

61: 04-4 / 148

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



На правах рукописи

ХИЛЬКО Анатолий Павлович

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-ВОСТОКА
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ НА ОСНОВЕ НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ
И ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

25.00.12 - геология, поиски и разведка горючих ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук

Научные руководители:

д.г.-м.н., профессор В.С. Старосельцев

к.г.-м.н., А.И. Ларичев

НОВОСИБИРСК 2004

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК ГРАФИЧЕСКИХ ПРИЛОЖЕНИЙ	ОШИБКА! Закладка не определена.
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР	3
ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ	10
1.1. Геологическая изученность	10
1.2. Изученность глубоким бурением	11
1.3. Изученность сейсморазведкой МОВ и МОГТ	13
1.4. Резервный фонд локальных поднятий и неантиклинальных ловушек	14
1.5. Изученность геохимическими исследованиями.	15
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ	18
2.1. Стратиграфическое расчленение и условия осадконакопления отложений нижнего мела	18
2.2. Закономерности изменения толщин меловых отложений и условия их осадконакопления	27
ГЛАВА 3. НОВЕЙШАЯ ТЕКТНИКА	37
3.1. Геологическое строение кайнозойских отложений.	39
3.2. Новейшая тектоника между р.р. Енисей и Таз.	44
ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	67
4.1. Региональные геохимические исследования	67
4.2. Карта перспектив нефтегазоносности меловых отложений между р.р. Енисей и Таз.	72
ГЛАВА 5. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	83
5.1. Песчаная площадь	89
5.1.1. Комплексные неотектонические и геохимические исследования	93
5.1.2. Прогноз ловушек УВ	120
5.2. Большехетская площадь	132
5.2.1. Комплексные неотектонические и геохимические исследования	133
5.2.2. Прогноз ловушек УВ	150
5.3. Маковская площадь	154
5.3.1. Комплексные неотектонические и геохимические исследования	167
5.3.2. Прогноз ловушек УВ	194
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	205
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	207

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И АББРЕВИАТУР

Блд – Большелайдинская
Вдн – Вадинская
Внк – Ванкорская
ВНК – водонефтяной контакт
ГНК – газонефтяной контакт
Грч – Горчинская
ДГМ – диагностика генезиса минералов
Длг – Долганская
ЕХРП – Енисей-Хатангский региональный прогиб
ЗСП – Западно-Сибирская плита
КГИ – коэффициент генетической информации
Кз – Казанцевская
КНИИГиМС – Красноярский научно-исследовательский институт геологии и минерального сырья
Лд – Лодочная
Мтг – Малотагульская
Млх – Малохетская
Мнг – Мангазейская
Мсх – Мессояхская
МОВ – Метод глубинной точки
МОГТ – Метод отраженных волн
Мкн – Муксунихинская
НАЛ – Неантиклинальные ловушки
НГЗ – Нефтегазоносная зона
НГК – Нефтегазоносный комплекс
НГО – Нефтегазоносная область
НГР – Нефтегазоносный район
Нх – Нижнехетская
ПКСА – приближенный количественный спектральный анализ
Плт – Пеляткинская
Псч – Песчаная
Рр – Русско-Реченская
РСА – рентгено-структурный анализ
Смн – Семеновская
Скв. – скважина

СНИИГГМС – Сибирский научно-исследовательский институт геологии
геофизики и минерального сырья

Сз – Сузунская

Сд – Суходудинская

Тгл – Тагульская

Тк – Тайкинская

ТАО – Таймырский национальный округ

Ткч – Токачинская

ТВд – Туколандо-Вадинская

УВ, УВГ – углеводороды

Уш – Ушаковская

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Юнс – Южно-Носковская

Юсл – Южно-Соленинская

Як – Яковлевская

ВВЕДЕНИЕ

Объектом исследования настоящей работы являются отложения юрско-мелового комплекса северо-востока Западно-Сибирской плиты и прилегающей части Енисей-Хатангского регионального прогиба. В пределах этих региональных тектонических элементов широко развиты крупные валы и контрастные впадины, пережившие в новейший тектонический этап интенсивные структурообразующие движения. Они нашли отражение в тектоническом строении осадочного чехла, а также в различных геохимических полях. При этом на севере исследуемого района наблюдаются наибольшая интенсивность и дифференцированность проявления неотектонических движений.

В административном отношении площадь работ охватывает Туруханский район Красноярского края, крайнюю восточную часть Ямало-Ненецкого и юго-западную часть Таймырского АО.

Актуальность работы. На рассматриваемой территории Сибири юрские и меловые отложения накапливались в многообразных фациях переходных и прибрежно-морских условий осадконакопления, благоприятных для формирования коллекторов и структурно-литологических ловушек УВ. Здесь при существующей плотности отработанных сейсмопрофилей, особенно в районах, приближенных к месторождениям, крупные локальные поднятия уже выявлены, но имеется высокая вероятность обнаружения средних или мелких структур, а также крупных литологически экранированных неантиклинальных ловушек УВ. Они возможны в «клиноформном» комплексе неокома, юрских отложениях, зонах дезинтеграции и корях выветривания палеозойских пород. С учетом того что в рамках исследуемого района в границах Таймырского АО нет подготовленных сейсморазведкой МОВ, МОГТ перспективных ловушек УВ, в Туруханском районе Красноярского края также практически отсутствует резервный фонд ловушек, выявленных и намеченных в отложениях с установленной нефтегазоносностью (юрско-меловые отложения), актуальность настоящей работы не вызывает сомнений.

Известно, что практически на всех месторождениях нефти и газа по их контурам или над ними, а также над небольшими скоплениями углеводородов существуют зоны, аномальные по концентрациям газов и вторичным изменениям пород. Исследования показывают, что после проведения газогеохимических, атмохимических, литогеохимических и других подобных работ в пределах любой более или менее перспективной площади на поиски

залежей УВ выявляются поля повышенных концентраций газов или определенных изменений пород (в процессе вторичной минерализации формируются кальцит, доломит, глинистые и кремнистые минералы и т.д.), устойчивых во времени. Чем мобильнее, тектонически активнее при этом участки земной коры, тем интенсивнее формируются геохимические аномалии.

На междуречье Енисея и Таза к началу неотектонического этапа (к времени наибольшего погружения осадочного чехла), верхнеюрские и нижнемеловые отложения на основной территории находились в главной зоне нефтеобразования (ГЗН). Верхняя часть нижнемеловых осадков и верхнемеловые не вошли в эту зону. Таким образом, миграция и аккумуляция УВ в значительной мере контролировались последующими неотектоническими процессами.

Разработанный комплекс неотектонических, палеотектонических и газолитогеохимических исследований позволяет выявлять в снежном покрове, придонных или приповерхностных отложениях газовые ореолы, а также определенные вторичные изменения пород и увязывать их с глубинными источниками, т.е. с залежами УВ, в том числе со сложнопостроенными, структурно-литологическими ловушками.

В малоизученных районах Большехетской террасы, Пакулихинской моноклинали и др., где плотность сейсмопрофилей в среднем составляет не более $0,13 \text{ пог. км/км}^2$, актуальным становится также вопрос направления сейсмических работ. Малозатратный комплекс неотектонических и геохимических исследований на этом этапе позволяет не только наметить объекты под поисковую геофизику, но и провести ранжирование локальных поднятий, выделенных ранее. Решению вышеуказанных вопросов и посвящена настоящая работа.

Цель и задачи исследований. Целью диссертационной работы является прогноз нефтегазоносности зоны сочленения Надым-Тазовской синеклизы, Пакулихинской моноклинали и Енисей-Хатангского регионального прогиба на основе разработанного метода комплексирования неотектонических, палеотектонических и геохимических исследований. В соответствии с этой целью автором решались следующие задачи:

- составить карту новейшей тектоники с неотектоническим районированием;

- на основе палео- и неотектонического построений, а также оценки нефтегазопроизводящих толщ (катагенеза ОВ, концентраций $C_{орг}$ и $\beta_{хл}$

и т.д.) и результатов поисковых геохимических работ выполнить оценку перспектив нефтегазоносности между р.р. Енисей и Таз;

– выявить в пределах отдельных поисковых участков с учетом результатов палео- и неотектонических исследований геохимические (газовые, литогеохимические и др.) аномалии, связанные с залежами УВ.

Фактический материал, методы исследований и личный вклад. Диссертационная работа основана на обобщении и переоценке материалов неотектонических исследований, полевых маршрутных наблюдений, которые проводились автором систематически с 1980 по 2002 гг. в Приенисейской части Западной Сибири и Енисей-Хатангском прогибе.

С 1995 по 2002 гг. при непосредственном участии автора в Западной Сибири на пяти площадях и трех эталонных участках при поисковых геохимических работах было отобрано и проанализировано по результатам газовых, рентгено-структурных, химических и др. анализов около 3000 образцов приповерхностных отложений, в том числе более 1000 газовых и снеговых проб. Здесь же и на других площадях Западной и Восточной Сибири автором с использованием новейших технологий были составлены карты новейшей тектоники м-бов от 1:200 000 до 1:100 000 на общую площадь более чем 50 тыс. км² с выделением объектов под поисковые геохимические работы.

При характеристике нефтегазогенерационного потенциала юрских и меловых отложений, степени катагенетической преобразованности ОВ, палеотектонических и неотектонических построениях, литогеохимических исследованиях и др. автор использовал работы И.П. Варламова, А.В. Исаева, А.А. Конторовича, Л.Л. Кузнецова, Л.И. Кяргина, А.И. Ларичева, Л.Д. Малюшко, В.С. Старосельцева, А.С. Фомичева и др.

Защищаемые положения и разработки.

1. Тектоническое развитие северо-восточной части Западной Сибири в постпалеогеновое время в значительной степени обусловило рост локальных структур и формирование ловушек УВ, стимулировало миграцию флюидов и, таким образом, существенно повлияло на нефтегазоносность юрских и меловых отложений.

2. Открытые к настоящему времени месторождения и прогнозируемые залежи УВ в рассматриваемом районе находят свое отражение в аномальных поверхностных геохимических полях. В палеотектоническом плане они приурочены к раннемеловым депрессиям, которые в новейший тектонический этап испытали активный подъем. Соответственно все локальные па-

леоподнятия, характеризующиеся в неоген-четвертичное время инверсией, не содержат промышленных скоплений УВ.

Научная новизна. При выполнении настоящих исследований автором впервые решены следующие задачи:

- составлена карта новейшей тектоники м-ба 1:500 000 с неотектоническим районированием северо-восточной части Западной Сибири на площадь более 40 тыс. км²;
- выявлены активизированные в новейший тектонический этап зоны увеличенных мощностей нижнехетской и суходудинской свит нижнего мела, а также показана прямая связь между месторождениями и этими активизированными зонами (палеодепрессиями, палеоврезами и т.д.);
- составлена карта прогноза нефтегазоносных ловушек на Приенисейскую часть Западной Сибири на основе комплексных неотектонических и палеотектонических исследований;
- в результате комплексных работ, включающих в себя детальные неотектонические исследования и поверхностную наземную геохимическую съемку, совместно с А.И. Ларичевым, Л.Д. Малюшко, П.Н. Соболевым, Ю.И. Коробовым и др. выявлено более 50 перспективных зон и ловушек на обнаружение залежей УВ общей площадью более 3000 км², часть из которых уже подтверждены последующими сейсмогеологическими исследованиями.
- совместно с вышеуказанными авторами доработан метод прямых геохимических поисков (патент № 2176407) на основе литогеохимических исследований подпочвенных грунтов с целью определения изменений окислительно-восстановительных условий по вторичной минерализации, выявления зон поверхностного геохимического поля, расположенного над залежами УВ.

Практическая значимость работы. Применяемый комплекс неотектонических, палеотектонических и поисковых геохимических работ является наиболее экономичным методом прогноза перспективных зон и месторождений нефти и газа и не наносит вреда окружающей среде.

В последние годы соискателем совместно с А.В. Исаевым, А.И. Ларичевым, Н.В. Мельниковым, В.А. Крининым и др. по результатам сейсмогеологических, поисковых геохимических и неотектонических работ выделено несколько крупных перспективных ловушек УВ, на дальнейшее изучение которых выдано МПР РФ несколько лицензий.

Апробация. Основные результаты исследований докладывались на совещании «Процессы формирования рельефа Сибири» (Иркутск, 1985), Всесоюзном совещании по проблеме «Методы дистанционных исследований для решения природоведческих задач» (Новосибирск, 1985), выставке «ГЕОКАРТА-92» в павильоне «Геология» Всероссийского выставочного центра (Москва, 1992), второй региональной конференции «Проблемы недропользования на территории Эвенкийского автономного округа» (Красноярск, 1999), Региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-востока России (Томск, 2000) и др. По теме диссертации написано 4 отчета и 8 опубликованных в соавторстве работ.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения. Работа содержит 175 страниц текста, 57 рисунков, 19 таблиц, 6 графических приложений и список литературы из 76 наименований. Работа выполнена в СНИИГГиМСе под научным руководством доктора геолого-минералогических наук профессора В.С. Старосельцева и кандидата геолого-минералогических наук А.И. Ларичева.

В процессе работы автор руководствовался теоретическими положениями и методическими разработками ведущих российских ученых и специалистов: А.Э. Конторовича, Ф.Г. Гурари, В.С. Вышемирского, Ю.Н. Карагодина, М.Я. Рудкевича, В.С. Суркова и других.

Автор признателен научным руководителям, а также А.В. Исаеву, Н.В. Мельникову, Л.Д. Малюшко, П.Н. Соболеву, А.И. Сурнину, А.В. Мигурскому, В.В. Гребенюку, Ю.И. Коробову, А.С. Фомичеву, Е.В. Смирнову и многим другим за советы и помощь в написании работы. Автор благодарит коллектив КНИИГГиМС в лице А.А. Конторовича и др. за предоставленные материалы по территории перспективных земель Таймырского АО.

Автор благодарен В.А. Кринину, А.С. Ефимову, Л.Б. Стополянкой, А.К. Битнеру, А.В. Пантелееву, В.И. Вальчаку и другим за советы и дискуссии, в которых неоднократно обсуждались вопросы нефтегазоносности Приенисейской зоны Западно-Сибирской плиты.

Большую помощь в оформлении графических приложений автору оказали М.С. Грахничева, Е.В. Оленникова, А.Е. Михайлова, за что автор им искренне благодарен.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕННОСТИ РАЙОНА ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Геологическая изученность

Первые представления о геологии Приенисейской части Западно-Сибирской плиты связаны с работами С.В. Обручева /1920-1924/. Начало планомерных геологических исследований этого региона относится к 1947 году, в связи с обнаружением газовых проявлений и выявления структур, перспективных на нефть и газ.

В период с 1953 по 1959 годы составлены государственные геологические карты м-ба 1:1 000 000 на листы R-44, 45 и Q-44, 45 (Урванцев, Соколов, Предтеченский и др.). В 1955-60 г.г. в бассейне рек Турухан и Ниж. Баиха проводилось бурение профилей колонковых скважин. Авторами отчетов по результатам бурения по Туруханскому профилю /Зайцев, Иванов, 1957-60/ отмечается, что на фоне общего погружения мезозойских отложений в западном направлении, выделяется ряд структурных осложнений более высокого порядка.

Большой вклад в изучение стратиграфии и палеогеографии четвертичного периода северо-востока Западно-Сибирской низменности внесли работы С.А. Архипова (1957, 1961, 1964), В.А. Николаева (1963, 1968), В.Н. Сакса (1948, 1955), В.Я. Слободина (1967, 1968), О.В. Суздальского (1965, 1968), С.Л. Троицкого (1966) и многие другие. Результатом этих исследований явились общие сведения о стратиграфии четвертичных отложений рассматриваемого региона.

С середины 60-х годов в Приенисейской части Западно-Сибирской плиты усилены нефтепоисковые работы. К настоящему времени на левобережье Енисея в результате бурения поисковых и разведочных скважин открыто 17 газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений (Пеляткинское, Ушаковское, Казанцевское, Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Мессояхское, Зимнее, Нижнехетское, Горчинское, Сузунское, Лодочное и Тагульское, в Тюменской области – Мангазейское и группа Сидоровских).

По данным обобщающих геофизических /Казаис и др., 1967/ и геоморфологических исследований (Чочиа, 1969) были выделены Пендомаяхская впадина и Большехетский мегавал.

В 80-х и 90-х годах в пределах изучаемой части Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба проведена серия производственных,

тематических и геоморфологических работ (Котт, 1981; Кабанов, 1984; Кабанов, 1992; Варламов, Хилько, 1980-1993). В результате уточнено положение ранее выделенных структур, подготовлены и переданы в глубокое бурение ряд куполов Медвежьего поднятия, изучены неотектонические особенности территории. В конце 80-х начале 90-х годов в зоне сочленения Пакулихинской моноклинали и Тазовской синеклизы проводятся специализированные среднемасштабные неотектонические работы (Варламов, Хилько, 1992). По результатам этих работ составлены карты новейшей тектоники и перспектив нефтегазоносности по неотектоническим данным на Большехетский и Сидоровский нефтегазоносные районы. На них даны рекомендации для рационального размещения нефтепоисковых работ, в первую очередь в пределах западного склона Лодочного и Сузунского валов и к северу от Ванкорского месторождения, где рекомендовалось заложить поисковую скважину /Хилько, Кригин, 1993/ и где к настоящему времени выявлена Северо-Ванкорская структура. Так же к высокоперспективным землям по неотектоническим параметрам, где рекомендовалось в первую очередь провести поисковую геофизику или стадию детализационных работ, были отнесены: Советский участок (Поселковая группа поднятий), Западно-Лодочный (Ольнерская новейшая терраса) и Туколандинский (Туколандо-Вадинское новейшее валообразное поднятие), где к настоящему времени выданы лицензии на производство геологоразведочных работ. Кроме этого для производства детализационных работ по этим исследованиям представлялся Западно-Сузунский участок (Нюнгядинский структурный мыс), где в дальнейшем по комплексу геофизических и поисковых геохимических исследований выявлена крупная высокоперспективная в нефтегазоносном отношении зона /Исаев, Ларичев, 2001, ф./.

1.2. Изученность глубоким бурением

В пределах исследуемой территории плотность бурения на перспективных землях в среднем составляет $1,0 \text{ м/км}^2$. Наиболее изучен глубоким бурением Малохетский НГР, где она достигает $8,6 \text{ м/км}^2$ и районы Лодочного и Сузунского валов, где она составляет $2,5 \text{ м/км}^2$.

В Малохетском районе глубокое бурение начато в 1940 году и за этот период объем поискового и разведочного бурения составил здесь почти 80 тыс. метров (41 скважина), по результатам которого открыто 4 месторождения.

В пределах Танамской террасы бурение начато в 1966 году. Было всего пройдено немногим более 160 тыс. метров, из которых на параметрическое бурение приходится около 15 тыс. м (5 скв.), поисковое – 92 тыс. м (28 скв.) и разведочное – 51 тыс. м (21 скв.). К настоящему времени здесь открыто 6 газовых и нефтегазовых месторождений, одно из которых, Пайяхское, не входит в рамки исследуемой территории.

В Пуртазовском НГО, куда входит Большехетский район, первая скважина была заложена на Сузунском локальном поднятии в 1971 г. и в 1972 открыто Сузунское газоконденсатное месторождение. В 1972 г было подготовлено к глубокому бурению Ванкорское поднятие, где поисковое бурение началось в 1988 году. Лодочное и Тагульское поднятия открыты в начале 70-х годов прошлого столетия, в поисковое бурение введены в 1984-85 годах. Всего за этот период в Большехетском районе было пробурено 25 поисковых и разведочных скважин и открыто 3 месторождения.

На сегодняшний день на территории исследования установлена промышленная нефтегазоносность резервуаров мелового и газоносность юрского нефтегазоносных комплексов (НГК). Основные балансовые запасы газа и нефти сконцентрированы в залежах мелового НГК.

Юрские и меловые отложения имеют повсеместное распространение, кроме свода Малохетского мегавала, где верхняя часть этих отложений размыта в предваланжинское и предчетвертичное время.

Максимальная изученность бурением мелового комплекса характерна для Танамского и Малохетского районов. Меловые отложения вскрыты всеми пробуренными скважинами от насоновской свиты верхнего мела (турон-сантон) до нижнехетской свиты нижнего мела (берриас-валанжин). Причем, в Малохетском НГР 90 % скважин вскрыли нижнехетскую свиту, а в Танамском – она вскрыта только 15 скважинами из 54 пробуренных.

В пределах Большехетского НГО всеми пробуренными скважинами вскрыты меловые отложения от танамской свиты маастриха до нижнехетской свиты раннего валанжина-берриаса, которые пройдены на полную мощность более чем 20 % скважин.

Хуже изучен бурением разрез юрского комплекса. В Малохетском районе только 3 скважины вскрыли нижнеюрские отложения на полную мощность, в Большехетском нет ни одной. Здесь только одной скважиной (Сз 4, глубина 4108 м) юрский комплекс вскрыт до отложений джанготской свиты нижней юры (вскрыто 16 м) и одной – до точинской свиты верхней юры (вскрыто 14 м).

1.3. Изученность сейсморазведкой МОВ и МОГТ

Сейсморазведочные исследования в Усть-Енисейском районе были начаты партиями Горно-геологического управления Главсевморпути НКВД (ГГУ ГМСП) в 1934-1936 годах в окрестностях природных выходов газа. В результате комплексных работ, куда входили геологосъемка, магниторазведка и гравиразведка было обнаружено и изучено 13 локальных поднятий. ГГУ ГМСП была ликвидирована в 1953 г. и с ее ликвидацией нефтепоисковые работы были прекращены.

С образованием в 1956 году Северной комплексной нефтеразведочной экспедиции (СКНРЭ) в пос. Ермаково Игарского района начался новый этап изучения территории сейсморазведкой, который продолжается и сейчас. Первоначально районы сейсморазведочных работ СКНРЭ располагались в бассейне р. Турухан, а с 1960 года начали концентрироваться в Усть-Енисейском районе. В 1962 году на базе этих сейсмопартий была организована Таймырская геофизическая экспедиция (ТГфЭ).

За 60-е – 70-е годы ТГфЭ на территории Таймырского АО и сопредельных районах Красноярского края и Республики Саха-Якутия было отработано около 42 тыс. пог. км. одно-полутора- двух- и трехкратного сейсмопрофилирования МОВ.

В результате данных исследований в общих чертах был изучен структурный план меловых и, в какой-то мере, юрских отложений в полосе Северо-Сибирской низменности от Гыданского полуострова и р. Турухан на западе до Анабарского залива на востоке. Благодаря этим исследованиям в пределах Енисей-Хатангского прогиба были выделены структуры I и II порядков, а также были обнаружены практически все крупные антиклинальные структуры III порядка площадью около 100 км^2 и выше. Кроме того, по отложениям юры-мела была изучена северная часть Приенисейской моноклизы и северо-восточная часть Надым-Тазовской синеклизы.

Наиболее высокая изученность сейсморазведкой МОВ была достигнута в пределах отдельных площадей на структурах I и II порядков, где плотность профилей составляла $0,2-0,6 \text{ км/км}^2$. Изученность по нефтегазоносным районам существенно ниже, чем по отдельным площадям и составляет для Большехетского НГР $0,18 \text{ км/км}^2$, $0,3 \text{ км/км}^2$ – для Танамского НГР и $0,11 \text{ км/км}^2$ для Малохетского НГР.

По результатам этих исследований было намечено 56 локальных поднятий, выявлено 14 и 42 подготовлено к глубокому бурению. На изученных сейсморазведкой МОВ площадях Нижне-Енисейской нефтеразведоч-

В Красноярском крае в Большехетском НГР по меловым, юрским и триасовым сейсмическим горизонтам сейсморазведкой МОГТ подготовлено к бурению Центрально-Медвежье поднятие. Оно располагается в западной части Пакулихинской моноклинали и впервые выделено по результатам неотектонических работ (Варламов, Найденова, Хилько, 1985). В распределенном фонде недр подготовлено к бурению только Северо-Ванкорская структура.

Таким образом, из приведенных данных видно, что ситуация с резервным фондом перспективных ловушек, подготовленных к бурению, то есть объектов наращивания и восполнения запасов, критическая. В рассматриваемых районах Таймырского АО и Красноярского края практически отсутствует резервный фонд ловушек, выявленных и намеченных в отложениях с установленной нефтегазоносностью (юрско-меловые).

1.5. Изученность геохимическими исследованиями:

На территории Енисей-Хатангского прогиба и прилегающей территории Западно-Сибирской плиты систематические геохимические исследования были проведены в 60-70 годы /Данюшевская А.И., Конторович А.Э., Полякова И.Д., Сороков Д.С. и др./ В 90-е и последующие годы изучением геохимическими методами нового материала занимались многие исследователи /Бекетова, 1995, Филиппцов и др., 1998, Фомичев А.С. и др., 1999, Конторович А.А. и др., 2001 и т. д./.

По результатам этих работ было выяснено, что источником меловых нефтей на левобережье р. Енисей (северо-востоке Западно-Сибирского бассейна) могут быть породы яновстановской и гольчихинской свит верхней юры, а также, возможно, более древние нижнесреднеюрские отложения. Не исключается, что глинистая часть неокомских пород в наиболее погруженных частях впадин также является нефтепроизводящей толщей. Т.е., в ловушках меловых резервуаров нефти находятся в значительной степени во вторичном залегании, и процессы вертикальной и латеральной миграции углеводородов были ведущими при их формировании.

В 1993-2000 годах в пределах Большехетского НГР была проведена комплексная аэромагнитная и атмохимическая съемки (Дидичин Г.Я. и др., 2000, Червоный В.П. и др., 1998). Кроме этого, коллективом СНИИГГиМС, в котором участвовал и соискатель, в пределах Песчаного поднятия Енисей-Хатангского прогиба, Большехетской террасы и Пакулихинской

моноклинали в 1999-2001 годах на общей площади более чем 20 тыс. км² была проведена комплексная геохимическая съемка (рис.1.1).

Было выяснено, что выявленные газовые ореолы имеют устойчивый характер и концентрации УВ газов, как в приземном слое воздуха, так и в приповерхностных отложениях, зависят от источника газовой выделения и обусловлены глубинными источниками. Зоны разгрузки УВ газов на месторождениях тяготеют к крыльям структур.

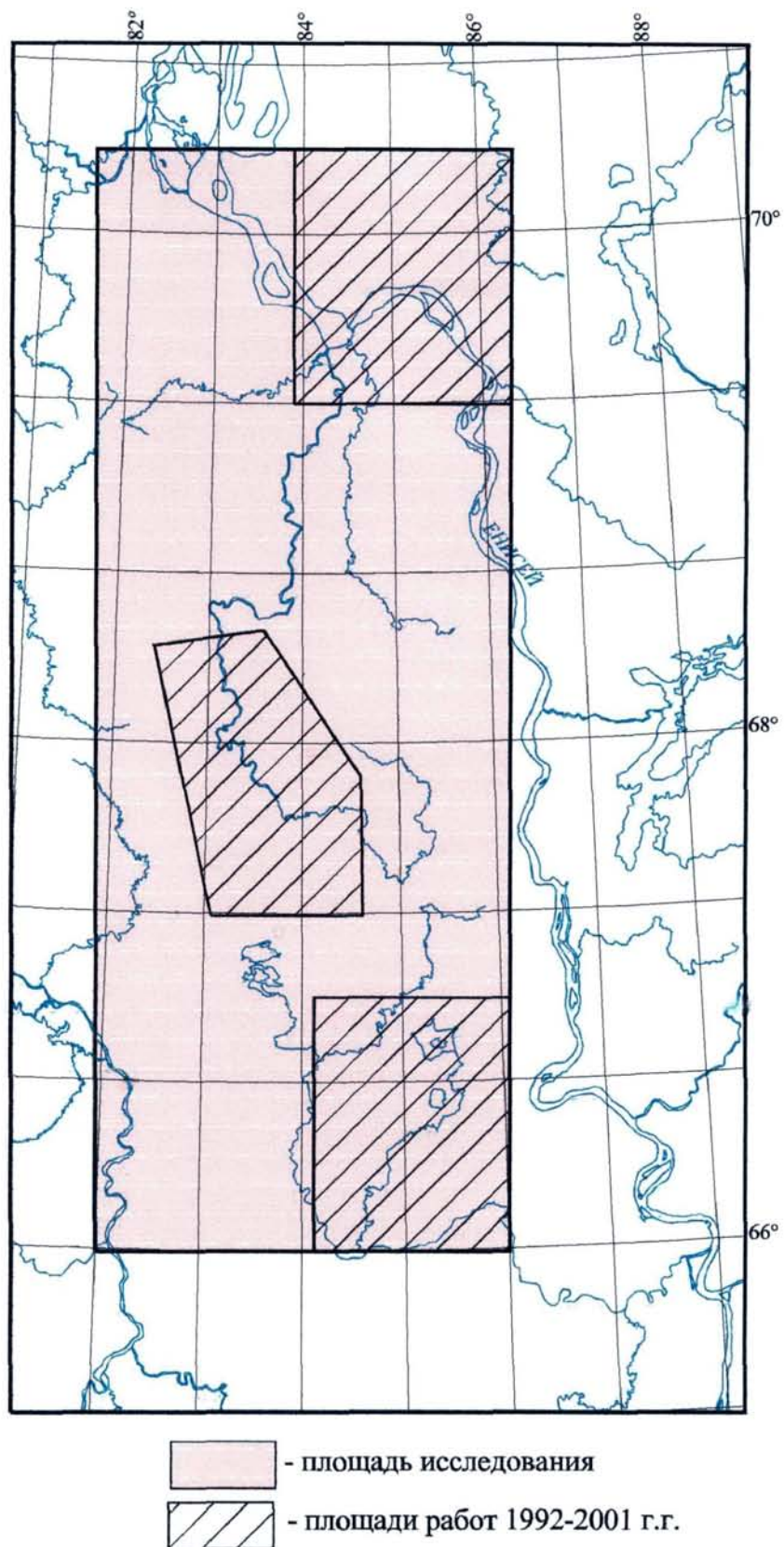


Рис.1 Район исследования и его изученность поверхностной геохимической съемкой и среднемасштабными неотектоническими исследованиями

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ТЕРРИТОРИИ

В разрезе северо-востока Западно-Сибирской плиты и западной части Енисей-Хатангского прогиба выделяется, как правило, четыре структурных этажа /Косыгин, Трофимук, 1965; Тальвирский, 1976 и др./. Нижний архейско-нижне-среднепротерозойский этаж представлен глубоко метарфизованными кристаллическими сланцами, гнейсами, мигматитами и интрузивными породами.

Верхнепротерозойско-нижне-среднепалеозойский структурный этаж залегает на нижнем с резким угловым несогласием. Он сложен преимущественно карбонатными и терригено-карбонатными отложениями.

Верхнепалеозойско-нижнемезозойский структурный этаж слагают терригенные угленосные породы среднего-верхнего карбона-перми и вулканогенные верхнепермско-нижнетриасовые. Отличительной особенностью этого этажа является наличие в разрезе интрузивных тел.

Мезозойско-кайнозойский структурный этаж изучен по данным сейсморазведки и глубокого бурения. Его слагают породы среднего-верхнего триаса и юрско-мелового комплекса, а также перекрывающие их четвертичные (на крайнем западе территории палеогеновые и четвертичные) осадки (рис.2.1).

Из всего этого комплекса ниже на основании литературных данных и фондовых материалов /Кузнецов, 2001, Исаев, 2001, 2003 и др./ будут рассмотрены породы самого верхнего структурного этажа, так как именно с меловыми отложениями связываются основные перспективы восполнения и наращивания запасов УВ сырья. Кроме этого, именно начиная с верхнего мела и включая неотектонический этап были сформированы большинство локальных поднятий основных структурных элементов региона, а также произошло заполнение ловушек.

2.1. Стратиграфическое расчленение и условия осадконакопления отложений нижнего мела

В разрезе меловых отложений снизу вверх наблюдается последовательная смена фациального и литологического состава пород от морских к лагунно-континентальным, дельтовым и континентальным.

Нижний отдел.

В отложениях нижнего мела традиционно выделялись свиты: нижнехетская, суходудинская, малохетская и яковлевская, согласно залегающие.

Н и ж н е х е т с к а я с в и т а ($K_1 nch$) сложена ритмичным чередованием глинистых и песчанистых разностей. Основания ритмов слагают глины, постепенно переходящие к верхней части ритма в песчаники. На севере и северо-западе площади отложения формировались в более глубоководных условиях. В северной и западной части площади работ в кровле нижнехетской свиты залегают тонкоотмученные глины.

Кровельный пласт глин нижнехетской свиты на Сузунском поднятии является эталоном аномальных (реперных) глин. К нему приурочен отражающий горизонт H500. Сокращение общей мощности свиты от Ванкорского к Токачинскому поднятию происходит за счет сокращения мощности песчаных пластов.

Песчаные пласты нижнехетской свиты в пределах Ванкорского, Лодочного и Тагульского поднятий формировались в условиях активного мелководья на приподнятых участках шельфа (песчаные тела баров, банок и дельтовых островов). На Сузунской площади - это песчаники разрывных течений и дальних баров. Для песчаных фаций характерны массивная текстура, сложные виды косой слоистости, встречаются деформационные текстуры, шарики глин, фауна различной сохранности.

В направлении Тагульского поднятия, при общем увеличении мощности свиты до 350-400 м, происходит заметное сокращение мощности глин в ее составе и исчезновение пластов аномальных глин.

На юго-западе площади исследования баровые песчаники нижней части свиты сменяются выше по разрезу алевроито-песчаными отложениями пляжевой зоны, замещающими глинистую покрывку пласта. Общая мощность нижнехетской свиты здесь уменьшается за счет сокращения мощности глин.

По литологическому составу пород толща сложена чередованием пачек аргиллитов, преобладающих в разрезе, с пачками алевролитов. Аргиллиты прослоями известковистые, в них встречается кальцит, скопления оолитов, зеркала скольжений. Слоистость пород преимущественно горизонтальная. В верхней части наблюдается более грубое переслаивание пачек алевроито-глинистых пород с глинистыми и известковистыми.

Возрастные границы свиты – берриас - ранний валанжин.

В пределах западной части Центрально-Таймырского мегапрогиба выделяется дерябинская свита, которая соответствует верхнедерябинской подсвите и нижнехетской свите /Карцев Г.Н., 1983/, охватывающая отложения нижнеэокомской клиноформной толщи, которой соответствуют сигмо-

видно-косослоистые сейсмические отражения. Возраст свиты берриас-валанжинский.

Дерябинская свита объединяет несколько клиноформных тел. Под клиноформами понимаются изохронные седиментационные тела, сформировавшиеся в определенный цикл развития бассейна. Общим для всех клиноформ является наличие трех частей со специфическими условиями седиментации: ундаформы (шельфа), ортоклиноформы (склона) и фондоформы (относительно глубоководного дна).

Морфология и внутренняя структура клиноформ характеризуются большим многообразием и сложностью. В разрезе они имеют черепицеобразное залегание, в плане формируют рукавообразные тела, ориентированные вдоль границы с Сибирской платформой. Мощность клиноформ в депоцентре может достигать первые сотни метров, ширина – десятки километров. Нижние клиноформы имеют более пологое залегание и являются клиноформами заполнения. Общим для большинства клиноформ является возрастание мощности ортоклиноформной части, сложенной преимущественно алевролитовыми породами, значительно карбонатизированными, и наличие песчаников различной мощности в фондоформной и реже в ундаформной частях.

На условия формирования клиноформ, выделенных впервые в Западно-Сибирском бассейне, существует несколько точек зрения. Одна группа исследователей склоняется к дельтовой модели образования клиноформ (Н.Х. Кулахметов, Г.П. Мясников, В.И. Шпильман, Ю.Н. Карагодин и др.). Согласно этой модели, формирование параллельно слоистых «шельфовых» пластов происходило в условиях обширных дельтовых платформ, а наклонных горизонтов – на подводных склонах дельт и глубоководной части авандельты (конуса выноса). Ф.Г. Гурари /Геология и проблемы..., 1997/ образование клиноформ связывает с катастрофическими явлениями, такими как «тайфунные ливни, ураганные волны или заплески волн цунами, обрушивающие на сушу практически мгновенно громадные массы воды». Другие придерживаются модели постепенного ритмичного бокового заполнения регрессирующего с юго-востока бассейна в условиях некомпенсированного осадконакопления. Есть точка зрения, что эти образования имеют тектоническую природу /Старосельцев, 2000/.

Отложения дерябинской свиты представлены прибрежно-морским комплексом фаций, в котором выделяется группа фаций литорали с отме-

лями, островами, валами, вдольбереговыми барами и группа фаций мелко-водного опресненного залива.

Нижнехетская свита на северо-западе района входит в состав мегионской свиты, верхней части которой в районе Большехетской террасы соответствует нижняя треть суходудинской свиты. На кровле мегионской свиты формируется сейсмический отражающий горизонт H400.

С у х о д у д и н с к а я с в и т а ($K_1 sd$) представлена ритмичным чередованием алевроито-песчаных и глинисто-алевритистых пачек. Соотношение пород меняется в зависимости от структурно-фациальной приуроченности свиты. В пределах северо-западного подножия Мессояхско-Малохетской гряды это соотношение примерно равное, в приподнятых зонах наблюдается преобладание алевро-песчаных пород, в погруженных частях преобладают алевроито-глинистые. Наиболее песчаным составом свита характеризуется на Сузунском валу.

Нижняя часть свиты отличается регрессивным строением слагающих циклитов, в средней - чаще отмечаются ре-про циклиты, в верхней части выделяются циклиты прогрессивной структуры (на Сузунской и Лодочной площадях). Толщина каждого последующего ритма увеличивается к кровле свиты.

В разрезе суходудинской свиты выделяется до 15 пронизываемых пластов, разделенных глинистыми перемычками. Наиболее мощные из первых, приуроченные к верхним подсвитам, достигают 60 м. Разделяющие пачки характеризуются разным строением, присутствуют как монотонные глинистые толщи мощностью до 40 м, так и сложенные тонким переслаиванием аргиллитов и их переходных разностей. Песчаники разномзернистые, разной степени сортировки. Слоистость пород косая, волнистая, линзовидная, реже горизонтальная. Алевролиты представлены также разномзернистыми осадками, с различной степенью окатанности зерен серого, буровато-серого цвета в зависимости от содержания глинистого и углистого материала. Мощность свиты меняется в широких пределах от менее 100 до более 800 м. (в пределах ЕХРП). Возраст — конец раннего валанжина - ранний готерив.

Формирование осадков суходудинской свиты происходило в сложной палеогеографической обстановке в период регрессии валанжинского моря, как в бассейнах с неустойчивым режимом осадконакопления типа опресненных морских заливов и прибрежных равнин, периодически заливаемых

морем, так и в пределах надводной и подводной дельтовых равнин, что обусловило большое разнообразие фаций.

На Малохетском мезовалу отложения суходудинской свиты связаны с дельтовыми группами фаций надводной и подводной равнин и склона. В западной части Центрально-Таймырского мегапрогиба и восточной – Надым-Тазовской синеклизы выделяется прибрежно-морской комплекс фаций.

В подводной равнине выделяются фации песчаных тел, сформированных вдоль внешнего края подводной равнины, фации бороздин, промоин и др., и фации глин, образующих неравномерное переслаивание глинисто-карбонатных алевропесчаников и алевропелитов. Слоистость разнообразная: от тонкогоризонтальной и косой, до линзовидной. Алевропелиты тонкоплитчатые, редко с зеркалами скольжения, встречаются пелециподы и обломки раковин плохой сохранности.

В надводной равнине выделяются фации песчаных кос, отмелей, проток и глинистые фации култуков, ильменей, наличие которых является отличительным признаком этой группы фаций. Алевропесчаные отложения глинистые, каолинизированные, в разной степени карбонатные, мелкозернистые, часто слаболитифицированные. Глинистые фации образованы переслаиванием алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин. Для пород характерна тонкая горизонтальная, косая и линзовидно-волнистая слоистость.

В прибрежно-морском комплексе фаций преобладают фации вдоль-береговых и дальних баров, разрывных течений, валов (барьерных) и в меньшей степени глин и фациями приливно-отливных равнин. Глинистые фации образованы алевропелитами и пачками тонкослоистого переслаивания глинисто-алевритовых пород. Слоистость горизонтальная, волнистая и линзовидная, встречаются ходы илоедов. Песчаные фации сформированы алевропесчаниками серого цвета, мелко- и среднезернистыми, известковистыми, прослоями каолинизированными. По плоскостям напластования намывы светлой слюды, углистого детрита.

Дельтовый комплекс представлен, преимущественно, группой фаций подводной дельтовой равнины – фациями песков и глин.

Группа фаций приливно-отливных равнин сформирована переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, серого цвета, косо- и горизонтальнослоистых.

В Пур-Тазовской НГО хроноаналогом средней и верхней части суходудинской свиты является заполярная свита. В составе заполярной свиты

толщины глинистых пачек увеличены. Характерной особенностью заполярной свиты является наличие в верхней части ее разреза пачки "шоколадных" глин. С этой пачкой глин связывается отражающий сейсмический горизонт H200

М а л о х е т с к а я с в и т а ($K_1 mch$) (готерив – апт), перекрывающая суходудинскую, в Усть-Енисейском районе представлена преимущественно песчаниками с прослоями глин и алевролитов. Пески и песчаники серого и светло-серого цвета, мелкозернистые, каолинизированные, хорошо сортированные, разной литификации. Отличительной чертой свиты является появление в ее разрезе углистого материала. Отложения малохетской свиты имеют преимущественно песчаный состав. В западном направлении количество глинистого материала в составе свиты увеличивается.

Верхняя граница малохетской свиты проводится по кровле мощной пачки песчаных пластов, выше которой в разрезе появляется глинистая пачка мощностью до 30 м, на которой формируется отражение M.

Мощность свиты меняется от первой сотни до более 500 м. Возрастной диапазон – от низов готерива до низов апта.

На юге территории выделяется комплекс фаций надводной равнины и в наиболее погруженных частях – прибрежно-морской.

Надводная дельтовая равнина сформирована песками проток, кос, отмелей и пойменными глинами. Пески и песчаники мелкозернистые, каолинизированные, хорошо сортированные, разной литификации. Глины и алевропелиты с прослоями и линзами углей, обугленного растительного детрита.

В группе фаций прибрежной аллювиальной равнины выделяются фации береговых песков, лайд, маршей и др. Преобладают песчаники с прослоями алевролитов и аргиллитов.

В восточной части территории формирование песчаных пластов происходило в условиях длительно существовавшего режима гидродинамически активного мелководья. Пески хорошо отсортированные, каолинизированные, прослоями известковистые.

Я к о в л е в с к а я с и т а ($K_1 jak$) хорошо опознается в разрезе по наличию угристо-глинистой пачки, приуроченной к подошвенной части. Свита сложена чередованием глинисто-алевритистых и песчано-алевритистых пород с преобладанием глинистых разностей. Пласты не выдержаны по мощности. В песчаных породах встречаются гальки и зерна гравия. Характерной особенностью отложений является наличие прослоев углей различ-

ной мощности. Песчаные разности пород в основном слабо сцементированные, но присутствуют единичные прослои крепких известковистых песчаников, отмечаются песчаные сидериты. Слоистость пород тонкая косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углистого и слюдистого материала. Алеврито-песчаные разности аркозового типа с глинистым и карбонатным цементом. Глинистые породы представлены аргиллитоподобными глинами и углистыми тонкоплитчатыми аргиллитами.

Мощность свиты колеблется от 150 до более 500 м. Возраст свиты от среднего апта до среднего альба.

В составе яковлевской свиты выделяются мощные высокопористые песчаные пласты, с которыми связаны залежи нефти на Тагульском, Лодочном и Ванкорском поднятиях. С перекрывающей их глинистой пачкой связан отражающий горизонт М1. По этому пласту глин яковлевская свита разделена на нижнюю (включая и два песчаных пласта, относимых ранее к малохетской свите) и верхнюю подсвиты. В таком членении малохетская свита и нижнеяковлевская подсвита соответствуют алымско-викуловскому РГЦ /Нежданов, 1990/.

Нижний - верхний отдел.

Долганская свита ($K_1 dl$) сложена песками и слабо литифицированными песчаниками с редкими прослоями глин и алевритов. Мощность свиты меняется от более 200 до 500 м. Возраст – поздний альб-сеноман.

Отложения свиты представлены в основном дельтовым или прибрежно-морским комплексами. Это преимущественно пески и слабо литифицированные песчаники с прослоями алевритов и глин. Песчаные разности серого цвета с зеленоватым или желтоватым оттенком, мелкозернистые, каолинизированные. Алевриты и глины содержат тонкие прослои углей. Для пород характерна горизонтальная и косая слоистость, конкреции песчаников с сидеритовым и кальцитовым цементом.

В Пур-Тазовской НГО стратиграфическим аналогом яковлевской и долганской свит является покурская свита (апт – сеноман). Отложения представлены чередованием глин, алевролитов, песчаников и песков. Соотношение песчаных и глинистых разностей в разрезе свиты примерно одинаковое.

Верхний отдел.

Генетическая характеристика отложений верхнего мела довольно однообразная. Нижнемеловая регрессия сменилась обширной туронской трансгрессией и формирование верхнемеловых отложений происходило в условиях чередования кратковременных трансгрессий и регрессий моря. Залегание пород в основном согласное.

Дорожковская свита ($K_2 dr$) представлена преимущественно глинами и алевролитами. В средней и верхней части свиты количество алевролитового материала несколько увеличивается. Она трансгрессивно перекрывает отложения долганской свиты. Дорожковская свита, также как и ее аналог - кузнецовская, по литологическому составу преимущественно глинистая с незначительными прослоями алевролитов, местами известковистых, и тонкозернистых песков.

В своде Малохетского мезовала частично или почти полностью размыта в предчетвертичное время. На значительной части территории верхняя часть свиты представлена преобладанием алевролитистых разностей. На Мессояхской, Пеляткинской и Соленинской площадях толща имеет наиболее однородное строение и характеризуется глинистым составом. Для отложений характерна горизонтальная, пятнистая слоистость, текстура взмучивания и оползания осадков. Глины алевролитистые, слюдистые. В них встречаются конкреции сидерита, пирита, разнообразная фауна, представленная аммонитами, белемнитами, пелециподами, гастроподами и разнообразными фораминиферами. Отмечаются прослои известковистых алевролитов и мергелей. Мощность свиты в основном меняется в пределах 60-120 м. Возраст отложений – ранний турон.

Насоновская свита ($K_2 ns$) представлена преимущественно алевролитами, переслаивающимися с пачками и прослоями глин, песков и песчаников. Алевролиты и алевролиты глинистые, плохо сортированные, преимущественно косослоистые, встречаются ходы илоедов. Пески нередко обогащены глауконитом. Песчаники и алевролиты имеют глинистый и карбонатный цемент. Мощность отложений изменяется от более 100 до более 500 м. Возраст пород – поздний турон-коньяк-сантон.

Накопление отложений насоновской свиты происходило в прибрежно-морских условиях на приливно-отливных равнинах.

Салпадаяхская свита ($K_2 sl$) сложена в основном глинами и глинистыми алевролитами с редкими прослоями мелкозернистых песков и песчаников. Глины гидрослюдистого, бейделлитового и кремнистого (опоковидные глины) состава. Алевролиты, пески и песчаники разной степени сортировки, горизонтально-слоистые и пятнистые.

Мощность свиты колеблется от 60 до более 150 м.

Образование отложений происходило в условиях мелководного шельфа, но бассейн осадконакопления был значительно глубоководней, чем при формировании отложений дорожковской свиты, о чем свидетельствует состав опоковидных глин (бейделлитовый и кремнистый).

Т а н а м с к а я с в и т а ($K_2 tn$) сложена песками и алевроитами с прослоями глин. Пески и песчаники мелкозернистые, бурого цвета, разной сортировки с линзами гравия, конкрециями кальцита, фосфато-сидерита. В основании залегает фосфоритоносный горизонт.

Мощность сохранившейся от размыва толщи меняется от 50 до почти 300 м. Возраст отложений – кампанский.

2.2. Закономерности изменения толщин меловых отложений и условия их осадконакопления

Суммарную мощность отложений нижнехетской и суходудинской свит нижнего мела можно оценить по составленной карте мощностей отложений на основе структурных материалов КНИИГиМС (Л.Л. Кузнецов, А.А. Конторович и др., 2001г.) (рис. 2.2).

Отложения нижнего неокома характеризуются полого клиноформным строением. Его мощности в зоне транзита осадочного материала не превышают 150-200 м, на отдельных участках Мессояхско-Малохетской гряды и крайней восточной части они понижаются до 0-50 м, в шельфовой части берриас-валанжинского бассейна варьируют от 500 до более 900 м, что свидетельствует о сложной морфологии дна бассейна осадконакопления.

Внутришельфовые впадины картируются в районе Советских озер, в среднем-верхнем течении р. Малая Хета, между р.р. Бол. Хета и Нянгусьяха и осевой части Центрально-Таймырского мегапрогиба. В пределах Русско-Реченского, Тагульского, Лодочного, Сузунского и, частично, Ванкорского поднятий суммарная мощность отложений нижнехетской и суходудинской свит относительно увеличена до 50-100 метров. На Мессояхско-Малохетской гряде, при общем значительном сокращении мощностей этих осадков, наблюдаются узкие и изометричные зоны, где толщины отложений также относительно увеличиваются на более чем 25-50 и отдельных участках - до 75-100 метров. Они имеют в большинстве своем ориентировку согласно палеорельефу готерив-валанжинского времени. Всем выявленным здесь месторождениям, а именно: Южно-Соленинскому, Мессояхскому, Зимнему, Горчинскому и в центральной части Нижнехетскому, в плане

отвечают подобные зоны увеличенных мощностей отложений нижнехетской и суходудинской свит. В пределах Центрально-Таймырского мегапрогиба повышенным до 50 и более метров толщинам отложений нижнего неокома отвечают Пеляткинское, Ушаковское и Казанцевское поднятия.

Значительное сокращение мощностей песчаников наблюдается на Семеновском, Малохетском, северной части Токачинском, Мангазейском поднятиях, Туколандо-Вадинской площади и северо-западнее Лодочного вала, где они замещаются алеврито-глинистыми осадками.

Нижнемеловой бассейн в берриас-готеривское время располагался в центральной и северной частях Западно-Сибирской провинции. Его восточное замыкание картируется на площади исследования. Резервуары здесь формировались за счет накопления осадков в прибрежно-морских условиях при сменяющих друг друга локальных регрессиях и трансгрессиях на фоне общей регрессии нижнемелового бассейна. В периоды регрессий в пределах шельфа с развитой сетью банок, баров и донных течений формировались резервуары, в периоды трансгрессий – покрывки над ними.

Карта мощности отложений яковлевской и малохетской свит (рис.2.3) охватывает только южную часть исследованной площади. При ее построении использовались структурные материалы других авторов (Исаев А.В. и др., 2001г).

Суммарная мощность отложений увеличивается от 160 м в пределах Пакулихинской моноклинали до более 650 м в Большехетской впадине. Большехетская структурная терраса и Русско-Реченского вал охватываются изопакитами 450-550 м. Такие же мощности отложений картируются в пределах Мангазейского и группы Сидоровских поднятий. Сокращение мощности отложений в пределах приподнятых зон говорит об унаследованном характере их развития в течение длительного времени.

Отложения верхней части малохетской свиты и нижнеяковлевской под-свиты продуктивны на Тагульском, Лодочном и Ванкорском поднятиях. Все они располагаются в переходной зоне, где мощность осадков меняется от 500 до 400 м.

Наблюдается закономерное изменение толщин отложений от наиболее пониженных частей Надым-Тазовской синеклизы в сторону Пакулихинской моноклинали и Большехетской террасы и соответственное расположение узких протяженных зон повышенных мощностей (приливно-отливных песчаных гряд и др. фациальных групп).

Сузунская площадь расположена в зоне наименее изменчивых мощностей отложений, здесь они в широтном направлении варьируют в пределах от 500 до 460 м.

Основные этапы тектонического развития юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты юрского периода дается на основании отчетных и литературных данных. Она необходима для выяснения круга возможных нефтегазоматеринских пород.

Меловой период приводится на основании построенных карт мощностей для нижнего неокома, верхней части нижнего мела и сеноманского времени. Для палеотектонических реконструкций были привлечены палеотектонические профили, составленные специалистами КНИИГиМС /Кузнецов, 2001/ (с нанесением глубинной зональности катагенеза ОБ) на определенные моменты геологического времени: на конец ранней юры, на конец средней юры (конец малышевского времени), на начало мела (конец баррема), на начало верхнего мела (конец кузнецовского времени) и конец олигоцена - начало неогена (рис. 2.4). В заключение были построены современный геологический разрез в широтном пересечении Сузунского месторождения и палеопрофиль на конец казанцевского времени (Q_{III}) (рис. 2.5), а также профили и палеореконструкции по линиям пересечения основных месторождений района на конец барремского времени (K_i) (рис. 2.5^а).

В ранней юре на изучаемой территории происходит устойчивое прогибание бассейна, заложившегося еще в среднем-позднем триасе, с накоплением осадков наибольшей мощности в центральных частях прогиба с постепенным уменьшением мощности в западном направлении и к бортам прогиба. В западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба мощность нижнеюрских отложений может достигать 1500 м.

В средней юре продолжается дальнейшее прогибание. На конец малышевского времени мощность юрских отложений в Западно-Носковской впадине и в восточной части Надым-Тазовской синеклизы составила более 2 км.

На начало мела (конец баженовского, яновстановского времени) верхнеюрские отложения равномерно по всей территории перекрывают

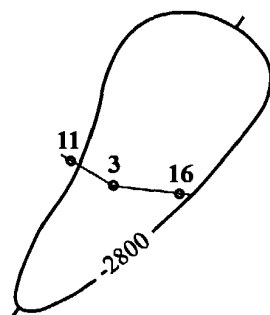
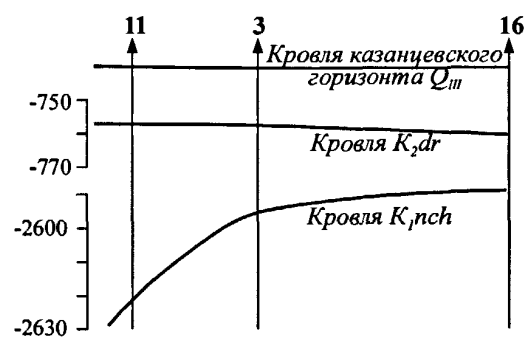
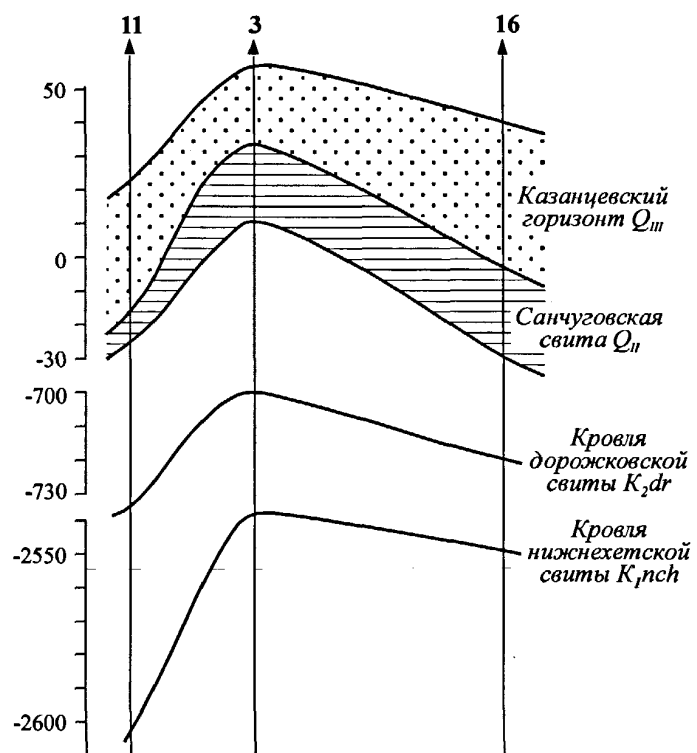


Рис.2.5 Геологический разрез и палеопрофиль за нижнемеловое-четвертичное время в широтном пересечении Сузунского месторождения

подстилающие горизонты средней юры и их мощность составляет около 350–400 м во впадинах.

