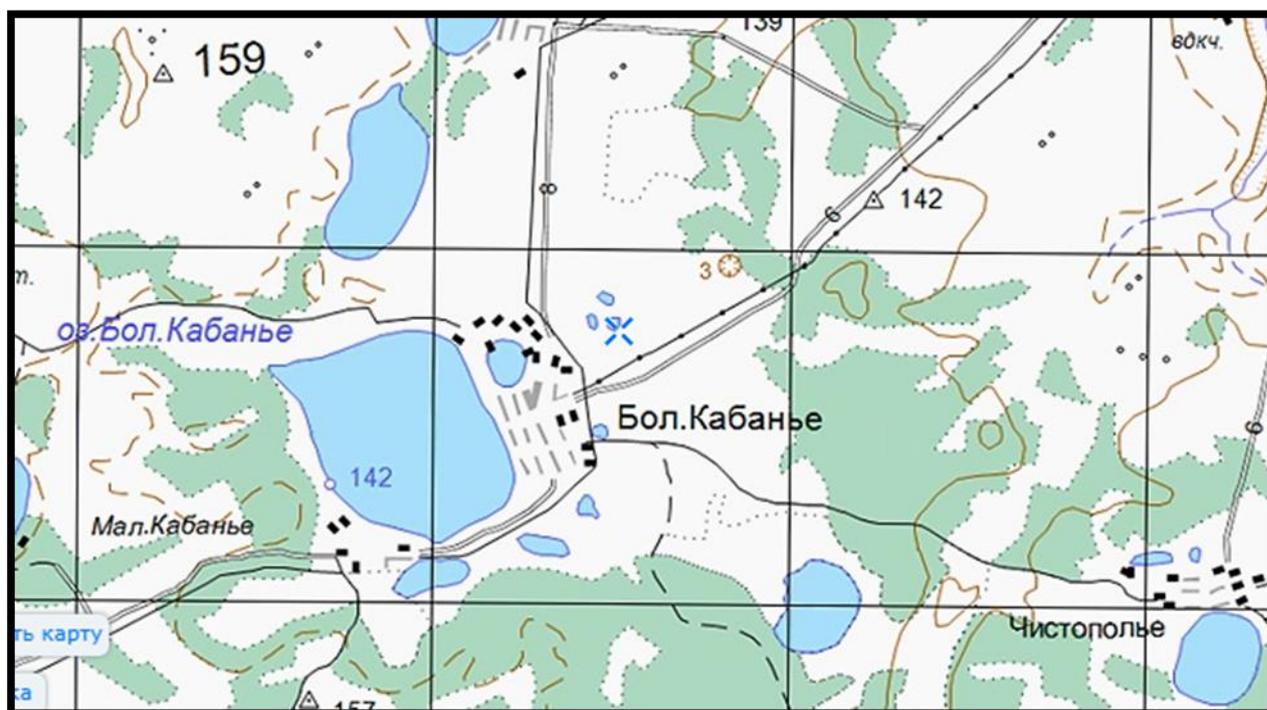


Рисунок 9.17 – с. Большое Кабанье в Шадринском районе

Согласно гравиметрической карте, составленной Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А.П. Карпинского на территории Шадринского района отмечается мощная зона низких значений аномалии сил тяжести (рисунок 9.18).

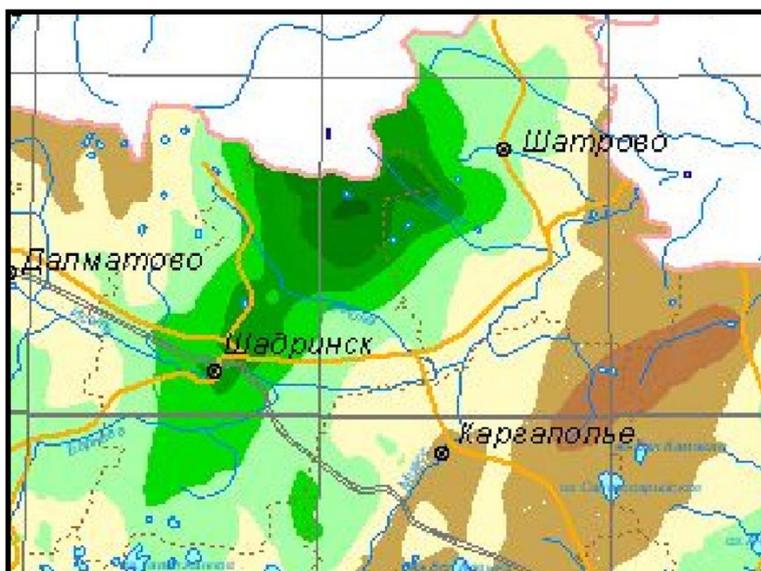


Рисунок 9.18 – Аномальность значений сил тяжести на территории Шадринского района

Согласно карте перспектив нефтеносности Свердловской области (рисунки 9.19 и 9.20) восточная граница ее до северных границ с Курганской областью считается крайне перспективной. Здесь выделяется нефтеносная провинция.

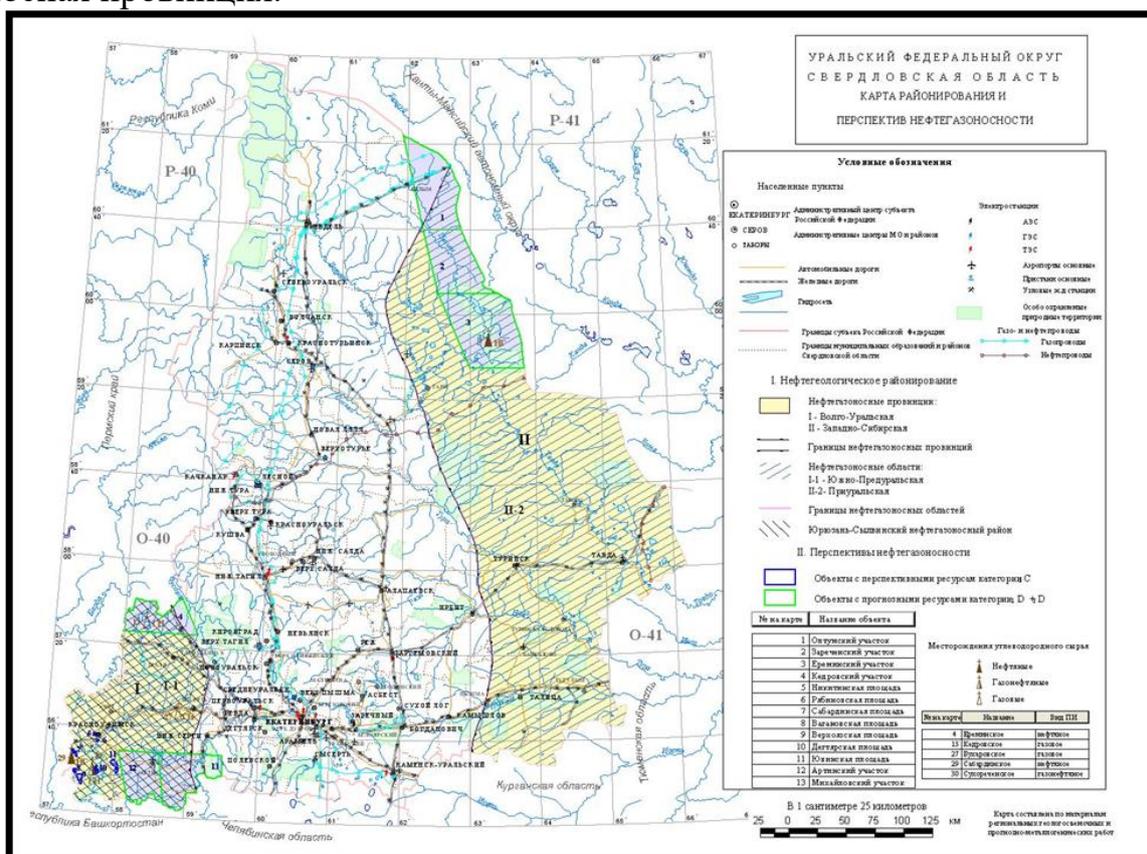


Рисунок 9.19 – Карта перспектив нефтегазоносности Свердловской области



Рисунок 9.20 – Карта перспектив нефтегазоносности Свердловской области (выкопировка)

Примыкающие Шадринский и Шатровский районы Курганской области по сути являются продолжением выделяемой нефтегазоносной провинции в Свердловской области.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Шадринского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.
2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точки бурения поисковых скважин в границах максимально низких значений сил тяжести.

Перспектива в Шадринском районе – открытие залежей нефти.

КЕТОВСКИЙ РАЙОН

Площадь Кетовского района составляет 3325 км²

В прошлом веке структурно-поисковым бурением на Курганской площади в эоценовых отложениях выявлен **крупный структурный выступ**, ось которого имеет северо-восточное направление и проходит через г. Курган (рисунок 9.21).



Рисунок 9.21 – Крупный структурный выступ, выявленный вблизи г. Курган (схематично)

Еще раз отметим, что в процессе бурения Курганской параметрической скважины № 1 велось наблюдение за изменением качества глинистого раствора (газирования, нефтяные пленки). Также проводились промыслово-гелфизические, геохимические исследования, газовый, механический каротаж с целью определения продуктивности разреза.

По газовому каротажу весь исследованный интервал (117-1151 м) был охарактеризован фоновыми газонакоплениями.

В процессе бурения в интервале 740-760 м на поверхности глинистого раствора отмечались нефтяные пятна. При промывке шлама из данного интервала в обильном количестве выделялось смолоподобное вещество, которое в шламе наблюдалось в виде примазок по трещинам.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Кетовского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.
2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точку заложения новой поисковой скважины.

Перспектива в Кетовском районе – открытие залежей нефти и газа.

ЦЕЛИННЫЙ РАЙОН

Площадь Целинного района составляет 3445 км².

На территории целинного района пробурена скважина Косолаповская-1 (рисунок 9.22), где при бурении отмечались следы нефти.

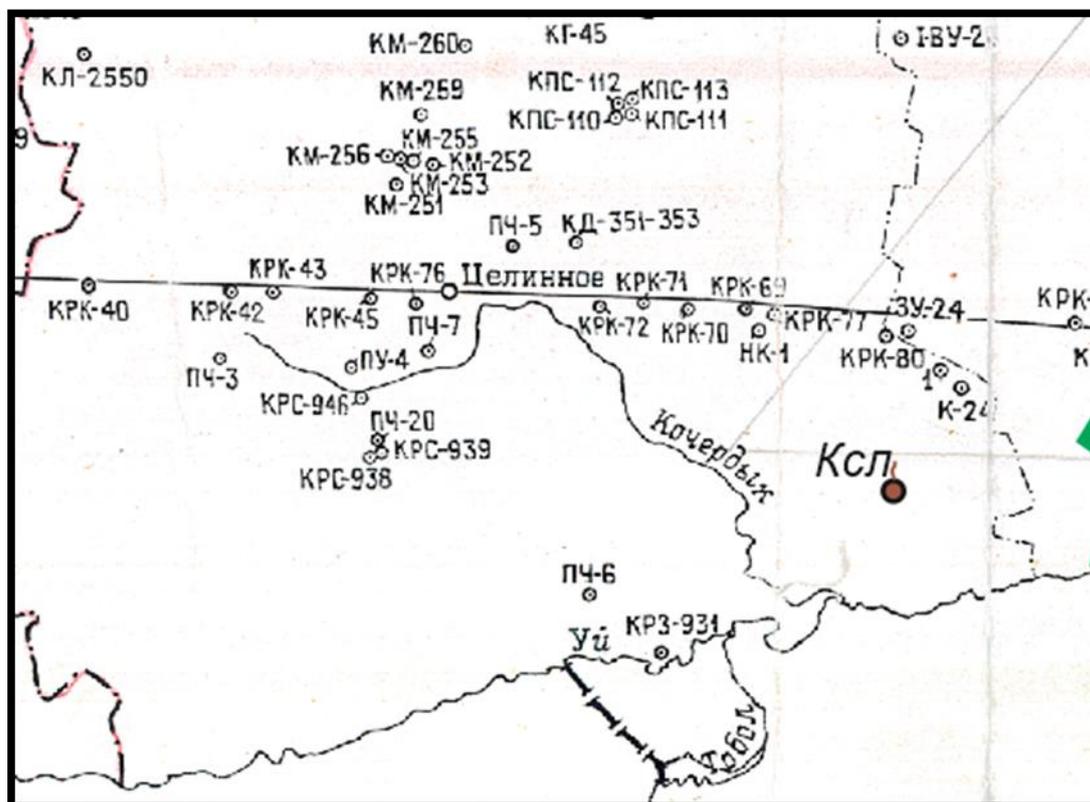


Рисунок 9.22 – Скважина Косолаповская-1

Территория Целинного района находится в границах Тургайского прогиба. Район граничит с Республикой Казахстан, где на его территории южнее Целинного района наблюдались многочисленные нефтепроявления, открыто Новонежинское месторождение.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Целинного района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.
2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точку заложения новой поисковой скважины.

Перспектива в Целинном районе – открытие залежей нефти.

ВАРГАШИНСКИЙ РАЙОН

Площадь Варгашинского района составляет 2981 км².

Согласно гравиметрической карте, составленной Всероссийским научно-исследовательским геологическим институтом им. А.П. Карпинского на территории района отмечается мощная зона низких значений аномалии сил тяжести (рисунок 9.23).



Рисунок 9.23 – Аномальность значений сил тяжести на территории Варгашинского района

Скважины, пробуренные вблизи контура аномальности (рисунок 9.24) – с газопроявлениями. Возможно, скважины пробурены вблизи контура газовой залежи.

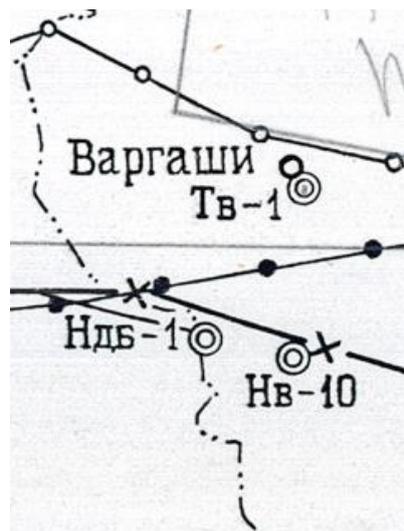


Рисунок 9.24 – Скважины, пробуренные на территории Варгашинского района

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Варгашинского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

3. Определить точку заложения новой поисковой скважины.

Перспектива в Варгашинском районе – открытие залежи газа.

МАКУШИНСКИЙ РАЙОН

Площадь Макушинского района составляет 3 480 км².

Еще раз отметим, что в 1935 г. в районе железнодорожной станции Макушино в целях водоснабжения была пробурена скважина глубиной 718 м. Скважина вскрыла слоистые и трещиноватые песчаники нижнемелового возраста, где из интервала 620-711 м был получен фонтан газа азотно-метанового состава дебитом 850 м³/сут.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Макушинского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.

3. Определить точку заложения поисковой скважины.

Перспектива в Макушинском районе – открытие залежи газа.

МОКРОУСОВСКИЙ РАЙОН

Площадь Мокроусовского района составляет 3 080 км².

Еще раз отметим, что на территории района по пробуренным скважинам выявлены газопроявления и наличие битумов в отобранном керновом материале (скважины НМ-1, МХ-2, НВС-1). Также пробурены Южно-Мокроусовская-1 и Северо-Привольная, в шламе и керне которых наблюдался битум (нефть), но скважины ликвидированы без испытания объектов.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Мокроусовского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.

2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точку заложения новой поисковой скважины.

Перспектива в Мокроусовском районе – открытие залежей нефти и газа.

ЛЕБЯЖЬЕВСКИЙ РАЙОН

Площадь Лебяжьевского района составляет 3 180 км².

На территории района по пробуренным скважинам выявлены газопроявления.

Общие рекомендации к проведению поисково-разведочных работ на территории Лебяжьевского района.

1. На территории района необходимо провести комплекс сейсморазведочных работ.
2. Провести дополнительный комплекс геологической и геоморфологической съемки, электроразведку и геохимию.
3. Определить точку заложения новой поисковой скважины.

Перспектива в Лебяжьевском районе – открытие залежи газа.

Предложенные выше методы поисково-разведочных работ позволят:

1. дать более качественную и количественную оценку перспектив нефтегазоносности каждого района Курганской области;
2. выделить наиболее перспективные зоны нефтегазоносности, изучить их геологическое строение, оценить прогнозные запасы в перспективных нефтегазоносных горизонтах;
3. подготовить территории для первоочередных работ по поисково-разведочному бурению;
4. предложенный комплекс геологоразведочных работ должен закончиться оценкой некоторых районов Курганской области категорией ресурсов С₃ и подготовить к проведению работ для последующего точного изучения геологического строения (поиск залежей углеводородов) до достижения категории запасов С₂ и С₁.

Предлагаемые методы проведения геологоразведочных работ Курганской области должны сделать большой толчок в изучении, а затем последующего освоения месторождений углеводородов.

Наличие таких перспектив, должны проявить интерес к территории со стороны недропользователей, имеющих огромный опыт в добыче нефти и газа на территории Тюменской области, а лучше дать толчок в создание собственной региональной компании.

ГЛАВА 10. ТЕХНОЛОГИЯ МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР ПРИ ПОИСКАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Практика геологопоисковых работ, на основе современных концепций оценки происходящих геологических процессов, показала высокую экономическую эффективность при точном попадании скважин в малоразмерные геологические тела (нефтяные залежи). Подобные залежи, отличающиеся высокими дебитами нефти, накопленной добычи, позволяют конкретно определять наиболее перспективное направление дальнейших геологопоисковых работ.

Одним из таких технологий является метод магнитотеллурического сканирования (МТ-сканирование).

МТ-сканирование представляет собой высокотехнологичный метод электромагнитной разведки, осуществляющий сканирование земной коры на значительных глубинах, в основе которого, используется энергия электромагнитного излучения, природного происхождения и связанная с энергетикой Земли.

Традиционно считалось, что теллурические токи возникают в Земле только в результате космофизических явлений. Но идея и теория электромагнитного излучения недр Земли вносит в теорию возникновения теллурических токов и магнитотеллурического сканирования новую генетическую природу этого явления. Напор эмпирии, однозначно указывает, что под влиянием различных эндогенных воздействий в земной коре могут генерироваться локальные электромагнитные поля (вихри). Практически установлены значительные по величине вариации всех компонент геомагнитного поля, обнаружены быстрые флуктуации электромагнитного поля, возникающие как под влиянием магнитных вспышек на Солнце, так и независимо от этого, но связанные с глубинными источниками внутри Земли. В качестве внутриземного источника низкочастотных магнитотеллурических вариаций могут служить электрические токи во внешнем ядре Земли и мантии, которые совместно с субвертикальными каналами участвуют в создании всемирной сети теллурических токов. Глубинная дегазация обязательно сопровождается электромагнитным излучением. Энергетические вихри в земной коре не поддаются какой – то систематизации. Но в электромагнитных полях они ярко выражены в отложениях фундамента в виде субвертикальных проводящих каналов. Наблюдаемые деформации магнитотеллурического (электромагнитного) поля обусловлены неоднородностью геосреды. Наличие внутри геологических образований проводящих объектов даже в виде замкнутых трещин создают замкнутые электромагнитные вихри, обеспечивающие дополнительные потери энергии электромагнитного поля в трещиноватых породах.

Из этого следует, что изменения пористости трещиноватых пород, в случае заполнения их различными флюидами сопровождается существенными изменениями их электросопротивления. Проведенными исследованиями установлено, что из всех геофизических методов по выявлению зон трещиноватости и тектонических нарушений метод магнитотеллурического сканирования является наиболее эффективным.

По существующей теории источниками магнитотеллурических вариаций являются электрические токи в околоземном космическом пространстве. Поскольку для большинства магнитотеллурических вариаций длина волны в атмосфере во много раз превышает диаметр Земли, падающая электромагнитная волна является плоской и однородной. Проникающее в земную кору электромагнитное поле вызывает в ней первично однородный вихревой ток с определенной плотностью, направление которого согласуется с рельефом земной поверхности и в зависимости от частоты и проводимости пород определяется глубина исследования.

Это положение и предопределило применение магнитотеллурических исследований, в качестве региональных геофизических методов, нацеленных на изучение крупнейших структур земной коры, осадочных бассейнов и отдельных минерагенических зон. Но в реальности, как свидетельствуют результаты исследований, МТ-методами выявляются множество малоразмерных объектов в породах кристаллического фундамента и осадочного чехла.

Допускается, что совместно с космофизическими явлениями в создании теллурического поля Земли участвуют внутренние источники магнитотеллурических вариаций, которыми могут служить электрические токи в мантии и внешнем ядре земли (то несомненно). Совместно с вихревыми потоками в субвертикальных каналах они участвуют в образовании всемирной сети теллурических токов.

Переменные электромагнитные поля проникают в горные породы с определенным значением ЭДС (электропроводности). В идеально-проводящей среде электромагнитное поле отсутствует. Проводник (горная порода) характеризуется наличием каналов проводимости, синфазного с напряженностью электрического поля. На границе между материальными телами (различие в составах цементирующих минералов горных пород) параметры среды скачкообразно изменяются, при этом неизбежно проявляются скачки векторы электромагнитного поля. Этот фактор свидетельствует о характере неоднородности пород.

Теоретически можно предположить, что в реальной среде магнитные потери в проводнике отсутствуют. Допуская, что магнитные потери в среде отсутствуют или составляют малую величину ($\mu \approx \mu_0$), глубина проникновения поля определяется толщиной скин-слоя, которая имеет размерность длины и в МТ-методах определяется по формуле $h = 159,2 * Z / f$, отсчитываемой от поверхности (Z – комплексное волновое сопротивление –

импеданс), которое среда оказывает распространению электромагнитного поля, f – частота колебаний).

Методика полевых работ МТЗ и магнитотеллурического сканирования (МТС) мало, чем отличается. В основу интерпретации данных магнитотеллурического сканирования положена S-трансформация, т.е. преобразование импедансных кривых $Z(f)$ в кривые интегральной проводимости $S(h)$. S-трансформация представляет собой решение корректной задачи и дает достаточно твердую и при том наглядную основу для суждений о геоэлектрическом разрезе, позволяет определить положение геоэлектрических границ и средние сопротивления отдельных интервалов глубин. При сканировании определяется интервальное сопротивление и анализируются графики изменения сопротивления от глубины в линейном масштабе – подобно каротажу скважин. В принципе это обобщенный (псевдокартаж) без бурения скважин (рисунок 10.1).

В классическом варианте метода МТЗ интерпретация осуществляется по логарифмическим зависимостям ρ_T (кажущегося сопротивления) от частоты (аналога глубины). Одним из основополагающих методологических принципов классической геоэлектрики является принцип моделирования изучаемых полей и сред. Моделирование является составной частью любой процедуры и технологии решения обратной задачи и более общей задачи интерпретации. Но обратные задачи в общем случае некорректны. Это означает, в частности, что сколь угодно малая погрешность в экспериментальных данных может привести к каким угодно большим погрешностям в результатах интерпретации. Отсюда следует вывод о необходимости применения методов неклассической геоэлектрики при которой изучаются экспериментально наблюдаемые явления, не вписывающиеся в рамки классической электродинамики и обязанные своим существованием специфике исследуемой геологической среды. Последняя, как известно, представляет собой сложную энергетически открытую гетерогенную и полифазную систему, находящуюся в локально неустойчивом состоянии. Неклассическая геоэлектрика открывает новые перспективы к более тонкому изучению строения геоэлектрической среды и происходящих в ней геодинамических и иных процессов.

Здесь необходимо остановиться на понятии термина «искаженные» кривые МТЗ, часто применяемого в классической геоэлектрике. Реальная кривая МТЗ считается искаженной, если она не совпадает с кривой для горизонтально-слоистого вертикального разреза в интервале, где получена эта кривая. Но в природе, в подавляющем большинстве случаев, реален трехмерный горизонтально-неоднородный геоэлектрический разрез, и поэтому кривую над таким разрезом, в строгом понимании, нельзя назвать искаженной – именно она и характеризует этот природный геоэлектрический разрез. Таким образом, представление реальных кривых

МТЗ, как искаженных, широко распространенное в геофизической литературе, не совсем корректно отражает сущность геологической информативности кривых. А термин «искаженные кривые» позволяет электроразведчикам творить произвол при выборе кривой при интерпретации, вводя тем самым в заблуждение специалистов других направлений, т.к. под этим подразумевается невозможность получения объективной информации о вертикальном разрезе в точке наблюдения МТЗ. В результате многие исследователи почти безосновательно исключают из анализа «искаженные кривые», которым не могут найти объяснение.

Все возрастающие потребности в детальной интерпретации достаточно сложных геоэлектрических разрезов предъявляют все более высокие требования к анализу более полной информации магнитотеллурических исследований, к использованию взаимно перпендикулярных кривых зондирования, анализа электрической анизотропии пород, построение объемных моделей среды.

Методы обработки и результаты исследований при площадных работах позволяет производить фактически сканирование геосреды на различных глубинах.

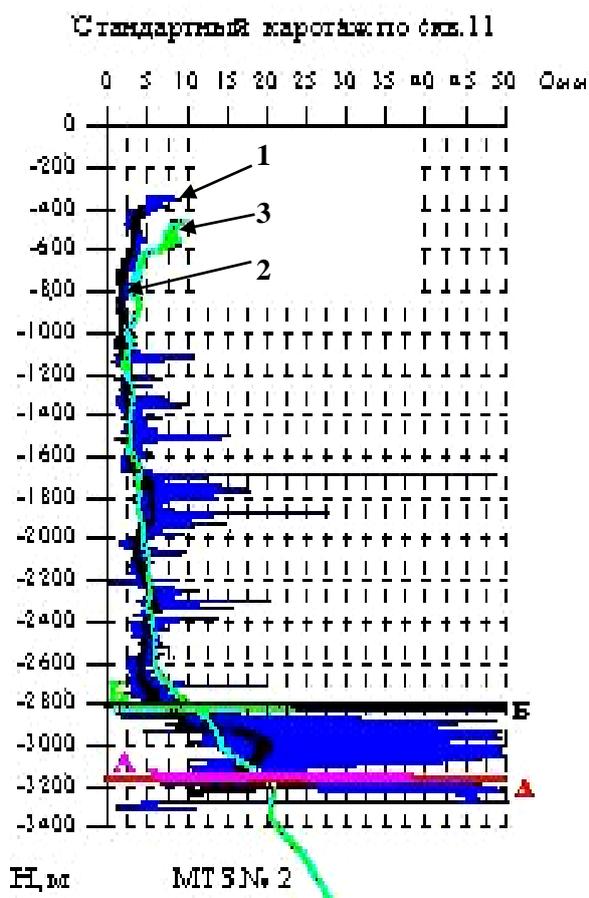


Рисунок 10.1 – Сопоставление КС по скв. 11 с данными МТЗ: 1 – сжатая КС; 2 – осредненная КС; 3 – данные МТЗ

Многочисленные проверки показали, что информация, получаемая с помощью трансформации $\rho(h)$ достоверна и метрологически корректна.

При корреляции характерных особенностей графиков изменения интервальных сопротивлений по профилю достигается информация о наличии геоэлектрической границы на той или иной глубине. Для построения геоэлектрических разрезов не требуется никакой дополнительной априорной информации.

Достоверность результатов подтверждается существующими данными бурения и каротажа скважин, как показано на рисунке 10.2. Геоэлектрический разрез, полученный в результате сканирования, однозначно соответствует реальному геологическому разрезу. Предложенная интерпретация позволяет получать информацию о геологиче-

ских объектах, которую получить с помощью других геофизических методов практически невозможно. В первую очередь, это касается выявления тектонических нарушений и их влияния на всю толщу покрывающих их осадочных пород. Непосредственное наблюдение и картирование тектонических нарушений позволяет выявлять места повышенной фильтрации в осадочной толще и подстилающих образованиях, мощные зоны дробления в породах фундамента и земной коры.

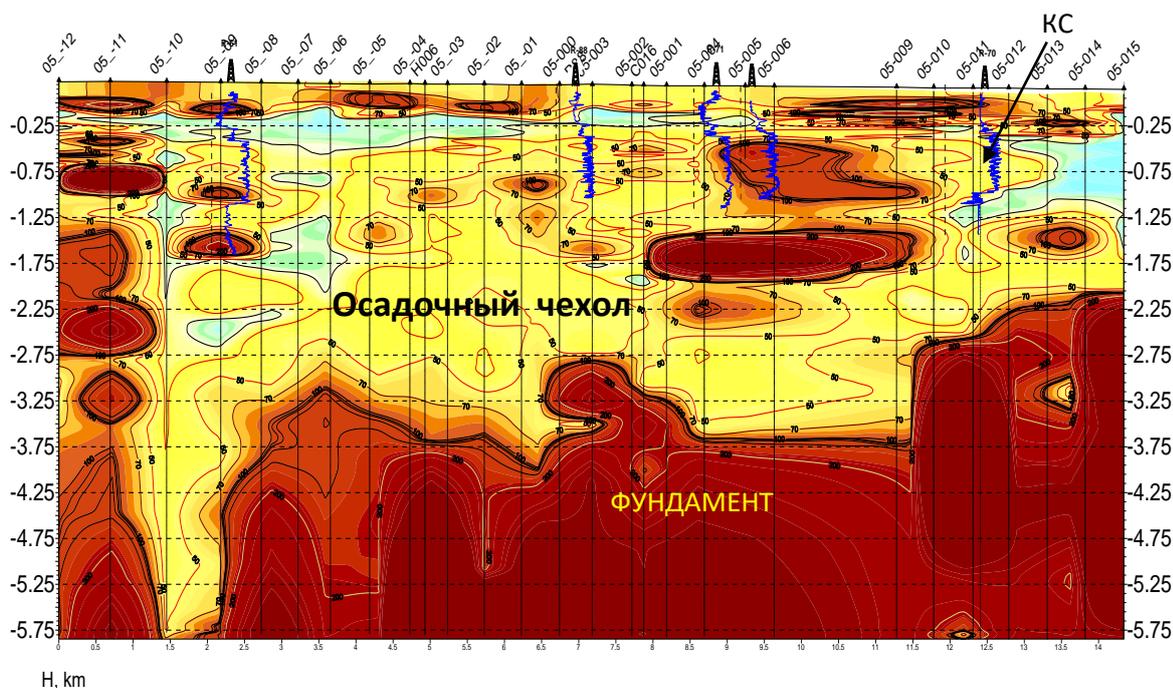


Рисунок 10.2 – Геоэлектрический разрез по пр. 5 (Болгария, площадь Добрич)

Сейсморазведка – основной метод подготовки объектов под поисковое бурение, даже в трехмерном исполнении, не позволяет однозначно выявлять залежи нефти. Она лишь с большей степенью достоверности и детальности картирует ловушки, которые при определенных условиях могут содержать залежи, а могут их и не содержать. На самом деле, в Западной Сибири, как и всюду, искали нефть методом проб и ошибок, применяли аэромагнитную съемку, и бурили, бурили и бурили.

Доля затрат на обеспечение добывания сейсмической информации, включающее отвод земельных участков, рубку просек и строительство дорог, транспортировку грузов, природоохранные мероприятия, организацию связи и др. в общем балансе ГРП составляет 46 %.

Тенденции непрерывного сгущения сети сейсморазведочных профилей с целью детализации настолько уже очевидна, что вызывает беспокойство тотальная вырубка лесов и поражение зеленого покрова на исследуемых территориях.

Сейсморазведка испытывает серьезные трудности при выполнении работ в населенных районах, где оплаты потрав могут превысить стоимость съемки, работы в залесенных районах, заповедных зонах, районах с пересеченным рельефом, экологически чувствительных областях; реки, каналы, озера, также представляют серьезную проблему при проведении работ.

При проведении работ методом электромагнитного сканирования (электромагнитной разведки) указанные проблемы вполне разрешимы.

При полевых работах применяется малоразмерная 4-канальная установка с радиусом площадки не более 10 м. Установки размещаются по профилю через 100-500 м (при глубинных исследованиях шаг может достигать 1-2 км) и работают автономно или под контролем оператора через узел связи с автоматизированным местом оператора (АРМом) в реальном времени. При установке приборов расстояние между пикетами определяется с помощью GPS-навигатора. Координаты пунктов наблюдения автоматически определяются во время записи, встроенным в регистратор GPS-приемником.

В России реализован выпуск 4-х и 2-х канальных регистраторов электромагнитного поля Земли (выпуск 5-ти канального регистратора производится по специальному заказу). Эта аппаратура по сравнению с лучшими мировыми аналогами обеспечивает повышение точности измерений, расширение функциональных возможностей, снижение энергопотребления, увеличение надежности, снижение стоимости 2-3 раза, повышение гибкости и удобства эксплуатации. Комплекс МТЗонд включает аппаратуру для измерения сигналов датчиков, преобразования и хранения их в цифровой форме, автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора, управляющего регистраторами.

В нефтегазовой геологии происходят серьезные качественные изменения. Многие открытия не вписываются в классические схемы миграционной теории формирования залежей (И.И. Нестеров, 1987 г.). Расширение сферы нефтепоисковых работ, выход в новые районы, освоение шельфа и больших глубин привели к открытию нестандартных бассейнов и нетрадиционных залежей нефти и газа.

Перспективы расчленения фундамента становятся реальными. До недавнего времени «классические» фундаменты на древних и молодых платформах рассматривались как стерильные образования. Но факты говорят об обратном. В некоторых районах значительные нефтяные месторождения приурочены к трещинным коллекторам, расположенным в пределах выступов кристаллического фундамента, в т. ч. и на больших глубинах. Уже более 500 месторождений обнаружено в фундаментах, включая метаморфические и магматические породы. Кристаллический фундамент далеко не всех регионов изначально перспективен. Региональные электромагнитные исследования позволяют эффективно определить географические

размеры территории, в пределах которой целесообразна постановка детальных поисково-разведочных геофизических работ для определения точного места заложения скважины. При наличии региональных покровшек над поверхностью фундамента целенаправленные поиски значительных месторождений в кристаллических породах вполне рациональны в районах интенсивной складчатости, но малоперспективны на древних платформах с ослабленной активностью дезинтеграционных процессов.

Данные глубинных электромагнитных сканирований (рисунок 10.3) показали большую неоднородность земной коры и верхней мантии, как по вертикали, так и горизонтали.

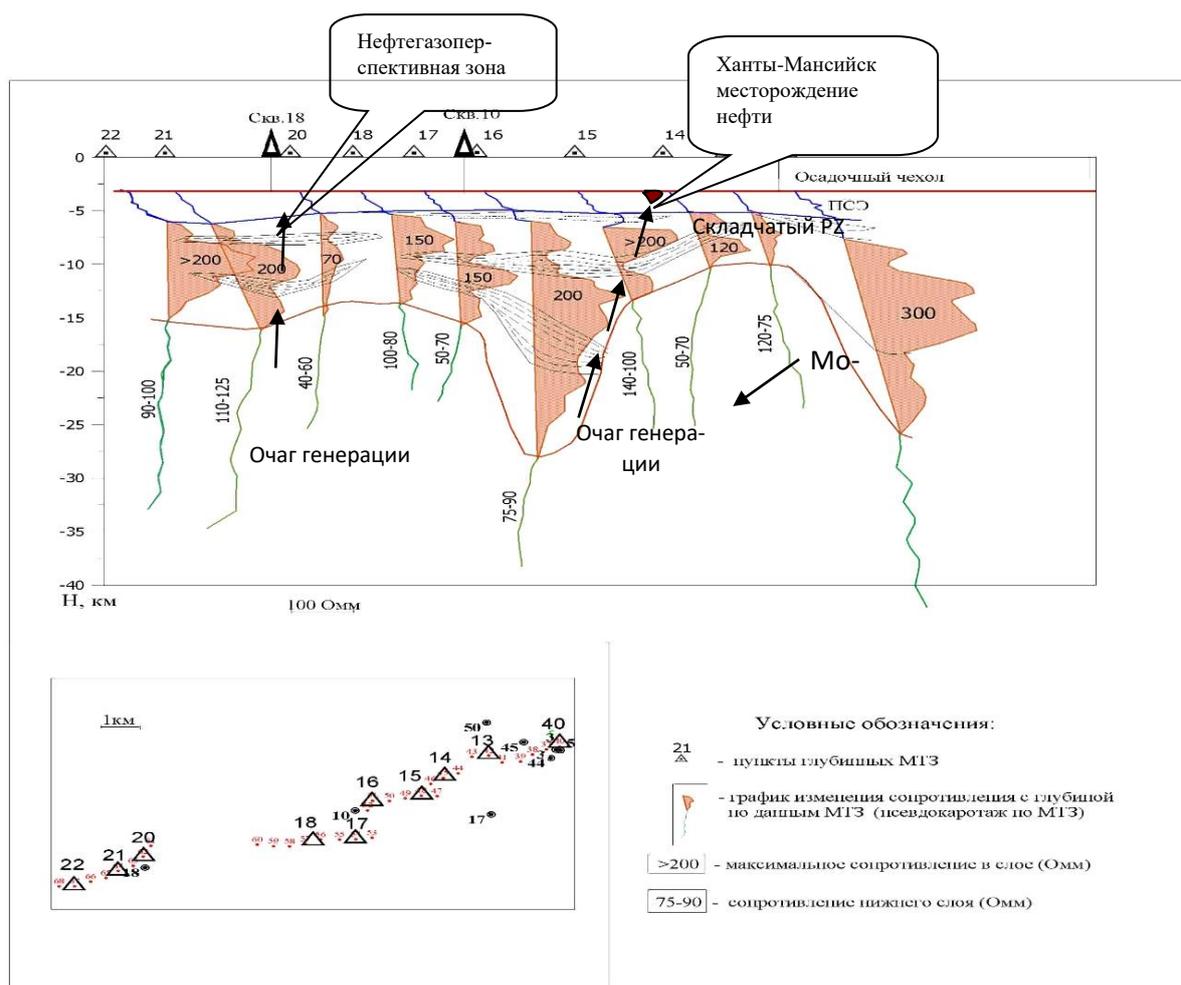


Рисунок 10.3 – Корреляция глубинных электромагнитных зондирований (МТЗ)

В районе г. Ханты-Мансийска сопротивление земной коры в интервале между подошвой складчатого палеозоя и верхней мантией составляет 150-300 Ом*м. Кровля верхней мантии («Мохо») прослежена на глубине 10-28 км. В зонах, где толщина земной коры сокращается, наблюдается

значительное уменьшение сопротивления слоя (до 50-70 Ом*м), и могут быть выявлены слабонаклонные и субвертикальные ослабленные проницаемые каналы. Проводящие зоны верхней мантии, характеризующие усиление глубинного теплового режима, рассматриваются, как очаги генерации УВ. Эти пористые формации, несомненно, содержат в себе огромные ресурсы нефти и газа.

Геологическую основу прогноза нефтегазоносности территорий составляет концепция образования углеводородных месторождений от глубинных источников, откуда происходит восходящая миграция углеводорода по субвертикальным тектоническим ослабленным проницаемым зонам. Поэтому изучение внутреннего строения кристаллических толщ имеет большое практическое значение. Проблема исследования кристаллических пород сейсморазведкой достаточно сложна и применение здесь высокоточной, оперативной, не дорогой и высокоэкологической электромагнитной разведки весьма перспективна.

Основной прирост запасов можно ожидать из небольших по размеру структур, в которых залежь имеет модель, скорее похожую на модель жильного типа залежи, связанной с субвертикальной зоной деструкции, уходящей глубоко в фундамент.

В связи с этим предлагается новое определение «залежи» нефти - это очень малые по размерам и, очевидно, растянутые по вертикали ловушки содержат молодую нефть и, вероятно, систематически восполняют объемы извлекаемой нефти. Только в вихревом (солитонном) излучении на фоне растущей Земли можно, на наш взгляд, найти убедительное научное объяснение этого феномена. Согласно этой концепции, нефть генерируется благодаря энергии из простейшего вещества в виде протонов и атомов водорода, поставляемых из глубинных геосфер Земли по очень узким субвертикальным зонам деструкции в импульсном (пульсирующем или квантовом) режиме. Учитывая, что рост Земли происходит с ускорением, образование месторождений полезных ископаемых следует ожидать также в ускоренном режиме.

Генерационно-аккумуляционные нефтегазоносные системы, успешно выявляемые по данным электромагнитной разведки, позволяют определить положение и глубину формирования углеводородных флюидов и пути их миграции в пределах кристаллического фундамента.

Целью электромагнитных исследований является построение структурно-параметрической геологической модели, пригодной для прогноза ресурсов углеводородов и выбора точек бурения, направления бурения и метода воздействия на залежь.

Применительно к фундаменту это означает, что по данным электромагнитной разведки необходимо решать несколько основных задач: картирование кровли и внутренней геометрии кристаллических пород; прогнозирование зоны развития в них каналов миграции углеводородов и зон

трещиноватых коллекторов; оценка продольной электрической анизотропии и объемной пустотности пород.