В результате предваланжинских тектонических движений в начале раннего мела начинается формирование Малохетского мегавала, Танамской структурной террасы. Происходит частичный размыв верхнеюрских отложений на этих структурах и на бортах бассейна седиментации.

В течение раннего мела (на фоне возобновившегося значительного погружения) происходит интенсивный конседиментационный рост перечисленных выше поднятий, начинается формирование Большехетской и продолжается – Танамской структурных террас. Интенсивное прогибание отмечается в пределах Дудыптинского мегапрогиба, Западно-Носковской мезовпадины и Пендомаяхской впадины. Все локальные поднятия, где к настоящему времени открыты месторождения нефти и газа, в отличие от крупных структур, которые в значительной степени сформировались именно в раннемеловое время, к этому периоду еще не были заложены.

К концу раннего мела в южной части территории продолжается дальнейший рост Большехетской террасы, в результате которого в подъем вовлекаются ее основные локальные структуры. Отдельно, как поднятие, обособляется только Сузунское, которое оконтуривается изопакитой верхней части нижнемеловых отложений (малохетская и яковлевская свиты) 480 м. Также продолжается дальнейшее компенсационное развитие расположенных здесь впадин.

В течение позднего мела-палеогена продолжается рост оформившихся ранее мегавалов и компенсированное осадконакопление во впадинах и прогибах. Мощность верхнемеловых-палеогеновых отложений достигает в Пендомаяхской впадине 2000 м, Западно-Носковской – до 1500 м. В восточной части территории, восточнее долготы 83° (за исключением впадин) и на Мессояхско-Малохетской гряде на верхнемеловых породах с размывом залегают сразу четвертичные осадки.

В результате новейших тектонических движений в неоген-четвертичное время на крупных активных поднятиях, особенно Мессояхско-Малохетской гряде, были размывы значительные мощности отложений. Так, в районе Усть-Порта под четвертичными отложениями по данным бурения залегают отложения от $K_1 g-b\gamma$ до $K_1 a-aI$, на Соленинских и Мессояхской площадях выходят осадки верхнемелового возраста от $K_2 m-m$ до $K_2 m-d$ и т.д. В зонах прогибов и впадин мощность размывов осадков незначительна. По данным бурения, на

этих структурах под «молодыми» отложениями залегают верхнемеловые кампанского либо маастрих-датского ярусов.

При расчленении и корреляции кайнозойских отложений использовались материалы ГИС. Были изучены каротажные диаграммы РК более 100 скважин, пробуренных на левобережье Енисея от Дерябинского месторождения до Сузунского. Они показали, что в разрезе кайнозоя выделяется несколько реперных горизонтов, в основном средне и верхнечетвертичного возраста, которые прослеживаются в подавляющем большинстве скважин.

На рис. 2.4 демонстрируется положение одного из основных реперных горизонтов, а именно кровли «казанцевских» песков верхнечетвертичного возраста и кровли дорожковской и нижнехетской свит по поперечному профилю Сузунского месторождения по данным бурения, а также их положение на время образования этих отложений. Из рисунка, видно, что формирование этой локальной структуры, а точнее ее окончательное дооформление, вероятней всего, следует относить к позднекайнозойскому времени.

ГЛАВА 3. НОВЕЙШАЯ ТЕКТОНИКА

Понятие о неотектонике, введенное В.А. Обручевым в 1915-1920 г.г., как отражение тектонических движений в формах рельефа, прочно вошло в систему знаний о новейшей геологической истории развития структуры земной коры.

Позже многочисленными исследователями /Щульц, 1939, 1948; Хаин, 1939; Герасимов, 1936 и др./ была показана повсеместность проявления новейших тектонических движений, которые ранее связывались только с отдельными участками. В 1948 г. В.А. Обручев предложил выделить новый раздел геологии – неотектонику, понимая под ней учение о структурах земной коры, созданных тектоническими движениями, проявившимися в конце третичного и в четвертичном периодах и имеющих существенное значение в формировании современного рельефа земной поверхности. Тогда же он предложил рассматривать проявления этих движений отдельно от альпийского цикла тектогенеза.

В СНИИГГиМСе к началу 90-х годов была выработана методика неотектонического картирования, как низменных районов Сибири, так и ее восточной, платформенной части. Большая заслуга в этом принадлежала И.П. Варламову, как наиболее увлеченному и приверженному специалисту в этой области. При его непосредственном участии издана карта новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири с объяснительной запиской к ней. Она, по сути, является руководством к дальнейшему изучению такой дисциплины, как новейшая тектоника.

При региональном изучении новейших тектонических движений и, особенно, при решении проблемы неотектонического картирования в первую очередь возникает вопрос о временном объеме неотектонического этапа, т.е. о его нижней возрастной границе /Николаев Н.И., Щульц С.С., 1961, Обручев В.А., 1951, карта новейшей..., 1981, Золотарев А.Г., 1980 и др./. Применительно к Западно-Сибирской плите этот вопрос был решен при составлении вышеуказанной карты «Новейшей тектоники нефтегазоносных областей Сибири».

Составлению этой карты предшествовала огромная работа по разработке ее легенды, увязки макетов, а также перед авторами стояла не менее сложная задача, в первую очередь, определиться с неотектоникой, как ее кто понимает. И здесь конечно большая заслуга И.П. Варламова. Его позиция, что современный рельеф во многом обязан постпалеогеновым вертикальным движениям, помогла увязать не только значения и размах ампли-

туд новейших тектонических движений в пределах, например, Западной Сибири, где все более или менее ясно, но и таких горных областей, как Саяны или Верхоянье.

Исходя из комплексного анализа имеющихся геологических материалов за начало неотектонического этапа для основной территории Западно-Сибирской плиты было принято время завершения осадконакопления озерно-морских образований журавской свиты верхнеолигоценового возраста.

Для Приенисейской зоны, где отложений вышеуказанной свиты нет, автором при подсчете региональных амплитуд неотектонических движений использовалась составленная карта кровли люлинворской свиты (верхний эоцен). На ней в изолиниях отражены суммарные деформации восстановленной поверхности этой свиты за послезоценовое время. При этом использовались данные бурения, а также каротажные диаграммы более 100 скважин.

В середине 90-х годов начались совместные комплексные работы, включающие прямые поисковые геохимические методы с неотектоникой. Далее больше, оказалось, что неотектоника связана не только с геохимией, но и прекрасно уживается с литогеохимией, сейсмогеологией и т.д., о чем будет сказано ниже.

При применении поверхностной геохимической съемки при поисках нефти и газа неотектонические исследования решают следующие задачи:

- изучение тектонического развития исследуемой площади и прилегающей территории за последний этап геологической истории земли, охватывающий время с позднего олигоцена до настоящего (около 25 млн. лет);
- выяснение соотношения основных и локальных структурных элементов с новейшим тектоническим планом, а также степени активизации зон увеличенных мощностей отложений (палеодепрессий, палеоврезов и т.д.), участков развития кор выветривания и др. возможных коллекторов в новейший тектонический этап;
- выявление локальных неотектонических структур, в первую очередь, положительных и, особенно, на слабо изученных геофизикой площадях или имеющих сложное геологическое строение;
- выявление активных в новейший этап и дифференцированных зон в пределах моноклиналей, склонов выступов и др. структурных элементов с целью исследования их на предмет возможного формирования на таких участках структурно-литологических залежей УВ;

- обнаружение зон тектонических нарушений и изучение их связи с глубинным строением земной коры;
- построение прогнозных карт с рекомендациями по направлению поисковых газо-геохимических работ с нанесением на карту мест отбора проб (геохимических профилей);
- использование в качестве дополнительного параметра при составлении карт перспектив нефтегазоносности по результатам газо- и литогеохимических работ.

При неотектонических исследованиях, а также при газо-геохимическом опробовании подпочвенных отложений в рассматриваемом регионе основным объектом являются четвертичные образования, поэтому ниже будет рассмотрена более подробно геология кайнозойских отложений Приенисейской части Западной Сибири, изучению которой автор посвятил более 15 лет.

3.1. Геологическое строение кайнозойских отложений.

Кайнозойские отложения северо-восточного района Западной Сибири представлены в основном четвертичной системой. На исследуемой территории они развиты повсеместно и залегают в виде покрова на размытой поверхности мелового комплекса и только на крайнем западе, в долинах р.р. Таз и Мессояха, на палеогеновых осадках. Мощность четвертичных отложений изменяется от первых десятков метров в районе Малохетского вала, до 150-200 в зонах переуглубленных долин. Общим для них является сложность расчленения, корреляции и определения геологического возраста. Эти трудности усугубляются дискуссионностью до настоящего времени основных вопросов палеогеографии позднего кайнозоя, а также малым привлечением данных о геоморфологической позиции тех или иных рельефообразующих толщ.

Разрез верхнекайнозойских отложений Западной Сибири, в том числе и ее северных районов, имеет достаточно выдержанный ритмичный характер. Он отражает смену трансгрессий и регрессий Арктического бассейна, которые, в свою очередь, привели к накоплению различных по мощностям и фациям толщ неоген-четвертичных отложений и обусловили ярусность рельефа /Рейнин И.В., 1986 г./.

В целом район представляет равнину с пологими возвышенностями, характеризующимися наибольшими отметками (до 200 метров) и плоскими заболоченными низинами /Материалы..., 1969/. В долине р. Енисей можно

выделить несколько уровней (террас). Низший (пойма) имеет отметку 5-7 м над уровнем Енисея на его левобережье и в районе, например, нижнего течения р. Муксуниха. Представлен этот уровень современными (Q_{IV}) песками, супесями, суглинками, илами, галечниками. Вторая надпойменная аллювиальная терраса с отметками 16-20 м развита в долинах всех крупных рек района и представлена тонкозернистыми осадками верхнеплейстоценового возраста. В строении третьего (каргинского) уровня с превышениями 25-40 м, принимали участие уже не только речные и озерные образования, но и морские. Он имеет наибольшее распространение, наиболее изучен в обнажениях и сложен песками, глинами, галечниками, пачками диамиктона. Выше можно проследить еще два уровня, связанные в основном происхождением с существовавшими здесь позднекайнозойскими морскими бассейнами. Это четвертый уровень высотой 60-90 м и приуроченный к высоким водоразделам пятый – более 100 м. /Слободин В.Я., Суздальский О.В., 1969 г./.

В наиболее полно изученных разрезах скважин Ермаковского и Туруханского опорных профилей бурения (9-Т, 28-Т и 24-П) основной объем отложений приходится на супесчано-суглинистые осадки (пески, алевриты, глины, суглинки) и, в меньшей степени, на диамиктон и валунно-галечниковые отложения.

В общем виде, он представляется следующим образом:

(СКВ. 9-Т)

глубина 260-200 м - галечные пески, глины с конкрециями (лагунные), глины с прослоями песка (лагунные), глины алевритовые с галькой и алевриты (нижний плейстоцен);

200-135 м – пески и алевриты, слоистые с галькой (средний плейстоцен);

135-60 м – пески, содержащие, как и подстилающие пески, арктических диатомей, пески и глины с арктическими и южно-бореальными диатомеями (средний-верхний плейстоцен);

60-16 м – алевриты и песчано-галечные алевриты с диатомеями и «казанцевским» спорово-пыльцевым спектром, алевритовые пески с тем же спорово-пыльцевым спектром (верхний плейстоцен);

16-0 м – аллювиальные отложения II надпойменной террасы р. Турухан.

СКВ. 24-Т

278-203 м – глина алевроитистая, песок глинистый, слюдистый с глинистыми и углистыми прослоями, алевролит с прослоями песков и песчаников;

203-130 м – глины темно-серые с зеленоватым оттенком, листоватые, с прослоями песка, пески с включениями мелкого гравия, в верхней части разреза (~10м) суглинки с валунно-галечниковым материалом;

130-98 м – глины темно-серые с голубоватым оттенком, оскольчатая, неравномерно песчанистая, плотная, с обломками раковин пелеципод, лингулы и гастропод;

98-8 м – суглинки темно-серые, плотные, с включениями мелкой гальки, вверху валунно-галечниковый материал;

8-0 м – песок мелкозернистый, глинистый.

Таким образом, разрез района по данным бурения начинается пачкой песков и глин нижнечетвертичного возраста, залегающих на меловых породах. Выше по разрезу располагаются осадки второй позднекайнозойской трансгрессии мощностью более 100 м. Здесь выделяются санчуговские и усть-портовские слои, представленные снизу вверх алевроитами, песчаными алевроитами, глинами, песками и галечниками. Стратиграфически выше с размывом залегают трансгрессивные, казанцевские слои, слагающие четвертый геоморфологический уровень. Он является самым четким из террасовых уровней и представляет собой общепризнанный маркирующий репер, высотные отметки которого изменяются от 60 до 80 метров. В составе слагающих его отложений основная роль принадлежит мелководноморским и озерно-аллювиальным осадкам. Они представлены переслаиванием темно-серых алевроитов и тонкозернистых песков. Вскрытая мощность этих отложений в бассейне р. Турухан составляет 40-50, в отдельных случаях до 100 м (скв. 27-Т, Туруханский профиль бурения, рис. 3.1), в среднем течение р. Бол. Хета около 40-60 метров (рис.3.2). Осадки казанцевского горизонта в Западной Сибири являются наиболее полно и детально изученной частью разреза позднего кайнозоя. Как правило, он отделяется от подстилающих отложений размывом, отражающим смену знака и интенсивности проявления неотектонических движений, резкое снижение уровня главного базиса эрозии, а затем его подъем.

Отложения зырянского горизонта, отражающие верхнеплейстоценовое похолодание (оледенение), залегают в основании 40-метровой каргинской террасы /Евдокимов С.П., Чочиа Н.Г., 1993 г./.

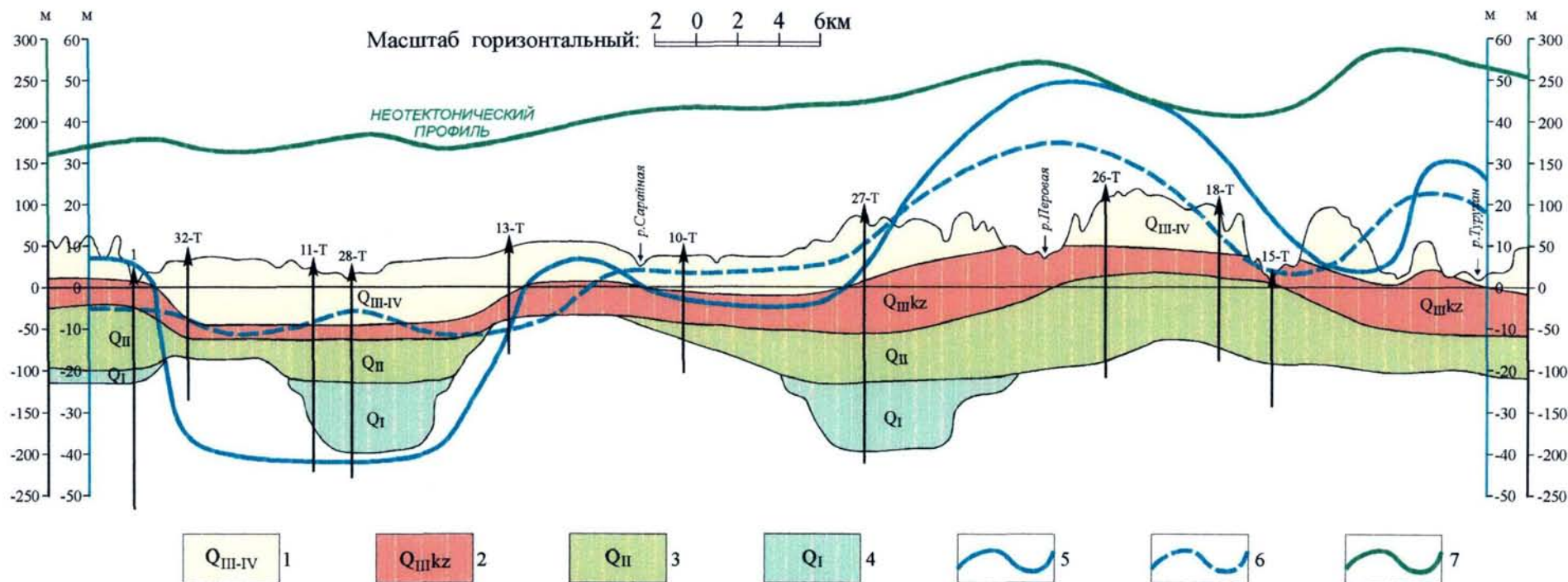


Рис.3.1 Геологический разрез четвертичных отложений по линии туруханского опорного профиля бурения

1 - современные и верхнеплейстоценовые отложения аллювиальные, озерные, флювиогляциальные, ледниковые: пески, алевролиты, глины, суглинки; 2 - верхнеплейстоценовые прибрежно-морские отложения. Казанцевский горизонт: пески, алевролиты; 3 - среднеплейстоценовые ледниковые, водно-ледниковые и морские отложения: галечники, валунные суглинки, глины, пески; 4 - нижнеплейстоценовые ледниковые, озерно-ледниковые, морские отложения: галечники, глины, пески; 5 - кровля казанцевского горизонта (репер); 6 - суммарный морфометрический показатель, см. стр. ; 7 - неотектонический профиль

Последовательность палеогеографических событий позднего кайнозоя, можно представить следующим образом. В рассматриваемом регионе в общих чертах эта эпоха знаменуется одной крупной (тазовской - средний плейстоцен) и двух менее значительных трансгрессий (казанцевской и каргинской – поздний плейстоцен) и серией из шести похолоданий. Это чередование крупных этапов преимущественной эрозии и преимущественной аккумуляции запечатлено в соответствующем строении комплекса отложений этого возрастного диапазона /Стратиграфия..., 1986/. В наиболее полно изученных разрезах основной объем отложений приходится здесь на супесчано-суглинистые осадки (пески, алевриты, глины, суглинки) и в меньшей степени на диамиктон и валунно-галечниковые отложения.

3.2. Новейшая тектоника между р.р. Енисей и Таз.

Подсчет суммарных неотектонических амплитуд для Приенисейской части Западно-Сибирской низменности является достаточно сложным, поскольку здесь выпадают из разреза плиоценовые(?), миоценовые, палеогеновые (за исключением долины р. Таз), а также часть верхнемеловых образований. Поэтому, при определении величин новейших деформаций используется комплекс методов. Он включает палеоструктурные, геоморфологические и морфометрические построения /Мещеряков Ю.А., 1965, Горелов С.К., 1972 и др./, а также геологические /Николаев Н.А., 1962/.

Методика количественной оценки неотектонических движений включает несколько этапов работ. На первом этапе создаются карты геоморфологических уровней, в пределах внешнего пояса Западно-Сибирской плиты палеогипсометрические карты восстановленных поверхностей среднего или верхнего палеогена (в нашем случае кровли люлинворской свиты) (рис. 3.3), энергии рельефа, изобазит, аномальных уклонов русел рек и другие морфометрические построения /Философов, 1960; Корженевский, Философов, 1963 и др./. Для этого используются палеогеографические карты, результаты дешифрирования аэрофотоснимков и анализа крупномасштабных топографических карт. Кроме этого, при наличии материалов ГИС, в основном радиоактивных методов, выполняется расчленение разреза и выделение реперных горизонтов в палеоген-четвертичных отложениях. Изучение каротажных диаграмм РК более 100 скважин, пробуренных на левобережье Енисея от Дерябинского месторождения до Сузунского, показало возможность достаточно уверенного расчленения разреза кайнозоя и

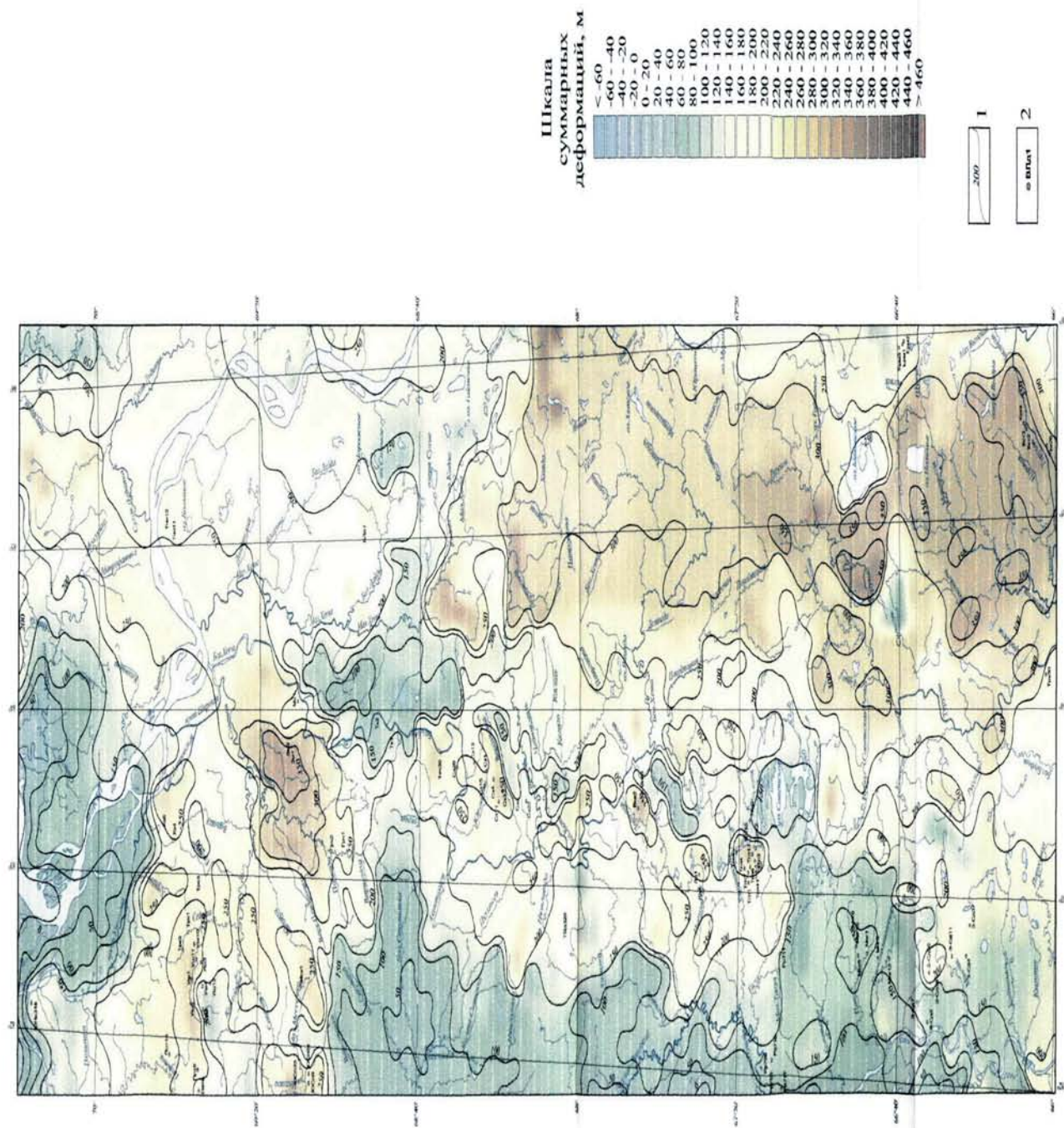


Рис.3.3 Структурная карта по кровле ленинградской свиты (верхний эоцен) северо-востока Западной Сибири
 1 - изолинии суммарных деформаций восстановленной поверхности ленинградской свиты за послепалеоценовое время, 2 - скважины

выделения реперных горизонтов, которые прослеживаются в подавляющем большинстве скважин (см. рис. 2.5).

Привязка выделенных горизонтов к той или иной части разреза выполняется в ходе полевых работ. При этом определяется роль тех или иных отложений в формировании выделенных геоморфологических уровней, уточняются выполненные ранее построения.

В результате этих работ строятся структурные карты по реперным горизонтам кайнозоя.

Они используются для полноценного палеотектонического анализа перспективных интервалов, установления времени формирования ловушек.

Для морфометрических материалов были выбраны эталонные площади Западной Сибири, где проводилось повторное геодезическое нивелирование /Касьянова, 1996/. На них было выяснено примерное соотношение между современной динамикой земной поверхности и градиентами плотности речной и овражной сети /Мещеряков Ю.А..., 1961/. Использование этой связи, а также других характеристик рельефа (карты изобазит, аномальных уклонов русел рек и т.д.) дает возможность подсчитать неотектонические деформации с сечением изолиний до 10 метров. Дополнительно, для выявления активных новейших поднятий и стабильных, депрессионных зон привлекаются материалы по дешифрированию аэрофотоснимков. В этом случае, в изолиниях строятся карты плотности разрывных нарушений, выделенных по ландшафтным признакам. Т.е., при определении величин новейших амплитуд используются, в региональном плане - палеоструктурные и геологические материалы, а в детальном - к ним вводится соответствующая поправка на тектонические движения в интервале от среднего плейстоцена до голоцена включительно. Данное положение о структурной обусловленности, унаследованности и направленности современного тектонического развития и возможности применения принципа актуализма при сопоставлении современных движений с более древними подчеркивалось многими авторами /Николаев, 1962; Никонов, 1977; Мещеряков, 1963, 1969; Шульц, 1964; Рихтер, 1965; Хаин, 1973 и др./.

Большой объем при неотектонических построениях приходится на машинную обработку различных параметров, которые включают в себя как различные составляющие рельефа, так и геологические данные. Для статистического анализа применяется коэффициент контрастности или нормированный коэффициент (см. стр.100). Он является безразмерной величиной, соответствующей характеру распределения того или иного показателя по площади.

Полученные коэффициенты суммируются, вводится соответствующая поправка на региональные амплитуды, высчитанные по восстановленной поверхности кровли люлинворской свиты, и далее в соответствующих программах строится карта.

Например, в среднем течении р. Ундылькы, правого притока р. Таз, на абс. отм. около 15-20 м. выходят опоковидные глины эоцена /Варламов, 1988/. Соответственно, послезоценовая деформация кровли этих глин с учетом палеогеографического анализа /Новейшая тектоника..., 1981/ составила около 150 метров. Разница значений суммарного морфометрического коэффициента составляет здесь более 30 (от минусовых значений до более 20), соответственно амплитуды суммарных неотектонических движений равняются на поднятиях более 150 и понижениях менее 120 метров. Точки, подсчета суммарного морфометрического показателя (коэффициент горизонтального + вертикального расчленения рельефа + плотность или удельная протяженность разрывных нарушений) располагались в центре скользящего окна размером 4x4 км. Полученные значения новейших амплитуд по возможности контролировались положением кровли верхнечетвертичных казанцевских отложений (рис. 3.1, 3.2), величиной среза меловых отложений (по данным бурения) и т.д.

Для Западно-Сибирской плиты, как было указано выше, начало проявления неотектонического этапа большинством исследователей связывается со временем регрессии журавского (туртасского) бассейна, с границей палеогена и неогена /Объяснительная записка..., 1969, Карта новейшей..., 1981/. У автора нет каких либо новых и существенных геологических материалов, которые противоречили бы данной точке зрения. Единственно, хотелось бы подчеркнуть, что на границе среднего-верхнего плейстоцена произошла активизация тектонических движений и по геологическим данным, именно с этого времени дооформилось большинство локальных структур, выявленных к сегодняшнему времени в пределах северо-востока Западно-Сибирской плиты и западной части ЕХРП.

Наиболее характерными чертами в тектоническом развитии северо-восточной части Западной Сибири в неоген-четвертичное время являются контрастность проявления вертикальных движений и их интенсивность. При этом, в позднем кайнозое наблюдалось как минимум три достаточно амплитудных опусканий - в позднем плиоцене, зоплейстоцене и среднем плейстоцене. На последнюю, позднеплейстоцен - голоценовую регрессивную фазу, приходится не менее 15-20 % от всех неотектонических амплитуд. Т.е., доля

движений в этом интервале составляет от минусовых значений (компенсационное прогибание) до плюс 25-30 метров, в отдельных случаях, до 40 метров.

Характер и интенсивность колебательных движений отразились в особенностях рельефа района, развитии речной сети и т.д. /Кузин, 1960/. Сюда относятся ориентированность в определенном направлении гидросети, глубокий врез долин или, наоборот, развитие широкой поймы и низких надпойменных террас и т.д., что в ряде случаев свидетельствует о проявлении новейших дислокаций - пликативных и дизъюнктивных. При этом и те, и другие, вероятно, носят унаследованный характер. Так, закономерное расположение прямолинейных отрезков речных долин в виде повторяющихся коленообразных изломов нельзя объяснить влиянием экзогенных факторов. Есть все основания рассматривать их как результат подвижек в мезо-кайнозойской толще, являющихся, по-видимому, молодыми движениями по древним разломам.

Крупные линейно вытянутые возвышенности и низины, скорее всего, соответствуют поднятиям и опусканиям, обновленным в неотектонический этап. Об этом свидетельствует, например, значительное уменьшение мощности четвертичных отложений в пределах возвышенностей и приуроченности к ним выходов дочетвертичных пород. В числе других проявлений новейшей тектоники нужно отметить значительные колебания мощностей четвертичных (в т.ч., мелководно-морских казанцевских) отложений, разное гипсометрическое положение одних и тех же горизонтов, а иногда и выпадение их из разреза и т.д.

В результате дифференцированных и унаследованных неотектонических движений и, особенно, на последнем, плейстоцен-голоценовом этапе, в рассматриваемом районе было сформировано несколько крупных положительных и отрицательных неотектонических элементов, в пределах которых выделяются локальные поднятия и опускания. Не всем из них в плане могут отвечать, соответствующие структуры по глубоким горизонтам. Эти положительные и отрицательные зоны хорошо прослеживаются, например, в Большехетском районе также на карте плотности тектонических нарушений, выделенных на основе дешифрирования аэрофотоснимков (рис. 3.4). Такие элементы, как правило, унаследованы, это зоны высокой дифференциации с соответствующими структурными заливами, мысами, поднятиями и т.д., возрожденными в позднем кайнозое.

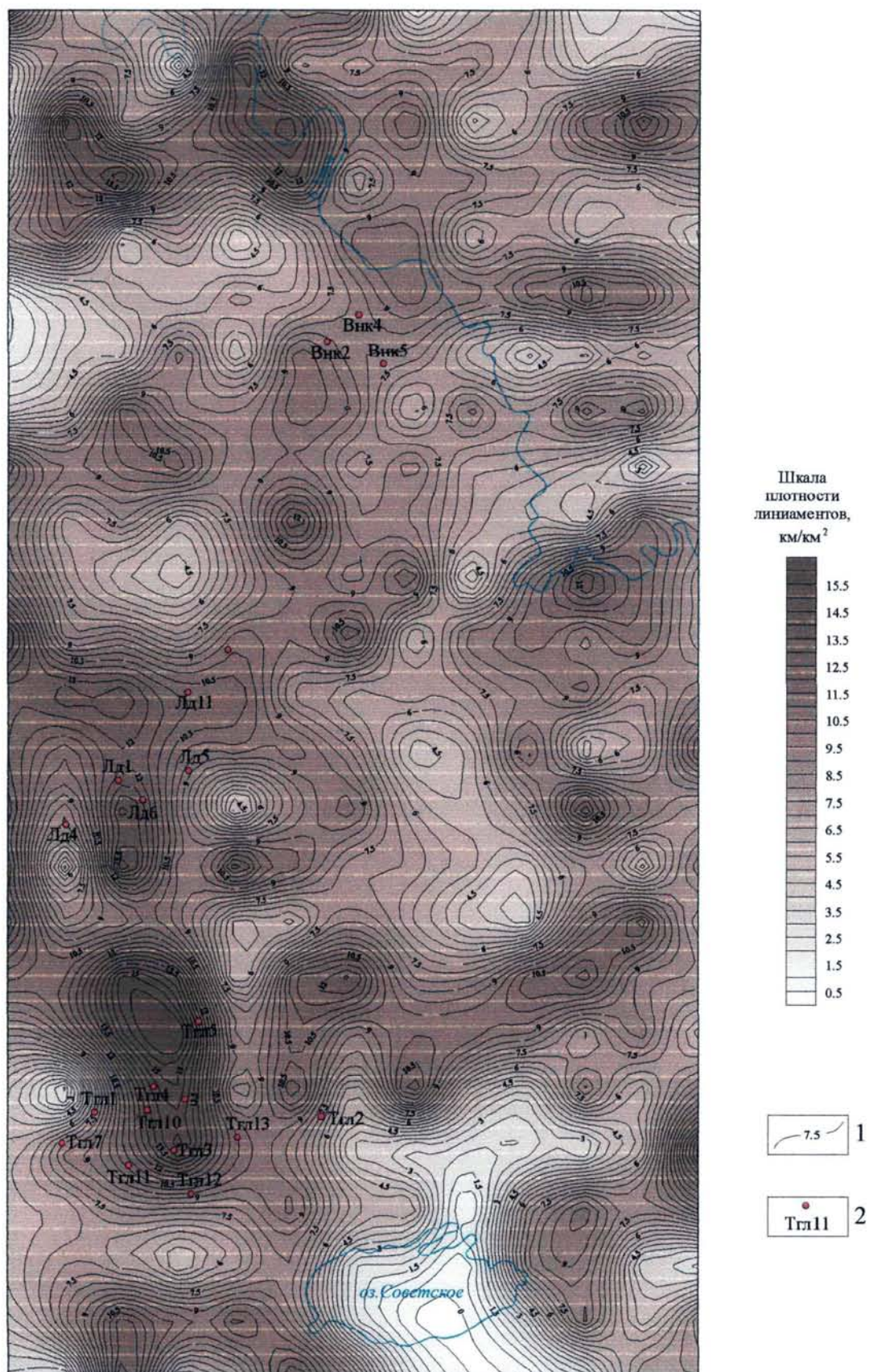


Рис.3.4. Карта плотности тектонических нарушений Большешетского района
1 - изолинии плотности, км/4км²; 2 - скважины и их номера

Различия в характере, направленности и интенсивности проявлений новейшей тектоники рассматриваемой площади сформировали, как указывалось выше, резко дифференцированный неотектонический план, который достаточно четко отразил внутреннее строение юрско-меловых отложений.

В первую очередь, сохранилась общая направленность тектонических движений, выражающаяся в подъеме территории в сторону Сибирской платформы. Для Приенисейской части Западной Сибири данную тенденцию можно проследить по исчезновению в восточном направлении от р.Таз сначала нижнепалеогеновых, а затем и верхнепалеогеновых отложений, также это фиксируется верхнеплейстоценовым, казанцевским горизонтом, что наблюдается в разрезе четвертичных отложений туруханского опорного профиля бурения и т.д.

Во-вторых, всем крупным (до II-го порядка) неотектоническим элементам отвечают, в той или иной мере, соответствующие структуры по более глубоким горизонтам. Для локальных поднятий и опусканий наблюдается более сложное соотношение. В новейший тектогенез часть из них развивалась, унаследовано, другая - инверсионно.

Через всю территорию проходят несколько параллельных, субмеридиональных разрывных нарушений с опущенными западными крыльями. В неотектоническом плане им отвечают флексурообразные перегибы с амплитудами от 15 до 30 и более метров. Присутствуют разрывные нарушения, выделенные на основе дистанционных исследований, также диагональной ориентировки. Большинство из них имеют отражение в гравимагнитных полях. Это свидетельствует о том, что время их заложения хотя и может быть разным, но они продолжали развиваться и в неотектонический этап.

Ниже приводится краткая характеристика основных неотектонических элементов северо-восточной части Западной Сибири.

Как установлено проведенными исследованиями, а также по результатам предыдущих работ /Объяснительная записка..., 1992/, по режиму неотектонического развития и общему неотектоническому плану в пределах изученной территории выделяются крупные неотектонические элементы, отвечающие, вполне определенно, соответствующим структурам осадочного чехла Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского регионального прогиба. Поэтому при неотектоническом районировании рассматриваемого региона использовались, в той или иной мере, порядок структур и их название, принятые ранее производственными и научными организациями.

Енисей-Хатангский региональный прогиб (I)

Енисей-Хатангский региональный прогиб (I) как крупнейшая региональная структура отделяет Сибирскую платформу от Таймырской складчатой области, пережившей в новейший этап интенсивные поднятия сводово-глыбового характера /Изучение влияния..., 1985, ф./. Юго-западная граница рассматриваемого прогиба с Западно-Сибирской плитой (Надым-Тазовской синеклизой) проводится по резкому сгущению изолиний амплитуд неотектонических движений и почти в точности повторяет контуры тектонических элементов юрско-мелового осадочного комплекса. По результатам региональных неотектонических исследований Енисей-Хатангский прогиб рассматривался как надпорядковая структура, входящая в состав Западно-Сибирской плиты /Новейшая тектоника..., 1981/. Действительно, по интенсивности новейших деформаций эти крупнейшие структуры мало чем отличаются. Основные неотектонические элементы как бы заходят с северо-западной части Западно-Сибирской плиты и продолжаются в Енисей-Хатангский, а затем в Лено-Анабарский прогибы, располагаясь преимущественно кулисообразно.

Рассматриваемая западная часть Енисей-Хатангского регионального прогиба в новейший этап испытала общее поднятие с относительным, а в отдельные отрезки позднекайнозойского времени и абсолютным опусканием Западно-Носковской мезовпадины и Дудиптинского прогиба. Движения характеризуются по площади высокой контрастностью, что обусловлено резким отставанием в подъеме отрицательных, унаследованных структур и соответственным вздыманием – положительных. Суммарные амплитуды в их пределах колеблются от почти нулевых значений до более 280 метров. На поднятиях в результате интенсивных новейших движений были размыты значительные мощности меловых и, особенно, верхнемеловых отложений.

В пределах изученной части рассматриваемого регионального прогиба выделяется три неотектонических элементов первого порядка и три – второго. Почти все они отражают довольно четко геологическое строение платформенного чехла.

Западно-Носковская впадина (I_1) является наиболее погруженной частью Центрально-Таймырского мегапрогиба, днище которой в новейший этап испытало абсолютное опускание. Суммарные амплитуды неотектонических движений меняются здесь от почти нулевых значений до 150-170 метров. Южная граница впадины смещена к югу на 15-20 км. и имеет в новейшем плане более извилистые очертания. В ее пределах на-

блюдаются два положительных неотектонических элемента второго порядка, это Усть-Танамская структурная ступень и Караульный структурный мыс. Обе эти структуры имеют четко очерченные и градиентные склоны и соответственно характеризуются максимальными для Западно-Носковской впадины новейшими амплитудами, в отдельных случаях до 190 м.

Усть Танамской структурной ступени (1) по меловому комплексу отвечает относительно приподнятая часть днища впадины. Здесь выделяется три локальных неотектонических поднятия – Носковское (1), Усть-Пеляткинское (2) и Южно-Носковское (3) из которых первое наиболее активизировано в новейший этап. Всем им по осадочному чехлу в плане в той или иной мере соответствуют положительные локальные структуры.

Караульный структурный мыс (2) расположен вдоль правого берега р. Енисей. Здесь выделяется группа локальных положительных новейших структур, из которых в наиболее благоприятной неотектонической обстановке располагается Северо-Песчаное поднятие (5). Они образуют положительную линейную зону северо-западного направления с суммарными неотектоническими амплитудами более 140 метров. По подошве нижнего мела на этом участке наблюдается структурный мыс, по другим, более высоким горизонтам (кровле малохетской и долганской свит) – отдельные положительные структуры. На карте тектонических нарушений Караульной зоне отвечают дифференцированные участки с высокими и максимальными значениями удельной плотности линеаментов. Следует обратить внимание на приуроченность к долине р. Енисей изолиний неотектонических амплитуд, линеаментной сети, а также на резко высокие их градиенты именно в сторону последней. Вероятно, это связано с блоками фундамента, контролируемые глубинными разломами, что весьма характерно для этого района, где наблюдается сочленение крупных разнонаправленных структур /Седов В.Н., 1969 г./.

П а я х с к о – А г а п с к а я с е д л о в и н а (1₂) в рамки карты входит только незначительной южной частью. Здесь выделяется Паяхско-Озернинский мыс (3), который по данным региональных исследований имеет продолжение дальше, в сторону Пайяхской структуры. Это очень активная в неотектоническом отношении зона с амплитудными и дифференцированными движениями, которой по глубоким горизонтам отвечает переходная зона между надпорядковыми структурами.

Д у д п т и н с к и й м е г а п р о г и б (1₃) как и вышеуказанная структура занимает лишь небольшую площадь и характеризуется унаследован-

ными неотектоническими движениями с суммарными амплитудами от менее 50 до 200 м.

Мессояхско-Малохетская гряда (II)

Мессояхско-Малохетская гряда (Малохетский мегавал и др.) представляет собой крупную положительную линейную зону протяженностью более 200 км при ширине от 30 до 100 км. Наиболее четкие границы она имеет на южном крыле, где сочленяется с Пендомаяхской впадиной и Долганским прогибом, здесь она приподнята более чем на 100 метров (рис. 3.5). Здесь же наблюдается почти полное совпадение в плане границ неотектонических элементов и структур мелового комплекса. На северо-западе, в районе Танамской террасы, ширина гряды по отношению к глубинным горизонтам увеличивается почти вдвое, что связано с одинаковыми условиями проявления новейшего тектогенеза. Т.е., по степени дифференциации, амплитудам и др. параметрам все это попадает в единую зону, по этой причине северная и, особенно, северо-западная граница Мессояхско-Малохетской гряды значительно сдвинута к северу и охватывает почти полностью Танамскую структурную мезотеррасу.

На юго-западном крыле гряды в междуречье р.р. Малая Хета и Енисей по отложениям верхнего мела выделяется структурный мыс. Он четко отражается в неотектоническом плане дифференцированными поднятиями, амплитудами от 150 до более 200 м., по этой причине ширина Мессояхско-Малохетской гряды увеличена в эту сторону более чем на 20 км.

Очень характерна для рассматриваемого неотектонического элемента большая ундуляция его осевой зоны. На общем преобладающем фоне достаточно интенсивных поднятий с суммарными амплитудами неотектонических движений более 280 м. (максимальными для всего исследованного района) наблюдаются седловины, где амплитуды не превышают значений 120-130 метров.

Т.е., по результатам проведенных неотектонических исследований только южный крутой склон гряды, в зоне сочленения с унаследованными отрицательными структурами, наиболее четко совпадает в плане с тектоническими элементами, выделяемыми по горизонтам мелового комплекса. Одинаковый режим новейшего тектогенеза, охватывающий не только Мессояхско-Малохетскую гряду, но и прилегающую с севера Танамскую мезотеррасу и с юго-востока – структурный мыс, предполагает, при прочих равных условиях, высокие перспективы нефтегазоносности всего этого региона.

В пределах Мессояхско-Малохетской гряды более или менее четко обособляется осевая зона, где выделяется Соленинско-Малохетский мегавал (II_2) и Танамская терраса (II_1).

Т а н а м с к а я т е р р а с с а (II_1) – крупный неотектонический элемент, осложняющий северное крыло Мессояхско-Малохетской гряды. На структурно-тектонических схемах он включен в состав Центрально-Таймырского мегапрогиба, но, как указывалось выше, по характеру проявления новейшего тектогенеза этот элемент объединен вместе с Соленинско-Малохетским меговалом в единую неотектоническую зону.

Западная, большая часть террасы, наиболее контрастна, здесь перепад суммарных амплитуд неотектонических движений составляет более 130 м. (менее 130-100 м. в пограничных зонах и более 230 – на локальных поднятиях). В восточной части она представляет собой достаточно пологий, дифференцированный склон, в верхней части с амплитудами около 170 м. нижней – около 100 м., согласно падающий в северо-западном направлении в сторону Центрально-Таймырского мегапрогиба.

Уступ террасы четко выражен практически на всем своем протяжении, тыловой шов – в восточной части; на западе южная граница прослеживается по системе депрессионных зон, что не вполне отвечает признаку структурной террасы /Словарь по геологии нефти и газа, 1988/. В данной ситуации было сохранено название и положение террасы, чтобы не вводить лишний неотектонический элемент и добавить путаницы в этой и так сложной зоне.

Наиболее ярко выраженным элементом второго порядка в пределах Танамской террасы является крупная положительная зона, расположенная в ее западной части и объединенная в Пеляткинско-Казанцевское валообразное поднятие.

Пеляткинско-Казанцевское валообразное поднятие (4) представляет собой систему положительных структур с амплитудами более 200 м., протягивающуюся в широтном направлении более чем на 70 км. Здесь выделяются с востока на запад Казанцевское (13) и Западно-Казанцевское (12) локальные поднятия, а также группа локальных структур, куда входят Ушаковское и Пеляткинское месторождения.

Кроме рассмотренного выше неотектонического элемента в пределах террасы наблюдается еще несколько структур III порядка, из которых наиболее активными являются Северо-Пеляткинское (11), Таряхское (10) и Восточно-Муксунихинское (7).

Соленинско – Малохетский мегавал (II₂) является наиболее ярко выраженным, положительным неотектоническим элементом изученного региона. Его границы достаточно четко совпадают с контуром одноименной структуры, выделяемой по меловому комплексу. Его ось в районе диагонального изгиба р. Енисей, ниже г. Дудинки, смещается в этом направлении, что связано с развитием здесь крупного сквозного разлома. Это лишний раз подтверждает положение о том, что здесь наблюдается сочленение крупных разнонаправленных структур, связанных с блоками фундамента, активизированных в новейший тектонический этап.

Основные фоновые амплитуды неотектонических движений в пределах мегавала составляют около 180-200 м., повышаясь на отдельных поднятиях до более 280 м. и, соответственно, понижаясь до 160-130 м – в депрессиях.

На северо-западе Соленинско-Малохетский мегавал отделяется от Танамской террасы цепочкой унаследованных небольших впадин, восточнее – четко выраженным уступом. Его южная граница, как и Мессояхско-Малохетской гряды, проводится также по крутому уступу, восточное окончание вала прослеживается не столь однозначно и фиксируется по сгущению изолиний новейших амплитуд со значениями от 150 до 180-200 метров.

Соленинско-Малохетский мегавал включает в себя несколько структур второго порядка и более 10 – третьего.

Соленинское куполовидное поднятие (5) располагается на западном замыкании мегавала и имеет контрастно выраженные границы с градиентами неотектонических движений до 10 м/км. В плане по меловому комплексу ему отвечает одноименная структура. В рамки карты входит только его восточная часть, где наблюдается Южно-Соленинское локальное поднятие.

Зимнее куполовидное поднятие (6) выделяется в центральной части мегавала между Мессояхским и Нижнехетским месторождениями. Оно объединяет в себе несколько локальных структур и за исключением северо-восточного окончания имеет четко обозначенные склоны, где перепад амплитуд неотектонических движений составляет не менее 40 метров. В его западной части в меридиональном направлении прослеживается Сопочная локальная новейшая структура, которой по горизонтам меловых отложений на юге отвечает небольшой структурный мыс и далее к северу – склон крупного поднятия. На северо-востоке наблюдается ярко выраженный новейший тектонический элемент – Семеновская локальная структура с ам-

плитами неотектонических движений более 280 м., по горизонту Б-40 ей отвечает одноименное поднятие.

Усть-Малохетский структурный мыс (7) как неотектонический элемент осложняет юго-восточную часть Мессояхско-Малохетской гряды. По глубоким горизонтам он наиболее выражен в отложениях верхнего мела. В его пределах выделены Малохетское (14), Левинское (15) и Усть-Малохетское локальные поднятия. Все они имеют примерно равные амплитуды около 190-210 м. и располагаются по периметру мыса.

Кроме рассмотренных выше неотектонических элементов второго порядка в границах Соленинско-Малохетского мегавала наблюдается еще несколько локальных поднятий, которым в той или иной мере отвечают Мессояхская, Нижнехетская, Малохетская и др. структуры осадочного чехла. Практически все они находят отражение в неотектоническом плане, что говорит об активизации их в новейший тектогенез.

Надым-Тазовская синеклиза (III)

В рамки исследованной площади заходит только восточный борт отрицательной надпорядковой структуры Западно-Сибирской плиты – Надым-Тазовской синеклизы, который слабо наклонен в западном направлении. Его граница с Пакулихинской моноклиной Приенисейской моноклизы проводится по флексуорообразному перегибу (уступу) и четко фиксируется почти на всем своем протяжении. Она несколько смещена на севере и юге на запад и в центральной части - на восток относительно границы, проводимой по меловому комплексу. В зоне сочленения с Мессояхско-Малохетской грядой, как указывалось выше, контуры синеклизы по неотектоническим и сейсмическим данным почти в точности совпадают. Это говорит о том, что большинство тектонических элементов рассматриваемого региона унаследовано с мезозойского тектонического этапа и в значительной степени активизировано в позднекайнозойское время.

Надым-Тазовская синеклиза характеризуется большой контрастностью тектонических движений, происходивших в неоген-четвертичное время. Суммарные амплитуды варьируют от 20-50 до 220 м. Она осложнена унаследованными как положительными, так и отрицательными структурами более низкого порядка.

Пендомаяхская крупная впадина (III₁) расположена в крайней западной части территории и представляет собой наиболее пониженную часть Надым-Тазовской синеклизы, где суммарные амплитуды неотектонических движений колеблются от менее 20 до 190 м. В ее пределах

выделяются две более мелкие депрессии и переходная террасовидная ступень, отделяющая впадину от Большехетской структурной террасы.

Верхняя (фронтальная) часть ступени осложнена целым рядом локальных поднятий с амплитудами от 100-110 до более 180 метров. Все они находят прямое отражение в структуре мелового комплекса. В большинстве своем в осадочном чехле им отвечают структурные мысы, это связано, вероятней всего, с недостаточной сейсмической изученностью этой переходной зоны. Т.е., При более детальных геофизических исследованиях на этих участках, возможно, выявятся локальные поднятия.

Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности с позиций интенсивности и унаследованности неотектонических движений, а также положения в новейшем тектоническом плане представляют Северо-Чарское (28) и Туколандское (46) поднятия. Между ними выделяется достаточно крупная локальная структура - Северо-Вадинская (35), которая находится в нижней части дифференцированного борта унаследованной депрессии и строго протягивается вдоль его. Это активная в неотектоническом отношении зона, с относительным превышением над понижениями около 40 м и достаточно высокими градиентами вертикальных движений.

Сякутахская впадина (8) ярко выраженный отрицательный тектонический элемент с четко очерченными контурами, которые по неотектоническим и сейсмическим данным почти в точности совпадают, что весьма характерно, как указывалось выше, для изученного региона. Суммарные амплитуды колеблются здесь в небольших пределах от менее 70 до 120 м, днище слабо дифференцировано. Тем не менее, с небольшим превышением, не более 10-20 м, но в пределах впадины выделяются Верхнесякутахское (24), Нижнесякутахское (25) и Верхнетарихяское локальные поднятия, которым отвечают положительные структуры осадочного чехла.

Ямбо-Яхская впадина (9) находится на юго-востоке Пендомаяхской крупной депрессии. По отложениям нижнего мела ей отвечают структурные заливы. Т.е., это унаследованный отрицательный тектонический элемент, борта которого в результате дифференцированных постпалеогеновых движений оказались достаточно крутыми.

Большехетская крупная структурная терраса (III₂) в общих чертах совпадает с одноименной структурой мелового комплекса. Примечательно, что восточнее выделяемых здесь Лодочного и Сузунского валов, намечается почти сплошная цепочка линейных унаследованных, активно развивающихся депрессий, отделяющих эти валы от Паку-

лихинской моноклинали Приенисейской моноклизы. По сути, рассматриваемая терраса в новейшем тектоническом плане представляет собой сложный вал, но чтобы не вносить путаницу в названия крупных структур и ввиду того, что на всех структурно-тектонических картах она именуется террасой, ее наименование не изменено.

Границы ее достаточно четкие, проводятся по значительному сгущению изолиний новейших амплитуд. Западное окончание террасы в плане смещено относительно мелового комплекса к западу за счет выделяемых здесь активных, положительных элементов. То же самое относится и к южной границе.

Суммарные амплитуды неотектонических движений в пределах террасы колеблются от 80 до 230-240 м. Максимальные превышения приурочены к сводовым частям осложняющих ее валов, минимальные — к Долганскому прогибу.

Долганский прогиб (10) узким заливом заходит в зону стыка крупных структур, Мессояхско-Малохетской гряды и Пакулихинской моноклинали.

Активно развивающийся в новейший тектонический этап отрицательный структурный элемент, ввиду чего имеет четкие границы и прямое соотношение с неотектоническим планом. Днище его слабо дифференцировано и только в юго-восточной части на небольшом участке относительно приподнято на 15-20 м.

Сузунский вал (11) имеет наиболее контрастную границу с Долганским прогибом и расположенными южнее небольшими линейными депрессиями. В этой части ширина его минимальная и увеличивается с севера на юг от 10-15 до 25 км, перепад амплитуд новейших движений составляет более 100 метров. На западе, юго-западе окончание вала смещено в этом направлении; за счет чего его поперечные размеры достигают максимальных размеров, более 40 км. По неотектоническим данным, режим развития в позднем кайнозое расположенного здесь структурного мыса одинаков, что и собственно Сузунского вала. Это естественно, потому как склоны или борта активных структур имеют, как правило, высокие градиенты неотектонических движений, что отвечает и соответствующей интенсивности поднятий или опусканий.

Вал осложнен серией локальных положительных, контрастных структур, где кроме собственно Сузунского поднятия выделяются - Северо-Токачинское (27), Западно-Токачинское (29), Восточно-Чарское (32), Западно-Сузунское (33), Южно-Чарское (36) и Усть-Соленинское (37). Все они в

неотектонический этап развивались унаследовано и имеют примерно равные амплитуды суммарных поднятий, около 200-230 м. Максимальные градиенты новейших движений наблюдаются по западному склону Южно-Чарской структуры, а также северному и восточному – Северо-Токачинской и Сузунской. Очень выгодное положение в неотектоническом плане с позиций нефтегазоносности занимает Западно-Сузунское поднятие, расположенное в центре южной части вала.

Хикиглинская структурная ступень (12) выраженный неотектонический элемент, имеющий четкие границы: западный градиентный уступ и с востока и севера - зоны сочленения с Сузунским и Лодочным валами. Включен в состав Большехетской террасы, так как имеет амплитуды поднятий от 170 до более 210 м, что и примерно в пределах вышеуказанных структур, а также крутой западный склон, который четко, без перерыва прослеживается на всем протяжении террасы. По всем основным горизонтам мела и юры в этой части выделяется структурный залив. Он выражен и в неотектоническом плане изгибом изолиний суммарных амплитуд в сторону Лодочного вала, но в последнем случае более дифференцирован. Это связано, вероятней всего, с недостаточной сейсмической изученностью рассматриваемого участка, так как здесь практически имеются только концы геофизических профилей.