Но главное достоинство электромагнитной разведки является возможность обнаружения таких нефтегазоперспективных объектов, которые находят свое отражение только в электромагнитных полях – это проявление аномального эффекта повышения сопротивления в залежи и над продуктивными структурами. Область влияния залежей углеводородов в нефтегазоносном разрезе достигает значительных размеров по вертикали и проявляется в изменении электрических свойств пород вплоть до земной поверхности. Эпигенетические изменения пород над залежью происходят в связи с постепенным просачиванием через флюидоупор летучих газов. Значительную подпитку дают новообразованные массы углеводородов за счет их современного генезиса в активных очагах литосферы. Наибольшие изменения претерпевают породы в интервале 600-900 м над залежами.

Еще в 1967 г. региональными магнитотеллурическими работами выявлено аномальное уменьшение суммарной проводимости осадочных пород в верховье р. Казым, и было рекомендовано площадь для поисков залежей углеводородов. Впоследствии на этой территории были открыты месторождения нефти и газа со значительными запасами.

Убедительным примером вертикальной миграции УВ из фундамента, может служить проявление нефти на дне Байкала, где она сочится из тектонических трещин палеозойского основания. Подобные процессы отмечаются во многих нефтегазоносных районах мира. Эти вновь образованные, вторичные или «техногенные» залежи могут содержать значительные запасы первородной нефти. Уже сегодня можно говорить, что структурный контроль залежей в фундаменте имеет подчиненное значение. При столь сложном геологическом разрезе особое внимание следует уделять выработке новых методических приемов прогноза коллекторов по данным электромагнитных работ.

На рисунке 10.4 показано, что электромагнитные исследования позволяют обнаруживать перспективные целевые аномалии электропроводности в разрезе, поперечные размеры которых имеют значительно меньшие размеры, чем это возможно обнаружить в традиционных сейсморазведочных методиках. Опыт работ электромагнитными методами убеждает, что природа естественного электромагнитного поля Земли подчиняется дискретному вихревому закону развития. В земной коре все выносы энергии (в том числе наиболее значимое электромагнитное излучение) из земных глубин, как правило, происходят по субвертикальным траекториям, поэтому так часто на геофизических материалах наблюдаются вертикальные «каналы». Не зная корней зарождения и путей транспортирования полезных ископаемых, их не удастся эффективно искать. Методы электромагнитной разведки в этом смысле являются уникальными. Они позволяют картирование на

большие глубины субвертикальных каналов с выявлением линзовидных зон дробления и зон флюидоупоров.

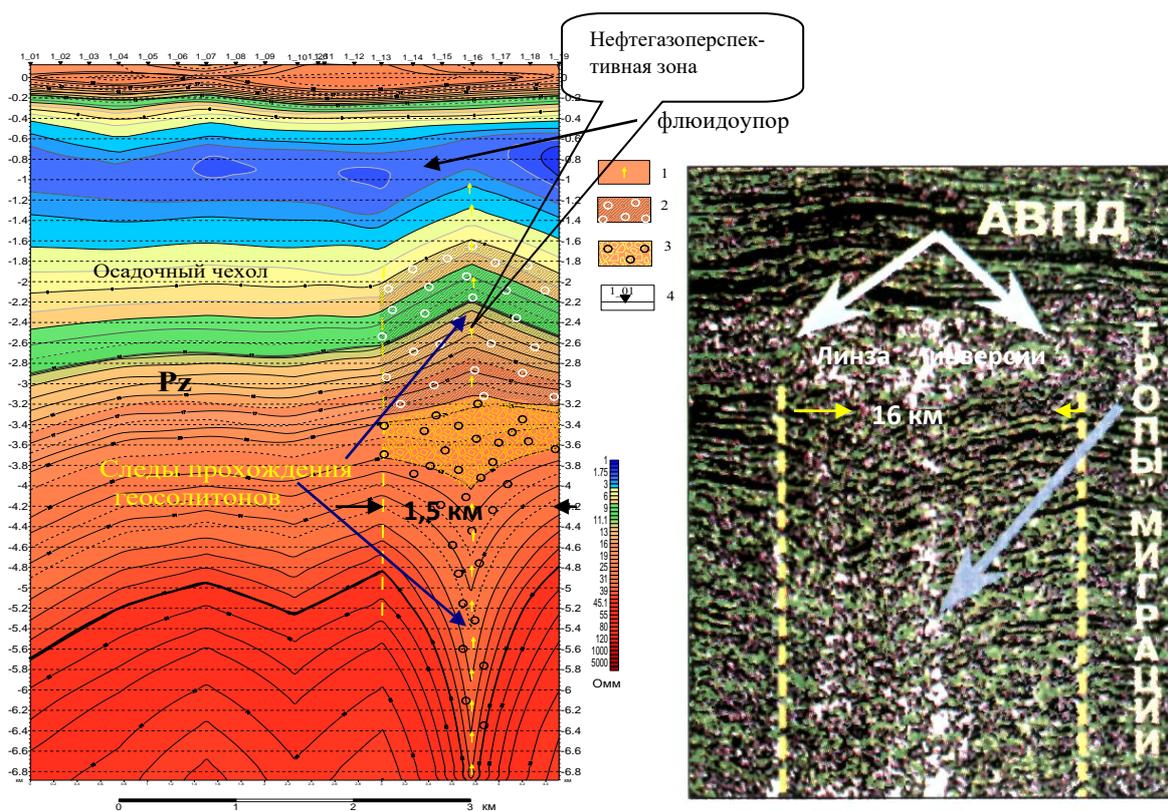


Рисунок 10.4а – Геоэлектрический разрез по данным МТЗ в Омской области

1 – ось геосолитонного излучения; 2 – нефтегазо-перспективный объект; 3 – линза деструкции (инверсии)

Рисунок 10.4б – Сейсморазведка 3D Пякяхинская инверсионная структура. Север Тюменской области

Выводы:

В условиях слабой и неравномерной изученности недр и недостаточности для обоснования тактики освоения прогнозных ресурсов УВ доюрских комплексов необходимо выполнять опережающие магнитотеллурические работы.

Необходимо ориентировать разведочные работы на такие объекты, которые могут быть «растянуты» по большому стратиграфическому диапазону. Следует разрабатывать целевые методики для таких работ, которые могут существенно увеличить запасы углеводородов.

Опережающая электромагнитная разведка позволяет выделить благоприятные объекты для сейсморазведки и бурения и тем самым сократить затраты на разработку новых малоразмерных, но с высоким дебитом месторождений жильного типа.

Присутствие проводящих пород внутри фундамента свидетельствует о наличии в пределах верхней части земной коры пористых отложений, которые могут служить резервуарами для накопления углеводородов. И

здесь для надежного детального картирования подобных очагов нефти, прежде всего, потребуется перейти на крупномасштабное объемное электромагнитное сканирование земной коры.

Магнитотеллурические исследования позволят выделить нефтегазоперспективные объекты, характеризовать ловушки не только как физические тела, но и по характеру насыщения, предполагать наличие залежей УВ в широком интервале глубин: осадочный чехол – верхняя мантия.

По результатам высокоразрешающей электромагнитной разведки, возможно обеспечить точное попадание каждой поисковой, разведочной и эксплуатационной скважины в наиболее перспективные зоны накопления УВ.

Оправданность крупномасштабных магнитотеллурических работ в отсутствии полной и достоверной картины развития, пространственной структуры проводящего канала не должно вызывать серьезных возражений и сомнений. Точное «попадание» поисковой скважиной в оптимальный высокодебитный участок малоразмерной залежи может привести к идеальной схеме: эта единственная скважина, выполнив функции поисковой и разведочной, может оказаться единственной добывающей скважиной с высокими дебитами.

Сокращение сроков и стоимости освоения территории за счет снижения объемов последующих сейсморазведочных работ и поискового бурения в этом случае очевидно. С точки зрения простоты и дешевизны широкое применение детальной объемной электромагнитной разведки обеспечивает необходимую точность и разрешение малоразмерных в плане структурных элементов и устойчивых вертикальных каналов проницаемости.

Предложенная поисковая стратегия может быть весьма рациональной, малозатратной и эффективной при оценке перспектив нефтегазоносности особенно в слабо изученных районах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Территория Курганской области по факту располагается в границах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (ЗСНПП), где в пределах Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областей открыты промышленные запасы углеводородов и ведется их активная разработка.

Большинство разрабатываемых залежей приурочено к зоне контакта мезозоя и палеозоя, характеризующихся несогласным залеганием и расчлененным эрозионно-тектоническим рельефом.

На сегодняшний день главным результатом геологических исследований на территории Курганского Зауралья является открытие и освоение месторождений Урана:

- Далматовское месторождение, расположенное в Далматовском районе, около села Уксянское.

- Добровольное месторождение, расположенное в Звериноголовском районе, около села Труд и Знание

- Хохловское месторождение, расположенное в Шумихинском районе, около города Шумихи.

Нефтегазодобывающая промышленность не развита.

До сих пор территория области остается геологически малоисследованной.

Кроме параметрических на территории области пробурено более 90 глубоких скважин различного назначения общим объемом проходки около 76 000 пог. м. В большинстве из них палеозойские отложения вскрыты лишь в пределах первых десятков метров. В целом по области изученность глубоким бурением не превышает ~ 1 м/км².

В целом по области изученность глубоким бурением не превышает 1 м/км². Ни одна из пробуренных глубоких скважин прямых признаков промышленной нефтегазоносности пока не выявила.

Территория Курганской области, особенно ее южная часть, имеет сходное геологическое строение с северной частью Тургайского прогиба.

Породы палеозоя изучались, главным образом, в южной и западной окраинах ее, где покровные отложения мезо-кайнозоя имеют небольшую мощность.

На остальной части территории области образования складчатого фундамента вскрыты единичными скважинами и поэтому плохо изучены.

В западной части Курганской области в строении палеозоя принимают участие обширный комплекс осадочных, метаморфических и изверженных пород ниже-и среднепалеозойского возраста. Этот комплекс пород по тектонической нарушенности, метаморфизированности отложений и интенсивности магматической деятельности следует считать малоперспективным в нефтепоисковом отношении.

Иначе обстоит дело и южной и центральной частью Курганской области. Палеозойские породы представлены здесь, главным образом, карбонатными отложениями нижнекаменноугольного возраста. Эти породы по своему литологическому составу, степени метаморфизованности и другим признакам сходны с одновозрастными отложениями северной части Тургайского прогиба, где в них выявлено большое количество нефтепроявлений, в том числе открыто Ново-Нежинское месторождение.

Нижнекаменноугольные отложения, развитые в северной части Тургайского прогиба и в пределах Курганской области, образуют крупную отрицательную структуру первого порядка – Кустанайский синклиорий. Строение Кустанайского синклиория характеризуется следующими особенностями:

1. Мощность осадочных образований девона и нижнего карбона, образующих верхний структурно-геологический этаж палеозойского фундамента, достигает 3000-4000 м и более.

2. Нарушенность пород в пределах синклиория относительно небольшая, в связи с чем здесь получила широкое развитие пологая складчатость.

3. Как отмечало большинство исследователей (Н.П. Туаев, И.В. Дербиков, Д.Ф. Уманцев и др.) степень метаморфизованности палеозойских пород, слагающих верхнюю часть разреза фундамента, заметно уменьшается на восток от обнаженного Урала и в пределах Кустанайского синклиория она является минимальной по сравнению с другими районами.

4. Среди образований девона и нижнего карбона интрузивные магматические породы отсутствуют, а эффузивные образования имеют сугубо подчиненное значение.

5. В пределах Кустанайского синклиория наблюдается смена простираций структурных элементов палеозоя, указывающая на то, что данная структура является переходной зоной между Уральской и Казахстанской складчатыми областями. Отмеченные особенности Кустанайского синклиория позволяют говорить о существовании здесь краевого прогиба.

Это обстоятельство вместе с многочисленными признаками нефтеносности в палеозойских отложениях, присутствие среди карбонатных отложений данного возраста трещиноватых коллекторов и карстовых зон позволяет весьма положительно оценить перспективы нефтеносности Курганской области.

ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

ВСМ	– вибросейсмический метод;
ВСП	– вертикальное сейсмическое профилирование;
ГЗГ	– главная зона газообразования;
ГЗС	– глубинное сейсмическое зондирование;
ГИС	– геофизические исследования скважин;
ГРР	– геологоразведочные работы;
ГФН	– главная фаза нефтеобразования;
ГСЗ	– глубинное сейсмическое зондирование;
ЕРЭ	– естественные радиоактивные элементы;
ЗПВ	– зонд поверхностный прямой;
КМПВ	– корреляционный метод преломленных волн;
КС	– каротаж сопротивлений;
КУ-1	– параметрическая скважина № 1 «Курган-Успенская»;
ЛУ	– лицензионный участок;
МОВ	– метод отраженных волн;
МОГТ	– метод общей глубинной точки;
МПВ	– метод преломленных волн;
МРНП	– метод регулируемого направленного приема;
МСК	– микросейсмокаротаж;
НГО	– нефтегазоносная область;
ОВ	– органическое вещество;
ПЖ	– промывочная жидкость;
ПСЭ	– промежуточный структурный этаж;
РАН	– Российская академия наук;
РОВ	– рассеянное органическое вещество;
СО	– Сибирское отделение;
УВ	– углеводороды;
УВС	– углеводородное сырье;
УрФО	– Уральский федеральный округ;
УЭС	– удельное электрическое сопротивление;
ФЕС	– фильтрационно-емкостные свойства;
млн т	– миллионов тонн;
№	– номер;
№№	– номера;
м ³ /м ³	– метр кубический на метр кубический;
инв. №	– инвентарный номер;
%	– процент;
инт.	– интервал;
т/сут	– тонн в сутки;
тыс. км ²	– тысяча километров квадратных;
м/км ²	– метр на километр квадратный;

мм	– миллиметр;
см	– сантиметр;
м	– метр;
км	– километр;
км ²	– километр квадратный;
км ³	– километр кубический;
г.	– год;
гг.	– годы;
тыс. т	– тысяч тонн;
га	– гектар;
р.	– река;
г/см ³	– грамм на сантиметр кубический
млн	– миллион;
и др.	– и другие;
м/с	– метров в секунду;
с/п (С/П)	– сейсмическая партия;
км/км ²	– километр на километр квадратный;
~	– примерно;
ЗСП	– Западно-Сибирская плита;
ЗС ОПБ	– Западно-Сибирский осадочно-породный бассейн;
ЗС НГП	– Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция;
°С	– градус Цельсия;
Сек	– секунда;
Ом*м	– Ом на метр;
м ³ /т	– метр кубический на тонну;
т.е.	– то есть;
инт.	– интервал;
мД	– миллидарси;
г/л	– грамм на литр;
л/с*км ²	– литр в секунду на километр квадратный;
м ³ /сут	– метр кубический в сутки;
м/сут	– метр в сутки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Изучение внутренней структуры и коллекторских свойств кристаллического фундамента сейсморазведкой 3D / А. Г. Авербух, А. И. Арапова, Э. Р. Ахметова [и др.]. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2007. – № 4. – С. 66-73.
2. Агалаков С. Е. Газоносность сенонских отложений Севера Западной Сибири : сборник научных трудов / С. Е. Агалаков. – Текст : непосредственный // Проблемы нефтегазового комплекса – забота молодых. 23-я научно-техническая конференция молодых ученых. – Москва : Изд-во «ВНИИГАЗ», 1990. – С. 75-76.
3. Роль магматических пород в формировании залежей нефти и газа в эрозионно-тектонических выступах фундамента на примере месторождений Томской области / Е. А. Айкашева, Н. С. Кукушкина, Ю. В. Кукушкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. – 2016. – № 2 (26). – С. 78-85.
4. Арсеньев, А.А. История изучения юга Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Зауралья / А.А. Арсеньев, С.Ф. Мулявин // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2020. - №1. - С 8-18.
5. Арсеньев, А.А. Нефть и газ Курганской области / А.А. Арсеньев, Д.С. Леонтьев, М.Д. Заватский, В.В. Салтыков // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. - №2. - С 9-24
6. Арсеньев, А.А. Нефтегазоносность Курганской области, перспективы и факты / А.А. Арсеньев, Д.С. Леонтьев, В.В. Салтыков // Актуальные проблемы науки и техники - 2019: сб. статей и докладов на XII междунар. науч. - практ. конф. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2019. - С 77-79.
7. Александров В.М. Стратегический потенциал Курганской области: монография / Арсеньев А.А., Александров В.М., Закиров Н.Н., Мулявин С.Ф. и др. Под ред. д.т.н. Закирова Н.Н., д.т.н. В.В. Салтыкова. - Тюмень: ТИУ, 2020. - 333 с.
8. Отчет о результатах структурно-поискового бурения на р. Верхней Алабуге в р-не д. Беспалово и в р-не д. Криволапово Звериноголовского (Усть-Уйского) района Курганской области – Н.А. Нагаев [и др.]: ТКГРЭ – Тюмень: 1962. – 283с.
9. Звериноголовское месторождение газа в Челябинской области / Н.П. Ростовцев: Ленинград: 1938.- 7с.
10. Арсеньев А.А., Особенности гидрогеологического строения Курганской области / Арсеньев А.А., Александров В.М., Мулявин С.Ф. // Булатовские чтения: сб. статей и докладов на IV Международной научно-практической конференции, Издательский Дом – Юг Краснодар, 2020. - Т. 1, С. 49-56.
11. Арсеньев, А.А. Перспективы нефтегазоносности известняков в южной части Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна /

А.А. Арсеньев, С.Р. Бембель, Н.Н. Закиров // Актуальные проблемы науки и техники - 2020: сб. статей и докладов на XIII междунар. науч. - практ. конф. – Уфа: Изд. УГНТУ, 2020. - С 20-22.

12. Трофимов В.А., Белоносов А.Ю., Новиков А.В. / Стоит ли возобновлять геологоразведочные работы на нефть и газ в Курганской области? // Науки о земле: дискуссионный клуб, г Москва, 2020, С. 202-212.

13. Анализ и перспективы поисково-разведочных работ на нефть и газ в Курганской области : монография / А. А. Арсеньев, В. М. Александров, А. Ю. Белоносов [и др.] ; под ред. члена-корреспондента РАН А. Р. Курчикова. – Тюмень : ТИУ, 2019. – 265 с. – Текст : непосредственный.

14. Арсеньев А. А. Результаты бурения Курган-Успенской-1 параметрической скважины и перспективы поиска нефти и газа в восточной части Курганской области / А. А. Арсеньев, А. Ю. Белоносов, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 32-38.

15. Арсеньев А. А. Нефтегазопроявления глубоких скважин Курганской области / А. А. Арсеньев, С. Ф. Мулявин. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2019. – № 2. – С. 7-16.

16. Афанасьев Г. В. Урановые провинции мира / Г. В. Афанасьев, Ю. Б. Миронов, Э. М. Пинский. – Текст : непосредственный // Региональная геология и металлогения. – 2014. – № 58. – С. 91-99.

17. Белоносов А. Ю. Верификация материалов дистанционного зондирования земли для оценки нефтегазоносности малоизученных и малоперспективных территорий (на примере Курганской области) / А. Ю. Белоносов, А. И. Каленицкий. – Текст : непосредственный // Вестник СГУГиТ. – 2015. – Вып. 3 (31). – С. 70-78.

18. Применение дистанционных и заверочных наземных работ для оценки перспектив нефтегазоносности Вагайско-Ишимской впадины / А. Ю. Белоносов, А. Е. Кудрявцев, Р. И. Тимшанов, С. А. Шешуков. – Текст : непосредственный // Академический журнал Западной Сибири. – 2016. – Т. 12, № 3 (64). – С. 5-6.

19. Белоносов А. Ю. Интерпретация спутниковых данных конвективного теплового потока при прогнозировании залежей углеводородов в Курганской области // А. Ю. Белоносов, С. К. Туренко. – Текст : непосредственный // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2009. – № 6. – С. 4-9.

20. Бембель Р. М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов / Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, С. Р. Бембель. – Тюмень : Вектор Бук, 2003 – 344 с. – Текст : непосредственный.

21. Богуш О. И. Палеозой юга Западно-Сибирской равнины / О. И. Богуш, В. С. Бочкарев, О. В. Юферев ; отв. ред. В. Н. Дубалатов. –

Новосибирск : Наука, Сибирское отделение, 1975. – 52 с. – Текст : непосредственный.

22. Бочкарев В. С. Становление земной коры молодых лит и ранние этапы их развития (на примере Западно-Сибирского сегмента) / В. С. Бочкарев. – Текст : непосредственный // Тектоника Сибири : [сб. статей] – Новосибирск : Наука, 1983. – Т. XI. – С. 154-158.

23. Бочкарев В. С. Палеозой и триас Западной Сибири / В. С. Бочкарев, А. М. Брехунцов, Н. П. Дещеня. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44 (1 - 2). – С. 120-143.

24. Гатаулин Р. М. Сейсмические образы «троп» вертикальной миграции флюидов как цилиндрические зоны коллапса / Р. М. Гатаулин, Я. Р. Адиев. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2003. – Спец. вып. Технологии сейсморазведки (II). – С. 209-212.

25. География Курганской области : учебное пособие для средней школы / общ. ред. О. Г. Завьялова. – Курган : Парус-М, 1993. – 160 с. – Текст : непосредственный.

26. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Под ред. Ростовцева Н.Н. // Алескерова З.Т., Крицук Г.С., Ли П.Ф. и др. – Москва : Изд-во «Госгеолтехиздат», 1958. – 292 с.

27. Геологическое строение и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности : [сборник статей] / под ред. Н. Н. Ростовцева. – Москва : Недра, 1965. – 302 с. – (Труды/ Гос. геол. ком. СССР. Зап.-Сиб. науч.-исслед. геол.-развед. нефт. ин-т «ЗапСибНИГНИ»; Вып. 1). – Текст : непосредственный.

28. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов [и др.]. – Москва : Недра, 1975. – 680 с. – Текст : непосредственный.

29. Геология СССР. Том XII. Полезные ископаемые. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области / гл. ред. А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1973. – 632 с. – Текст : непосредственный.

30. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Часть I. Геологическое описание. Книга 1 / гл. ред. А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1970. – 724 с. – Текст : непосредственный.

31. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Часть I. Геологическое описание. Книга 2 / гл. ред. А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1969. – 304 с. – Текст : непосредственный.

32. Геология СССР. Том XII. Пермская, Свердловская, Челябинская и Курганская области. Полезные ископаемые / ред. тома К. К. Золоев. – Москва : Изд-во Недра, 1973. – 632 с. – Текст : непосредственный.

33. Геология СССР. Том XX. Центральный Казахстан. Геологическое описание. Книга 1 / гл. ред. А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1972. – 532 с. – Текст : непосредственный.

34. Геология СССР. Том XX. Центральный Казахстан. Геологическое описание. Книга 2 / гл. ред. А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1972. – 380 с. – Текст : непосредственный.

35. Геология СССР. Том XLIV. Западно-Сибирская низменность. Часть II. Нефтегазоносность и гидрогеологические условия / гл. ред. А. В. Сидоренко. – Москва : Недра, 1964. – 276 с. – Текст : непосредственный.

36. Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти южных районов Тюменской области. Том 1/ отв. исп. Н. Н. Туманов, Ю. И. Тырцов. – Тюмень: Изд-во СибНИИНП, 2000. – 104 с. – Текст : непосредственный.

37. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазообразования в отложениях палеозоя Вагай-Ишимской впадины Западной Сибири / Г. Ф. Григорьева, В. Г. Криночкин, И. Н. Ушатинский, А. В. Рыльков. – Текст : непосредственный // Проблемы нефти и газа Тюмени : труды ЗапСибНИГНИ. – 1983. – Вып. 58. – С. 3-7.

38. Гершанок Л. А. О факторах и свойствах аномального магнитного поля над нефтегазовыми структурами / Л. А. Гершанок. – Текст : непосредственный // Труды Пермского университета. – Пермь : ПГУ, 1979. – С. 229-236.

39. Гидрогеология СССР. Том XIV. Урал. Уральское территориальное геологическое управление / под ред. В. Ф. Прейс. – Москва : Недра, 1972. – 648 с. – Текст : непосредственный.

40. Государственный кадастр объектов животного мира Курганской области (беспозвоночные). – Курган : Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Курганской области, 2016. – 152 с. – Текст : непосредственный.

41. Государственный кадастр объектов животного мира Курганской области (позвоночные). – Курган : Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Курганской области, 2016. – 57 с. – Текст : непосредственный.

42. Денк С. О. Перспективы нефтегазодобычи. «Нетипичные» продуктивные объекты, нетрадиционные источники углеводородного сырья, интенсивные геотехнологии / С. О. Денк. – Изд. 3-е, испр. и доп. – Пермь : Электронные издательские системы, 2006. – 405 с. – Текст : непосредственный.

43. Дубатовов В.Н., Краснов В.И. Палеоландшафты среднедевонских и франкских морей Сибири // Стратиграфия, геологическая корреляция, 2000. - Т. 8. - № 6. - С. 34-58.

44. Явление парагенезиса субвертикальных зонально-кольцеобразных геофизических, геохимических и биохимических полей в осадочном чехле земной коры : диплом № 234 СССР. – Текст : непосредственный // Открытия в геологии : Каталог кратких описаний открытий, внесенных в государственный реестр открытий СССР. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1987. – С. 31-32.

45. Дружинин В. С. Особенности тектонического строения северной части южного Зауралья и перспективы поисков углеводородов в Курганской области / В. С. Дружинин, В. Ю. Осипов. – Текст : непосредственный // Уральский геофизический вестник. – 2009. – № 2. – С. 37-41.

46. Ехлаков Ю. А. Новые данные о геологическом строении палеозойского фундамента юга Курганской области (по данным изучения Курган-Успенской параметрической скважины) / Ю. А. Ехлаков, А. Н. Угрюмов, С. С. Санфинова. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2010. – № 5. – С. 34-51.

47. Задоев Л.А., Муртаев И.С., Савин В.Г. и др. Комплексная интерпретация геофизических полей и данных глубокого бурения для изучения разреза доюрского основания Западно-Сибирской плиты. Восьмая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск, 2005, т. 8, с. 326-335.

48. Запивалов Н.П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири. Материалы Международной научно-практической конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М., 2001, с. 269-272.

49. Ивлев А.Н., Рапопорт М.С. Новое в тектоническом районировании приграничных областей Казахстана и России (домелового Тургайского прогиба и Курганского Зауралья) // Международная горно-геологическая конференция. Топорковские чтения. - Рудный (Казахстан), 2000, вып. V. - С. 24-43.

50. Формирование земной коры Урала / С. Н. Иванов, В. Н. Пучков, К. С. Иванов [и др.]. – Москва : Наука, 1986. – 248 с. – Текст : непосредственный.

51. Исаев Г. Д. Геологическая, палеогеографическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2012. – № 6 (48). – С. 24-30.

52. Исаев Г. Д. Основы биоседиментологии и региональный фациальный анализ / Г. Д. Исаев. – Новосибирск : Гео, 2006. – 133 с. – Текст : непосредственный.

53. Исаев Г. Д. Уникальный разрез рифогенного карбона / Г. Д. Исаев, А. И. Кудаманов, А. Р. Сайфутдинов. – Текст : непосредственный // Типы седиментогенеза и литогенеза и их эволюция в истории Земли : материалы 5-го Всерос. литологического совещания. – Екатеринбург : ИГГУрО РАН, 2008. – Т. 1. – С. 276-280.

54. Исаев Г. Д. Рифовые системы карбона Западной Сибири и палеогеография раннекаменноугольных бассейнов / Г. Д. Исаев. – Текст : непосредственный // Геология рифов : материалы Всероссийского

литологического совещания. Институт геологии Коми НЦ УрО РАН. – Сыктывкар : Изд-во Института геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук, 2015. – С. 59-61.

55. Запивалов Н. П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири / Н. П. Запивалов. – Текст : непосредственный // Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов : материалы Международной научно-практической конференции. – Москва, 2001. – С. 269-272.

56. Зубков М. Ю. Результаты литолого-петрофизических, геохимических и палеонтологических исследований керна и шлама из разведочных скважин Курганской области / М. Ю. Зубков, В. В. Эрет. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 7. – С. 6-25.

57. Кирда Н. П. Девонские и каменноугольные отложения Тургайского прогиба и перспективы их нефтегазоносности / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Известия АН Казахской ССР. – 1971. – № 1. – С. 24-35.

58. Кирда Н. П. К проблеме нефтегазоносности доюрских комплексов в центральных районах Западной Сибири и Южном Зауралье / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. – 2013. – № 3. – С. 39-49.

59. Кирда Н. П. О выделении башкирского яруса в Южном Зауралье / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 1978. – № 4. – С. 10-14.

60. Кирда Н. П. Основные черты тектоники доюрских комплексов Южного Зауралья и юго-запада Западной Сибири / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Структурные элементы земной коры и их эволюция. – Новосибирск : Наука, 1983. – С. 135-144.

61. Кирда Н. П. Перспективы нефтегазоносности доюрских комплексов Зауралья / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2013. – № 10. – С. 20-39.

62. Кирда Н. П. Перспективы открытия месторождений углеводородов в доюрских комплексах Западной Сибири и Южном Зауралье / Н. П. Кирда. – Текст : непосредственный // Труды Международной конференции геофизиков и геологов. – Тюмень, 2007. – С. 1-5.

63. Особенности геологического строения, перспективы нефтегазоносности Тургайского прогиба и задачи региональных геолого-геофизических работ / Н. П. Кирда, П. И. Краев, С. К. Курманов [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 1971. – № 7. – С. 29-33.

64. Кирда Н. П. Основные черты тектонического развития и перспективы нефтегазоносности комплекса пород доюрского возраста в северной части Зауральского прогиба / Н. П. Кирда, Н. П. Запивалов, М. П. Полковников. – Текст : непосредственный // Геологическое строение и нефтегазоносность юга Западной Сибири по новым данным : труды

ЗапСибНИГНИ. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 1976. – Вып. 116. – С. 121-134.

65. Кокшина Л. В. Постдиагенетические преобразования петрокластических граувакк (на примере среднего палеозоя Южного Урала и юга Западной Сибири) : специальность 25.00.06 «Литология» : автореф. дис. ... канд. геолого-минералогических наук / Л. В. Кокшина. – Екатеринбург, 2013. – 23 с. – Текст : непосредственный.

66. Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации в пределах Южно-Мокроусовского и Покровского лицензионных участков : отчет ООО «ННЦ» по договору № 08/12 от 20.07.2012 г. / отв. исп. Дещеня Н. П., Ордин В.А. – Тюмень, 2012. – 80 с. – Текст : непосредственный.

67. Комплексное литолого-геохимическое и петрофизическое исследование керн и шлама из скважины № 1 Южно-Мокроусовской площади : отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 101 / отв. исп. М. Ю. Зубков, О. И. Дерягина. – Тюмень, 2007. – 114 с. – Текст : непосредственный.

68. Комплексное литолого-геохимическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади : отчет ООО «ЗапСибГЦ» по договору № 10 от 27 июля 2007 г. / отв. исп. М. Ю. Зубков. – Тюмень, 2007. – 153 с. – Текст : непосредственный.

69. Криночкин В.Г. Доюрские геологические формации Тобол-Ишимского междуречья Западно-Сибирской равнины // Палеозойские складчатости Западной Сибири и ее обрамления». Тр. ЗапСибНИГНИ - Тюмень, 1986. - С. 55-62.

70. Результаты применения новых технологий электромагнитных зондирований на юге Сибирской платформы / В. А. Кондратьев, А. В. Поспеев, Ю. А. Агафонов [и др.]. – Текст : непосредственный // Разведка и охрана недр. – 2004. – № 8- 9. – С. 26-28.

71. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков [и др.]. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55, № 5-6. – С. 745-776.

72. Красная книга Курганской области. – Изд. 2-е. – Курган : Изд-во Курганского гос. ун-та, 2012. – 448 с. – Текст : непосредственный

73. Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской равнины / В. И. Краснов, Г. Д. Исаев, В. Ф. Асташкина [и др.]. – Текст : непосредственный // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1993. – С. 47-78.

74. Сурков В.С., Жеро О.Г. фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – Москва : Изд-во «Недра», 1981. – 143 с.

75. Краснов Б. И. Стратиграфия и палеоландшафты нижнего карбона Западно-Сибирской равнины / Б. И. Краснов, В. Н. Дубатов, Л. Г. Перегоедов. – Текст : непосредственный // Материалы по палеонтологии и стратиграфии Урала и Западной Сибири. – Екатеринбург : УРО РАН, 2011. – С. 158-189.

76. Криночкин В. Г. Новые данные по литологии и стратиграфии доюрских отложений Вагай-Ишимской впадины / В. Г. Криночкин, В. Г. Савин. – Текст : непосредственный // Геология и минеральные ресурсы Западно-Сибирской плиты : тезисы докладов III годичной конференции Тюменского отделения ВМО. – Тюмень, 1982. – С. 19-22.

77. Кропоткин П. Н. Твердые битумы, нефть и горючие газы в интрузиях гипербазитов, в трапах и вулканических трубках / П. Н. Кропоткин, К. А. Шахварстова. – Текст : непосредственный // Проблемы миграции нефти и формирование скоплений нефти и газа. – Москва : Гостехиздат, 1959. – С. 151-164.

78. Открытие рифовой системы в каменноугольных отложениях Западной Сибири / А. И. Кудаманов, Г. Д. Исаев, А. Р. Сайфутдинов, Э. А. Абля. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2008. – № 5 (28). – С. 30-32.

79. Куликов П. К. Геологическое строение и история развития Западной Сибири в палеозойскую эру в связи с проблемой нефтегазоносности / П. К. Куликов. – Москва : Наука, 1968. – 155 с. – Текст : непосредственный.

80. Курганская область в 2014 – 2018 годах : статистический сборник. – Курган : Свердловскстат, 2019. – 329 с. – Текст : непосредственный.

81. Курчиков А. Р. Новые подходы в проведении геохимических нефтепоисковых исследований / А. Р. Курчиков, А. Ю. Белоносов, Р. И. Тимшанов. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2011. – № 6 (85). – С. 104-110.

82. Лесной план Курганской области. – Курган : Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды Курганской области, 2018. – 262 с. – Текст : непосредственный.

83. Мизенс Г. А. Петрографическая характеристика девонских и нижнекаменноугольных терригенных образований юго-запада Западно-Сибирской плиты (Вагай-Ишимская и Тобол-Убаганская структуры) / Г. А. Мизенс, Л. В. Кокшина. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53, № 11. – С. 1513-1529.

84. Мизенс Г. А. Условия осадконакопления в среднепалеозойских бассейнах на юго-западе Западной Сибири (зона сочленения уральских и казахстанских структур) / Г. А. Мизенс, Л. В. Кокшина. – Текст : непосредственный // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности : материалы

Всероссийской научной конференции. – Тюмень ; Новосибирск, 2010. – С. 111-113.

85. Стратиграфия и условия образования девонских и каменноугольных отложений Тобол-Убаганского поднятия и Вагай-Ишимской впадины (юго-западная окраина Западной Сибири) / Г. А. Мизенс, Н. А. Кучева, Т. И. Степанова [и др.]. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2011. – № 4. – С. 20-44.

86. Мочалкина Л. Н. О нефтегазоносности Западной Сибири с позиций мобилизма / Л. Н. Мочалкина. – Текст : непосредственный // Вестник Югорского государственного университета. – 2009. – Вып. 3 (14). – С. 70-73.

87. Мочалкина Л. Н. Об особенностях развития Западно-Сибирской плиты как составной части Урало-Монгольского складчатого пояса / Л. Н. Мочалкина, М. Я. Кузина. – Текст : непосредственный // Геофизика. Глубинное строение. Тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей : Пятое научные чтения памяти Ю. П. Булашевича. – Екатеринбург, 2009. – С. 330-333.

88. Науменко Н. И. Флора и растительность Южного Зауралья / Н. И. Науменко. – Курган : Изд-во Курганского гос. ун-та, 2008. – 512 с. – Текст : непосредственный.

89. Обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ с целью уточнения геологического строения доюрского и плитного комплексов на базе нового фактического материала и выявление наиболее перспективных зон и объектов нефтегазонакопления в юго-западных районах Западно-Сибирской геосинеклизы (юг Тюменской области и сопредельные территории). Кн. 1 : отчет по государственному контракту № 70-154-05 от 01.09.2005 г. / науч. рук. Ю. А. Цимбалюк. – Тюмень : ЗапСибНИИГГ, 2007. – 269 с. – Текст : непосредственный.

90. Комплексная интерпретация геолого-геофизической информации в пределах Южно-Мокросовского и Покровского лицензионных участков / В. А. Ордин, Н. П. Дещеня, Н. Ю. Светлакова [и др.] : отчет по договору с ООО «Зауральская нефтяная провинция» от 20.07.2012 г. № 08/12. – Тюмень : Нефтегазовый научный центр, 2012. – 82 с. – Текст : непосредственный.

91. Об административно-территориальном устройстве Курганской области : закон Курганской области от 27.12.2007 № 316 (ред. от 04.03.2020 № 15). – URL: <http://docs.cntd.ru/document/819031930>. – Текст : электронный.

92. О состоянии и использовании водных ресурсов Российской Федерации в 2017 году : государственный доклад. – Москва : НИА-Природа, 2018. – 298 с. – Текст : непосредственный.

93. О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2016 и 2017 годах : государственный доклад. – Москва : Минерал-Инфо, 2018. – 370 с. – Текст : непосредственный.

94. О состоянии и охране окружающей среды Курганской области в 2018 г. – Курган : Департамент природных ресурсов и охраны окружающей среды, 2019. – 244 с. – Текст : непосредственный.

95. Отчет о результатах обработки и интерпретации данных ВСП по скважине № 1 Северо-Привольная / отв. исп. С. В. Курсин. – Тюмень : Новые геотехнологии, 2007. – 49 с. – Текст : непосредственный.

96. Карта административного деления. Официальный сайт Всероссийского научно-исследовательского геологического института им. А. П. Карпинского (ФГБУ «ВСЕГЕИ») : сайт. – URL: http://www.vsegei.ru/ru/info/gisatlas/ufo/kurganskaya_obl/f_01_adm_del.jpg (дата обращения : 27.09.2019). – Текст : электронный.

97. Официальный сайт департамента природных ресурсов и охраны окружающей среды Курганской области : сайт. – URL: <http://www.priroda.kurganobl.ru> (дата обращения : 22.04.2020). – Текст : электронный.

98. Курганский филиал ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по Уральскому федеральному округу»: официальный сайт. – URL: <http://www.tfi45.ru/index.php?id=3406> (дата обращения : 20.03.2020 г.). – Текст : электронный.

99. Палеозойские отложения Западной Сибири – новый объект нефтегазопромысловых работ / Н. П. Запивалов, В. С. Вышемирский, Б. С. Мишинов [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука. – Новосибирск : ИИГи СО РАН, 2016. – 46 с. – Текст : непосредственный.

100. Пережогин А. С. Перспективы нефтегазоносности сенонских отложений севера Западной Сибири : специальность 25.00.12 «Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений» : автореф. дис. ... канд. геолого-минералогических наук / А. С. Пережогин. – Тюмень, 2017. – 23 с. – Текст : непосредственный.

101. Перспективные палеозойские бассейны и рекомендации к плану региональных геолого-геофизических работ на 1981-1985 гг. с целью детального изучения нефтегазоносности доюрских отложений / В. С. Бочкарев, В. Г. Криночкин, Т. Н. Конева [и др.]. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1981. – Вып. 170. – С. 69-75.

102. Потенциал и возможности использования торфа / НП «Росторф». – 2014 г. – Март. – URL : http://rostorf.ru/files/prezentaciya_universal.pdf (дата обращения: 10.10.2019). – Текст : электронный.

103. Почвы СССР / Т. В. Афанасьева, В. И. Василенко, Т. В. Терешина, Б. В. Шеремт ; отв. ред. Г. В. Добровольский. – Москва : Мысль, 1979. – 380 с. – Текст : непосредственный.

104. Государственная геологическая карта Российской Федерации. – 1 : 1000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист N-41 / Б. А.

Пужаков, В. П. Савельев, Н. С. Кузнецов [и др.]. – Челябинск : Объяснительная записка. – Санкт-Петербург : Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2013. – 415 с. + 6 вкл. – Изображение (картографическое).

105. Пумпянский А. М. Девонские отложения доюрского фундамента южной части Западно-Сибирской плиты / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Новые данные по геологии Урала, Западной Сибири и Казахстана : информационные материалы. – Свердловск : УрО АН СССР, 1990. – С. 49-58.

106. Пумпянский А. М. Стратиграфия каменноугольных отложений северной части Тюменско-Кустанайского прогиба / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Топорковские чтения. – Рудный : Рудненский индустр. ин-т, 1992. – Вып. 1. – С. 25-32.

107. Пумпянский А. М. Триас Тоболо-Ишимского междуречья юга Западно-Сибирской плиты / А. М. Пумпянский – Текст : непосредственный // Новые данные по геологии Урала, Западной Сибири и Казахстана : информационные материалы. – Свердловск : УрО АН СССР, 1990. – С. 159-165.

108. Пумпянский А. М. Каменноугольные отложения Курганского Зауралья / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Топорковские чтения. – Рудный : Рудненский индустр. ин-т, 1999. – Вып. 4. – С. 55 - 62.