В пределах ступени выделяются Восточно-Вадинское (41) и Малохикглинское (43) поднятие, а также несколько более мелких локальных структур.

Лодочный вал (13) на севере и юге в плане почти в точности повторяет одноименную структуру, выделяемую по меловому комплексу, что указывает на его унаследованное развитие в новейший этап с активизацией тектонических движений (имеет более контрастный неотектонический план).

С востока, как и Сузунский вал, он ограничен серией мелких унаследованных линейных депрессий. Здесь прослеживается крутой градиентный склон, вдоль которого в пределах вала открыты к настоящему времени Тагульское, Лодочное и Ванкорское месторождения, а также Северо-Ванкорская структура. Все они имеют прямое отображение в неотектоническом плане. Кроме этого, на северном окончании Лодочного вала выделяется Меловое поднятие с амплитудами более 220 м и относительным превышением до 100 м, которому по глубоким горизонтам отвечает небольшой контрастный структурный мыс. В юго-западной части и на южном окончании вала наблюдаются подобные структурные элементы, в новейшем плане

выделяемые соответственно как Западно-Лодочное и Южно-Тагульское поднятия, пережившие в постпалеогеновое время активный подъем.

Суммарные амплитуды неотектонических движений в рассматриваемом районе колеблются от плюс 100 метров на западе территории до 220 - на востоке. Перепад их в этом случае составляет около 120 метров, в пределах крупных структур, например, Лодочного вала он достигает максимально 70-80 метров. Размах изогипс кровли нижнехетской свиты на валу доходит до 300 м, по подошве дорожковской свиты верхнего мела в пределах отдельных наиболее контрастных структур – до 150 метров. Т.е. и в меридиональном направлении, и на отдельных участках соотношение перепада амплитуд по разным горизонтам примерно сохраняется и уменьшается вверх по разрезу, достигая минимальных значений за плейстоцен – голоценовое время. При этом, как крупные положительные и отрицательные тектонические элементы, так и локальные сохраняют примерно свое положение в плане, в том числе и неотектоническом.

Осетровая структурная терраса (14) образует небольшую положительную линейную зону (валообразное поднятие), которая находится на стыке Большехетской террасы и Приенисейской моноклизы. К западу от нее выделяется крупная депрессионная зона, которая и в постнеогеновое время, в эпоху новейшего тектогенеза, развивалась как понижение. Она характеризуется контрастными неотектоническими движениями с амплитудами от 120 до 200 метров. В общих чертах ее простираение совпадает с изогипсами основных отражающих горизонтов. Следует отметить, что дифференцированность новейшего плана значительно выше, что опять же связано, вероятней всего, с недостаточной сейсмической изученностью этого участка (здесь имеются только единичные профили широтного направления). В пределах террасы выделяются Осетровое (51) и Южно-Осетровое (53) локальные поднятия с относительным превышением 30-35 метров.

Соленинско-Туруханская структурная терраса (15) протягивается узкой полосой вдоль западного склона Пакулихинской моноклинали. Она имеет четко выраженный западный уступ в сторону Лодочного и Сузунского валов. Это слабо наклонная, значительно дифференцированная по площади новейшая структура. В ее пределах суммарные амплитуды неотектонических движений колеблются от менее 120 до 200 метров. Здесь с севера на юг выделяются Восточно-Сузунское (34), Нижнеячиндинское (38), Каскольское (39), Ячиндинское (45) и Песчаное (56) локальные поднятия.

Тазовско–Русско-Реченский мегавал (III₃) отделяется от расположенной южнее Сидоровской террасы глубоким структурным заливом, протягивающимся от западной границы площади до Советских озер. В рамки карты входит незначительной площадью, где по меловым отложениям выделяется восточная часть Русско-Реченское поднятия. Это унаследованная в новейший тектонический этап структура, амплитуда которой составляет около 140 м. и относительное превышение – 35–40 м. На крайнем южном окончании вала закартировано Северо-Мангазейское локальное поднятие с крутыми западным и южным склонами. По верхнеюрским горизонтам ему отвечает небольшой структурный мыс.

Тазовско–Советский структурный залив (III₄) ему по отложениям нижней юры, а также доюрскому основанию в плане отвечает восточный борт Тазовского прогиба. В направлении с запада на восток он прослеживается до Советских озер и по основным горизонтам мела. Минимальные амплитуды неотектонических движений, менее 70–60 м, наблюдаются на крайних западном (Большеозерная впадина) и восточном окончаниях залива, максимальные, более 150 м – в центральной, где он осложнен Мангазейским крупным поднятием.

Мангазейское крупное поднятие (17) по отложениям юры и неокома ему отвечает Мангазейский структурный мыс. Это достаточно дифференцированный неотектонический элемент, в пределах которого обособляются собственно Мангазейское (60) и Западно-Мангазейское локальные поднятия (59), которые разделены небольшой седловиной. В плане он наиболее точно совпадает с Мангазейским палеомысом, выделяемым по изопахитам триасовых отложений.

Сидоровская структурная терраса (III₅) является основным неотектоническим элементом юго-западной части рассматриваемой территории и проявляется как в палеотектонических, так и современных структурных планах неокома и юры, а также неотектоническом, по выходам в притоках р. Таз отложений олигоцена. Она отличается дифференцированностью неотектонических движений притом, что интенсивность поднятий и опусканий, за исключением отдельных участков, не превышает здесь средних значений, соответственно 130–160 и около 110 м.

Терраса в пределах рассматриваемой территории осложнена двумя неотектоническими элементами второго порядка и несколькими локальными структурами. Из последних следует отметить Южно-Мунгуйское локаль-

ное поднятие, которое обладает высокими амплитудами положительных движений и градиентными склонами.

Современная структурная ступень (18) находится на северо-восточном окончании Сидоровской террасы. С запада и севера крутым уступом обрывается в сторону Тазовско-Советского залива, с востока примыкает к Пакулихинской моноклинали. В структурно-тектоническом отношении ей отвечает слабо расчлененная ступень, осложненная несколькими локальными поднятиями и небольшими структурными мысами.

В пределах Современной ступени обособляются локальное одноименное поднятие и Полярное, имеющие градиентные склоны и амплитуды неотектонических движений соответственно более 200 и более 180 метров.

Сидоровская приподнятая зона (19) расположена в центральной части Сидоровской структурной террасы. В плане она имеет сложную форму и включает в себя группу сидоровских локальных структур, а также Маркыльтинское (62) и Южно-Маркыльтинское (65) поднятия. Суммарные амплитуды неотектонических движений колеблются в их пределах от 140 до 170 м.

Приенисейская моноклиза (IV)

Приенисейская моноклиза в новейшем тектоническом плане имеет по отношению к меловому комплексу более сложное и дифференцированное строение. Связано это отчасти со слабой геофизической изученностью этого крупного элемента, а также с тем, что в неотектонический этап активно проявили себя и развитые здесь положительные и отрицательные палеозойские структуры.

Ее западная граница проводится по значительному сгущению изолиний суммарных амплитуд, особенно крутой уступ наблюдается на севере, в зоне стыка с Долганским прогибом и юге – где она граничит с Сидоровской структурной террасой.

При структурно-тектоническом районировании доюрского основания на юге изучаемой территории в пределах Пакулихинской моноклинали Приенисейской моноклизы обособляются Верхне-Туруханский выступ протерозойского фундамента, обрамляющие выступ западная и восточная зоны приразломных и надразломных палеозойских складок и Маковская палеозойская впадина. К северу Верхнетуруханский выступ переходит в крупное линейное поднятие, в осевой части которого располагаются терригенные формации рифея, вскрытые Большелайдинской скважиной (?). Все эти глубинные структуры нашли отражение в неотектоническом плане. В осевых частях положительных элементов суммарные амплитуды неотектони-

ческих движений достигают максимальных для рассматриваемого района значений – более 250-270 м., в пределах отрицательных они понижаются до 120-100 и менее метров.

На севере Приенисейская моноклиза осложнена двумя достаточно крупными отрицательными неотектоническими элементами, Дудинской зоной опусканий и Колдинским прогибом, к югу – Верхнетуруханским валом и Маковской впадиной.

Дудинская крупная зона опусканий (20) является продолжением к востоку Долганского прогиба и фиксируется также по юрско-меловым отложениям структурным заливом, что указывает на его унаследованное развитие в новейший тектонический этап.

По отношению к Мессояхско-Малохетской гряде, расположенной севернее, суммарные амплитуды новейших движений здесь значительно меньше, не превышают 120-150 м., днище депрессии слабо дифференцировано.

Колдинский прогиб (21) как и Дудинская отрицательная зона является в той или иной мере унаследованным элементом, которому по основным горизонтам меловых отложений отвечает структурный залив. Он протягивается вдоль долины р. Енисей на почти 100 км, имеет четко выраженное днище с амплитудами неотектонических движений 90-120 м. и крутой западный борт.

Между рассмотренными выше депрессиями и Долганским прогибом выделяется достаточно дифференцированная положительная зона, в пределах которой обособляются Усть-Лайдинское (67) и Большелайдинское (68) локальные поднятия с амплитудами неотектонических движений более 180 м.

Верхнетуруханский крупный вал (IV₁) протягивается в широтном направлении от верховьев р. Мал. Хета до оз. Маковское, где далее к югу переходит в Костровской мыс. Ширина его колеблется от 15 до 40 км, он имеет почти со всех сторон контрастно выраженные уступы, а также сильно дифференцирован по площади. Суммарные амплитуды неотектонических движений колеблются здесь от 180 до более 250 метров.

По отложениям неокома валу в плане отвечает моноклираль, осложненная серией крупных поднятий, по протерозойскому фундаменту – крутой одноименный выступ. В неотектоническом плане в его пределах выделяется одна крупная структура и более 10 локальных поднятий, из которых необходимо выделить Малохетское (69), Хурогочанское (73), Южно-

Медвежье (74), Сиговское (76) и Западно-Маковское (77). Все перечисленные структуры находят прямое отражение в чехле плиты и отличаются интенсивными положительными движениями новейшего этапа.

Песчаная структурная терраса (22), как крупный положительный неотектонический элемент выделен автором ранее, при составлении карты новейшей тектоники на Большехетский район /Хилько, Стополянская, 1993/. Он объединяет в себе несколько более мелких поднятий, перечисленных выше. В центральной части вала выделяются две депрессионные зоны, характеризующиеся унаследованным развитием в новейший тектогенез, что характерно и для расположенных здесь основных поднятий. Разрывные нарушения приурочены в основном к активизированным в новейший этап склонам структурных мысов, Костровскому и Маковскому (в рамках карты).

Хектаминский мыс (23) выделяется по комплексному морфометрическому показателю (плотности гидросети, линияментов и энергии рельефа). Кроме этого он проявляется в средне-верхнеплейстоценовых отложениях, вскрываемых в разрезах р. Турухан – по выходам в пойменных уступах ожелезненного горизонта, воздыманию кровли плотных среднечетвертичных (?) глин до абс. отм. 40м., по увеличению грубозернистости аллювия низких надпойменных террас и т.д.

В границах мыса наблюдается максимальное количество глубинных тектонических нарушений, активизированных в новейший тектонический этап. В его пределах обособляется несколько контрастных новейших поднятий с суммарными амплитудами от 180 до 220 метров и относительным превышением более 30м., из которых необходимо отметить расположенную в восточной части мыса Хектаминская локальную структуру. Границы этих зон в большинстве случаев фиксируются флексурообразными перегибами, которым отвечают глубинные разломы.

Костровской мыс (24) отвечает одноименной структуре выделяемой по кровле сиговской свиты верхней юры. Его границы почти на всех направлениях фиксируются амплитудными новейшими перегибами. Он следует с востока по суммарной неотектонической амплитуде 200м. на запад, пересекая рр. Маковскую, до изолинии около 180 м. Данный элемент выражен не только в морфометрических показателях, но и в плотности разрывных нарушений, выделяемых на основе дешифрирования аэрофотоснимков. В его пределах обособляется более 7 неотектонических поднятий с относительным превышением в отдельных направлениях до 30 и более метров. Здесь необходимо выделить наиболее крупные Западно-Костровское

(80) и Кедровое (81) локальные положительные структуры, расположенные в западной части мыса.

В районе оз. Налимье и Костровском участке выделяются резко дифференцированные небольшие поднятия, характеризующиеся высокими неотектоническими амплитудами, более 250м. Они отражаются в магнитном поле высокоградиентными аномалиями.

Восточнее оз. Налимье, в северо-восточном направлении прослеживается система небольших депрессий или относительных опусканий, куда попадают и Ермаковские скважины. Этой зоне в плане отвечает отрицательное магнитное поле той же ориентировки, которое связано, как считается на основании интерпретации материалов аэромагнитной съемки, с положительными структурами осадочного чехла. Т.е., в данном случае мы имеем инверсионное развитие этой части Костровского мыса в новейший тектонический этап.

В результате пликативного и дизъюнктивного структурообразования новейшего этапа, в какой-то степени связанного с блоками фундамента, в пределах Приенисейской зоны Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского регионального прогиба сформировался, как указывалось выше, резко дифференцированный неотектонический план. Он отразил основные структурные элементы юрско-меловых отложений. При этом в большинстве своем они оказались активизированными в позднекайнозойское время, часть претерпела инверсионное развитие. Следует отметить, что в целом инверсия тектонических движений в новейший этап не характерна для Западно-Сибирской плиты и, особенно, это касается зон прогибания /Рудкевич, 1974/.

ГЛАВА 4. ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

4.1. Региональные геохимические исследования

На основе осадочно-миграционных образований углеводородов Н.Б.Вассоевичем, А.Э.Конторовичем, С.Г.Неручевым, Е.А.Рогозиной, В.А.Успенским и др. разработаны методы оценки реализованного нефтегазогенерационного потенциала осадочных толщ. Эти методы, усовершенствованные с учетом изменчивости соотношений форм, микрокомпонентного состава и степени катагенетической превращенности ОВ использованы для оценки масштабов эмиграции и генерации газообразных УВ.

На основании закономерностей распределения Сорг, Бхл, катагенеза и типа ОВ выяснено, что на исследованной территории нефтегазопроизводящими являются юрские и низы нижнемеловых отложений /Кузнецов и др., 2001/. Последние только на крайнем западе вдоль границы с Тюменской областью. Показано, что главная зона нефтеобразования определена в интервале 3.2 – 3.9 и 3.4 – 4.2 км. Поэтому наиболее интенсивно нефтегазообразование происходило только в юрских и низах нижнемеловых отложений и то в основном в западной части территории.

Нижнесреднеюрские отложения, представлены континентальными и прибрежно-морскими песчано-алеврито-глинистыми отложениями с прослоями углей мощностью от 0 до 500 м на западном борту Пакулихинской моноклинали. На западе в зоне Худосейского мегапрогиба она увеличивается до 1000 и более метров.

Реализованный нефтематеринский потенциал по мере нарастания мощности пород и катагенеза увеличивается с востока на запад. Плотность эмигрировавших жидких углеводородов в зоне выклинивания отложений составляет менее 50 тыс. т/км² в наиболее глубоких частях депрессий. Для исследованной территории наиболее высокая плотность эмиграции жидких УВ (около 5000 тыс. т/км²) находится в районе примыкающему к границе с Тюменской областью. Интенсивность генерации газообразных УВ также увеличивается с востока на запад от 0 до 100-500 млн. м³/км². Наибольшая плотность 1000-5000 млн. м³/км² свойственна впадинам.

Реализованный нефтематеринский потенциал прибрежно-морских и мелководно-морских келловей-оксфордских отложений (точинская и сиговская свиты) относительно невелик, поскольку, несмотря на их значительные

толщины (250–450 м), содержания сапропелево-гумусового ОВ в породах не превышают 1 %. Плотности эмигрировавших жидких УВ в Приенисейской части территории оцениваются около 10 тыс. т/км². По мере нарастания степени катагенетической преобразованности ОВ в западном направлении от ПК на востоке до МК₂ в центре Большехетской впадины, они достигают 1000–500 тыс. т/км².

Преобладание в составе ОВ келловей-оксфордских отложений гумусовых микрокомпонентов выразилось в более резком нарастании реализованного газогенерационного потенциала от 10 млн. м³/км² в Приенисейской зоне до 100–250 млн. м³/км² в центре территории и до 1000 млн. м³/км² в наиболее погруженной части Большехетской впадины.

Реализованный нефтегенерационный потенциал кимеридж-волжских отложений, входящих в состав яновстановской свиты, содержащих до 3–5 % гумусово-сапропелевого ОВ и имеющих меньшую суммарную толщину, по сравнению с подстилающими келловей-оксфордскими отложениями (80–250 м), практически остается на уровне келловей-оксфордских отложений. Плотности эмигрировавших жидких УВ нарастают от 10 тыс. т/км² на востоке территории до 500 тыс. т/км² и более в широкой полосе протягивающейся в западной половине территории от верховьев р.Надояхи до среднего течения р.Таз.

Смещение микрокомпонентного состава ОВ кимеридж-волжских отложений в сторону более сапропелевого сказалось в увеличении лишь реализованного нефтематеринского потенциала на единицу объема, тогда как реализованный газогенерационный потенциал почти не изменился. Плотности генерированных газообразных УВ остаются в тех же градациях (10–1000 млн. м³/км²), что и в келловей-оксфордских отложениях с той лишь разницей, что плотности генерированных УВ со значениями 250–500 млн. м³/км² имеют более широкий ареал распространения на юге.

В берриас-валанжинских (нижнехетская свита) отложениях по сравнению с подстилающими кимеридж-волжскими, нефтегазопроизводящие свойства ухудшаются, содержания Сорг в глинах и аргиллитах составляют 0.5–0.7 %, катагенез в наиболее погруженных участках Большехетской впадины – МК₁¹. Однако увеличение толщин отложений в 2–3 раза в значительной степени компенсировало ухудшение их нефтегазоматеринских свойств. В результате распределение плотностей эмигрировавших жидких УВ имеют много сходства, за исключением того, что область с интенсивностью гене-

рации жидких УВ свыше 500 тыс. т/км² ограничивается значительно меньшей площадью на северо-западе территории.

Реализованный газогенерационный потенциал берриас-валанжинских отложений по сравнению с подстилающими кимеридж-волжскими резко снижается. Наиболее высокие плотности генерации газообразных УВ более 50 млн. м³/км², оцениваются на западе территории. На востоке и юго-востоке территории они снижаются до 10 млн м³/км² и менее.

В готерив-барремских отложениях, охватывающих верхнюю часть суходудинской и нижнюю часть малохетской свиты, фиксируется дальнейшее снижение реализованного нефтегазоматеринского потенциала, обусловленного низкими содержаниями ОВ (около 1 %), преимущественно гумусового состава, его высокой окисленностью и катагенезом, соответствующим лишь в наиболее погруженных участках середине градации МК₁¹. Плотности эмигрировавших жидких УВ в прибортовых районах ЗСП оцениваются менее, чем в 1 тыс. т/км², увеличиваясь в западном направлении до 50-100 тыс. т/км² в центральной части территории и до 150 тыс. т/км² и более в ее западной части.

Плотности генерированных газообразных УВ от 10 млн м³/км² и более смещаются на запад, охватывая западную половину территории. Плотности более 50 млн м³/км² оцениваются нами лишь на небольшом участке между р.Надояха и р.Таз.

Апт-альб-сеноманские отложения (яковлевская, долганская свита) представлены, преимущественно серыми песками с прослоями темно-серых глин с многочисленными растительными остатками и линзами углей, содержащими РОВ сапропелево-гумусового состава, претерпевшим слабые (ПК-МК₁¹) катагенетические преобразования. В этих условиях степень реализации нефтематеринского потенциала очень мала и плотность эмигрировавших жидких УВ во многом определяется значительной толщиной апт-альб-сеноманских отложений. В прибортовых районах Западно-Сибирской плиты она не превышает 10 тыс. т/км² и только в наиболее погруженных частях Большехетской впадины она достигает 100 тыс. т/км² и более.

Аналогично на рассматриваемой территории распределяются и плотности генерированных газообразных УВ, с той лишь разницей что, благодаря значительному количеству гумусово-углистого материала реализованный газогенерационный потенциал в центре Большехетской впадины достигает 250 млн м³/км².

Таким образом, из рассмотренных верхнеюрских и нижнемеловых отложений наибольшим генерационным потенциалом обладают нижнеюрские и верхнеюрские отложения (яновстанская свита) и, соответственно, являются основными нефтегазогенерирующими толщами.

Геохимические особенности осадочного чехла и основных нефтепроизводящих толщ на исследуемой территории приводятся по результатам исследований СНИИГГиМСа (А.С. Фомичев и др.), а также северных районов – коллектива авторов КНИИГГиМСа (А.А. Конторович, Л.Л. Кузнецов и др.).

В разрезе Туруханской опорной скважины в составе валового железа присутствует Fe пир (пиритовое), являющийся индикатором восстановительной фациальной обстановки осадконакопления. Так в средней юре, содержание Fe пир составляет всего несколько сотых процента (континентальная обстановка осадконакопления), в верхнеюрских и берриасских отложениях оно повышается до 1%, в нижнемеловых его количество вновь понижается до десятых долей процента. В верхнем мелу содержание Fe пир снова достигает одного и более процента. Это свидетельствует о том, что в среднеюрское и большую часть раннемелового времени осадконакопление происходило в условиях озерно-аллювиальных равнин, эстуарий и опресненных лагун.

Что касается органического вещества, то его содержание по разрезу колеблется в пределах от 0.2 до 6-8% на породу, в зависимости от содержания углистых включений и растительного детрита. В среднем концентрация Сорг на территории исследования в нижнеюрских отложениях оценивается в пределах 1.5-2.5%, в среднеюрских – от 0.6 до 2%, в верхнеюрских – от 0.7 до 1.65. По составу органическое вещество нижнеюрских отложений чаще всего гумусовое иногда со значительной примесью сапропелевого материала. Верхнеюрские отложения накапливались в морских условиях. Однако геохимическая обстановка накопления и захоронения ОВ была окислительной, поскольку на большей части территории в придонных слоях воды преобладал кислородный режим.

По данным исследований КНИИГГиМСа вся исследуемая площадь, за исключением северного склона Мессояхско-Малохетской гряды, попадает в зону развития преимущественно газовых и газоконденсатных залежей за счет преобладающей латеральной миграции. На основании палеотектонического анализа ими выделены здесь также зоны как вторичной нефтегазо-

насыщенности юрских и меловых отложений, так и смешанные зоны нефти – и газогенерации в ниже-среднеюрских отложениях.

Полученные ими обобщения всех материалов свидетельствуют о том, что современная глубина залегания пород, ОВ которых находится на одних и тех же стадиях катагенеза на различных площадях разная. Но мощности одноименных зон катагенеза ОВ одинаковы. Меньшие глубины современного положения зон катагенеза ОВ в скважинах объясняются ранненеогеновым размывом части отложений.

Суммируя полученные выводы можно констатировать:

1. По геохимическим данным на неотектоническом этапе развития продолжалось унаследованное от предыдущих этапов формирование структурного плана с ростом поднятий и относительным прогибанием впадин или небольших депрессий.

2. Первое положение подтверждает основной вывод неотектонических исследований рассматриваемой территории, что инверсия тектонических движений в новейший этап, в т.ч. в позднекайнозойское время, не характерна для Приенисейской части Западной Сибири и особенно это касается достаточно крупных структурных элементов.

3. Было выяснено, что ниже-среднеюрские отложения на значительной части изученной территории в полном объеме прошли главную зону нефтеобразования и в конце палеогена находились в зоне генерации глубинного газа. Верхнеюрские и нижняя часть нижнемеловых отложений в пределах прогибов и впадин к началу неотектонического этапа находились в главной зоне нефтеобразования.

4. История тектонического развития территории в постпалеогеновое время повлияла не только на нефтегазоносность юрских и меловых отложений, особенно в восточной части территории, но и на формирование отдельных ловушек УВ.

Таким образом, в результате выполненного палеотектонического анализа и с учетом зональности катагенеза ОВ, было выяснено, что ниже-среднеюрские отложения на значительной части изученной территории в полном объеме прошли главную зону нефтеобразования и к началу неотектонического этапа находились в зоне генерации глубинного газа. Верхнеюрские и нижняя часть нижнемеловых отложений в пределах прогибов и впадин в конце палеогена находились в главной зоне нефтеобразования, а в наиболее погруженных частях в значительной степени реализовали свой нефтегенерационный потенциал (рис. 2.3).

4.2. Карта перспектив нефтегазоносности меловых отложений между р.р. Енисей и Таз.

Карта перспектив нефтегазоносности меловых отложений между р.р. Енисей и Таз представлена на рис. 4.0.

Особенности геологического разреза мелового комплекса отложений Танамо-Малохетского и Большехетского районов определяются их тектоническим развитием и фациальной приуроченностью. Они заключаются, во-первых, в предваланжинском размыве в сводовой части Малохетского мегавала и отсутствием такового на Сузунском и Лодочном валах. Во-вторых, интенсивностью предчетвертичного подъема территории, в результате которого на Малохетском мегавале размывы меловые отложения до готерив-берриаса, а на Сузунском и Лодочном - сохранился почти полный разрез (с танамской свиты) верхнемеловых отложений мощностью до более 900 метров. Последнее свидетельствует об отсутствии в этом районе мощного предчетвертичного размыва, вследствие менее интенсивного роста системы валов Большехетской структурной террасы в это время, где активизация тектонических движений началась позже, в постплиоценовый этап.

Другой особенностью меловых отложений Малохетского района является формирование их в условиях дельтовых надводных и подводных равнин, определившим строение их разреза и распределение в нем резервуаров.

Для разреза мелового НГК в этом районе характерно сокращение мощности суходудинской свиты за счет выпадения из ее разреза отложений двух нижних подсвит ниже-верхневаланжинского возраста.

Для Большехетского района, соответственно, литофациальные особенности меловых отложений определяются в основном прибрежно-морскими условиями. Здесь образовывались толщи, которые по составу, сортировке обломочного материала, морфологии песчаных тел, фациальным особенностям были благоприятны для формирования скоплений углеводородов в ловушках различного типа. Это песчаные толщи подводных возвышенностей, песчаники вдоль береговых баров и барьерных островов, осадки фронта и морского края дельты, песчаные тела дельтовых протоков, осадки пляжей, устьевых баров.

При нефтегазогеологическом районировании мелового МНГК в рассматриваемом регионе выделяются, как правило, нижнехетский, суходудинский, малохетский и яковлевский резервуары. Выделяют также дополнительно (Кузнецов Л.Л. и др., 2001 г) в верхней части неокома малохетско-суходудинский резервуар и на севере площади – дерябинский и т.д. (рис. 4.1).

Система	Отдел	Ярус	Свита	Нефтегазоносный мегакомплекс	Нефтегазоносный комплекс	Резервуар	Проницаемые пласты	Нефтегазоносные пласты	Продуктивная толща
Меловая	Верхний	K ₂ km	Салпадаяхинская		Верхне-меловой				
		K ₂ st K ₂ k	Насоновская						
		K ₂ t	Дорожковская						
		K ₂ s	Долганская						
	Нижний	K ₁ al	Яковлевская	Меловой	Сеноман-альбский	Долганско-верхне-яковлевский	Дл-I, Дл-IV, Як-0	Дл-I, Дл-IV, Як-0	Сеноманская
		K ₁ a	Яковлевская						
		K ₁ br	Малохетская		Апт-верхне-неокомский	Малохетско-суходудинский	Мх-I, IV, Сд-0	Мх-I, IV, Сд-0	Яковлевская
		K ₁ g	Суходудинская						
		K ₁ v	Суходудинская		Неокомский	Суходудинский	Сд-I-XI	Сд-I-XI	Суход.
		K ₁ b	Нижне-хетская						
			Дерябинская						
Юрская	Верхний	J ₃ v	Яновстанская	Юрский	Верхне-юрский				
		J ₃ km	Сиговская						
		J ₃ o	Точинская						
		J ₂ k	Точинская						
	Средний	J ₂ bt	Малышевская		Среднеюрский				
		J ₂ b	Леонтьевская						
		J ₂ a	Вымская						
		J ₁ t	Лайдинская						
	Нижний	J ₁ p	Джангодская		Нижнеюрский				
		J ₁ h	Левинская						
		J ₁ s	Зимняя						



Рис.4.1 Резервуары нефти и газа юрского и мелового МНГК Енисей-Хатангской и Пур-Тазовской НГО
 Флюидоупоры: 1 - региональный, 2 - субрегиональный, 3 - зональный, 4 - локальный; 5 - проницаемая часть резервуара: а - яковлевский зональный, б - верхнедерябинский локальный

При построении карты перспектив нефтегазоносности района исследований автором были объединены отложения нижнехетской и суходудинской, а также яковлевской и малохетской свит. Сделано это по причине целевого назначения данной работы, т.е., выяснения принципиального соотношения неотектонического плана с палеотектоническим и роли неотектонических движений в формировании современного структурного плана мелового комплекса. Кроме этого для почти всех выявленных здесь месторождений УВ характерны многопластовые залежи, а также унаследованность развития основных структурных элементов.

Анализ выполненных построений позволяет сделать следующие выводы о геологическом строении нижнемеловых отложений, тектоническом развитии и нефтегазоносности района.

В своей истории развития от юры до современного этапа структуры Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского регионального прогиба пережили многократные ритмы тектонических движений, которые выразились в смене относительно резких поднятий опусканиями и наоборот. При этом одним из определяющих факторов формирования структур платформенного чехла и новейших являются движения складчатого фундамента. Т.е., структуры осадочного чехла в начале формируются согласно рельефу фундамента и в дальнейшем своем развитии переживают многократную смену знаков движений /Колмогоров, 1997/.

Наиболее интенсивное формирование неотектонических структур, как и современных, происходило и происходит в северной части плиты и ее северо-восточном обрамлении. Об этом свидетельствуют амплитуды неотектонических движений, результаты инструментальных измерений, а так же геологические данные, например, величины срезов отложений, которые в свою очередь учитывались при подсчете амплитуд новейших поднятий. Возможно, это одна из причин дифференциации с севера на юг по составу УВ в залежах, особенно это касается активно воздымающихся в неотектонический этап валов.

Палеотектонический анализ показывает, что крупные структуры осадочного чехла рассматриваемого региона начали формироваться в начале мела или в начале позднего мела, и являются постседиментационными. Заложение локальных структур в большинстве своем относится к позднему мелу, хотя их рост и контрастное оформление приходится на неотектонический этап, в некоторых случаях на его заключительную фазу – верхний плейстоцен – голоценовое время (см. рис. 2.5).

Палеорекострукции (рис. 2.5^а), проведенные по профилям, пересекающим основные месторождения района, а также карта толщин отложений нижнехетской и суходудинской свит и неотектоническая позволяют однозначно увязать все выявленные здесь месторождения нефти и газа с активизированными в новейший тектонический этап зонами увеличенных мощностей нижнемеловых отложений. Последние имеют различные фациальные условия формирования, от мелководно-морских до континентальных, но в любом случае связаны с участками, где образуются песчано-алевритистые отложения с улучшенными коллекторскими свойствами.

Как следует из палеотектонического анализа, основной этап роста локальных структур и контрастного их оформления приходится на постнеогеновое время. Мы имеем это на большинстве месторождений, где преимущественно залежи антиклинальные сводовые, но активизация роста локальных структур приходится на заключительную фазу неотектонического этапа, позднечетвертичное время (рис. 2.4).

С учетом вышеуказанных положений была составлена карта перспектив нефтегазоносности меловых отложений междуречья Енисея и Таза по комплексу неотектонических и палеотектонических данных м-ба 1:500 000.

На карте в условных обозначениях показаны нефтегазоносные территории различной перспективности, а также нанесены основные тектонические элементы, изогипсы кровли суходудинской свиты и месторождения нефти и газа.

При разделении земель по категориям перспективности учитывалось, что в высокоперспективные территории попадают, в первую очередь, крупные положительные структуры, активизированные в новейший тектонический этап, где изначально плотность геологических ресурсов выше. Соответственно, в менее перспективные земли включены структурные террасы, склоны валов и мегавалов, борта впадин и др. тектонические элементы, также претерпевшие в новейший тектогенез диффиринцированный подъем. В земли IV категории и бесперспективные территории по меловым отложениям попала основная территория Пакулихинской моноклинали и наиболее приподнятая часть Малохетского мегавала.

Ниже приводится описание основных прогнозных ловушек в отложениях нижнего мела согласно схеме неотектонических элементов, приведенной на карте новейшей тектоники (рис. 4.0).

Енисей-Хатангский региональный прогиб.

Основные ловушки в пределах Енисей-Хатангского прогиба прогнозируются в пределах Усть-Танамской структурной ступени и Караульного структурного мыса. Все они попадают в перспективные земли II категории, имеют изометричную и вытянутую форму, и различную степень активизации в новейший тектонический этап, от высокой (суммарные амплитуды неотектонических движений от более 200) до слабой (менее 100 м). В наиболее погруженной части Западно-Носковской впадины связаны, возможно, с островами дельтовых протоков или барьерными островами, на других участках – с фациями литорали, линзами песчаных осадков баров, валов и др. телами склоновой седиментации (конусами выноса, например, прогнозируемая залежь в пределах Караульного мыса в отложениях суходудинской свиты). Суммарная увеличенная мощность осадков нижнехетской и суходудинской свит в этих ловушках составляет от 100 до первых десятков м, что соотносится с толщинами этих отложений на Пеляткинской и Казанцевской площадях.

Из 8 выявленных здесь прогнозных ловушек УВ наиболее высокие перспективы с учетом структурного плана нижнемелового комплекса отложений здесь имеют 3. В неотектоническом плане им отвечают локальные поднятия, это Носковское(1), Усть-Пеляткинское (2) и Северо-Песчаное(5). Носковская (здесь и далее названия ловушек и номера даются согласно схеме новейших тектонических элементов) ловушка имеет наибольшую площадь, более 130 км², благоприятное положение в неотектоническом положении и здесь, возможно, ожидать структурные или частично литологические ограниченные залежи включительно до долганско-верхнеяковлевского резервуара.

Мессояхско-Малохетская гряда.

В этот неотектонический элемент входят Танамская терраса и Соленинско-Малохетский мегавал. Большая часть территории гряды попадает в земли первой и второй категорий перспективности. Наиболее приподнятая часть ее, где эродированы почти все отложения верхнего мела и где нет сколь-нибудь заметных палеодолин (палеоврезов) и др. фациальных групп, соотносимых по мощностям с выявленными здесь месторождениями УВ и активизированных в неотектонический этап, отнесена к малоперспективным землям IV категории.

В неотектоническом отношении Танамская терраса и Соленинско-Малохетский мегавал не имеют существенного различия по степени прояв-

ления неотектонических движений. В обоих случаях они испытывали активный дифференцированный подъем и развитие в их пределах локальные структуры и более крупные - второго порядка характеризуются примерно равными амплитудами и контрастностью проявления положительных вертикальных движений, от 140 до 230 и, в отдельных случаях, до 270 м.

В отличие от неотектонического фактора, разрез мелового НГК, литофациальный тип ловушек УВ и количество резервуаров на выявленных здесь месторождениях значительно отличаются. В Танамской зоне, в отличие от соседнего Малохетского НГР, где в сводовой части вала отсутствуют почти все резервуары за исключением нижнехетского, а на остальной территории нет суходудинского, распространены все резервуары разреза МНГК. Еще одной отличительной чертой является формирование песчаных отложений разреза в различных фациальных условиях. Эти особенности отразились и на карте толщин отложений нижнехетской и суходудинской свит.

В пределах Соленинско-Малохетского мегавала Южно-Соленинскому, Мессояхскому, Зимнему, Горчинскому и Нижнехетскому поднятиям отвечают узкие, сложной конфигурации (палеопротоки?) или изометричные небольших размеров зоны, где мощность отложений нижнего мела относительно увеличена не более чем на 25-50 м. На Малохетской и Долганской площадях в палеорельефе также выделяются небольшие по площади понижения, но в новейший тектогенез они испытывали относительное опускание. На Семеновской, Точинской и Суходудинской структурах таких депрессий нет, они расположены в переходных зонах, но, в отличие от вышеуказанного примера, они характеризуются средней степенью активизации положительных новейших вертикальных движений. Т.е., если есть участок, где развивается коллектор и соответственно покрывки над ним, который на заключительной стадии кайнозоя испытал активный дифференцированный подъем, там мы имеем на сегодняшний момент промышленные залежи УВ.

Исходя из этих положений, с учетом степени активизации в новейший этап, в пределах мегавала выделено более 10 прогнозных ловушек УВ. Наибольший интерес из них представляют:

- Гребневая (6), расположенная на крайнем северо-востоке площади на северном склоне гряды и связанная с фациями дельты или конусом выноса, возможно, в отложениях суходудинской свиты (по аналогии с Северо-Песчаной прогнозной ловушкой, которая подтверждена также поверхностной геохимической съемкой);

- Верхнемуксунихинская (9) выделенная южнее, где в палеорельефе нижнего мела выделяется узкая долина, четко фиксируемая в неотектоническом плане, как схожая по конфигурации и направлению положительная зона;

- южная часть Малохетского поднятия (14) и Левинская (15) занимающие центральное положение между нижнехетской, малохетской, точинской и долганской площадями. На карте толщин нижнемеловых отложений им отвечают узкие извилистые зоны увеличенных толщин, связанные, возможно, соответственно с палеодолиной (протокой) и вдольбереговым баром, на неотектонической – унаследованные локальные поднятия, высокой интенсивности (структурные и структурно-литологические ловушки);

- Южно-Турковская (17) и Северо-Мессояхская (18) располагаются вдоль северного склона палеоподнятия в его нижней и верхней части и увеличенные толщины отложений связаны здесь, вероятно, с развитием вдольбереговых баров. В неотектоническом плане им отвечают локальные поднятия, протягивающиеся согласно простиранию ловушек, с относительными амплитудами не менее 30 м.

- Сопочная ловушка (19) выделена в основном по относительно увеличенным (не менее 50 м) толщинам нижнемеловых отложений, имеет в плане удлиненную форму и простирается согласно с палеоподнятием. Она расположена к северо-западу от Мессояхского месторождения и в неотектоническом отношении имеет среднюю степень активизации;

- Семеновская группа ловушек (20) названная по одноименной структуре, но которая не попала в эту группу по причине, приведенной выше. Они расположены в центральной, наиболее активной в неотектоническом отношении, части Малохетского вала. Здесь открыта мелкая по запасам газовая залежь в нижнехетском резервуаре (Зимнее месторождение). По результатам проведенных исследований прогнозируется ее продолжение к северу, где наблюдается схожая картина по толщинам продуктивных отложений и в неотектоническом плане. По приуроченности ее к структурному плану как суходудинского, так и нижнехетского горизонтов, здесь возможно ожидать структурно-литологические разобщенные залежи, что подтверждается также суммарными мощностями вышеуказанных горизонтов. Наличие на Зимнем месторождении только одного, самого нижнего в меловом НГК резервуара, а также небольшие запасы газа, вероятно, объясняются максимальной для всего этого района интенсивностью новейшего тектогенеза. К югу и западу от Зимнего месторождения прогнозируются еще две, не-

большие по площади ловушки, но, вероятней всего, они имеют другую литофациальную природу;

- Южно-Горчинская ловушка (23) выделяется в верхнем течении р. Варнгэяха, как активный неотектонический элемент, занимающий выгодное в неотектоническом и структурном плане положение (площадка градиентной унаследованной ступени и соответственно структурный мыс). В палеоплане здесь выделяется слабо изогнутая вдоль склона поднятия депрессия, в западной части которой наблюдается изометричное понижение с относительно увеличенной мощностью осадков нижнего мела более 100 м. На расположенном к северо-востоку Горчинском и северо-западу Мессояхском месторождениях газовые залежи связаны с долганско-верхнеяковлевским резервуаром и нефтяная на горчинской площади – с нижнехетским. На прогнозируемой Южно-Горчинской ловушке возможно ожидать залежи многопластовые, приуроченные к песчаным коллекторам баров или валов.

На Танамской террасе прогнозируется Западно-Казанцевская (12) ловушка в пределах контрастно выраженного в толщинах нижнемеловых отложений и неотектоническом плане участка, расположенного между Ушаковским и Казанцевским месторождениями.

Надым-Тазовская синеклиза.

Наибольшее количество прогнозных ловушек предполагается здесь в пределах Большехетской крупной структурной террасы, площадь которой по отношению к меловому комплексу значительно увеличена в северо-западном направлении.

В Пендомаяхской крупной впадине выявлено достаточно много депрессионных зон, имеющих часто рукавообразную форму и небольшие размеры и в той или иной степени активизированных в новейший тектонический этап как поднятия. Здесь необходимо выделить на севере района Малосякутахскую (24) и расположенную к югу зону, имеющую простираение согласное склону палеоподнятия и относительно увеличенные мощности осадков 25-50 м. Следует отметить, что ее наиболее погруженная, западная часть, в новейший тектогенез испытала относительное опускание (унаследованная депрессия), поэтому в границы ловушки не вошла. Малосякутахское новейшее поднятие имеет относительное превышение более 20 м, что для унаследованной впадины является достаточно контрастной структурой.

На восточном борту впадины выделяется Северо-Вадинское (35) новейшее поднятие с относительным превышением более 30 м, которое вытянуто в северо-западном направлении и которому в плане отвечает рука-

вообразная зона увеличенных мощностей шириной около 3-4 км, при суммарной длине рукавов около 30 км. Здесь песчаные коллектора могут быть связаны с приливно-отливными песчаными грядами, размеры, форма, расстояние между ними и направления которых соответствуют современным грядам, развитым в мелководных морях (Обстановки осадконакопления..., стр.293-296, Х. Реддинг, 1990 г)

В пределах Большехетской структурной террасы расположены Тагульское, Лодочное и Сузунское месторождения УВ. Как и рассмотренным выше месторождениям Танамской террасы и Мессояхско-Малохетской гряды в палеоплане по отложениям нижнего мела им отвечают различной формы депрессии. Увеличенные толщины отложений могут быть связаны там с развитием баров (Сузунское месторождение, где четко прослеживается открывающееся к северу и югу понижение, простирающееся вдоль палеоберега), островов (небольшая внутришельфовая мульда, Тагульская площадь) и т.д.

На Сузунском валу прогнозируется залежь в его северной части между Тайкинской и Токачинской структурами, где в неотектоническом плане он сместился на запад. Здесь по отложениям нижнего мела вдоль палеомыса прослеживается на расстояние около 50 км (при ширине до 5-7 км) вдоль береговой бар, в плане с которым точно совпадает положительная неотектоническая зона. Вышеуказанным структурам в палеоплане также отвечает депрессионные зоны, но в новейший тектонический этап они испытали относительное опускание (инверсионные структуры).

На Лодочном валу наиболее перспективные участки располагаются на его северном окончании (Северо-Ванкорское поднятие, 44), а также на западном (Западно-Лодочное, 49) и южном продолжении Лодочной структуры, и южном (Южно-Тагульское, 54), и западном - Тагульской.

Вдоль границы между Пендомаяхской впадиной и Большехетской структурной террасой в палеотектоническом плане на кровлю суходудинской свиты выделяется несколько крупных депрессионных зон в основном рукавообразной и удлиненной формы. В неотектоническом плане граница между этими элементами представляет собой уступ, в верхней части которого (на площадке) и располагаются данные зоны. В этом отношении они занимают выгодное положение с позиций перспектив нефтегазоносности и характеризуются интенсивными дифференцированными движениями. В плане они почти все в точности повторяют зоны новейших поднятий, и именно эти участки, где мощность отложений нижнехетской и суходудин-

ской свит увеличена не менее чем на 25-30 м, что мы имеем и на карте толщин малохетской и яковлевской свит, рекомендуются как прогнозные ловушки УВ. Они располагаются в наиболее погруженной части палеобассейна, ориентированы согласно палеоберега, и их образование может быть связано с формированием баров, приливно-отливных гряд, возможен комплекс фаций дельт и т.д. В любом случае, их плановое положение и положительные новейшие зоны совпадают, что мы имеем на всех открытых здесь месторождениях. Данные прогнозные ловушки связаны со структурным планом нижнемеловых отложений и вероятней всего на этих участках, возможно, ожидать структурно-литологические залежи УВ.

На востоке Большехетской структурной террасы располагается система унаследованных в позднекайнозойский тектонический этап впадин и более мелких депрессий и заливов, по склонам которых, а в отдельных случаях в пределах днищ, наблюдаются новейшие дифференцированные поднятия. Здесь следует выделить Осетровую (51) и Малохетскую (69) зоны, как наиболее крупные как в палео-, так и неотектоническом отношении участки, перспективные на обнаружение структурных и структурно-литологических залежей УВ.

Сидоровская структурная терраса.

Она располагается на крайнем юго-западе территории и в ее пределах наиболее интенсивным подъемом в новейший тектонический этап характеризуются Современская и Западно-Сидоровская неотектонические структуры. В палеотектоническом плане (особенно по отложениям неокома) им отвечают крупные депрессии, в структурном отношении по кровле суходудинской и подошве нижнехетской свит на этих участках выделяется ступень.

Приенисейская моноклиза.

По отложениям мела территория Пакулихинской моноклинали Приенисейской моноклизы попадает в малоперспективные земли IV категории. Здесь возможно ожидать небольшие залежи только на крайнем западе структуры, где глубины подошвы нижнего мела составляют не менее -2 км и мощность осадков неокома - не менее 450-500 метров. Такие участки есть в пределах новейшего Верхнетуруханского крупного вала (например, Медвежье поднятие), которому по палеозою отвечает горст, по горизонтам нижнего мела – дифференцированный склон моноклинали.

ГЛАВА 5. КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И ПОВЕРХНОСТНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПРИМЕРЕ ОТДЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДЕЙ СЕВЕРО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Известно, что практически над всеми месторождениями нефти и газа по их контурам или над ними, а также небольшими скоплениями углеводородов, существуют аномальные по концентрациям газов и вторичным изменениям пород зоны. Исследования показывают, что после проведения газогеохимических, атмохимических, литогеохимических и других подобных работ в пределах любой, более или менее перспективной площади на поиски залежей УВ, выявляются поля повышенных концентраций газов, устойчивых во времени или определенных вторичных изменений пород / Червоний Н.П. и др. ф., 1988/. Это относится к любым поисковым методам, основанным на изучении снежного покрова, приповерхностных отложений, приземного слоя воздуха, опробовании водоемов и т. д. (рис. 5.1). Таким образом, основные затруднения связаны с интерпретацией полученных данных, что в отношении геологической среды и многообразия природных явлений, прямо зависит от количества полученных данных, а также применяемых методов /Цыганков, 1967; Стадник и др. 1978/.

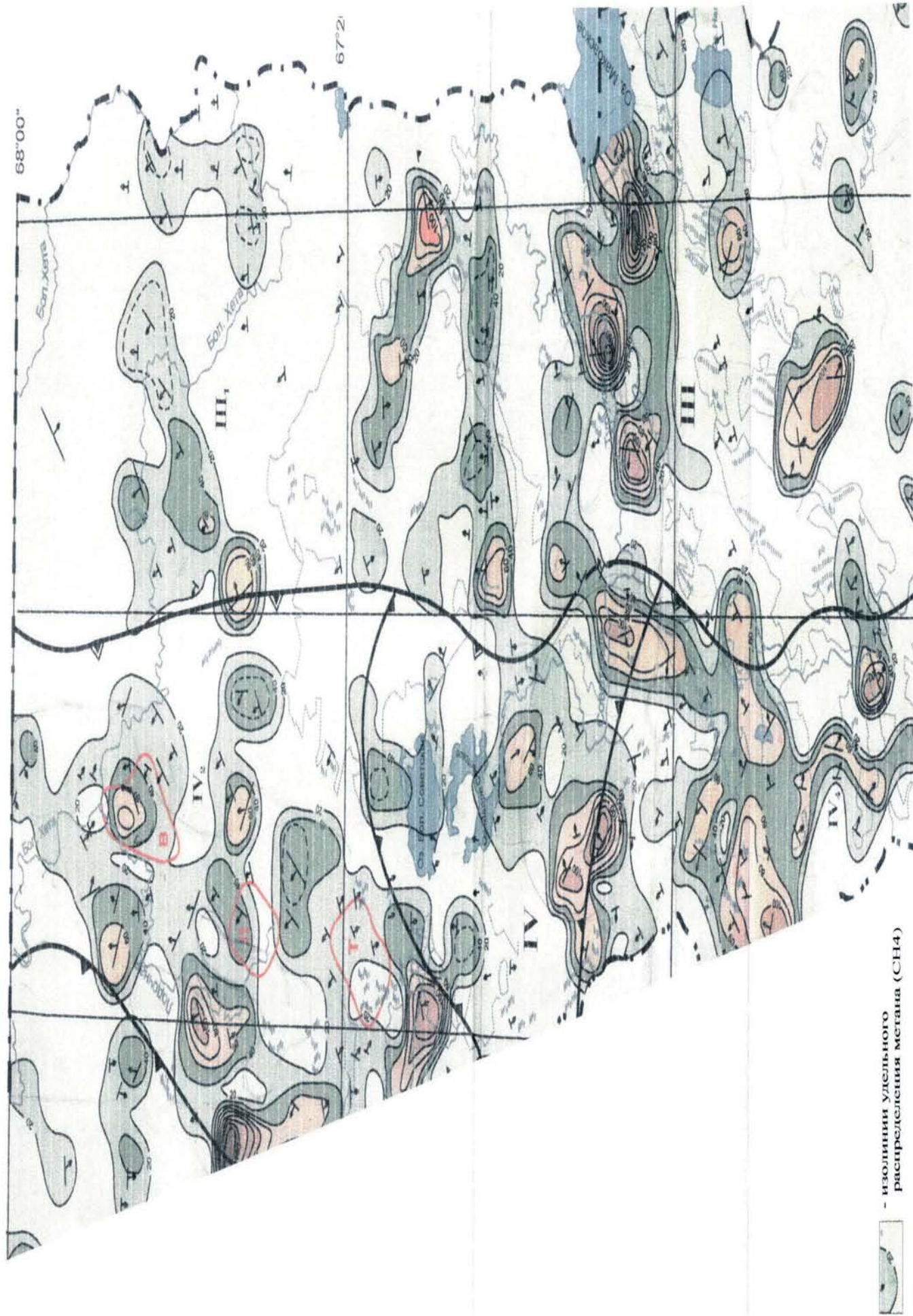
Комплекс газо- лито- гидрогеохимических, фитогеохимических и геологических, в том числе палео- и неотектонических исследований, позволяет не только выявить в снежном покрове, придонных или приповерхностных отложениях газовые ореолы, а также определенные вторичные изменения пород, но и увязать их с глубинными источниками, в нашем случае с ловушками УВ.

Технология поисков нефти и газа при этом включает:

- предварительные палео- и неотектонические, а также геолого-геохимические исследования площади с составлением атласа карт геохимических параметров перспективных отложений (катагенеза ОВ, концентраций $C_{\text{орг}}$ и $B_{\text{хл}}$ и т.д.) и рекомендациями по направлению поисковых геохимических работ;

- комплексную газогеохимическую съемку по приповерхностным отложениям, донным осадкам и снежному покрову с отбором проб на литогеохимические исследования и измерением рН, Еh и температуры среды в точках их отбора и в лабораторных условиях;

- автоматизированную обработку материалов, которая включает в себя один из недавно возникших инструментов для выделения различных



- изолинии удельного
распределения метана (CH₄)

Рис. 5.1 Карта распределения метана северо-восточной части Западно-Сибирской плиты по результатам атмосферических исследований

компонентов карты, а именно технику фрактальной фильтрации, которая позволяет отделить аномалии от фона или извлекать другие значимые характеристики геохимической карты, которая приводится по результатам разработок Филатова В.В. (СНИИГГиМС).

В основе предлагаемой схемы фильтрации лежит модель диффузии газов в реальной гетерогенной среде. Фрактальная структура среды обуславливает соответствующий характер диффузии.

На рис. 5.2 представлены результаты моделирования процесса диффузии флюида. Видно, что в процессе диффузии по графику плотности в среде выделяются области, характеризующиеся различными фрактальными характеристиками



Рис. 5.2. Модель диффузии во фрактальной среде (A. Klemm, R. Metzler, R. Kimmich1).

а) Модель среды и график плотности флюида по мере удаления от источника, б) основные пути миграции флюида

. Именно такую картину (разделения спектра на участки с различной фрактальной размерностью) можно наблюдать при анализе пространственных спектров геохимических аномалий (рис. 5.3).

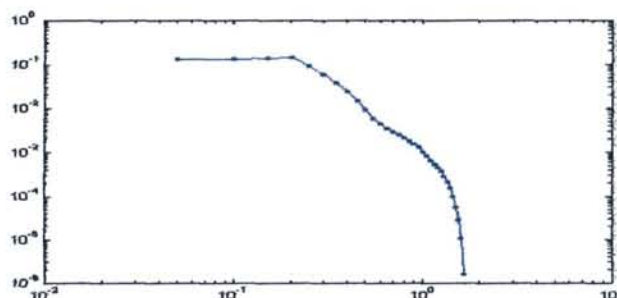


Рис. 5.3. Зависимость энергетического спектра E геохимического поля от пространственной частоты

Такой анализ позволяет выделить области волновых чисел, каждая из которых имеет энергетический спектр, обладающий определенными

фрактальными характеристиками. После перехода в пространственную область с учетом этих характеристик мы получаем области, выделяющие тот или иной компонент геохимической карты, как правило, уже обладающий определенной геологической нагрузкой.

Решением задач новейшей тектоники, в первую очередь на поисковой стадии, является обнаружение зон дифференцированных неотектонических движений, что предполагает выявление не только активизированных положительных, но и отрицательных структур, а также локальных поднятий, характеризующихся унаследованным или инверсионным развитием в позднекайнозойское время.

На стадии детализационных работ, в комплексе с геологическими и палеотектоническими данными, неотектонические исследования позволяют выявить отдельные участки, где возможно формирование сложно построенных структурно-литологических ловушек УВ. Они могут быть связаны с клиноформными телами, конусами выносов (рис.5.4) или корами выветривания палеозойских пород (рис.5.5) и т.д., что в настоящее время является весьма актуальной проблемой.

Подготовка перспективных зон под поисковые геохимические работы и является основной задачей проведенных детальных неотектонических исследований на отдельных площадях на северо-востоке Западной Сибири.

Современные компьютерные технологии, позволяющие максимально использовать и обрабатывать в любом объеме материалы дистанционных и других исследований, дают возможность совершенно на другом уровне подойти к решению проблемы тектонического развития того или иного региона или отдельной площади за последний период геологического развития земли – неотектонический этап, охватывающий время около 25 млн лет для Западной Сибири. Это в свою очередь позволяет максимально приблизиться к реальным относительным деформациям земной коры за неотектонический этап и выделить заведомо перспективные или бесперспективные земли, выполнить локальный прогноз ловушек УВ, в т.ч. неструктурных, и этим значительно сократить объем поисковых геохимических работ.

Газолитогеохимическая съемка по приповерхностным отложениям, донным осадкам и снежному покрову с отбором проб на определение состава сорбированных газов и литогеохимические исследования, а также с измерением pH, Eh и температуры среды в точках их отбора и в

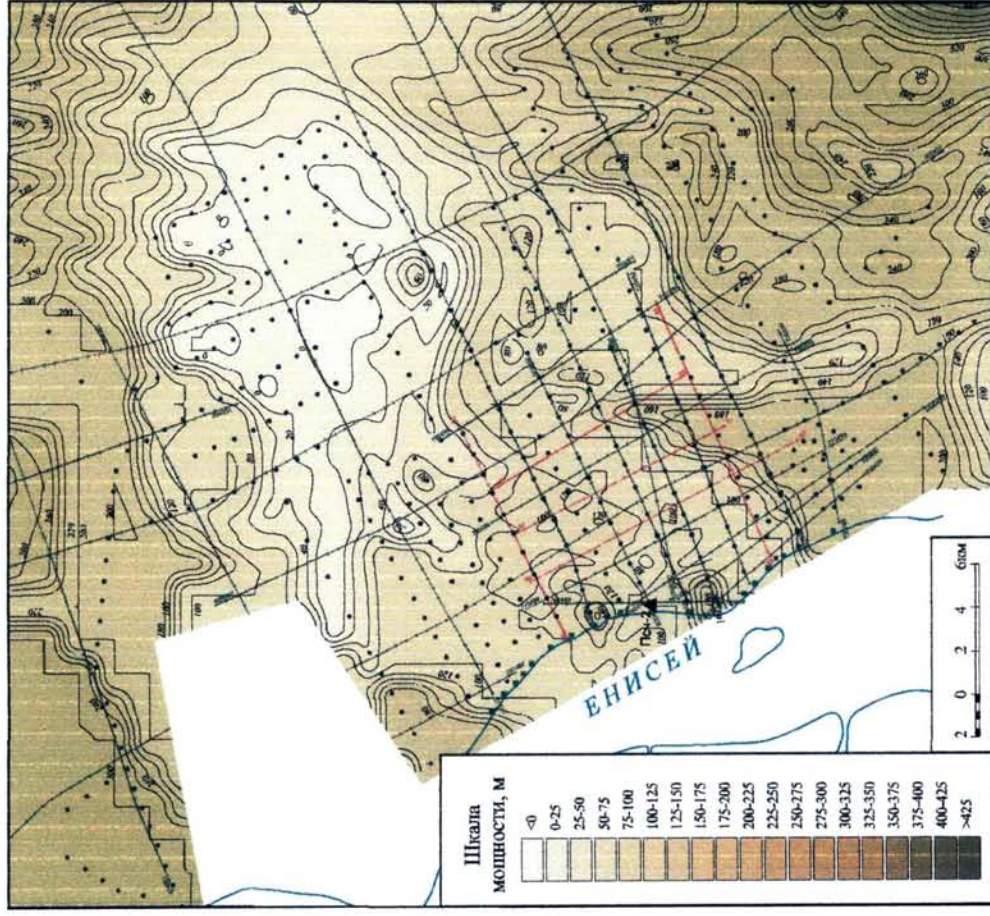


Рис. 5.4а Карта мощности отложений нижнехетской свиты (к.псх)

1 - точки отбора геохимических проб; 2 - скважина глубокого бурения; 3 - профили; 4 - предполагаемые конуса выносов (подводные)

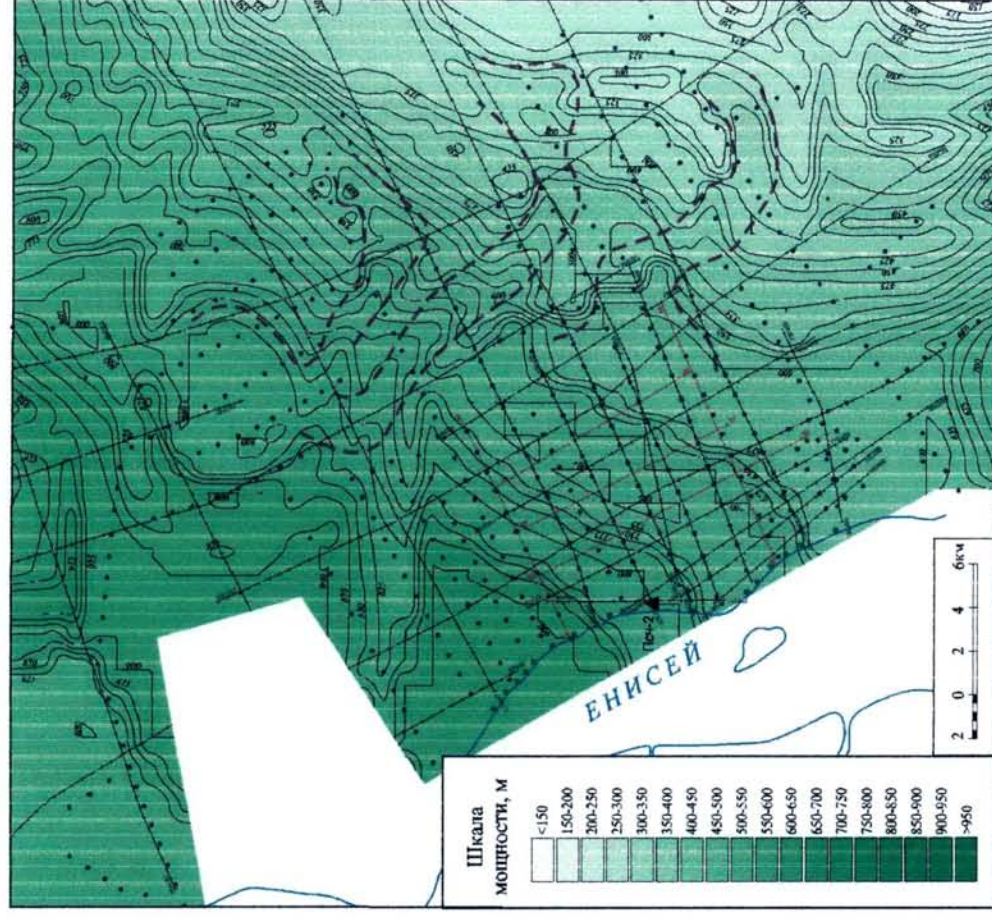


Рис. 5.4б Карта мощности отложений суходудинской свиты (к.сд)

1, 2, 3 - см. рис. 5.4а; 4 - изопахиты отложений суходудинской свиты (к.сд); 5 - предполагаемые конуса выносов (подводные)

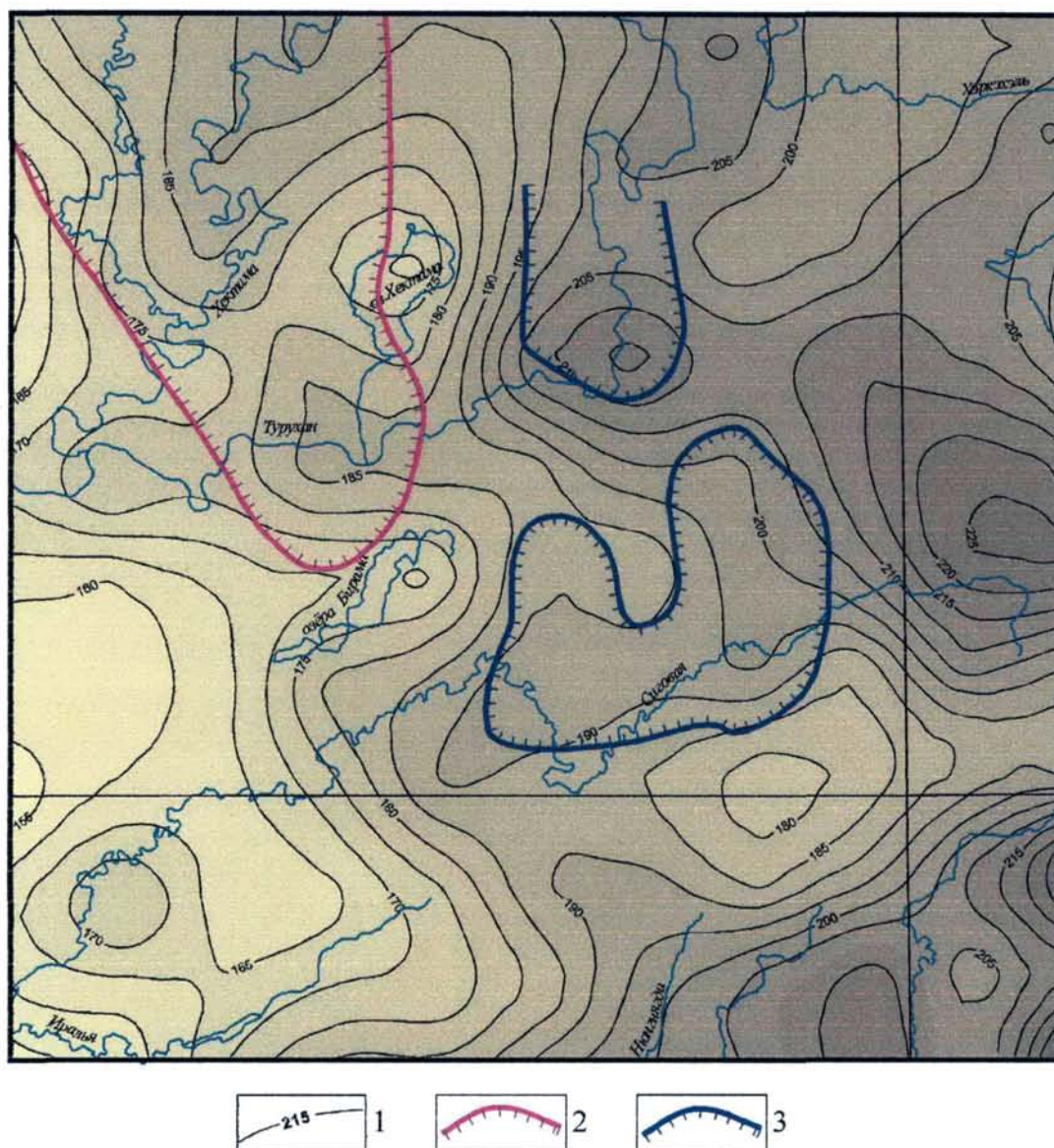


Рис.5.5 Карта новейшей тектоники Маковской площади

1 - изолинии суммарных амплитуд неотектонических движений, м; 2 - зоны развития пластов $СГ_{1-2}$ с элементами литофациального районирования (сиговская свита верхней юры) улучшенных коллекторских свойств; 3 - зоны развития кор выветривания по отложениям Pz и кольцевых структур облекания в средней и нижней юре

лабораторных условиях, осуществляется в СНИИГГиМСе под руководством А.И. Ларичева уже более 10 лет.

В процессе работ с 1993 г. для локального прогноза залежей углеводородов был разработан метод прямых геохимических поисков (патент № 2176407). Он включает в себя литогеохимические исследования подпочвенных грунтов с целью выявления изменений окислительно-восстановительных условий по вторичной минерализации отложений, т.е., обнаружения зон приповерхностного геохимического поля, расположенного над залежами УВ (рис.5.6).

Опыт многолетних работ показывает, что наиболее достоверные результаты получаются в случае проведения съемки по сетке геохимических профилей с отбором проб не реже чем 2×1 км со сгущением в перспективных зонах до 0.5×0.5 км.

В качестве основных газогеохимических показателей оценки нефтегазопродуктивности локальных структур или иных ловушек, принимаются УВГ в составе тяжелых углеводородов или гомологов метана, а также отношения между углеводородными компонентами. Не менее важно, выявление зональности вторичного минералообразования и выяснения эпигенетических условий среды, что дают нам литогеохимические работы. В качестве косвенных показателей используются результаты фитогеохимических исследований, а также определения температур подпочвенных отложений в процессе отбора проб и в лабораторных условиях - рН и Еh образцов, микробиологические исследования воды из снега или поверхностных водоемов.

Ниже приводится опыт проведения соискателем комплексных геолого-геохимических работ в различных фациально-тектонических условиях Приенисейской зоны Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского прогиба.

5.1. Песчаная площадь

В административном отношении территория исследований относится к Таймырскому автономному округу (ТАО). Она находится в северо-восточном районе Западно-Сибирской низменности в пределах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба – территории распространения юрских и меловых отложений (рис. 5.7).

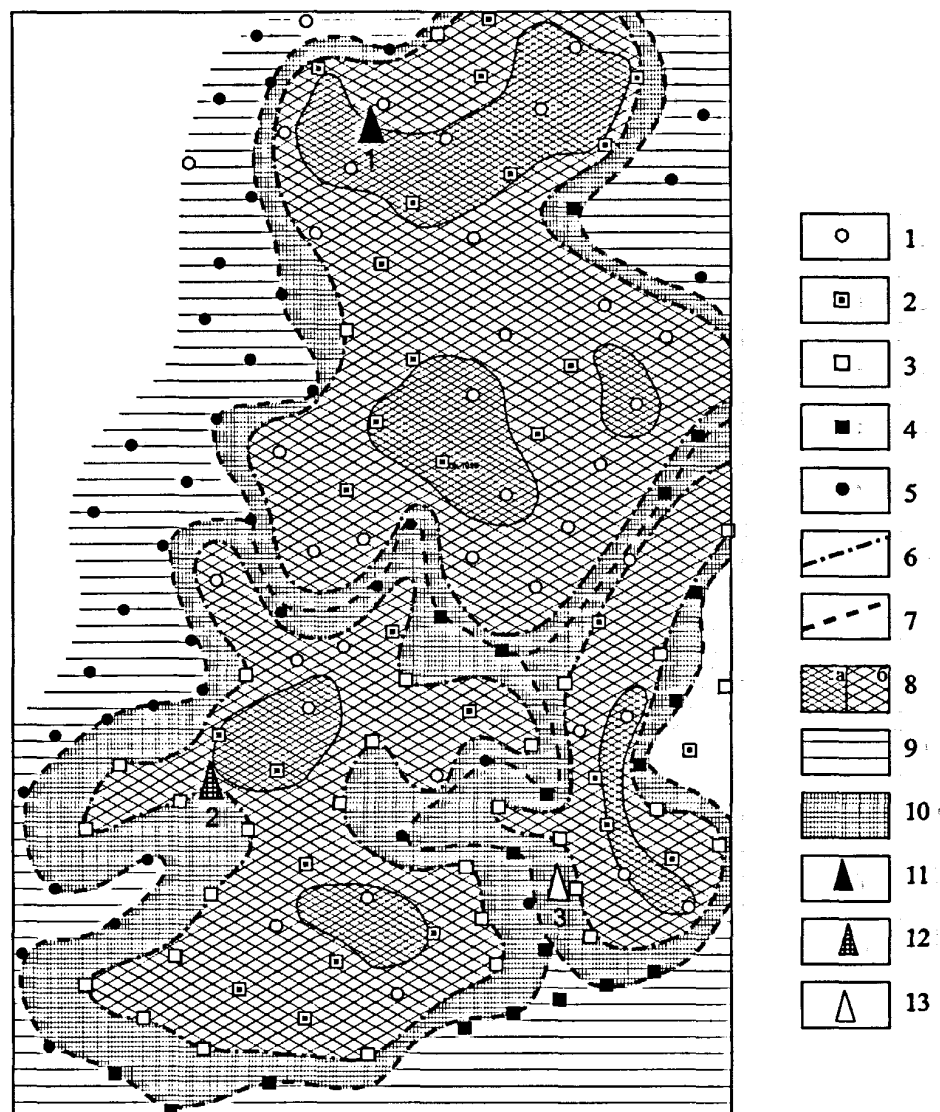


Рис.5.6 Фрагмент поверхностного геохимического поля нефтегазоносного участка

Точки отбора проб в зонах с изменением пород вторичными процессами под влиянием УВ и сопутствующих газов: 1 - слабого карбонатообразования (КГИ для Са I 300.68 нм = 0.11 - 0.22) в условиях стрессового состояния системы, 2 - умеренного карбонатообразования (КГИ для Са I 272.16 нм = 0.22) в условиях слабого теплового поля, 3 - интенсивного карбонатообразования (КГИ для Са I 272.16 нм = 0.33) в условиях спин-спинового ($s = -1/2$) взаимодействия; точки отбора проб в зонах отсутствия залежи: 4 - с интенсивным карбонатообразованием в условиях бактерицидного окисления (КГИ для Са I 272.16 нм = 0.5) и подтока углекислого газа на границе залежи, 5 - с отсутствием вторичных процессов изменения пород (КГИ для Са I 300.6 нм = 0.67 - 1.0; линии границ залежи: 6 - внутренней (геохимический барьер), 7 - внешней (биохимический барьер); зоны, обусловленные значениями КГИ для кальция: 8 - восстановительного эпигенеза в контуре залежи (в результате: а - стрессового состояния системы, б - умеренного теплового поля), 9 - окислительного эпигенеза, 10 - границы залежи (зона ВНК); пробуренные скважины: 11 - продуктивная нефтяная, 12 - с притоком воды, 13 - без притока.

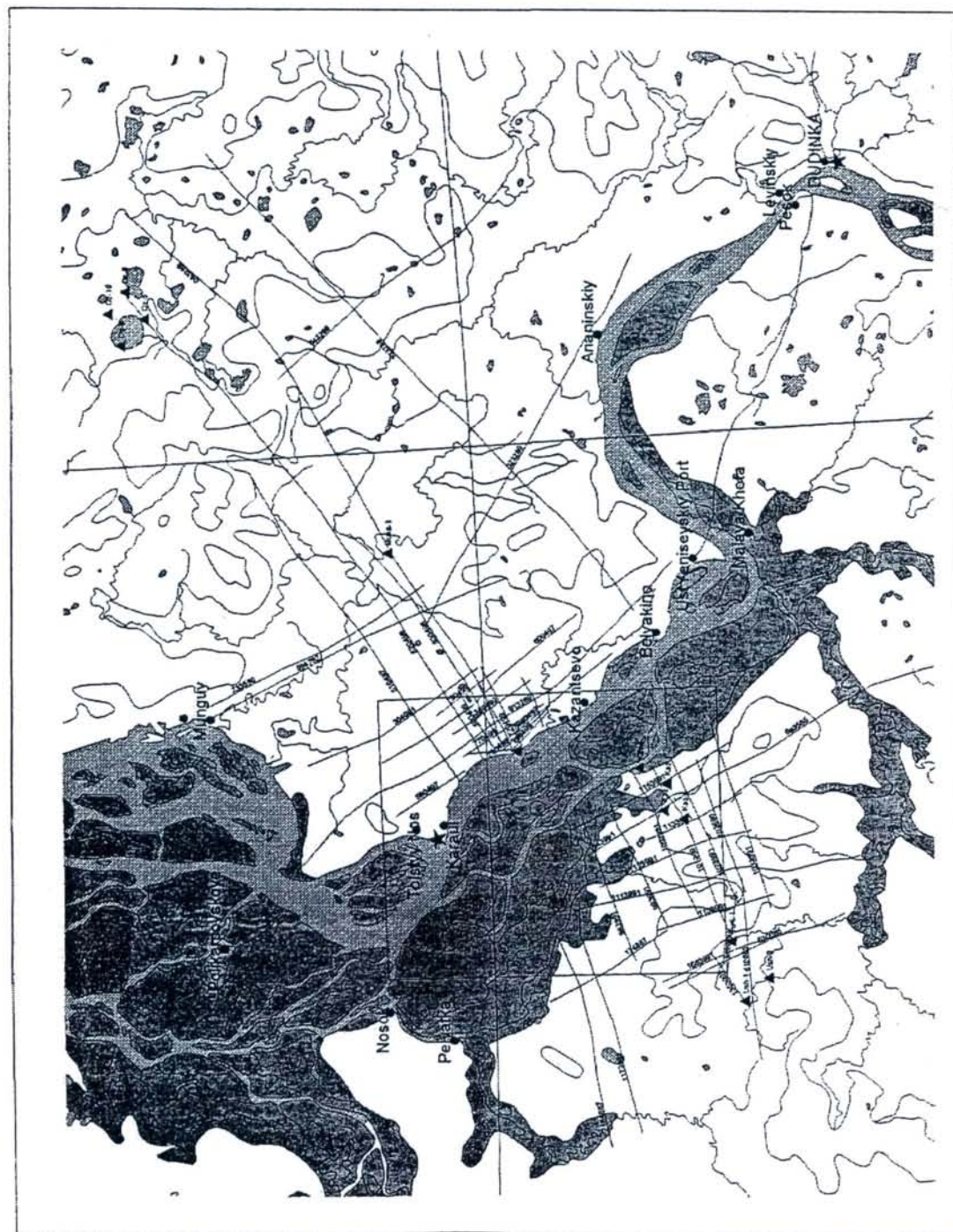


Рис.5.7 Песчано-Казанцевский конкурсный блок.
Fig.5.7 Peschano-Kazantsevsky tender block

Основными задачами работы являлись:

- комплексный неотектонический и палеотектонический анализ;
- проведение поисковых геохимических работ в пределах выделенной по сейсмическим данным Песчаной структуры;
- аналитическая обработка образцов пород и проб;
- составление карт геохимических аномалий с выделением прогнозных ловушек УВ.

Для выполнения поставленных задач на предварительной стадии были проведены на площади около 2500 км² комплексные неотектонические исследования с целью более рационального размещения геохимических профилей. По их результатам сводовая часть Песчаной структуры претерпела в постнеогеновое время инверсионное развитие, что неблагоприятно сказалось на перспективах ее нефтегазоносности. Но, при этом, за ее пределами выделились две крупные новейшие, дифференцированные зоны – Северопесчаная и Тарыхская, где дополнительно была проведена газолитогеохимическая съемка.

В период полевых работ было отобрано 400 образцов подпочвенных отложений, 21 образец газа методом ворошения придонного слоя водоемов и более 100 фитогеохимических (листьев карликовой березы) проб из которых более 2/3 взято в пределах Песчаной структуры.

Газогеохимическая съемка выполнялась на сети профилей, плотностью соответствующей масштабам итоговых карт. Отбор проб на профилях проводился через 1000 метров, в отдельных случаях (на Песчаном поднятии) через 700 метров. Лито- и газогеохимические многопрофильные работы выполнены в летнее и осеннее время. На профилях выкапывались шурфы (или закопушки) с расчетом вскрытия подпочвенных осадков, расположенных ниже зоны поверхностного газообмена (1.2-1.5 м). На местах развития вечной мерзлоты обычно проходится только активный слой (0.4-0.5 м). Из шурфов отбирались пробы подпочвенных отложений, которые упаковываются в плотные целлофановые мешки. Здесь же замерялась температура в нижней части закопушки.

После завершения полевых работ пробы подпочвенных осадков высушиваются до постоянного веса и измельчаются до фракции размерностью 0.2 - 1.0 мм. После этого они поступают в лаборатории - химико-спектральную и газовой хроматографии, где определяются породообразующие окислы и микроэлементный состав осадков, свободные и сорбированные газы.

Микроэлементный и химический состав осадков определяется химико-спектральными и атомно-адсорбционными методами.

Литогеохимические исследования осуществлялись на основе метода, разработанного в спектральной лаборатории СНИИГГиМС - диагностики генезиса минералов (ДГМ). Он основан на использовании концентраций основных породообразующих элементов в образцах почвенных отложений, определенных двумя видами анализа: ПКСА - приближенно-количественного спектрального на основе раскрытия валентных связей элементов /Малюшко, 1987/ и химического. На одном из этапов исследования сравнение результатов двух методов позволяет вычислить коэффициенты генетической информации $KGI = C_{ист} / C_{рп}$, где $C_{ист}$ - истинная, $C_{рп}$ - ориентировочная (определенная спектральным методом) концентрация информативного элемента. Как показала практика, значения КГИ связаны с особенностями строения кристаллических структур минералов, входящих в состав исследуемых пород и формирующихся из одних и тех же компонентов (ионный и анионный состав) в различных термодинамических (Т, Р), щелочно-кислотных (Ph) и окислительно-восстановительных (Eh) условиях среды. Полученные значения коэффициентов генетической информации сравниваются с табличными, которые были установлены ранее, в результате многолетнего изучения горных пород, минералов, торфов, почв различного состава и генезиса. При определении табличных значений КГИ использовался комплекс методов: минералогический, химический, рентгено-структурный, рентген термолюминесцентный и спектральный на основе раскрытия валентных связей элементов, в результате чего установлено, что значения КГИ являются показателями условий образования (генезиса) минералов /Малюшко, 1985/.

5.1.1. Комплексные неотектонические и геохимические исследования

В результате дифференцированных неотектонических движений и, особенно, на последнем, плейстоцен-голоценовом этапе, в рассматриваемом районе было сформировано несколько поднятий и опусканий с амплитудами соответственно 180-200 и 110-140 метров (рис. 5.8). Различия в характере, направленности и интенсивности проявлений новейшей тектоники сформировали резко дифференцированный неотектонический план, который достаточно четко отразил внутреннее строение юрско-меловых отложений (рис. 5.9).

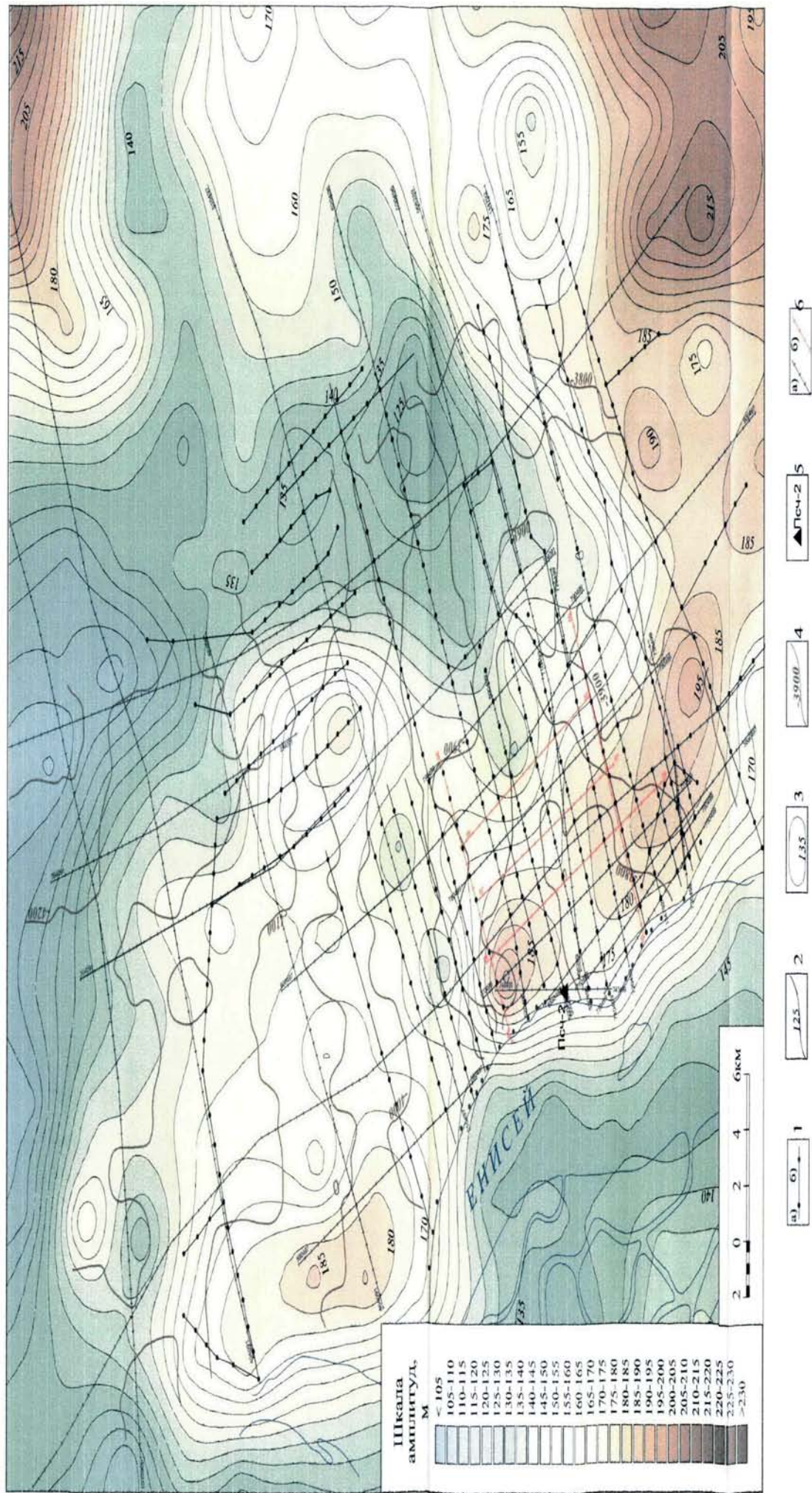


Рис.5.8 Карта новейшей тектоники Песчаной площади.

1 - профили с точками отбора геохимических проб; а) подпочвенных отложений, б) газовых; 2 - изолинии суммарных амплитуд неотектонических движений, м; 3 - локальные неотектонические поднятия; 4 - изогипсы горизонта 26, м; 5 - скважина глубокого бурения; 6 - профили: а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г.

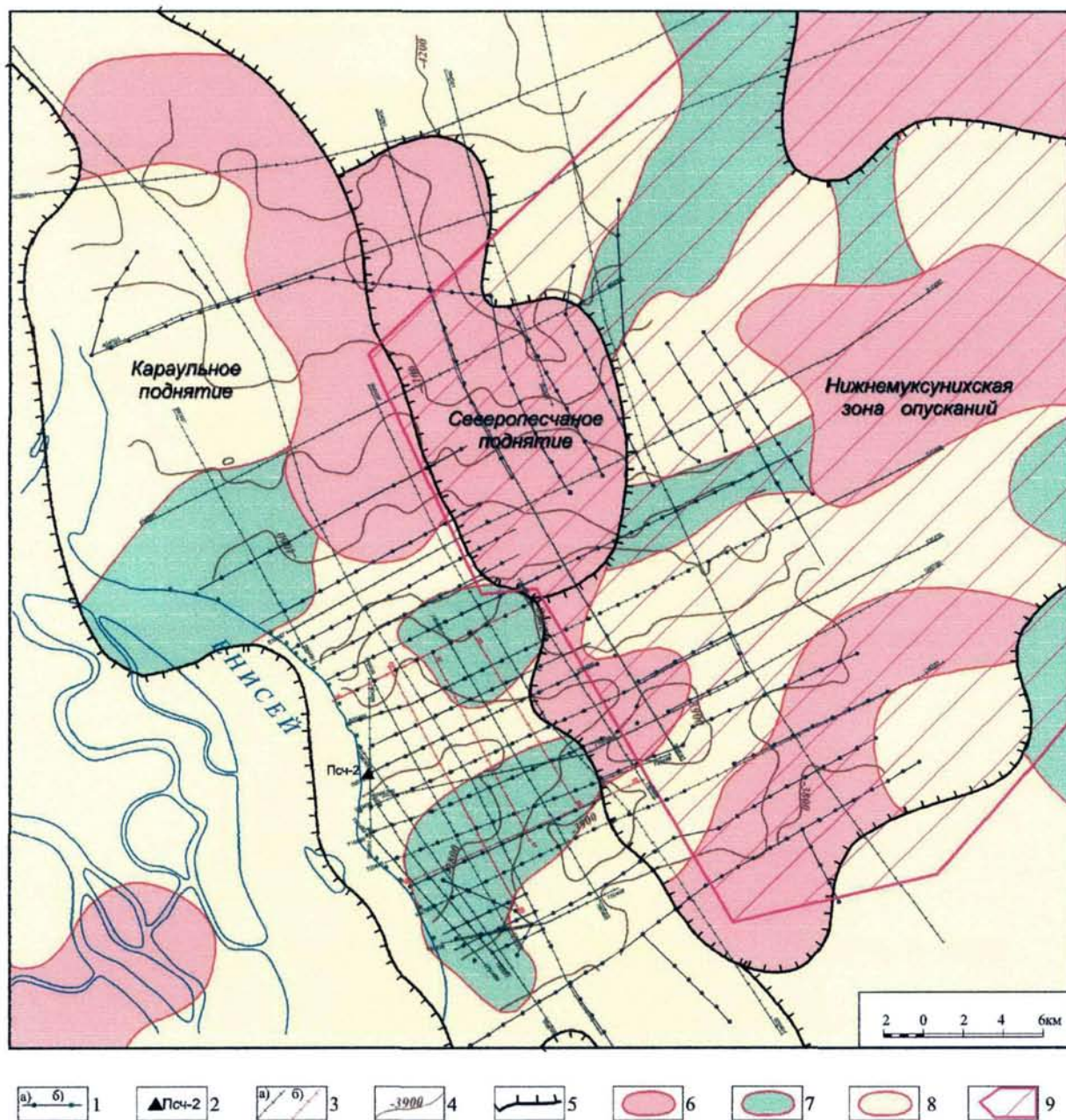


Рис.5.9 Схема неотектонического районирования с рекомендациями по направлению геохимических работ

1 - профили с точками отбора геохимических проб: а) подпочвенных отложений, б) газовых;
 2 - скважина глубокого бурения; 3 - профили: а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г.; 4 - изогипсы горизонта 2б, м; 5 - границы неотектонических элементов III-го порядка; категории перспективных земель по неотектоническим данным (направление поисковых геохимических работ): 6 - I категории (первоочередные объекты), 7 - II категории, 8 - малоперспективные; 9 - рекомендуемое направление детальных геохимических и геофизических работ с целью поисков структурно-литологических ловушек УВ

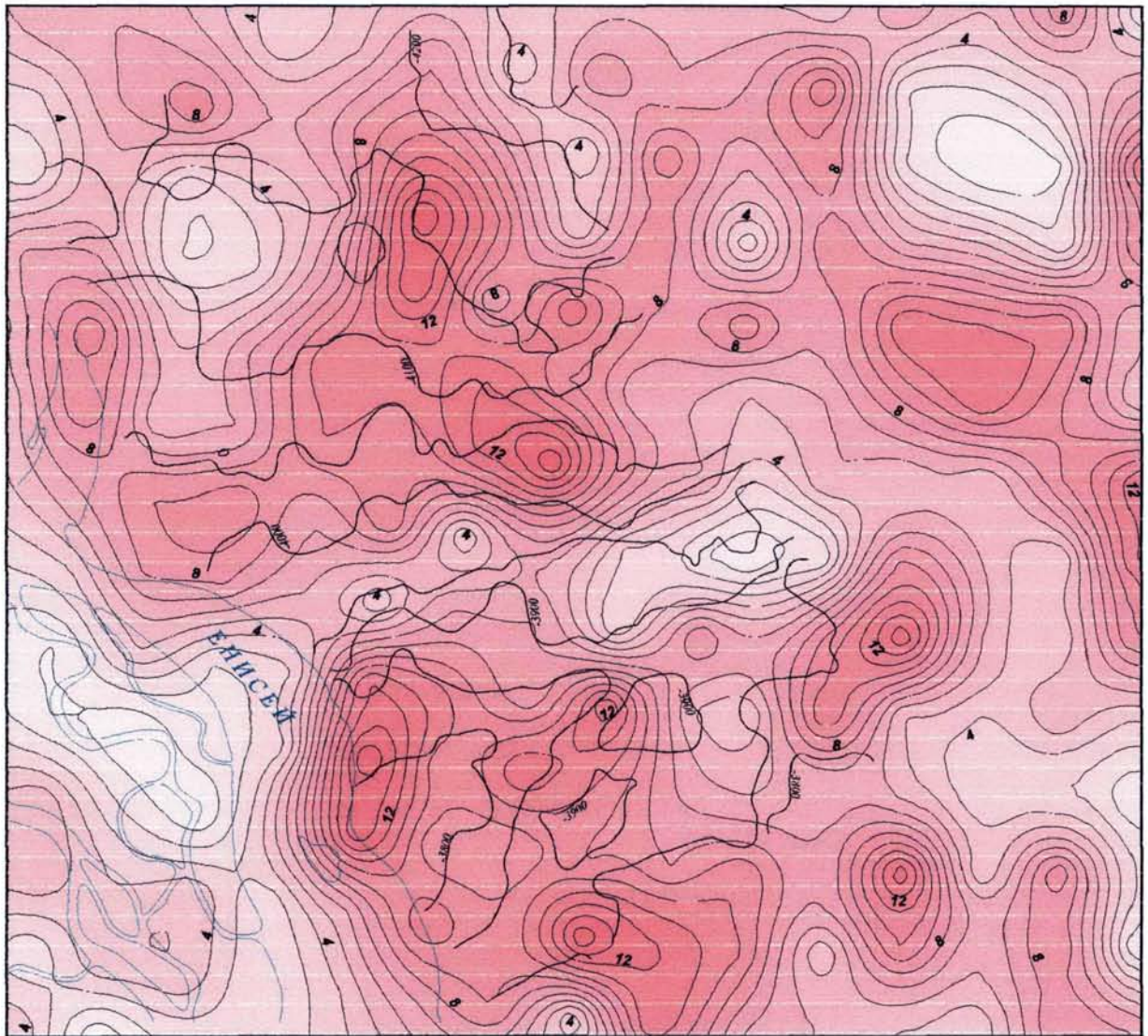
В центральной части и на юго-востоке района находятся две крупные депрессионные зоны. Им по основным горизонтам меловых отложений отвечает, в первом случае, крупный структурный залив, во втором – юго-восточный борт Западно-Носковской мезовпадины, переходящий в этом направлении также в структурный залив.

Центральная депрессия или Нижнемуксунихинская зона относительных опусканий по всему периметру оконтуривается поднятиями с суммарными амплитудами 160-180 м. В ее наиболее погруженной части они не превышают 110-130 метров.

Положительные неотектонические структуры обособляются на два участка, которые располагаются вдоль западного и юго-восточного бортов депрессии. Подобная картина наблюдается и на карте плотности линейной сети (рис. 5.10), где максимальное количество тектонических нарушений, выделенных по ландшафтным признакам, приурочивается именно к этим зонам. Кроме этого, вдоль правого берега р. Енисей выделяется группа локальных новейших поднятий (Караульное поднятие), которые образуют положительную линейную зону северо-западного направления с суммарными неотектоническими амплитудами более 190 метров. По подошве нижнего мела здесь наблюдается структурный мыс, по другим, более высоким горизонтам (кровле малохетской и долганской свит) – отдельные положительные структуры. На карте тектонических нарушений Караульной зоны и, особенно, в районе Песчаного поднятия, отвечают дифференцированные участки с высокими и максимальными значениями удельной плотности линейных элементов. Следует обратить внимание на приуроченность к долине р. Енисей изолиний неотектонических амплитуд, линейной сети, а также на резко высокие их градиенты именно в сторону последней. Вероятно, это связано с блоками фундамента, контролируемые глубинными разломами, что весьма характерно для этого района, где наблюдается сочленение крупных разнонаправленных структур /Седов В.Н., 1969 г./.

На северо-востоке территории в неотектоническом плане устанавливается контрастный структурный мыс с амплитудами более 220 метров. В рамки карты он входит лишь незначительной частью, но по данным региональных исследований имеет продолжение дальше, в сторону Пайяхской структуры. По основным горизонтам осадочного чехла ему отвечает подобная структура.

И, наконец, юго-восточная часть района примыкает к крутому склону Мессояхско-Малохетской гряды. Изолинии новейших амплитуд почти в



Шкала
плотности,
км/4км²

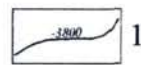
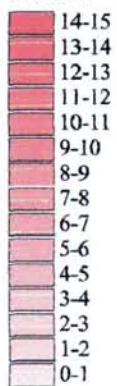


Рис.5.10 Карта плотности тектонических нарушений, выделенных по результатам дистанционных исследований (Песчаная площадь)
1 - изогипсы горизонта 26, м

точности повторяют здесь структурный план основных отражающих горизонтов меловых отложений. Т.е., в местах отрицательного изгиба изогипс в неотектоническом плане мы имеем либо опускание, либо залив, структурным мысам или склонам отвечают подобные же неотектонические элементы или локальные поднятия.

Песчаное поднятие в неоген-четвертичное время характеризовалось достаточно сложным тектоническим развитием. Наиболее интенсивные, положительные движения наблюдались в пределах его северного и южного склонах, сводовая же часть структуры претерпела относительное опускание. Подобная картина отмечается и на карте плотности линеаментной сети, где максимальное и минимальное количество нарушений приурочено соответственно к тем же участкам.

В результате пликативного и дизъюнктивного структурообразования новейшего этапа, в какой-то степени связанного с блоками фундамента, в рассматриваемом районе сформировался, как указывалось выше, резко дифференцированный неотектонический план. Он отразил основные структурные элементы меловых отложений. При этом в большинстве своем они оказались активизированными в позднекайнозойское время, другие претерпели инверсионное развитие. Это положение, а также плотность тектонических нарушений выделенных по ландшафтным признакам, легли в основу разделения Песчаной площади по степени перспективности земель в отношении нефтегазоносности, что прямо связано с направлением дальнейших поисковых геохимических работ (рис. 5.9).

На карте неотектонического районирования выделяются перспективные территории двух категорий и малоперспективные.

К первой категории отнесены участки, расположенные по периметру Нижнемуксунихинской зоны опускания, испытывавшие в неотектонический этап, дифференцированный подъем. Унаследованное развитие в этот период структурного залива, выделяемого здесь по всем основным горизонтам верхней юры и мела, с одной стороны и активизация положительных неотектонических движений с обособлением отдельных поднятий – с другой, создали благоприятные условия для формирования структурно-литологических залежей УВ.

Во вторую категорию входят земли, расположенные как в пределах поднятий, структурных мысов и склонов, так и зон опусканий. Они характеризуются вполне определенным набором параметров, связанных с историей тектонического развития этих участков в неоген-четвертичное время. В

первую очередь, сюда попадают зоны, расположенные в пределах Караульного поднятия и имеющие средние значения плотности линеаментной сети и новейших амплитуд. Категория этого достаточно крупного положительного элемента понижена по двум основным причинам, во-первых, из-за худших условий сохранности возможных залежей УВ и, во-вторых, (в случае латеральной миграции), значительной удаленности от крупных отрицательных структур. Нельзя сбрасывать со счета и приуроченность западного флексугообразного склона рассматриваемой структуры к крутому правому берегу р. Енисей, с чем в любом случае, вероятно, связаны вышеуказанные причины. В наиболее пониженной части Муксунихинской депрессии наблюдаются небольшие приподнятые участки с незначительными градиентами амплитуд и повышенными значениями плотности тектонических нарушений, которые также отнесены к землям второй категории. В эти условия попадает также крутой восточный склон Мессояхско-Малохетской гряды.

Остальная территория района с учетом обратного соотношения неотектонического плана с основными горизонтами нижнего мела, т.е. инверсии новейших движений, а также при наличии плохих условий сохранности возможных залежей УВ, отнесена к малоперспективным землям. Сюда же попадают участки унаследованных, недифференцированных опусканий.

Геохимические исследования.

Основными материалами, полученными в итоге проведенных комплексных геохимических работ, являлись карты газовых аномалий, литогеохимическая, фитогеохимическая, а также Ph образцов и температуры подпочвенного слоя. На основе их с использованием неотектонической карты, а также структурных и распределения Сорг, Бхл, катагенеза и типа ОВ, построена результирующая карта перспектив нефтегазоносности Песчаной площади.

Статистическая обработка геохимических данных выполнялась с помощью программного комплекса Statistica. Общая характеристика массива приведена в таблицах 5.1-5.3. Распределение значений переменных подчиняется нормальному и логнормальному законам. Выборки по всем переменным достаточно однородны: диапазон значений укладывается в интервал $\pm 3\delta$ (δ - стандартное отклонение), а фоновые значения, выраженные через нормированные отклонения случайной величины от ее математического ожидания, не превышают обычно $\pm 1\delta$. Корреляционный анализ показывает плотную положительную связь между углерод содержащими газами (C_1 , C_2 , CO , CO_2). Это может свидетельствовать, что они поступили из

Обобщенная характеристика геохимического поля в подпочвенном слое на Песчаной площади

Таблица 5.1

Статистические характеристики газов

	Объем проб	Среднее	Медиана	Стандарт	Мин.	Макс.	Доверит. предел		Асимм.	Экспесс
							-95.0%	+95.0%		
CO2	403	4452	3338	4697	401	53058	3991.6	4911.5	4.86	35.9
C2H2	403	36.77	14.93	81.35	0.26	778.35	28.80	44.73	5.64	37.8
C2H6	403	39.19	7.65	119.89	0.00	1194.11	27.44	50.92	6.43	48.9
H2O	403	23065	21899	10885	2777	82737	21999.2	24131	0.85	1.95
H2	403	32.64	12.25	67.60	0.00	763.14	26.01	39.25	5.28	40.6
N2	396	75.13	87.94	43.77	1.63	188.91	70.80	79.45	-0.27	-1.2
CH4	403	80.8	22.6	204.52	0.00	2006.33	60.76	100.82	6.07	45.5
CO	403	517	401.4	509.98	14.01	4021.81	467.07	566.96	3.35	16
Ca	402	0.97	0.85	0.50	0.00	3.67	0.92	1.023	1.70	4.19
Mn	402	1.36	1.29	0.49	0.33	3.40	1.31	1.41	0.73	0.78
pH	199	7.21	7.2	0.58	5.10	9.10	7.13	7.29	-0.78	2.63
T°C	384	2.73	2.4	1.89	0.10	8.70	2.54	2.92	0.84	0.39

Таблица 5.2

Коэффициенты парной корреляции

	CO2	C2H2	C2H6	H2O	H2	N2	CH4	CO	Ca	Mn	pH	T°C
CO2	1	0.74	0.74	0.66	0.87	-0.13	0.80	0.84	-0.14	-0.09	-0.50	-0.22
C2H2	0.74	1	0.99	0.39	0.58	-0.08	0.92	0.86	-0.11	-0.20	-0.47	-0.25
C2H6	0.74	0.99	1	0.36	0.61	-0.08	0.94	0.83	-0.11	-0.19	-0.45	-0.22
H2O	0.66	0.39	0.36	1	0.50	0.13	0.41	0.60	-0.22	0.03	-0.15	0.00
H2	0.87	0.58	0.61	0.50	1	-0.18	0.72	0.67	-0.02	-0.07	-0.46	-0.25
N2	-0.13	-0.08	-0.08	0.13	-0.18	1	-0.12	-0.10	-0.13	0.02	0.16	0.20
CH4	0.80	0.92	0.94	0.41	0.72	-0.12	1	0.89	-0.09	-0.15	-0.46	-0.23
CO	0.84	0.86	0.83	0.60	0.67	-0.10	0.89	1	-0.16	-0.13	-0.47	-0.24
Ca	-0.14	-0.11	-0.11	-0.22	-0.02	-0.13	-0.09	-0.16	1	0.20	0.11	-0.16
Mn	-0.09	-0.20	-0.19	0.03	-0.07	0.02	-0.15	-0.13	0.20	1	0.14	0.08
pH	-0.50	-0.47	-0.45	-0.15	-0.46	0.16	-0.46	-0.47	0.11	0.14	1	0.35
T°C	-0.22	-0.25	-0.22	0.00	-0.25	0.20	-0.23	-0.24	-0.16	0.08	0.35	1

Таблица 5.3

Матрица нагрузок главных факторов (R-метод главных компонент)

	Факторы		
	1	2	3
CO2	0.936	0.000	0.038
C2H2	0.897	-0.074	-0.18
C2H6	0.895	-0.076	-0.17
H2O	0.644	0.429	0.194
H2	0.821	-0.128	0.106
N2	-0.09	0.633	-0.029
CH4	0.931	-0.083	-0.097
CO	0.938	0.019	-0.059
Ca	-0.13	-0.503	0.571
Mn	-0.09	0.083	0.842
pH	-0.35	0.389	0.228
T°C	-0.21	0.653	0.056
Вклад	5.515	1.453	1.215
Доля	0.46	0.121	0.101

единого источника. Азот и металлы (Ca, Mn) отличаются отсутствием каких-либо значимых связей, но со знаком (-). По результатам факторного анализа (R- метод) три первых главных фактора изученной геохимической среды (табл. 5.3) сформированы:

1 фактор – CH_4 , C_2H_6 , $\text{C}_2\text{H}_2 + \text{CO}_2$, CO. Фактор «углеводородный».

2 фактор – N_2 , T° , C, (H_2O). Фактор «атмосферные влияния»

3 фактор – Mn, Ca. Фактор «окислительно-восстановительная обстановка в подпочвенном слое».

Для выделения газогеохимических аномалий использовались данные хроматографического анализа состава газов. Данным методом определялись концентрации CH_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO, CO_2 , H_2 , N_2 , и H_2O .

Коэффициент корреляции между ними очень высокий и достигает величины от 0.75 до 0.95. Исключение составляет азот, у которого он имеет отрицательные значения. Корреляционные зависимости между показателями геохимического поля даны в таблице 5.2. При проведении статистической обработки концентраций используются все определяемые газы. При составлении карт распределения газов применялся этан.

Гистограммы результатов хроматографического анализа природных газов исследуемой площади приведены на рис. 5.11. Это позволяет использовать соответствующие статистические оценки и критерии при дальнейшей работе с газовыми концентрациями.

Как показывает опыт обработки геохимических данных, для определения аномальных значений и для сравнений их между собой по различным показателям использование абсолютных величин концентраций недостаточно эффективно. Поэтому для увеличения отношения аномальных значений концентраций к фоновым применялся коэффициент контрастности, взятый в виде:

$$K_i = (X_i - S) / D;$$

где K_i – коэффициент контрастности в i – ой точке профиля,

X_i – значение геохимического показателя в i – ой точке,

D – стандартное отклонение показателя по площади,

S – среднее значение показателя по площади.

Учитывая высокую корреляцию между газовыми показателями, был выбран однокомпонентный коэффициент контрастности. Он является безразмерной величиной, соответствующей характеру распределения вещества в породе. Используя это свойство, были построены сводные профили по всем геохимическим показателям (рис. 5.12).

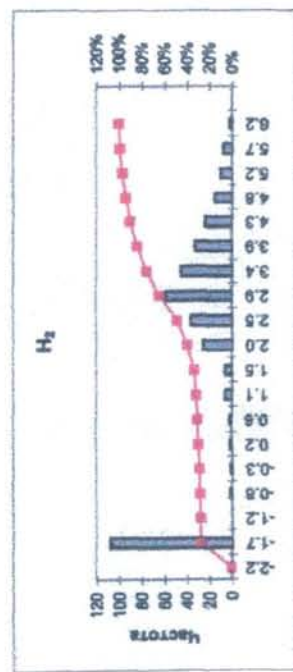
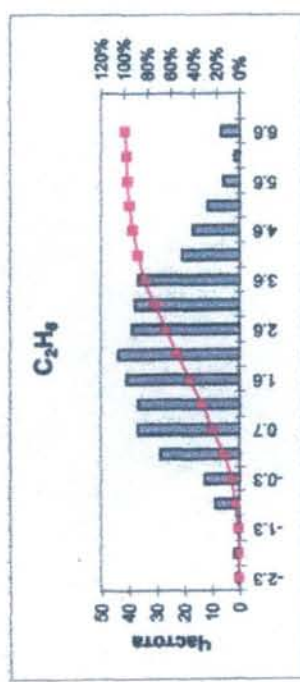
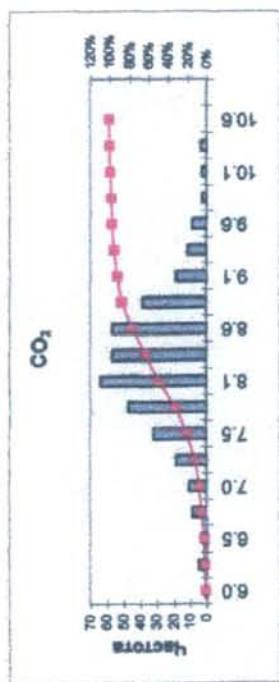
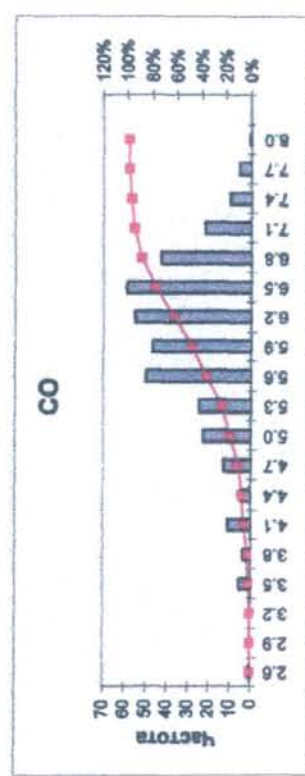
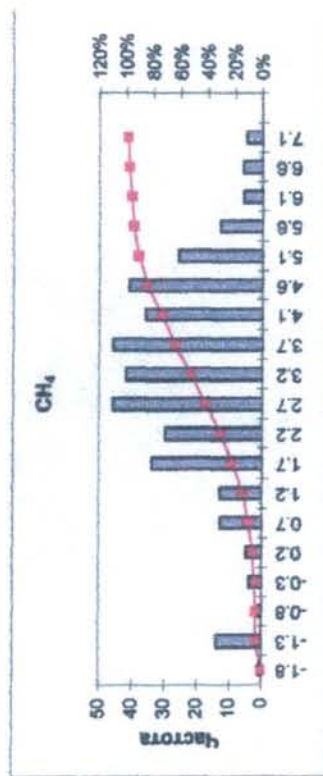
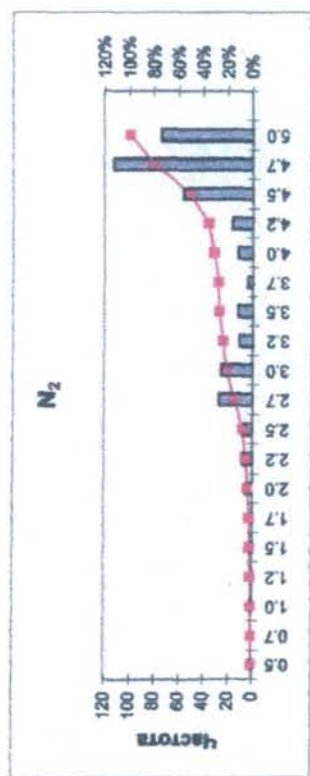


Рис. 6.11 Распределение концентраций газов сорбции подпочвенными отложениями на Песчаной площади (в логарифмическом масштабе)

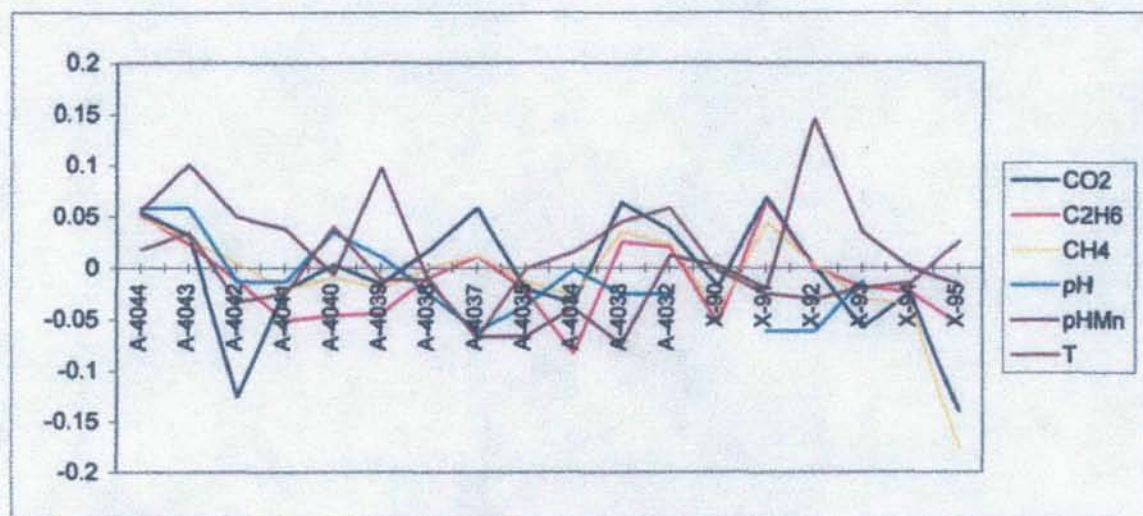
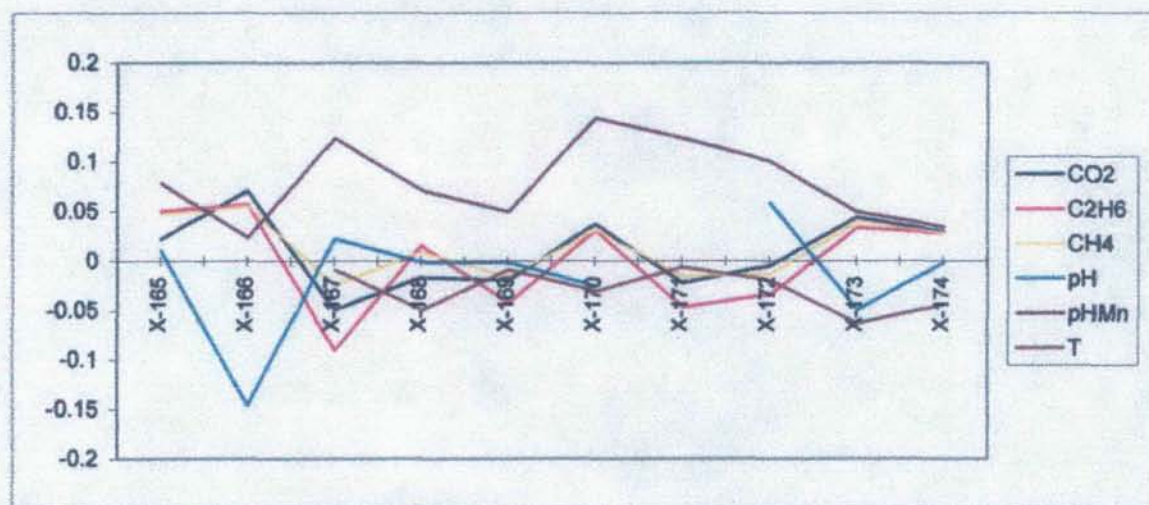
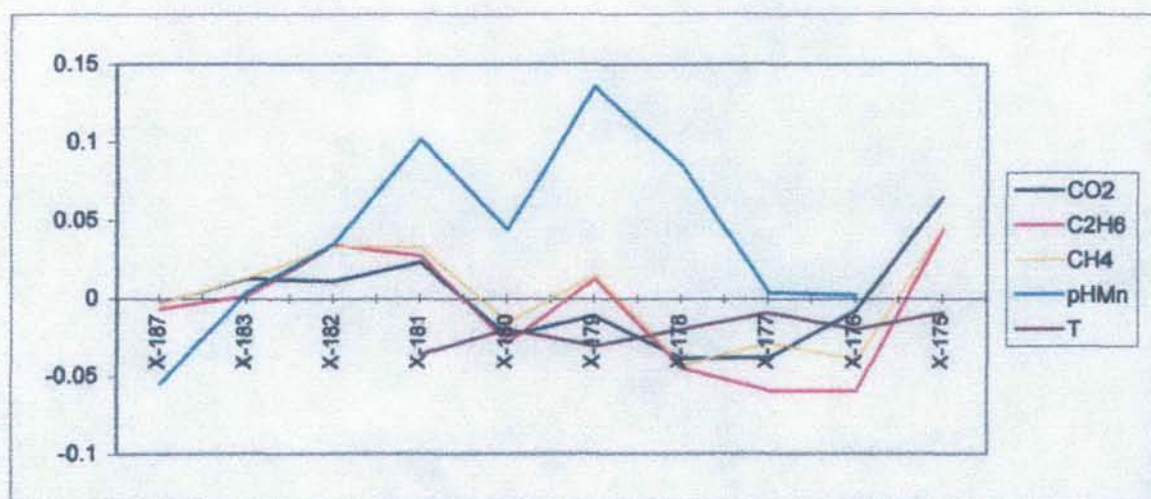


Рис.5.12 Значение коэффициентов контрастности геохимических показателей по линиям точек (X-187,X-179), (X-165,X-174) и (A-4044,X-95)

Основной характеристикой поверхностного газогеохимического поля является распределение концентраций газов, сорбированных подпочвенными отложениями. Как указывалось выше, из всей группы анализируемых компонентов, карта была построена для наиболее интересного в нефтегазопроисковом отношении углеводородного газа – этана.