109. Пумпянский А. М. Каменноугольные отложения Тюменско-Кустанайского прогиба / А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Биостратиграфия и литология верхнего палеозоя Урала. – Свердловск : УрО АН СССР, 1987. – С. 45-61.

110. Ресурсы поверхностных вод СССР. Том 11. Средний Урал и Приуралье. Вып/ 2. Тобол. – Ленинград : Гидрометеиздат, 1980. – 280 с. – Текст : непосредственный.

111. Результаты проведения геохимических нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири / А. Р. Курчиков, А. Ю. Белоносов, Р. И. Тимшанов [и др.]. – Текст : непосредственный // «Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2012» : VIII Международный научный конгресс. Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых : международная научная конференция : сборник материалов : в 2 т. (Новосибирск, 10-20 апреля 2012 г.) – Новосибирск : СГГА, 2012. – Т. 3. – С. 227-234.

112. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / под ред. В. И. Краснова. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1999. – 80 с. – Текст : непосредственный.

113. Рифогенные и сульфатоносные формации фанерозоя СССР / Г. А. Беленицкая, Н. М. Задорожная, А. К. Иогансон [и др.]. – Москва : Недра, 1990. – 291 с. – Текст : непосредственный.

114. О нефтегазоносности восточной части Курганской области (Вагай-Ишимская впадина) / А. В. Рыльков, В. В. Потеряева, Н. Х. Кулахметов, А. П. Южалин. – Текст : непосредственный // Нефтяная геология и условия формирования залежей углеводородов : избранные труды. – Тюмень : Альфа-СТАМП, 2016. – С. 198-205.

115. Сердюк З.Я., Слепокурова Л.Д. Девонские рифы юго-востока Западной Сибири в связи с их нефтегазоносностью / Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений. – Сыктывкар : Ин-т геологии Коми научного центра УРО РАН, 2001. - С. 234-236

116. Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области / А. В. Рыльков, В. В. Потеряева, Н. П. Кирда [и др.] : отчет по договору № 54-00 с Комитетом природных ресурсов по Курганской области в двух томах. Т. I. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 2001. – 196 с. – Текст : непосредственный.

117. Количественная оценка суммарных начальных ресурсов (СНР) нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области / А. В. Рыльков, В. В. Потеряева, Н. П. Кирда [и др.] : отчет по договору № 1 (54-00) с Комитетом природных ресурсов по Курганской области в двух томах. Т. II (графические приложения). – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 2001. – 19 прил. – Текст : непосредственный.

118. Рыльков А. В. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области / А. В. Рыльков, Н. Х. Кулахметов. – Тюмень : ЗапСибНИГНИ, 2004. – 96 с. – Текст : непосредственный.

119. Самаркин Г. И. Геологические, петрографические и геохимические особенности ликвации в пермских риолитах Хуторской субвулканической интрузии Курганского Зауралья / Г. И. Самаркин, Е. Я. Самаркина, А. М. Пумпянский. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2004. – № 4. – С. 62-75.

120. Сараев С. В. Петрология, седиментология, геохимия и абсолютный возраст осадочно-вулканогенных отложений триаса на юго-западе Западно-Сибирской геосинеклизы (Курганская область) / С. В. Сараев, Т. П. Батурина, А. В. Травин. – Текст : непосредственный // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52, № 8. – С. 1107-1128.

121. Степанова Т. И. О возрасте и условиях образования терригенно-карбонатных отложений, вскрытых скважиной ВК-44 в Вагай-Ишимской впадине (юг Западной Сибири) / Т. И. Степанова, Н. А. Кучева, Г. А. Мизенс. – Текст : непосредственный // Ежегодник-2009 : труды ИГГ УрО РАН. – Екатеринбург, 2010. – С. 83-87.

122. Стратиграфия палеозойского разреза, вскрытого параметрической скважиной Курган-Успенская-1 (юго-западная окраина Западной Сибири) / Т. И. Степанова, Н. А. Кучева, Г. А. Мизенс [и др.]. – Текст : непосредственный // Литосфера. – 2011. – № 3. – С. 3-21.

123. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева [и др.]. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63-76.

124. Тимшанов Р. И. Применение геохимической съемки на разных стадиях геолого-разведочных работ / Р. И. Тимшанов, А. Ю. Белоносов, С. А. Шешуков. – Текст : непосредственный // Геология нефти и газа. – 2018. – № 3. – С. 103-109.

125. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / Дж. Л. Уилсон ; под ред. В. Т. Фролова ; пер. с англ. : А. С. Арсанов, Н. П. Григорьев, Б. В. Ермаков. – Москва : Недра, 1980. – 463 с. – Текст : непосредственный.

126. Физико-химические основы прямых поисков залежей нефти и газа / О. Л. Кузнецов, А. В. Петухов, Л. М. Хорькин [и др.] ; Научно-производственное объединение «Нефтегеофизика». – Москва : Недра, 1986. – 336 с. – Текст : непосредственный.

127. Фомин А. Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири / А. Н. Фомин. – Текст : непосредственный // Горные ведомости. – 2008. – № 5. – С. 18-23.

128. Харахинов В. В. Новые данные о структуре доюрского основания Западно-Сибирской плиты в связи с прогнозом его нефтегазоносности / В. В. Харахинов. – Текст : непосредственный // Тектоника и геофизика литосферы : материалы XXXV Тектон. совещания. – Москва, 2002. – Т. 2. – С. 281-284.

129. Штейнберг Д. С. Серпентинизация ультрабазитов / Д. С. Штейнберг, И. С. Чашухин. – Москва : Наука, 1977. – 312 с. – Текст : непосредственный.

130. Kirda N. P. Devonian of the Eastern areas of the West Siberian lowland and Southern Trans-Urali: lithology, rock ages and depositional environments / N. P. Kirda. – Direct text // Devonian terrestrial and marine environments: from Continent to Shelf: International Conference (IGCP 499 Project / SDS joint field meeting). – Novosibirsk, 2005. – P. 83-85.

131. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности / Под ред. Ростовцева Н.Н. // Алескерова З.Т., Крицук Г.С., Ли П.Ф. и др. – Москва : Изд-во «Госгеолтехиздат», 1958. – С. 255 – 260.

132. Дубатолов В.Н., Краснов В.И. Палеоландшафты среднедевонских и франкских морей Сибири // Стратиграфия, геологическая корреляция. 2000, т. 8. - № 6. - с. 34-58.

133. Сердюк З.Я., Слепокурова Л.Д. Девонские рифы юго-востока Западной Сибири в связи с их нефтегазоносностью / Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений. – Сыктывкар :Иин-т геологии Коми научного центра УРО РАН, 2001. - С. 234-236.

134. Криночкин В.Г. Доюрские геологические формации Тобол-Ишимского междуречья Западно-Сибирской равнины. В кн. «Палеозойские складчатости Западной Сибири и ее обрамления». Тр. ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1986, с. 55-62.

135. Задоев Л.А., Муртаев И.С., Савин В.Г. и др. Комплексная интерпретация геофизических полей и данных глубокого бурения для изучения разреза доюрского основания Западно-Сибирской плиты. Восьмая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО». Ханты-Мансийск, 2005, т. 8, с. 326-335; Запивалов Н.П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири. Материалы Международной научно-практической конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М., 2001, с. 269-272.

136. Ивлев А.Н., Рапопорт М.С. Новое в тектоническом районировании приграничных областей Казахстана и России (домелового Тургайского прогиба и Курганского Зауралья). Международная горно-геологическая конференция. Топорковские чтения. Рудный (Казахстан), 2000, вып. V, с. 24-43.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Геофизические исследования скважин

Общие состояние изученности рассматриваемой территории бурением отражено выше. В сохранившихся источниках отсутствует какое-либо упоминание о проведении геофизических исследований в скважинах (ГИС), пробуренных до начала 50-ых годов прошлого века. Последовавшее затем бурение глубоких скважин, было предназначено для изучения осадочного чехла мезо-кайнозойского возраста (т.е. первого структурного этажа), а также промежуточного структурного этажа вплоть до фундамента. В рамках района работ в разные годы пробурено порядка 30 таких скважин (Д.Б. Гуляев, НПЦ «Недра», 2007 г). Относительные глубины забоев скважин находятся в пределах от 542 до 2735 м. Все они вскрыли доюрские отложения на глубинах от 371 м на юго-западе участка работ до 994 м на северо-востоке. При этом только 6 скважин (Восточно-Курганские 37, 40, 41, 54, Варгашинская 10, Курган-Успенская 1) расположены вблизи приведенных на этом рисунке сейсмических профилей.

Бурение глубоких скважин сопровождалось проведением в них геофизических исследований. За время прошедшее с начала бурения глубоких скважин комплекс, техника и технологии ГИС претерпели заметные изменения.

Комплекс и технология проведения геофизических исследований скважин

В развитии комплекса, технологии и условий проведения геофизических исследований (ГИС) в скважинах, а также в развитии их информативности можно выделить несколько этапов работ. Первый из них охватывает период времени от начала 50-ых годов и до середины 70-ых годов прошлого века.

Второй этап начинается с середины 70-ых годов бурением параметрических скважин, в частности, скважин № 1 Косолаповской и № 1 Курганской и продолжается до 90-ых годов. Он включает в себя бурение глубоких структурно-поисковых скважин. Затем наступает перерыв поисково-разведочных работ, примерно, до середины нулевых годов 20 века, после чего наступает активация работ, которая означает начало следующего – третьего – этапа работ.

Достоверные, документальные, данные о комплексе и технологиях ГИС, применявшихся на первом этапе работ, отсутствуют. В какой-то мере о них можно судить по данным ГИС, приведенным на схемах корреляции разрезов скважин («ЗапСибНИГНИ», 2001 г. и др.). Можно также предположить, что они были аналогичны комплексам и технологиям ГИС,

применявшимся в соответствующем периоде в Западной Сибири, в частности, в Тюменской области. Известно, что до 60-ых годов прошлого века основу комплекса ГИС составляли стандартный и гамма-каротаж, дополняемые другими известными методами. Типовой комплекс ГИС в 60-70-ые годы включал следующие методы: боковое каротажное зондирование (БКЗ) градиент-зондами, метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), микрозондирование (МКЗ), гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), термометрию, кавернометрию и инклинометрию. Метод термометрии большей частью применялся для определения высоты подъема цемента, при цементировании обсадных колонн.

Тем не менее, комплекс геофизических исследований в большей части рассматриваемых скважинах был весьма ограниченным. Так в отчете «НПЦ Недр», (Гуляев Д.Б., 2008 г.) отмечается, что из упомянутых выше глубоких скважин (Восточно-Курганских №№ 37, 40, 41, 54, Варгашинской № 10 и Курган-Успенской № 1), лишь в Курган-Успенской выполнен полный (по современным представлениям) комплекс геофизических исследований скважин. В остальных он ограничен, как правило, материалами стандартного и гамма-каротажей; в отдельных скважинах выполнены замеры кавернометрии и гамма-гамма плотностного метода. К сожалению, подобное состояние характерно для большей части структурно-поисковых скважин на этой территории. Более представительные комплексы ГИС выполнены в параметрических скважинах.

На начальной стадии первого этапа работ комплекс БКЗ выполнялся с помощью, так называемых, «раздвижных» зондов КС с применением преимущественно трехжильного каротажного кабеля. Запись обеспечивалась каротажными станциями с перьевыми регистраторами типа ОКС. С появлением единой для страны технической инструкции на проведение ГИС (1963 года) вводятся понятия типовых комплексов ГИС для проведения общих исследований по всему стволу скважины и для детальных исследований проводимых в перспективной части разреза.

Комплекс ГИС для общих исследований (стандартный каротаж) включает: метод ПС, стандартный градиент-зонд длиной 2.25 м (А2.0М0,5N или ГЗ-3), гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), кавернометрию, инклинометрию.

Комплекс ГИС, предназначенный для интервала детальных исследований, включает следующие методы [86]:

- боковое каротажное зондирование (БКЗ) градиент-зондами;
- метод потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);
- микрорезистивное зондирование (МКЗ);
- гамма-каротаж (ГК);
- нейтрон-нейтронный каротаж (ННК) по тепловым нейтронам, реже нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- кавернометрию (Кав).

К началу 70-ых годов он пополняется такими методами как боковой (БК), индукционный (ИК) и газовый каротажи (ГазК), а также боковой микрокаротаж (БМК). В 1965-1970 гг. завершился переход на проведение ГИС с помощью одножильного кабеля и внедрение автоматических каротажных станций типа АКС, обеспечивающих регистрацию кривых ГИС с помощью фоторегистратора.

В этот период качество материалов ГИС определяется требованиями технической инструкции по проведению ГИС, утвержденной в 1963 г. В какой-то мере о качестве исходных данных ГИС этого времени, в частности, таких методов как ПС, ГК и кривой стандартного градиент-зонда, а также о состоянии требований по визуализации (отрисовке) кривых ГИС этих методов можно судить по сохранившимся схемам корреляции разрезов скважин. На этих схемах в скважинах, пробуренных в 50-60-ых годах, масштабы регистрации (скорее всего и визуализации) кривых ГИС могут отличаться от типовых, установленных технической инструкцией 1963 года. Показания методов (кривые ГИС) в интервалах перекрытия записей могут иметь значимые смещения друг относительно друга. В ряде скважин кривые ПС записаны и визуализированы с изменением направления знака аномалии ПС. При этом конфигурации записанных кривых, в частности, в интервалах перекрытий, в разной степени повторяют друг друга. На схемах корреляции разрезов близко расположенных скважин также наблюдается идентичность общего характера поведения кривых ГИС, позволяющая обеспечить корреляцию их разрезов.

Геологическая интерпретация материалов на первом этапе применения ГИС ограничивалась, в основном, решением задач межскважинной и региональной корреляции, а также литологическим расчленением разрезов. По данным ГИС, в сочетании с информацией о литологии пород по керновым данным, начинает формироваться геолого-геофизическая характеристика изучаемых геологических разрезов. Конкретизируется, что осадочный комплекс мезокайнозойского возраста представлен преимущественно глинами и в разной степени глинистыми породами. Он осложнен прослоями песков-песчаников и алевролитов. Кроме песчано-глинистых пород, в осадочном комплексе встречаются единичные прослои небольшой толщины плотных, карбонатизированных пород. В разрезах ганькинской и зайковской свит встречаются прослои опок и опоковидных глин. Зайковская свита относится комтон-сенонскому возрасту и является аналогом березовской свиты.

Постепенно начинают формироваться геолого-геофизические характеристики интервалов коры выветривания, промежуточного структурного этажа и палеозойского фундамента. Литологическое многообразие их приведено во второй главе. В ней отмечено, что литология пород коры выветривания определяется литологией материнских пород, среди которых преобладают карбонатные породы, меньше доля эффузивных и эффузивно-

осадочных пород. Соответственно промежуточный структурный этаж также представлен преимущественно комплексами карбонатных пород и участками развития эффузивных и эффузивно-осадочных пород. Карбонатные комплексы осложнены прослоями осадочных обломочных (песчано-глинистых) пород.

Разнообразие литологии разреза проявляется в данных ГИС, затрудняя задачи литологического расчленения и геологической корреляции. Тем ни менее, были установлены определенные критерии выделения границ коры выветривания и подстилающих карбонатных, эффузивных и эффузивно-осадочных пород

Они опираются на заметное возрастание плотности пород подстилающих осадочный комплекс, сравнительно низкую их пористость и водородосодержание, высокое удельное электрическое сопротивление. Естественная радиоактивность пород коры выветривания и фундамента определяется их литологической принадлежностью. Так карбонатные породы обладают относительно низкой радиоактивностью, по отношению к эффузивным и осадочным. Наибольшей радиоактивностью обладают магматические породы кислого состава (граниты и гранитоиды). Эти особенности радиоактивности проявляются в коре выветривания, в зависимости от того по каким материнским породам она формируется.

На втором этапе развития применения ГИС стандартный каротаж дополняется включением малого потенциал-зонда, длиной 0,4-0,5 м, и включениями бокового и индукционного каротажа в качестве дополнительных методов. Как уже отмечалось в комплекс ГИС для детальных исследований вошли боковой, индукционный и газовый каротажи (ГазК), а также боковой микрокаротаж. В качестве дополнительных методов применяются гамма-гамма плотностной (ГГК-П) и акустический (АК) каротажи. Бурение отдельных глубоких скважин, особенно параметрических, сопровождается комплексом геолого-технологических исследований (ГТИ), включающим газовый каротаж промывочной жидкости и геолого-геохимические исследования шлама. Заметно улучшилось качество метрологического обеспечения проведения работ и качество записи материалов ГИС.

На этом же этапе окончательно подтверждаются ограничения информативности методов индукционного каротажа, бокового каротажного зондирования и метода потенциалов самопроизвольной поляризации в части разреза, залегающей ниже мезо-кайнозойских отложений. Эти отложения характеризуются повышенными и высокими (более 300-500 Ом*м) значениями удельного электрического сопротивления ($UЭС$), неблагоприятными для применения комплекса зондов БКЗ. Известно, что метод БКЗ становится не информативным при контрастности удельных электрических сопротивлений разреза ($\rho_{п}$) и скважины, промывочной жидкости в ней ($\rho_{с}$), превышающей $\rho_{п}/\rho_{с} > 500$. Наблюдаются особенности информативно-

сти методов микрозондирования и микробокового каротажа (они будут рассмотрены ниже). По этой же причине происходит резкое уменьшение амплитуды кривой ПС, особенно в интервалах карбонатных пород. Информативность индукционного каротажа ограничена верхним пределом измеряемого сопротивления, не превышающим 50-60 Ом*м. В этих условиях возрастает роль и информационное значение бокового и нейтронного методов.

Проведение исследований гамма-гамма плотностным и акустическим методами позволяет установить дополнительные критерии для выделения и литологического расчленения разрезов коры выветривания, промежуточного структурного этажа и фундамента по плотности и скорости распространения в упругих колебаний.

Принципиальной особенностью ГИС на третьем этапе его развития является переход на цифровую регистрацию данных, с применением программно-управляемых каротажных станций, а также переход на компьютерную обработку и интерпретацию данных. Комплекс детальных исследований в отдельных скважинах дополняется различными специальными методами ГИС: спектрометрическим гамма-каротажем (СГК), волновым акустическим каротажем (ВАК), методом высокочастотного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) и вертикального сейсмопрофилирования (ВСП). В рамках цифровой регистрации данных обеспечивается контроль требуемой скорости записи ГИС и метрологических параметров (масштаба записи).

Технические условия проведения ГИС существенно не изменились. Независимо от способа бурения оно осуществлялось с применением промывочных жидкостей (ПЖ) на водно-глинистой основе. При бурении поддерживалась репрессия на пласты, составляющая, в среднем, 7-16 % от гидростатического давления в разрезе. Постепенно повышались требования к водоотдаче промывочной жидкости. В итоге было обеспечено снижение водоотдачи до 4-8 см³/30 мин, при стандартных условиях определений. Вязкость ПЖ в разных скважинах и интервалах бурения варьирует от 25 до 60 с. В конце второго и на третьем этапах развития ГИС при бурении начинается применение полимерно-глинистых растворов. Эти растворы способствуют уменьшению размеров зоны проникновения фильтрата ПЖ в пласты коллекторов. Вместе с тем, информативность таких методов как МКЗ, БМК, ПС, в случае применения солевых полимерно-глинистых растворов очень сильно ухудшается.

Конструкция глубоких скважин с начала их бурения также не претерпела значимых изменений. Она включает бурение направления (с типовыми диаметрами 324,0 и 393,7 мм, глубиной 30÷60 м) и кондуктора (диаметром 295 мм и глубиной до 450-500 м). Остальная часть скважины проектируется с номинальным диаметром 215,9 мм и, как правило, соответствует проекту.

Можно предположить, что температурных условия проведения ГИС близки у наблюдаемым на смежных, более изученных территориях, юга Тюменской области. На рисунке 1 приведена геотермограмма или зависимость температуры естественного теплового поля разреза от глубины для Заводоуковского блока Тюменской области. Заводоуковский блок выделен по результатам геолого-петрофизического районирования территории юга Тюменской области.

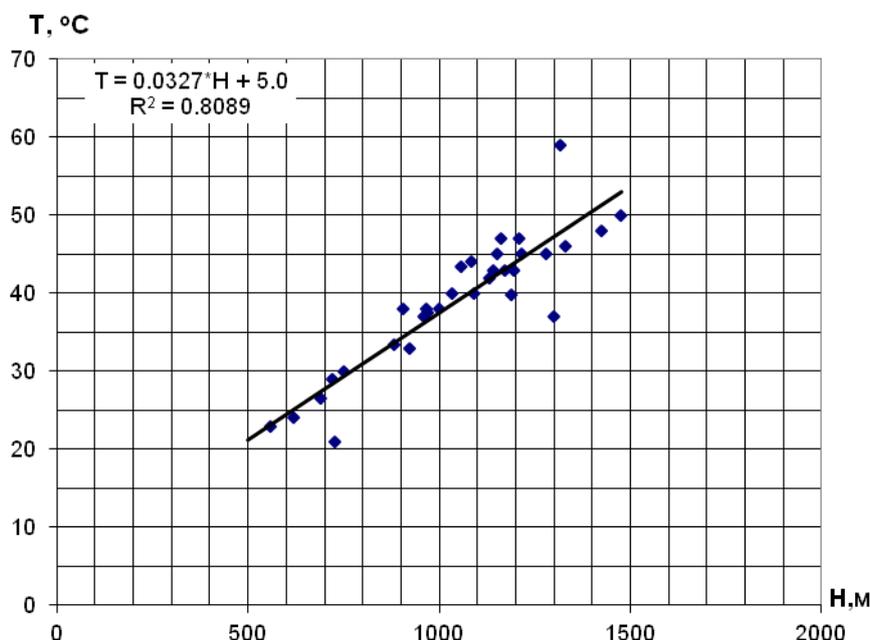


Рисунок 1 – Зависимость температуры пород от глубины их залегания (Заводоуковский блок)

В ряде скважин были выполнены измерения температуры в процессе окончательного каротажа, к сожалению, тепловом поле в этих условиях нельзя считать восстановившемся.

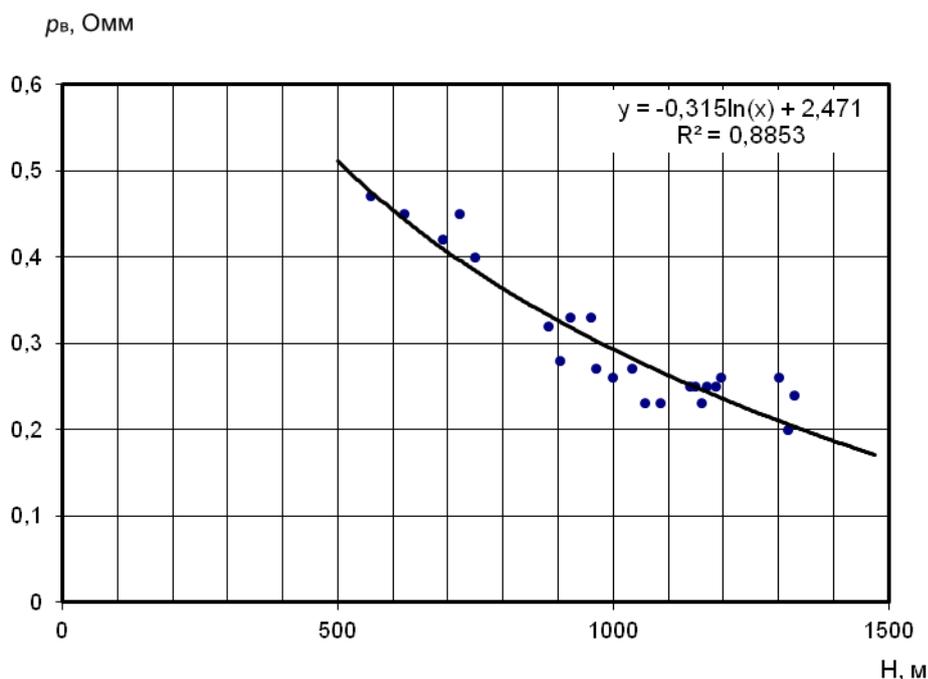
Так температура в Курган-Успенской параметрической скважине № 1 на глубине 2400 м (практически на забое) составила около 60 °С, т.е. примерно на 22 °С ниже, чем по зависимости для Заводоуковского блока. Такие же данные (Т=61 °С) были получены на забое Северо-Привольной скважины № 1 на такой же глубине.

Данные о минерализации и удельном электрическом сопротивлении пластовых вод разрознены и не достаточно представительны для установления закономерностей изменения их с глубиной. По аналогии с температурной характеристикой разреза для северной части Курганской области можно воспользоваться данными по Заводоуковскому блоку. Соответствующая закономерность изменения минерализации проб пластовых вод в осадочном комплексе описывается следующим уравнением:

$$C_v = 0,798 * H^{0,426} \quad (1)$$

По мере продвижения на юг толщина комплекса осадочных отложений уменьшается и возрастает вероятность опреснения пластовых вод поверхностными, инфильтрационными, водами, как это наблюдается на Кузнецовском блоке, примыкающем к склонам Уральского хребта.

На рисунке 2 приведено сопоставление удельного электрического сопротивления пластовых вод мезо-кайнозойских отложений с глубиной отбора проб. Из него следует, что на глубинах 500-700 м, удельного электрического сопротивления пластовых вод составляет около 0,55÷0,45 Ом*м.



Рисунке 2 – Зависимость сопротивления пластовой воды от глубины залегания (Заводоуковский блок)

Методика обработки и интерпретации результатов ГИС

Упоминаний о, как таковых, обоснованных и привязанных к рассматриваемому разрезу методиках обработки и интерпретации материалов ГИС в фондовой и печатной литературе отсутствуют. Скорее всего, это обусловлено тем, что задачи интерпретации материалов ГИС рассматриваемых глубоких скважин ограничивались необходимостью, прежде всего, литологического и стратиграфического расчленения разреза. Следующей по актуальности предполагалась задача выделения коллекторов. Однако, отсутствие петрофизического обеспечения заведомо ограничивало достоверность ее решения. По этой же причине оценка характера насыщенности

или выделение нефтегазоносных объектов (интервалов) рассматривалась преимущественно по данным прямых методов ГИС, а именно по данным геолого-геохимических методов (газометрии промывочной жидкости и исследованиям шлама). Очевидным было различие методических подходов при изучении участков разрезов в интервалах мезозойско-кайнозойских осадочных отложений и в интервале доюрского комплекса.

В условиях ограниченного комплекса ГИС более или менее успешно обеспечивалось литологическое расчленение разреза мезо-кайнозойских осадочных отложений, а также выделения в нем реперных объектов, приуроченных к стратиграфическим границам и комплексам.

Интерпретация ГИС в интервале мезозойско-кайнозойских осадочных отложений

Литологическое расчленение. В пределах мезозойско-кайнозойского осадочного комплекса методика литологического расчленения опиралась на традиционные представления и критерии, выработанные для разрезов терригенных осадочных пород. Они предполагают выделение: песчано-алевритовых (коллекторов), собственно глин и аргиллитов (включая их алевритистые, алевритовые и песчаные разности), плотных карбонатизированных пород, битуминозных аргиллитов и углей. При наличии типового комплекса и традиционных условий проведения ГИС предлагается воспользоваться следующими критериями литологического расчленения.

Собственно глины и аргиллиты, называемые также «чистыми» глинами и аргиллитами – это породы с содержанием глинистой фракции (<0,01 мм) не менее 50 %. Подчеркнем, что максимальное содержание глинистой фракции (весовая глинистость) в тонко отмученных чистых глинах в неоком-юрских отложениях Западной Сибири не превышает $S_{гг} < 65-75$ %. Остальная часть твердой фазы их представлена преимущественно мелкоалевритовой фракцией.

Глины и аргиллиты выделяют, прежде всего, по величине относительной амплитуды кривой ПС ($\alpha_{пс}$):

$$\alpha_{пс} < \alpha_{пс}^*, \text{ где } \alpha_{пс}^* \approx 0.15 \div 0.2, \quad (2)$$

а также по величине двойного разностного параметра ГК ($\Delta J_{гк}$):

$$\Delta J_{гк} \geq 0.85 \div 0.9. \quad (3)$$

Алевритистые и песчанистые разности глин и аргиллитов могут быть выделить по условию:

$$0.8 \div 0.85 < \Delta J_{гк} < 0.85 \div 0.9. \quad (4)$$

При толщинах геофизических пластов менее 1,6 м для метода ПС и менее 0,8 м для метода ГК, информативность методов заметно снижается. Поэтому дополнительно необходимо ориентироваться на показания кривых микрозондирования и бокового каротажа. Для рассматриваемых типов пород должно выполняться условие примерного равенства значений ка-

жущегося сопротивления микро-потенциал и микро-градиент зондов, при этом они не должны превышать:

$$\rho_{мпз} / \rho_{мгз} = 1 \pm 0,08 \text{ и } \rho_{мпз} (\rho_{мгз}) < 5 * \rho_p. \quad (5)$$

Можно также установить критические значения для показаний бокового каротажа: $\rho_{бк} < \rho_{бк}^*$, где $\rho_{бк}^*$ – граничное значение показаний зонда БК против глин устанавливаемое по каждой скважине.

Обозначения, приведенных критериях (1.1)-(1.5), обозначают: $\alpha_{пс}^*$ – критическое значение относительной амплитуды ПС для «чистых» глин и аргиллитов; $\rho_{мпз}$ и $\rho_{мгз}$ – показания микропотенциал и микроградиент зондов; ρ_p – УЭС промывочной жидкости в скважине.

Разделение глин и аргиллитов опирается на способность глин «размокать в воде», приводящую к образованию каверн. Отсюда глины можно отделить по условию:

$$d_c > d_n + \Delta, \text{ а аргиллиты – по условию:} \quad (6)$$

$$d_c < d_n + \Delta. \quad (7)$$

Здесь d_c и d_n – фактический и номинальный диаметры скважины, Δ - величина составляющая около 0,5-1,0 см.

Плотные карбонатизированные песчано-алевритовые породы – это породы с базальным карбонатным цементом, содержание которого составляет более 18-20 %. Обычно максимальное содержание аутигенного карбонатного материала не превышает 35-40 %. Применяются следующие, основные, критерии выделения плотных пород:

$$\rho_{бк} > \rho_{бк,пл} \text{ (а также } \rho_{мбк} > \rho_{мбк,пл} \text{) и} \quad (8)$$

$$\Delta J_{нк} > \Delta J_{нк,пл}. \quad (9)$$

В дополнении к ним наблюдаются подобные аномалии повышенного кажущегося сопротивления на кривых микрозондов. повышение плотности на кривых ГГК-П ($\delta_n > \delta_{п,пл}$) и уменьшение интервального времени пробега ультразвука ($t_n < t_{п,пл}$). Здесь $\rho_{бк,пл}$ и $\rho_{мбк,пл}$ – критические значения кажущегося УЭС для плотных пород на кривых методов БК и МБК, $\Delta J_{нк,пл}$ – соответствующее критичное значение показаний НК (двойного разностного параметра нейтронных методов) для плотных пород. Критические значения уточняются по каждой скважине (записи). При хорошем качестве записи критические значения составляют около: $\rho_{бк,пл} > 10-15 \text{ Ом}^* \text{ м}$; $\delta_{п,пл} > 2,58 \text{ г/см}^3$; $t_{п,пл} < 185-190 \text{ мкс/м}$.

Кроме того, в интервалах, представленных плотными породами диаметр скважины равен номинальному ($d_c \approx d_n$) и показания кривой ГК стремятся к минимуму.

Прослой углей выделяются, прежде всего, по данным методов ГК и НК:

$$J_{нк} < J_{нк,гл} \text{ и} \\ J_{гк} \leq J_{гк,пл}, \quad (10)$$

где $J_{нк,гг}$ и $J_{гк,пл}$ – соответственно показания метода НК в интервалах глин и метода ГК в интервалах плотных прослоев $J_{нк}$ и $J_{гк}$ показания методов НК и ГК в интервалах прослоев углей. Дополнительно в интервалах углей наблюдаются повышенные показания на кривых КС микрозондов, БК. БМК, уменьшение плотности и увеличение интервального времени пробега ультразвука.

Битуминозные аргиллиты выделяются, прежде всего, по данным методов ГК и НК:

$$J_{гк} > J_{гк,гг}, \text{ при } J_{нк} < J_{нк,гг}, \quad (11)$$

а также повышенными значениями кажущегося сопротивления $\rho_k > \rho_{к,гг}$. Здесь $J_{нк,гг}$ – минимальные показания НК в глинах, $J_{гк,гг}$ – максимальные показания ГК в «чистых» глинах, $\rho_{к,гг}$ – кажущиеся сопротивление против интервалов «чистых» глин.

Выделение коллекторов. После выделения перечисленных типов пород, остальная часть разреза представляет собой разнообразие песчано-алевритовых пород, включающее породы-коллекторы. При обычной технологии буровых работ, нормальном состоянии ствола скважины и комплексе ГИС, включающем записи микрозондирования и кавернометрии, песчано-алевритовые породы-коллекторы выделяют по прямым качественным признакам: по наличию положительных приращений на диаграммах микрозондов и наличию глинистой корки:

$$\rho_{мпз} > \rho_{мгз} \text{ (при } \rho_{мпз} \sim 5 \cdot \rho_p) \text{ и } d_c < d_n. \quad (12)$$

На диаграммах ВИКИЗ против коллекторов наблюдается наличие радиального градиента сопротивления.

При невозможности привлечения прямых признаков песчано-алевритовые породы-коллекторы могут быть выделены по граничному значению относительной амплитуды потенциалов самопроизвольной поляризации – $\alpha_{пс}^{гп}$. Количественные критерии фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в рассматриваемом разрезе, к сожалению, не обоснованы. В отчете выделение коллекторов во всем комплексе мезокайнозойских осадочных отложений предлагается по значению граничной пористости $K_{п}^{гп}$ равной 12%. Обоснованность такого предложения вызывает сомнения, поскольку пористость глин и глинистых разностей пород в этой части разреза по результатам исследований керна превышает указанное граничное значение /нащ/. В этой же работе предложены следующие критерии литологического расчленения: для выделения глин $\alpha_{пс} \leq 0,3$, песчаников – $\alpha_{пс} > 0,6$ и песчаников глинистых и алевритов – $0,3 < \alpha_{пс} \leq 0,6$, отличающиеся от критериев, представленных выше.

Определение пористости. Из доступных материалов интерпретации и заключений по итогам ее следует, что отсутствует обоснованное и опробованное методическое обеспечение методик определения пористости. Надежность и обоснованность применяемых методик ограничивается общими представлениями. Большой частью для решения рассматриваемой задачи привлекаются данные методов ПС, акустического и нейтронного. Достоверность определений практически не оценивается.

Характеристика предлагаемых нами методик и их возможности (достоверность) будет приведена далее при описании информативности Кургано-Успенской и Северо-Привольной скважины.

Задачи оценки характера насыщенности практически не рассматривались и не были актуальными.

Исходя из общей характеристики литологического состава разреза палеозоя, данных ГГИ перспективы поиска коллекторов следует связывать с наличием в породах вторичной пористости, которая могла быть результатом постседиментационных процессов. Оценка вторичной пористости проводится по сопоставлению рассчитанных параметров пород: пористости, глинистости, удельного сопротивления. Для решения этой задачи необходим достаточно полный комплекс методов ГИС: АК, ННК, ГГК-П, ЯМК (ядерно-магнитный каротаж). По исследуемой скважине упомянутый комплекс ГИС, кроме ЯМК, выполнен.

Определение пористости. Расчеты пористости проводились в пластах, в которых объемная глинистость не превышала теоретически предельное значение для возможных коллекторов в карбонатных породах (10 %).

Определение пористости выполнялось по методам АК, ННК, ГГК. Необходимо учесть, что каждый из методов при $K_{гп}$ меньше 10 % имеет свои ограничения из-за влияния глинистости на значения $K_{п}$. Поэтому, влияние глинистости не всегда могло быть скомпенсировано введением поправок.

Значения $K_{п}$ по методам АК, ННК, ГГК приведены в таблице геофизических характеристик (текст. прилож. 1). При определении пористости по ННК в качестве методической основы применялись руководства ВНИИЯГГ, НПО «Союзпромгеофизика», ВНИИнефтепромгеофизика, реализованные в системе «БашГИС».

Проверка расчетных значений пористости выполнялась традиционным способом двух опорных горизонтов или по абсолютным показаниям ННК – большого зонда в условных единицах. В качестве опорных пластов выбирались пласты ангидритов – $K_{п} = 1$ % и каверна в кровле серпуховского яруса – 40 %. В расчетные значения $K_{п}$ вводились поправки за глинистость и литологию (для доломитов и доломитизированных известняков).

При определении пористости по АК использовалось уравнение среднего времени:

$$K_{\Pi} = (\Delta T_{\Pi} - \Delta T_{\text{СК}}) / (\Delta T_{\text{Ж}} - \Delta T_{\text{СК}}),$$

где ΔT_{Π} , $\Delta T_{\text{СК}}$, $\Delta T_{\text{Ж}}$ – интервальное время пробега продольной волны в исследуемом пласте, в его минеральном скелете и в заполняющей пустотное пространство жидкости, соответственно. Интервальное время в скелете известняка принято 155 мксек/м, доломита – 142 мксек/м, в промывочной жидкости – 630 мксек/м. Далее в полученную величину K_{Π} вводилась поправка за глинистость по формуле:

$$K_{\Pi} = K_{\Pi\text{АК}} - K_{\text{ГЛ}} (\Delta t_{\text{ГЛ}} - \Delta t_{\text{СК}}) / (\Delta t_{\text{Ж}} - \Delta t_{\text{СК}}),$$

где $K_{\text{ГЛ}}$ – коэффициент глинистости объемной, $\Delta t_{\text{ГЛ}} = 360$ мксек/м.

При определении пористости по ГГК-П использовалась зависимость:

$$K_{\Pi} = (\delta_{\text{СК}} - \delta_{\Pi}) / (\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{Ж}}),$$

где δ_{Π} , $\delta_{\text{СК}}$, $\delta_{\text{Ж}}$ – плотности породы, минеральной матрицы породы, флюида, заполняющего поровое пространство, соответственно. Значения $\delta_{\text{СК}}$ для известняка приняты 2,71 г/см³, для доломита – 2,85 г/см³, плотность жидкости – 1,0 г/см³. В расчетное значение пористости по ГГК вводилась поправка за глинистость по формуле:

$$K_{\Pi} = K_{\Pi}^{\text{ГГК}} - K_{\text{ГЛ}} \cdot (\delta_{\text{СК}} - \delta_{\text{ГЛ}}) / (\delta_{\text{СК}} - \delta_{\Pi})$$

$\delta_{\text{ГЛ}}$ для монтмориллонита – 2,2 г/см³.

Далее полученные значения K_{Π} сравнивались между собой, оценивалась степень их достоверности, и определялось принятое значение K_{Π} .

Определение глинистости пород. Основным геофизическим методом определения глинистости в карбонатных породах является метод естественного гамма-излучения (ГК). Оценка глинистости основана на принципе повышения глинистости при повышении гамма-активности. В ряде случаев, как, например, в интервале 2369-2372 м, в исследованной скважине повышение гамма-активности может быть связано с сорбцией урана и продуктов его распада битума, окисленной нефтью и другими сорбентами. Для более достоверного определения природы гамма-активности необходимо проводить исследования методом спектрального гамма-каротажа (СГК). Определение глинистости проводилось с использованием относительного разностного параметра:

$$\Delta I_{\gamma} = (I_{\gamma} - I_{\gamma \text{ min}}) / (I_{\gamma \text{ max}} - I_{\gamma \text{ min}}),$$

где I_{γ} , $I_{\gamma \text{ min}}$, $I_{\gamma \text{ max}}$ – показания ГК в пласте, в пласте с минимальными значениями ГК, в пласте с максимальными значениями ГК. Минимальные зна-

чения ГК принимались против пластов ангидритов, максимальные – в глинах башкирского яруса (950-953 м). Далее по зависимости $\Delta I_{\gamma} = f(C_{\text{гли}})$ определялась глинистость пластов. Расчетные значения глинистости приведены в таблице геофизических характеристик.

Глинистость в отложениях московского яруса определялась по данным объемной модели, как наиболее достоверно характеризующей вещественный состав пород. В интервалах доломитов и доломитизированных известняков глинистость не оценивалась, т.к. повышенные значения ГК обусловлены, в основном, влиянием доломитизации.

Выделение пород-коллекторов.

Выделение коллекторов основывалось на следующих принципах:

- коэффициент пористости выше общепринятого для однородных карбонатных пород – $K_{\text{п}}^{\text{гп}} = 6 \%$.

- наличие глинистой корки по комплексу МКЗ и ДС, но в случае вторичной пористости, особенно трещинной, этот признак может не проявиться.

- наличие градиента сопротивлений по методам БМК, ИК, БК.

Ни одному условию выделенные пласты в отложениях палеозоя не удовлетворяют поэтому отнесены к неколлекторам.