Основной характеристикой поверхностного газогеохимического поля является распределение концентраций газов, сорбированных подпочвенными отложениями. Из всей группы анализируемых компонентов, карта была построена для наиболее интересного в нефтегазопроисковом отношении углеводородного газа – этана.

Распределение этана (C_2H_6) по площади в коэффициентах контрастности представлено на рис.5.13^а. Характер его аномалий обусловлен влиянием целого ряда факторов.

В первую очередь, в пределах западной, юго-западной части Песчаного поднятия выделяется контрастная зона, где интенсивное газовыделение связано, вероятней всего, с разрушением (разгрузкой) скоплений УВ на участке активного новейшего поднятия. Косвенно это подтверждается наличием большого количества грифонов газа, наблюдаемых в воде в тихую погоду на р. Енисей, правый берег которого расположен рядом. Кроме этого, выявленные здесь зоны разгрузки этана в плановом положении не группируются в более или менее выраженные цепочки или крупную сплошную аномалию, что, в последнем случае, наблюдается, например, на эталонных Ванкорском или Тагульском месторождениях, где подобные работы проведены ранее.

На севере рассматриваемого района в нижнем течении р. Муксуниха, на правом берегу, устанавливается крупная кольцевая аномалия этана (соответственно других УВ-газов и CO_2) высокой интенсивности, площадью не менее 100-110 км². По ее контуру в нескольких точках опробования содержание C_2H_6 достигает максимальных на изученной площади значений, более 500 и 1000 мг/кг породы.

Тесной связи вскрытых ореолов с высокой плотностью линеаментной сети нет. Однако, центр кольцевой аномалии с небольшими и фоновыми значениями концентраций этана, приурочен как раз к своду локального неотектонического поднятия, которому отвечает также участок с максимальным количеством нарушений. В структурном отношении по подошве нижнего мела здесь наблюдается нижняя часть склона достаточно крупного залива, по кровле суходудинской свиты, также склон и днище депрессии, по изопакитам суходудинской свиты – терраса. В данном случае мы имеем четкую приуроченность аномалии к активной, унаследованной новейшей зоне. Она развита в понижении, где самые большие значения газов

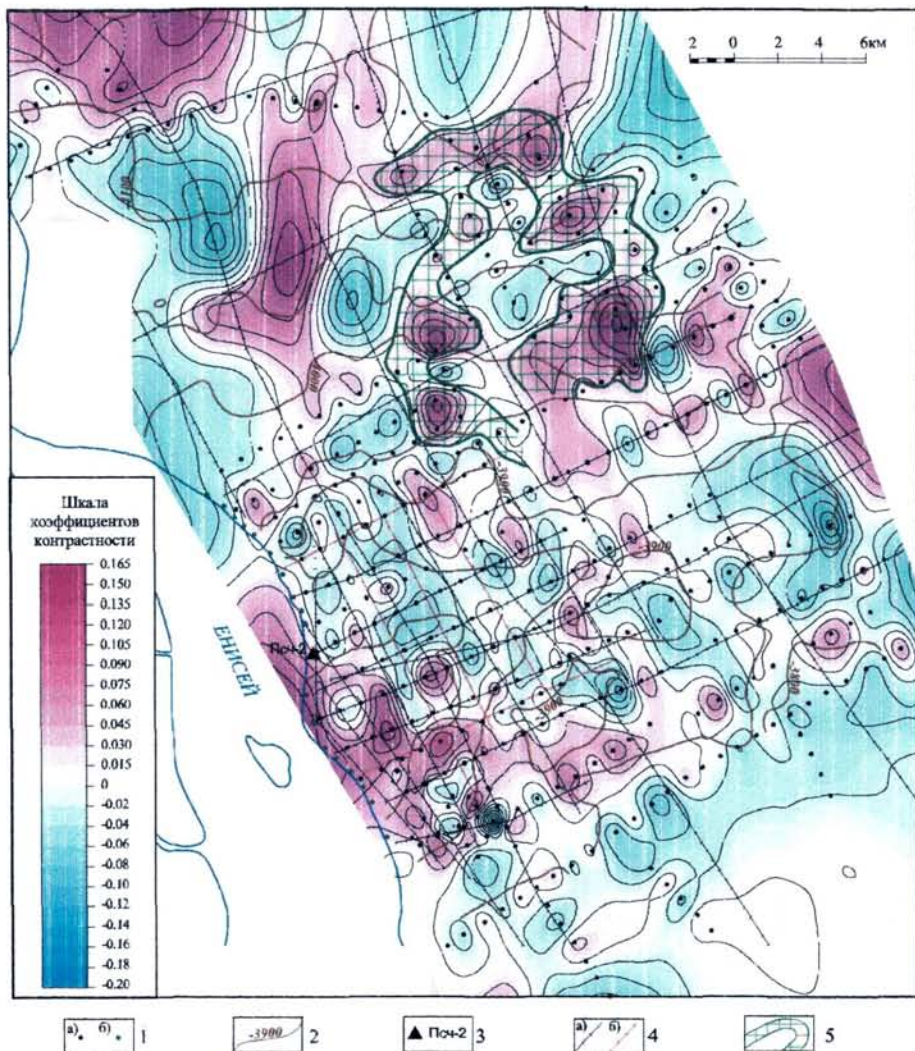


Рис.5.13а Карта распределения коэффициентов контрастности содержания этана в подпочвенных отложениях Песчаной площади

1 - точки отбора геохимических проб: а) подпочвенных отложений, б) газовых; 2 - изогипсы горизонта 26, м; 3 - скважина глубокого бурения; 4 - профили: а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г., 5 - предполагаемая кольцевая аномалия

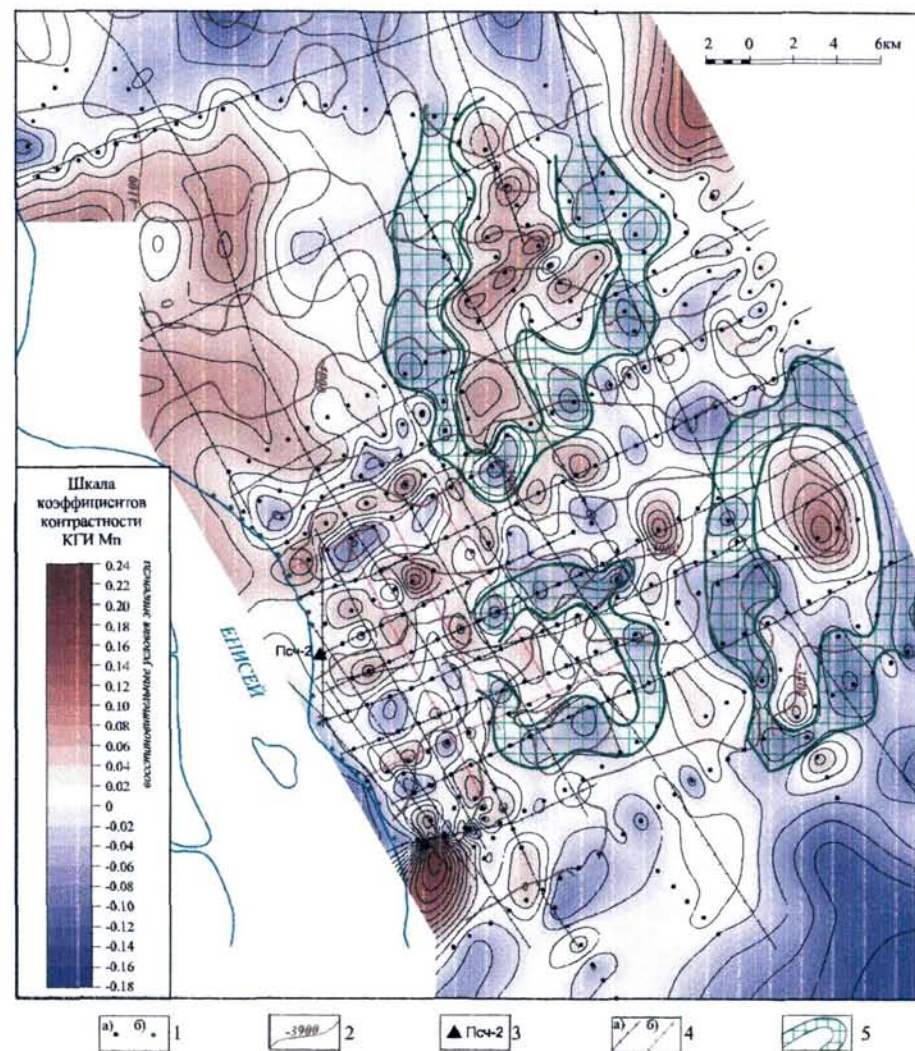


Рис.5.13б Карта распределения коэффициентов генетической информации Mn (КГИ) в подпочвенных отложениях Песчаной площади

1,2,3,4 - см. рис.5.13а, 5 - кольцевые аномалии значений КГИ Mn, связанные с предполагаемыми ловушками УВ в отложениях суходудинской и нижнехетской свит

располагаются по ее контуру и приурочены к участкам резкого сокращения мощности нижнемеловых отложений, что вполне увязывается с газонефтяным контактом возможной структурно-литологической ловушки УВ.

Выявленные на других участках аномалии этана не имеют столь высокой интенсивности, либо определенного планового положения, как на рассмотренных выше площадях. В некоторых случаях, например на юго-восточном склоне Песчаного поднятия или в верховьях р. Тарьяха, можно выделить полукольцевые проявления газов, где они увязываются с новейшим тектоническим планом, структурным и другими геохимическими параметрами (Ph и др.). Особенно это относится к Тарьяхскому ореолу, расположенному на юго-востоке территории. Ему на карте толщин суходудинской свиты в плане отвечают увеличенные мощности этого горизонта.

Следует подчеркнуть, что установленные кольцевые проявления этана в Нижнемуксунихинской зоне, а также на востоке территории соединяются узкой, протяженной (более 10 км) газовой аномалией. Ее плановому положению четко соответствует желобообразная зона, которая прослеживается на карте изопахит вышеуказанной свиты. Подобное наблюдается и на участке, расположенном южнее, где выделяется полукольцевая зона разгрузки C_2H_6 (юго-восточный склон Песчаной структуры). Т.е. характер распределения содержания этана в подпочвенных отложениях увязывается, во-первых, с узкими зонами, проявляющимися в толщинах нижнемеловых отложений в этой части склона Мессояхско-Малохетского мезовала (сплошная аномалия) и, во-вторых, с относительно увеличенными мощностями суходудинской свиты в понижениях (кольцевая аномалия).

На север и северо-восток от пос. Караул наблюдаются еще несколько ореолов, где концентрации C_2H_6 достигают высоких значений, более 600 мг/кг породы.

Распределение этана и соответственно других, высоко коррелируемых с ним сопутствующих и УВ-газов, являются основой при дальнейшей обработке материалов геохимической съемки, направленной на решение задачи прямых поисков нефти и газа. Как показали исследования, выявленные газовые ореолы на трех площадях вполне определенно можно объяснить кольцевыми аномалиями, которые увязываются автором со структурно-литологическими (конуса выноса в отложениях суходудинской свиты) ловушками УВ. К ним относятся Северопесчаное поднятие и участки, расположенные соответственно на юго-восточном склоне Песчаного поднятия и в верховьях р. Тарьяха, но последние по отдельности занимают меньшую площадь.

Характер распределения концентраций C_2H_6 в пределах Песчаной структуры показывает, что только на ее склонах возможно с той или иной

долей вероятности выделять кольцевые зоны разгрузки газов (см. выше). В свode Песчаного поднятия, в части приближенной к долине р. Енисей, выделяется контрастный газовый ореол, но он связан, вероятно, с зоной разгрузки (разрушения) залежи УВ. Предполагается, что Енисейская долина здесь контролируется глубинным региональным разломом, что, в какой-то степени, подтверждается резким сгущением изолиний неотектонических амплитуд, а также увеличенным количеством линеаментов вдоль правого берега Енисея.

Литогеохимическое изучение подпочвенных отложений Песчаной и других площадей, которые приведены ниже, проводилось под руководством Л.Д. Малюшко. Они осуществлялись следующими аналитическими методами: спектральным (ПКСА) на основе раскрытия валентных связей электронов 45 элементов (400 проб), атомно- абсорбционным на шесть компонентов (400 проб), химическим силикатным (17 проб), рентгеноструктурным (12 проб) и ДГМ - диагностики генезиса минералов (400 проб). Дополнительно в 8 образцах пород произведен анализ на золото методом атомной абсорбции. Содержание последнего не превысило 0.0032 г/т. Пробы отбирались по профилям, пересекающим площадь в различных направлениях.

По результатам метода ДГМ (включающим определение потерь при прокаливании, количественное содержание $C_{ист}$ основных породообразующих ионов: Ca, Mg, Fe, Mn, Na, K методом атомной абсорбции, ориентировочное C_{FS} содержание тех же компонентов методом ПКСА и вычисление коэффициентов генетической информации КГИ = $C_{ист} / C_{FS}$) установлена некоторая неоднородность и своеобразие отложений верхнего геохимического поля. В частности:

- изменение потерь при прокаливании в пределах $4.2 = ппп = 16.7 \%$ свидетельствует о наличии суглинков, формирование которых проходило в локально меняющихся условиях;
- локальное появление участков, характеризующихся значениями КГИ для кальция в пределах $0.11 = K_{Ca} = 0.5$ (что предполагает наличие на глубине залежей УВ), имеет очень ограниченный характер. Последнее обстоятельство свидетельствует о локальных процессах формирования вторичных минералов кальция;
- обращает на себя внимание необычное поведение КГИ для марганца. При довольно низких концентрациях этого элемента $0.05 = MnO = 0.45\%$ на больших участках площади значения КГИ для марганца $K_{Mn} = 1.80$. Это свидетельство проходящих окислительно-восстановительных процессов, связанных с изменением в эпигенезе pH и Eh среды.

Дальнейшие геохимические исследования были связаны с выяснением химизма процессов, способствующих проявлению этого феномена. Прежде всего, было произведено создание «образов» пород. Для этого в 17

образцах подпочвенных отложений был проведен полный силикатный анализ. Сравнение истинных содержаний порообразующих элементов ($C_{ист}$) с ориентировочными ($C_{рс}$), полученными спектральным методом, показало, что повышенные содержания кремния в подпочвенных отложениях Песчаной площади связаны с процессом кремнистой вторичной минерализации и формированием в эпигенезе опала или халцедона.

По данным рентгеноструктурного анализа было выяснено, что кварц является основной фазой. Второй фазой является плагиоклаз, что свидетельствует о слабом разложении компонентов первичных пород. Это затормозило выход из структуры плагиоклаза легко подвижного кальция и создание им в условиях щелочного восстановительного эпигенеза (о возможном наличии последнего свидетельствуют показатели газового анализа) вторичных кальциевых минералов. Среди остальных фаз преобладают КПШ, смектит, хлорит, в незначительных количествах присутствуют вторичный кальцит, в следовых - гидроокислы железа, сидерит и родохрозит.

Из результатов рентгеноструктурного анализа образцов подпочвенных отложений было выяснено, что основная фракция представляет собой обломки пород трапповой формации. Основные фазы - плагиоклаз и кварц. В меньших количествах присутствует смешаннослойный минерал смектит с хлоритом. Отмечены примесь слюды и амфибола, следы пренита и пирита. Основная фаза песчаной фракции представлена кварцем, содержатся примеси КПШ, плагиоклаза, следы хлорита, смектита. Стяжения белого цвета представлены плагиоклазом. Присутствуют пренит, примеси кварца и КПШ, следы брустита - $Mg(OH)_2$ и хлоритоида. Глинистая фракция содержит КПШ, хлорит, смектит, примеси слюды и амфибола.

Таким образом, данные РСА свидетельствуют о том, что одним из основных субстратов, на котором сформировались современные подпочвенные отложения Песчаной площади, были обломки трапповых пород. Они претерпели в эпигенезе ряд преобразований.

Известно, что основным минералом изверженных пород основного состава, в частности траппов Сибирской платформы, является плагиоклаз (ряд алюмосиликатов промежуточный между анортозитом $Ca[Al_2Si_2O_8]$ и альбитом $Na[AlSi_3O_8]$). Отмеченные в единичных образцах следы пренита $Ca_2Al_2(OH)_2[Si_3O_{10}]$ свидетельствуют о слабо протекающем процессе пренитизации - преобразовании плагиоклазов в щелочных условиях среды. Отсюда недостаток свободных ионов Са в реакционных условиях эпигенеза. Наличие КПШ и почти полное отсутствие слюд свидетельствует о также слабо протекающих процессах замещения Na на K.

Таким образом, недостаточно активное преобразование пород основного состава на стадии раннего эпигенеза привело к тому, что на этапе

воздействия УВ и сопутствующих газов, в частности CO_2 , было замечено лишь слабое локальное проявление процессов вторичной Са-минерализации, в большинстве случаев типичное для верхнего геохимического поля над залежью углеводородов / Патент, 2001 г/.

На рис.5.14, 5.15 представлены результаты факторного анализа. Из рисунков видно, что формирование современного облика верхнего геохимического поля проходило под действием 4-х основных факторов из общего числа 10. Из них (с доверительной вероятностью 0.95) 1-м фактором является воздействие на приповерхностные отложения комплекса углеводородных (C_2H_2 , C_2H_6 , CH_4), сопутствующих (CO_2 , CO , H_2) газов и паров воды является воздействие на приповерхностные отложения комплекса углеводородных (C_2H_2 , C_2H_6 , CH_4), сопутствующих (CO_2 , CO , H_2) газов и паров воды.

Для всего комплекса характерны положительные, значимые при уровне $L=0.05$ ($R_x=0.6$) коэффициенты корреляции. Положительная корреляция ($R_x=0.65$) с указанным комплексом газов значений ппп (потерь при прокаливании), имеющих в большинстве случаев повышенные значения (ппп=4.5%), свидетельствует о формировании в верхнем геохимическом поле своеобразных суглинков, обогащенных гидратированным кремнеземом. Идущий вместе с указанными газами азот (N_2) не коррелирует с ними. Отрицательное значимое значение коэффициента корреляции ($R_x=-0.63$) для кальция свидетельствует о разрушении, в создавшихся условиях, кальциевых плагиоклазов.

Второй фактор, характеризующийся положительными значениями коэффициентов корреляции для комплекса элементов группы железа (Fe, Mn, Ni, Cr, V, Cu), свидетельствует о том, что первичными были породы основного состава. Обращает на себя внимание, прежде всего, тесная связь Fe и Mn. О первичности траппового субстрата свидетельствуют также значимые положительные, корреляционные связи магния и железа.

Третий фактор свидетельствует о том, что первично связанные между собой Fe и Mn в последующем разделились. Обращает на себя внимание связь этого процесса с концентрацией азота и значениями КГИ для марганца, которые в данной выборке меняются в пределах $1.8 = K_{\text{Mn}} = 3.6$.

Из опытов, проведенных Н.К. Хьюбером и Р.М. Гаррелсом [1960], установлено, что азот, пропущенный через растворы, в которых идет осаждение железистых минералов, способствует созданию щелочной восстановительной среды ($\text{pH} = 8$; $E_h < 0$). Последующий подток CO_2 усиливает эту

Factor loadings, Factor 1 vs. Factor 3

Rotation: Unrotated

Extraction: Principal components

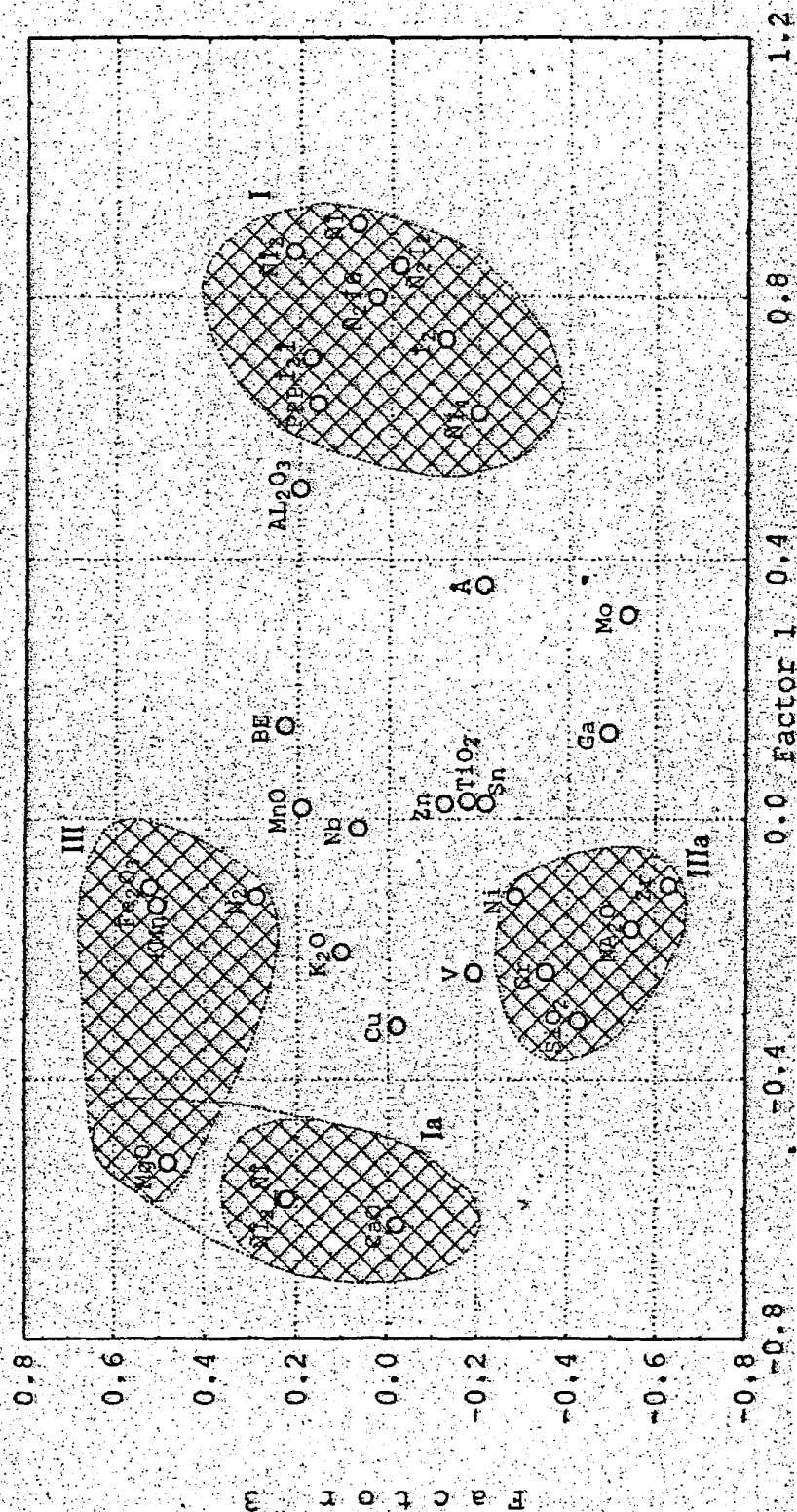


Рис.5.14 Графическое отображение матрицы факторных нагрузок (F₁-F₃)

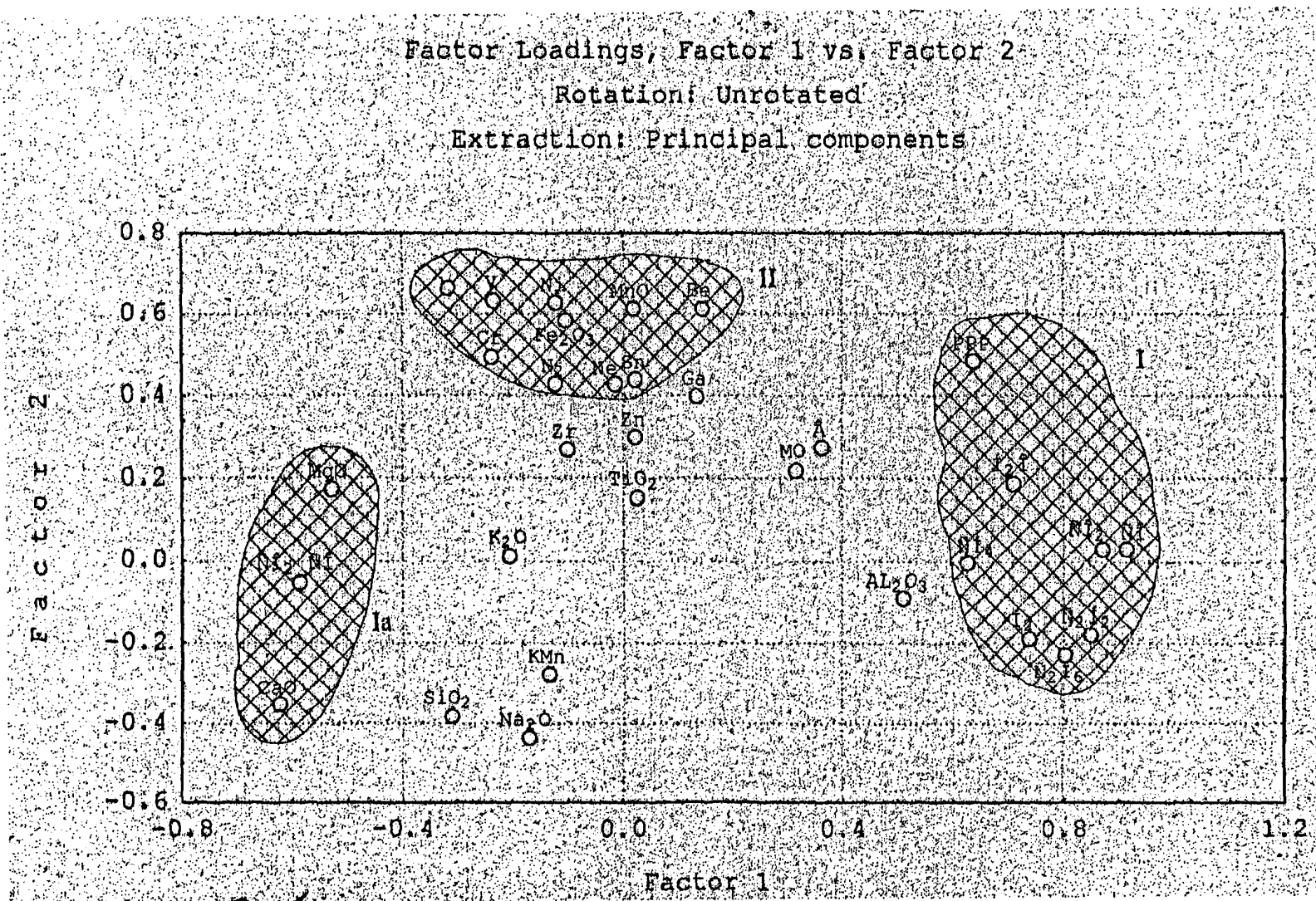


Рис.5.15 Графическое отображение матрицы факторных нагрузок (F_1 - F_2)

ситуацию и способствует формированию карбонатов Ca и Mg при наличии в растворе достаточной концентрации ионов этих элементов.

Особенностью Песчаной площади является то, что содержание азота в составе УВ и сопутствующих газов несколько больше $2.5 = N_2 = 146.3$, а количество CO_2 несколько меньше $452 = CO_2 = 7775$, чем в изучаемых ранее приповерхностных отложениях, формирующихся над залежами углеводородов (ЮТЗ, Куюмбинское, Собинское и др.). К тому же, слабое разложение плагиоклаза (второго, по данным РСА, минерала изучаемых суглинков) не обеспечивает необходимое количество свободного кальция для формирования в эпигенезе вторичных карбонатов. В этих условиях роль индикатора наличия восстановительного эпигенеза взял на себя марганец с его значениями коэффициента генетической информации $1.8 = K_{Mn} = 3.8$, характерного для процесса окисления (переход MnO в Mn_2O_3 и др.).

Суть этого явления заключается в том, что в восстановительных условиях приходит в движение подвижное железо ($Fe_2O_3 \rightarrow FeO$) с выделением атомов свободного кислорода, который, как показывает практика химического анализа, захватывается марганцем. Таким образом, КГИ для марганца (с содержанием $MnO < 0.5 \%$), принимающий значения $K_{Mn} = 1.80$, косвенно может свидетельствовать о наличии слабых восстановительных условий эпигенеза в локализованных участках верхнего геохимического поля. Эти же условия могут быть связаны с подтоком УВ и сопутствующих газов, в свою очередь, связанных с наличием на глубине залежей УВ.

Четвертый фактор, характеризующийся значимыми значениями $R_{Si} = -0.56$ и $R_{Al} = 0.60$, свидетельствует о разделении в поверхностном геохимическом поле двух пороодообразующих радикалов: кремнистого и алюминиевого. Выделившийся кремнезем в условиях $pH > 7.0$ и наличия магния / Гаррельс, 1960/ сформировал кварц, сначала в виде опала (о чем свидетельствует $K_{Si} = 1.33$), при потере структурной воды превратившийся в а-кварц. Повышенные концентрации а-кварца характерны для состава изучаемых отложений.

Вернемся к восстановительным ($pH = 7.0$, $Eh < 0$) условиям среды, локально проявляющимся в подпочвенных отложениях Песчаной площади.

Для ранее изученной Ванкорской площади, расположенной на левом берегу Енисея, методом ДГМ установлено, что верхнее геохимическое поле сформировалось под воздействием УВ и сопутствующих газов, мигрирующих из юрских и меловых отложений, в которых бурением подтверждены залежи УВ сырья /Хилько, Малюшко, 2001/. При этом, подпочвенные отло-

жения перспективной площади, где из скважин получены промышленные притоки нефти, характеризуются значениями $0.11 < K_{Ca} = 0.5$ и значениями КГИ для марганца: $K_{Mn} < 0.5 \approx 10$ (идеальный случай).

На западной окраине Ванкорской площади в единичных образцах подпочвенных отложений были встречены значения КГИ для марганца $1.50 < K_{Mn} = 3.76$, при значениях $K_{Ca} > 0.5$. По показателям КГИ для кальция и других элементов (Mg, K) территория, на которой были вскрыты эти образцы относится к бесперспективной. Интересным является тот факт, что именно здесь по результатам анализов наблюдается сравнительно повышенное содержание азота (C_{N_2} до 8 мг/кг) и, следовательно, возможность формирования за его счет щелочных восстановительных условий, при которых $K_{Mn} > 1.5$.

На Песчаной площади процесс преобразования марганца, связанный с повышенным содержанием азота ($C_{N_2} = 8$ мг/кг), нашел большое распространение. На карте распределения коэффициентов генетической информации Mn (рис. 5.13^б) можно выделить несколько закономерно построенных участков.

К наиболее перспективному относится участок, расположенный в пределах Северопесчаного новейшего поднятия. Он в центре имеет сравнительно большое поле (коричневый окрас) со значениями $2.01 = K_{Mn} = 3.76$. Это и другое поле с $1.80 = K_{Mn} = 2.00$ (голубой окрас) окружают отложения со значениями $1.51 = K_{Mn} = 1.79$ (сиреневый окрас). Это переходный участок между условиями восстановительного и окислительного ($K_{Mn} = 1.5$) эпигенеза и, возможно, соответствует зоне ВНК. Кстати, здесь в единичных образцах (по данным РСА) обнаружены следы кальцита и родохрозита.

Аналогичным образом построен 2-ой участок - Таряхская зона - коричневое и кольцевое сиреневое поля с аналогичными показателями значений КГИ для марганца. Кроме того, в центре участка вскрыт суглинок, в котором происходит слабый процесс формирования в щелочно-восстановительных условиях минералов Ca и Mg (следы кальцита и магнезита).

3-ий участок, расположенный на юго-восточном окончании Песчаной структуры, имеет более сложное строение. Он отделен от 2-ого участка полосой отложений, сформировавшихся в условиях окислительного эпигенеза ($K_{Mn} = 1.5$). Внутри его выделяется небольшая территория с аналогичными ($K_{Mn} = 1.5$) свойствами. Однако, здесь в единичном образце по результатам РСА обнаружены следы кальцита и родохрозита, что косвенно свидетель-

ствуется о наличии щелочно-восстановительных условий в эпигенезе в центральной зоне участка. Об этом же свидетельствуют данные по измерению значений pH образцов (см. рис. 5.16).

Итак, судя по карте можно говорить о закономерном развитии процесса преобразования марганца в условиях подтока УВ и сопутствующих газов (в частности азота, который по утверждению П.Фута, 1926 г., является продуктом своеобразной "азотной" радиоактивности урана).

Таким образом, геохимические исследования показали, что на Песчаной площади выявлены три типа подпочвенных отложений:

- отложения, сформировавшиеся в условиях окислительного эпигенеза ($pH < 6.8$, $Eh > 0$). Для них характерно отсутствие или слабое воздействие УВ и сопутствующих газов и, как следствие, слабое или почти полное отсутствие вторичных преобразований;

- отложения, сформировавшиеся в условиях щелочного восстановительного эпигенеза ($pH = 6.9$, $Eh > 0$), обеспеченных сравнительно интенсивным воздействием УВ и сопутствующих (CO_2 , N_2 , H_2 , H_2O) газов с преобладающим влиянием CO_2 . Для этих отложений характерно проявление закономерно построенных кольцевых структур с центральной территорией, где идет сравнительно слабая кристаллизация вторичного кальцита (о чем свидетельствует $K_{Ca} = 0.22 \pm 0.05$). Она обрамлена геохимическим ($K_{Ca} = 0.33 \pm 0.05$) и биогеохимическим ($K_{Ca} = 0.5 \pm 0.05$) барьерами;

- отложения, сформировавшиеся в условиях того же щелочного восстановительного эпигенеза, но с несколько повышенной щелочностью $pH > 7.3$, обеспечиваемой воздействием УВ и сопутствующих газов, но с преобладающим влиянием азота. Для этих отложений процесс формирования вторичных карбонатов кальция затруднен ($K_{Ca} = 1.0$); преобладают слабые восстановительно - окислительные процессы Fe - Mn группы: восстановление Fe^{3+} приводит к окислению марганца $Mn^{2+} \rightarrow Mn^{3+}$.

Распределение водородного показателя (pH) Песчаной площади в образцах подпочвенных отложений в коэффициентах контрастности представлено на рис.5.16. Из него видно, что условиями восстановительного эпигенеза характеризуется северный склон Песчаной структуры, Северопесчаное поднятие, юго-восточная часть изученной площади, а также северная половина Караульного новейшего поднятия. На основной площади Песчаной структуры наблюдается пятнистый тип распределения значений pH образцов. Т.е., точечные газовые ореолы сформировали здесь соответствующую картину эпигенеза.

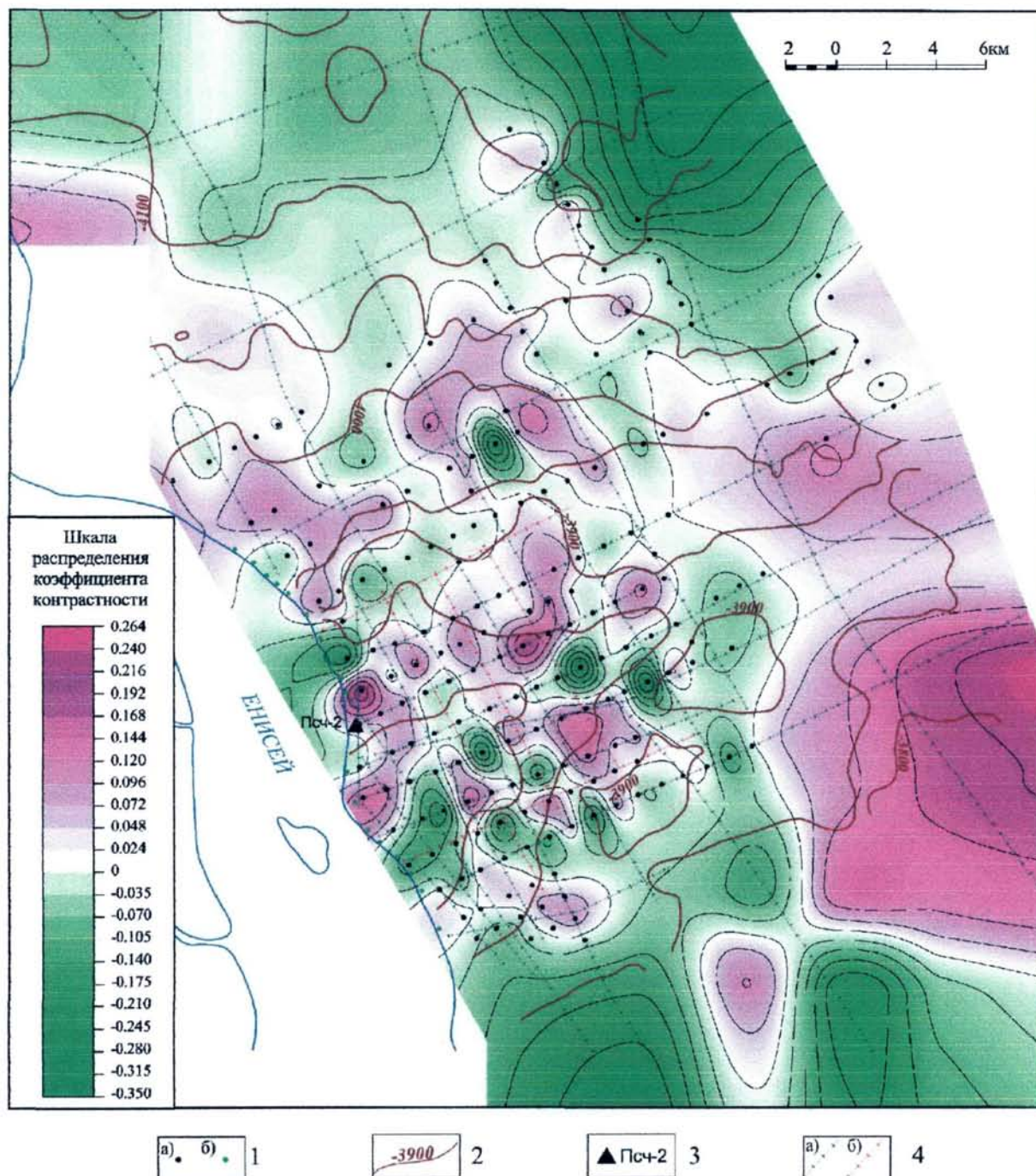


Рис.5.16 Карта распределения водородного показателя (pH)
в образцах подпочвенных пород

1 - точки отбора геохимических проб: а) подпочвенных отложений, б) газовых; 2 - изогипсы горизонта 2б, м; 3 - скважина глубокого бурения; 4 - профили: а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г.;

В период проведения полевых работ с помощью термометров была измерена температура подпочвенного слоя в местах отбора образцов. Результаты этих исследований приведены ниже (рис. 5.17).

Рассматриваемый район находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород мощностью до 400 метров. Верхний, активный слой характеризуется температурами от минусовых значений до 7° . Большое влияние на нее оказывают положение мерзлого слоя от точки отбора образца, а также литология отложений. Тем не менее, температура подпочвенного слоя зависит не только от вышеуказанных причин. При сравнении карты распределения содержания C_2H_6 и температурной между ними наблюдается вполне определенная зависимость. Во-первых, на участках кольцевых аномалий (Северопесчаное поднятие и др.) по их контуру она понижается и соответственно в центральной части повышается. На это указывает и статистический анализ, в частности, корреляционная зависимость между УВ-газами и температурой, в данном случае, имеет отрицательный знак. На других площадях, например, в районе Песчаного поднятия (за исключением юго-восточного склона), точечным аномалиям газа, в плане, в общих чертах, соответственно отвечают положительные максимальные температуры. Т.е., в местах беспорядочного расположения газовых ореолов мы имеем также подобную картину по распределению температур подпочвенного (активного) слоя, а на участках предполагаемых залежей нефти и газа, определенную зависимость между прогревом верхнего почвенного слоя и прогнозными ловушками УВ.

Фитогеохимическое опробование на этой и других площадях осуществлялось под руководством А.И. Сурнина и здесь было выполнено по листе карликовой березы на южной половине Песчаной площади (рис. 5.18). Равномерно изучена территория в пределах антиклинального поднятия и на Восточном (Тарыхском) участке, единичные пробы взяты вблизи границы Северопесчаной перспективной прогнозной ловушки. Всего отобрано 132 фитопробы в которых определена только зольность (~ общая минерализация). Величина зольности листьев березы меняется от 2.3 % до 6.3 %, фон составляет (3.0-4.0) %. В целом, фитогеохимический показатель зольность распределен в изученном пространстве с известной нам закономерностью: положительные аномалии (места обогащенного минерального питания растений) тяготеют к участкам активной высоко амплитудной динамики неотектонических движений и проявлениям аномалий комплекса «УВ газы». Тектоно - морфометрический анализ ряда известных месторождений (Урманское, Лодочное, Тагульское и др.) показал связь подобных тектонически-активных участков и зон с нефтегазоносностью.

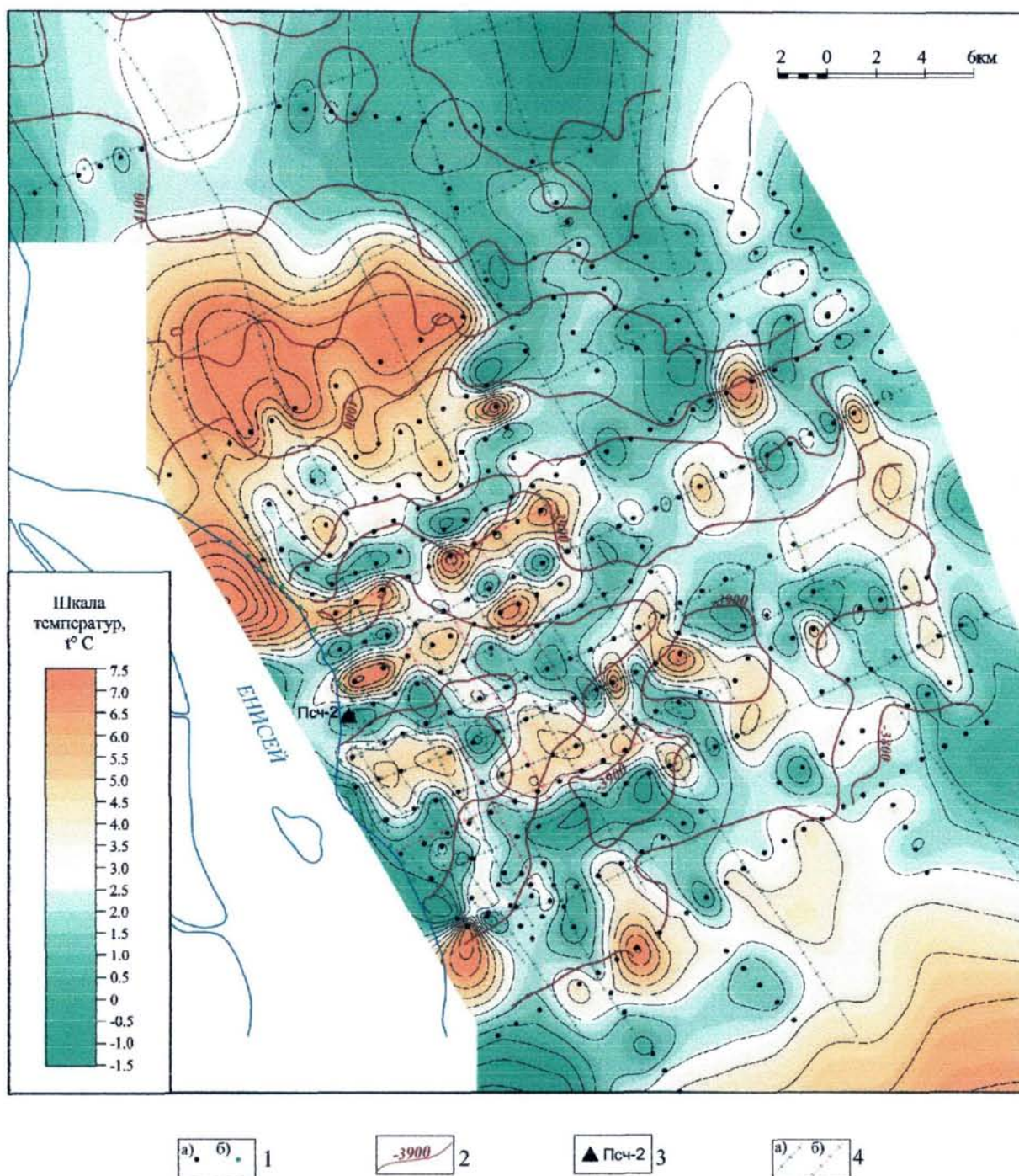


Рис.5.17 Карта распределения температур подпочвенного слоя

1 - точки отбора геохимических проб: а) подпочвенных отложений, б) газовых;
 2 - изогипсы горизонта 26, м; 3 - скважина глубокого бурения; 4 - профили:
 а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г.

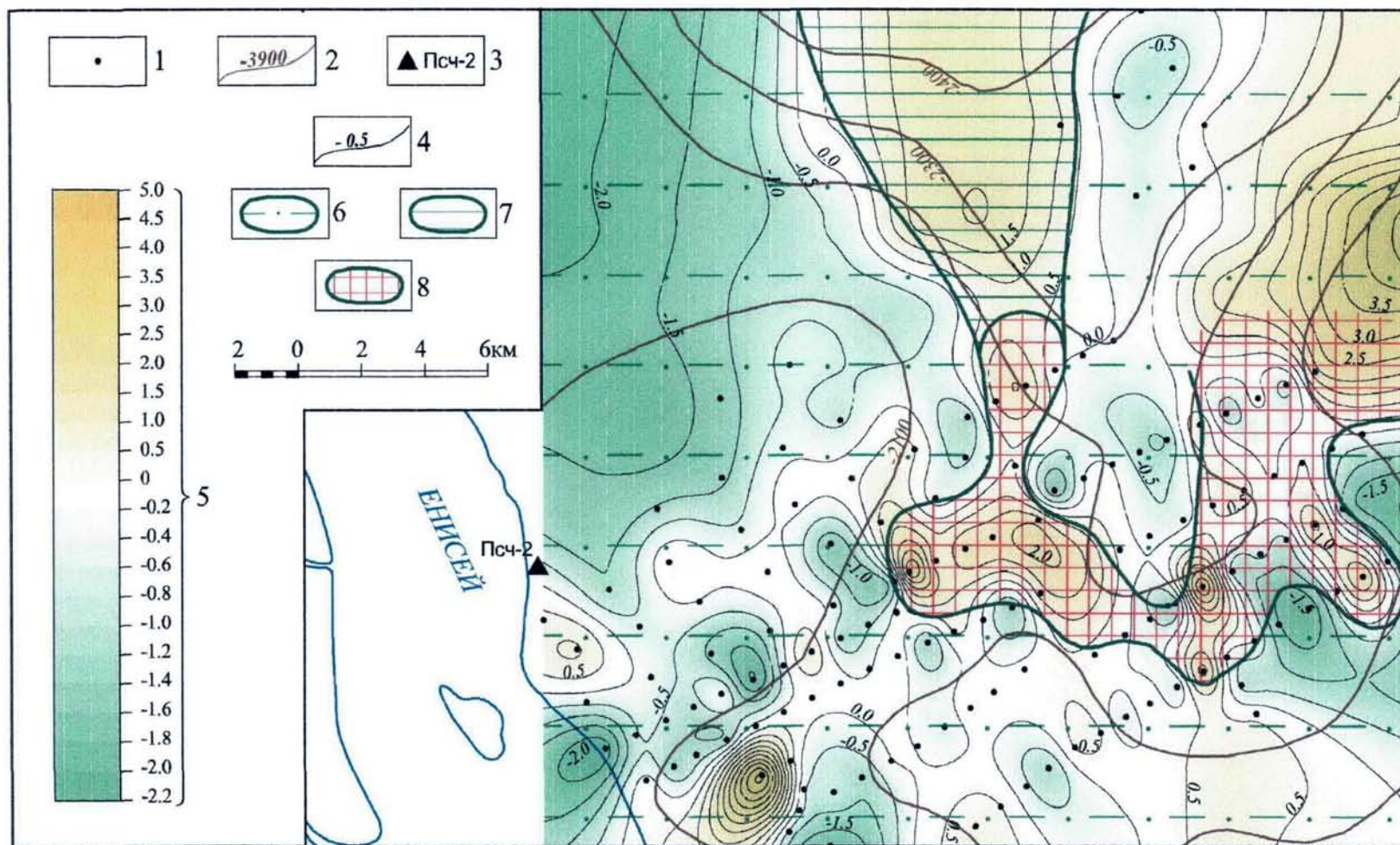


Рис. 5.18 Изменчивость минерализации листьев березы на Песчаной площади

1 - пункты фитогеохимического опробования; 2 - изогипсы кровли суходудинской свиты, м; 3 - скважина глубокого бурения; 4 - изолинии коэффициента аномальности (в единицах стандартного отклонения); 5 - шкала значений фитогеохимических полей: < -1.0 - отрицательно-аномальные, -0.5 - +0.5 - фоновые, > 1.0 - положительно-аномальные; фитогеохимические зоны: 6 - преимущественно низкой минерализации растений, 7 - предполагаемого обогащенного питания растений, неясные перспективы, 8 - преимущественно обогащенного минерального питания растений, перспективные

Сочетание указанных условий и некоторых газогеохимических признаков (в том числе – зольность) мы рассматриваем, как прямой показатель наличия скоплений УВ [1995, 1996, 1998 ...]. На Песчаной площади выявленные фитоаномалии сопутствуют газовым и подтверждают небольшие площадки, прогноз по которым неоднозначен.

Геохимические предпосылки нефтегазоносности Песчаной площади.

Рассматриваемый район находится в западной части Усть-Енисейской впадины, где глубина залегания подошвы нижнеюрских отложений составляет около 7.5 км. Не исключено, что в разрезе под юрскими могут находиться и угленосные пермско-триасовые терригенные отложения с прослоями интрузивов. Эти отложения вскрыты глубокими скважинами на южном борту впадины, на Таймырском выступе изучены в обнажениях.

Органическое вещество района по данным НИИГА, с учётом материалов СНИИГГиМС, представлено гумито-сапропелитами и сапропелито-гумитами. Так, в нижнесреднеюрских породах прогнозируется 30-50% сапропелевого ОВ, в верхнеюрских и берриасских - до 60-70%, а в валанжин-сеноманских - всего 10-20%.

Характерной особенностью мезозойского разреза Усть-Енисейской впадины является отсутствие ярко выраженных нефтематеринских свит, подобных баженовской свите. Так, в нижней и средней юре содержание Сорг прогнозируется в пределах 2-3%. В нижнем мелу - в берриасе современное содержание Сорг составляет 0.7-1.5%, в вышележащих валанжин-барремских пород его концентрация в глинистых породах снижается до 0.4-0.6% и лишь в яковлевской свите за счёт высокой углистости Сорг составляет 1.0-1.5%.