По выполненному комплексу ГИС породы разреза характеризуются как непроницаемые. Для более достоверной оценки проницаемости необходимо проводить исследования методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

Геолого-геофизические исследования скважины № 1 Северо-Привольной площади

По рассматриваемой скважине имеется комплекс ГИС, выполненный в следующих интервалах: 650-800м (ограниченный) и 790-2000 м; 1940-2400,7 м – полный (таблица 1);

Обоснованность данного заключения ограничивается отсутствием следующих материалов:

- геолого-технологических исследований (ГТИ), в частности газового и механического каротажа;

- отсутствием цифровых материалов записи волнового акустического каротажа (АКШ);

- отсутствием сведений о технологии и условиях бурения (тип бурового раствора, его состав, замены раствора, условия и особенности крепления скважины, нештатные ситуации при бурении).

Крайне ограниченная информация получена по керну: выполнен весьма ограниченный объем отбора керна, практически нет результатов его исследований.

Таблица 1

Выполненный комплекс ГИС (по данным ЗАО «Геофиск»)

<i>Виды исследований</i>	<i>Масштаб</i>	<i>Кровля, м</i>	<i>Подшивка, м</i>	<i>Качество</i>
<u>Замеры от 02-03.05.2007 г.</u>				
ПС	1:500	52	797	хор
A05M01N	1:500	52	797	хор
A1M01N	1:500	52	797	хор
A2M05N	1:500	52	797	хор
A4M05N	1:500	52	797	хор
N05M2A	1:500	52	797	хор
N11M05A	1:500	52	797	хор
A8M1N	1:500	52	797	хор
БК	1:500	52	797	хор
ИК	1:500	52	797	хор
КВ	1:500	52	797	хор
ГК	1:500	0	797	хор
НКТб	1:500	0	797	хор
НКТм	1:500	0	797	хор
АК (ФКД)	1:500	30	797	уд. (брак)
<u>Замеры 10.05.2007 г.</u>				
ЦМ8-12	1:500	0	801	хор
АКЦ	1:500	0	801	хор
<u>Замеры от 24.06.2007 г.</u>				
ПС	1:500	790	1995	хор (2)
A05M01N	1:500	790	1995	хор (1)
A1M01N	1:500	790	1995	хор (1)
A2M05N	1:500	790	1995	хор (1)
A4M05N	1:500	790	1995	хор (1)
N05M2A	1:500	790	1995	хор (1)
N11M05A	1:500	790	1995	хор (1)
A8M1N	1:500	790	1995	хор (1)
БК	1:500	790	1995	хор (3)
ИК	1:500	790	1995	хор (2)
КВ	1:500	790	1995	хор (3)
ГК	1:500	780	1995	хор
НКТб	1:500	780	1995	хор
НКТм	1:500	780	1995	хор
АК (ФКД)	1:500	740	1995	хор
МКВ	1:500	790	1995	хор
МКЗ	1:500	790	1995	хор (3)
БМК	1:500	790	1995	хор (3)
Инклинометрия	ч/з 20 м	0	1980	хор
<u>Замеры от 17-20.07.2007 г.</u>				
ПС	1:500	1940	2400	хор (2)
A05M01N	1:500	1940	2400	хор (1)
A1M01N	1:500	1940	2400	хор (1)
A2M05N	1:500	1940	2400	хор (1)
A4M05N	1:500	1940	2400	хор (1)
N05M2A	1:500	1940	2400	хор (1)
N11M05A	1:500	1940	2400	хор (1)
A8M1N	1:500	1940	2400	хор (1)
БК	1:500	1940	2400	хор (1)

ИК	1:500	1940	2400	хор (2)
Резистивиметр	1:500	794	2400	хор
КВ	1:500	794	2400	хор
МКВ	1:500	1940	2400	хор
МКЗ	1:500	1940	2400	хор (3)
БМК	1:500	1940	2400	удов (3)
ГК	1:500	1940	2400	хор
2НКТ	1:500	1940	2400	хор
АК	1:500	1920	2400	хор
АК	1:500	600	950	хор
АКШ	1:500	600	2400	уд. (хор)
ГГК-П	1:500	794	2384	хор
Инклинометрия	ч/з 20 м	1920	2390	хор
Термометрия	1:500	0	2400	хор

Примечание: в скобках указаны оценки качества по данным «НППЦ Тюменьгеофизика»: 1 – пониженная информативность метода; 2 – метод неинформативен; 3 – аномалии записи в отдельных интервалах.

Важнейшим результатом работ является вскрытие скважиной значительной, более 1600 м, толщи палеозойских отложений, характеристика их методами ГИС, ГТИ и хоть весьма слабо – но результатами и исследований шлама и керна.

Из полученных материалов следует, что комплекс терригенных осадочных отложений залегает до глубины 744 м (по ООО «Зауралнефтегаз») и 776,5 м (по ЗАО «Геофиск»); кора выветривания выделена в интервале 776,5-797,2 м; собственно палеозойские отложения выделены ниже и идентифицированы как верхний девон, фаменский ярус ($D_3 fm$).

В скважине выполнен отбор керна в интервалах 804,9-810,3 м, 1995,2-1998,3 м и 2398-2400,5 м; вынос керна составил 9,25 м или 71 %.

Из геолого-технической справки по результатам бурения скважины следует, что интервал пород палеозойского возраста представлен следующими типами пород:

- известняками органогенными;
- известняками оолитовыми;
- известняками хемогенными;
- известняками переходного типа;
- известняками битумными;
- доломитами;
- ангидритами;
- алевролитами с карбонатным цементом, пиритизированными;
- глинами.

Выделяются также калькарениды и изверженные породы (долериты?). По результатам пиролитических исследований выделяют органогенный материал (ОВ) различного происхождения. По данным ГТИ выделены аномалии газопоказаний в следующих интервалах: 805-810 м ($\Gamma_{\text{сум}}=1,12$

%), 901-920 м ($\Gamma_{\text{сум}}=0,02$ %), 965-990 м ($\Gamma_{\text{сум}}=0,02$ %), 1620 м ($\Gamma_{\text{сум}}=0,0083$ %), 1663 м ($\Gamma_{\text{сум}}=0,0134$ %), 2135-2158 м ($\Gamma_{\text{сум}}=0,038$ %).

Максимальное содержание нефти в шламе (до 10 % объемных) установлено в интервале разреза 1908-2200 м.

Вместе с тем, в заключении ЗАО «Геофиск» отмечается, что прямых признаков коллекторов в рассматриваемой части разреза не установлено, определение коллекторских свойств и характера насыщения, на данной стадии работ невозможно.

В заключении указано, что отложения башкирского (фаменского?) яруса (901,5-1367 м) среднего карбона бесперспективны как коллекторы, в т.ч. и как продуктивные. Заметим, что в этом заключении стратиграфическая привязка рассматриваемой части разреза отличается от принятой в ООО «Зауралнефтегаз». Аналогично ими негативно оцениваются перспективы отложений серпуховского яруса (1367-1560 м). Утверждается, что отложения верхнего девона (1560-2400 м) также без признаков коллекторов. Отмеченные выше по данным ГТИ признаки битуминозности относятся ими к остаточной нефтенасыщенности пород претерпевших глубокий метаморфизм.

Видимо на основании представленных заключений испытания в скважине не проводились.

Прежде всего, дадим краткую характеристику качества и информативности выполненного комплекса ГИС. Содержание его соответствует типовому комплексу, применяемому в Западной Сибири при изучении интервалов детальных исследований. Анализ полученных материалов позволили отметить следующие особенности выполненных методов ГИС (в интервале 780-2400 м) и их информационные возможности.

Прежде всего, выглядит весьма странным, что материалы ГИС, полученные LAS-файлах, приведены с шагом квантования 0,5 м, что соответствует условиям визуализации их в вертикальном масштабе 1:500. Известно, что при современной цифровой регистрации данных ГИС понятие масштаба глубин записи практически не существует: независимо от планируемого масштаба их визуализации запись должна выполняться с шагом квантования не более 0,2 м. Такая регистрация осуществляется без каких-либо дополнительных материальных или временных затрат, возрастает лишь объем LAS-файла. В таблице выполненного комплекса, ЗАО «Геофиск» указывает масштаб 1:500. В связи с этим уместно поставить вопрос о недостаточной ответственности подрядчика на каротажные работы (даже если допустить низкую компетентность службы заказчика, указавшей в заявке масштаб 1:500).

Кривая ПС в интервалах записи ниже 780 м искажена токами гальванокоррозии и поэтому зеркально (с небольшим, в 1-2 м, смещением) отображает кривую КС потенциал-зонда. Она не подлежит геологической интерпретации.

В этом же интервале записи кавернометрии, и профилометрии осложнены влиянием условий измерения в скважине (отклонением угла наклона и положения оси пробора от оси скважины), что приводит, в зависимости от характера искажения, либо к завышению, либо к занижению фактического диаметра скважины до 8-9 мм относительно номинального диаметра ее. В меньшей мере искажены влиянием этих условий показания микрокаверномера.

Микрозондирование (МКЗ). Судя по характеру записи в полученном файле исходных данных перепутаны кривые микро-потенциал (МПЗ) и микро-градиент (МГЗ) зондов. В интервалах глубоких каверн показания зондов отражают удельное электрическое сопротивление (УЭС) бурового раствора $\rho_{МПЗ} = \rho_{МГЗ} \approx 0,35 \text{ Ом*м}$. В остальной части разреза $\rho_{МПЗ} > \rho_{МГЗ}$ и отношения их к УЭС раствора в скважине составляют: $\rho_{МПЗ}/\rho_c > 20-50$ и $\rho_{МГЗ}/\rho_c > 15-20$ раз. В таких условиях выявить прямые признаки проникновения фильтрата бурового раствора в коллекторы на фоне превышения показаний МПЗ над МГЗ невозможно. Немногочисленные интервалы предполагаемой глинистой корки в скважине выделяются снижением значений $\rho_{МПЗ}$ и $\rho_{МГЗ}$ до 3,5-7,0 Ом*м.

Аномально низкие и нулевые показания кривых микрокавернометрии (МКв), бокового микрокаротажа (БМК) и МКЗ в интервале 2034-2048 м, скорее всего, следует рассматривать как сбой (брак) записи. Не исключается, что имеются причины аномального технического характера состояния ствола скважины в этом интервале. Они могут быть зарегистрированы в буровом журнале. Низкие показания БМК и МКЗ прослеживаются до глубины 2129 м.

На диаграммах бокового микрокаротажа (БМК) прослеживаются ограничения верхнего предела показаний на уровне 15-18 Ом*м (это следует из сопоставления их с кривой БК).

Кривая бокового каротажа (БК) хорошо коррелируется с кривой БМК и хорошо расчленяет разрез. Показания БК в интервале 790-908 м не соответствуют показаниям других методов сопротивления; по нашим оценкам запись БК в этом интервале искажена, показания занижены. Влияние скважины на показания БК заметно меньше, чем на показания БМК.

Индукционный каротаж (ИК). Кривая ИК в высокоомной части разреза (т.е. ниже 950 м) практически не информативна.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) и запись потенциал-зонда (ПЗ) сохраняет относительную информативность в верхней части разреза – до 970-1030 м. Ниже, в более высокоомной части его ($\rho_{кз} > 800-1000 \text{ Ом*м}$), показания зондов БКЗ не имеют правую часть кривой зондирования и достоверность количественных оценок УЭС пластов заметно падает. Одним из факторов способствующих снижению информативности БКЗ, а также ПЗ и МКЗ является низкое сопротивление раствора в скважине. Записи

БКЗ, БК, БМК, в интервале перекрытия записи (1940-1990 м) имеют хорошую воспроизводимость.

Кривые гамма-каротажа (ГК) и нейтрон-нейтронного (ННК) каротажа соответствуют разрезу и достаточно хорошо дифференцируют его. Обеспечивается достаточная воспроизводимость записи кривых НКТ.

Кривая гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) соответствует разрезу и достаточно хорошо расчленяет его. Однако высокий уровень значений плотности пород, достигающий в отдельных интервалах 3,0-3,1 г/см³, требует подтверждения керновыми данными. Напомним, что плотность самого тяжелого из выявленных в разрезе минералов – ангидрита – составляет 2,95 г/см³. Наблюдаемые высокие значения плотности могут быть обусловлены как метрологическими ошибками, так и влиянием примесей тяжелых минералов. В работе отмечается, что содержание их не высокое, так доля сидерита «примесная» и не превышает 1-2 %, наличие пирита также незначительное. Так, например, образец № 6 отобран из прослоя ангидрита, выделяемого в интервале 1999-2001 м. Плотность образца составляет 2,9 г/см³, плотность прослоя по ГГК-П несколько больше: $\delta_{\text{п}}=3,05$ г/см³, что не исключает необходимость корректировки масштаба записи ГГКП. Имеется только одна запись ГГК-П, поэтому невозможно проверить воспроизводимость данных ГГК-П (запись выполнена в интервале исследований от 794 до 2400 м).

Кривые АК в большей части разреза хорошего качества и достаточно информативны. В интервалах глубин от 790 до 902-906 м и до глубин 948-955 м наблюдаются аномальные показания интервального времени от равных нулю (т.е. от явно недопустимых) до явно завышенных, равных 500 мкс/м. Этот брак записи АК приурочен к кавернозной части разреза. Воспроизводимость кривых АК в интервале перекрытия записи (1940-1994 м) низкая. На записи от 17.07.2007 г. наблюдаются отдельные аномалии, отсутствующие на предыдущей записи. Вместе с тем, различие значений интервального времени в более однородных интервалах не превышает 5-6 мкс/м.

Полученное изображение фазокорреляционных диаграмм (ФКД) позволяет предположить, что данные АКШ хорошего качества, что противоречит оценке ЗАО «Геофиск». Запись ФКД выполнена 20.07.2007 г. в интервале 600-2400 м, при глубине подошвы кондуктора 794,5 м. Геологическая информативность записи в колонне весьма сомнительна. Единичные срывы записи в остальной части разреза (на отдельных квантах глубин) не вносят значимых искажений в общую характеристику ФКД.

Данные о комплексе ГТИ (газовом и механическом каротаже) не поступили.

Выполненный комплекс ГИС в основном хорошего качества, не считая запись АК в интервале 30-800 м и аномалии ее в интервале 790-902 м. Однако информативность ряда методов ГИС в условиях рассматриваемого

разреза не высокая, вплоть до полного отсутствия геологической информации. Так записи кривых ПС и ИК формально выполнены в соответствие с существующими требованиями, однако они либо полностью, либо частично не отражают исследуемый разрез, либо отражают свойства разреза не связанные с физическими основами метода. Например, кривая ПС отражает кажущуюся проводимость по ПЗ.

Информативность других методов (БКЗ, МКЗ, ПЗ, КВ) в разной степени занижена по сравнению с традиционным терригенным разрезом имеющим относительно не высокое сопротивление. Занижению информативности таких методов как БКЗ, ПЗ и МКЗ способствовало использование низкоомного бурового раствора, т.е. искусственное повышение контрастности

Наконец, на диаграммах ряда методов (БК, БМК, МКв и АК) наблюдаются единичные интервалы явных аномалий записи (вплоть до их срывов). Эти аномалии, скорее всего, имеют техногенное происхождение от сбоя при записи до ошибки при формировании LAS-файла и должны рассматриваться как «брак» записи.

Перечисленные особенности оценки качества и информативности методов ГИС приведены (в скобках) в колонке характеристики их качества. Они могут быть учтены при проектировании комплекса ГИС в новых скважинах.

Приведенные оценки даны по результатам контроля качества ГИС выполненного в соответствие с действующей технической инструкцией и в соответствие с представленными в ней известными формальными критериями.

Обработка полученных данных включала традиционные процедуры подготовки и загрузки данных в БД программы «ГЕОПОИСК» их идентификацию. С целью визуализации выполненного комплекса ГИС были подготовлены планшеты комплексной геолого-геофизической характеристики разреза, включая указание стратиграфических характеристик и интервалов отбора керна, масштаб визуализации глубин 1:200. Фрагменты таких планшетов, в уменьшенном до формата А3 виде прилагаются на рисунках 3, 4 и 5.

Предварительно был выполнен контроль УЭС бурового раствора в скважине, величина его в интервале 790-1370 м составила около $\rho_v = 0,35-0,30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Определение УЭС по данным БКЗ, в условиях данной скважины, приемлемо решается только в интервалах с сопротивлением пород не выше 300 Ом. При больших значениях УЭС пород разреза «исчезает» правая ветвь фактической кривой бокового каротажного зондирования. Это означает, что длины применяемых зондов недостаточно для получения завершенной кривой БКЗ. Подчеркнем, что наблюдаемая особенность не связана с наличием и размерами зоны проникновения. Поэтому определения

УЭС разреза были выполнены по данным БК, исправленным за влияние скважины.

Обработка кривых ГК, НКТ, ГГК-II и АК была выполнена методом функциональных преобразований, что позволило исключить или значительно уменьшить влияние неточностей установки масштаба записи. Функциональные преобразования были выполнены в единицах пористости.

Литологическое расчленение разреза. Предварительно была выполнена попытка привязки керна к разрезу. Однако, отсутствие материалов по-слойного макроскопического описания керна, непротяженные (3-5 м) интервалы отбора керна, при общем выносе его в 9,3 м, всего при 10-ти исследованных образцах, не позволили выполнить детальную привязку керна к ГИС. В этих условиях: при отсутствии привязки к кернавым данным и отсутствии обоснованных критериев литологического расчленения, выполнить в новом типе разреза достаточно сложно. Поэтому в данном заключении на первом этапе работ ограничились расчленением разреза на предполагаемые литологические комплексы. По значениям плотности пород, интервального времени, величине естественной радиоактивности, показаниям ННК нами были приняты критерии (граничные значения) деления разреза в интервале от 790 до 2400 м на следующие комплексы:

- переслаивание песчаников карбонатизированных с известняками, в разной степени глинистыми, и с глинами, в т.ч. – известковистыми (например – 790-905 м);

- известняков, в разной степени обогащенных терригенным песчано-глинистым материалом, частично доломитизированных ($1,2 < J_{ГК} < 2,6$ мкР/ч, $\delta_{п} > 2,65$ г/см³, $t > 160$ мкс/м, $6 < J_{нк} < 13$ усл.ед.), типичный пример их представляет интервал 1003-1164 м.

Геолого-геофизическая характеристика скв. № 1 предстала на рисунке 3.

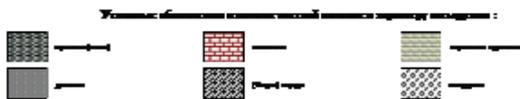
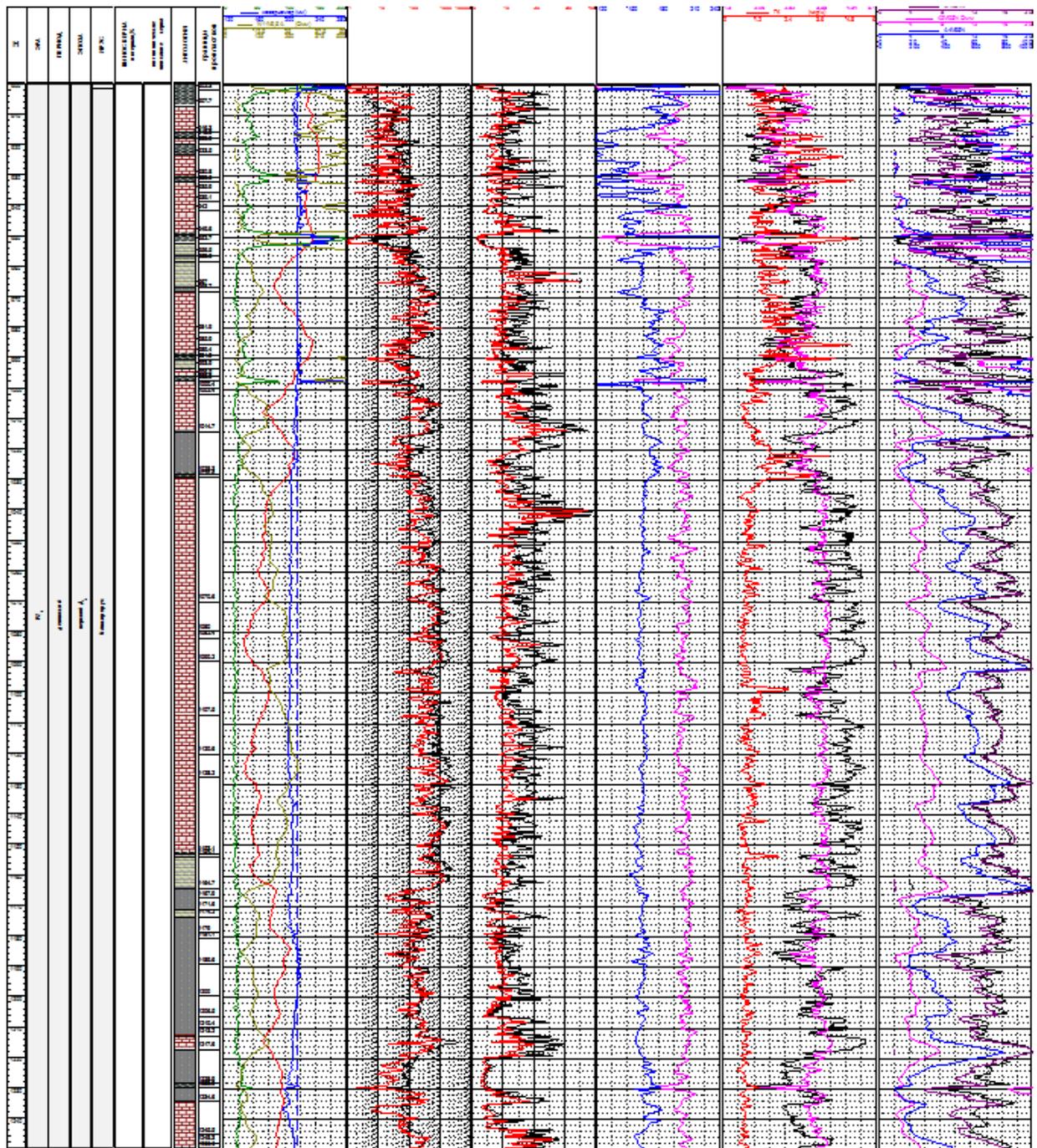


Рисунок 3 – Геолого-геофизическая характеристика скв. № 1

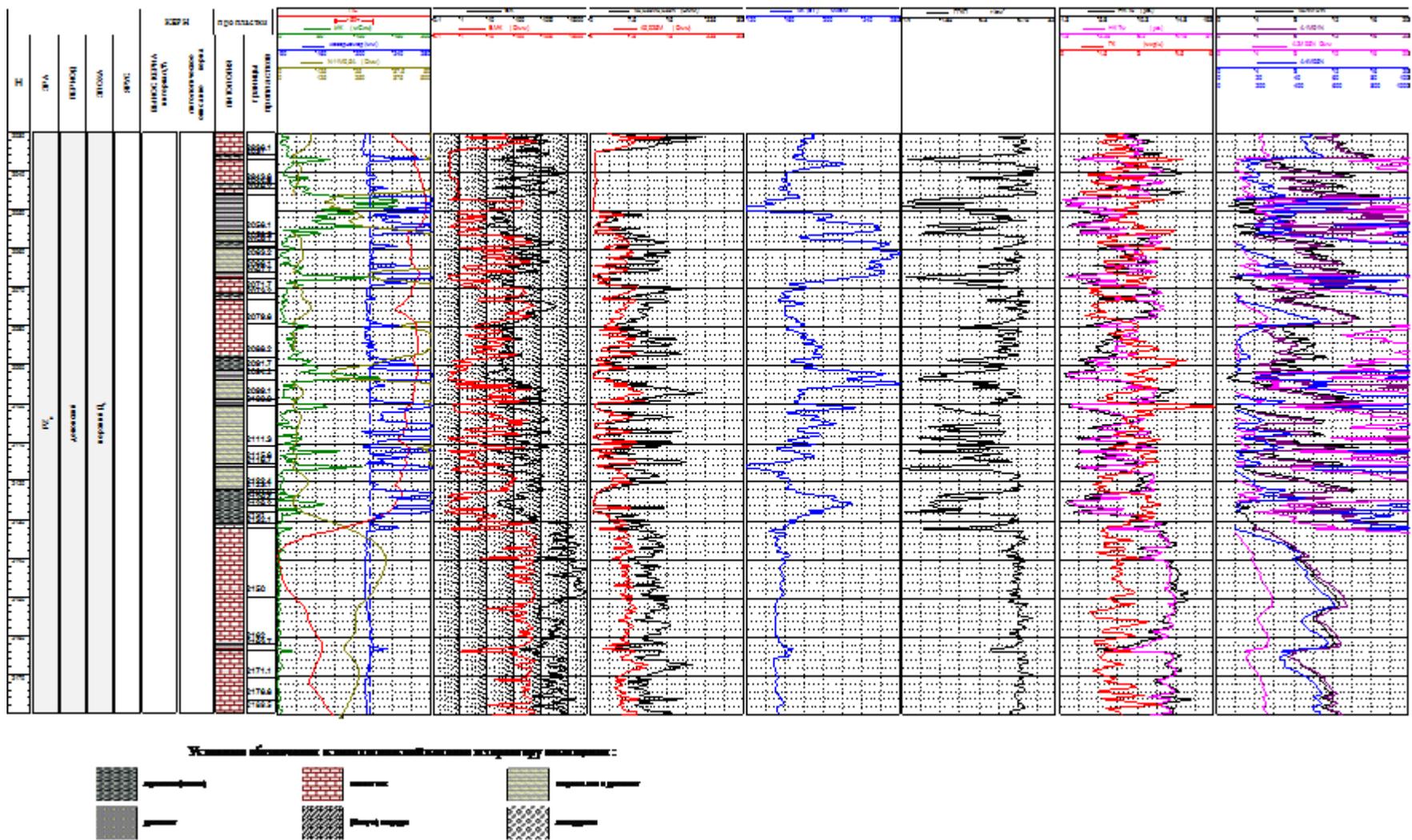


Рисунок 3 – Геолого-геофизическая характеристика скв. № 1
(окончание)

- доломитов и преимущественно доломитизированных пород, по следующим значениям ГИС – $J_{ГК} < 1,2$ мкР/ч, $\delta_{П} > 2,7$ г/см³, $\Delta t < 160$ мкс/м, $13 \text{ усл.ед.} < J_{НК}$, в частности, они выделяются в интервале 1003-1340 м;

- ангидритов, выделяемых на фоне доломитов повышением плотности более 2,9 г/см³ и повышением показаний $J_{НК}$ от 16 усл. ед., при снижении радиоактивности – $J_{ГК} < 0,8$ мкР/ч (интервал 1800-1831 м);

- глин и аргиллитов, выделяемых повышением радиоактивности ($J_{ГК} > 2,8$ мкР/ч), при снижении показаний ГГК-П, эффективном электрическом сопротивлении БК меньше 15-20 Ом*м, низких показаниях НК и в большинстве случаев сопровождаемых кавернообразованием.

Неопределенной остается литология отдельных интервалов каверн характеризуемых низкой радиоактивностью, например, в интервале 1369-1381 м ($J_{ГК} < 1,65$ мкР/ч).

Кроме перечисленных литологических комплексов, выделяются прослойки пород, обогащенных битумоидами, выделяются они нами при $J_{ГК} > 4,5 \div 5,0$ мкР/ч.

Приведенные критерии обеспечивают не только выделение литологических комплексов, но могут быть использованы для литологического расчленения на породы преимущественно: песчано-алевритовые, глинисто-аргиллитовые, известняки (известковистые), доломиты (доломитизированные), ангидриты и разности, обогащенные битумоидами. Относительно четко идентифицируются по литологии пласты толщиной от 1,5-2,0 м. Дальнейшая детализация литологического расчленения разреза была выполнена на основании анализа результатов функциональных преобразований кривых ГИС. Результаты литологического расчленения приведены в рабочих таблицах интерпретации.

В дальнейшем возможно обоснование методики определения соотношения известняков, доломитов, ангидрита в рассматриваемых породах по данным ГИС.

Выделение коллекторов. Традиционные прямые признаки выделения коллекторов, в подобных карбонатных разрезах, как правило, не эффективны. Известно, что пористость карбонатных пород низкая и проницаемость их в большей мере контролируется трещиноватостью. Выделение зон трещиноватости может быть выполнено либо по материалам повторных замеров ГИС (БК, БМК), либо по материалам волнового акустического каротажа (АКШ). В случае значительной трещиноватости пород, признаки ее могут проявиться на кривых кавернометрии в виде интервалов каверн; при меньшей трещиноватости, не приводящей к выпадению кусочков породы в скважину, не исключается формирование глинистой корки. Все это значительно усложняет выделение коллекторов в карбонатном разрезе.

Не составляет исключение и рассматриваемая скважина. Как уже отмечалось, «сужение» диаметра скважины на кривых МКв и профилеметрии не всегда означает наличие на ее стенках глинистой корки. Только

наличие повторных замеров кавернометрии и профилометрии позволило выявить наиболее вероятные интервалы образования глинистой корки. В частности, к примерам формирования глинистой корки можно отнести интервалы 1220-1230 м, 1282-1285,4 м, 1320-1329 м и другие. Подобные интервалы выделяются понижениями кажущегося сопротивления на диаграммах микрозондирования ($\rho_{\text{мкз}} < 6-7 \text{ Ом*м}$) и бокового микрокаротажа ($\rho_{\text{мкз}} < 20-30 \text{ Ом*м}$); понижаются показания эффективного сопротивления на кривой БК. В большинстве случаев против этих интервалов наблюдаются небольшие положительные приращения на диаграммах микрозондов и достаточно большие эффекты превышения нормированных показаний $\rho_{\text{БК}}$ над $\rho_{\text{БК}}$: $\rho_{\text{БК}} > \rho_{\text{БК}}$. Против таких интервалов наблюдаются также аномалии на фазокорреляционных диаграммах (ФКД) акустического каротажа (АКШ).

Тем не менее, надежность рассматриваемых критериев выделения коллекторов в данном разрезе нельзя считать достаточной. Поэтому для выделения коллекторов согласно методике Н.З. Заляева, был выполнен анализ результатов функциональных преобразований кривых основных методов ГИС. Функциональные преобразования заключались в следующем. Кривые БК, АК, ННК и ГГКП, исправленные (частично, по мере возможности) за влияние скважины были нормализованы в пределах предполагаемой пористости рассматриваемых отложений. Нормализация была выполнена с помощью функции преобразования, соответствующей трансформации показаний методов в единицы пористости. Опишем кратко принципиальные преобразования.

Кривые эффективного сопротивления БК. Они были исправлены за влияние скважины и получены кривые $\square_{\text{эф}}^{\text{БК}}$, которые затем были трансформированы в единицы объемной влажности (пористости) приведением к логарифмической шкале или с помощью функции вида: $W = a * \square_{\text{эф.БК}}$, где W – объемная влажность, «а» и «п» – эмпирические константы. Нормализация (обоснование эмпирических констант) исходила из того, что минимальная пористость (влажность) пород разреза, согласно керновым данным, составила $K_{\text{п}}=W= 0,5 \%$ и УЭС пластовой воды составило около $0,07 \text{ Ом*м}$. При этих условиях пористость пород карбонатной части разреза (за исключением интервалов больших каверн) составила от $0,5$ до $12,5 \%$.

Кривые интервального времени (метода АК). Была введена поправка в значения Δt за влияние диаметра скважины. Затем кривые Δt были нормализованы в пределах установленной пористости разреза с помощью функции преобразования вида $K_{\text{п}}^{\text{ак}} = (\Delta t - a)m$, где «а» и «m» – эмпирические константы. На первом этапе анализа значения константы «а» принимались для известняка, затем они определялись литологией разреза и различались для известняков, доломитов ангидрита и песчано-глинистых пород.

Кривые нейтрон-нейтронного каротажа (ННК). Они были нормированы в единицах эффективного водородосодержания пород в пределах от $0,5$

% (наименьшее значение) до 46 % в каверне. Функция преобразования была обратной логарифмической, полученное значение нейтронной пористости обозначено как $K_{п}^{нк}$.

Затем была рассчитана кривая разности между нейтронной пористостью и объемной влажностью заведомо водонасыщенных пород. Для заведомо водонасыщенных пород эта величина равна водородосодержанию твердой фазы $\omega_{тф}$. Также методом линейного нормирования была установлена зависимость между кривой $\omega_{тф}$ и кривой естественной радиоактивности. Это позволило рассчитать кривую пористости по нейтронному каротажу, исправленную за влияние водородосодержания твердой фазы. В отличие от нейтронной пористости $K_{п.нк}$ она была обозначена как $K_{п}^{нк}$.

Кривые гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П). Была выполнена обратная линейная трансформация кривых плотности в кривые пористости при значении плотности твердой фазы 2,68, 2,71, 2,85 и 3,0 г/см³, соответственно для песчано-глинистых пород, известняков, доломитов и ангидрита.

Определение литологии разреза было выполнено по результатам сопоставления пористости по АК ($K_{п}^{ак}$), рассчитанной для известняков, с нейтронной пористостью $K_{п}^{нк}$.

Известняки выделялись при условии $K_{п}^{ак} = K_{п}^{нк} \pm \square$, доломиты – по условию $K_{п}^{ак} < K_{п}^{нк} + \square$; ангидриты – по условию $K_{п}^{ак} > K_{п}^{нк} \pm \square$ и $K_{п}^{нк} < \square$. Здесь \square – значения устанавливаемые эмпирически.

После уточнения литологии был выполнен пересчет кривых функциональных преобразований с уточненными значениями констант и плотности твердой фазы.

В результате его были получены кривые пористости по данным следующих методов: сопротивления $K_{п} = W$, акустического $K_{п}^{ак}$, нейтронного $K_{п}^{нк}$ и плотностного $K_{п}^{ггк-п}$ каротажей. Пример полученных кривых пористости приведен на рисунках 4-5. По условию повышенной радиоактивности ($J_{гк} > 4,5-5$ мкР/ч) и условию $(K_{п}^{нк} - K_{п}^{нк}) > (\omega_{тф} + \square)$ было уточнено выделение прослоев битуминизированных пород. Сравнение полученных кривых пористости позволило установить хорошую сходимость их в большей части разреза, за исключением интервалов кавернозности, битуминизации и тонкого переслаивания.

Представляет интерес характеристика выделенных литологических комплексов с целью выявления в них коллекторов и характеристики пористости слагающих их пород.

Литологические комплексы «известняки»: 1003-1164, 1386-1580 и участками ниже 1940 м. По полученным данным они характеризуются пористостью не превышающей 2,0-2,5 %. Единичные прослои доломитизированных пород и доломитов в них выделяются как повышением пористости, так и небольшими аномалиями на ФКД.

Определение пористости
сква. № 1 Северо-Привольная площадь инт. (1250-1550м) м-б 1 : 500

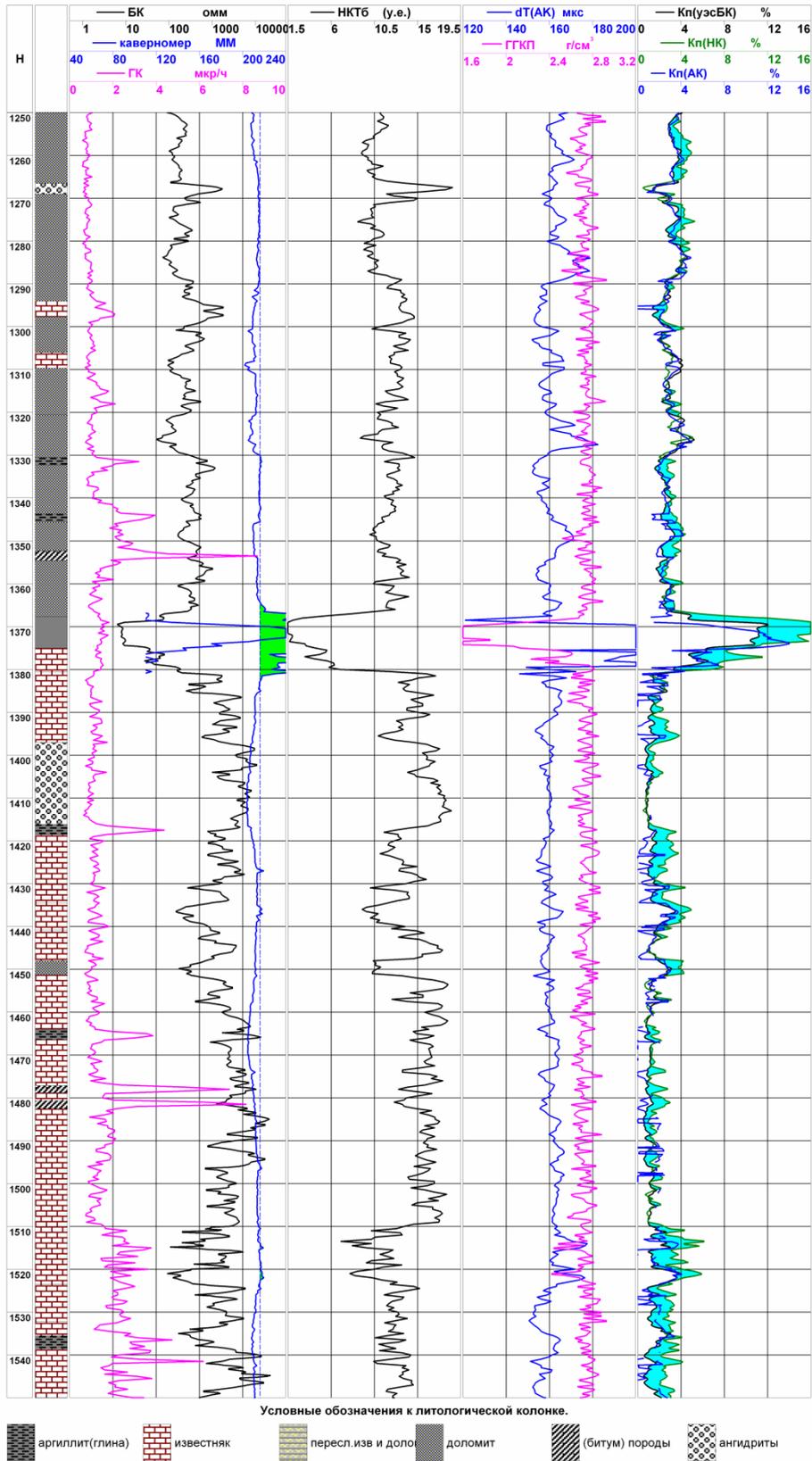


Рисунок 4 – Определение пористости по ГИС в скв. № 1

Определение пористости
сква. № 1 Северо-Привольная площадь инт (1650-1950м) м-б 1 : 500

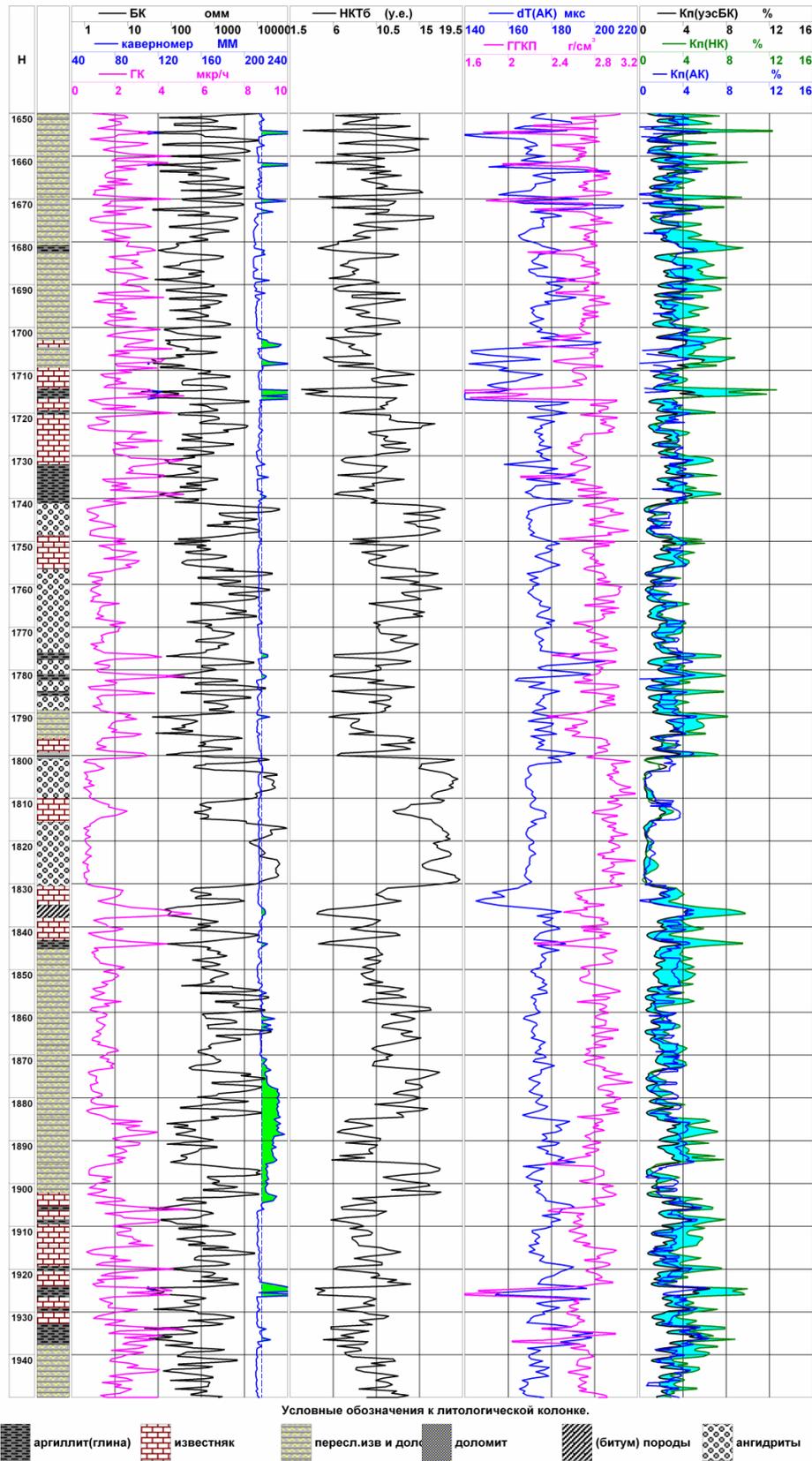


Рисунок 5 – Определение пористости по ГИС сква. № 1

Литологические комплексы «доломиты»: 1164-1367 м, а также отдельными участками в интервале 2150-2400 м. Пористость их варьирует от 1,5-2,0 % до 6,5-7,0 %. В отдельных прослоях значения пористости Кп.ак, Кп.нк и особенно W достигают 8-12 %. Эти прослои на диаграмме ФКД выделяются потерями прослеживания фаз поперечных волн, т.е. как трещиноватые. Участки повышенной пористости (более 3,5-4,0 %) большей частью совпадают с интервалами проявления прямых признаков коллекторов и интервалами аномалий на ФКД.

Литологические комплексы «переслаиваний песчано-глинистых пород с карбонатами» выделяются в интервалах 790-1003, 1550-1717 и 1864-2130 м. Второй и третий интервалы отличаются отсутствием песчано-алевритовых пород и появлением прослоев ангидритов и карбонатов содержащих ангидриты. Рассматриваемые интервалы в разной степени осложнены кавернообразованием, вне интервалов каверн полученные значения пористости разреза не превышают 3,0-3,5 %. Изображения ФКД в этих интервалах мало информативны, поскольку аналогичные эффекты сильного затухания сигнала и потери прослеживания фаз могут быть обусловлены как переслаиванием контрастных по акустическим свойствам пород, кавернообразованием в стволе скважины, так и наличием трещиноватости.

Собственно каверны могут быть образованы как в прослоях глин, благодаря разбуханию глинистого материала, так и в результате осыпания сильно трещиноватых пород в скважину. Различить их можно только по характеру кривой ГК и по величине их радиоактивности (исправленной за поглощение гамма-квантов промежуточной средой – буровым раствором в каверне). Наиболее выразительным примером каверны, образование которой не связано с глинистостью пород, является интервал 1367-1380 м, показания ГК в нем близки к показаниям во вмещающих породах ($J_{ГК} < 1,5$ мкР/ч и $J_{ГК}=1,1-1,3$ мкР/ч соответственно). С учетом поглощения гамма-излучения раствором заполняющим скважину (в данном случае коэффициент поглощения составил $k=1,4$) интенсивность гамма-излучения пласта не превысит 2,1 мкР/ч, при граничной величине ее для глин $J_{ГК} > 2,8$ мкР/ч. Поэтому высокая вероятность существенной трещиноватости пород в этом интервале, т.е. он может быть отнесен к коллекторам.

Литологические комплексы «ангидритов и переслаиваний их с карбонатами» выделяются в интервале 1717-1864 м. Отдельные участки их выделяются внутри других комплексов, например, в интервалах 2140-2152, 2251-2257 и 2289-2296 м. Пористость прослоев ангидритов не превышает 0,5-0,8 %, в карбонатах она соответствует приведенным выше значениям пористости известняков и доломитизированных пород, т.е. до 4-5 %.

Как уже отмечалось, определения пористости представлены нами в виде кривых пористости, при необходимости можно пересчитать их в попластовом варианте.

Таким образом, пористость рассматриваемых пород типична для карбонатных отложений, в том числе – типична для пористости ранее выявленных продуктивных объектов на известных нефтегазовых месторождениях. Результаты выполненного нами анализа данных ГИС позволяют утверждать о наличии коллекторов в отложениях пород палеозойского возраста.

С целью подтверждения полученных результатов, уточнения и обоснования методик интерпретации ГИС, а также с целью получения новой геолого-геофизической информации предлагается проведение испытания ряда интервалов в рассматриваемой скважине. Под новой информацией подразумевается прямое подтверждение наличия коллекторов, обоснование типа порового пространства их, обоснование пластовой минерализации и УЭС пластовых вод.

- Первоочередным объектом испытания является интервал 1164-1380 м, представленный доломитами и весьма специфичной каверной (1367-1380 м).

- Представляют интерес испытания интервала 2243-2262 м, также представленного доломитами.

- Представляет интерес испытания хотя бы одного из интервалов переслаиваний (в порядке приоритетности): 1864-2130, 1550-1717 и 790-1003 м.

Отсутствие информации о текущем состоянии скважины (ликвидирована, в консервации) и состоянии ствола скважины ограничивает рекомендации по выбору способа испытаний. По возможности предлагается проведение поинтервальных испытаний в открытом стволе скважины (с откачкой до стабилизации минерализации или УЭС воды) с контролем результатов испытаний методами расходомерии и термодобито-метрии, например, с использованием приспособлений типа УГИС, обеспечивающих проведение ГИС в процессе испытания.

Считаем необходимым отметить, что в ряде интервалов, входящих в рекомендуемые интервалы испытаний, наблюдается превышение пористости $K_{п.нк}$ и $K_{п.ак}$ над объемной влажностью пород, что является признаком содержания жидких углеводородов. Некоторые рекомендаций были даны выше, однако следует отметить наиболее значимые из них.

1. Не целесообразно включение метода ИК для изучения интервалов высокоомных пород карбонатных отложений палеозойского возраста. Также не целесообразно применение в рассматриваемом разрезе метода ПС.

2. Необходимо повысить качество метрологии методов МКЗ, БМК (в т.ч. – выяснить причины ограничений верхнего предела измерения сопротивления), АК, ННК и ГГКП.

3. С целью выделения коллекторов по прямым признакам необходимо предусмотреть проведение повторных замеров методом БК, желательно с подключением БМК. Рассмотреть целесообразность применения приборов

БК, обеспечивающих сканирование стенок скважины, а также разноглубинных измерения.

4. Рассмотреть целесообразность применения буровых растворов с сопротивлением около 1,0-1,5 Ом*м, что позволит повысить эффективность БКЗ и МКЗ при сохранении достаточной информативности БК и БМК.

5. Рекомендуется опробование метода ВИКИЗ для выделения коллекторов и характеристики наиболее перспективной части разреза, сопротивления которой не превышают 200 Ом*м.

6. Рассматриваемая скважина в определенном смысле является уникальной, поэтому целесообразно проведение комплексной обработки геолого-геофизических материалов, включая цифровые данные АКШ, материалы ГТИ, результаты литологического описания и исследований керна и шлама, с представлением соответствующего отчета. Задачи этой работы должны включать детальную геолого-геофизическую характеристику разреза, обоснование методик геологической интерпретации материалов ГИС, анализ информативности их и обоснование рекомендаций для методического обеспечения и технологии поисково-разведочных работ.

Геолого-геофизические исследования Курган-Успенской параметрической скважины № 1

Параметрическая скважина Курган-Успенская № 1 (КУ-1) пробурена в 2008 г. на юге Западно-Сибирской плиты, в юго-восточной части Курганской области. В тектоническом отношении эта территория расположена в пределах Вагай-Ишимской впадины Боровской зоны, в области сочленения Уральских и Казахстанских структур. Согласно схеме структурно-фациального районирования девонских и каменноугольных образований Западной Сибири, Вагай-Ишимская впадина находится на территории Уватского района.

Профиль ствола скважины по результатам замеров инклинометрии приведен на рисунке 6.

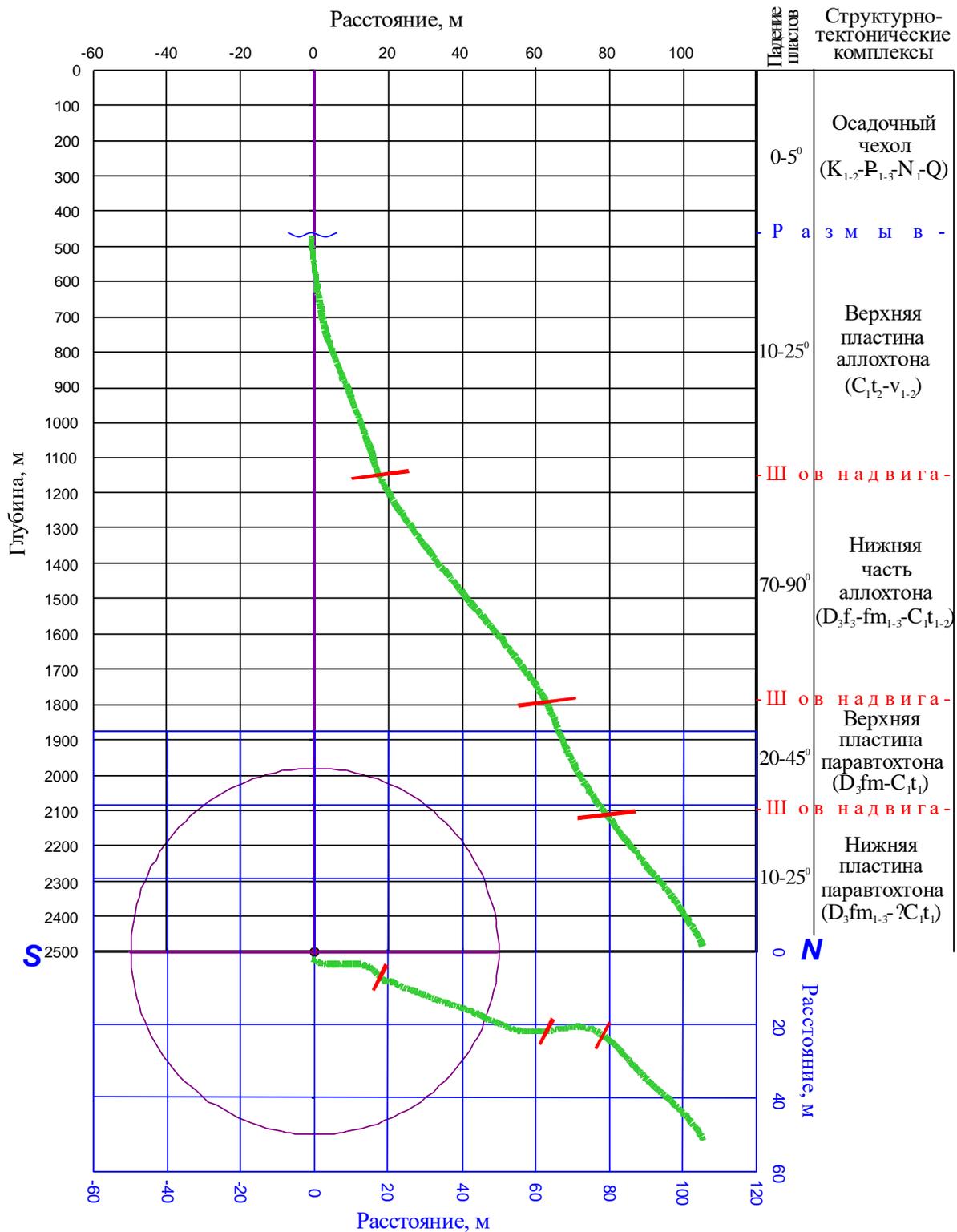


Рисунок 6 – Профиль ствола Курган-Успенской параметрической скважины № 1

Геофизические исследования в скважине выполнены в семь этапов:
 1. При забое 474 м (13-14.08.2007 г.) выполнен детальный комплекс ГИС в следующем объеме: стандартный каротаж (2 зонда), ПС,

БК, ИК, БКЗ, ГК, НГК, АК, ГГК-П, кавернометрия, профилометрия, резистивиметрия, инклинометрия.

2. При забое 704 м (21-22.09.2007 г.) выполнен привязочный каротаж, включающий методы: кавернометрия, профилометрия, термометрия, стандартный каротаж (2 зонда), ПС, ГК; при забое 872 м 25.09.2007 г. выполнен детальный комплекс, включающий методы: стандартный каротаж, ПС, ГК, НГК, ГГК-П, БК, ИК, БКЗ, БМК, МК, МКВ, АК, АКЦ+ФКД, резистивиметрия, кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия.

3. При забое 1260 м (09.10.2007 г.) выполнен детальный комплекс, включающий методы: стандартный каротаж, ПС, БК, БКЗ, ИК, МК, БМК+МКВ, ГК, НГК, АК+ФКД, кавернометрия, профилометрия, резистивиметрия, термометрия.

4. При забое 1615 м (04.11.2007 г.) выполнен детальный комплекс, включающий методы: стандартный каротаж, ПС, БК, БКЗ, ИК, МК, БМК+МКВ, ГК, НГК, кавернометрия, профилометрия, резистивиметрия, термометрия.

5. При забое 2077 м (17-18.12.2007 г.) выполнен детальный комплекс, включающий методы: стандартный каротаж, ПС, БК, БКЗ, ИК, МК, БМК+МКВ, ГК, НГК, ГГК-П, АК+ФКД, кавернометрия, профилометрия, резистивиметрия, термометрия, инклинометрия.

6. При забое 2503 м (31.01-02.02.2008 г.) выполнен детальный заключительный комплекс, включающий методы: стандартный каротаж, ПС, БК, БКЗ, ИК, МК, БМК+МКВ, ГК, СГК, НГК, 2ННК-Т, 2ННК-НТ, ГГК-П, АК+ФКД, КМП, КМВ, кавернометрия, профилометрия, резистивиметрия, термометрия, инклинометрия.

7. При искусственном забое 2490 м (13-23.03.08 г.) после разбуривания цементного стакана в 146 мм колонне были выполнены методы АКЦ и ГГКПЦ.

В процессе бурения с глубины 476 м проводились непрерывные геолого-технологические исследования с регистрацией комплекса геолого-геохимических и технологических параметров бурения.

Проектом на бурение параметрической скважины Курган-Успенской-1 / предусматривалось пройти с отбором керна 500 пог.м, что составляет 20 % от глубины скважины. Суммарный линейный вынос керна должен был составить не менее 60 % от проходки.

Всего с отбором керна пройдено 489 пог. м. Суммарный линейный вынос керна составил 340,3 м (69,6 %). В зависимости от используемого керноотборного оборудования отбирался керн диаметром 100, 80 и 60 мм.

Таблица 2

Сопоставление проектных и фактических объемов отбора керна

ПРОЕКТ			ФАКТ						
Возраст	Интервал, м	Проходка, м	№ долбления	Возраст	Интервал, м	Проходка, м	Вынос		Литология
							м	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$C_1 t$	470-480	10	1	$C_1 v_2$	476,0-479,4	3,4	1,1	32,4	Выветрелые туфотерригенные породы
	540-560	20	2		540,0-548,7	8,7	8,0	92,0	Известняки, туфотерригенные породы
3			548,7-557,3		8,6	8,6	100	Известняки органогенно-обломочные	
610-630	20	4	610,0-611,1		1,1	0,1	9,1	Туфоизвестняковый песчаник	
		5	611,1-611,9		0,8	0,8	100	Туфоалевролиты и туфоаргиллиты	
		6	625,6-633,7		8,1	7,5	92,6	Туфы и туфоалевролиты	
		7	680,0-682,4		2,4	1,8	75,0	Туффиты	
		8	682,4-692,2		9,8	9,3	94,9	Туфы, туфогравелиты, туфоалевролиты	
		9	710,0-718,8		8,8	7,5	85,2	Туфопесчаники, туфоалевролиты, туфы	
710-730	20	10	718,8-721,0		2,2	1,3	59,0	Туфоалевролиты, туффиты	
		11	828,5-829,5		1,0	0,0	0,0	-	
		12	829,5-833,1		3,6	3,6	100	Туфоалевролиты, туфопесчаники, туфоаргиллиты	
		13	870,9-887,9		17,0	16,0	94,0	Туфоалевролиты, туфопесчаники, туфоаргиллиты	
$D_2 gv-D_3 f$	870-920	50	14		887,9-906,5	18,6	17,7	95,2	Туфоалевролиты, туфоалевропесчаники, туфоаргиллиты
			15		906,5-923,7	17,2	17,2	100	Туфоалевролиты, туфоаргиллиты
	1000-1020	20	16		1009,3-1023,1	13,8	13,8	100	Известняки, доломиты, туфопесчаники
			17		1023,1-1040,4	17,30	17,3	100	Известняки доломитизированные
			18		1040,4-1058,5	18,1	18,1	100	Известняки доломитизированные

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$D_2 gv-D_3 f$	1100-1120	20	19	$C_1 t_2-C_1 v_1$	1080,1-1098,8	18,7	14,5	77,5	Известняки неравномерно глинистые
	1210-1240	30	20	$C_1 t_2$	1205,0-1213,5	8,5	7,7	90,6	Долериты
			21		1260,5-1274,9	14,4	13,1	91,0	Долериты
			22		1274,9-1290,0	15,1	12,9	85,4	Долериты и известковые скарны
	1330-1360	30	23	$C_1 t_2$	1330,3-1331,8	1,5	0,95	63,3	Известняки окремнелые
			24		1358,7-1364,8	6,1	6,0	98,4	Известняки окремнелые
			25		1364,8-1369,1	4,3	4,3	100	Известняки окремнелые, глинистые
	1450-1470	20	26	$C_1 t_1$	1429,8-1434,0	4,2	4,2	100	Известняки окремнелые
			27		1434,0-1435,5	1,5	1,5	100	Известняки окремнелые
			28		1450,1-1453,3	3,2	2,5	78,1	Известняки окремнелые
			29	$D_3 fm_{2-3}$	1467,0-1474,0	7,0	7,0	100	Известняки окремнелые
	1580-1600	20	30	$D_3 fm_2$	1525,1-1526,9	1,8	1,8	100	Известняки глинистые
			31		1580,1-1586,8	6,7	6,7	100	Известняки глинистые
			32		1586,8-1589,2	2,4	2,4	100	Известняки глинистые
	1730-1750	20	33	$D_3 f_2$	1700,4-1709,9	9,5	4,1	43,2	Известняки послойно глинистые
			34		1720,3-1725,4	5,1	4,4	86,3	Известняки
	$D_2 ef$	1880-1930	50	35	$C_1 t_2$	1860,0-1865,8	5,8	5,8	100
36				1865,8-1869,3		3,5	3,25	92,9	Известняки органогенно-обломочные
37				1869,3-1874,4		5,1	4,9	96,0	Известняки органогенно-обломочные
38				$C_1 t$	1904,8-1910,1	5,3	3,7	69,8	Известняки, кремнистые ?спонголиты
39					1923,2-1929,4	6,2	1,85	29,8	Кремнисто-глинистая порода
40					1929,4-1937,5	8,1	1,0	12,3	Карбонатно-кремнисто-глинистая порода
41					1937,5-1941,7	4,2	1,4	33,3	Кремнисто-доломитовая порода
1990-2020	30	42	$C_1 t$	1981,6-1988,5	6,9	4,9	71,0	Известняк окремнелый доломитистый	
		43		1988,5-1996,0	7,5	5,15	68,7	Известняк окремнелый доломитистый	
		44		1996,0-2004,0	8,0	7,3	91,3	Известняк окремнелый доломитистый	
		45		2004,0-2019,1	15,1	9,0	59,6	Известняки глинистые доломитистые	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
<i>D₂ ef</i>	2080-2110	30	46	<i>D₃ fm₂</i>	2079,8-2086,7	6,9	6,1	88,4	Известняки мало глинистые	
			47		2086,7-2094,2	7,5	2,6	34,7	Известняки мелкозернистые	
			48	<i>D₃ fm₁</i>	2094,2-2102,1	7,9	2,7	34,2	Известняки глинистые битуминозные	
			49		2102,1-2109,6	7,5	3,2	42,7	Известняки окремелые	
			50		2109,6-2114,3	4,7	4,2	89,4	Известняки органогенно-обломочные	
	2200-2230	30	51	<i>?C₁ t₁</i>	2195,1-2202,8	7,7	1,1	14,3	Известняки доломитизированные	
			52		2202,8-2215,0	12,2	6,3	51,6	Ангидриты, доломит-ангидриты	
			53	<i>D₃ fm₃</i>	2215,0-2225,1	10,1	1,8	17,8	Доломит-ангидриты, доломиты	
	2300-2330	30	54		2299,0-2306,9	7,9	2,9	36,7	Доломиты, известняки	
			55		2306,9-2313,4	6,5	2,1	32,3	Известняки частью доломитизированные	
			56		2313,4-2321,4	8,0	2,8	35,0	Известняки частью доломитизированные	
	2420-2460	40	60	<i>D₃ fm</i>	57	2321,4-2329,0	7,6	0,8	10,5	Известняки микрозернистые
					58	2420,0-2427,2	7,2	1,0	13,9	Доломиты, известняки
					59	2427,2-2435,9	8,7	1,8	20,7	Доломиты, известняки
60					2435,9-2451,0	15,1	5,1	33,7	Доломиты, известняки	
2490-2500	10	62		61	2459,4-2468,0	8,6	1,25	14,5	Известняки доломитизированные	
				62	2494,6-2503,3	8,7	2,55	29,3	Доломиты	
Итого	500					489	340,3	69,6		

В пределах Вагай-Ишимской впадины выделяются три структурных этажа, различающиеся по возрасту, характеру складчатости и степени метаморфизма. *Нижний этаж* слагают сложно дислоцированные и метаморфизованные досреднедевонские (основание рифея и нижний палеозой) образования фундамента Западно-Сибирской плиты. *Средний* этаж включает формации среднего и верхнего палеозоя, а также нижнего–среднего триаса и делится на три структурно-формационные комплекса: вулканогенно-терригенные породы среднего–верхнего девона (D_{2-3}), терригенно-карбонатные – фамена–визе ($D_3 \text{ fm}-C_1 \nu_1$) и вулканогенно-терригенные – среднего карбона–среднего триаса (C_2-T_{1-2}). Образования этого структурного этажа залегают на складчатом фундаменте с перерывом и угловым несогласием. *Верхний* этаж слагает плитный чехол Западной Сибири, сформировавшийся после среднего триаса (после анизийского времени) и представлен слабо литифицированными мезозойско-кайнозойскими отложениями (юра-квартер) толщиной от 300 м на юге до 1400 м на северо-востоке.

Представления о стратиграфии средне- и верхнепалеозойских отложений Вагай-Ишимской впадины получены, главным образом, по результатам изучения керн скважин глубокого бурения (Воскресенская-1, Лебяжьевская-2, Дмитриевская-1 и др.) и обобщены в «Стратиграфических схемах палеозойских образований Западно-Сибирской равнины».

Результаты изучения скважины Курган-Успенская-1 значительно дополнили и уточнили имеющиеся сведения по интервалу верхнего девона и нижнего карбона. Геологический разрез, вскрытый скважиной, разделяется на два крупных структурно-тектонических комплекса (этажа) (таблица 3, рисунок 7):

I) *доюрский фундамент* (инт. 469-2503 м), представленный преимущественно дислоцированными, в разной степени измененными терригенно-карбонатными и вулканогенно-терригенными образованиями верхнего девона и нижнего карбона;

II) *мезозойско-кайнозойский осадочный чехол* (инт. 5-469 м), сложенный преимущественно терригенными и, в меньшей степени, кремнистыми и карбонатными отложениями мела, палеогена, неогена и квартера.

Построение (реконструкция) разреза палеозойского фундамента проведено на основании комплексного литолого-петрографического и биостратиграфического изучения керн и шлама, а также интерпретации данных скважинных геофизических исследований и вертикального сейсмопрофилирования. Кроме того, были привлечены данные по разрезам пробуренных в районе исследований глубоких скважин и по региональному сейсмическому профилю «Курган».

Вскрытый скважиной фактический разрез образований фундамента в целом оказался более молодым (таблица 3, рисунок 7), чем это предпола-

галось на основании проведенных ранее исследований и обобщений.

Таблица 3

Сопоставление проектного и фактического стратиграфических разрезов
параметрической скважины Курган-Успенская № 1

Структурно-тектонический этаж	Стратон	Индекс	Проект		Факт		
			Глубина подошвы, м	Толщина, м	Глубина подошвы, м (+ 5 м от ст. п.)	Толщина, м	Литология
ОСАДОЧНЫЙ ЧЕХОЛ	Квартер	Q	5	5	9	4	Суглинки
	Светлинская свита	N ₁ sv	-	-	18	9	Глины, алевриты, пески
	Бещеульская свита	N ₁ bs	-	-	23	5	Глины, алевриты, пески
	Куртамышская свита	P ₃ ² kr	23	18	62	39	Глины, алевриты
	Чеганская свита	P ₂ ³ -P ₃ ¹ cg	92	69	97	35	Глины, алевриты
	Ирбитская свита	P ₂ ²⁻³ ir	141	49	146	49	Диатомиты, диатомитовые глины, песчаники
	Серовская свита	P ₂ ¹ sr	172	31	175	29	Песчаники, опоки
	Талицкая свита	P ₁ tl	178	6	181	6	Глины уплотненные
	Ганькинская свита	K ₂ m-P ₁ d gn	241	63	242	61	Мергели, пески, известковистые глины, песчаники
	Зайковская свита	K ₂ s-km zk ₁₋₂	324	83	272	30	Глины, песчаники
					316	41	Глины, опоки
	Камышловская свита	K ₂ k-st km	330	6	327	11	Песчаники
	Кузнецовская свита	K ₂ t kz	370	40	364	37	Глины уплотненные
	Викуловская свита	K _{1a} vk	435	65	433	69	Сероцветные глины, алевриты, пески
Киялинская свита	K _{1v} -br kl	450	15	469	36	Пестроцветные глины, алевриты, пески	
Фундамент	Визейский ярус	C1 v	-	-	1060	591	Терригенные и туфо-терригенные породы, в нижней и верхней частях глинистые известняки и известковые песчаники

Фамен-турнейский ярус	D3 fm- C1 t	900	450	2503 (забой)	1443 (вск.)	Известняки и доломиты с прослоями терригенных пород и сульфатов, редкие интрузии долеритов. Породы интенсивно дислоцированы	
	Живет-франский ярус	D2 gv – D3 f	1900				1000
	Эйфельский ярус	D ₂ ef	2500 (забой)				600 (вск.)

По результатам пробуренной в непосредственной близости скважины Восточно-Курганской № 44 (1984 г., забой 541 м) в кровле фундамента должна была залегать распространенная в южной части Вагай-Ишимской впадины терригенно-карбонатная толща фаменско-турнейского возраста. В действительности проведенные исследования показали визейский возраст вскрытых в прикровельной части фундамента карбонатов в скважине Курган-Успенской № 1.

По новейшим результатам интерпретации данных сейсмического профилирования и обобщения большого количества геологических материалов по исследуемому региону в верхней части фундамента в районе заложения Курган-Успенской скважины предполагалось распространение живетских вулкано-терригенных образований, подстилаемых терригенно-кремнисто-карбонатной толщей эйфельского возраста. Фактически живетские образования так и не были достигнуты пробуренной скважиной, а на месте кровли провизорной толщи эйфеля оказалась кровля терригенно-карбонатных отложений девона и карбона.

Таким образом, параметрическая скважина Курган-Успенская № 1 оказалось заложеной на более погруженном участке палеозойского фундамента, чем это предполагалось Проектом. При этом из-за дислоцированности разреза – «нагромождение» тектонических пластин и крутое падение пластов вблизи образованной Неверовским надвигом (горстом) Лебяжьевской тектонической депрессии – вскрытая (вертикальная) толщина фаменско-турнейских терригенно-карбонатных образований оказалась существенно завышенной.

На основании комплекса полученной по скважине геологической и геофизической информации проведено расчленение вскрытого разреза фундамента на два структурно-тектонических подэтажа. Нижний подэтаж (паравтохтон) выделен инт. 1794,0-2503,3 м. Он сложен слабо дислоцированными осадочными, карбонатными по составу породами. Паравтохтон

подразделяется на две части (пластины): нижнюю (инт. 2115-2503 м) и пологонадвинутую на нее – верхнюю (инт. 1794-2115 м).

СИСТЕМА	ОТДЕЛ	ЯРУС	ИНДЕКС	ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ КОЛОНКА	МОЩНОСТЬ, м	ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД
ВЕРХНИЙ ПАЛЕОЗОЙ			PZ ₃		1500	Вишневые и пестрые аргиллиты, алевролиты и песчаники с маломощными прослоями известняков с остракодами <i>Darvinula moniterica</i> , <i>D. abeplitta</i> , <i>D. aff. stelmachovi</i>
						Красноцветные конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты полимиктового состава
КАМЕННО-УГОЛЬНАЯ	НИЖНИЙ	ТУРНЕЙСКИЙ	D ₃ fm-C1t		1000	Известняки с прослоями песчаников, алевролитов и аргиллитов с большим количеством фауны. В основании разреза фораминиферы фамена: <i>Paratuurammina suleimanovi</i> Lip., <i>P. gekkeri</i> Antrop., <i>Diplosphaerina magna</i> Pojark.
						В верхней части фораминиферы турне: <i>Quasiendothyra cf. eokobeitusana</i> Durk., <i>Q. ex gr. kobeitusana</i> (Raus.), <i>Endothyra ex gr. kosvensis</i> Lip., <i>E. cf. inflata</i> Lip., <i>E. ex gr. recta</i> Lip., <i>Planoendothyra</i>
ДЕВОНСКАЯ	СРЕДНИЙ	ФРАНКСКИЙ	D ₂₋₃		2500	Красноцветные конгломераты, гравелиты, песчаники, алевролиты, аргиллиты, кварцевые порфиры, дациты, трахидациты, андезиты, трахиандезиты, трахибазальты и их туфы
НИЖНИЙ ПАЛЕОЗОЙ			PZ ₁		4000	Зеленые сланцы, метапесчаники, рассланцованные туфы
РИФЕЙ			R		5000	Сланцы кристаллические

Стратиграфическая колонка по /Закоружников и др., 1987/

— фактический разрез - - - проектный разрез

Рисунок 7 – Проектный и фактический разрез по скважине Курган-Успенская № 1 в региональной стратиграфической схеме фундамента

Верхний подэтаж (аллохтон) выделен в инт. 469-1794 м. Аллохтон подразделяется на две части. Нижняя часть (инт. 1177-1794 м) представляет собой фрагмент подвернутой (запрокинутой) антиклинальной складки надвинутой на паравтохтон. Данный фрагмент сложен интенсивно дислоцированными преимущественно карбонатными породами с углами падения до $80-90^{\circ}$ к горизонту. Верхняя часть в инт. 1177-1318 м прорвана пластовыми интрузиями долеритов. Карбонатные породы, находящиеся между интрузиями, в результате контактового метаморфизма превратились в известковые скарны. Возраст пород нижней части аллохтона от верхне-франского подъяруса до верхнетурнейского подъяруса. Верхняя часть аллохтона (инт. 469-1177 м) представляет собой фрагмент пластины пологого надвига, срезавшего сводовую часть антиклинальной складки.

По-видимому, аллохтон образован двумя крыльями антиклинальной складки, у которой одно крыло крутое (нижняя часть), а другое пологое (верхняя часть). К тому же при короблении пологое крыло было проташено через сводовую часть. В результате этого в верхней части аллохтона мы не видим фрагментов интрузий. Верхняя часть аллохтона сложена неравномерным переслаиванием терригенных пород, известняков и вулканотерригенных пород. Углы падения от 10 до 30° к горизонту. Возраст – верхнетурнейский подъярус – визейский ярус.

Породы-коллекторы и флюидоупоры

Выделение пластов-коллекторов в разрезе скважины проводилось по наличию прямых и косвенных качественных признаков (наличию глинистой корки, изменению радиального градиента сопротивления по комплексу методов ЭК, низких показаний ГК и т.д.) и по косвенным количественным критериям (граничным значениям пористости – $k_{п}^{гран}$, глинистости – $C_{гг}^{гран}$). В связи с отсутствием комплекса петрофизической информации (петрофизического обеспечения), накопленного для района работ, в качестве количественных критериев границы коллектор-неколлектор использовались среднестатистические значения пористости, проницаемости, глинистости. Для выделения коллекторов использовались величины установленные для Урало-Поволжья: $k_{п}^{гран}=6$ % для доломитов, $k_{п}^{гран}=8$ % для известняков, $k_{п}^{гран}=15-17$ % для терригенных коллекторов карбона, $k_{п}^{гран}=10-12$ % для терригенных коллекторов девона. Граничное значение глинистости коллекторов – 30 %.

Определение типа коллектора (поровый, каверновый, трещинный, смешанный) проводилось по описанию образцов керна, сопоставлению пористости и проницаемости пород по данным петрофизических исследований керна, характерным изменениям геофизических параметров, результатам определения величины пористости по данным методов АК, НГК, ГГК-П, ЭК.

Пористость карбонатных пластов-коллекторов оценивалась по комплексу методов АК, ГГК-П, НГК, терригенных – по данным АК, ЭК, ГГК-П с использованием стандартных методик. При определении пористости и литологии пород использовались следующие константы, характеризующие скелетную фракцию пород: песчаник – $\sigma_{\text{мин}}=2,60$ г/см³, доломит – $\Delta t_{\text{мин}}=142$ мкс/м, $\sigma_{\text{мин}}=2,87$ г/см³, известняк – $\Delta t_{\text{мин}}=155$ мкс/м, $\sigma_{\text{мин}}=2,71$ г/см³.

Определение глинистости проводилось по данным СГК (изменению содержания тория и калия).

Удельное электрическое сопротивление осадочных пород ($\rho_{\text{п}}$) оценивалось по данным ИК, БК, БКЗ. Определение характера насыщения осуществлялось на основе количественных оценок коэффициента водонасыщенности по стандартным зависимостям $P_{\text{п}} = f(k_{\text{п}})$ и $P_{\text{н}} = f(k_{\text{в}})$ с учетом петрофизических данных по Курган-Успенской параметрической скважине и на качественном уровне – по методике парного сопоставления геофизических параметров, один из которых зависит от нефтегазонасыщенности и пористости, а другой, в основном, – от пористости (УЭС-ГГК-П, УЭС-АК и т.д.). Для оценки характера насыщения коллекторов проводились также сопоставления показаний различных модификаций нейтронного каротажа (НГК, ННК-Т) и временных замеров БК.

Характеристика пластов-коллекторов по данным ГИС приведена в таблице 4.

Таблица 4

Характеристика пород-коллекторов по данным ГИС

Кровля, м	Подош-ва, м	Н, м	ДС, мм	ГК, мкР/час	НГК, усл.ед.	ГК-П, г/см ³	АК, мкс/м	УЭС, Ом*м	К _п , %	Литология	Коллекторские свойства	Характер насыщения
123,0	131,3	8,3	297	2,65	1,00	1,66	655	5,9	>40	песок	коллектор	водонасыщенный
131,3	133,6	2,3	299	2,35	0,97	1,62	663	5,4	>40	песок	коллектор	водонасыщенный
166,0	176,7	10,7	301	3,30	1,11	2,17	680	10,8	29,1	песчаник	коллектор	водонасыщенный
180,6	192,9	12,3	330	2,40	1,15	2,26	687	11,9	23,9	песок/песчаник	коллектор	водонасыщенный
201,0	223,0	22,0	317	2,70	1,13	2,22	680	11,2	26,1	песок/песчаник	коллектор	водонасыщенный
268,0	273,0	5,0	297	3,20	1,10	1,92	565	6,6	>40	песчаник	коллектор	водонасыщенный
315,8	325,0	9,2	303	2,80	1,08	1,94	590	4,8	>40	песчаник	коллектор	водонасыщенный
364,5	376,7	12,2	296	1,50	1,11	2,26	535	7,7	23,6	песок	коллектор	водонасыщенный
378,8	387,8	9,0	294	2,25	1,10	2,13	520	6,3	31,5	песок	коллектор	водонасыщенный
415,0	426,3	11,3	299	1,25	1,17	2,26	538	7,7	23,6	песок	коллектор	водонасыщенный
427,3	430,0	2,7	300-330	2,75	1,30	2,22	505	7,8	26,1	песок	коллектор	водонасыщенный
510,0	512,0	2,0	230	4,0	1,65-2,15	2,56	300	12,0	8,8	туфоизвестняк	возможно, поровотре- щинный коллектор	водонасыщенный
531,0	533,0	2,0	220	12,0	2,1	2,50	230	23,0	12,3	туфоизвестняк	возможно, поровотре- щинный коллектор	водонасыщенный
541,5	543,0	1,5	224	7,0	1,8	2,55	290	15,0	9,3	туфоизвестняк	возможно, поровотре- щинный коллектор	водонасыщенный
552,0	554,5	2,5	218	7,2	1,75	2,52	225	16,0	11,1	туфоизвестняк доло- митизированный	возможно, поровотре- щинный коллектор	водонасыщенный
1562,0	1567,0	5,0	215,5	3,6-4,0	2,88-3,1	2,57-2,7	175	182,0	8,2	известняк	возможно, поровотре- щинный коллектор	неясно
1799,0	1808,0	9,0	217,0	3,25	2,68	2,54	200	72,4	9,9	известняк	возможно, поровотре- щинный коллектор	неясно
2208,5	2220,0	11,5	213-248	3,4-4,8	7,3-12,3	2,3-2,73	165-187	215-450	-	доломит, доломит- ангидрит	возможно, зона трещиноватости	неясно
2457,0	2459,0	2,0	448	6,8	1,00	1,34	346	17,2	-	доломит	возможно, зона трещиноватости	неясно

Интервал 9-469 м (отложения неогена, палеогена, мела)

Коллекторы представлены высокопористыми (величина $k_{п}$ от 23 до 40 % и более) водонасыщенными песчаными пластами толщиной от 2,3 до 22 м. По данным электрического каротажа коллекторы характеризуются повышающим проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласты, величина УЭС коллекторов составляет 5,4-11,2 Ом*м.

Интервал 469-1177 м (верхняя часть аллохтона)

По данным ГИС в интервале 469-1177 м прямые признаки наличия пластов-коллекторов отсутствуют.

По результатам исследования образцов керн породы верхней части аллохтона характеризуются широким диапазоном изменения емкостных свойств (величина $k_{п}=1,02-19,5$ %), но по величине газопроницаемости относятся к низкопроницаемым. Большая часть образцов имеет величину $k_{пр}<0,1$ фм². Однако в интервале 498-561 м, представленном карбонатными породами, в образце с глубины 553,67 м определена величина $k_{пр}=6,06$ фм² при пористости 11 %. Пустотное пространства образца представлено суб-вертикальными извилистыми трещинками (микротрещинам), часто угасающими с максимальным для всех изученных образцов раскрытием (0,022 мм).

По величине пористости по данным ГИС с использованием средне-статистических количественных критериев ($k_{п}^{гран}=6-8$ %) коллекторами являются пласты в интервалах 510-512 м, 531-533 м, 541,5-543 м, 552-554,5 м. Учитывая, что пористость пластов (9-12 %) для сравнительно небольших глубин невысокая, указанные пласты по данным ГИС отнесены к категории «возможно, коллектор». Тип коллектора – смешанный (порово-трещинный). По результатам интерпретации коллекторы водонасыщенные. Глинистые породы в интервале 430-510 м по величине геофизических параметров характеризуются как флюидоупоры.

Интервал 1177-1794 м (нижняя часть аллохтона)

По данным ГИС в интервале 1177-1794 м прямые признаки наличия пластов-коллекторов отсутствуют.

По результатам лабораторных исследований образцов керн породы этой части разреза относятся к низкопористым ($k_{п}=0,25-7,40$ %) и низкопроницаемым ($k_{пр}<0,1$ фм²). Лишь в нескольких образцах, представленных трещиноватыми известняками, величина $k_{пр}$ составляет 0,169-1,11 фм².

По количественному критерию в нижней части аллохтона к категории «возможно, коллектор» отнесен пласт в интервале 1562-1567 м. Тип коллектора – смешанный (порово-трещинный). По результатам интерпретации характер насыщения коллектора неясен. В интервале 555-1562 м разреза скважины по данным ГИС и петрофизических исследований керн в породах отсутствуют коллекторские свойства, то есть они характеризуются как флюидоупоры.

Интервал 1794-2503 м (паравтохтон)

По данным ГИС в интервале 1794-2503 м прямые признаки наличия пластов-коллекторов отсутствуют.