Анализ катагенетической преобразованности ОВ показал, что в разрезе присутствуют как главная зона нефтеобразования, так и главная зона газообразования. По нашим данным, кровля главной зоны нефтеобразования находится на глубине 3200-3400 м, а главной зоны газообразования - на глубине около 5000 м.

Таким образом, анализ геохимического материала показывает, что в пределах Песчаной площади в главной зоне нефтеобразования находятся нижнехетская, гольчихинская и, по-видимому, верхняя часть малышевской свит. Поэтому при благоприятных литологических (наличии резервуаров) и тектонических (наличии хорошо выраженной структуры, ненарушенности дизъюнктивными процессами) факторах при бурении на глубину 3300-3700 м перспективными могут оказаться резервуары в нижнехетской, суходудин-

ской, малохетской и яковлевской свитах. Причём в последних трёх залежи могут сформироваться лишь за счёт вертикальной миграции.

5.1.2. Прогноз ловушек УВ

Площадь проведенных исследований расположена на участке сочленения трех крупных структур Енисей-Хатангского регионального прогиба, это Западно-Носковской и Восточно-Носковской впадин и Танамской мезотеррасы. Северная часть района, где авторами выделяется Северопесчаное локальное новейшее поднятие, относится к седловине, расположенной между вышеуказанными депрессиями.

В качестве основной исходной информации при построении карты перспектив нефтегазоносности Песчаной площади (рис. 5.19) были использованы материалы газо-литогеохимических работ, мощности суходудинской и нижнехетской свит, измеренные значения рН образцов и температуры подпочвенного слоя, фитогеохимические и неотектонические исследования, статистические данные, геохимия органического вещества юрских и меловых отложений.

При выделении прогнозных зон, как указывалось выше, в методике работ, учитывались следующие факторы:

- наличие кольцевой (полукольцевой) аномалии УВ-газов или CO_2 ;
- количество сорбированных УВ-газов на основе статистического анализа;
- формирование вторичных минералов марганца в щелочных условиях по значениям КГИ в контуре аномалии (центральной части) и их отсутствие в зоне кольцевых газовых аномалий;
- восстановительные условия эпигенеза по значениям рН образцов;
- относительно повышенная температура в пределах прогнозной залежи с соответствующим ее понижением до отрицательных температур за ее контурами;
- наличие локального неотектонического поднятия или дифференцированной зоны;
- фитогеохимический показатель (повышенная минерализация листьев карликовой березы);
- высокий суммарный коэффициент контрастности качественной оценки аномалий.

Кроме перечисленных выше параметров на рассматриваемый район были построены карты мощности нижнемеловых отложений, где были

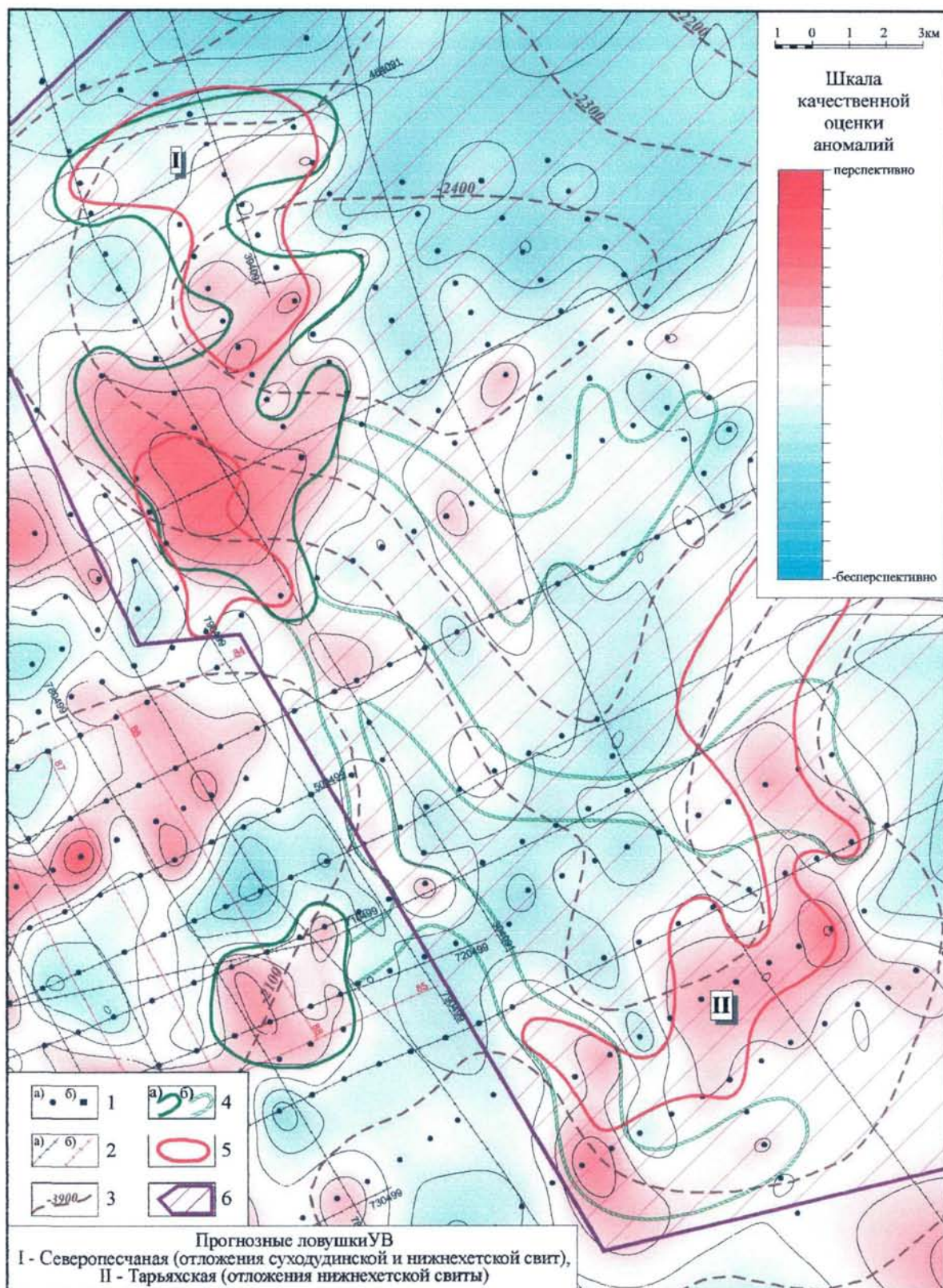


Рис.5.19 Карта перспектив нефтегазоносности Песчаной площади по комплексу геолого-геохимических данных

1 - точки отбора проб: а) подпочвенных отложений, б) газовых; 2 - профили: а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г.; 3 - изогипсы кровли суходудинской свиты; прогнозные ловушки УВ: 4 - в отложениях суходудинской свиты: а) связанные с конусами выноса, б) связанные с подводящими каналами и др. телами склоновой седиментации, 5 - в отложениях нижнехетской свиты, связанные с клиноформными телами (конусами выноса); 6 - рекомендуемое направление геохимических и геофизических работ с целью подтверждения и поисков структурно-литологических ловушек УВ

использованы структурные схемы, составленные по работам КНИИГиМС (2001 г.), а также результаты испытания скважин Песчано-Казанцевского блока (табл. 5.4).

В разрезе юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба выделяются 4 нефтегазоносных комплекса. В свою очередь они подразделяются на нефтегазоносные толщи, горизонты и пласты. В нашем случае будет рассмотрен только неокомский нефтегазоносный комплекс. Это связано с тем, что выявленные газолитогеохимические аномалии наиболее четко отвечают толщинам и горизонтам нижнемеловых отложений и, во-вторых, именно с этими осадками связываются основные запасы нефти и газа Танамской НГЗ.

В неокомском комплексе выделяются суходудинский, нижнехетский и дерябинский разнотипные резервуары. Первые два характеризуются параллельно-слоистым строением, дерябинский – клиноформным.

Проницаемая часть суходудинского резервуара экранируется *пеляткинской* глинистой пачкой, прослеживаемой в пределах Танамской НГЗ и Агапско-Носковской. Под пеляткинским флюидоупором выделена суходудинская продуктивная толща общей мощностью до 300–460 м, представленная ритмичным чередованием песчаных и глинистых пачек. Она соответствует шельфовым отложениям ундаформных частей клиноформ неокомского клиноформного комплекса. В составе суходудинского резервуара выделено до 10 пластов песчаников (Сд-III-XII), мощностью от 5 до 80 м. На близко расположенных месторождениях, это Казанцевском, Пайяхском и Озерном, газоконденсатные залежи обнаружены в пластах Сд-II, Сд-VI, Сд-VIII, нефтегазопроявления наблюдались из пласта Сд-XI, газоносность отмечена в пластах Сд-X, Сд-XI, Сд-XII.

На карте толщин отложений суходудинской свиты (рис.5. 4.^б) видно, что мощность их меняется от 900–950 м на северо-западе, до менее 150 м на крайнем юго-востоке в сторону Мессояхско-Малохетской гряды. Такое распределение толщин отражает прибрежно-морской комплекс фаций суходудинской свиты Танамской мезотеррасы. Причем, на ее северо-западном склоне выделяется несколько ярко выраженных поперечных промоин (каналов), свидетельствующих о наличии дельтового комплекса фаций, переходящих в наиболее крутых участках склона в конуса выноса. Это подчеркивается также присутствием в нижней части таких каналов изометричных по форме

**ПЕСЧАНО-КАЗАНЦЕВСКИЙ БЛОК
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ ПО СКВАЖИНАМ**

Таблица № 5.4

Площадь м	N сква ультр удлин м	Пласт	Интервал испытания глубина, м абс.отм., м	Способ вскрыт/ кол.отв./м	Время работы на реж. час-мин	Диаметр штуцера шайбы, мм	Нсд, М	Дебит притока				Гф м ³ /м ³	Рпл, глуб.,м	Рмб ДР	Т, °С	Примечание
								нефти м ³ / сут.	газа на реж. т. м ³ /сут.	газа абс.своб т. м ³ /сут	воды м ³ /сут.					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Казан- цев- ская	1 22,15	Сд-II	2266-2280 2243,8-2257,8	ПКС-80/18	2-35	19,6		конден- сат	98,8	103,5	+		215.48	/15,00		ГВК-2261,0 Газ с конденсатом и пластовой водой
					1-55	12,7			87,4					/12,11		
					5-00	9,8			75,3					/10,40		
					2-10	7,8			68,1					/7,36		
					2-10	5,7			53,3					/4,67		
					3-15	3,2			23,7					/1,39		
		Сд-VI	2407-2415 2384,8-2392,8	ПКС-80/12	2-50	25,3		конден- сат	413,9	451,2			233.66	/14,67		ГВК-2393 Газ с конденсатом
					2-50	19,7			388,9					/12,93		
					2-40	15,7			371,3					/9,35		
					4-00	12,7			318,3					/8,15		
					1-20	7,8			168,2					/3,33		
					1-35	5,7			104,4					/1,46		
					2-10	7,8			167,6					/3,38		
					2-05	12,7			316,0					/8,14		
					1-15	15,7			380,5					/9,25		
			2452-2460 2429,8-2437,8	ПКС-80/6	12		230				16,7			/4,4		ГВК-2393
	4 113,51	Сд-II	2365-2375 2250,9-2260,9	ПКС-80/18	4-00	3,25			4,57					/6,86		ГВК-2261
		Сд-VI	2504-2514 2389,9-2399,9	ПКС-80/12	12-00		451				10,0			/5,49		ГВК-2393
		Сд-VIII	2585-2597 2470,9-2482,9	ПКС-80/18				притока нет						/5,93		
		Сд-IX	2654-2664 2539,9-2549,9 2666-2670 2551,9-2555,9 2673-2680 2558,9-2565,9	ПКС-80/12	3-40		307				46,7			/4,9		

площадок, где наблюдается относительное увеличение мощности отложенной свиты.

Толщины нижнехетской свиты в рассматриваемом районе изменяется от 0 до 400 и более метров (рис.5.4.^а). При общей региональной сохранности рисунка изопахит, направленность палеотектонических движений изменилась на прямо противоположный знак. В центральной части района, восточнее Северопесчаного поднятия, мощность суходудинской свиты достигают 500-800 м, нижнехетских отложений здесь нет либо толщины их не превышают первые метры или десятки метров. На юго-восток и северо-запад они увеличиваются соответственно до более 400 и 300 м.

В пределах Песчаной структуры мощность нижнехетской свиты, непостоянна и варьирует от 80 до 180 метров.

Для геохимического районирования территории по перспективам нефтегазоносности важно было выявить распределение на местности объектов влияния 1 и 3 факторов, которые рассматриваются в качестве мультипликативных показателей с именами «УВ газы» и «Mn». С помощью Q-метода факторного анализа были рассчитаны значения этих показателей в пробах и закартированы в виде изолиний (рис. 5.20). Условно, по результатам статистического анализа и неотектоническим исследованиям на Песчаной площади выделили три характерных участка (табл. 5.5-5.7).

При сопоставлении рисунков видно, что объекты с высокой степенью сходства по 1-му и 3-му факторам закономерно разместились на восточном, северо-восточном погружении Песчаной структуры, на участке между изогипсами кровли суходудинской свиты –2200м и –2300м. (Таряхская зона). В центре участка выделяется обширное изометричное поле (~ 6*10 км) с положительными значениями показателя «Mn», что свидетельствует о преобладании здесь геохимической обстановки с восстановительными условиями. Вокруг поля «Mn» прослеживается контур из контрастных положительных проявлений показателя «УВ газы», образуя «кольцевую» аномалию. В целом, такое пространственное сочетание этих показателей интерпретируется, как поверхностное проявление восходящих эманаций углеводородов из погребенной ловушки (Северопесчаное поднятие).

На других участках Песчаной площади рассмотренные мультипликативные показатели размещены незакономерно, преобладают фоновые значения, контрастные положительные аномалии не образуют обширных полей.

Северопесчаная ловушка нефти и газа выделена предварительно по неотектоническим исследованиям как активное новейшее поднятие.

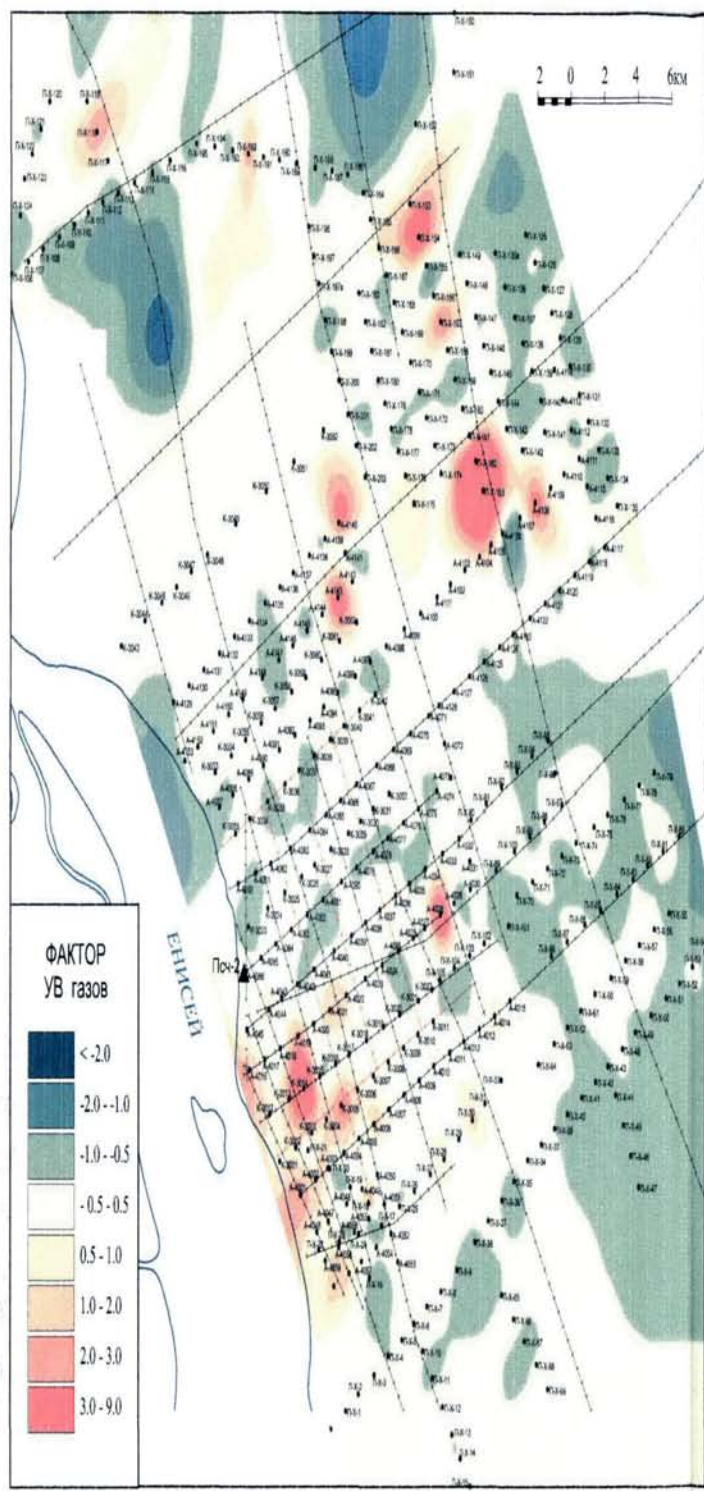


Рис.5.20а Факторный анализ показателей УВ газов

1 - точки отбора геохимических проб; 2 - скважина глубокого бурения; 3 - профили:
а) сейсмические прошлых лет, б) проектные Ладыгинской с/п 04 96-2000г.

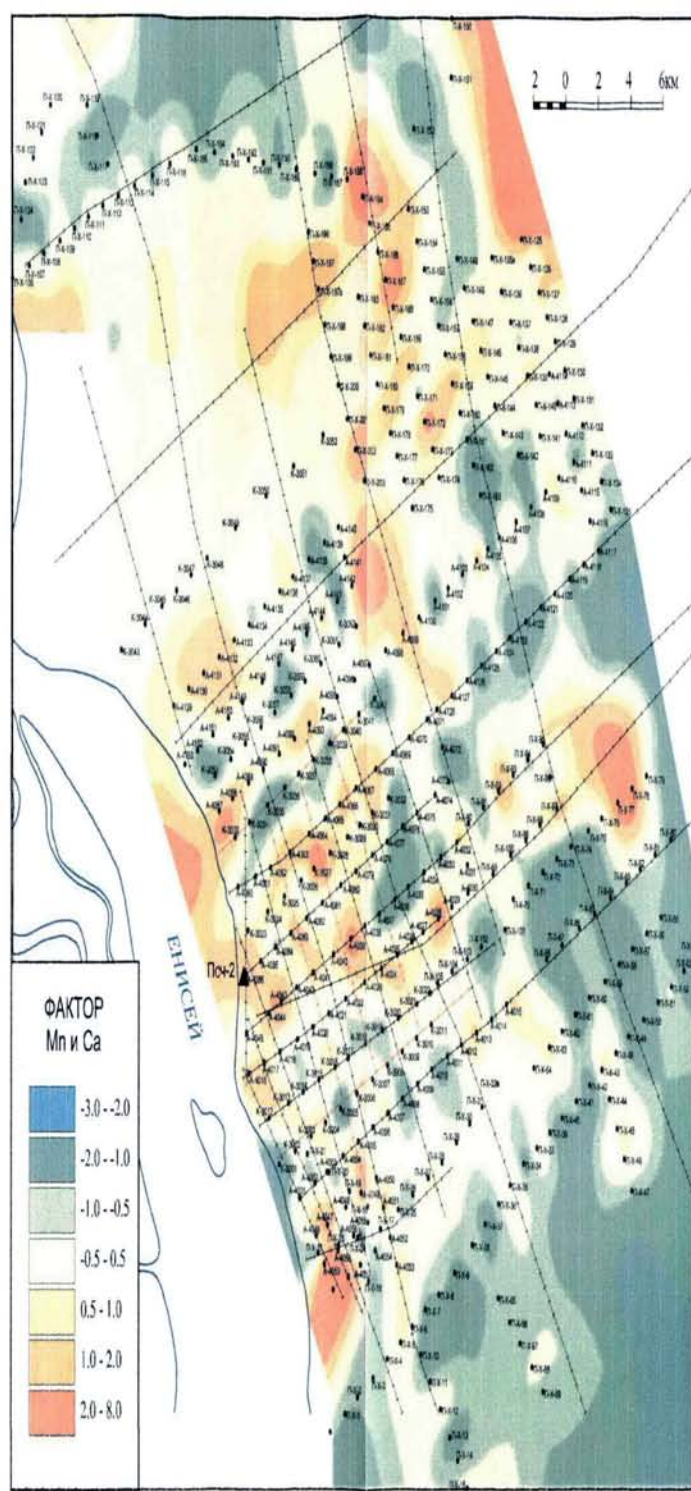


Рис.5.20б Факторный анализ показателей Mn и Ca

1, 2, 3 - см. рис.5.20а

Сравнительная характеристика геохимических полей в подпочвенном слое на разных участках Песчаной площади

Таблица 5.5

Описательные статистики

	Объем проб	Среднее	Медиана	Стандарт	Мин.	Макс.	-95.0%	+95.0%	Асимм.	Экссесс
Северопесчаная прогнозная перспективная ловушка										
CO ₂	61	6631	4585	6659	1166	30647	4926	8337	2.44	5.63
C ₂ H ₂	61	80.53	26.24	157.28	1.92	778.35	40.25	120.81	3.15	10.05
C ₂ H ₆	61	102.18	22.64	240.11	0.32	1194.11	40.68	163.67	3.44	12.31
H ₂ O	61	23475	21452	10007	5329	51637	20912	26038	0.7	0.1
H ₂	61	66	38	83	0.0	429	45	88	2.40	6.35
N ₂	61	42	18	45	4	146	31	53	1.26	-0.11
CH ₄	61	202	66	411	2	2006	97	307	3.31	11.40
CO	61	816	572	857	47	4022	597	1036	2.55	6.25
M _n	58	1.48	1.36	0.59	0.60	2.77	1.32	1.63	0.54	-0.77
T°C	53	1.61	1.40	1.34	0.10	6.60	1.24	1.98	1.53	3.08
pH	40	7.06	7.10	0.49	5.60	8.20	6.91	7.22	-0.79	2.08
Песчаное антиклинальное поднятие										
CO ₂	76	5266	3639	4720	496	28948	4188	6345	2.36	7.99
C ₂ H ₂	76	43.78	14.37	80.65	0.76	509.88	25.35	62.21	3.89	17.90
C ₂ H ₆	76	49.13	6.21	125.16	0.23	866.47	20.53	77.73	4.80	26.81
H ₂ O	76	28943	26647	11659	9702	59146	26279	31607	0.57	-0.28
H ₂	76	48	13	80	0.0	371	29	66	2.45	5.83
N ₂	71	87	102	46	2	189	76	98	-0.58	-0.51
CH ₄	76	101	22	200	0.0	1363	55	146	4.1	21.72
CO	76	599	432	535	50	3073	477	722	2.1	5.79
M _n	76	1.51	1.52	0.46	0.57	2.93	1.41	1.62	0.27	0.23
T°C	75	3.02	2.90	2.05	0.10	8.00	2.55	3.49	0.35	-0.67
pH	75	7.28	7.30	0.72	5.10	9.10	7.11	7.44	-0.51	0.92
Малоизученная территория с неясными перспективами										
CO ₂	39	2328	2095	1572	401	6059	1819	2838	0.83	-0.08
C ₂ H ₂	39	14.22	8.18	18.52	0.62	83.74	8.22	20.22	2.51	6.53
C ₂ H ₆	39	11.08	3.28	22.91	0.00	107.84	3.65	18.50	3.28	10.71
H ₂ O	39	17457	17606	8721	3943	42162	14630	20284	0.42	0.21
H ₂	39	7	0.0	11	0.0	45	3	10	1.95	3.65
N ₂	39	88	88	26	21	146	79	96	-0.60	1.33
CH ₄	39	25	10	36	0.0	164	13	36	2.11	5.20
CO	39	283	226	240	26	913	205	361	1.00	0.24
M _n	39	1.15	1.09	0.55	0.42	2.93	0.97	1.33	1.38	2.36
T°C	39	2.45	2.40	1.30	0.10	5.30	2.03	2.87	0.00	-0.58

Коэффициенты парной корреляции

Таблица 5.6

Северопесчаная прогнозная перспективная ловушка											
	CO2	C2H2	C2H6	H2O	H2	N2	CH4	CO	Mn	T°C	pH
CO2	1	0.93	0.92	0.69	0.83	0.00	0.90	0.96	-0.31	-0.37	-0.51
C2H2	0.93	1	0.99	0.56	0.74	-0.01	0.91	0.87	-0.38	-0.41	-0.43
C2H6	0.92	0.99	1	0.55	0.76	-0.03	0.92	0.86	-0.37	-0.39	-0.40
H2O	0.69	0.56	0.55	1	0.54	0.47	0.56	0.67	-0.16	-0.13	-0.15
H2	0.83	0.74	0.76	0.54	1	-0.10	0.88	0.82	-0.30	-0.39	-0.42
N2	0.00	-0.01	-0.03	0.47	-0.10	1	-0.04	-0.01	-0.22	0.28	0.14
CH4	0.90	0.91	0.92	0.56	0.88	-0.04	1	0.93	-0.31	-0.36	-0.51
CO	0.96	0.87	0.86	0.67	0.82	-0.01	0.93	1	-0.27	-0.34	-0.56
Mn	-0.31	-0.38	-0.37	-0.16	-0.30	-0.22	-0.31	-0.27	1	0.17	0.16
T°C	-0.37	-0.41	-0.39	-0.13	-0.39	0.28	-0.36	-0.34	0.17	1	0.44
pH	-0.51	-0.43	-0.40	-0.15	-0.42	0.14	-0.51	-0.56	0.16	0.44	1
Песчаное антиклинальное поднятие											
	CO2	C2H2	C2H6	H2O	H2	N2	CH4	CO	Mn	T°C	pH
CO2	1	0.88	0.85	0.76	0.92	0.00	0.91	0.96	-0.41	-0.34	-0.39
C2H2	0.88	1	0.99	0.62	0.79	0.08	0.98	0.93	-0.40	-0.33	-0.48
C2H6	0.85	0.99	1	0.56	0.76	0.08	0.99	0.89	-0.37	-0.29	-0.45
H2O	0.76	0.62	0.56	1	0.65	-0.11	0.62	0.75	-0.24	-0.11	-0.21
H2	0.92	0.79	0.76	0.65	1	0.02	0.84	0.87	-0.38	-0.36	-0.39
N2	0.00	0.08	0.08	-0.11	0.02	1	0.06	0.04	0.08	-0.09	0.05
CH4	0.91	0.98	0.99	0.62	0.84	0.06	1	0.93	-0.37	-0.32	-0.44
CO	0.96	0.93	0.89	0.75	0.87	0.04	0.93	1	-0.41	-0.34	-0.45
Mn	-0.41	-0.40	-0.37	-0.24	-0.38	0.08	-0.37	-0.41	1	0.18	0.19
T°C	-0.34	-0.33	-0.29	-0.11	-0.36	-0.09	-0.32	-0.34	0.18	1	0.47
pH	-0.39	-0.48	-0.45	-0.21	-0.39	0.05	-0.44	-0.45	0.19	0.47	1
Малоизученная территория с неясными перспективами											
	CO2	C2H2	C2H6	H2O	H2	N2	CH4	CO	Mn	T°C	
CO2	1	0.94	0.83	0.99	0.89	0.95	0.92	0.99	0.72	0.90	
C2H2	0.94	1	0.97	0.88	0.99	0.77	1.00	0.97	0.60	0.78	
C2H6	0.83	0.97	1	0.75	0.99	0.61	0.98	0.89	0.50	0.67	
H2O	0.99	0.88	0.75	1	0.81	0.98	0.85	0.97	0.73	0.91	
H2	0.89	0.99	0.99	0.81	1	0.69	0.99	0.93	0.57	0.74	
N2	0.95	0.77	0.61	0.98	0.69	1	0.74	0.90	0.72	0.88	
CH4	0.92	1.00	0.98	0.85	0.99	0.74	1	0.96	0.60	0.78	
CO	0.99	0.97	0.89	0.97	0.93	0.90	0.96	1	0.70	0.88	
Mn	0.72	0.60	0.50	0.73	0.57	0.72	0.60	0.70	1	0.80	
T°C	0.90	0.78	0.67	0.91	0.74	0.88	0.78	0.88	0.80	1	

Матрицы нагрузок главных факторов

Таблица 5.7

	Главные факторы			Главные факторы				Главные факторы		
	1	2		1	2	3		1	2	3
CO2	0.972	0.035	CO2	0.953	0.151	0.062	CO2	0.908	8E-04	0.366
C2H2	0.950	-0.012	C2H2	0.939	0.199	-0.01	C2H2	0.48	0.103	0.828
C2H6	0.949	-0.021	C2H6	0.913	0.173	-0.03	C2H6	0.265	0.085	0.912
H2O	0.875	0.530	H2O	0.749	-0.14	0.042	H2O	0.94	0.015	0.050
H2	0.875	-0.078	H2	0.876	0.195	0.086	H2	-0.18	0.752	0.187
N2	0.007	0.880	N2	0.032	0.01	-0.92	N2	0.255	0.826	-0.224
CH4	0.956	-0.030	CH4	0.953	0.18	0.007	CH4	0.197	-0.3	0.891
CO	0.953	0.024	CO	0.962	0.174	0.026	CO	0.878	0.095	0.415
Mn	-0.388	-0.201	Mn	-0.409	-0.09	-0.44	Mn	-0.11	-0.12	-0.117
T	-0.316	0.498	T	-0.211	-0.82	0.104	T	-0.04	-0.4	-0.578
pH	-0.315	0.375	pH	-0.297	-0.78	-0.13				
Вклад	6.133	1.494	Вклад	6.087	1.507	1.088	Вклад	2.927	1.542	3.053
Доля	0.558	0.136	Доля	0.553	0.137	0.099	Доля	0.293	0.154	0.305

В последствии в ее пределах была проведена поверхностная комплексная геохимическая съемка. Согласно статистическим характеристикам, этот участок выделяется более, чем трехкратным превышением углеродов и минимальным содержанием азота в газах, сорбированных подпочвенными отложениями.

По результатам геохимической съемки, а также неотектоническим и геологическим данным эта ловушка прогнозируется, как наиболее перспективная в отношении залежи УВ в рассматриваемом районе. Она находится на севере территории, на левом берегу р. Муксуниха, в районе нижнего течения р. Ханавай-яха. Основные запасы УВ в ее пределах связываются с конусами выноса (клиноформными телами) отложений неокома. Площадь ловушки по суходудинскому разрезу составляет 60-70 км², по нижнехетскому – около 40 км². По верхнему горизонту в нее, возможно, включить подводящие каналы, что увеличивает ее размеры почти в два раза.

По итогам проведенных исследований в пределах Северопесчаной ловушки наблюдается комплекс аномалий, как указывалось выше, наиболее отвечающих залежи УВ (рис.5.21):

- по контуру ловушки выделяется контрастная кольцевая аномалия УВ-газов и CO₂;

- в центральной части наиболее полно представлены вторичные минералы марганца, сформированные в условиях восстановительного эпигенеза, здесь же наблюдается повышенная температура подпочвенного слоя, окруженная четко выраженной кольцевой зоной пониженных температур;

- в неотектоническом плане и по результатам дешифрирования аэрофотоснимков на этом участке устанавливается активная положительная зона;

- по данным статистического анализа в рассматриваемом районе количество основных УВ-газов почти в три раза превышает средние показатели по всей площади;

- подводящим каналам (промоинам) отвечают прямые (сплошные) газовые аномалии, а также восстановительные условия эпигенеза и повышенные температуры подпочвенного слоя;

- высокий суммарный коэффициент контрастности качественной оценки аномалий.

Перечисленные параметры входят в стандартный, положительный, методический набор геохимической съемки, с теми или иными небольшими вариациями, который был неоднократно опробован на эталонных месторождениях Западной и Восточной Сибири.

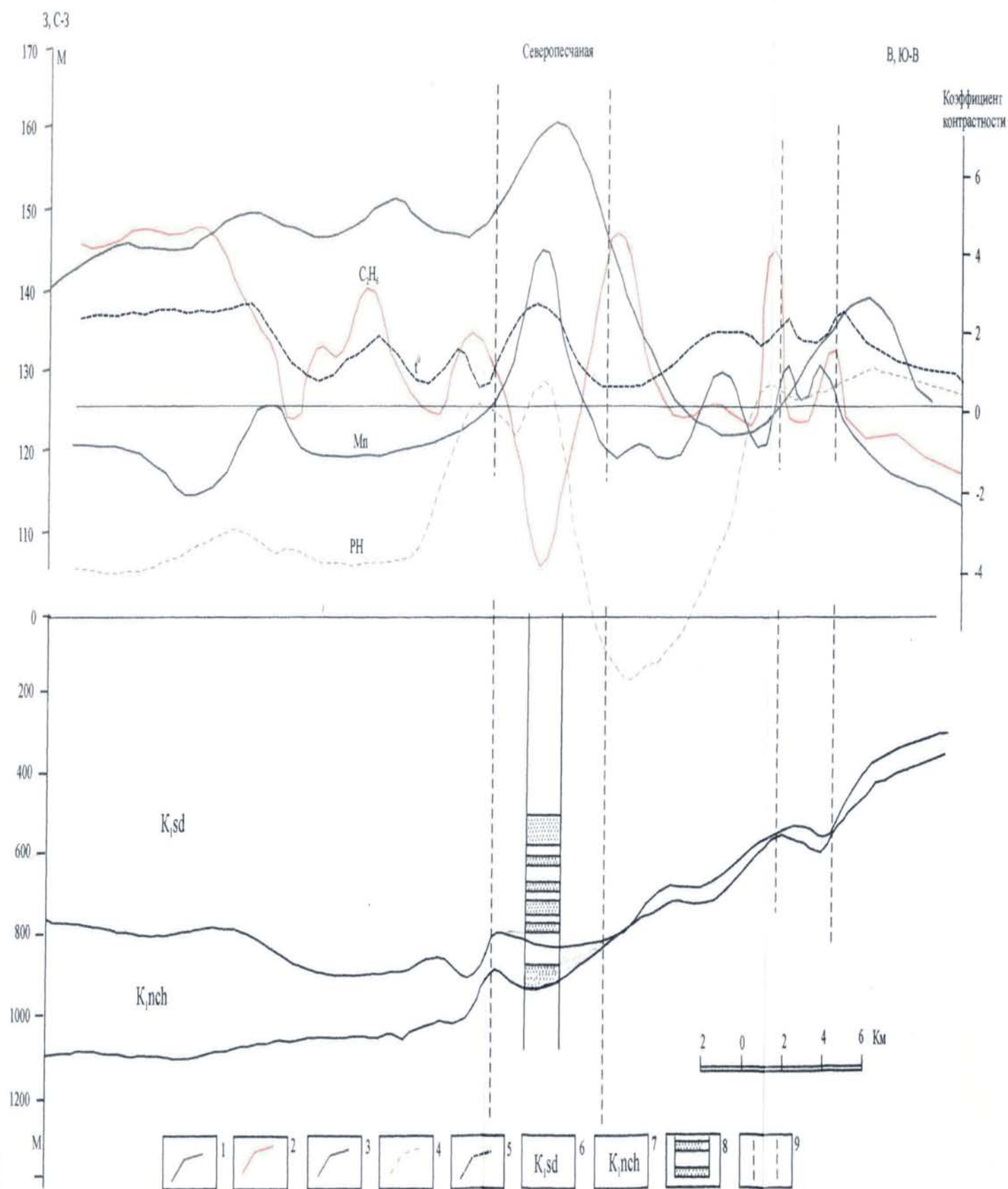


Рис. 5.21 Геолого-геохимический разрез по линии I-I'

1 - неотектонический профиль; 2 - график распределения коэффициента контрастности этана; 3 - график КГИ Mn (коэффициента генетической информации); 4 - график распределения водородного показателя (pH); 5 - график распределения температуры подпочвенного слоя; 6 - мощность отложений суходутинской свиты; 7 - мощность отложений нижнехетовской свиты; 8 - литологическая колонка скв. Пх-2 с примерным положением коллекторов (песчаников) в разрезе Северопесчаного поднятия; 9 - зоны предполагаемых структурно-литологических ловушек УВ

Таряхская ловушка расположена к востоку от Песчаной структуры и прогнозируется по комплексу проведенных исследований в отложениях нижнехетской свиты. Она связывается также с клиноформными телами и имеет площадь около 35 км². Как и в случае с Северопесчаной ловушкой, здесь наблюдаются кольцевая газовая аномалия, вторичное минералообразование марганца в восстановительных условиях эпигенеза и т.д.

Главный фактор «УВ газы» сохраняет свое место и на *Таряхском* участке, но его нагрузки здесь ниже (рис. 5.20^а). Однако, этот участок является недоизученным и здесь необходимо провести дополнительные геохимические исследования. По этой же причине здесь, при статистическом анализе, прослеживается менее четкая связь лито- с газогеохимическими и др. данными (табл. 5.5).

Кроме вышеперечисленных прогнозных зон на Песчаной площади имеется еще несколько небольших участков (площадью не более 10 км²), где по результатам проведенных исследований возможно обнаружение ловушек УВ. На карте перспектив нефтегазоносности все они, в той или иной мере, выделяются по суммарному коэффициенту контрастности, являющемуся основой качественной оценки аномалий. Здесь следует обратить внимание на северный, северо-восточный и южный склоны Песчаной структуры, где имеются активные унаследованные неотектонические зоны и где, возможно, сохранились от разрушения залежи УВ. На картах мощностей отложений нижнехетской и, в меньшей степени, суходудинской свит на этих участках, как правило, наблюдается их увеличение.

На «Антиклинальной» площади, которая пространственно совпадает с Песчаным антиклинальным поднятием, опробованным в сводовой части с отрицательными результатами, содержания всех геохимических показателей и, особенно, в центральной части находятся в пределах фона (табл. 5.5, 5.6).

Итак, по проведенным комплексным исследованиям были получены следующие результаты:

1. Выполнена комплексная газолитогеохимическая съемка на площади более 900 км². Наиболее плотная сеть геохимического опробования, согласно с геологическим заданием, осуществлена на Песчаной структуре.

2. Проведены детальные неотектонические исследования и по их результатам выявлены:

- активные положительные неотектонические зоны в пределах крупной Нижнемуксунихинской депрессии (Северопесчаное поднятие и Тарях-

ский участок), с которыми по результатам геохимических работ связываются основные прогнозные ловушки УВ;

- крупное контрастное новейшее поднятие, протягивающееся вдоль р. Енисей (Караульное поднятие) куда вошла также Песчаная структура, сводовая часть которой претерпела в новейший тектогенез инверсионное развитие.

3. По данным исследования геохимии органического вещества юрских и нижнемеловых отложений выяснено, что в главной зоне нефтеобразования находятся нижнехетская, гальчихинская и, по-видимому, верхняя часть малышевской свит. Поэтому при благоприятных литологических и тектонических факторах при бурении на глубину 3300-3700 м перспективными могут оказаться резервуары в нижнехетской, суходудинской, малохетской и яковлевской свитах. Причём в последних трёх залежи могут сформироваться лишь за счёт вертикальной миграции.

4. По газолитогеохимическим критериям, а также температурам подпочвенного слоя, мощностям отложений и др. показателям, выявлены две перспективные в отношении залежи УВ зоны - это Северопесчаная и Тарьяхская, увязываемыми авторами с конусами выноса (клиноформными телами) отложений суходудинской и нижнехетской свит. Площадь первой по суходудинскому горизонту составляет более 60 км², а с подводящими каналами, которые проявились в геохимических аномалиях и толщинах отложений, она увеличивается до более 100 км², по нижнехетскому – около 40 км²; Тарьяхская ловушка прогнозируется только в нижнехетских осадках, площадь ее при этом составляет более 35 км².

5. Ловушки УВ в районе Песчаной структуры, прогнозируются только по ее северному и южному склонам, на небольших участках площадью не более 10 км², где они, возможно, сохранились от разрушения.

6. Рекомендуются провести детальные комплексные геохимические и геофизические работы в северо-западной части района и далее вдоль склона Мессояхско-Малохетской гряды и Рассохинского мегавала, с целью подтверждения выявленных и дальнейших поисков структурно-литологических ловушек УВ.

5.2. Большехетская площадь

Большехетская площадь занимает центральную часть исследуемого района (рис.1) и является весьма перспективной в нефтегазоносном отношении. Здесь на поднятиях в отложениях мела и юры открыт ряд месторо-

ждений нефти и газа. Дальнейшие открытия ожидаются, прежде всего, в неантиклинальных ловушках - литологических телах, которые сформировались в определенных структурно-фациальных условиях, и которые способны аккумулировать нефть и газ.

Изучаемая территория является бортовой частью Западно-Сибирского осадочного бассейна. Осадконакопление в этой зоне происходило на фоне сложных тектонических процессов в широком спектре фациальных обстановок. Здесь происходит смена Пур-Тазовского типа стратиграфического разреза на Усть-Енисейский, что определило сложное строение и распространение коллекторов и покрышек и, соответственно, ловушек в регионе.

5.2.1. Комплексные неотектонические и геохимические исследования

Прогноз нефтегазоперспективных зон и отдельных ловушек выполнен на основе применения геологических, геохимических и неотектонических методов с привлечением сейсмических материалов.

При этом были выполнены следующие виды исследований:

- газолитогеохимические исследования на эталонных месторождениях – Ванкорской, Тагульской, а также на Осетровой и Чарской площадях;
- геохимические исследования органического вещества пород с целью оценки нефтегазогенерационного потенциала отложений юры и мела;
- анализ новейшей тектоники и изучение геологического строения кайнозойских отложений;

составление карт распределения газолитогеохимических и фитогеохимических аномалий;

комплексный анализ данных сейсморазведки, геохимических и неотектонических исследований с целью составления карты перспектив нефтегазоносности региона с выделением прогнозных зон и ловушек УВ.

Результаты неотектонических работ в Большехетском районе приведены выше, в главе 3.

Методика газолитогеохимического опробования также приведена выше при рассмотрении Песчаной площади. Однако необходимо отметить, что при рассмотрении литогеохимических параметров было выяснено, что в Большехетском районе наиболее информативным, чутко реагирующим на изменение условий реакционной среды, явился кальций. Его минералы могут формироваться в щелочных ($\text{pH} \geq 7.0$) условиях с температуры $T \geq 18^{\circ}\text{C}$ при наличии подтока CO_2 . Подток углеводородных газов, поступающих из

залежи, обеспечивает формирование локальных участков с восстановительными ($E_h < 0$) условиями, где слабый процесс образования карбонатных минералов идет совместно с процессами глинизации и слабого окремнения. Об этом можно судить по закономерно меняющимся значениям КГИ для алюминия, натрия, калия, кремния. Поэтому, при построении карт прогнозных ловушек здесь использовались значения КГИ для кальция, в отличие от Песчаной площади, где основным элементом, использующимся при построении литогеохимических карт, был марганец.

Обработка полученных данных включала статистический анализ и построение карт, графиков и кривых газовой съемки по профилям. По результатам аналитических данных составлена таблица соотношения средних значений газовых показателей в контуре и за контуром аномалий на различных эталонных и перспективных участках (табл. 5.8).

На эти же площади (Чарскую, Ванкорскую, Осетровую и Тагульскую) составлены карты распределения концентраций этана (C_2H_6), углекислого газа (CO_2), метана (CH_4), и азота (N_2) по показателю контрастности и карта условий карбонатного минералообразования по данным элементно-минералогического состава. На них в условных обозначениях нанесены: на эталонных участках – границы аномалий, связанных с залежами углеводородов и предполагаемые газонефтяные и водонефтяные контакты; на других площадях – аномалии, связанные с предполагаемыми залежами углеводородов.

На литогеохимической карте отражены окислительные и восстановительные условия формирования вторичных карбонатов, а также переходные от окислительного эпигенеза к восстановительному. На ней же показаны зоны отсутствия вторичного карбонатного минералообразования.

Статистические оценки газовых показателей по этим участкам представлены в таблицах 5.9 – 5.12.

Распределение химических элементов в горных породах, почвах, подпочвенных отложениях, водах и других природных образованиях определяется условиями их происхождения. При этом знание максимального фонового содержания того или иного элемента или соединения позволяет легко выявить химические аномалии и оценить их интенсивность. Но на распределение элементов в любой геохимической системе влияет множество причин, что приводит к варьированию содержаний элементов и соединений в различных точках изучаемых площадей. Поэтому для выделения геохимических аномалий и оценки содержаний породообразующих элементов и закономерностей их распределения в поверхностном геохимическом поле были использованы

Табл 5.8

Соотношение газовых, литогеохимических и неотектонических показателей на эталонных и перспективных площадях

Показатели	эталон (Тагульское мест-е)	Ванкорское мест-е	Перспективные площади		Примечание
			Осетровая	Западно- Сузунская	
Коэффициент контрастности C_2H_6					
1. сплошные аномалии	2.0+5.5	1.0+3.5	2.0+4.5	2.0+4.0	центральные части
2. кольцевые аномалии:					
а) внешний контур (ВНК)	1.0+2.5	-0.5+0.0	1.0+3.0	0.0+2.0	
б) внутренний контур (ГНК)	-0.5+1.0	1.0+-0.5	-0.5+1.0	0.5+1.5	
в) интервал $K_{\text{контр.}}$	-2.5+5.5	-1.5+2.0	-2.0+4.5	-1.5+5.5	
Условия эпигенеза (по значениям КГИ C_a)					
1. сплошные аномалии (восстановительные или переходные от восстановительных к окислительным)	0.2+0.45	0.3+0.45	0.25+0.45	0.2+0.45	
2. кольцевые аномалии (переходные от окислительных к восстановительным или восстановительные**	0.35+0.55	0.35+0.4	0.35+0.5	0.35+0.5	**связано с подтоком CO_2
3. сводовые части структур или неотектонических поднятий (восстановительные или отсутствие вторичной C_a -минерализации)	0.2+0.35 или ≥ 0.55	0.2+0.35	0.2+0.35 или ≥ 0.55	0.2+0.35 или ≥ 0.55	
Коэффициент контрастности азота	0.8+1.6	0.4+1.4	0.6+1.5***	1.0+1.8	0.3+1.8
Неотектонические параметры					
1. суммарные амплитуды поднятий, м.	220-240	260-270	260-290	240-250	
2. градиенты поднятий, м/км	до 12	до 14	до 16	до 8	
3. плотность линияментов, км/ед. площади	7-17	7.5-10	7.5-12	-	
Площадь, км ²	≈180	≈200	≈300	≈220	

Таблица 5.9

Статистические параметры газовых показателей (Ванкорский участок)

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
Среднее	1533.43	5.14	6.14	3.46	1.87	7.34	99.45
Стандартная ошибка	171.74	1.12	2.04	0.74	0.08	1.92	9.73
Медиана	957.37	1.55	0.64	1.02	1.62	1.22	66.56
Стандартное отклонение	2117.30	13.75	25.13	9.16	0.95	23.65	119.99
Эксцесс	34.24	48.16	63.88	30.00	3.76	37.40	29.01
Асимметричность	5.26	6.29	7.41	5.20	1.74	5.78	4.69
Интервал	17579.12	129.15	250.48	72.04	5.58	195.43	1002.96
Минимум	210.46	0.18	0.08	0.00	0.47	0.07	7.81
Максимум	17789.58	129.33	250.56	72.04	6.06	195.50	1010.77
Кол-во проб	152	152	152	152	152	152	152

Таблица 5.10

Статистические параметры газовых показателей (Чарский участок)

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
Среднее	1733.96	5.34	5.97	4.58	2.48	10.16	130.07
Стандартная ошибка	128.69	0.93	1.58	0.86	0.11	2.07	8.49
Медиана	1345.98	2.40	1.35	2.10	2.26	3.45	103.54
Стандартное отклонение	1273.94	9.20	15.64	8.47	1.05	20.45	84.05
Эксцесс	14.95	16.27	24.90	40.04	8.94	18.54	7.32
Асимметричность	3.30	3.83	4.68	5.63	2.54	4.06	2.29
Интервал	8600.88	58.93	110.63	70.89	6.50	134.04	504.79
Минимум	231.42	0.39	0.05	0.26	1.02	0.37	19.26
Максимум	8832.30	59.32	110.68	71.15	7.52	134.41	524.05
Кол-во проб	98	98	98	98	98	98	98

Таблица 5.11

Статистические параметры газовых показателей (Ванкорский участок)

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
Среднее	1533.43	5.14	6.14	3.46	1.87	7.34	99.45
Стандартная ошибка	171.74	1.12	2.04	0.74	0.08	1.92	9.73
Медиана	957.37	1.55	0.64	1.02	1.62	1.22	66.56
Стандартное отклонение	2117.30	13.75	25.13	9.16	0.95	23.65	119.99
Эксцесс	34.24	48.16	63.88	30.00	3.76	37.40	29.01
Асимметричность	5.26	6.29	7.41	5.20	1.74	5.78	4.69
Интервал	17579.12	129.15	250.48	72.04	5.58	195.43	1002.96
Минимум	210.46	0.18	0.08	0.00	0.47	0.07	7.81
Максимум	17789.58	129.33	250.56	72.04	6.06	195.50	1010.77
Кол-во проб	152	152	152	152	152	152	152

Таблица 5.12

Статистические параметры газовых показателей (Чарский участок)

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
Среднее	1733.96	5.34	5.97	4.58	2.48	10.16	130.07
Стандартная ошибка	128.69	0.93	1.58	0.86	0.11	2.07	8.49
Медиана	1345.98	2.40	1.35	2.10	2.26	3.45	103.54
Стандартное отклонение	1273.94	9.20	15.64	8.47	1.05	20.45	84.05
Эксцесс	14.95	16.27	24.90	40.04	8.94	18.54	7.32
Асимметричность	3.30	3.83	4.68	5.63	2.54	4.06	2.29
Интервал	8600.88	58.93	110.63	70.89	6.50	134.04	504.79
Минимум	231.42	0.39	0.05	0.26	1.02	0.37	19.26
Максимум	8832.30	59.32	110.68	71.15	7.52	134.41	524.05
Кол-во проб	98	98	98	98	98	98	98

эталонные площади, в нашем случае, Тагульское и Ванкорское месторождения.

Тагульская площадь.

Находится на самом юге Большехетской структурной террасы. Как указывалось выше, формирование Тагульского поднятия началось не ранее начала верхнего мела. К концу туронского времени (рис. 2.3) с оформлением Большехетской террасы и Тазовско-русскореченского мегавала начался подъем южной части Лодочного вала вместе с Тагульским и Лодочным поднятиями и относительным прогибанием Ванкорского. На неотектонический этап, по результатам исследований, приходится не менее 30 % амплитуд этих структур, что составляет примерно 30–40 метров.

На Тагульской площади за время полевых работ отобрано около 150 подпочвенных и столько же почвенных проб. Отбор их проведен по сети радиальных профилей с максимальным сгущением к центральной части месторождения.

Для выделения газогеохимических аномалий, как и ранее, использовались данные хроматографического анализа состава газов. Данным методом определялись концентрации CH_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO , CO_2 , H_2 , N_2 , и H_2O . Коэффициент корреляции между ними очень высокий и достигает величины от 0.75 до 0.95. Исключение составляет азот, у которого он имеет отрицательные значения. Корреляционные зависимости между показателями геохимического поля даны в таблице 5.13. При проведении статистической обработки концентраций использовались все определяемые газы. При составлении карт распределения газов применялись метан, этан, углекислый газ и, как имеющий обратные концентрации, азот.

Корреляционные связи между газовыми показателями поверхностного поля Большехетской зоны

Таблица 5.13

	CO_2	C_2H_2	C_2H_6	H_2	N_2	CH_4	CO
CO_2	1						
C_2H_6	0.92	1					
C_2H_2	0.92	0.99	1				
H_2	0.79	0.86	0.82	1			
N_2	0.09	0.03	0.03	0.00	1		
CH_4	0.93	0.99	1.00	0.84	0.03	1	
CO	0.96	0.94	0.94	0.84	0.04	0.95	1

Учитывая высокую корреляцию между газовыми показателями, был выбран однокомпонентный коэффициент контрастности. Он является, как

указывалось выше, безразмерной величиной, соответствующей характеру распределения вещества в породе. Используя это свойство, были построены сводные профили по всем геохимическим показателям (рис. 5.22).

Основной характеристикой поверхностного газогеохимического поля является распределение концентраций газов, сорбированных подпочвенными отложениями. Гистограммы их распределения приведены на рис. 5.23.

Соотношение средних значений газовых показателей в контуре Тагульского месторождения и за его границами показывает, что количество УВ газов, за исключением углекислого, почти на порядок выше над месторождением, чем за его пределами. В отношении CO_2 , CO и азота. Их количество в контуре эталонного участка и за контуром меняется в меньшей степени. Но, тем не менее, степень контрастности, считающаяся одним из основных показателей нефтегазоносности (что показывает статистический анализ), для этих газов в первом случае гораздо выше, чем во втором.

Выявленные на месторождении аномалии метана, этана и других УВ газов можно подразделить на два основных типа - это сплошные и кольцевые. В любом случае, первые из них располагаются по периферии месторождения, но ни как ни в сводовой части (это касается не только Тагульского, но и Ванкорского месторождения, но об этом ниже) и занимают только большую площадь и концентрации, в отличие от кольцевых аномалий / Березкин и др., 1980/. Это затрудняет проведение предполагаемых водонефтяного или газонефтяного контактов на таких участках.

Сплошные аномалии характеризуются определенным набором газо- и литогеохимических показателей. Во-первых, в поле их развития идет формирование вторичных карбонатов (в основном доломитизация) в восстановительных условиях ($E_h < 0$, $\text{pH} \geq 7$, КГИ* кальция от 0.20 до 0.35) или переходных от восстановительных условий к окислительным ($E_h \geq 0$, $\text{pH} \geq 7$, КГИ кальция от 0.35 до 0.45) при наличии подтока CO_2 . Во-вторых, количество азота на таких участках, как правило, уменьшается от границы аномалии к центру. В третьих, их формирование обусловлено, вероятно, диффузионной миграцией углеводородов, приводящей к изменению в приповерхностных условиях окислительно-восстановительного потенциала E_h и кислотно-щелочного показателя pH и соответственному вторичному минералообразованию в определенной обстановке.