По результатам исследования образцов керн породы, слагающие разрез паравтохтона, обладают низкими фильтрационными (в большинстве образцов величина $K_{пр}$ менее 0,1 фм²) и емкостными ($k_n=0,44-6,50\%$) свойствами. Тем не менее, в нескольких образцах керн величина проницаемости достигает 0,115-0,119 фм², а в одном из образцов (доломит сильно окремненный с единичными волосяными трещинками) из верхней части паравтохтона – 0,383 фм².

По данным кавернометрии, плотностного гамма-гамма каротажа ряд интервалов в разрезе паравтохтона (2208,5-2220,0 м, 2310,5-2312,7 м, 2314,0-2315,5 м, 2317,0-2318,5 м, 2333,5-2346,5 м, 2357,0-2358,0 м, 2385,5-2387,5 м, 2392,5-2395,0 м, 2402,0-2406,0 м, 2408,5-2410,0 м, 2412,0-2413,5 м, 2416,0-2418,2 м, 2428,6-2431,0 м, 2457,0-2459,0 м) характеризуется увеличением диаметра ствола до 230-245 мм (номинал – 215,9 мм), снижением величины $\sigma_{об}$ до 2,2-2,4 г/см³. Такое изменение геофизических параметров может быть связано с наличием зон открытых трещин либо естественного тектонического, либо техногенного происхождения.

По величине пористости, определенной по данным ГИС, в этой части разреза к категории «возможно, коллектор» отнесен интервал 1799,0-1808,0 м. Тип коллектора – смешанный (порово-трещинный). По результатам интерпретации характер насыщения коллектора неясен.

Выбор и характеристика объектов испытания

В интервале вскрытой скважиной верхней части палеозойского фундамента (469-2503 м) по данным ГИС и петрофизических исследований образцов керн пласты-коллекторы с высокими фильтрационно-емкостными свойствами отсутствуют. По данным ГИС выделен ряд интервалов, характеризующихся как «возможно, коллектор», а также возможных зон трещиноватости.

Учитывая сложное (плохо предсказуемое) геологическое строение разреза скважины, изменчивость вещественного состава пород, отсутствие достаточного петрофизического обеспечения по региону было принято и согласовано с Заказчиком решение об отмене намеченных в Проекте /70/ испытаний пластов в процессе бурения. К испытанию в эксплуатационной колонне было намечено четыре объекта.

Объект 1 – инт. 2453-2460 м; нижняя пластина паравтохтона, верхний девон, нижний-средний фамен. По данным отбора керн и шлама интервал слагается измененными карбонатными породами (доломитами), в породах наблюдаются разнонаправленные трещины шириной от 0,5 до 7 мм и каверны диаметром от 5 до 40 мм, заполненные кристаллическим

кальцитом. По интерпретации ГИС интервал характеризуется увеличением диаметра скважины (в нижней части до 450 мм) и представлен трещиноватыми карбонатными породами, выделяющимися некоторым снижением объемной плотности и показаний нейтронных методов. Величина удельного электрического сопротивления по данным БК составляет 15-120 Ом*м. По результатам интерпретации данных ГИС интервал характеризуется как возможный трещинный коллектор. Цель испытания – уточнение наличия коллекторских свойств и выяснение характера насыщения.

Объект 2 – инт. 2209-2220 м; нижняя пластина паравтохтона, пограничные образования девона и карбона (?). Интервал перекрыт пластом ангидритов и доломит-ангидритов. По керну интервал представлен ангидритами, ангидрит-доломитами и доломитами мелкозернистыми с тонкими пропластками и линзочками аргиллитов. По интерпретации ГИС интервалы 2208,5-2210,0 м, 2211,6-2213,4 м и 2216,0-2220,0 м характеризуются увеличением диаметра скважины до 240 мм и представлены трещиноватыми доломитизированными породами, выделяющимися снижением объемной плотности до 2,3 г/см³. Величина удельного электрического сопротивления по данным БК составляет 200-500 Ом*м. По результатам интерпретации данных ГИС интервал характеризуется как возможный трещинный коллектор. Цель испытания – уточнение наличия коллекторских свойств и выяснение характера насыщения.

Объект 3 – инт. 1795-1808 м; верхняя пластина паравтохтона, верхний карбон, нижний турне. Интервал перекрыт пластом глинистых известняков толщиной 9,0 м. По данным отбора шлама интервал сложен органо-генно-обломочными известняками. По интерпретации ГИС интервал представлен известняками, возможно трещиноватыми. Пористость пород составляет 7,6-10,5 %, величина удельного электрического сопротивления по данным БК – 60-150 Ом*м. По результатам интерпретации данных ГИС интервал характеризуется как возможный коллектор, тип коллектора – порово-трещинный. По данным газового каротажа при бурении этого интервала отмечалась аномалия суммарного содержания горючих газов до 3,5 % при фоновых значениях 0,2-0,4 %. Цель испытания – уточнение наличия коллекторских свойств и выяснение характера насыщения.

Объект 4 – инт. 1562-1574 м; нижняя часть аллохтона, верхний девон, средний-верхний фамен. По данным ГИС интервал слагается известняками, возможно трещиноватыми. Пористость пород изменяется от 0,5 до 8,2 %, величина удельного электрического сопротивления по данным БК составляет 180-600 Ом*м. По результатам интерпретации данных ГИС интервал характеризуется как возможный коллектор, тип коллектора – порово-трещинный. По данным газового каротажа при бурении этого интервала отмечалась аномалия суммарного содержания горючих газов до 2,0 % при фоновых значениях 0,2-0,4 %. Цель испытания – уточнение наличия коллекторских свойств и выяснение характера насыщения.

В связи со сложным тектоническим строением разреза доюрского фундамента, его плохой изученностью, а, следовательно, и малой предсказуемостью при интерпретации материалов в процессе бурения испытание потенциально перспективных горизонтов проводилось только в эксплуатационной колонне, после тщательной оценки всех полученных геологических, геофизических и технологических материалов.

Для испытания в эксплуатационной колонне было выбрано четыре объекта в нижней и средней частях вскрытого разреза фундамента.

Объект 1. Интервал 2453,0-2460,0 м

Искусственный забой скважины	2485,5 м
Диаметр обсадной колонны	146x7,7 мм
Диаметр НКТ	73x5,5 мм
НКТ спущены на глубину	2440,0 м

В процессе испытания объекта с 15.03.08 г. по 17.03.08 г. выполнялись следующие виды работ:

- 13.03.2008 г. – ГК, ЛМ, АКЦ, ФКД
- 14.03.2008 г. – СГДТ
- 15.03.2008 г. – ГК, ЛМ, Т, перфорация интервала ЗПКС-80 плотностью 16 отв./п.м., переход на тех. воду плотностью 1,01 г/см³.
- 16.03.2008 г. – Шаблонирование от 0 до 1100 м, свабиrowание в режиме «откачка-приток» с 16 по 17 марта 2008 г. с отбивкой уровня жидкости в стволе скважины и записью параметров притока.

Всего из объекта за 8 часов 10 минут свабиrowания извлечено 7,41 м³ жидкости. Свабиrowанием уровень жидкости в скважине понижен до 810 м. Была выполнена запись кривой восстановления уровня (КВУ) в течение 15 часов 30 минут. В течение всего времени регистрации КВУ положение уровня в скважине оставалось практически неизменным. Это однозначно свидетельствует об отсутствии проницаемых горизонтов-коллекторов в исследуемом интервале. Объект испытания классифицируется как «сухой» (бесприточный).

Объект 2. Интервал 2209,0 – 222,0 м

Искусственный забой скважины	2485,5 м
Диаметр обсадной колонны	146x7,7 мм
Диаметр НКТ	73x5,5 мм
НКТ спущены на глубину	2200,0 м

В процессе испытания объекта с 25.03.08 по 30.03.08 гг. выполнялись следующие виды работ:

- 23.03.2008 г. – ГК, ЛМ, СГДТ, АКЦ, ФКД
- 25.03.2008 г. – ГК, ЛМ, перфорация интервала ЗПКС-80 плотностью 16 отв./п. м, переход на тех. воду плотностью 1,01 г/см³.
- 26.03.2008 г. - свабиrowание в режиме «откачка-приток» с 26 по 27 марта 2008 г. с отбивкой уровня жидкости в стволе скважины и записью параметров притока.

Всего из объекта за 9 часов 50 минут сваби́рования извлечено 11,76 м³ жидкости. Сваби́рованием уровень жидкости в скважине понижен до 890 м. Была выполнена запись кривой восстановления уровня (КВУ) в течение 31 часов 40 минут. В течение всего времени регистрации КВУ положение уровня в скважине оставалось практически неизменным. Это однозначно свидетельствует об отсутствии проницаемых горизонтов-коллекторов в исследуемом интервале. Объект испытания классифицируется как «сухой» (бесприточный).

Объект 3. Интервал 1795,0 – 1808,0 м

Искусственный забой скважины	2485,5 м
Диаметр обсадной колонны	146x7,7 мм
Диаметр НКТ	73x5,5 мм
НКТ спущены на глубину	1781,0 м

В процессе испытания объекта с 04.04.08 по 06.04.08 гг. выполнялись следующие виды работ:

- 04.04.2008 г. – ГК, ЛМ, Т, перфорация интервала ЗПКС-80 плотностью 16 отв./п. м, переход на тех. воду плотностью 1,01 г/см³.
- 05.04.2008 г. – сваби́рование в режиме «откачка-приток» с отбивкой уровня жидкости в стволе скважины и записью.

Всего из объекта за 10 часов сваби́рования извлечено 11,64 м³ жидкости. Сваби́рованием уровень жидкости в скважине понижен до 830 м. Была выполнена запись кривой восстановления уровня (КВУ) в течение 20 часов 20 минут. В течение всего времени регистрации КВУ положение уровня в скважине оставалось практически неизменным. Это однозначно свидетельствует об отсутствии проницаемых горизонтов-коллекторов в исследуемом интервале. Объект испытания классифицируется как «сухой» (бесприточный).

Объект 4. Интервал 1562,0 – 1574,0 м

Искусственный забой скважины	2485,5 м
Диаметр обсадной колонны	146x7,7 мм
Диаметр НКТ	73x5,5 мм
НКТ спущены на глубину	1557,0 м

В процессе испытания объекта с 07.04.08 по 08.04.08 гг. выполнялись следующие виды работ:

- 07.04.2008 г. – ГК, ЛМ, Т, перфорация интервала ЗПКС-80 плотностью 16 отв./п. м, переход на тех. воду плотностью 1,01 г/см³, сваби́рование в режиме «откачка-приток» с отбивкой уровня жидкости в стволе скважины и записью параметров притока.

Всего из объекта за 8 часов сваби́рования извлечено 11,34 м³ жидкости. Сваби́рованием уровень жидкости в скважине понижен до 820 м. Была выполнена запись кривой восстановления уровня (КВУ) в течение 10 часов 20 минут. В течение всего времени регистрации КВУ положение уровня в скважине оставалось неизменным. Это однозначно свидетельствует об от-

сутствии проницаемых горизонтов-коллекторов в исследуемом интервале. Объект испытания классифицируется как «сухой» (бесприточный).

Таким образом, при испытании выделенных по геофизическим данным наиболее возможных горизонтов-коллекторов (трещинных и порово-трещинных) притоков не получено. Это подтверждает данные петрофизических исследований пористости и проницаемости пород и свидетельствует об отсутствии сколько-нибудь значительных потенциальных природных резервуаров во вскрытом разрезе палеозоя.

Палеозойский разрез, вскрытый скважиной КУ-1, разбит на шесть разномасштабных блоков с тектоническими границами (рисунок 8, таблица 5), представляющих собою фрагменты нескольких литологических толщ. Отбор керн неполный (25 %), поэтому при определении границ этих толщ использованы также данные ГИС и анализ шлама.

В нижней части разреза, в интервале 2116-2503,3 м (**блок I**), вскрыты карбонатные породы верхнего фамена и карбонатно-сульфатная толща нижнего (?) турне. Залегание слоев здесь спокойное, углы падения колеблются в пределах 10-30°. Вертикальная видимая толщина составляет 288 м, истинная – близка к 270 м.

В интервале 1318-2116 м, характер разреза гораздо более сложный. Здесь наблюдаются изменчивые условия залегания и выделяются еще четыре тектонических блока – второй, третий, четвертый и пятый.

Блок II (2050-2116 м) сложен глинисто-карбонатными породами среднего фамена. Углы падения слоев приблизительно такие же, как и в первом блоке – 10-30°. Вертикальная видимая толщина этого фрагмента составляет около 70–80 м, истинная – порядка 50-60 м.

Блок III (1794-2050 м) представлен фрагментом толщи глинистых известняков и известковых аргиллитов верхнего турне. Вертикальная видимая толщина его составляет 256 м. Углы падения слоев довольно устойчивые – 30-40° к горизонтали, следовательно, истинная видимая толщина порядка 200-210 м. В интервале 2004,0-2019,1 м присутствуют открытые трещины с зеркалами скольжения, наклоненными под углом 40°.

Блок IV (1450-1794 м), сложенный глинистыми известняками фаменского яруса, характеризуется крутопадающими пластовыми поверхностями (70–90°). Истинная толщина не более 50-100 м.

Блок V (1318–1450 м) представлен глинистыми известняками и аргиллитами верхнего турне. Углы падения слоев в нижней части порядка 40-60°, в верхней – 70-90°, истинная видимая толщина не более 20–30 м. В интервале 1364,8-1434,0 м породы брекчированы, местами рассланцованы, окремнены. Повсюду встречаются зеркала скольжения под углом 0-45°. Скорее всего, здесь имеется еще одна тектоническая зона, но амплитуда смещения по ней незначительная.

На известняках пятого блока залегают базальты и долериты (1177-1318 м), взаимоотношения с ними не вполне ясны. В первичном керне

можно было наблюдать один из контактов тела окварцованных известняков, встречающихся среди базальтов. Он крутой – не менее 70° , что может свидетельствовать о залегании магматического тела в кровле толщи известняков, но согласное оно или нет, утверждать нельзя. Если принять вариант согласного залегания, тогда толщина магматитов составляет 25-50 м. В то же время, по данным ГИС, в нижней части тела базальтоидов наблюдаются зоны значительной трещиноватости (глубины 1270,0-1274,9 м; 1288,0-1302,0 м), в т.ч. вблизи тела окварцованных известняков. Это свидетельствует о принадлежности магматитов к тектонизированной части разреза, о его образовании до развития разломной тектоники. При такой трактовке, окварцованные известняки представляют собою тектонические отторженцы.

Таблица 5

Взаимоотношения осадочных комплексов в разрезе скважины КУ-1

Тектонические блоки	Толща	Интервал, м	Углы залегания слоев	Возраст
VI	Верхняя красноцветная (возможно, с корой выветривания)	469–498		C ₁ ?
	верхняя песчано-известняковая	498–561	0–5 ⁰	C ₁ v ₁
	красноцветных песчаников и аргиллитов	561–952	0–10 ⁰	C ₁ v ₁
	песчано-известняковая	952–1177	в верхней части 10 ⁰ , в нижней – 20–30 ⁰	C ₁ t ₂ C ₁ v ₁
	Базальты и долериты	1177–1318		
V	глинистых известняков и известковых аргиллитов (второй фрагмент)	1318–1450	в верхней части 70–90 ⁰ , в нижней – 40–60 ⁰	C ₁ t ₂
IV	карбонатная (третий фрагмент)	1450–1794	70–90 ⁰	D ₃ fm ₂ - fm ₃
III	глинистых известняков и известковых аргиллитов (первый фрагмент)	1794–2050	30–40 ⁰	C ₁ t ₂
II	карбонатная (второй фрагмент)	2050–2116	10–30 ⁰	D ₃ fm ₂
I	карбонатно-сульфатная	2116–2216	5–10 ⁰	C ₁ t ₁
	карбонатно-сульфатная	2216–2503	5–10 ⁰ , в нижней части до 20 ⁰	D ₃ fm ₃

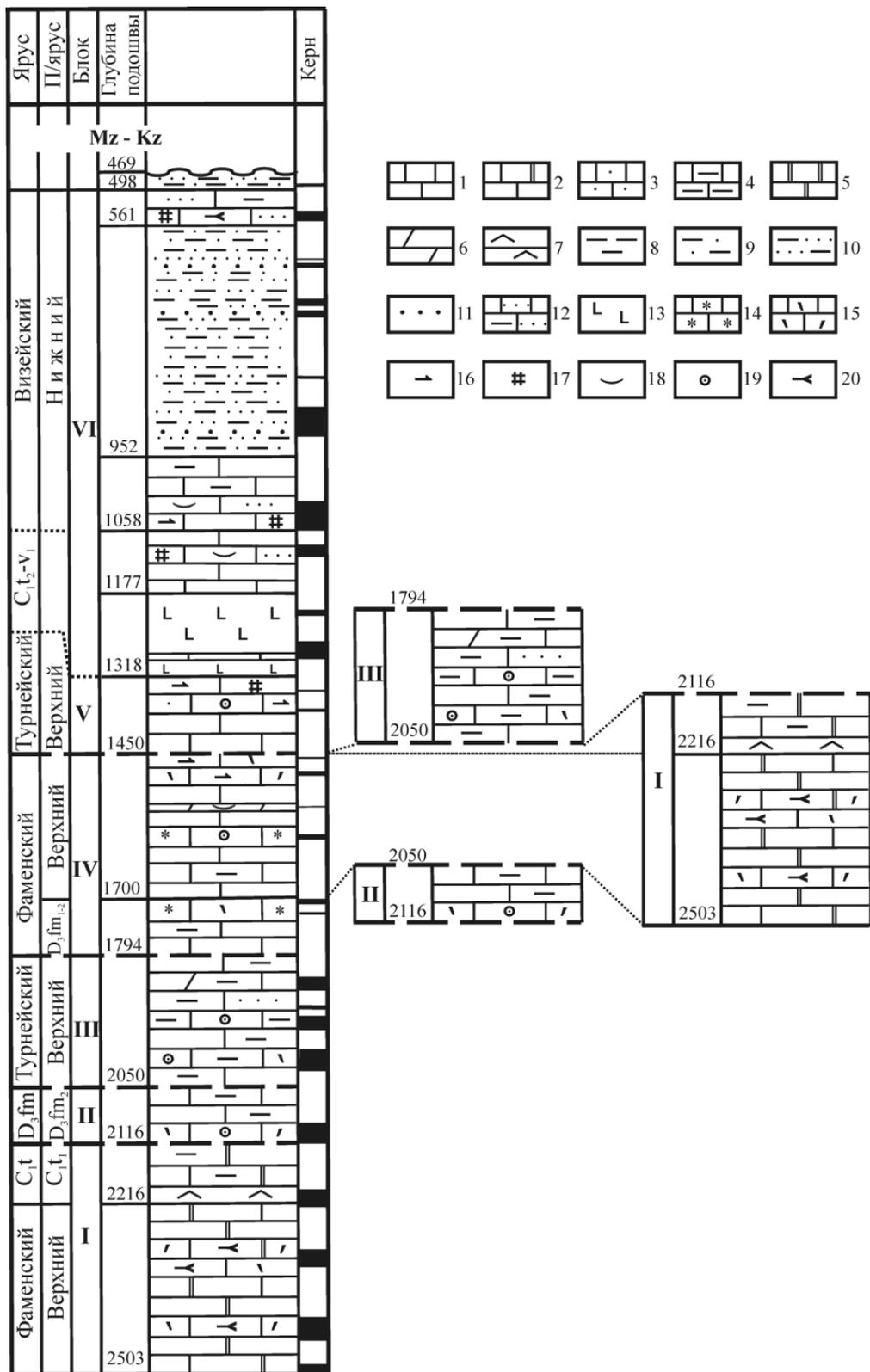


Рисунок 8 – Стратиграфическая колонка Курган-Успенской скважины № 1

1-4 – известняки: 1 – чистые неизменные, 2 – доломитизированные, 3 – песчанистые, 4 – глинистые; 5 – доломиты; 6 – мергели; 7 – ангидриты; 8-9 – аргиллиты: 8 – чистые, 9 – песчанистые; 10-12 – песчаники: 10 – глинистые, 11 – без примеси, 12 – известково-глинистые; 13 – базальты, долериты; 14-15 – известняки: 14 – пеллоидные, 15 – биокластовые; 16-20 – органические остатки: 16 – спикулы губок, 17 – мшанки, 18 – брахиоподы, 19 – криноидеи, 20 – водоросли.

Взаимоотношения магматитов с осадочными комплексами блока **VI** также недостаточно определенные. Углы наклона перекрывающих базальты осадочных слоев составляют от 20 до 35°, но сам контакт не вскрыт.

По видимому, этот контакт тоже тектонический, а мощная толща верхнетурнейско-нижневизейских отложений представляет собой надвинутый на базальты аллохтон.

В то же время, имеется ряд моментов, противоречащих подобной трактовке. Так, подстилающие магматиты слои осадочных пород вместе с базальтами интенсивно смяты и разбиты многочисленными разломами, но фрагментов вышележащих образований среди них нет.

Кроме того, перекрывающая часть разреза, толщиной около 500 м, залегает очень спокойно. Следы тектонических нарушений в ее пределах отсутствуют. Углы падения слоев в основном составляют 0-10°, только в низах толщи они достигают 30–35°. С нашей точки зрения, более правдоподобной является модель, по которой известняки основания шестого блока ложатся согласно на базальты. Это подтверждает и состав органических остатков.

Блок **VIв** нижней части сложен песчано-известняковыми породами верхнего турне-нижнего визе, в средней – пачкой красноцветных песчаников и далее песчано-известняковыми образованиями верхней части нижнего визе. В кровле блока и палеозойского разреза в целом наблюдаются красноцветные песчаники и кора выветривания, условно отнесенные к нижнему карбону.

Геолого-геофизические исследования скважин Курганской области

Ниже приведены литолого-стратиграфические разрезы скважин ВК-49 (Курганская), Воскресенской № 1, Дмитриевской № 1, Покровского ЛУ, Западно-Ишимской № 2-П. Разрез этих скважин имеет типовой вид для скважин юга Тюменской и Курганской областей (рисунки 9-13).

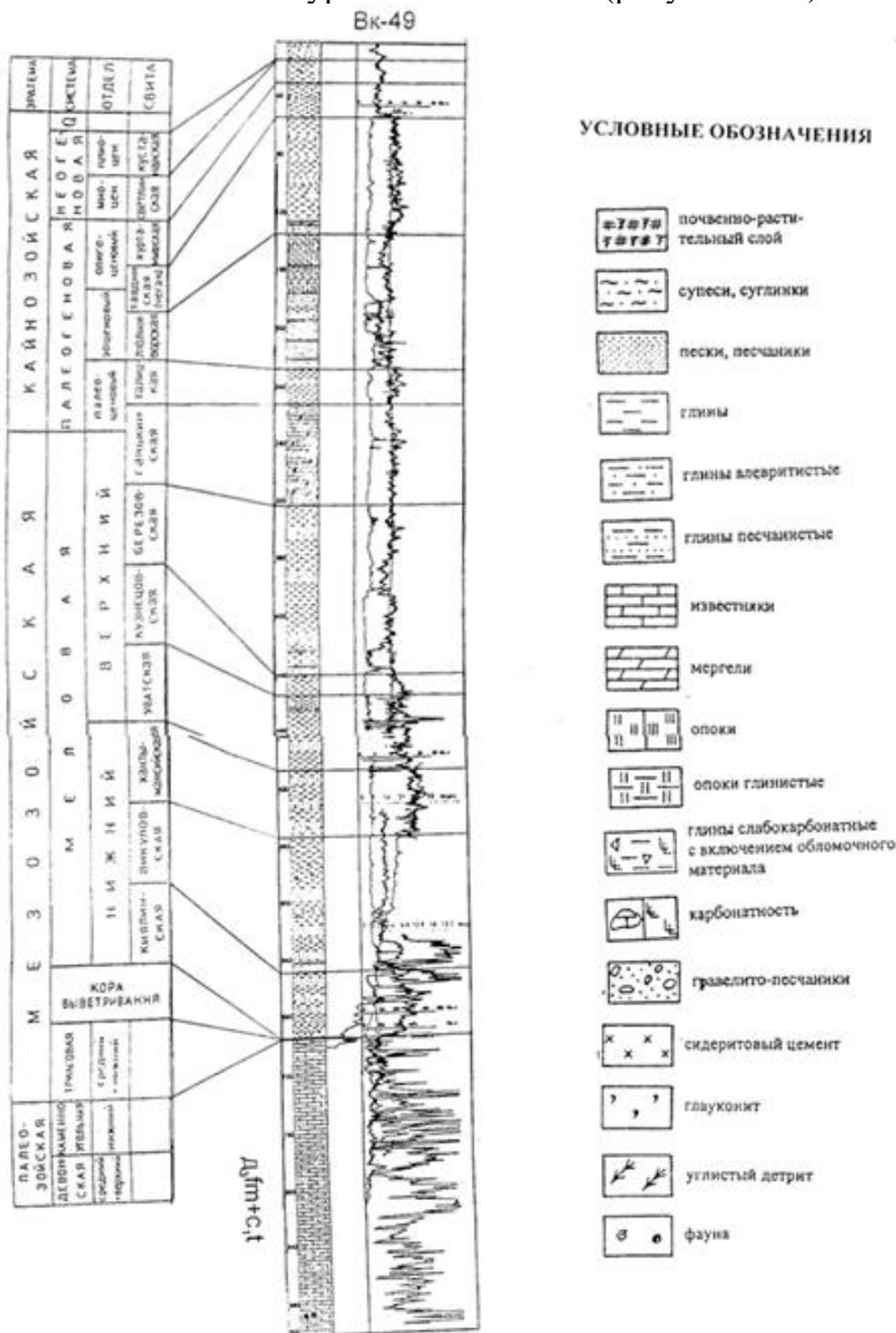
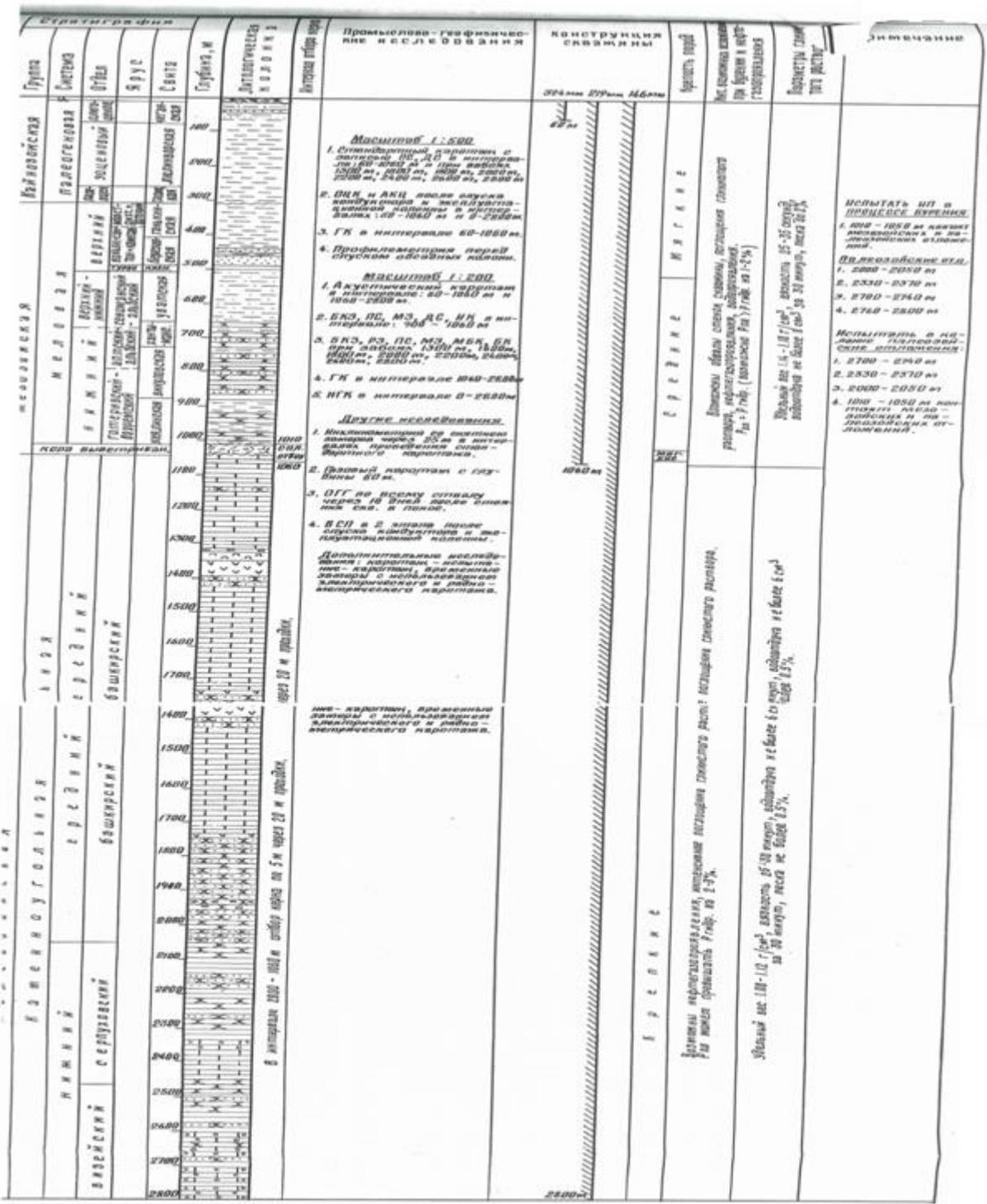


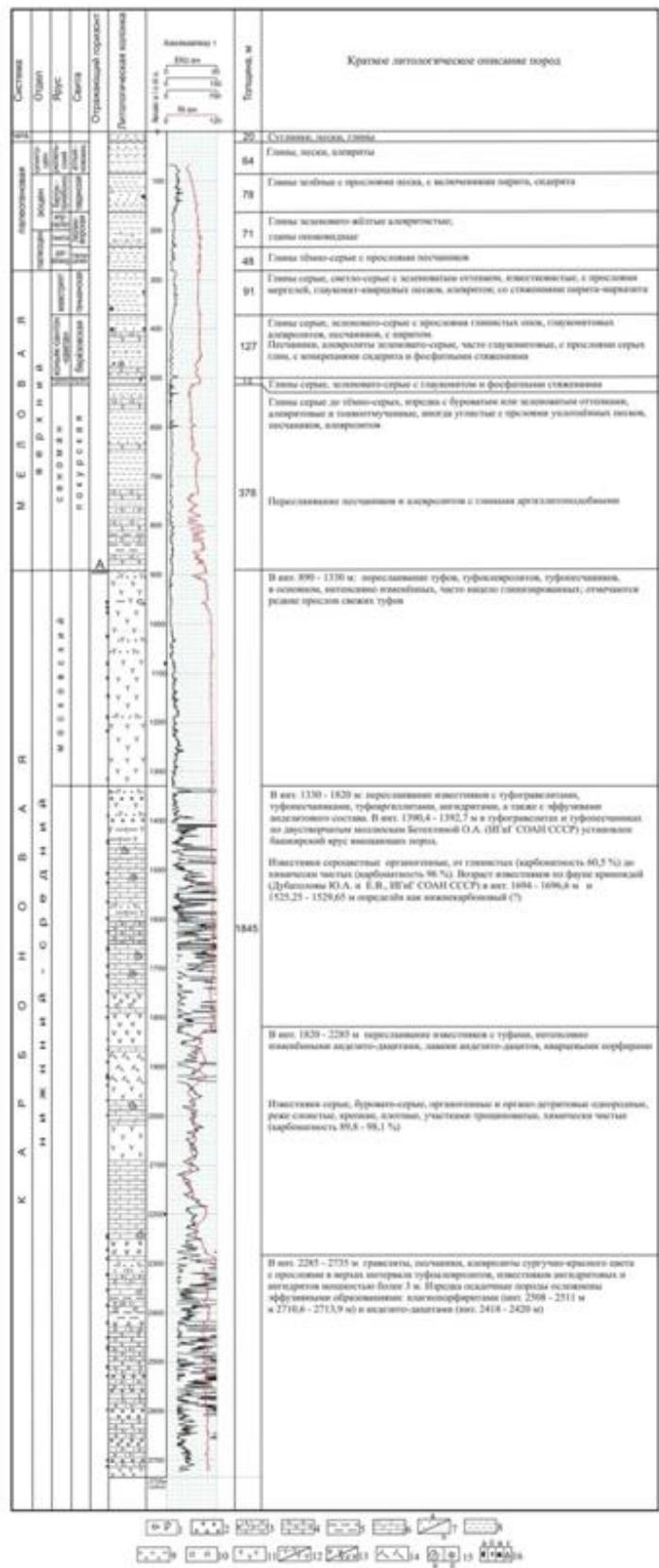
Рисунок 9 – Литолого-стратиграфический разрез скважины ВК-49



Условные обозначения :

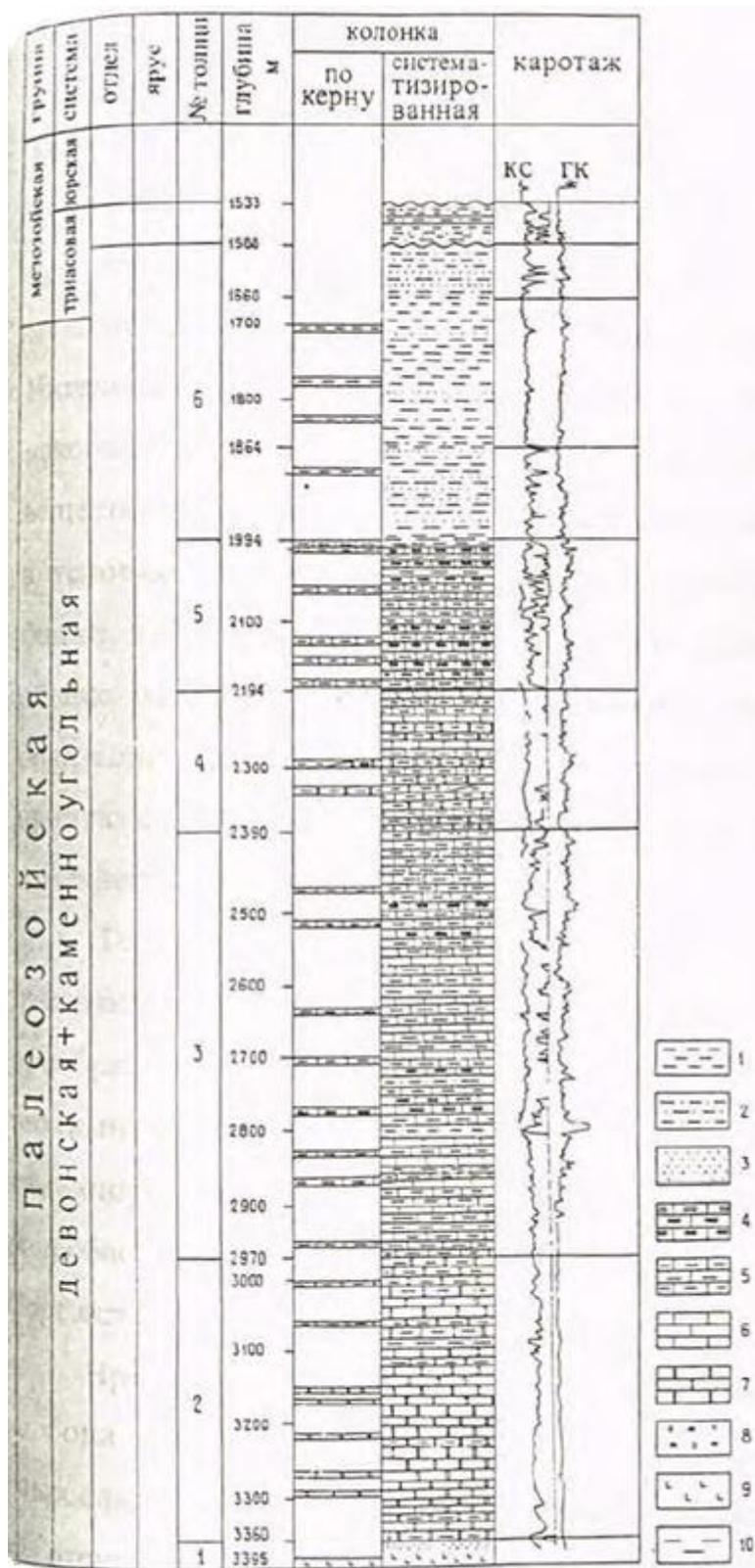
	Известко-глинистый сланец		Аргиллиты
	Сланцы		Зелениты
	Сланцы mica-содержащие		Кальциты
	Пески		Доломиты
	Песчанники		Кварц известкования
	Аргиллиты		

Рисунок 10 – Проектный геолого-технический разрез Воскресенской параметрической скважины № 1



Масштаб 1:2 000
 1 - брекчия, 2 - гравелиты, 3 - пачкавания, 4 - алевролиты, 5 - аргиллиты, 6 - известняки, 7 - известняк (а), алевроиты (б), 8 - глина, 9 - песок, 10 - антрацит, 11 - туфит, 12 - туфоглинистый (а), туфоалевроитовый (б), 13 - алевроиты (а), известняк-алевроит, 14 - кварцевый алевролит, 15 - фритт (а), фосфит (б), 16 - конгломерат обломков кварца (а), кварцевиты (б), известняк (в), алевроит (г)

Рисунок 11 – Литолого-стратиграфический разрез Дмитриевской параметрической скважины № 1



1 - аргалиты, 2 - алевролиты, 3 - песчаники, 4 - мергели, 5 - глинистые известняки, 6 - известняки органогенно-релитоморфные, 7 - известняки мелко- и среднезернистые, 8 - кремнисто-карбонатные породы, 9 - базальты, 10 - угли буреые.

Рисунок 13 – Геологический разрез доюрских образований скв. №2-П Западно-Ишимской площади

Комплексное литолого-геохимическое исследование шлама из скважины № 1 Северо-Привольной площади

Скважина № 1 на Северо-Привольной площади пробурена в 2007 году силами ООО «Правдинская геологоразведочная экспедиция», конечная глубина скважины составила 2402,5 м. На глубине 776 м были вскрыты палеозойские отложения, предположительно возраст их датируется фаменским ярусом верхнего девона. В результате бурения скважины подтверждено наличие зон благоприятных для образования скоплений углеводородов в палеозойских отложениях.

В скважине № 1 Северо-Привольной площади весь разрез доюрского комплекса представлен карбонатным комплексом верхнего девона ($D_3 fm$). Описание разреза произведено по шламу ввиду малого отбора керна.

Основные задачи, которые решались при изучении шлама, следующие:

- определить основные типы пород, входящих в состав разреза, вскрытого скважиной № 1 в пределах Северо-Привольной площади;
- оценить степень катагенеза органического вещества (ОВ) входящего в состав рассматриваемых отложений, с целью определения возможности генерирования им углеводородов;
- определить коллекторские и радиоактивные свойства основных типов пород, представленных полноразмерным керном;
- определить возраст отложений, вскрытых скважиной № 1 Северо-Привольной площади.

В процессе выполнения работы были отмыты и подготовлены к исследованиям 10 образцов полноразмерного керна и 20 образцов шлама, отобранных в интервале глубин от 805,8 до 2402,5 м.

Проведено фотографирование отмытого шлама и образцов полноразмерного керна в обычном (дневном) и ультрафиолетовом свете с целью определения возможного присутствия в них углеводородов.

Проведено исследование вещественного состава отобранных образцов в прозрачных петрографических шлифах, выполнено их петрографическое описание.

С помощью карбонатомера определено содержание карбонатов во вскрытых отложениях, а также тип карбонатных минералов (кальцит, доломит, сидерит).

Гамма-спектрометрическим методом определено содержание в образцах полноразмерного керна естественно радиоактивных элементов и их суммарная радиоактивность.

Осуществлен пиролитический анализ образцов керна и шлама, отобранного из рассматриваемых отложений, а также величину $C_{орг}$. На основе полученных данных (по величинам S_1 и S_2 , $C_{орг}$, а также T_{max}) определены следующие параметры: водородный индекс, генерационный потенциал

органического материала, а также стадия катагенеза ОВ, входящего в состав рассматриваемых отложений.

По величине отражательной способности витринита, встреченного в рассматриваемых отложениях, определена стадия катагенеза пород, вскрытых рассматриваемой скважиной, проведено сопоставление данных, полученных обоими методами. Дано объяснение полученных расхождений в оценке стадии катагенеза пород.

По результатам определения микрофаунистических остатков, встреченных в рассматриваемых отложениях, дано заключение о возрасте пород, вскрытых скважиной № 1 Северо-Привольной площади.

Минеральный состав пород

Минеральный состав пород изучался с помощью поляризационного микроскопа в петрографических шлифах, изготовленных из предоставленных образцов шлама и керна.

Отобранные на исследования образцы, представлены следующими основными типами пород:

- известняки пелитоморфные;
- доломиты тонко- и мелкозернистые;
- глины;
- изверженные породы, включая их туфы;
- ангидриты.