Кольцевые газовые аномалии, наблюдаемые на Тагульском, а также Ванкорском месторождениях, можно подразделить на два типа - это расположенные по контуру водонефтяного контакта и во втором случае - приуроченные к центральной части залежей, увязываемые нами с газонефтяными

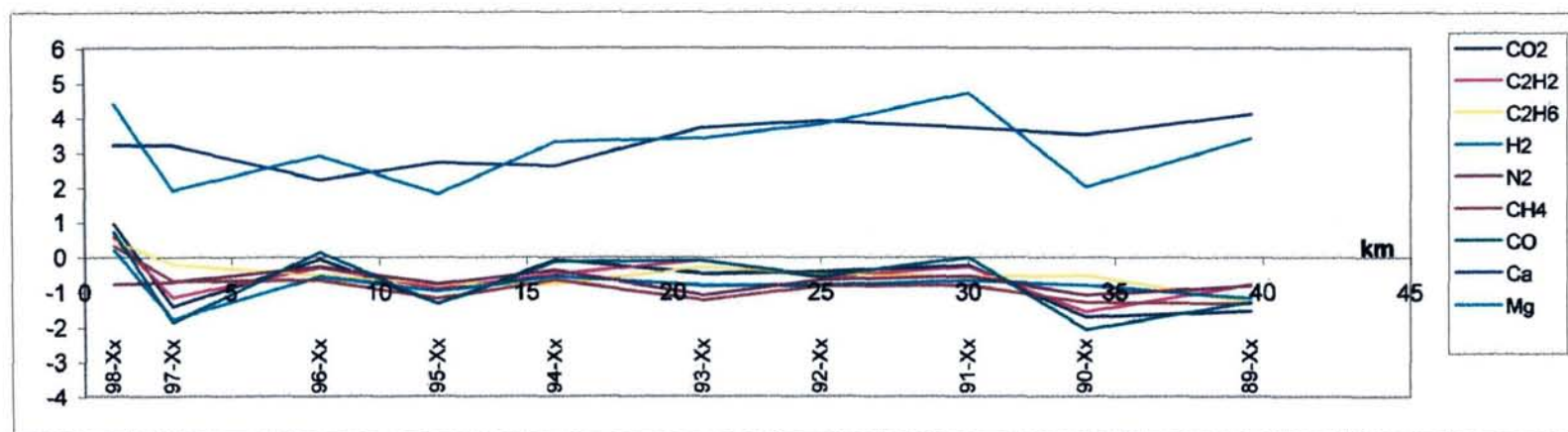
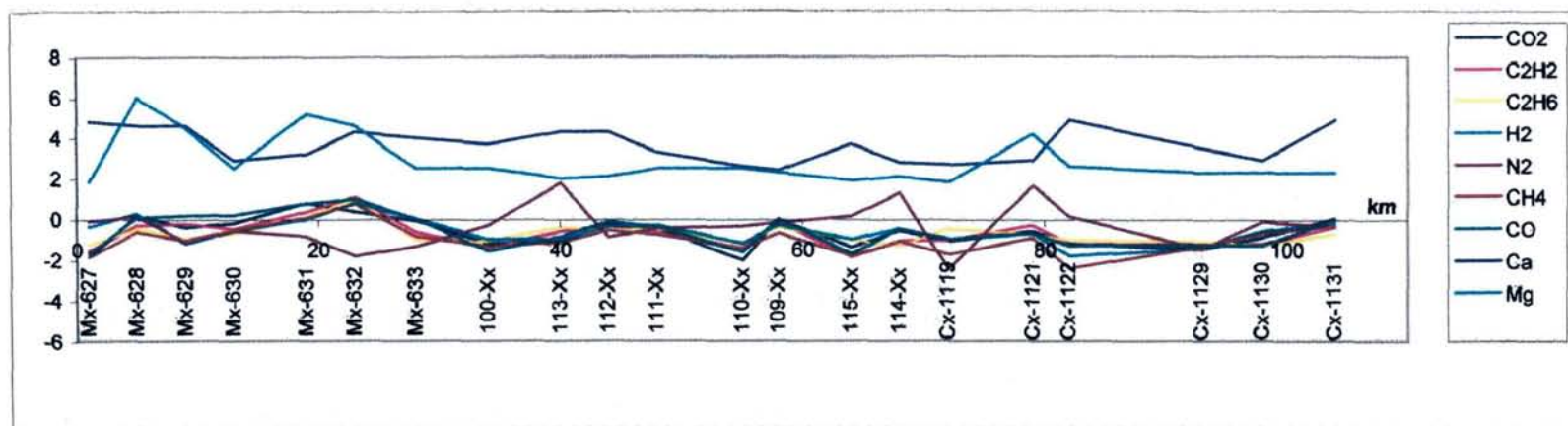


Рис. 5.22 Значения коэффициентов контрастности концентрации газов и коэффициентов генетической информации Ca, Mg по линии точек отбор а проб Mx/627-Cx/11 и 98/Xx-89Xx

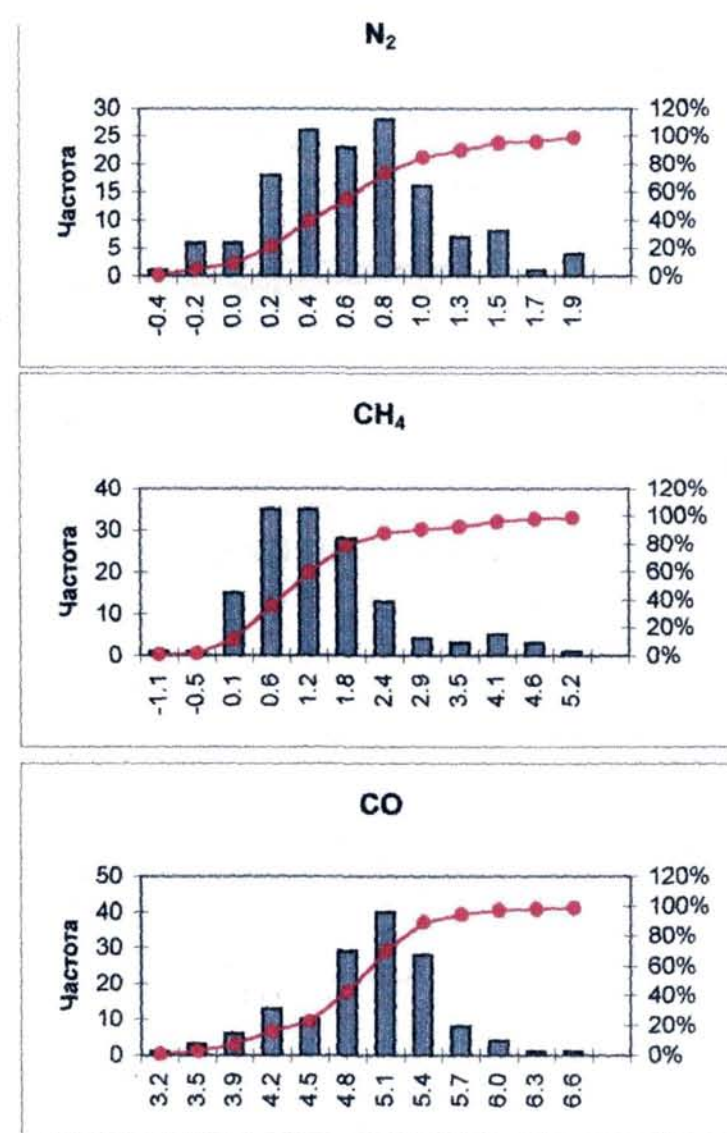
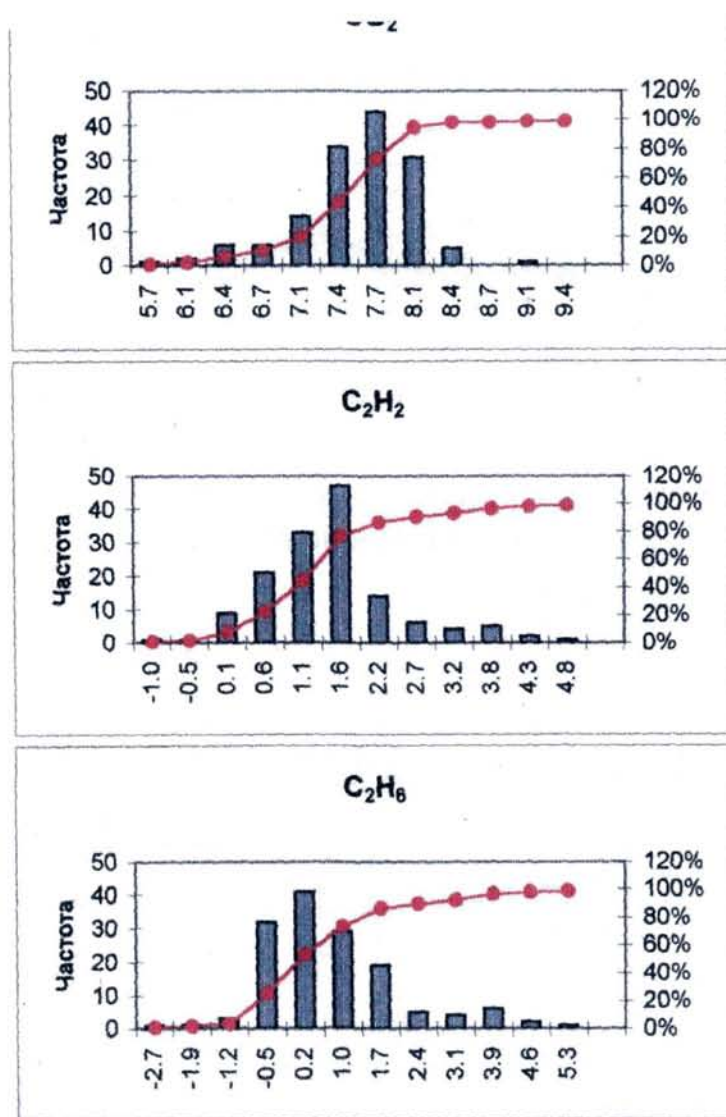


Рис. 5.23 Распределение концентраций газов сорбированных почвенными отложениями на Тагульском участке (в логарифмическом масштабе)

контактами. Они различаются по степени концентраций газов, сорбируемых приповерхностными отложениями. В первом случае она выше, что связано, вероятно, с более активной в геохимическом отношении зоной, развивающейся по контуру месторождений. Литогеохимический показатель, т.е. условия эпигенеза, существенно не отличаются и характеризуются пониженными значениями окислительно-восстановительного потенциала (переходная зона).

Проведенные исследования на эталонных участках (не только рассматриваемого района) показывают, что по контуру месторождений мы имеем точечные или сплошные аномалии УВ газов, с концентрацией как минимум в несколько раз превосходящую фоновую. Их размер, интенсивность и т.д. зависят от многих причин, в том числе и от структурно-тектонических /О природе..., 1978/. На наличие таких аномалий косвенно указывают гистограммы распределения концентраций газов, сорбированных подпочвенными отложениями (рис. 5.23). Здесь, в основном количестве проб содержание этих компонентов варьирует в небольших пределах. Так, для 95% всех проанализированных образцов подпочвенных отложений концентрация C_2H_6 составляет от 0,4 до 17 мг/кг породы, 90% проб имеют концентрацию CH_4 от 1 до 11 мг/кг, 80% образцов содержат от 50 до 180 мг/кг породы CO и т.д. Т.е., резко повышенное количество газов имеются, по сути, только в единичных пробах (табл. 5.14). Поэтому, при выделении предполагаемых кольцевых аномалий используются концентрации газов, которые, в большинстве случаев, незначительно отличаются от фоновых содержаний. При этом на отдельных участках эти значения могут отличаться лишь на проценты. Такие зоны выделяются по условиям формирования в приповерхностных условиях вторичных минералов, в нашем случае кальцита, а также уменьшением количества сорбируемого азота в сторону от залежи и соответственной контрастности его проявления.

Детальный анализ карт концентраций газов и условий эпигенеза показывает, что по границе залежи и в зоне газонефтяного контакта мы имеем не только точечные аномалии, которые в той или иной степени, возможно, соединить, но и непрерывную, кольцевую. При этом содержание того или иного компонента на таких участках отличается от фонового количества только на проценты или первые десятки процентов (например, для этана это количество меняется от 0.6-0.8 до 1-1.2 мг/кг породы). Выявление этой зоны, и особенно на участках с не установленной нефтегазоносностью, возможно только при комплексном подходе, учитывая не только газовый и литогеохимический фактор, но и структурно-тектонические, неотектонические и др. условия.

Таблица 5.14

Таблица содержаний УВ газов, сорбированных подпочвенными отложениями

C ₂ H ₆			CH ₄		
Карман	Частота	Интегр %	Карман	Частота	Интегр %
0,0488	1	,17%	0,069	2	,35%
1,76685	394	66,95%	1,33	158	28,07%
3,4849	86	81,53%	2,591	149	54,21%
5,20295	25	85,76%	3,852	74	67,19%
6,921	18	88,81%	5,113	43	74,74%
8,63905	17	91,69%	6,374	38	81,40%
10,3571	6	92,71%	7,635	17	84,39%
12,07515	6	93,73%	8,896	18	87,54%
13,7932	5	94,58%	10,157	8	88,95%
15,51125	4	95,25%	11,418	9	90,53%
17,2293	1	95,42%	12,679	7	91,75%
18,94735	4	96,10%	13,94	7	92,98%
20,6654	5	96,95%	15,201	7	94,21%
22,38345	4	97,63%	16,462	5	95,09%
24,1015	2	97,97%	17,723	4	95,79%
25,81955	2	98,31%	18,984	7	97,02%
27,5376	1	98,47%	20,245	0	97,02%
29,25565	1	98,64%	21,506	0	97,02%
30,9737	1	98,81%	22,767	3	97,54%
32,69175	1	98,98%	24,028	2	97,89%
34,4098	1	99,15%	25,289	2	98,25%
36,12785	4	99,83%	26,55	2	98,60%
37,8459	0	99,83%	27,811	2	98,95%
39,564	0	99,83%	Еще	6	100,00%
Еще	1	100,00%			

Характер распределения газовых концентраций на Тагульской площади будет рассмотрен на примере этана (рис. 5.24).

На месторождении и к западу от него установлен целый ряд аномалий C₂H₆ разной площади и интенсивности. Большинство из них и, особенно с высокими концентрациями, расположено по периферии месторождения, в зоне водонефтяного контакта. Максимальные из них, с содержанием этана в подпочвенных отложениях более 150 мг/кг породы наблюдаются на юге в районе скв. Тг-11 и к западу от скв. Тг-7. Не замкнутая с севера цепочка аномалий соединяется между собой линейными зонами, где количество этана, сорбированного в пробах, незначительно превышает фоновое или законтурное содержание (см. выше).

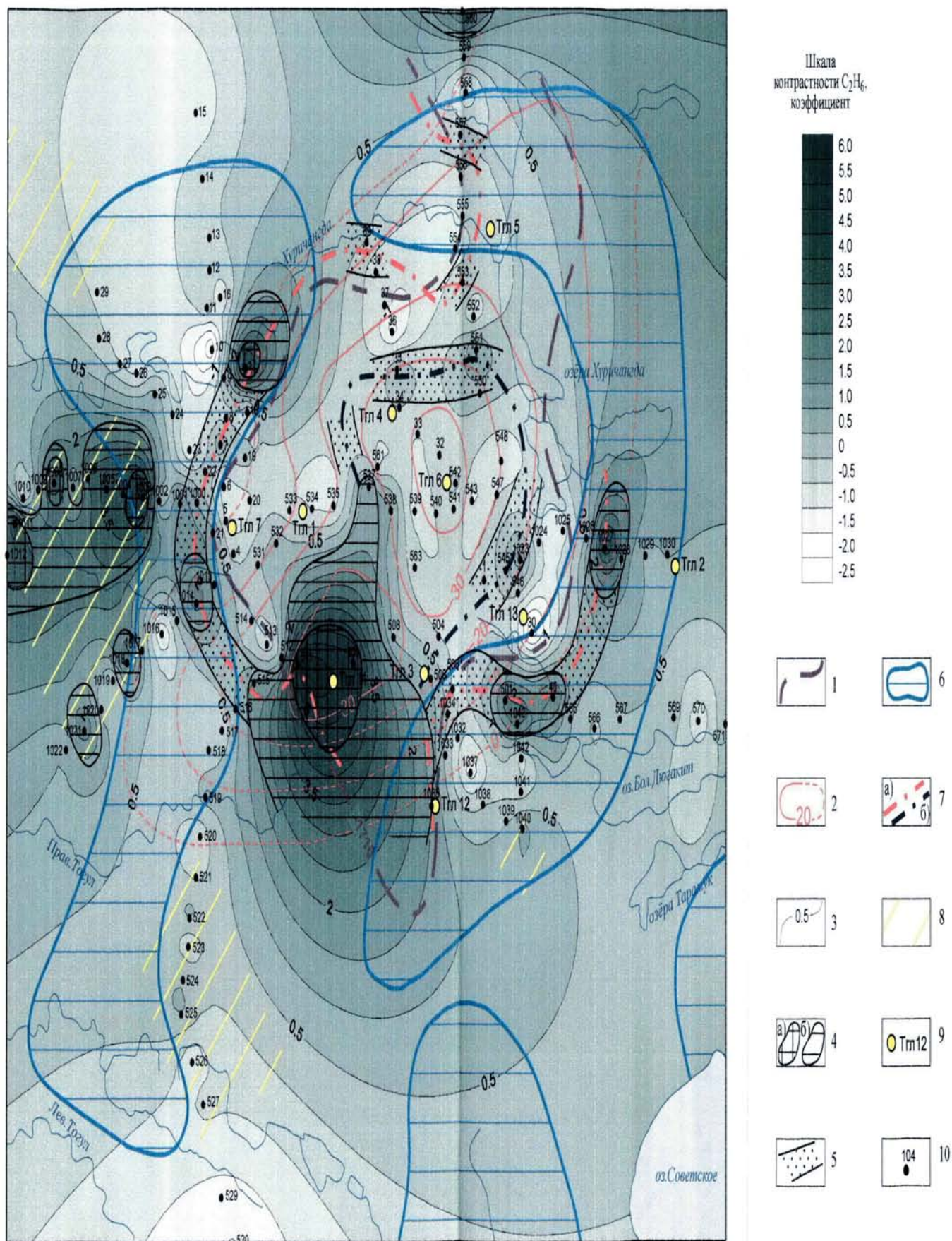


Рис. 5.24 Карта геохимических аномалий Тагульского эталонного участка

1 - контур ВНК продуктивного пласта Як-1; 2 - изопахиты суммарной эффективной нефтегазонасыщенности толщин (пласты Дл-I, Як-I-III); 3 - изодиины коэффициентов контрастности C_2H_6 ; 4 - аномалии с содержанием C_2H_6 (мг/кг породы): а) >50, б) 5-50; 5 - кольцевые аномалии с содержанием C_2H_6 <5 мг/кг породы; 6 - крупные неотектонические депрессионные зоны; 7 - контуры а) ВНК и б) ГНК по данным геохимической съемки; 8 - прогнозируемые структурно-литологические ловушки УВ; 9 - скважины и их номера; 10 - точки отбора геохимических проб

В центральной части месторождения примерно по изопаките 20 м. (суммарной эффективной нефтегазонасыщенности по данным бурения толщин пластов Дл-I и Як-I-III) наблюдается кольцевая аномалия этана с единичными точками, где его концентрации превышает фоновую в несколько раз. Возможно, она связана с контуром ГНК, поскольку с небольшими смещениями (только на крайнем востоке оно достигает около 1 км.) она повторяет его, но выделенного уже по данным бурения (ГНК пласта Як-1). Она, замыкается на сплошную аномалию, расположенную на юге района, в районе скв. Тг-11.

К западу, северу и юго-западу от месторождения выделяется еще несколько сложных аномалий, в том числе одна крупная, но там необходимо провести дополнительные геохимические исследования, чтобы более обоснованно их разбраковать и увязать с возможными залежами УВ.

Данные по положительным, аномалиям азота (рис. 5.25) не противоречат в целом картине нефтегазонасыщенности продуктивных пластов Тагульского месторождения. Здесь наблюдается высококонтрастные концентрации данного газа и только в районе скв. Тг-1 и Тг.-6 выделяются отдельные пробы с содержанием азота в подпочвенных отложениях ниже среднего (менее 2 мг/кг породы).

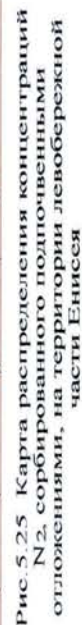
Карта Са-минералообразования построена только по значениям коэффициента генетической информации (КГИ) для аналитической линии Са I 272.16 нм, появляющейся при наличии процессов умеренного и интенсивного карбонатообразования. В пределах рассматриваемой площади условия вторичной минерализации имеют сложную картину и меняются от щелочно-восстановительных ($\text{КГИ}_{\text{Cal}} = \text{менее } 0.2 \div 0.35$) до окислительных ($\text{КГИ}_{\text{Cal}} > 0.5$). Тем не менее, здесь выделяется ряд зон по периферии и в центральной части месторождения, где условия восстановительного и переходного от восстановительного к окислительному эпигенезу, связанные с подтоком УВ, совпадают с аномалиями этана и др. газов (рис. 5.26).

Ванкорская площадь.

Коэффициент корреляции углекислого газа с углеводородными компонентами достигает значений 0.92-0.93. Его распределение по площади Ванкорского месторождения имеет более контрастную картину, поэтому и приводится на результативной карте (рис. 5.27).

Крупные аномалии CO_2 с содержанием в пробах подпочвенных отложений более 2000 мг/кг породы (среднее около 1500 мг/кг, медианное около 1000) наблюдаются на трех участках, это между скв. Внк-5 и Внк-1,2

Шкала
контрастности N_2^*
коэффициент



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Шкала
контрастности N_{2-}
коэффициент



— условия условий карбонатного
минералообразования в генетической
информации (КТИ)

Условия формирования
вторичных карбонатов:

восстановительные
($Eh < 0$, $pH \geq 7$), КТИ < 0.35 ;
переходная зона от восстановительных
к окислительным ($Eh \geq 0$, $pH \geq 7$)
при наличии потока CO_2 , КТИ $- 0.35-0.45$;
окислительные ($Eh > 0$, $pH \geq 7$), КТИ $- 0.45-0.55$;
отсутствие вторичного карбонатного
минералообразования, КТИ ≥ 0.55

— административные границы

— скважины и их номера

— изогипсы отрицающего горизонта

H200 (кроме суходолинной свиты)

— ВНК инжесекторского продуктивного

горизонта Нх-Ш по данным бурения,

сейсморазведки (Ванкорское

месторождение)

— изопакеты суммарной эффективной

деформации (плотности $\rho_{пл}$ в

ДП-1, Я-1, Я-11, Я-111, К-1, К-11

1998г.: а) уверенные, б) предположительные

(Татуйское месторождение)

Рис. 5.26 Карта условий карбонатного
минералообразования в поверхностных
отложениях по данным элементно-
минералогического состава на территории
левобережной части Енисея

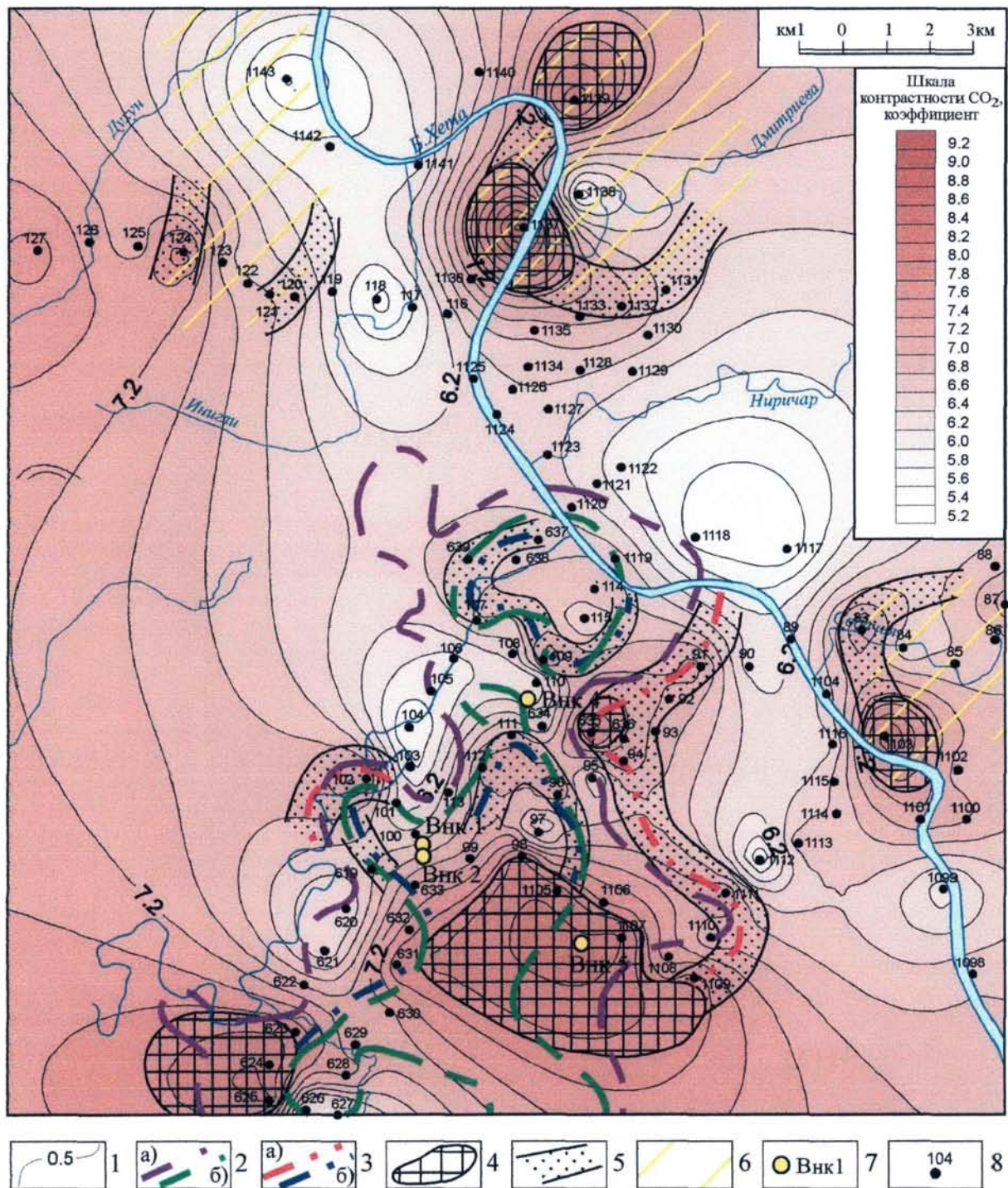


Рис.5.27 Результаты комплексных литогазгеохимических и неотектонических исследований. Ванкорская площадь

1 - изолинии коэффициентов контрастности CO_2 , 2 - контуры а)ВНК и б)ГНК нижнехетского продуктивного горизонта пласта НХ-III, 3 - контуры а)ВНК и б)ГНК по данным концентраций CO_2 в подпочвенных отложениях, 4 - аномалии с содержанием $\text{CO}_2 > 2000 \text{ мг/кг}$ породы, 5 - кольцевые аномалии с содержанием $\text{CO}_2 < 2000 \text{ мг/кг}$ породы, 6 - прогнозируемые структурные и структурно-литологические ловушки УВ, 7 - скважины и их номера, 8 - точки отбора геохимических проб

(самое крупное по площади), на юго-западном окончании месторождения и восточнее скв. Внк-4 в районе ВНК пласта НХ-III.

Кольцевые аномалии располагаются как по границе водонефтяного контакта, так и газонефтяного. В последнем случае, контур газовой аномалии особенно четко отвечает ГНК на севере, где обособляется локальное поднятие по горизонту НХ-III / Червоный Н.П., 1993/. В районе скважин 1,2,4, и 6 концентрации газа не превышают медианных и средних значений, а в некоторых точках имеют и того меньшее количество.

К северу от Ванкорского месторождения в пределах Северо-Ванкорской структуры выделяется комплексная аномалия, достаточно четко отвечающая структурному плану пласта НХ-III. Еще севернее, в широтном изгибе р. Б.Хета, по проведенным ранее в 1990-93 годах неотектоническим исследованиям, было выделено Меловое поднятие. На этом участке по результатам геохимических работ также фиксируется сложная аномалия с высокими содержаниями углеводородных газов.

Кроме рассмотренных выше газовых проявлений имеются аномалии и на других участках - западнее Ванкорского месторождения, к западу от Северо-Ванкорской структуры и др. Их интенсивность в какой-то степени отвечает эталонной.

Положительные аномалии азота с высокой контрастностью приурочены к северной половине Ванкорского месторождения (район скв. Внк1,2 и 4,6), северо-западному окончанию и к небольшому участку восточнее скв. Внк 5. Аномалии азота с подобной контрастностью имеются и на других участках, например, восточнее месторождения или к западу от Меловой структуры.

Характер распределения условий Са-минерализации в подпочвенных отложениях Ванкорского месторождения имеет менее сложную картину, чем на рассмотренном выше Тагульском участке. Здесь только в единичных пробах в районе скв. Внк5 наблюдается отсутствие вторичного карбонатного минералообразования (в окислительной обстановке). Основная площадь по значениям коэффициента генетической информации кальция попадает в зоны восстановительного эпигенеза и переходные условия от восстановительных к окислительным.

Восстановительная обстановка вторичной минерализации в подпочвенных отложениях в масштабах, соответствующих Ванкорскому месторождению, наблюдается также на Северо-Ванкорской локальной структуре. В меньшей степени условия восстановительной среды или переходного эпигенеза имеются на Меловой структуре и некоторых других участках.

5.2.2. Прогноз ловушек УВ

Чарская площадь.

В пределах Чарской площади выделяется крупная аномальная зона (Западно-Сузунская), приуроченная к структурному мысу (рис. 5.28). Он осложнен локальными поднятиями по основным меловым горизонтам плиты. По данным статистического анализа этот участок по соотношению средних значений газовых показателей и особенно этана, метана и CO_2 не отличается от Ванкорского месторождения. Например, отношение средних содержаний этана в подпочвенных отложениях Ванкорской залежи и за ее пределами и Западно-Сузунской аномалии и соответственно в не ее примерно равно и составляет двукратное увеличение и т.д. Сходство геохимической обстановки в приповерхностных условиях наблюдается также по интенсивности газовых концентраций и типам аномалий (табл.5.8).

На Западно-Сузунском участке по периферии имеются одна крупная, сплошная газовая аномалия, несколько точечных проявлений и кольцевые аномалии. Причем, как в случае с Тагульским и Ванкорским месторождениями, здесь в пределах северного локального поднятия и на небольшом приподнятом участке, расположенном к северу от него (горизонт Н200), выделяется внутренняя кольцевая зона. Как и в предыдущих случаях, нами она связывается с газонефтяным контактом.

Положительные аномалии азота имеют на рассматриваемой площади высокую интенсивность, но в плане, по коэффициенту контрастности, они несколько смещены в сторону Сузунского вала относительно других газов.

Условия формирования вторичных минералов или в нашем случае, Са-минерализации, не отличаются от Ванкорского месторождения. Наиболее благоприятная зона, с коэффициентом генетической информации по кальцию линии CaI 272.16 нм, со значениями от $<0.2 < 0.45$, свидетельствующими о восстановительных или переходных условиях эпигенеза, приурочена к северной половине Западно-Сузунского участка.

В пределах Чарской площади, где проведена геохимическая съемка, выделяется еще несколько аномалий. Наиболее крупная из них располагается на крайнем севере территории. По степени концентраций газов и типам здесь можно выделить сплошную аномалию и на небольшом линейном участке, кольцевую. Здесь же выявлена положительная аномалия по содержанию азота в подпочвенных отложениях и литогеохимическому показателю.

Следует подчеркнуть, что на Чарской площади, как и на других, основные маршрутные работы были сосредоточены на отдельных, наиболее

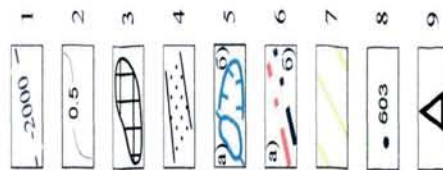
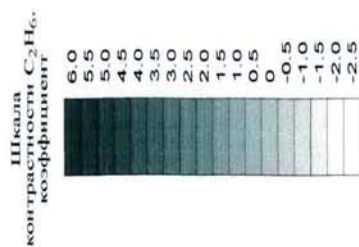
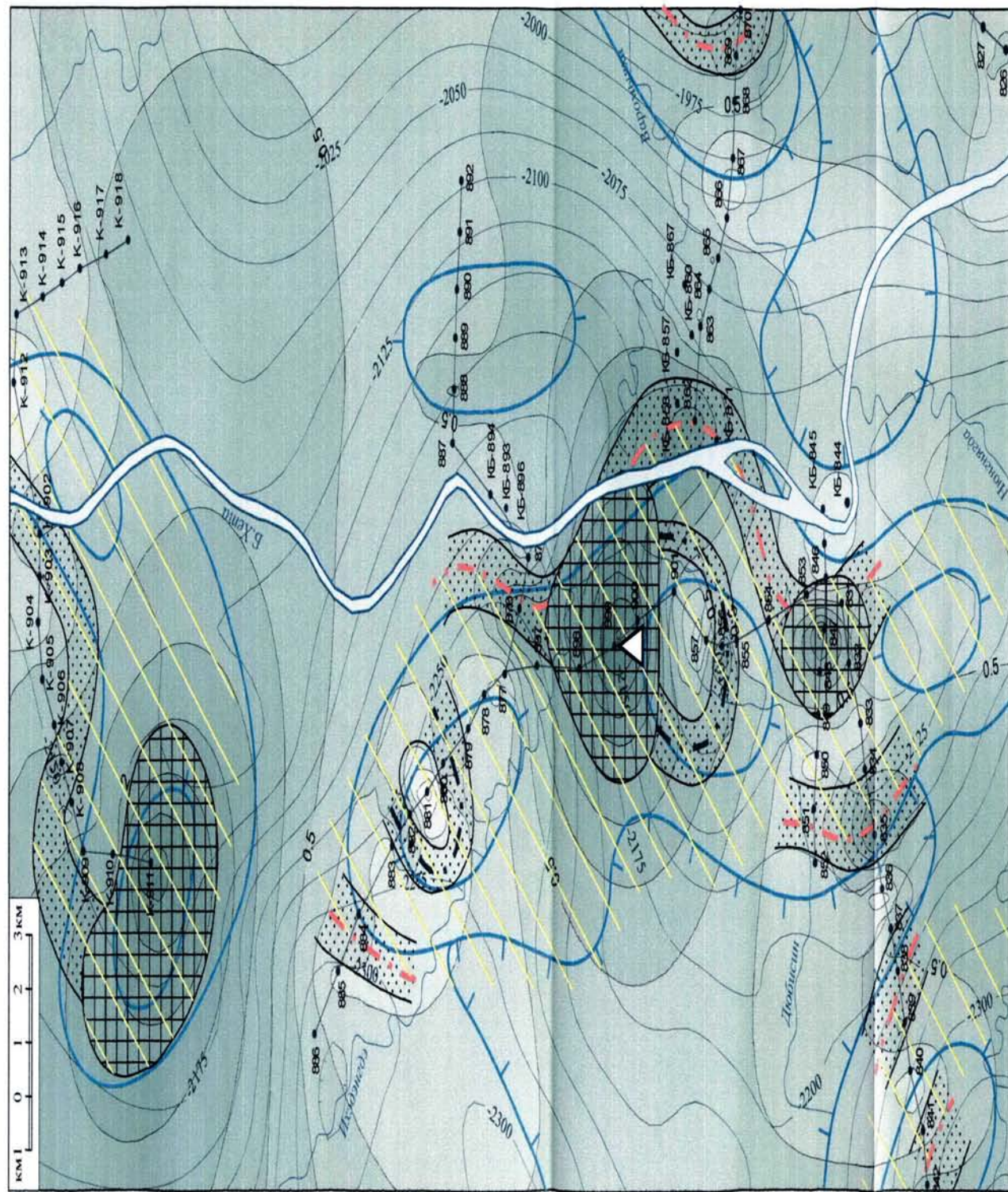


Рис. 5.28. Результаты комплексных лито-газогеохимических и неотектонических исследований (Чарская площадь): 1 - изолинии коэффициентов контрастности C_2H_6 ; 2 - изогипсы коэффициентов контрастности C_2H_6 ; 3 - аномалия C_2H_6 ; 4 - восстановительные отложения; 5 - восстановительные отложения; 6 - восстановительные отложения; 7 - восстановительные отложения; 8 - восстановительные отложения; 9 - восстановительные отложения.

перспективных участках, выявленных по предварительным неотектоническим исследованиям. В других случаях проводились единичные профили для подтверждения перспективных зон с целью возможного, дальнейшего их изучения. Этот факт в основном и является причиной только частичного проявления там кольцевых и малого количества точечных аномалий.

Осетровая площадь.

Осетровая площадь (рис. 5.29) расположена на юго-востоке исследуемой территории на междуречье р.р. Осетровая и Покойницкая, в восточной части Пакулихинской моноклинали. Она протягивается с севера на юг на расстояние около 50 км и занимает достаточно благоприятное тектоническое положение. К западу от нее выделяется крупная депрессионная зона, которая и в постнеогеновое время, в эпоху новейшего тектогенеза, развивалась как понижение. Унаследованным и дифференцированным развитием в неотектонический этап характеризуется также западный склон моноклинали. Отрицательным фактором, который сказался на качестве интерпретации выявленных здесь геохимических аномалий, является слабая изученность рассматриваемого района сейсмическими работами.

На картах распределения концентраций CO_2 , C_2H_6 , и N_2 , сорбированных подпочвенными отложениями и литогеохимической выделяется целый ряд сложных аномалий. В плане они примерно совпадают и их можно подразделить по тектоническому положению на три участка – северный, южный и восточный. По отношению к эталонным площадям здесь также выделяются высокоинтенсивные сплошные (иногда точечные) и достаточно четкие кольцевые газовые аномалии. Причем, в последнем случае, в центральных частях отдельных комплексных аномалий дополнительно прослеживаются линейные полукольцевые зоны (см. выше).

По результатам комплексных исследований на вышерассмотренные площади были составлены карты, где кроме поверхностных геохимических полей и литогеохимических показателей были выделены предполагаемые структурные и структурно-литологические ловушки. При их выявлении использовались материалы по тектонике, палео- и неотектоники, структурные схемы, а также данные по атмосферической съемке и интенсивности магнитного поля земли. Анализ всего комплекса исследований дал возможность выделить в пределах изученной территории более 10 более или менее крупных, перспективных объектов, с целью выявления там прогнозируемых залежей УВ. На большей части из них осуществлен весь объем вышеуказанных работ. На одном из участков, а именно в северной части Западно-

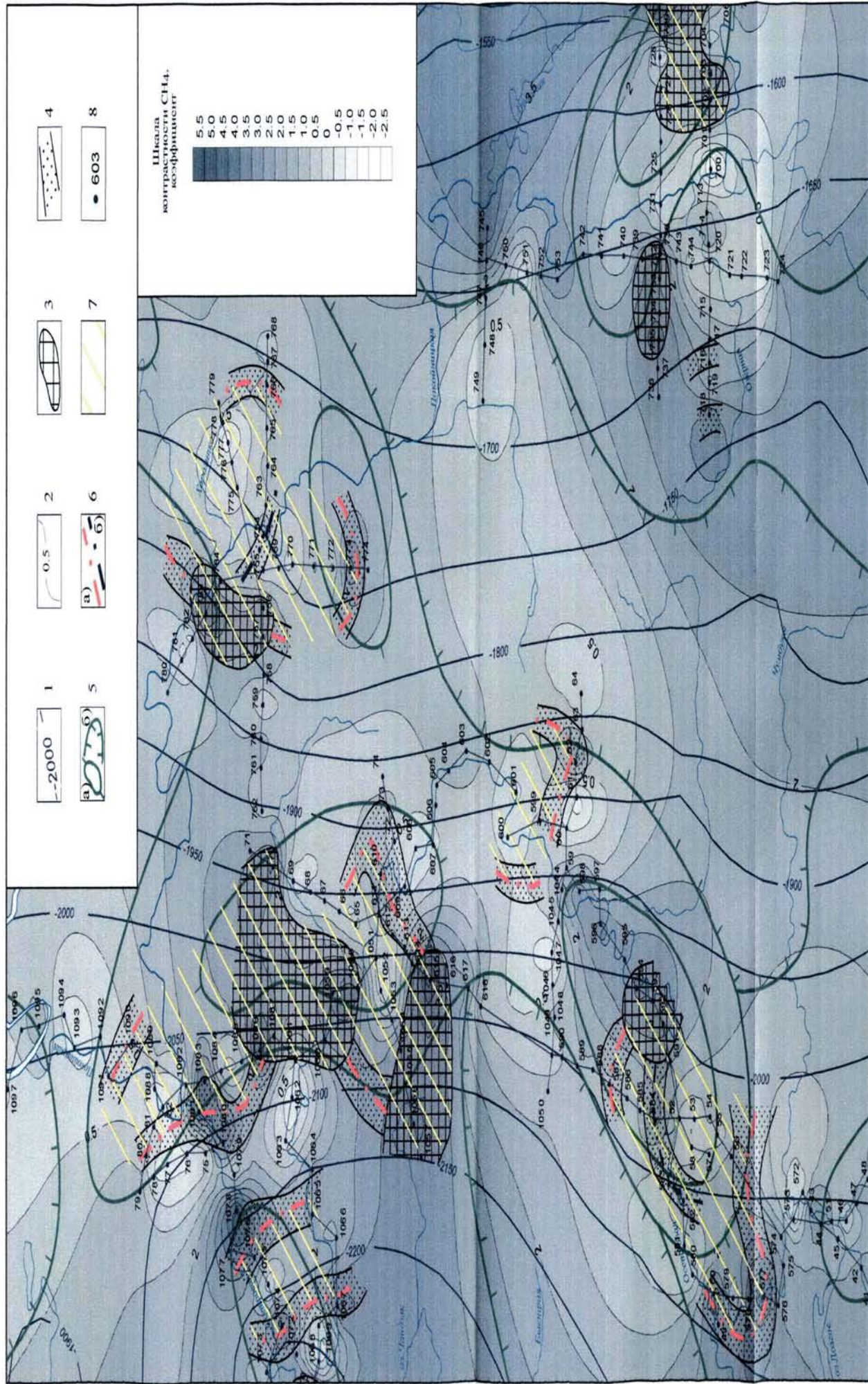


Рис. 5.29. Результаты комплексных лито-газогеохимических и неотектонических исследований. Осетровая площадь

1 - изогипсы отражающего горизонта H2000 (кровля суходолуинской свиты); 2 - изогипсы контрастности SH4; 3 - аномалии SH4, условия эпигенеза - восстановительные (Eh < 0, pH > 7); 4 - кольцевые аномалии SH4, условия эпигенеза - восстановительные (Eh < 0, pH > 7) или переходные от окислительных к восстановительным; внутри кольца - восстановительный эпигенез; 5 - новейшие тектонические структуры: а) поднятия, б) зоны опусканий; 6 - предполагаемые контуры а) ВНК и б) ГНК по данным геохимической съемки; 7 - предполагаемые структурные и структурно-литологические залежи УВ; 8 - точки отбора геохимических проб и их номера

Сузунского поднятия, рекомендуется заложить поисковую скважину. На некоторых аномалиях, выявленных по палео- и неотектоническим данным, необходимо продолжить геохимические исследования.

По соотношению газовых показателей и вторичной минерализации в подпочвенных отложениях, а также неотектоническим данным, выделенные Осетровая и Западно-Сузунская перспективные площади очень близки к эталонной и Ванкорскому месторождениям (табл. 5.15). Тектоническое положение первых несколько отличается между собой, что связано, возможно, с недостаточной сейсмической изученностью Осетрового участка. Тем не менее, он располагается в достаточно благоприятных условиях, в нижней части склона Пакулихинской моноклинали в пределах намечающегося крупного структурного мыса. С запада, севера, северо-запада и юго-востока его окружают унаследованные и активизированные в новейший тектонический этап депрессионные зоны (структурные заливы), что дополнительно благоприятно сказывается на перспективах его нефтегазоносности.

На основании газо-литогеохимических и неотектонических исследований, а также с учетом структурных карт и положения восточной границы нефтегазопроизводящих отложений, Осетровая площадь рекомендуется как перспективная в отношении нефтегазоносности. То же относится к Западно-Сузунскому участку, но он рассмотрен выше, при описании одноименной ловушки.

5.3. Маковская площадь

Основные перспективы нефтегазоносности на Маковской площади, расположенной в пределах Пакулихинской моноклинали, связываются с юрским комплексом пород. Она выпадает из общей тематики, которой посвящена данная работа – перспективам нефтегазоносности меловых отложений. Однако и здесь сохраняется и соблюдается тот же принцип выделения прогнозных зон и ловушек на основании неотектонических, палеотектонических и геохимических исследований. Т.е., на основании первых двух методов выделяются зоны, где возможно формирование отложений с улучшенными коллекторскими свойствами, на которых далее проводится поверхностная геохимическая съемка и сейсмогеологические исследования, которые имели место на Большехетской и рассматриваемой здесь площадях.

Таблица 5.15

Соотношение средних значений газовых показателей в контуре и за контуром аномалий на различных участках левобережной части Енисея

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
в контуре аномалий Тагульского участка							
Среднее	2238.98	11.75	15.83	4.12	2.14	16.06	167.28
Кол-во проб	92	92	92	92	92	92	92
за контуром аномалий Тагульского участка							
Среднее	1606.86	3.32	1.44	1.80	1.97	2.91	126.28
Кол-во проб	54	54	54	54	54	54	54
в контуре аномалий Осетрового участка							
Среднее	2225.01	8.37	9.60	5.20	2.52	13.52	155.11
Кол-во проб	116	116	116	116	116	116	116
за контуром аномалий Осетрового участка							
Среднее	1654.60	5.06	4.72	3.80	2.27	7.71	114.99
Кол-во проб	88	88	88	88	88	88	88
в контуре аномалий Ванкорского участка							
Среднее	1678.51	6.20	7.67	3.54	1.82	7.85	108.54
Кол-во проб	90	90	90	90	90	90	90
за контуром аномалий Ванкорского участка							
Среднее	1307.61	3.56	3.89	3.32	1.94	6.55	85.52
Кол-во проб	62	62	62	62	62	62	62
в контуре аномалий Чарского участка							
Среднее	1809.52	6.14	7.22	4.45	2.60	11.42	137.78
Кол-во проб	62	62	62	62	62	62	62
за контуром аномалий Чарского участка							
Среднее	1657.85	4.09	4.01	4.99	2.36	8.41	121.19
Кол-во проб	32	32	32	32	32	32	32

Ниже по литературным источникам и отчетным данным /Исаев, 2003/ приводится краткая характеристика геологического строения юрских отложений, структурно-тектоническое районирование доюрского основания и условия осадконакопления отложений юры, которые не приведены в главе 2.

Современные представления о стратиграфическом и нефтегазогеологическом расчленении юрских отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции базируются на установленном факте закономерного чередования в разрезах изохронных толщ преимущественно глинистого и алевроито-песчаного состава, рассматриваемых в ранге региональных стратиграфических горизонтов /Решения V..., 1991/ и региональных нефтегазоносных комплексов /Будников И.В. и др., 1989/.

В юрских отложениях Западной Сибири снизу вверх установлены: зимний и левинский, ниже - и среднеджангодский (шараповский и тогурский, верхнеджангодский (надояхский) /Казаков А.М., Девятов В.П., 1990/ и лайдинский, вымский и леонтьевский, малышевский и нижневасюганский, верхневасюганский и георгиевский с баженовским стратиграфические горизонты. Первые из них представлены преимущественно алевроито-песчаными отложениями, сформированными в периоды низкого стояния регионального базиса эрозии, запечатленными в разрезах толщами регрессивных стадий седиментогенеза (зимний, шараповский, надояхский, вымский, малышевский и верхневасюганский) и рассматриваются в качестве региональных резервуаров. Вторые сложены глинистыми породами трансгрессивного характера (флюидоупоры).

Стратотипы нижнесреднеюрских региональных горизонтов и одноименных им свит находятся в Усть-Енисейском районе /Расчленение..., 1968/, верхнеюрских – в различных районах Западной Сибири /Шерихора В.Я., 1961, Решения и труды..., 1960, Гурари Ф.Г., 1959/.

Согласно официальной стратиграфической схеме /Решения V..., 1991/, рассматриваемая территория по нижнесреднеюрскому типу разреза относится к Сидоровско-Пайдугинскому району и к Елогуй-Енисейскому по верхнеюрскому. По фациальному районированию /Стратиграфия..., 2000/ территория рассматривается соответственно в пределах Ямало-Гыданской морской и Обь-Тазовской переходной областей (на стыке Усть-Енисейского, Часельского и Приенисейского фациальных районов) и Тазо-Хетского района морской Обь-Ленской фациальной области.

В районе работ, находящемся на восточной окраине западносибирского седиментационного бассейна, близ основной питающей провинции –

Сибирской платформы, снизу вверх происходит постепенная редукция (выклинивание) нижних слоев юрской системы. На части разбуренных поднятий установлено полное выпадение верхнего отдела юрской системы.

В нижнесреднеюрских отложениях снизу вверх в разрезе выделяются зимний (геттанг – начало позднего плинсбаха), левинский (поздний плинсбах), шараповский (нижнеджангодский; конец плинсбаха), тогурский (китербютский или среднеджангодский; ранний тоар), надояхский (верхнеджангодский; тоар – начало аалена), лайдинский (аален), вымский (аален – начало байоса), леонтьевский (байос), малышевский (байос – бат) стратиграфические горизонты, наименование и возраст которых установлены в стратотипической местности одноименных свит /Расчленение..., 1968/.

Зимняя свита и ее фациальный аналог – береговая грубообломочная толща в районе распространены фрагментарно и постепенно снизу вверх выклиниваются в восточном направлении. Судя по полифациальному генезису осадков и известным залежам УВ в Усть-Енисейском районе и центральных частях Западной Сибири (Западно-Новогодняя и Толпаровская площади), ловушки сложнопостроенные типа линзовидных песчаных тел. Западно-Новогодняя залежь приурочена к зоне выклинивания песчаников зимнего горизонта. Максимальная мощность зимнего горизонта оценивается в 270 м.

Флюидоупором для зимнего резервуара является левинская свита и ее аналог – ягельная, сложенные мелководно-морскими и, вероятно, субконтинентальными образованиями. Вскрыта только в Усть-Енисейском районе и на Русско-Часельском мегавалу. Это преимущественно глины и аргиллиты с редкими прослоями глинистых алевролитов и мелкопесчаных контуритов. Близ Сибирской платформы характерна редкая рассеянная галька экзотических пород. На востоке Западной Сибири мощность свиты, по сравнению с основной ее частью, значительно увеличена (в три и более раз) – до 150 м, вероятно за счет глинизации нижних слоев вышележащего шараповского горизонта.

Шараповский горизонт (первая пачка нижнехудосейской подсвиты или черничная свита /Казаков А.М., Девятов В.П., 1990/) сложен полифациальным комплексом мелководно-морских и подводно-дельтовых образований, представленных преимущественно алевролитами и песчаниками, чередующимися с прослоями глин и линзами гравия. В шараповском резервуаре установлено более десяти углеводородных залежей на территории Тюменской и Томской областей (Ямальская, а также Уренгойская, Фроловская,

Нюрольская и Тымская фациальные зоны переходной Обь-Тазовской области), в том числе на нефтяном гиганте - Талинском месторождении. Известные залежи преимущественно структурно-литологического типа. Большинство из них, начиная с пласта ЮК₁₁ Талинского месторождения, приурочены к зонам выклинивания шараповских (нижнеджангодских) песчаников. Судя по имеющимся материалам бурения и сейсморазведки, зона выклинивания шараповского горизонта проходит несколько западнее Костровской площади, где на доюрском основании, вероятно, залегает глинистый тогурский горизонт.

Тогурский (среднеджангодский) стратиграфический горизонт – один из ярких глинистых реперов юрского разреза не только в Сибири, но и далеко за ее пределами /Девятов В.П., 2000/. Только расчлененный характер палеорельефа и кратковременность его формирования обусловили менее четкие, нежели, например, баженовского горизонта, геолого-геофизические характеристики толщи. Это морские часто почти черные глины и аргиллиты, обычно тонкоотмученные или алевроитистые, иногда битуминозные, с прослойками песчано-алевритовых контуритов. Мощность тогурского флюидоупора на Южно-Русской площади достигает 40 м и обычно не превышает 60 м. Тогурская пачка завершает разрез нижнехудосейской подсвиты официального стратиграфического расчленения юрских отложений рассматриваемой территории /Решения V..., 1991/.

Надояхский (верхнеджангодский) горизонт представлен первой пачкой верхнехудосейской подсвиты /Решения V..., 1991/ или селькупской свиты /Казаков А.М., Девятов В.П., 1990, Стратиграфия..., 2000/ мощностью до 120 м. На востоке Западной Сибири можно выделять две его части: нижнюю песчано-алеврито-глинистую и верхнюю, сложенную песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. По литофациальной принадлежности /Казаков А.М., Девятов В.П., 1990/ нижняя часть преимущественно мелко-водно-морская, верхняя - авандельтовая.

Поэтому основной нефтегазопромысловый интерес представляет верхняя часть горизонта, залегающая непосредственно под лайдинским флюидоупором. Исходя из генетической характеристики, прогнозируются залежи преимущественно структурно-литологического, литологического типа, реже - пластового. Ближайшая залежь приурочена к пласту Ю₁₀ Верхнеколыбельского месторождения (ХМАО).

Лайдинский флюидоупор, возрастной аналог битуминозной радомской пачки Фроловского района, сложен преимущественно темноокрашенными

глинами с тонкими линзами песчано-алевритовых разностей, как и в Усть-Енисейском районе (близ области питания), вероятно с рассеянной галькой экзотических пород. Мощность его оценивается в 40-60 м. Лайдинская (радомская) пачка венчает разрез худосейской свиты.

Вышележащий вымский стратиграфический горизонт (нижнетюменская подсвита /Решения V..., 1991/ или толькинская свита /Казаков А.М., Девятков В.П., 1990/), по данным СНИИГГиМС /Казаков А.М., Девятков В.П., 1990 и др./, сложен мелководно- и прибрежно-морскими и континентальными (преимущественно в нижней части) отложениями наземной части дельтового комплекса, лагун и эстуариев. Более или менее мощные и выдержанные по простиранию пласты приурочены, как и в надояхском резервуаре, к верхней его части. В Костровской скв. 4 мощность такого песчаного близкоровельного пласта составляет 30 м., в Туруханской опорной этот уровень представлен двумя алеврито-песчаными пластами, суммарной мощностью около 20 м. Общая мощность вымского горизонта до 130 м.

Леонтьевский горизонт (среднетюменская подсвита /Решения V..., 1991/ или сандибинская свита /Казаков А.М., Девятков В.П., 1990/) представлен морскими и мелководно-морскими глинами и аргиллитами в прослойках углистыми, с прослойками и линзами песчано-алевритовых пород. Мощность его составляет 40-60 м, но не исключено, что мощность соответствующей свиты, как, например, на Сузунской площади, превысит 100 м (на северо-востоке Западной Сибири и Хатангской впадине в отдельных разрезах мощность достигает 450 м за счет глинизации нижней половины малышевского горизонта).

Малышевский горизонт (верхнетюменская подсвита /Решения V..., 1991/ или надымская свита /Казаков А.М., Девятков В.П., 1990/) с его песчаными пластами Ю₂-Ю₄, является регионально нефтегазоносной на территории Западной Сибири. В районе горизонт сложен мелководно-морскими, преимущественно песчаными, образованиями, с пачками темноокрашенных глин и алевролитов. Мощность однородного проницаемого пласта верхней половины горизонта на Костровской площади (скв. 4) составляет около 70 м. В Туруханской опорной скважине на этом уровне следует ряд проницаемых пластов мощностью до 20 м. Общая мощность горизонта может достигать 180 м. По имеющимся аналогиям, в районе следует ожидать залежи структурного и структурно-литологического, в меньшей степени – неантиклинального типов.