Разрез отложений, вскрытых скв. № 1 Северо-Привольной площади, в интервале глубин 805,70-808,75 м, представлен известняками серого цвета с желтовато-рыжеватым оттенком, микро- и тонкозернистыми, трещиноватыми, с прожилками вторичного кальцита. В интервале глубин 1850-2402,5 м были встречены известняки и доломиты. Известняки темно-серого цвета, в основном пелитоморфные с трещинами, заполненными битумоидами и выполненными вторичным эпигенетическим кальцитом. Доломиты серого цвета, тонко- и мелкокристаллические, состоят из кристаллов неправильной, полигональной и ромбоэдрической формы, которые нередко замутнены за счет пелитоморфной примеси глин и карбонатов. Так же в рассматриваемом интервале глубин были обнаружены доломитизированные пелитоморфные известняки с порфиroidной структурой.

Глины, которые встречаются в образцах шлама, представлены в основном двумя видами – желтыми с рыжеватым оттенком и серо-голубыми. Основная масса желтых глин состоит, по-видимому, из монтмориллонита, гидрослюды с примесью окислов железа. Основная масса серо-голубых глин состоит из монтмориллонита, гидрослюды с небольшой примесью обломков кварца.

Ангидрит был встречен в образцах шлама в виде отдельных обломков белого цвета, а также в виде прослоев в пелитоморфных известняках

В образцах шлама были так же обнаружены сильно измененные обломки изверженных пород основного состава, представленные долеритами с офитовой структурой, а так же единичные обломки базальтовых туфов.

Результаты определения содержания в образцах карбонатных минералов

Карбонатные минералы входят в состав рассматриваемых отложений в нескольких основных формах, о чем уже говорилось в предыдущем отчете. Во-первых, в виде обломочных зерен, например, фрагментов раковин, а также обломков собственно карбонатных пород, отложившихся ранее, а затем разрушенных и переотложенных. Во-вторых, в виде хемогенных образований, например, микрооолитов, сцементированных карбонатным цементом. В-третьих, в виде метасоматических новообразований, замещающих неустойчивые обломочные зерна, например, доломит по кальциту. В-четвертых, в виде цемента, заполняющего поры и цементирующего обломочный материал, представленный обломочными зернами различного состава и упомянутые выше оолиты. В-пятых, в виде вторичного (эпигенетического) материала, заполняющего трещины, возникшие в карбонатной матрице (например, довольно многочисленные трещины в известняках и доломитах, заполненные светло-серым и белым эпигенетическим кальцитом). В самом нижнем интервале, вскрытом рассматриваемой скважиной, встречен еще один тип пород, представленный полностью перекристаллизованными (метаморфизованными) очень плотными доломитами. Скорее всего, эти породы побывали на больших глубинах и/или были подвержены воздействию теплового и гидротермального воздействия интрузивных тел, внедрившихся в эту толщу доломитов.

По генезису выделяются два основных типа карбонатных пород – биогенного и хемогенного происхождения, а также их переходные разности, в которых обломки карбонатов биогенного происхождения (раковинки морских организмов, включая фораминиферы) сцементированы явно хемогенным часто мелко-, тонко-, или пелитоморфным карбонатным материалом кальцитового, реже доломитового состава.

В карбонатном веществе часто присутствует заметная примесь пелитоморфного глинистого материала, из-за чего в поляризованном свете отсутствует или слабо выражена характерная для карбонатов яркая интерференционная картина.

Часто встречаются мелкие кристаллы и мелкокристаллические агрегаты гипса.

К сожалению, мелкие размеры обломков шлама не позволяют сделать более полные определения, а на их основе, заключения о палеогеографических условиях осадконакопления рассматриваемых пород.

Следует отметить так же, что кроме обломков карбонатного состава, в известняках и доломитах присутствуют в различной степени окатанные обломки эффузивов или вернее туфов, а также кварца, кварцитов(?), глин и ангидритов, что вызывает снижение в них доли карбонатного материала. Кроме того, встречаются минералы железа. В самом верхнем интервале они представлены бурыми окислами и гидроокислами железа, а в средней и нижней части разреза встречается пирит, что объясняется окислительно-восстановительной обстановкой, существующей в той ли иной части разреза и, соответственно, величиной Eh.

Методика определения содержания карбонатных минералов, входящих в состав пород. Определение содержания карбонатных минералов производилось на карбонатомере «КМ-1М». Принцип работы этого прибора заключается в преобразовании давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии горной породы с соляной кислотой, в электрический сигнал, который показывает процентное содержание различных типов карбонатов на цифровом табло прибора и имеет выход на ПЭВМ.

Прибор позволяет определять следующие карбонатные минералы: кальцит, доломит и сидерит. Полный цикл анализа составляет около 40 минут. Погрешность метода – 0,1 % абс. или 10 % отн. Питание прибора – 220 В/50 Гц.

Поскольку для определения сидерита необходима повышенная температура, то анализ его концентрации проводится с использованием специальной камеры, оборудованной нагревательным устройством и терморегулятором, позволяющим поддерживать заданную температуру с точностью до 0,5 °С.

Для определения содержания карбонатов берется измельченная навеска породы, предварительно экстрагированная в спирто-бензольной смеси для удаления из нее нефти или битумоидов. После экстракции навеска высушивается в сушильном шкафу до постоянного веса при температуре 105 °С. Масса навески составляет 0,42 г.

Навеска помещается в реакционную камеру. В стаканчик заливается 7-8 см³ 14 % раствора соляной кислоты и осторожно устанавливается на дно реакционной камеры. Камера закрывается и подсоединяется к прибору, после чего наклоняется на 100-110 градусов (чтобы кислота, находящаяся в стаканчике вылилась в реакционную камеру и прореагировала с образцом). Одновременно с этим нажимается кнопка «Пуск» прибора. Камера возвращается в исходное положение.

Через 60 секунд снимается на цифровом табло первый отсчет, величина которого соответствует процентному содержанию кальцита в породе. Через 20 минут снимается второе показание, которое за минусом первого соответствует концентрации в породе доломита.

Затем включается нагревательная камера, и после стабилизации ее температуры (45 °С) по истечении 20 минут определяется содержание в породе сидерита.

Калибровка прибора осуществляется с использованием химически чистого кальцита массой 0,42 г и три навески массой 0,21 г, взвешиваемых с точностью до 0,01 г. Масса 0,42 г принимается за 100 %.

Последовательно проводят серию анализов по методике, изложенной выше, снимая только первые значения отсчета по цифровому табло через 60 секунд, при этом навеске 0,42 г должно соответствовать 100 % кальцита в породе, а навеске 0,21 г – 50 %.

Отдельно калибровать карбонатомер по доломиту и сидериту нет необходимости, так как графики изменения содержания доломита и сидерита также как и кальцита носят линейный характер и совпадают при одинаковых концентрациях. Однако, из-за различного молекулярного веса рассматриваемых карбонатных минералов, при взаимодействии с кислотой одного и того же количества кальцита, доломита и сидерита будет выделяться различное количество углекислоты. Поэтому, чтобы учесть эти различия, введены поправочные коэффициенты, равные для доломита 1,09 и для сидерита – 0,86 (для кальцита этот коэффициент равен единице).

Интерпретация результатов анализа образцов горных пород на карбонатомере производится в соответствии с РД 39-0147716-102-87 «Геолого-технологические исследования в процессе бурения».

Анализ результатов определения типов карбонатных минералов, проведенный по вышеописанной методике показал, что в рассматриваемых отложениях в основном присутствуют два карбонатных минерала – кальцит и доломит (таблица 6).

В образцах шлама, которые состоят преимущественно из обломков карбонатных пород, суммарное содержание карбонатных минералов изменяется в пределах от 55-68 до 95-100,0 %.

Большая часть карбонатных минералов (за исключением самого нижнего интервала) представлена кальцитом, его концентрации варьируют в пределах от 15-16 до 70-80 %. Концентрация доломита изменяется в пределах 8-80 %. Сидерит в данных отложениях либо отсутствует, либо находится в следовых концентрациях (0,1-1,1 %).

Исходя из сказанного выше, преобладающими породами являются известняки, часто доломитизированные или с примесью доломита, в различной степени глинистые и доломиты, так же с большей или меньшей примесью известняков, глинистого материала и ангидрита. Кроме того, встречаются слабо известковистые глины и ангидриты, содержащие примесь кальцита и доломита.

Таблица 6

Результаты определения содержания карбонатных минералов в образцах
шлама

№ п/п	№ обр.	Интервал, м	Наименование породы	Содержание карбонатных минералов, %			
				Кальцит	Доломит	Сидерит	Суммарное содержание карбонатных минералов
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1к	805,7-805,8	Известняк серого цвета, микрозернистый доломитовый, с примесью ангидрита	48,9	28,5	0,0	77,4
2	2к	808,7-808,8	Известняк серого цвета, тонкозернистый, доломитистый	52,4	16,0	0,0	68,4
3	3ш	1850,0-1855,0	Известняки темно-серого цвета, пелитоморфные, доломитистые, с примесью ангидрита	66,7	14,2	0,0	80,9
4	4ш	1890,0-1895,0	Известняки темно-серого цвета, пелитоморфные, доломитистые, с примесью ангидрита	52,9	9,1	0,0	62,0
5	5ш	1900,0-1905,0	Известняки темно-серого цвета, пелитоморфные, доломитистые, с примесью ангидрита	53,8	11,1	0,0	64,9
6	6ш	1940,0-1945,0	Известняки темно-серого цвета, пелитоморфные, доломитистые, с примесью ангидрита	40,6	13,5	0,1	54,2
7	7ш	1985,0-1990,0	Известняки и доломиты темно-серого, серого цвета, с примесью ангидрита	41,2	38,4	0,0	79,6
8	8ш	1995,0-1997,0	Известняки и доломиты с примесью ангидрита	33,6	24,0	0,0	57,6
9	9к	1995,9-1996,0	Доломит темно-серого цвета, микрозернистый, известковистый, с примесью ангидрита	15,8	52,9	0,0	68,7
10	10к	1996,2-1996,3	Известняк темно-серого цвета, доломитовый, тонкозернистый	46,5	39,3	0,0	85,8
11	11к	1997,5-1997,6	Глина серо-зеленого цвета, слабо известковистая	0,9	1,2	0,3	2,4
12	12ш	1997,0-1998,3	Доломиты темно-серого цвета, микрозернистые, известковистые, с примесью ангидрита	18,7	51,2	0,1	70,0
13	13к	1998,2-1998,3	Ангидрит с примесью карбонатов	6,3	15,5	0,4	22,2
14	14ш	2100,0-2105,0	Известняки разнокристаллические, темно-серого цвета, доломитистые	80,8	8,8	0,0	89,6
15	15ш	2125,0-2130,0	Известняки разнокристаллические, темно-серого цвета, доломитистые	72,2	19,1	0,0	91,3
16	16ш	2135,0-2140,0	Известняки и доломиты темно-серого, серого цвета	32,8	55,1	0,0	87,9
17	17ш	2160,0-2165,0	Известняки и доломиты темно-серого, серого цвета, с примесью ангидрита	47,4	31,4	0,0	78,8

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
18	18ш	2180-2185	Доломиты темно-серого, серого цвета, известковые	37,8	60,8	0,7	99,3
19	19ш	2205-2210	Доломиты темно-серого, серого цвета, известковистые, с примесью ангидрита	25,4	49,3	1,1	75,8
20	20ш	2235-2240	Ангидрит белого цвета с примесью известняков и доломитов темно-серого цвета	22,5	27,2	0,0	49,7
21	21ш	2270-2275	Известняки и доломиты темно-серого цвета, с примесью ангидрита	34,2	33,7	0,0	67,9
22	22ш	2300-2305	Известняки и доломиты темно-серого цвета	41,4	47,5	0,0	88,9
23	23ш	2310-2315	Доломиты известковые, темно-серого цвета	38,0	59,6	0,0	97,6
24	24ш	2325-2330	Доломиты темно-серого цвета, известковые	31,1	64,5	0,0	95,6
25	25ш	2375-2380	Доломиты темно-серого цвета, известковые	28,3	59,1	0,0	87,4
26	26к	2398	Доломит темно-серого цвета мелкокристаллический, известковистый	25,5	71,6	0,0	97,1
27	27к	2400	Доломит темно-серого цвета, мелкокристаллический, известковый	29,3	70,7	0,0	100,0
28	28к	2401,2	Доломит темно-серого цвета, мелкокристаллический, известковистый	17,0	81,4	0,0	98,4
29	29ш	2400-2402,5	Доломит темно-серого цвета, мелкокристаллический, известковистый	19,7	68,1	0,0	87,8
30	30к	2402,5	Доломит темно-серого цвета, мелкокристаллический, известковый	26,2	73,8	0,0	100,0
				29,0	59,0	0,1	88,1
Примечания: Ш-шлам, К-кern							88,1

Фильтрационно-емкостные свойства пород

Коллекторские свойства пород исследовались по общепринятым методикам на стандартном оборудовании.

Определялись следующие параметры: открытая пористость (по воде и/или керосину), объемная и минералогическая плотность образцов.

Открытая пористость ($K_{п}$) определяется согласно ГОСТу 26450.1-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением». Пористость керосинонасыщением обычно

определяется в глинистых образцах, чтобы предотвратить их разрушение, однако в нашем случае единственный глинистый образец все равно разрушился, поэтому пористость по керосину определялась с целью сопоставления результатов, полученных путем насыщения образцов различными типами жидкостей, обладающих различным поверхностным натяжением и характером смачивания поверхности минералов.

Результаты определения ФЕС образцов керна, отобранных из скв. № 1 Северо-Привольной площади представлены в таблице 7.

Таблица 7

Результаты определения ФЕС образцов керна, отобранных из скв. № 1 Северо-Привольной площади

№ обр.	Интервал (глубина) отбора керна, м	Краткая литологическая характеристика	Открытая пористость (по воде), Кл, %	Открытая пористость (по керосину), Кл, %	Объемная плотность (по воде), г/см ³	Объемная плотность (по керосину), г/см ³	Минералогическая плотность (по керосину)	Минералогическая плотность (по воде)	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	805.7-805.8	Известняк серого цвета, микрозернистый, доломитовый, трещиноватый	3,3	3,1	2,61	2,61	2,69	2,70	
2	808.7-808.8	Известняк серого цвета, тонкозернистый, слоистый, доломитистый		13,0		2,35	2,70		
3	1995.9-1996.0	Доломит темно-серого цвета, тонкозернистый, известковистый	1,5	0,7	2,76	2,76	2,79	2,80	
4	1996.2-1996.3	Известняк темно-серого цвета, тонкозернистый, доломитовый	0,7	0,4	2,73	2,74	2,74	2,75	
5	1997.5-1997.6	Глина серо-зеленого цвета, слабо известковистая							развалился
6	1998.2-1998.3	Ангидрит с примесью карбонатов	1,0	0,3	2,90	2,89	2,91	2,92	
7	2398,0	Доломит темно-серого цвета мелкокристаллический, известковистый	2,1		2,74			2,80	
8	2400,0	Доломит темно-серого цвета мелкокристаллический, известковый	0,4		2,82			2,83	
9	2401,2	Доломит темно-серого цвета мелкокристаллический, известковистый	0,5		2,83			2,84	
10	2402,5	Доломит темно-серого цвета мелкокристаллический, известковый	0,6		2,82			2,84	

Объемная и минералогическая плотность определяется расчетным путем после взвешивания образца в жидкости и в воздухе..

Проведенные исследования показали, что, как и следовало ожидать, наибольшей пористостью и, соответственно, минимальной плотностью обладают образцы, отобранные из самого верхнего интервала (Кп изменяется от 3,3 до 13,0 %).

По направлению вниз пористость образцов быстро уменьшается и в самой нижней (призобойной) части составляет всего 0,4-0,6 %. Выше уже отмечалось, что рассматриваемые образцы доломитов претерпели интенсивные катагенетические (возможно даже метаморфические) преобразования, выразившиеся в перекристаллизации исходной породы и утрате ею первоначального облика и текстурно-структурных особенностей. Присутствовавшие в ее составе обломки раковин морских организмов также были полностью перекристаллизованы из-за чего эти толщи палеонтологами признаны «немыми» - в них полностью отсутствуют определяемые остатки морских организмов или их раковин, о чем более подробно будет сказано в разделе, посвященном палеонтологической характеристике рассматриваемых отложений.

Плотность образцов, особенно минералогическая, изменяется в узких пределах (2,70-2,92 г/см³). Максимальную минералогическую плотность имеет образец, представленный ангидритом с примесью карбонатов.

Вариации минералогической плотности образцов обусловлены соотношением основных породообразующих минералов (кальцита, доломита, ангидрита и пирита). На значение объемной плотности оказывает также величина их пористости.

1. Пористость образцов закономерно изменяется в соответствии со степенью их уплотнения и катагенеза (метаморфизма): самые пористые образцы получены с глубины 805-808 м, образцы с минимальной величиной пористости подняты с глубины 2400-2402 м.

2. Вариации в значениях плотности различных типов пород в первую очередь связаны с величиной их пористости, но, кроме того, большое влияние на этот параметр оказывают входящие в их состав плотные минералы, такие как доломит, ангидрит и пирит.

3. Все рассмотренные образцы представлены матрицей, проницаемость которой менее $0,01 * 10^{-3}$ мкм².

4. Из-за низких фильтрационно-емкостных свойств рассмотренных образцов величина их водоудерживающей способности или значение остаточной водонасыщенности не определялось.

Общая радиоактивность и содержание естественных радиоактивных элементов (ЕРЭ)

Измерения гамма-активности и плотности проводились на установке гамма-спектрометрического исследования керна «Спутник-Гео». Лабораторный гамма-спектрометр «Спутник-Гео» внесен в Госреестр СИ РФ (сертификат об утверждении типа средства измерений Ки.С.38.002.А № 6452).

Для усреднения показаний и снижения погрешности измерений в установке используется четырехканальный сцинтилляционный блок на основе кристаллов NaI(Tl) (63х63 мм). В состав установки также входит устройство для измерений объемной плотности образцов керна в геометрии пропускания гамма-квантов. Калибровка энергетической шкалы прибора производится с контрольными источниками ^{137}Cs и ^{40}K . Для исключения влияния на результаты измерений внешнего гамма-фона помещения используется специальный фоновый образец. Обработка полученных спектров проводилась программным комплексом «Прогресс-2000», поставляемым вместе с установкой.

В ходе исследования определялись интегральная скорость счета всего спектра γ -излучения, а также удельные активности радионуклидов Ra^{226} , Th^{232} , K^{40} (Бк/кг). На их основе осуществлялся пересчет показаний на массовые содержания К (%), U и Th (10^{-4} %). Массовые содержания ЕРЭ находятся решением системы линейных алгебраических уравнений. Измерения были произведены по всему представленному керну с дискретностью измерений 0,1 м и экспозицией 5 минут в каждой точке.

Схема лабораторной установки для одновременного определения массовых содержаний ЕРЭ и объемной плотности, с непрерывной механической подачей и позиционированием образцов представлена на рисунке 14.

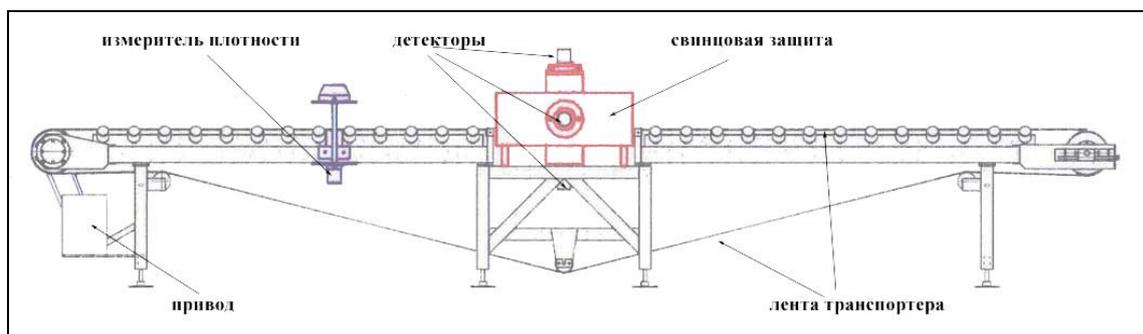


Рисунок 14 – Схема лабораторной установки для одновременного определения массовых содержаний ЕРЭ и объемной плотности, с непрерывной механической подачей и позиционированием образцов

Для удобства в работе с полученными результатами, используются отношения содержаний радиоактивных элементов:

Th/U – отношение, косвенно характеризующее фациальную принадлежность и условия образования осадочных пород. Величина отношения Th/U служит мерой оценки потенциала органического углерода. Все соединения Th имеют очень низкую растворимость и ограниченную подвижность. Во время выветривания они концентрируются в тяжелых и глинистых минералах. Соединения U, напротив, имеют высокую миграционную способность благодаря образованию хорошо растворимого уранил-иона UO_2^{2+} . Содержание урана характеризует восстановительные условия, а также свидетельствует о наличии в породе углерода органического происхождения;

Th/K – отношение, априори характеризующее литологический состав пород. Суть этого отношения в качественном виде свидетельствует о содержании в породе тех или иных глинистых минералов, отличающихся друг от друга различным механизмом адсорбции ионов K^+ из водных растворов;

K/U – отношение можно назвать литолого–геохимическим. По его величине можно косвенно судить о литологическом составе образцов и геохимической обстановке во время осадконакопления или о степени вторичных преобразований, если они имели место.

Th*K индекс не зависит от типа глин и позволяет вычислять объемную глинистость по значениям содержания в породе Th и K одновременно.

Результаты гаммаспектрометрических и плотностных исследований керна, отобранного из скважины № 1 Северо-Привольной площади приведены в таблице 8. Исследования проводились на 6 образцах полноразмерного керна. В общей массе образцы характеризуются низкими значениями суммарной радиоактивности (от 0,99 до 1,51 μr). Что, вероятно, обусловлено либо почти полным отсутствием, либо низким содержанием в исследуемых образцах глинистого материала и щелочных полевых шпатов, обладающих повышенными значениями радиоактивности (за счет K^{40}). Основные породообразующие минералы исследуемых образцов кальцит, доломит и ангидрит характеризуются низкой естественной радиоактивностью.

Наибольший вклад в суммарную радиоактивность образцов 1, 3, 4 и 6 вносят уран и торий (около 80 %). В образцах 2 и 4 влияние калия более заметно, что связано с присутствием в них глинистого материала.

Результаты профильных гамма-спектрометрических и плотностных исследований керна из скважины № 1 Северо-Привольной площади

Образец	Интервал		Содержание ЕРЭ			Вклады ЕРЭ			Общая рад-ть, μr	Отношения			Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$
			U,	Th,	K,	U,	Th,	K,		Th/U	K/U	Th/K	
	ppm	ppm	%	%	%	%							
1	805,7	805,8	0,50	1,02	0,11	45,4	36,13	18,48	1,10	2,04	0,23	8,97	2,62
2	808,7	808,8	0,45	1,09	0,21	35,77	33,88	30,34	1,25	2,43	0,47	5,13	2,45
3	1995,9	1996,0	0,43	1,00	0,12	41,31	38,03	20,66	1,03	2,36	0,28	8,45	2,74
4	1996,2	1996,3	0,41	1,03	0,12	40,51	39,23	20,25	1,02	2,48	0,28	8,89	2,71
5	1997,5	1997,6	0,49	1,22	0,30	32,32	31,52	36,16	1,51	2,50	0,63	4,00	2,47
6	1998,2	1998,3	0,39	1,01	0,11	39,70	39,91	20,39	0,99	2,58	0,29	8,99	2,94

Степень катагенеза органического вещества в палеозойских отложениях, вскрытых скв. № 1 Северо-Привольной площади

По современным представлениям катагенез органического вещества (ОВ) предопределяет начало и затухание процессов генерации нефтяных и газообразных углеводородов (УВ), локализацию в разрезе главных зон нефте- и газообразования. Связь между преобразованностью осадочных отложений и их нефтегазоносностью прослежена во многих седиментационных бассейнах. Установлено, что по мере погружения осадочных толщ и, соответственно, возрастания температуры и давления на общем фоне литогенеза происходит преобразование органического вещества, сопровождающееся выделением значительных количеств летучих продуктов, в том числе жидких и газообразных УВ. В ходе катагенеза нефтеобразование в существенных масштабах начинается с конца протокатагенеза (градация ПК3) и протекает до середины мезокагагенеза (градация МК2).

При более высоком катагенезе толщи находятся в зоне интенсивной газогенерации, где процессы разрушения нефтяных углеводородов преобладают над их новообразованием. Поэтому в них возможно сохранение лишь скоплений сухого и жирного газа. Это подтверждается анализом фактического размещения нефтяных залежей по зонам катагенеза, а также при оценке масштабов образования битумоидов и эмиграции их из нефтематеринских пород на разных стадиях катагенеза. В связи с этим информация об уровне зрелости ОВ является одним из важнейших критериев при оценке перспектив нефтегазоносности

осадочных бассейнов. Изучение уровня зрелости ОВ проводится практически во всех седиментационных бассейнах, представляющих интерес для поисков залежей углеводородов.

Для палеозойских толщ изучение степени катагенеза органического вещества имеет особо важное значение, так как они не входят в состав мезозойско-кайнозойского платформенного чехла, промышленная нефтеносность которого установлена во многих районах Западной Сибири, а залегают под ним. Поэтому нередко высказывались мнения о почти повсеместном и очень сильном, даже метаморфическом изменении палеозойских отложений. Однако такие заключения делались без детального изучения пород и в основном по косвенным литологическим признакам, которые не являются достаточно надежными для диагностики степени преобразованности отложений. Изучение степени катагенеза ОВ палеозойских отложений крайне важно для решения вопроса о возможности сохранения в них первичных, то есть генетически связанных с палеозойскими нефтематеринскими породами нефтей и углеводородных газов.

Диагностика градаций катагенеза ОВ производилась по отражательной способности витринита (R_{vt}^0) - мацерала террагенного ОВ широкого стратиграфического диапазона распространения и обладающего к тому же равномерным и закономерным изменением своих оптических свойств в ходе карбонизации. Поэтому R_{vt}^0 принята за международный эталон диагностики уровня зрелости ОВ. В палеозойском комплексе не обнаружены угли и углистые включения, поэтому определение степени преобразованности производилось по рассеянному органическому веществу вмещающих пород. Замеры отражательной способности осуществлялись на фотоэлектронном микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546 нм в иммерсионной среде (R^0). Для изучения брались полированные пришлифовки образцов керна без дробления и последующего обогащения их и сильных кислот.

Имеющиеся геохимические данные по содержанию органического вещества и его природе позволяют считать, что в палеозойских толщах скв. № 1 Северо-Привольной площади были все предпосылки для формирования нефтегазопроизводящих отложений с высоким генерационным потенциалом.

В отложениях среднего палеозоя были обстановки, благоприятные для накопления карбонатных и глинисто-карбонатных осадков, обогащенных ОВ аквагенного типа, являющегося, как принято считать, благоприятным для генерации нефтяных УВ. Уровень катагенеза ОВ в палеозойских отложениях был вполне достаточным для реализации ГФН и глубинной фазы газообразования. Следовательно, интенсивные процессы нафтидогенеза имели место в этих толщах. Косвенным подтверждением этого явля-

ются многочисленные проявления твердых и растворимых битумов в палеозойских породах.

Следовательно, начальные геохимические условия в осадочных отложениях среднего палеозоя были благоприятны для генерации углеводородов. Однако современный уровень катагенеза (таблица 9) этих отложений свидетельствует, что они уже вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в зоне активной газогенерации (градации МК₃²-АК₁). С точки зрения палеобарических и палеотермических условий (при наличии герметичных ловушек) в этих толщах могли сохраниться скопления сухого и конденсатного газа. Довольно мощные притоки газа и газоконденсата из отложений с аналогичным уровнем зрелости ОВ были получены на Северо-Варьеганской площади Среднего Приобья (скв. 2 – 78.8 тыс. м³/сут, скв. 1 – 150 тыс. м³/сут, скв. 10 – 250 тыс. м³/сут), на Чкаловской (скв. 2 – 35,2 тыс. м³/сут) и Речной площади Томской области.

В скв. Новопортовская № 217 (Ямальская НГО) из карбонатных отложений (на 60 м ниже кровли) получен фонтан сухого газа с дебитом 1 млн. м³/сут. В скв. № 107 Новопортовского месторождения из карбонатных отложений получены промышленные притоки газа и гузоконденсата, а нефтепроявления отмечались в скв. № 138.

Следовательно, отложения с уровнем зрелости ОВ градаций МК₃²-АК₁ могут представлять интерес для поисков залежей углеводородов. Правда, пока неизвестны случаи обнаружения крупных сингенетических залежей в толщах с подобным катагенезом. Тем не менее, небольшие скопления сухого и жирного газов в таких термобарических условиях вполне могли сохраниться.

Таблица 9

Изменение отражательной способности витринита (R_{vt}^0 , %) с глубиной в палеозойских отложениях, вскрытых скв. № 1 Северо-Привольной площади

Глубина, м	Порода	Предположительный возраст	R_{vt}^0 , %	Градации катагенеза
1996	известняк	PZ, D ₃	1,79	МК ₃ ²
1996,3	известняк	PZ, D ₃	1,81	МК ₃ ²
2398	известняк	PZ	2,15	АК ₁
2400	известняк	PZ	2,15	АК ₁
2401,2	известняк	PZ	2,15	АК ₁

Результаты пиролитических исследований и определения $S_{орг}$

С целью определения степени катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ), присутствующего в составе рассматриваемых карбонат-

ных пород, использован пиролитический метод («Rock-Eval»), который позволяет по величине T_{\max} оценивать степень превращения РОВ и стадию катагенеза отложений. Кроме того, используя данные о содержании в породах $C_{\text{орг}}$ на основе пиролиза можно определить тип РОВ и на качественном уровне охарактеризовать нефтегенерационные свойства рассматриваемых пород.

Пиролитические исследования проводились на установке типа «Rock-Eval» фирмы «Hamble Instruments». Определялись следующие параметры: S_1 – в первом приближении характеризует содержание в образце жидких углеводородов (УВ); S_2 – характеризует остаточный нефтегенерационный потенциал породы, T_{\max} – температура максимальной скорости выхода УВ, которая, наряду с R_{vt}° , используется для оценки уровня катагенеза ОВ или РОВ.

На основе полученных пиролитических данных рассчитывались следующие производные геохимические параметры:

$HI = S_2/C_{\text{орг}}$ – водородный индекс;

$PI = S_1/(S_1+S_2)$ – индекс продуктивности.

Сумма (S_1+S_2) является количественной оценкой суммарного генетического потенциала нефтематеринских отложений.

Общее содержание органического углерода ($C_{\text{орг}}$) в образцах определяли в порошкообразной пробе (0,25 г) без экстракции из нее битумоида. После удаления карбонатного материала 10 % соляной кислотой в высушенной пробе определяли содержание $C_{\text{орг}}$ с использованием анализатора АН-7529 путем высокотемпературного нагрева (1100...1200 °С) в токе кислорода. Чувствительность метода определения $C_{\text{орг}}$ зависит от точности замера CO_2 и в среднем составляет 0,002 %.

Результаты пиролитических исследований и определения величины $C_{\text{орг}}$ приведены в таблице 10.

Судя по полученным данным, рассматриваемые образцы карбонатных пород не являются нефтематеринскими, так как сумма (S_1+S_2) не превышает 0,46-0,64 мг УВ/г породы. Для сравнения отметим, что по классификации Б. Тиссо и Д. Вельте породы, с величиной упомянутой суммы менее 2 мг УВ/г породы считаются бедными в отношении нефтегенерационных свойств, а в рассматриваемых нами образцах этот показатель меньше, по крайней мере, в 4-6 раз.

Содержание $C_{\text{орг}}$ в рассматриваемых отложениях также невелико. В средней части интервала эта величина составляет 0,3-0,5 %, в единичных случаях достигая 0,87-1,01 % (таблица 10). Забегая вперед, отметим, что органическое вещество в рассматриваемых карбонатных породах представлено не керогеном, а сильно преобразованным (метаморфизованным) битумом, скорее всего представляющим собой продукт термического изменения нефти, содержащейся когда-то в этих породах.

По результатам определения величины T_{\max} можно заключить, что основная часть образцов, отобранных из рассматриваемых отложений, находится в зоне нефтегенерации (в нефтяном «окне»), а стадия катагенеза ОБ приблизительно соответствует жирной и начальной коксовой стадиям углефикации ОБ.

Таблица 10

Результаты пиролитических исследований и определения величины $S_{\text{орг}}$ в образцах керна и шлама, отобранного при бурении скважины № 1 Северо-Привольной площади

№ п/п	Интервал отбора	T_{\max} °С	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мг УВ/г породы	$S_{\text{орг}}$, %
1	805.8-806.7	458	0.01	0.05	0.05
2	808.7-808.8	449	0.01	0.05	0.07
3	1995.9-1996	467	0.03	0.19	1.01
4	1996.2-1996.3	468	0.05	0.30	0.38
5	1997.5-1997.6	454	0.03	0.31	0.48
6	1998.2-1998.3	454	0.02	0.13	0.33
7	1850-1855	452	0.02	0.20	0.37
8	1890-1895	454	0.02	0.17	0.35
9	1900-1905	446	0.05	0.49	0.32
10	1940-1945	462	0.03	0.25	0.39
11	1985-1990	461	0.05	0.41	0.52
12	1995-1997	454	0.03	0.31	0.48
13	1997-1998.3	454	0.02	0.13	0.33
14	2100-2105	452	0.01	0.11	0.29
15	2125-2130	454	0.02	0.30	0.20
16	2135-2140	469	0.02	0.20	0.54
17	2160-2165	458	0.02	0.12	0.30
18	2180-2185	470	0.02	0.31	0.87
19	2205-2210	438	0.01	0.12	0.21
20	2235-2240	456	0.01	0.05	0.25
21	2270-2275	460	0.01	0.09	0.64
22	2310-2315**	419	0.00	0.03	0.06
23	2325-2330**	476	0.00	0.04	0.06
24	2375-2380	454	0.01	0.10	-.***
25	2400-2402.5	422	0.01	0.08	-.***
26	2398**	432	0.00	0.01	0.17
27	2400**	425	0.00	0.02	0.17
28	2401.2**	433	0.00	0.02	0.07
29	2402.5**	424	0.00	0.01	0.07

Примечания: ** – при определении $S_{\text{орг}}$ две соседние пробы (образцы) объединены из-за низкого содержания органического вещества; *** – при обработке образцов кислотой они полностью растворились.

Не следует однако забывать, что определение стадии углефикации ОВ или стадии катагенеза по величине T_{\max} является приблизительной, о чем уже говорилось в предыдущем отчете. Более однозначную оценку стадии катагенеза можно получить по результатам исследования отражательной способности витринита (R_{vt}°). Действительно, материалы, приведенные в предыдущем разделе свидетельствуют о явном несоответствии между результатами определения стадии созревания ОВ, полученные пиролитическим методом (по значениям температуры T_{\max}) и по величине коэффициента отражения витринита (R_{vt}°). Понятно, что наиболее достоверными являются оценки степени катагенеза ОВ, выполненные методом определения коэффициента отражения витринита.

Рассматривая закономерности изменения пиролитической температуры (T_{\max}) от глубины залегания карбонатных отложений, следует отметить две основные закономерности. Во-первых, постепенное увеличение величины T_{\max} с глубиной и, во-вторых, увеличение размаха колебаний значений T_{\max} . Здесь следует отметить, что значения T_{\max} , полученные на образцах, отобранных с самых больших глубин, резко уменьшаются, что явно нарушает обсуждаемую зависимость T_{\max} – глубина.

Отмеченные особенности поведения T_{\max} , скорее всего, обусловлены чисто физико-химическими особенностями протекания реакции пиролиза в рассматриваемых отложениях, обусловленных, прежде всего, содержанием и характером распределения метаморфизованного битума в них. В соответствии с закономерностями, установленными в топахимической кинетике, скорость реакции (в нашем случае пиролиза) зависит от размеров и удельной поверхности вещества, подвергаемого термической деструкции (пиролизу). Если оно присутствует в виде достаточно крупных образований (заполняет микротрещины, каверны и т.п., то есть имеет небольшую удельную поверхность и, соответственно небольшую удельную площадь контакта с окружающими минералами), то его термическая деструкция будет происходить при более высокой температуре, что мы и наблюдаем для образцов известковистых доломитов, отобранных с глубин 1995,9-1996,0 м, 2135,0-2140,0 м, 2180,0-2185,0 м, в которых значительная доля битума присутствует в микротрещинах.

Если же метаморфизованный битум содержится в породах в следовых концентрациях, да еще и распылен в породе в виде микроскопических образований, то его термическое разложение (пиролиз) из-за огромной удельной поверхности этого битума будет протекать при заметно меньших температурах, что наблюдается для образцов, отобранных из нижней части вскрытого скважиной разреза, начиная с глубины 2310 м и глубже.

Рассмотрим более детально характер распределения метаморфизованного битума и пирограммы, полученные на образцах, отобранных из разных частей ядра трещиноватого известковистого доломита, отобранного с глубины 1995,9-1996,0 м.

Пирограммы были получены, во-первых, из собственно самого метаморфизованного битума, покрывающего поверхность скола рассматриваемого образца, и, во-вторых, из кусочка образца доломита. Обращает на себя внимание весьма схожая форма полученных пирограмм, что свидетельствует о том, что в самом образце, как и на его поверхности, присутствует практически один метаморфизованный битум, а не кероген.

Действительно, в прозрачном петрографическом шлифе, изготовленном из этого образца, хорошо видны довольно многочисленные трещины различной протяженности и ширины, заполненные темно-бурым, почти черным метаморфизованным битумом (рисунок 15).

В другом образце (глубина его отбора 2125-2130 м), фотография шлифа из которого, приведена для сравнения, хорошо видно, что похожий темно-бурый метаморфизованный битум заполняет микропоры, сохранившиеся между зернами доломита (рисунок 16).

Следует обратить внимание, что во всех образцах керна и шлама, поднятого из разреза, вскрытого рассматриваемой скважиной, ОВ представлено, главным образом, метаморфизованным битумом, заполняющим межзерновое пространство, а также микротрещины в карбонатных породах, а не керогеном.

Таким образом, полученные результаты пиролитических и микроскопических исследований позволяют заключить, что рассматриваемые отложения в интервале глубин 1600-2280 м в прошлом содержали залежи или месторождения нефти, которые позднее вследствие глубокого метаморфизма и интенсивного уплотнения были разрушены, а оставшиеся в небольшом количестве в порах и микротрещинах метаморфизованные битумы воспринимаются на пирограммах как ОВ (кероген), имеющий среднюю степень углефикации (жирная, начало коксовой стадии).

Результаты определений возраста отложений, вскрытых скв. № 1 Северо-Привольной площади на основании изучения микрофауны

Определение возраста отложений, вскрытых скв. № 1 Северо-Привольной площади выполнено в лабораториях микропалеонтологии и палеонтологии и стратиграфии палеозоя «ИГНГ» СО РАН (г. Новосибирск) под руководством зам. директора Бахарева Н.К., с.н.с. Изох Н.Г., н.с. Тимохиной И.Г., н.с. Родиной О.А. и м.н.с. Анастасиевой С.А.

Для выполнения биостратиграфического анализа поступило 6 образцов полноразмерного керна карбонатных пород, отобранных из отложений, вскрытых скважиной № 1 Северо-Привольной площади (таблица 11). Химическая обработка образцов проводилась в лаборатории палеонтологии и стратиграфии палеозоя ИГНГ СО РАН инженером Л.А. Беловой и ст. техником Т. М. Пехлетской и в лаборатории микропалеонтологии м.н.с. С. А. Анастасиевой. Для химической препарировки карбонатной породы ис-

пользовалась методика растворения проб в 3-7 % растворе уксусной кислоты, с отмывкой нерастворимого остатка, периодичностью 2-5 раза в неделю, его сушкой и последующим просмотром под бинокулярным микроскопом.

Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади представлены на рисунках 15-16.

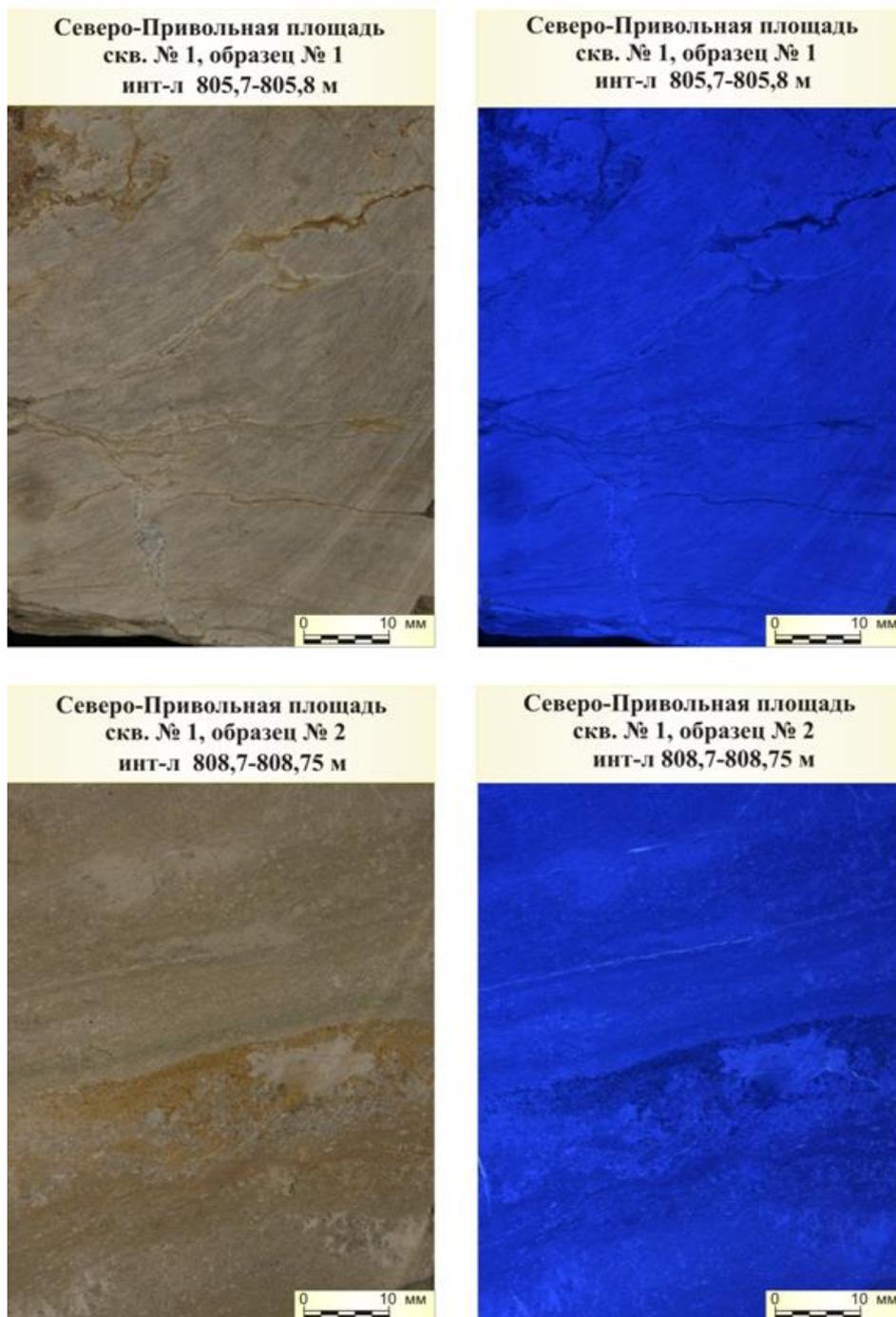


Рисунок 15 – Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади (обр. 1-2)

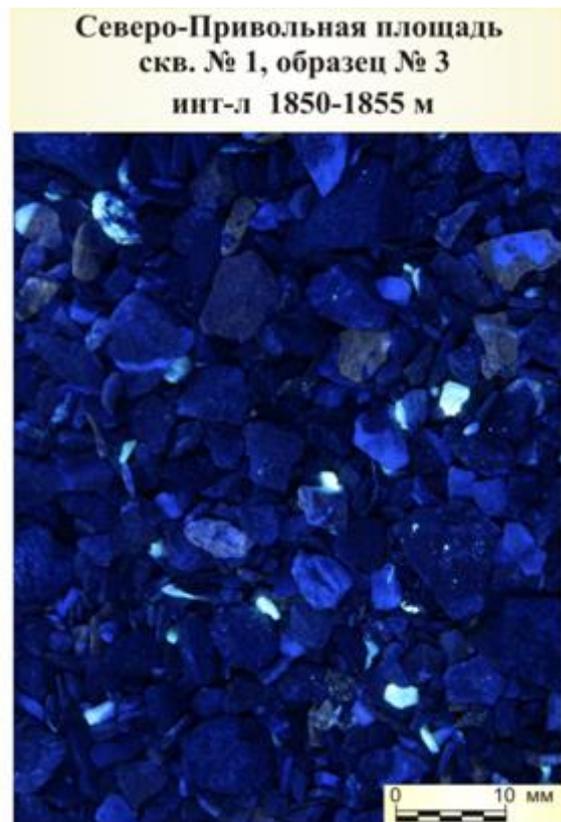


Рисунок 16 – Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади (обр. 3-4)

После просмотра нерастворимого осадка только в одном образце № 9, отобранного в интервале 808,7-808,8 м были обнаружены остатки фауны (конические зубы) лучеперых рыб. Остальные 5 образцов оказались без фауны. Найденные остатки фауны (конические зубы, 4 экз.) переданы научному сотруднику лаб. палеонтологии и стратиграфии палеозоя ИНГГ СО РАН Родиной О.А. для подготовки заключения о возрасте пород.

Таблица 11

Список образцов керна на биостратиграфический анализ, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади

№ обр.	Интервал	Группа фауны
8	805,7-805,8	Фауна не обнаружена
9	808,7-808,8	Остатки лучеперых рыб (конические зубы, 4 экз.)
10	1995,9-1996,0	Фауна не обнаружена
11	1996,2-1996,3	Фауна не обнаружена
12	1997,5-1997,6	Фауна не обнаружена
13	1998,2-1998,3	Фауна не обнаружена

Заключение о возрасте породы скважины № 1 Северо-Привольной площади (образец 9, инт. 808,7-808,8) приводится ниже.

Научный сотрудник ИНГГ СО РАН Родина О.А. сделала заключение о возрасте пород по коллекции рыбных остатков из скважины Северо-Привольная № 1. В образце обнаружено 4 обломка конических зубов, определяемых только до подкласса «*Actinopterygii*» – лучеперые рыбы. Возраст: силур, лудлов – современность.

Похожие зубы лучеперых рыб были обнаружены в разрезах нижнекаменноугольных отложений Кузнецкого бассейна: в Старобачатских карьерах, по р. Артышта.

Микрофаунистические определения возраста были выполнены на основе исследования прозрачных петрографических шлифов, изготовленных из шлама и образцов керна, поднятых из скв. № 1 Северо-Привольной площади.

Были изучены 8 шлифов, изготовленных из образцов керна, отобранных из скважины Северо-Привольная № 1 с глубин: 2402,5 м, 2398, 2401,2, 2400, 1845,0-1850,0, 1785,0-1790,0, 1225,0-1230,0 м.

Однако, в шлифах, изготовленных из этих образцов керна, остатков фауны не обнаружено.

Все остатки микрофауны были обнаружены лишь в шлифах, изготовленных из кусочков шлама.

В интервале 1155-1150 м (обр. 17) установлен один экземпляр фораминифер вида «*Parathurammia spinosa Lip.*», косое сечение раковины фораминифер «*Endothyra (?) sp.*» и проблематика «*Menselina magna Berch.*».

Виды «*Parathuramina spinosa* Lip.» и «*Menselina magna* Berch.» характерны для фамена Урала и Западной Сибири. «*Menselina magna* Berch.» известна только в отложениях верхнего фамена в объеме фораминиферовой зоны «*Quasiendothyra kobeitusana*» Урала и Урало-Казахского прогиба. Форма условно определенная как «*Endothyra (?) sp.*» по строению стенки раковины не противоречит заключению о верхнефаменском возрасте вмещающих отложений.

В интервале 1140-1135 м (обр. 16) определены фораминиферы: «*Eotuberitina praecipia* Chuv.» и «*Eot. talassica* Pojark.», а также проблематика «*Menselina magna* Berch.». Вид фораминифер «*Eotuberitina praecipia* Chuv.» широко распространен в фамене Урала и Средней Азии, а вид «*Eot. talassica* Pojark.» известен из отложений верхнего фамена и турне Средней Азии.

В интервале 1035,0-1040,0 м (обр. 15) установлено косое сечение раковины фораминифер. Сохранность раковины не позволяет точно определить ее. Судя по строению стенки это вероятно «*Endothyra (?) sp.*».

В интервале 995-1000 м определимых остатков фауны не обнаружено.

В интервале 980–985 м (обр. 11) определен один экземпляр фораминифер вида «*Quasiendothyra communis* (Rauser)», характерного для верхнего фамена.

На основе полученных данных можно с уверенностью утверждать о верхнефаменском возрасте отложений вскрытых скважиной № 1 Северо-Привольной площади в интервале 980-1155 м и сопоставлять их с литвинским горизонтом Урала.

К сожалению, более глубокие интервалы оказались «немыми» в отношении присутствия в них остатков фауны, включая микрофауну, что может быть связано с их интенсивным метаморфизмом и перекристаллизацией под действием жестких термобарических условий.

Первичное макроскопическое описание образцов шлама и керна, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади

Обр. 1к, инт-л 805,7-805,8 м. Образец керна представлен известняком серого цвета, плотным, крепким, с массивной текстурой, трещиноватым. Трещины заполнены окислами железа и придают породе желтовато-рыжеватый оттенок. Также отмечаются прожилки, выполненные вторичным мелкокристаллическим кальцитом. Отмечается бурная реакция на HCl. Признаки УВ отсутствуют. В ультрафиолетовом свете не люминесцирует

Обр. 2к, инт-л 808,7-808,75 м. Известняк серого цвета, крепкий, плотный, с наклонной слоистой текстурой, за счет слоев пелитоморфного известняка и слоев, обогащенных окислами железа. В ультрафиолетовом свете не люминесцирует. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 3ш, инт-л 1850-1855 м. В образце шлама были обнаружены обломки известняков серого и темно серого цвета, плотных, крепких, пелитоморфных, иногда с прожилками белого цвета вторичного мелкокристаллического кальцита, сильно реагирующих на HCl. Так же были отмечены обломки ангидрита белого цвета. В небольшом количестве присутствуют мелкие обломки глин желтого и серо-зеленого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют обломки известняков. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 4ш, инт-л 1890-1895 м. Образец шлама состоит из обломков известняков серого и темно - серого цвета, плотных, крепких, пелитоморфных, сильно реагирующих на HCl, со значительной примесью обломков ангидрита белого цвета и небольшого количества обломков глин желтого и серо-голубого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют обломки известняков. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 5ш, инт-л 1900-1905 м. В состав данного образца шлама входят обломки известняков серого и темно-серого цвета, плотных, крепких, пелитоморфных сильно реагирующих на HCl, с примесью обломков белого цвета, представленных ангидритом, а также в небольшом количестве глин желтого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют карбонатные обломки. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 6ш, инт-л 1940-1945 м. Данный образец шлама представлен обломками серого и темно-серого цвета известняков плотных, крепких, пелитоморфных сильно реагирующих на HCl, с примесью обломков белого цвета, представленных ангидритом, а также глин желтого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют карбонатные обломки. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 7ш, инт-л 1985-1990 м. Образец состоит из обломков известняков и доломитов серого и темно-серого цвета, плотных, крепких, сильно реагирующих на HCl. Известняки пелитоморфные с прожилками вторичного тонкозернистого кальцита, доломиты тонкокристаллические слегка буроватые. В образце также присутствуют обломки глин желтого, серо-голубого и красного цвета и обломки ангидрита белого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют карбонатные обломки. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 8ш, инт-л 1995-1997 м. В состав данного образца шлама входят преимущественно обломки желтых с рыжеватым оттенком за счет окислов железа глин, в меньшем количестве содержатся обломки известняков и доломитов темно-серых и серых, плотных, крепких, сильно реагирующих на HCl, а также обломки ангидрита белого цвета и доломитов серо-зеленого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют карбонатные обломки. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 9к, инт-л 1995,9-1996,0 м. Доломит темно-серого цвета, плотный, крепкий, массивный, тонкозернистый, трещиноватый, сильно реаги-

рует на HCl. Частично люминесцирует в ультрафиолетовом свете. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 10к, инт-л 1996,2-1996,3 м. Известняк темно-серого цвета, плотный, крепкий, массивный, трещиноватый, сильно реагирует на HCl. В ультрафиолетовом свете не люминесцирует. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 11к, инт-л 1997,5-1997,6 м. Глина серо-зеленого цвета слабо известковистая, слоистая, средней крепости, слабо реагирует на HCl. Признаки УВ отсутствуют. В ультрафиолетовом свете не люминесцирует.

Обр. 12ш, инт-л 1997,0-1998,3 м. В состав данного образца шлама входят обломки желтых с рыжеватым оттенком за счет окислов железа глин, в меньшем количестве содержатся обломки доломитов темно-серых и серых, плотных, крепких, сильно реагирующих на HCl, а также обломки ангидрита белого цвета и долеритов серо-зеленого цвета. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют карбонатные обломки. Признаки УВ отсутствуют.

Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади представлены на рисунках 15-17.

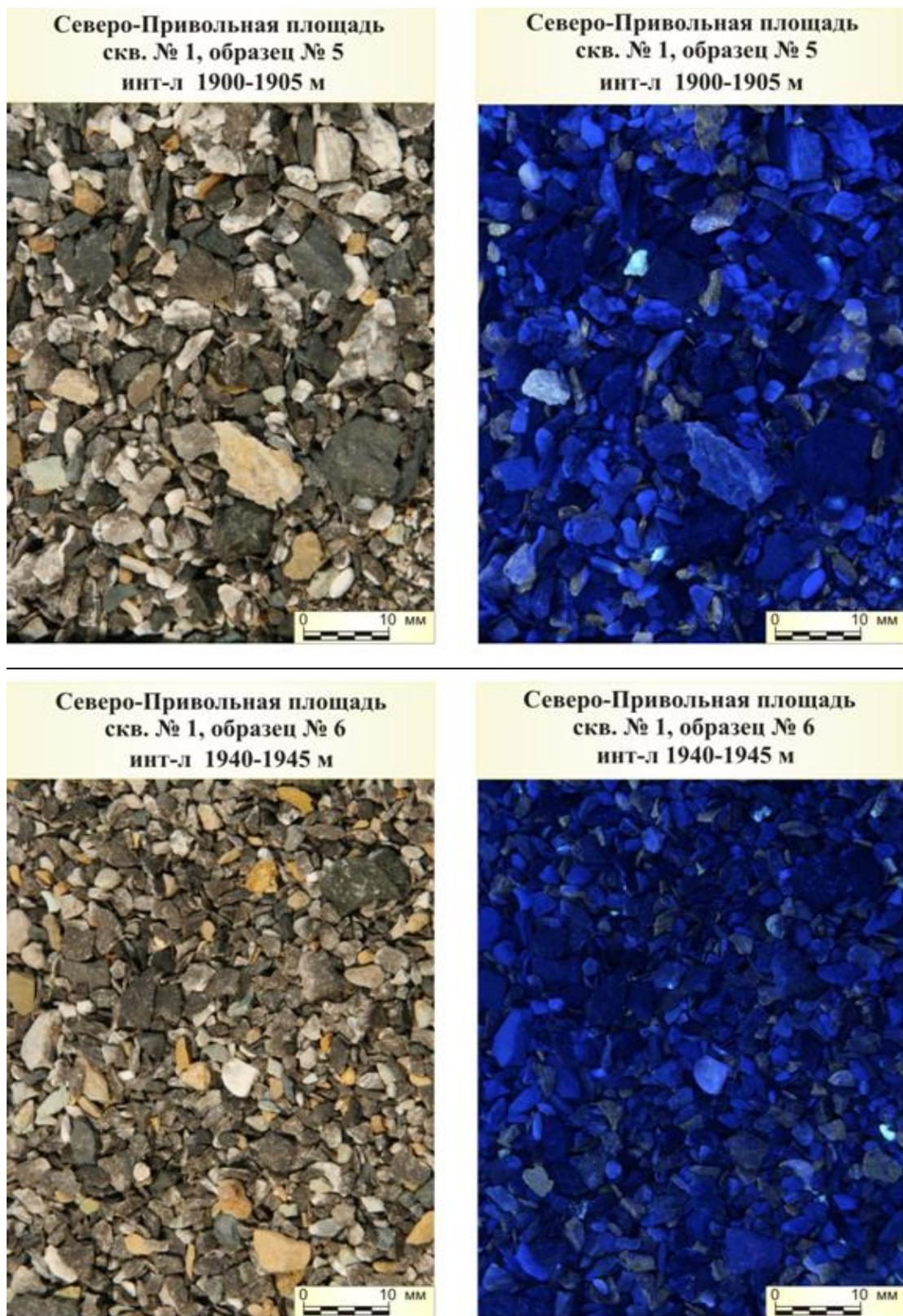


Рисунок 17 – Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади (обр. 5-6)



Рисунок 18 – Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади (обр. 7-8)

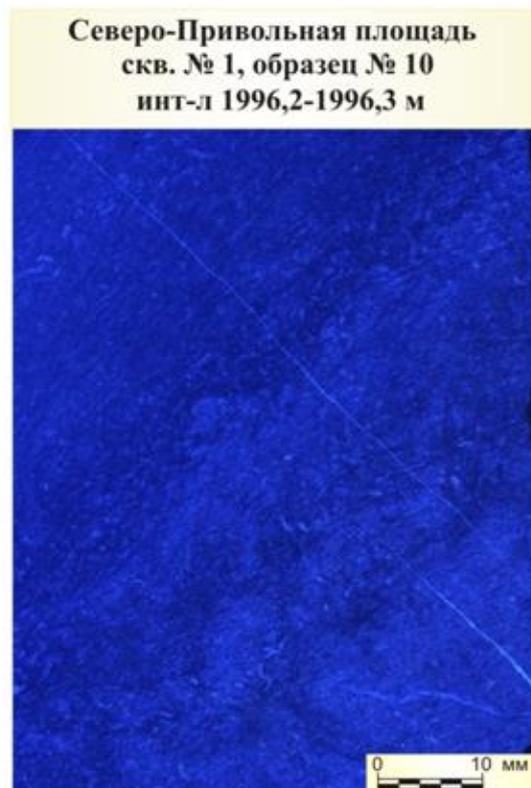
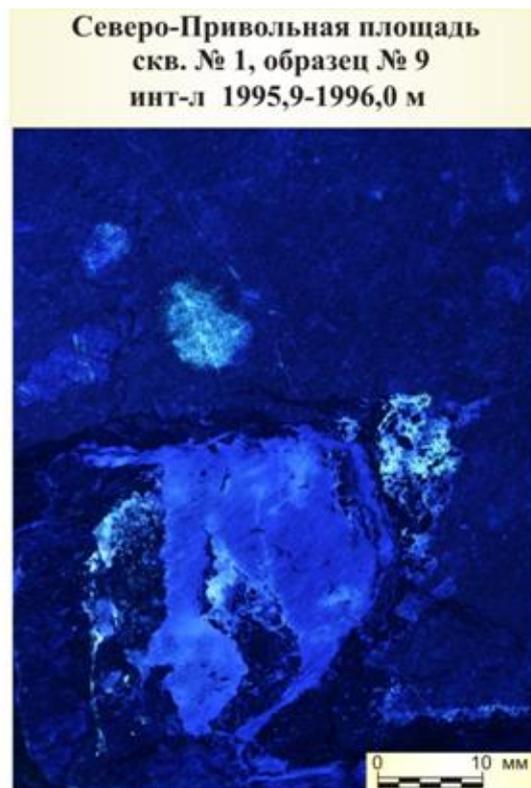


Рисунок 19 – Фотографии образцов керна в дневном и ультрафиолетовом свете, отобранных из скважины № 1 Северо-Привольной площади (обр. 9-10)

Обр. 13к, инт-л 1998,2-1998,3 м. Ангидрит с прослоями карбонатов серо-белого цвета, плотный, крепкий, слоистый реагирует на HCl. В ультрафиолетовом свете не люминесцируют. Признаки УВ отсутствуют.

Обр. 14ш, инт-л 2100-2105 м. В состав данного образца шлама входят обломки известняков светло-серого, серого цвета, иногда с буроватым оттенком, плотных, крепких, разнокристаллических, сильно реагирующих на HCl, с примесью обломков ангидрита белого цвета, желтых и серых глин. В ультрафиолетовом свете частично люминесцируют карбонатные обломки. Признаки УВ отсутствуют.

Микроскопическое описание шлифов скважины № 1 Северо-Привольной площади

Рисунок 20, обр. 1к, инт-л 805,7-805,8 м. Известняк серого цвета с желтовато-рыжеватым оттенком, микрозернистый доломитовый, массивный, с трещинами заполненными окислами железа и прожилками вторичного мелкокристаллического кальцита. Образец известняка сложен преимущественно кристаллами кальцита, размером от 0,005 до 0,05 мм, имеющих неправильную форму, замутненных за счет примеси пелитоморфного карбоната.

Рисунок 21, обр. 2к, инт-л 808,7-808,75 м. Известняк серого цвета с желтовато-рыжеватым оттенком, тонкозернистый доломитистый, со слоистой текстурой, обусловленной присутствием слойков пелитоморфного известняка и слойков обогащенных окислами железа. Известняк состоит в основном из кристаллов кальцита неправильной формы, замутненных за счет примесей пелитоморфного карбоната и глины, контуры кристаллов часто не очень четкие, имеют в основном размеры от 0,05 до 0,1 мм. Так же в образце отмечаются прожилки, выполненные чистыми прозрачными кристаллами вторичного эпигенетического кальцита размером от 0,1 до 0,25 мм.

Рисунок 22, обр. 3ш, инт-л 1850-1855 м. Образец шлама состоит из обломков известняков, глин и ангидрита. Известняки темно-серого цвета, пелитоморфные доломитистые, с прожилками вторичного мелкокристаллического кальцита, с трещинами, заполненными битумоидами. Глины желтого цвета с рыжеватым оттенком за счет содержания окислов железа, основная масса которых состоит из монтмориллонита и гидрослюды. В образце так же присутствует ангидрит, в проходящем свете наблюдается в виде бесцветных кристаллов, а в поляризованном обладает яркими интерференционными окрасками.

Рисунок 23, обр. 4ш, инт-л 1890-1895 м. Образец шлама состоит из обломков известняков серого и темно-серого цвета, пелитоморфных доломитистых, со значительной примесью обломков ангидрита белого цвета и небольшого количества обломков глин серо-голубого цвета. Известняки

состоят из слабо различимых кристаллов кальцита, размером менее 0,005 мм, с трещинками, выполненными вторичным микрозернистым кальцитом, иногда заполненными битумоидами, а так же с фрагментами очень слабо сохранившейся морской фауны. Серо-голубые глины, присутствующие в образце, состоят в основном из монтмориллонита и гидрослюды с небольшой примесью обломков кварца размером 0,05-0,1 мм. Ангидрит в данном образце шлама присутствует в виде отдельных обломков, а так же в виде слойков в пелитоморфных известняках.

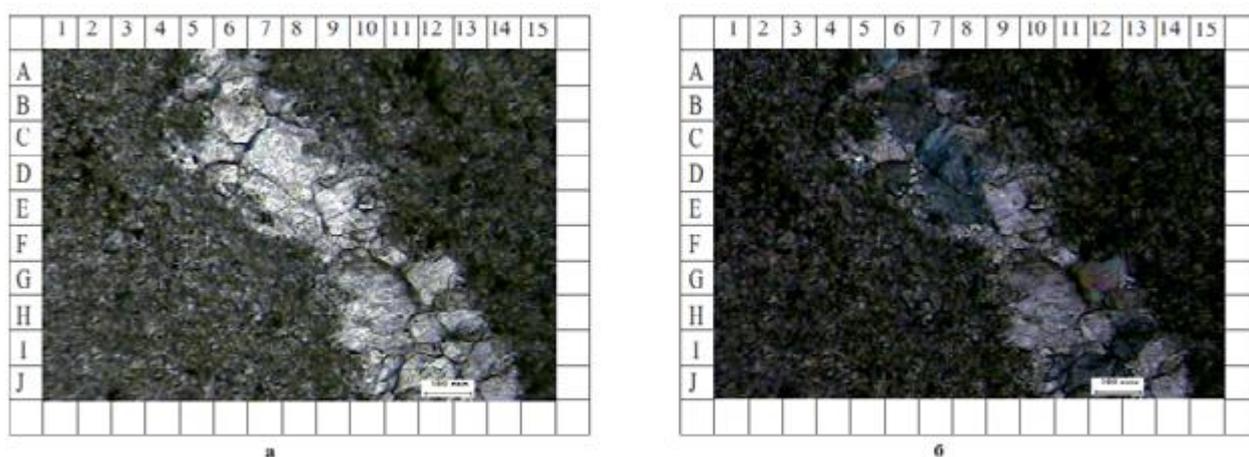


Рисунок 20 – Микрофотографии известняка микрозернистого доломитового с прожилком вторичного мелкокристаллического кальцита, обр. 1к, интервал отбора 805,7-805,8 м; снятые: а – в проходящем свете, б – в поляризованном свете, увеличено в 55 раз.

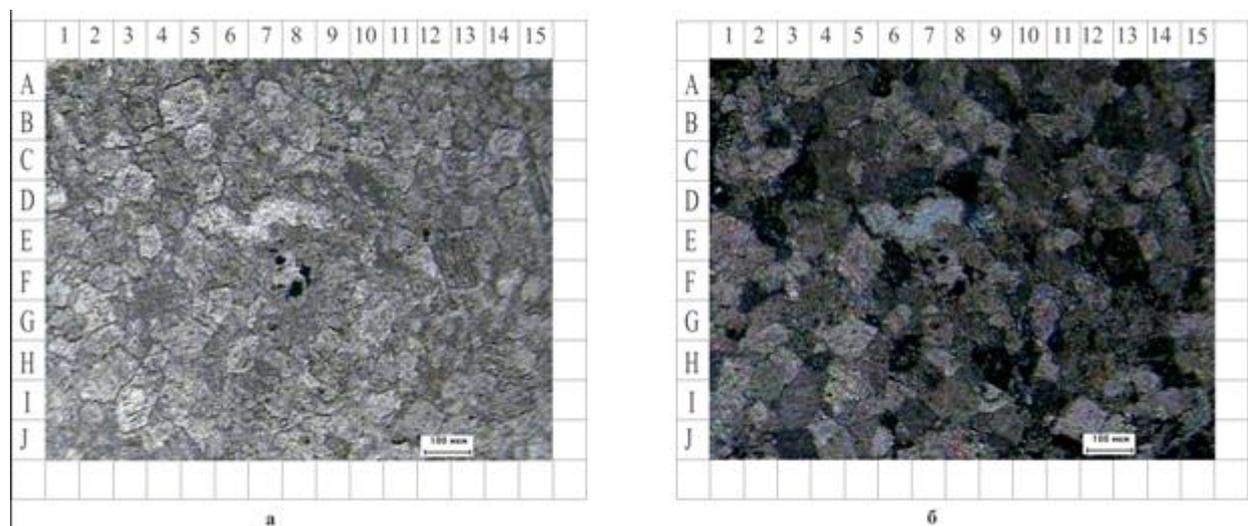


Рисунок 21 – Микрофотографии известняка тонкозернистого доломитистого, обр. 2к, интервал отбора 808,7-808,8 м; снятые: а – в проходящем свете, б – в поляризованном свете, увеличено в 55 раз.

Обр. 5ш, инт-л 1900-1905 м. В состав данного образца шлама входят обломки известняков серого и темно-серого цвета, пелитоморфные доломитистые с примесью обломков ангидрита. Известняки состоят из кристаллов кальцита, размером менее 0,005 мм, с трещинками, выполненными вторичным микрозернистым кальцитом. Ангидрит присутствует в виде слоев в пелитоморфных известняках, а так же в виде отдельных обломков.

Обр. 6ш, инт-л 1940-1945 м. Данный образец шлама представлен обломками серого и темно-серого цвета пелитоморфных доломитистых известняков, с примесью обломков ангидрита. Обломки известняков сильно трещиноватые, состоят они из слабо различных кристаллов кальцита, размером менее 0,005 мм. В образце так же присутствуют обломки ангидрита, кристаллы которого в проходящем свете бесцветные, а поляризованном с яркими интерференционными окрасками.

Обр. 7ш, инт-л 1985-1990 м. Образец состоит из обломков известняков и доломитов серого и темно-серого цвета. Известняки пелитоморфные с прожилками вторичного тонкозернистого кальцита, а так же с трещинами заполненными битумоидами. Доломиты тонкокристаллические слегка буроватые, состоят из кристаллов неправильной формы, значительно замутнены за счет пелитоморфной примеси карбонатов, в промежутках между которыми отмечаются прозрачные, чистые кристаллы ангидрита. В образце также присутствуют обломки глин красного цвета, со слоистой микротекстурой, основная масса которых состоит из гидрослюды и смешанослойных образований со значительным содержанием окислов железа.

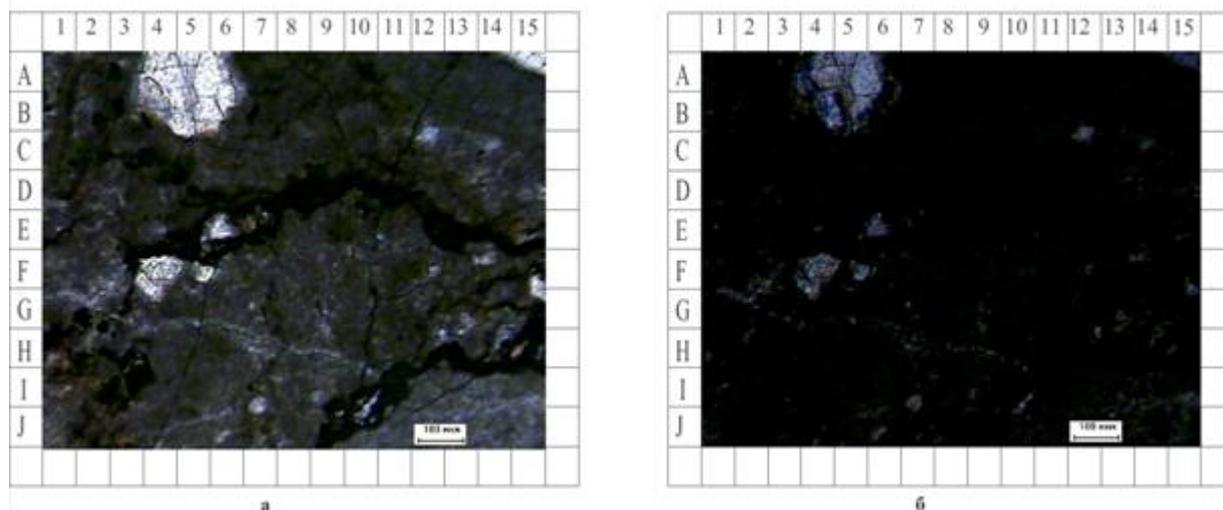


Рисунок 22 – Микрофотографии обломка темно-серого пелитоморфного известняка с трещинами, заполненными битумоидами, обнаруженного в образце шлама № 3ш, интервал 1850-1855 м; снятые: а – в проходящем свете, б – в поляризованном свете, увеличено в 55 раз.

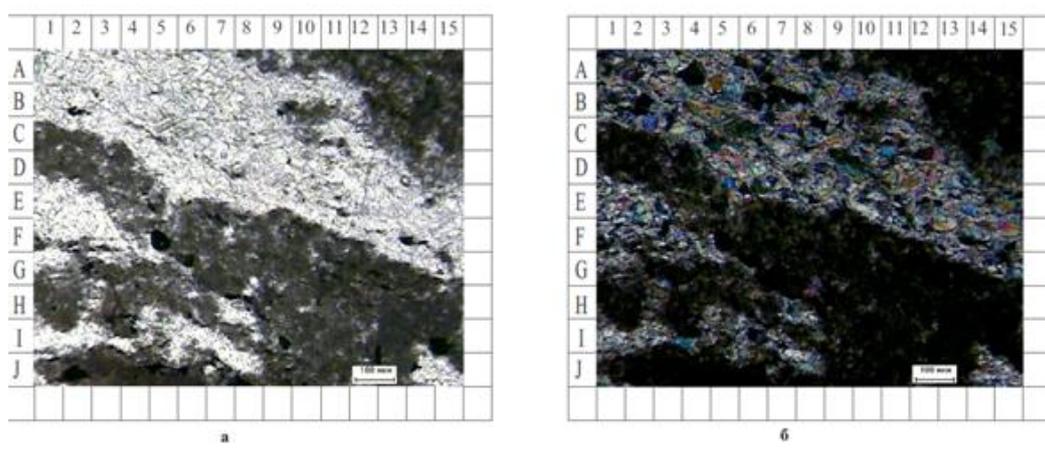


Рисунок 23 – Микрофотографии обломка темно-серого пелитоморфного известняка с прослоями белого ангидрита, обнаруженного в образце шлама № 4ш, интервал 1890-1895 м; снятые: а – в проходящем свете, б – в поляризованном свете, увеличено в 55 раз.

Обр. 8ш, инт-л 1995-1997 м. В состав данного образца шлама входят преимущественно обломки глин желтого цвета, известняков и доломитов темно-серых и серых, ангидрита белого цвета и долеритов серо-зеленого цвета. Глины слабо известковистые, сложены, по-видимому, преимущественно монтмориллонитом, окислами железа с примесью гидрослюда и карбонатов. Известняки пелитоморфные с прожилками вторичного тонкозернистого кальцита, а так же с трещинами, заполненными битумоидами. Доломиты тонкокристаллические слегка буроватые, состоят из кристаллов неправильной формы, значительно замутнены за счет пелитоморфной примеси карбонатов. Долериты с офитовой структурой состоят из кристаллов плагиоклаза в виде широких таблиц и узких коротких и длинных лейст, промежутки между которыми заполнены ксеноморфными зернами пироксена, реже оливина, а также присутствуют зерна рудного минерала.

Обр. 9к, инт-л 1995,9-1996,0 м. Доломит темно-серого цвета, массивный, тонкозернистый, известковистый, трещиноватый. Состоит из кристаллов доломита в основном неправильной формы, размером 0,05-0,1 мм. Трещины, присутствующие в образце, выполнены кристаллами вторичного кальцита, а также заполнены битумоидами.

Обр. 10к, инт-л 1996,2-1996,3 м. Доломит темно-серого цвета, массивный, тонкозернистый, известковистый, трещиноватый. Состоит преимущественно из кристаллов доломита неправильной, полигональной, реже правильной ромбоэдрической формы, размером 0,05-0,1 мм. Трещины, присутствующие в образце выполнены кристаллами вторичного карбоната, а также заполнены битумоидами.

Обр. 11к, инт-л 1997,5-1997,6 м. Глина серо-зеленого цвета слабо известковистая. Основная масса породы состоит предположительно из монтмориллонита с примесью гидрослюда, с включениями рудного мине-

рала, единичных зерен глауконита, пирита, так же отмечаются реликты кристаллов полевых шпатов, которые практически нацело замещены карбонатом.

Обр. 12ш, инт-л 1997,0-1998,3 м. В состав данного образца шлама входят обломки желтых с рыжеватым оттенком за счет окислов железа глин, в меньшем количестве содержатся обломки доломитов темно-серых и серых, ангидрита белого цвета и долеритов серо-зеленого цвета. Глины слабо известковистые, основная масса которых состоит, по-видимому, из монтмориллонита, окислов железа с примесью гидрослюды и карбонатов. Доломиты микрокристаллические слегка буроватые, состоят из кристаллов неправильной формы, значительно замутнены за счет пелитоморфной примеси карбонатов, с пленками и примазками битумоидов. Долериты с офитовой структурой состоят из кристаллов плагиоклаза в виде широких таблиц и узких коротких и длинных лейст, промежутки между которыми заполнены ксеноморфными зернами пироксена, реже оливина, а также присутствуют зерна рудного минерала.

Обр. 13к, инт-л 1998,2-1998,3 м. Ангидрит серо-белого цвета с прослоями карбонатов и известковистых глин. Порода в основном состоит из бесцветных кристаллов ангидрита размером 0,01-0,05 мм, с примесью доломита.

Обр. 14ш, инт-л 2100-2105 м. В состав данного образца шлама входят обломки известняков светло-серого, серого цвета, с примесью обломков ангидрита белого цвета и серых глин. Известняки в основном пелитоморфные, состоят из слабо различимых кристаллов кальцита, размером менее 0,005 мм. Так же отмечаются единичные обломки микрокристаллического доломита с буроватым оттенком, с трещинками, заполненными битумоидами. Глины известковистые, основная масса которых, вероятно, состоит из смешанослойных образований и гидрослюды.

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы:

1. Вскрытый скважиной № 1 Северо-Привольной площади интервал разреза сложен по результатам исследований образцов керна и шлама следующими типами пород: известняки органогенные; известняки хемогенные; известняки переходного типа (органогенные обломки, сцементированные хемогенным карбонатным цементом); известняки битуминозные; доломиты (тонко- и мелкозернистые); глины; ангидриты; изверженные породы преимущественно основного состава (долериты) и их туфы.

2. Большая часть карбонатных минералов (за исключением самого нижнего интервала) представлена кальцитом, его концентрации варьируют в пределах от 15-16 до 70-80 %. Концентрация доломита изменяется в пределах от 8 до 80 %. Сидерит в данных отложениях либо отсутствует, либо находится в следовых концентрациях (0,1-1,1 %).

3. Исходя из сказанного выше, преобладающими породами являются известняки, часто доломитизированные или с примесью доломита, в раз-

личной степени глинистые и доломиты, так же с большей или меньшей примесью известняков, глинистого материала и ангидрита. Кроме того, встречаются слабо известковистые глины и ангидриты, содержащие примесь кальцита и доломита.

4. В битуминозных известняках битум встречается как в трещинах, так и в межзерновом пространстве, причем часть битума, вероятно, была захвачена кристаллами кальцита и доломита в процессе их регенерации или роста.

5. Пористость образцов закономерно изменяется в соответствии со степенью их уплотнения и катагенеза (метаморфизма): самые пористые образцы получены с глубины 805-808 м, образцы с минимальной величиной пористости взяты с глубины 2400-2402 м.

6. Вариации в значениях плотности различных типов пород в первую очередь связаны с величиной их пористости, но, кроме того, большое влияние на этот параметр оказывают входящие в их состав плотные минералы, такие как доломит, ангидрит и пирит.

7. Все рассмотренные образцы представлены матрицей, проницаемость которой менее $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм².

8. В общей массе образцы характеризуются низкими значениями суммарной радиоактивности (от 0,99 до 1,51 μ r), что обусловлено либо почти полным отсутствием, либо низким содержанием в исследуемых образцах глинистого материала и щелочных полевых шпатов, обладающих повышенными значениями радиоактивности (за счет K^{40}). Основные породообразующие минералы исследуемых образцов кальцит, доломит и ангидрит характеризуются низкой естественной радиоактивностью.

9. Наибольший вклад в суммарную радиоактивность карбонатных образцов вносят уран и торий (в сумме около 80 %).

10. В образцах, содержащих глинистый материал, влияние калия более существенно (его вклад достигает 30-36 %).

11. Современный уровень катагенеза рассматриваемых отложений свидетельствует о том, что они уже вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в зоне активной газогенерации (градации $МК_3^2$ - $АК_1$).

12. Полученные результаты пиролитических и микроскопических исследований позволяют заключить, что рассматриваемые отложения в интервале глубин 1600-2280 м в прошлом содержали залежи или месторождения нефти, которые позднее вследствие глубокого метаморфизма и интенсивного уплотнения были разрушены, а оставшиеся в небольшом количестве в порах и микротрещинах метаморфизованные битумы воспринимаются на пирограммах как ОВ (кероген), имеющий среднюю степень углефикации (жирная, начало коксовой стадии).

13. На основе полученных данных можно с уверенностью утверждать о верхнефаменском возрасте отложений вскрытых скважиной № 1

Северо-Привольной площади в интервале 1155-980 м и сопоставлять их с литвинским горизонтом Урала.

АВТОРЫ



Александров Вадим Михайлович
доцент, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология месторождений нефти и газа» Тюменского индустриального университета, Зам. Генерального директора АО «ТАНДЕМ» по геологии и ГРП

Арсеньев Алексей Аркадьевич
эксперт геолого-технической документации, заместитель начальника отдела первичной геологической информации ТФ ФБУ «ТФГИ по УрФО»



Закиров Николай Николаевич
профессор, доктор технических наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Тюменского индустриального университета, член корреспондент РАЕН, «Почётный работник сферы образования РФ»

Мулявин Семён Фёдорович
доктор технических наук,
профессор кафедры «Разработка
и эксплуатация нефтегазовых
месторождений» Тюменского
индустриального университета,
член корреспондент РАЕН,
«Почётный нефтяник Тюменской
области»



Солодовников Александр Юрьевич
доктор географических наук, доцент,
начальник научно-исследовательского
отдела экологии ТО
«СургутНИПИнефть»

Леонтьев Дмитрий Сергеевич,
кандидат технических наук,
доцент, кафедра «Бурение нефтяных и
газовых скважин» Тюменского
индустриального университета



Научное издание

Авторы составители:

Александров В. М., Арсеньев А. А., Закиров Н. Н.,
Леонтьев Д. С., Мулявин С. Ф., Солодовников А. Ю.

**Нефть и газ
Курганского Зауралья :
прошлое, настоящее и будущее**

Под общей редакцией

доктора геолого-минералогических наук,
академика РАН В. П. Мельникова

Подписано в печать 18.11.2021. Формат 60x90 1/16. Печ. л. 22,6.
Тираж 500 экз. Заказ № 2292.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.