Верхнеюрские отложения рассматриваются в составе васюганского горизонта с двумя подгоризонтами, георгиевского и баженовского стратиграфических горизонтов.

Нижневасюганский горизонт - флюидоупор представлен точинской свитой, мощностью от 30 до 240 м /Решения V..., 1991/, сложен морскими темноокрашенными бат-келловейскими глинами и аргиллитами с редкими прослойками глинистых алевролитов. Верхняя граница свиты проводится по первому пласту песчаника сиговской свиты. На ряде крупных разбуренных структур (Мессояхская, Семеновская и др.) установлено выпадение точинской свиты из разреза, а на Мангазейской, Термокарстовой, некоторых других площадях, точинская свита в средней части содержит алевроито-песчаный пласт мощностью 5–10 м.

Любопытна история ее выделения. Впервые под таким названием свита предложена В.П. Маркевичем и Ф.Г. Гурари на Межведомственном стратиграфическом совещании, состоявшемся в г. Ленинграде в 1956 г. /Труды..., 1957/ для готерив-аптских отложений северо-востока Западной Сибири по пос. Точино (пески и алевроиты с прослоями глин и бурого угля, общей мощностью толщи 270-590 м). В современном понимании точинская свита введена Н.И. Байбородских и др. также по пос. Точино в 1966г /Стратиграфия мезозойских..., 1968/. Стратотип точинской свиты установлен в Малохетской скв. 10, сиговской свиты – в Малохетской скв. 1 /Стратиграфия мезозойских..., 1968/.

Верхневасюганский регионально нефтегазоносный резервуар в районе представлен сиговской свитой /Решения V..., 1991, Стратиграфия мезозойских..., 1968/, включающую также песчаные разности георгиевского горизонта. С 1967 года свита подразделяется на две подсвиты: нижнюю глинисто-алеврито-песчаную и верхнюю преимущественно песчаную (кимеридж – низы волжского яруса /Решения V..., 1991/). Сиговская свита (оксфорд – низы волги) – единственный в верхней юре ярко выраженный уровень песчано-алевритовой седиментации, как и подстилающая точинская, на ряде структур свита размыта частично или полностью. По соотношению и наличию подсвит в разрезе сиговской свиты можно выделить несколько ее типов:

- размыта нижняя подсвита (например, Точинская площадь) и на малышевской свите непосредственно залегают глауконитовые песчаники верхнесиговской подсвиты;
- отсутствует верхняя подсвита;

- свита полностью размыта, как и перекрывающие верхнеюрские образования;

- свита выделяется единым телом без подсвит;

- верхняя подсвита практически неотличима от перекрывающей яновстанской и т.д.

На Сузунском мегавалу верхнесиговская подсвита развита по бортам и практически отсутствует на его периклинали, имеет сложное линзовидное строение, причем на западном склоне мощность этой линзы составляет более 100 м. Таким образом, наряду со структурными ловушками УВ, значительное, а возможно и главное внимание следует обратить на структурно-литологические и стратиграфические ловушки, развитые по бортам крупных палеоподнятий.

Баженовский горизонт является региональным флюидоупором юрских резервуаров всей Западной Сибири. На территории работ он представлен яновстанской свитой, установленной в разрезе Туруханской опорной скважины Н.И. Байбородских /Предложения..., 1965/. Мощность свиты варьирует в широких пределах: от полного отсутствия на ряде поднятий севернее рассматриваемой территории до 700 и более метров. Свита согласно или со стратиграфическим несогласием залегает на сиговской; в последнем случае в Усть-Енисейском районе, отмечается незначительная мощность яновстанской свиты, составляющая от 5 м до 35. Свита сложена монотонной толщей темноокрашенных глин и аргиллитов с подчиненным количеством пластов алевролитов. На восточном борту Западно-Сибирского седиментационного бассейна (скв. Елогуйская) в разрезе резко возрастает число песчано-алевритовых прослоев.

Яновстанская свита согласно, местами с размывом, перекрывается нижнемеловыми нижнехетской (Усть-Енисейский район) и юрацкой (Туруханский район /Решения V..., 1991/) свитами.

При структурно-тектоническом районировании доюрского основания на изучаемой территории выделяются часть Сидоровской структурной террасы и Пакулихинская моноклинали, в пределах которой обособляются Верхне-Туруханский выступ протерозойского фундамента, обрамляющие выступ западная и восточная зоны приразломных и надразломных палеозойских складок и Маковская палеозойская впадина (рис. 5.30) /Исаев, 2003/.

Основным элементом доюрского основания на площади работ является Верхнетуруханский горст, который характеризуется:

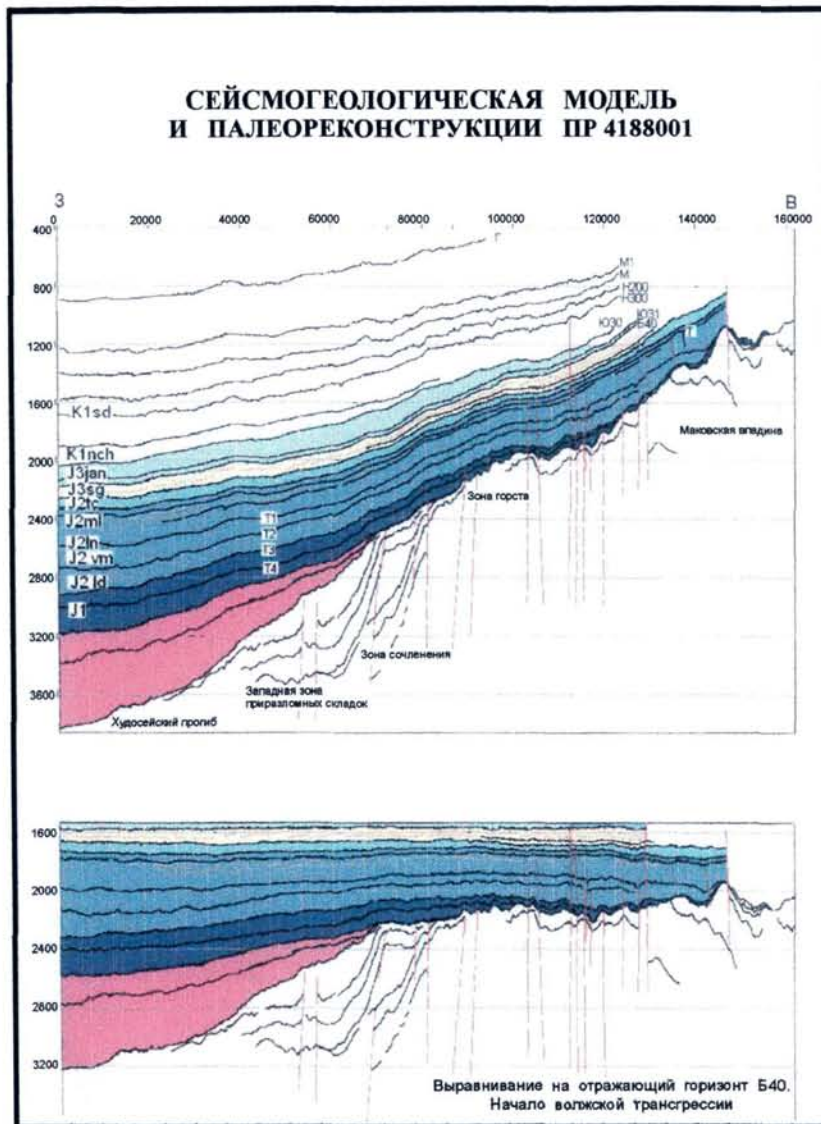
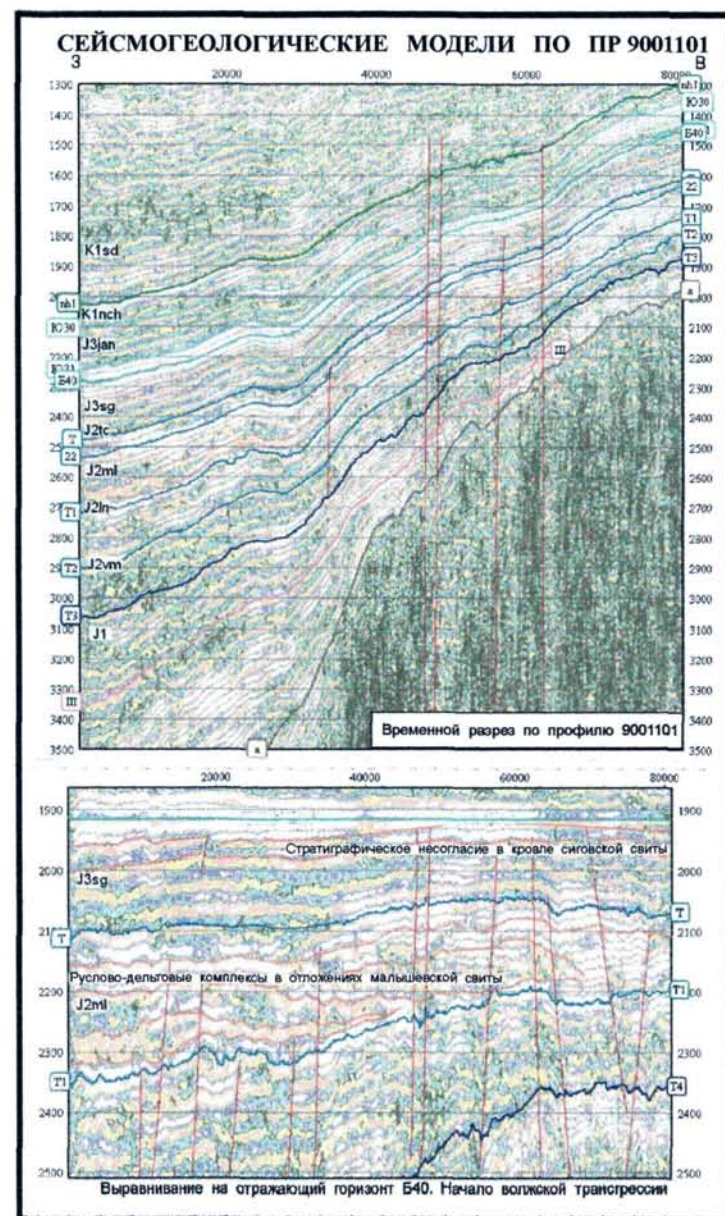


Рис.5.30 Сейсмомодели



- наличием значительных по размерам (до 50 км²) и амплитуде (до 100 м) эрозионных останцов;

- выходом под юрские отложения пород разного литологического состава (предположительно терригенно-карбонатные отложения, приобретающие в процессе выветривания повышенные емкостные свойства);

- наличием в разрезе нижней юры выдержанных толщ морского генезиса, способных служить покрывками углеводородных скоплений.

Вдоль западного склона горста отмечается резкое увеличение толщины триасовых и ниже-среднеюрских отложений /Сурков и др., 1982/, что создает благоприятные условия для миграции углеводородов из триас-юрских нефтеобразующих толщ и их аккумуляции в сильно выветрелых породах горста.

На расположенном юго-западнее Южно-Русском месторождении газодояной фонтан дебитом более 500 м³/сут получен в скважине 21 с глубины 4180 м из трещиноватых терригенно-карбонатных пород предположительно девонского возраста. При этом установлена гидродинамическая связь коры выветривания с примыкающими к выступам юрскими отложениями. На Северо-Варьеганском месторождении из сильно дислоцированных углисто-кремнистых сланцев предположительно девон-раннекаменноугольного возраста с неравномерно развитой корой выветривания получены притоки газоконденсата дебитом 150 тыс. м³/сут и нефти дебитом более 500 м³/сут с высоким содержанием газа. Аналогичные ловушки, связанные с корой выветривания палеозойских пород, возможно, могут быть развиты в пределах эрозионных останцов Верхнетуруханского горста.

В заключение необходимо отметить, что особенности внутреннего строения доюрского палеозойского основания и его дифференцированный палеорельеф в значительной степени определяют перспективы нефтегазонаосности территории. Так, например, в зоне развития эрозионных останцов закартированы две локальные структуры (Хектаминская и Верхнесиговская) по нижеюрским отложениям; наличие глубоких палеодолин (палеоврезов, палеорусел) и структурных заливов позволяет предполагать здесь присутствие песчаных тел (рис. 5.31); Верхнетуруханский горст в период своей активизации оказывал значительное влияние на седиментацию верхнеюрских (сиговских) отложений и, естественно, на распределение коллекторов.

Условия осадконакопления отложений нижней и средней юры приведены по литературным данным, верхней – на основе карт мощностей от-

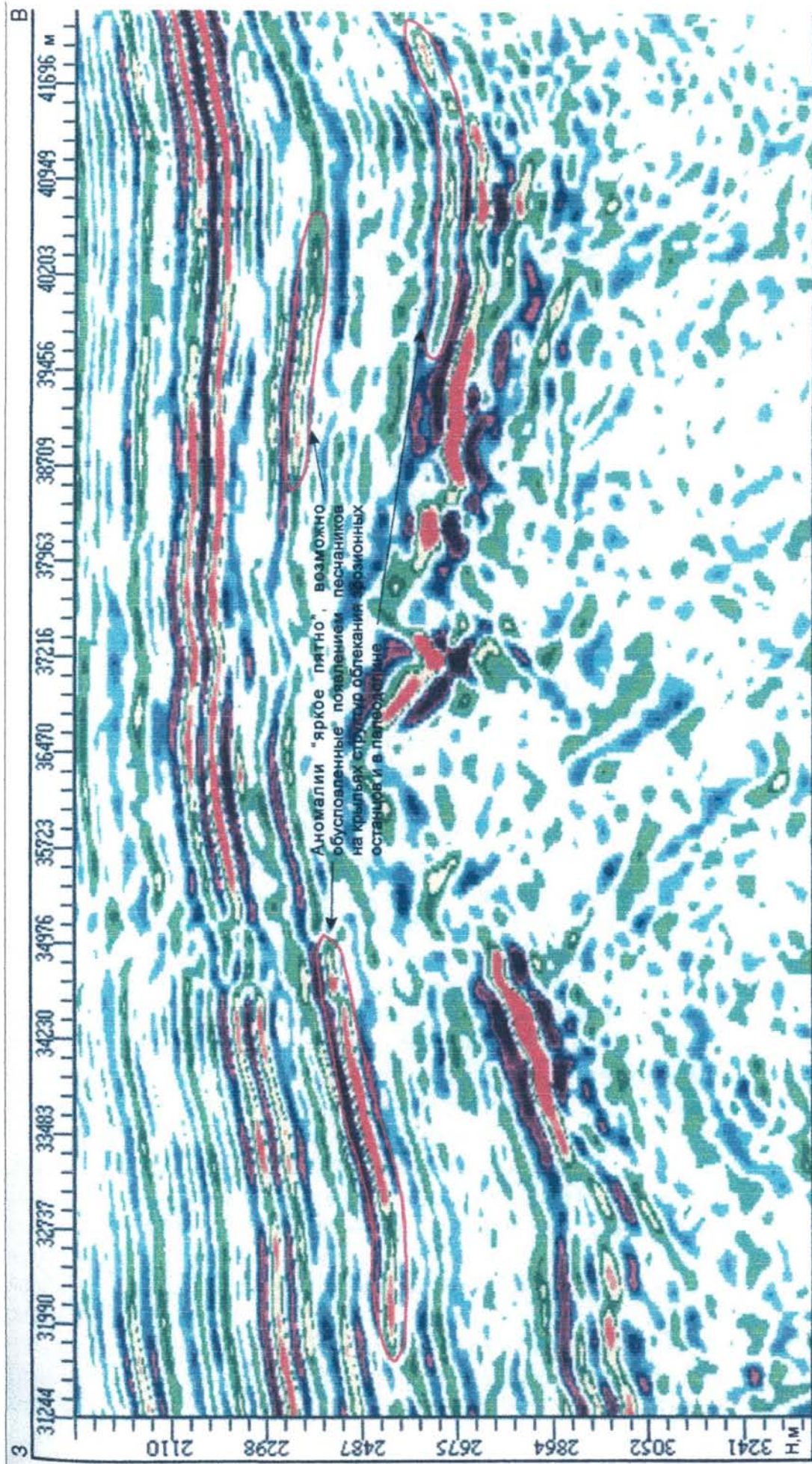


Рис. 5.31 Фрагмент глубинного мигрированного разреза ОГТ.ПР 8001103. Маковская площадь

дельных свит, составленных автором по структурным материалам СНИИГ-ГиМС /Исаев А.В. и др., 2003 ф/.

Накопление ранне-среднеюрских отложений проходило на границе областей морского и переходного типа седиментации. Граница суши и моря периодически мигрировала, и в широком спектре фациальных обстановок шла лавинная разгрузка терригенного материала. Здесь образовывались толщи, которые по составу, сортировке обломочного материала, морфологии песчаных тел, фациальным особенностям были благоприятны для формирования скоплений углеводородов в ловушках различного типа. Это песчаные толщи подводных возвышенностей, песчаники вдоль береговых баров и барьерных островов, осадки фронта и морского края дельты, песчаные тела дельтовых протоков, осадки пляжей, устьевых баров.

В пределах мелководного шельфа, заливах и лагунах, прибрежных озерах и болотах накапливались огромные массы органического вещества. На максимуме трансгрессий бассейна формировались толщи аргиллитов – региональные покрывки.

Обособление нижней юры в самостоятельный нефтегазоносный комплекс связано с тем, что в ее кровле залегает достаточно мощная и выдержанная пачка глинистых аргиллитов лайдинской свиты. Вышележащие породы вымской и малышевской свит покрывок не содержит. Поэтому перспективы продуктивности среднеюрских отложений связываются с пластом Ю2 в верхах малышевской свиты. На сопредельных территориях песчаники пласта имеют дельтовый и русловый генезис.

Верхняя юра.

Судя по карте толщин сиговской свиты (рис. 5.32), в оксфорд-кимериджское время основным положительным элементом палеорельефа был Верхнетуруханский вал, представлявший в палеогеографическом плане цепочку прибрежных островов и отмелей, окруженных пляжевыми песками. На его склонах долгое время существовали условия гидродинамически активного мелководья, что способствовало накоплению хорошо сортированных песчаников повышенной мощности на регрессивных этапах развития позднеюрского бассейна. На этапах трансгрессий на всей территории устанавливался относительно глубоководный режим седиментации и накапливались глинистые отложения.

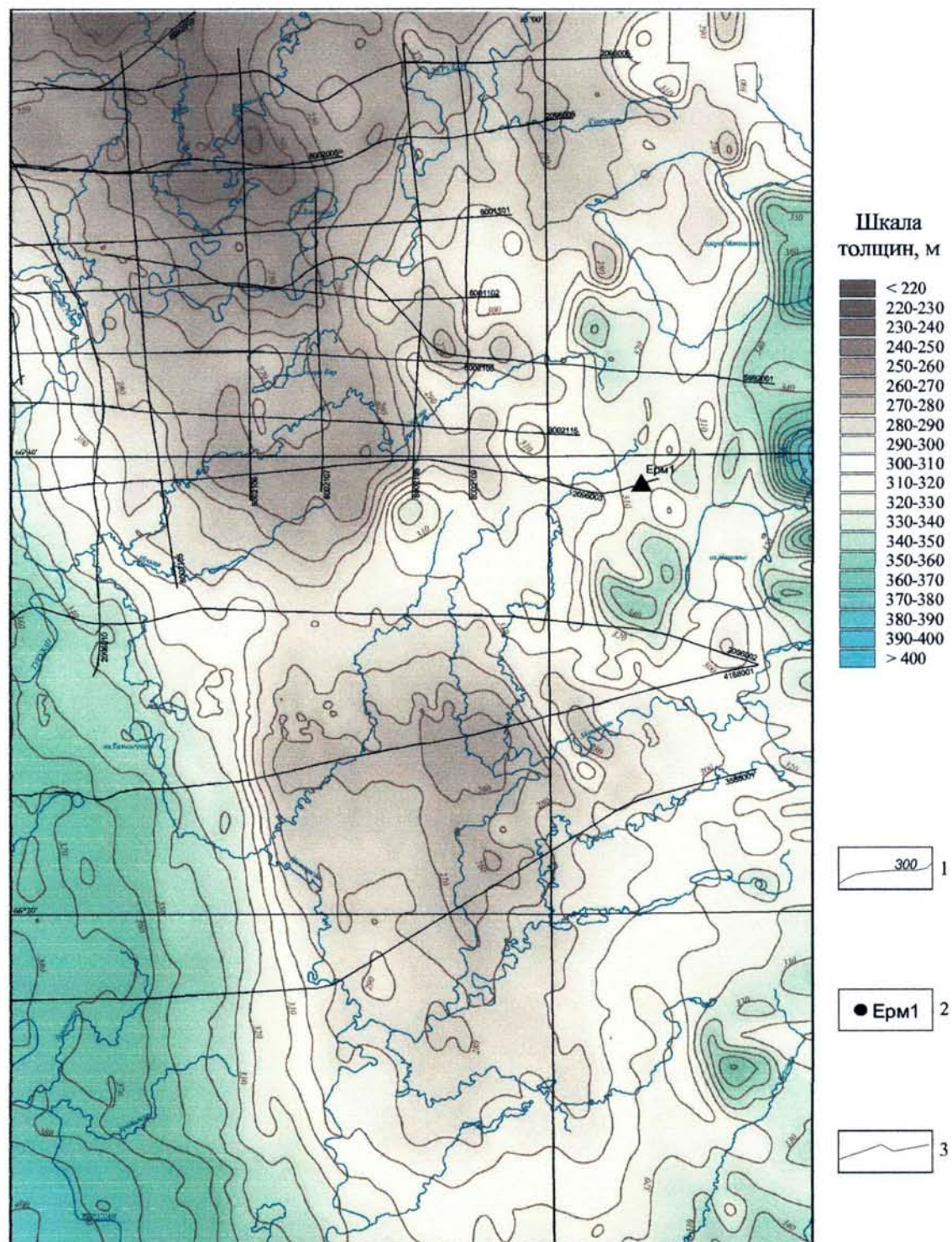


Рис.5.32 Карта толщин сиговской и точинской свит
1 - изопакхиты, 2 - скважины глубокого бурения, 3 - сейсмические профили

5.3.1. Комплексные неотектонические и геохимические исследования

По результатам неотектонических исследований (см. выше, глава 3) в пределах Маковской площади наиболее перспективные участки располагаются на Хектаминском мысу, в верхней части склона, отделяющей его от Совреченской структурной ступени, а также западнее оз. Маковское, на южном окончании Верхнетуруханского крупного вала.

Унаследованное развитие в неотектонический этап структурного мыса и залива, выделяемых по всем основным горизонтам верхней юры и мела с одной стороны и активизация положительных неотектонических движений с обособлением отдельных поднятий – с другой, создали здесь благоприятные условия для формирования структурно-литологических залежей УВ.

На Костровской площади, расположенной южнее, наибольший интерес представляет строение зоны сочленения Худосейского прогиба и Верхнетуруханского горста. Ширина полосы, отделяющей погруженную часть Худосейского прогиба /Мегакомплексы..., 1986/, в которой мощность триаса превышает 300 м, от линии их полного выклинивания составляет не более 20 км. В зоне резкого сокращения толщины триас с угловым и стратиграфическим несогласием залегает на палеозойских образованиях, подвергнувшихся глубокому размыву (рис. 5.30).

Основной объем поисковых геохимических работ был сосредоточен как раз в этой зоне сочленения структур. Как и в случае с Хектаминским участком, здесь прослеживается новейший флексурообразный перегиб, восточнее которого в верхней части ступени, наблюдается несколько локальных поднятий. Они занимают выгодное положение в неотектоническом плане и характеризуются умеренно-активными вертикальными движениями.

Костровской участок, где пробурено три скважины по результатам испытания которых, получены только притоки воды, был выбран для поисковых геохимических работ как отрицательный эталон. Кроме этого, сводовая часть выделяемого здесь поднятия (структурного мыса), где располагаются и скважины, в новейший тектонический этап претерпела инверсионное развитие. Это также сказалось отрицательно на возможной нефтегазоносности этого участка, что необходимо и было подтвердить геохимическими исследованиями.

Поисковые геохимические исследования.

В пределах Маковской площади основной объем образцов приходится на снежные пробы и только около 20% - на почвенные отложения.

Для выделения газогеохимических аномалий использовались данные хроматографического анализа состава газов. Данным методом по подпочвенным отложениям, как и ранее на других площадях, определялись концентрации CH_4 , C_2H_6 , C_2H_2 , CO , CO_2 , H_2 , N_2 , и H_2O ; по пробам снега – метан (CH_4), этан (C_2H_6), этилен (C_2H_4), пропан (C_3H_8), пропилен (C_3H_6), ацетилен (C_2H_2), изобутан ($\text{i-C}_4\text{H}_{10}$) и бутан (C_4H_{10}).

В качестве основных газогеохимических показателей оценки нефтегазоперспективности Маковской площади по снегу были приняты УВГ в составе суммы тяжелых углеводородных газов без метана /Вышемирский А.С., 1988/, а также – отдельно бутана. Так как в исследуемом районе проводились не только зимние, но и летние полевые работы, то на эту площадь составлена карта распределения этана в подпочвенных отложениях. Кроме этого, по подпочвенным отложениям проведено определение pH образцов.

Как показали анализы, основным УВ-газом снежного покрова является метан, остальные компоненты присутствуют примерно в равных количествах. Средние значения их содержания соответственно 2.74 и около 0.05 $\text{см}^3/\text{л}$. Статистические оценки газовых параметров по снегу и подпочвенным отложениям приведены в таблице 5.16.

Коэффициент корреляции между газами, извлеченными из приповерхностных осадков, очень высокий и достигает величины от 0.75 до 0.95. Исключение составляет азот, у которого он имеет отрицательные значения.

Газы снежного покрова имеют меньшую корреляцию, но при этом распределение углеводородных показателей на исследуемой площади свидетельствует о хорошей сходимости полей их аномальных концентраций. Корреляционные связи между показателями приповерхностного геохимического поля даны в таблице 5.17.

При проведении статистической обработки концентраций использовались все определяемые газы. При составлении карт распределения газов применялся этан, бутан и сумма углеводородных газов без метана.

Распределение значений переменных подчиняется нормальному и логнормальному законам, что позволяет использовать соответствующие статистические оценки и критерии при дальнейшей работе с газовыми концентрациями.

Анализ результатов газовой съемки позволил выявить ряд закономерностей в распределении полей концентраций геохимических показателей, которые будут рассмотрены ниже, как индивидуально, так и в комплексе. При проведении статистической обработки концентраций использовались все оп-

Таблица 5.17

Корреляционные связи между показателями приповерхностного геохимического поля а) подпочвенных отложений, б) снежного покрова

а)

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂ O	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
CO ₂	1.00							
C ₂ H ₂	0.95	1.00						
C ₂ H ₆	0.94	0.98	1.00					
H ₂ O	-0.01	-0.02	-0.01	1.00				
H ₂	0.90	0.86	0.80	-0.03	1.00			
N ₂	-0.07	-0.04	-0.03	-0.05	-0.04	1.00		
CH ₄	0.96	0.98	0.99	-0.02	0.85	-0.04	1.00	
CO	0.95	0.92	0.86	0.00	0.88	-0.09	0.90	1.00

б)

	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	C ₂ H ₂	i-C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀
CH ₄	1.00							
C ₂ H ₆	0.05	1.00						
C ₂ H ₄	0.14	0.49	1.00					
C ₃ H ₈	0.03	0.65	0.62	1.00				
C ₃ H ₆	0.05	0.61	0.74	0.88	1.00			
C ₂ H ₂	0.06	0.19	0.26	0.29	0.26	1.00		
i-C ₄ H ₁₀	0.03	0.56	0.53	0.82	0.76	0.05	1.00	
C ₄ H ₁₀	0.14	0.09	0.34	0.24	0.37	0.30	0.15	1.00

Распределение значений переменных подчиняется нормальному и лог-нормальному законам, что позволяет использовать соответствующие статистические оценки и критерии при дальнейшей работе с газовыми концентрациями.

Анализ результатов газовой съемки позволил выявить ряд закономерностей в распределении полей концентраций геохимических показателей, которые будут рассмотрены ниже, как индивидуально, так и в комплексе.

Карта распределения содержаний суммы тяжелых УВГ (рис. 5.33).

Характер ореолов УВ газов обусловлен влиянием целого ряда факторов. К основным из них относятся: структурно-тектонический (в т.ч. неотектонический), мощности отложений перспективных горизонтов, разрывные нарушения, а также возможные залежи нефти и газа.

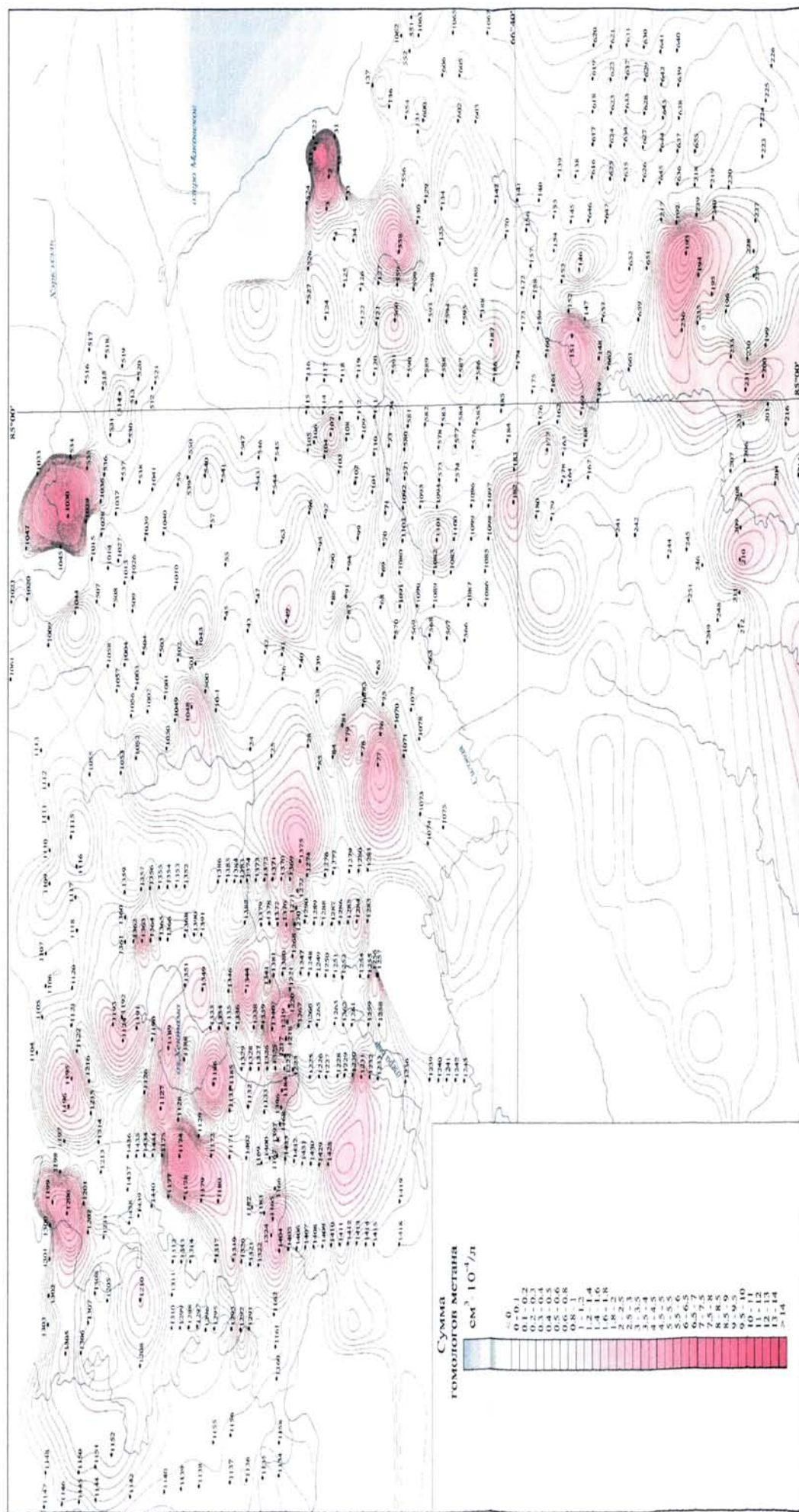


Рис.5.33 Карта распределения содержания суммы тяжелых УВ в снежном покрове на Маковской площади

Как указывалось выше, при структурно-тектоническом районировании доюрского основания на изучаемой территории выделяется Пакулихинская моноклираль, в пределах которой обособляются Верхне-Туруханский выступ протерозойского фундамента, а так же обрамляющие выступ западная и восточная зоны приразломных и надразломных палеозойских складок и Маковская палеозойская впадина.

Наиболее интенсивное газовыделение наблюдается вдоль восточной границы выступа, в области распространения эрозионно-тектонических останцов, в т.ч. и над ними. Аномалии газов оказываются здесь, как бы зажатые этими останцами с одной стороны и с востока тяготеют к западному борту Маковской впадины. Не менее контрастные аномалии УВ газов располагаются также в центральной части и на западе Верхне-Туруханского выступа, восточнее зоны резкого сокращения мощностей палеозойских образований.

В неотектоническом отношении наблюдается приуроченность ореолов УВ газов к контрастному Хектаминскому мысу, который является продолжением к югу Песчаного вала [Хилько, 2001]. В свою очередь, в фундаменте плиты этому неотектоническому элементу отвечает южное окончание крупного гемивала северо-восточного простирания, протягивающегося западнее Маковской впадины.

Максимальные по концентрациям аномалии, выявленные в снежном покрове, располагаются вдоль восточных склонов локальных новейших поднятий, расположенных западнее оз. Маковское и в устьевой части р.Хэркэхэль, левого притока р. Турухан (сумма тяжелых УВ, соответственно около 12 и 13 см³/л). Здесь же выявлены достаточно крупные высокоинтенсивные проявления газов в почвенных отложениях (обр. L-227-1, Н-26, более 240 мг/кг породы). На западе Хектаминского мыса (восточнее зоны резкого сокращения мощностей палеозойских образований) выделяется приподнятая неотектоническая зона, в плане которой также отвечают контрастные газовые ореолы.

При анализе мощностей юрских отложений наблюдается прямая зависимость между распределением тяжелых углеводородных газов и палеотектоническим планом, например, верхней юры (рис. 5.32). Наиболее интенсивные ореолы УВГ тяготеют к склонам унаследованных и активизированных в неотектонический этап поднятий или структурным заливам (нижняя юра), или палеоврезам, а также к изометричным депрессиям (относительное увеличение мощностей первые десятки метров). Причем, в по-

следнем случае, выходы газов располагаются по контуру таких зон. Особенно четко это проявилось на Хектаминском (т.о. 1150-1152, 1208, 1210, 1211, 1200, 1305) и Верхнесиговском участках (т.о. 558, 560, 120, 73, 107 и д.р.), в первом случае, в пределах центральной, относительно пониженной зоны крупного палеоподнятия.

Участки повышенных содержаний углеводородных газов имеют достаточно тесную связь с разломами доюрского основания, особенно связанными с зонами субвертикальных неоднородностей, выделяемых по данным магниторазведки. В последнем случае, им отвечают градиентные линейные зоны изолиний магнитного поля ΔT . Этот эффект усиливается, если подобные межблоковые или внутриблоковые тектонические нарушения, оказываются активизированными в новейший тектогенез, т.е. им в плане отвечают зоны повышенной плотности разрывных нарушений, выделенных по дистанционным исследованиям (рис. 5.34)

Приуроченность аномалий УВ-газов к выступам фундамента, зонам неотектонических поднятий, наследующих тектонический план юры и активизированным разрывным нарушениям, свидетельствует о наследованности тектонических движений в этом регионе и, соответственно, о большой роли их в формировании структурного плана осадочного чехла и возможных скоплений УВ.

Выявленные на Маковской площади аномалии тяжелых УВ газов можно подразделить на несколько типов. Среди них можно выделить сплошные или прямые газопроявления, кольцевые, линейные или точечные, а также резко контрастные, площадные.

Все они в той или иной мере связаны с фундаментом плиты, промежуточным структурным этажом, осадочным чехлом и т.д., что указывает на сложность интерпретации газовых ореолов, которая возможна только в случае комплексного подхода к ней.

Карта распределения содержаний бутана (рис. 5.35).

Результаты газовой съемки по снегу показывают, что большинство аномалий бутана совпадают в плане с ореолами суммы тяжелых УВ, отличаясь в деталях своей конфигурацией и, на отдельных участках, интенсивностью. Они также тяготеют к зонам разгрузки, выявленным по данным магниторазведки, высокоградиентным зонам и блокам доюрского основания и тесно связаны со структурным планом верхнеюрских отложений и их мощностями.

Аномалии с максимальной интенсивностью выявлены на Хектаминском и Западно-Маковском участках и, в какой-то степени - Западно-

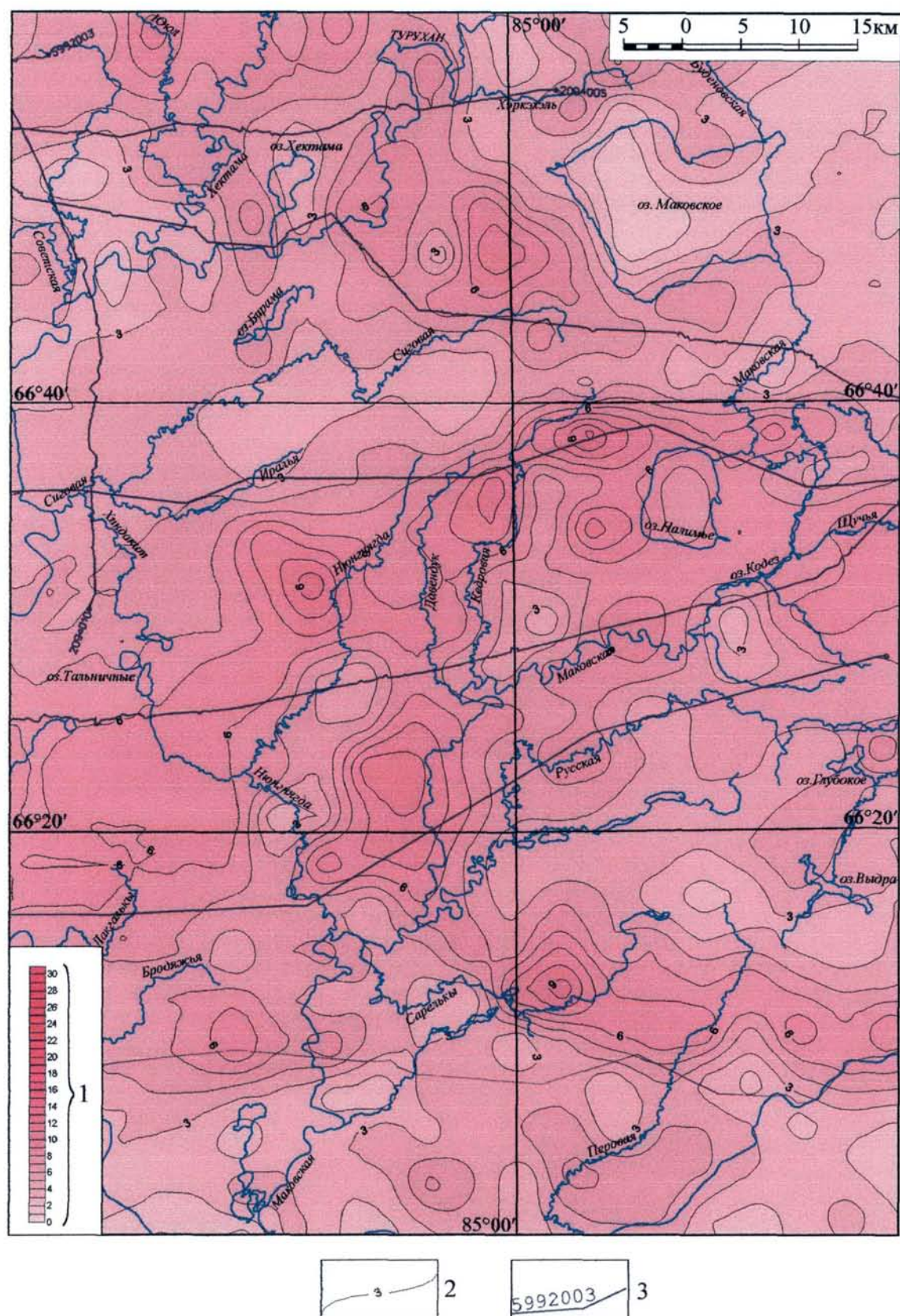


Рис.5.34 Карта плотности разрывных нарушений Маковского района

1 - шкала плотности разрывных нарушений, км/ед.площади (16 кв. км.);
 2 - изолинии плотности разрывных нарушений, выделенных на основе дешифрирования аэрофотоснимков, 3 - геофизические профили

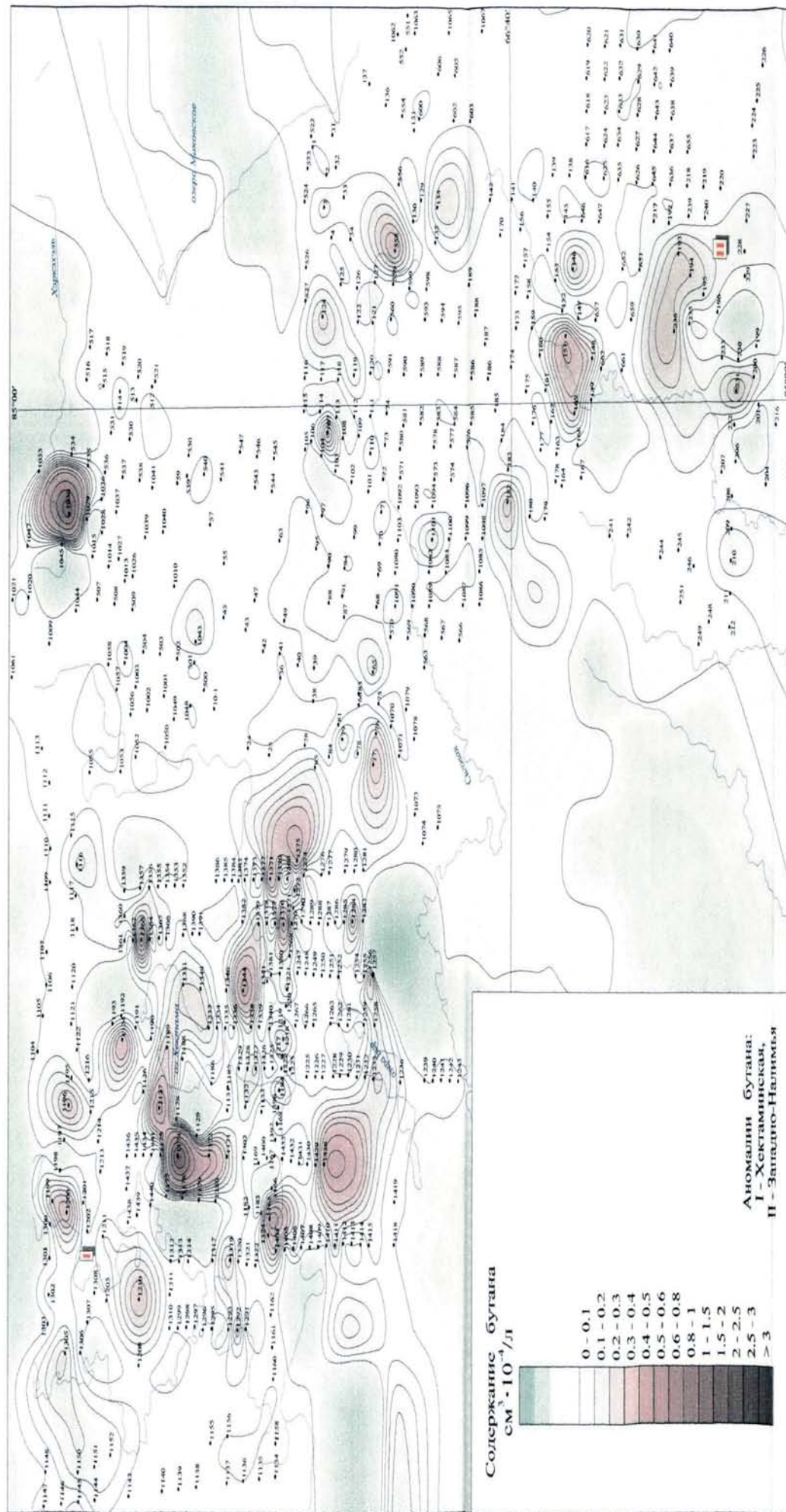


Рис. 5.35 Карта распределения содержания бутана в снежном покрове на Маковской площади

Налимьем. Ореол с минимальными концентрациями бутана наблюдается в районе меридионального течения р. Турухан, где по сумме гомологов метана имеется достаточно интенсивная аномалия. При плановом схождении полей высоких концентраций, определенных по бутану и сумме тяжелых УВ, коэффициент корреляции между C_4H_{10} и другими УВ газами достаточно низкий, что, возможно, является причиной расхождения аномалий на небольших участках (при недостаточном количестве образцов) /Результаты..., 1995/.

Как указывалось выше, на Маковской площади между одноименным озером и р. Турухан и в районе оз. Налимье, кроме проб снега были отобраны в небольшом объеме (в период летнего полевого сезона) образцы подпочвенных отложений и субаквальные газы поверхностных водоемов, их характеристики приводятся ниже.

По результатам летних работ составлены карты распределения этана (рис. 5.36) и pH образцов (рис. 5.37) и изучен состав газов, сорбированных придонными отложениями.

При анализе этих материалов можно сделать следующие выводы.

Во-первых, были подтверждены ореолы УВ газов снежного покрова, которые располагаются в районе Западно-Маковского участка. Так же схожая картина наблюдается и на участке коленообразного изгиба р. Турухан, где газовые аномалии совпадают в плане, в независимости от того, выявлены они по снегу или подпочвенным отложениям (т.о. 1272, 1375 и, соответственно, S-404, 405). Т.е., в данном случае, на небольшом участке (как эталонном) был выполнен комплекс геохимических исследований, в том числе анализ субаквальных газов, о чем сказано будет ниже, который показал высокую сходимость результатов, полученных различными методами опробования.

Во-вторых, установлена определенная связь условий эпигенеза (которые определены на основе анализов pH образцов) с газовыми аномалиями и магнитной интенсивностью. На карте распределения pH образцов выделяются щелочные и окислительные фации и, соответственно, нейтральная среда.

Западнее, северо-западнее оз. Маковское наблюдается достаточно обширное поле, где значения pH равны 7-7.5, т.е. характеризуются слабощелочным восстановительным эпигенезом и близки к нейтральной среде. По контуру этого участка, где значения pH уменьшаются до 6 и менее (кислая фация), располагается несколько ореолов УВ газов, в т.ч., высокоинтенсивных, которые образуют здесь кольцевую аномалию.

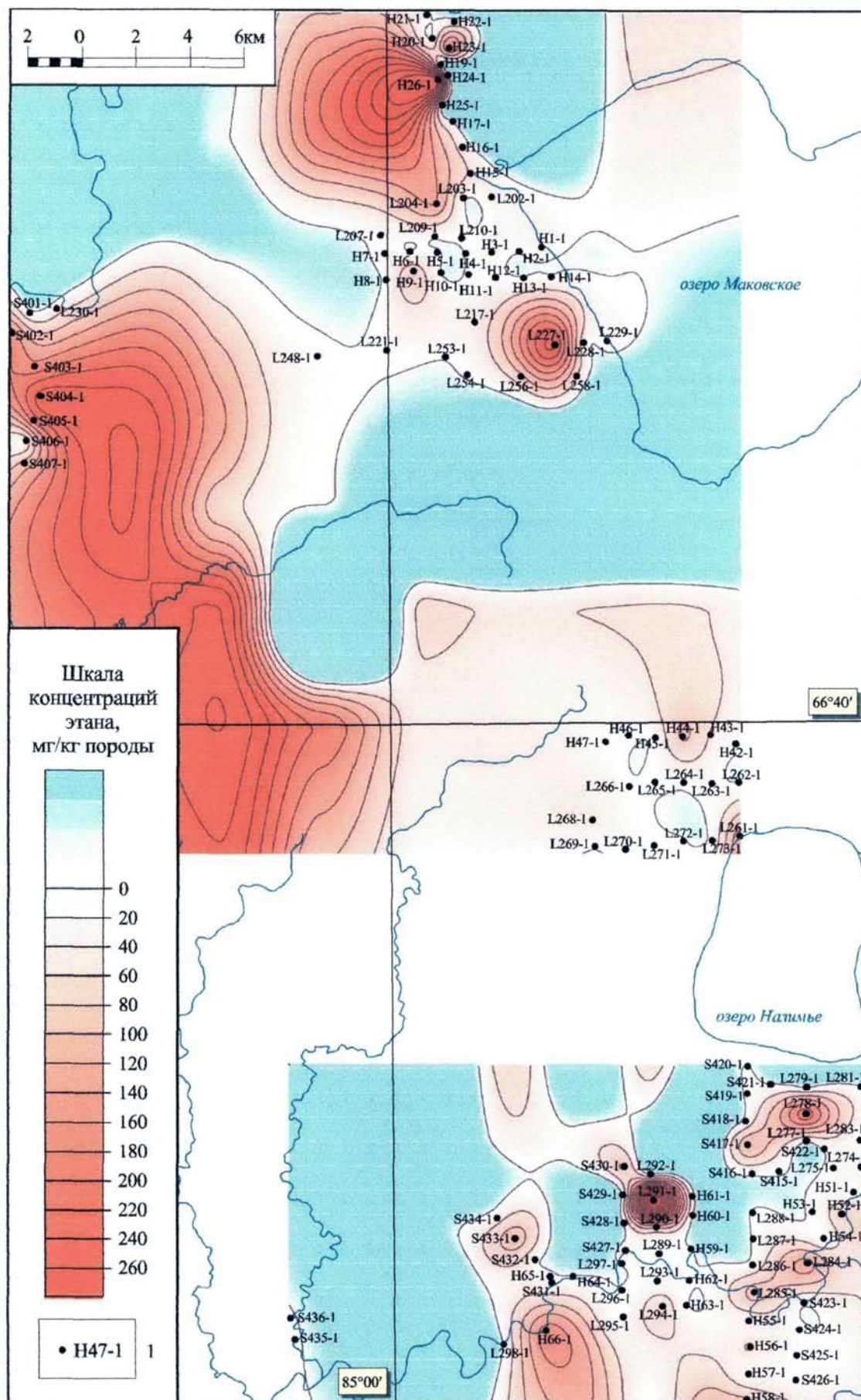


Рис.5.36 Карта распределения этана в подпочвенных отложениях Маковской площади
1 - точки отбора геохимических проб снега

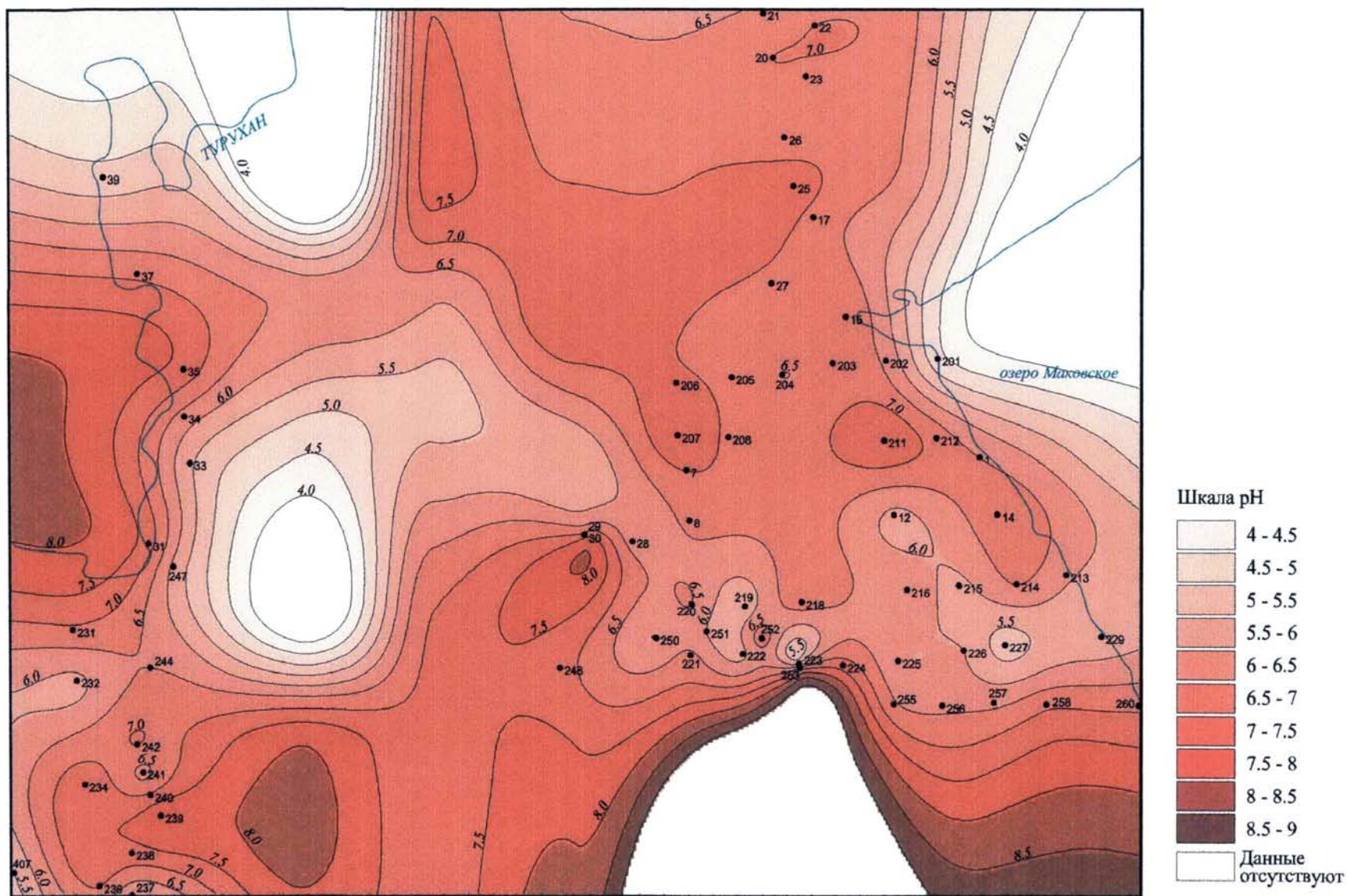


Рис.5.37 Карта распределения pH образцов подпочвенных отложений Маковской площади

В верховьях р. Сиговая, справа от ее долины, имеется еще два участка, характеризующихся, по данным измерений pH образцов, щелочными восстановительными условиями эпигенеза (значения pH более 7.5). Это внутренние части кольцевых газовых аномалий, где по результатам магнитной съемки наблюдаются ореолы вторжения.

Во время летнего комплексного геохимического опробования Маковско-Костровской территории была собрана ограниченная коллекция **субаквальных сорбированных газов**. Отбор проб осуществлялся путем ворошения донных осадков и улавливания спонтанно выделяющегося газа. Всего отобрано и проанализировано на хроматографе 37 проб. Это незначительный объем для данной территории, но достаточный, чтобы получить общее представление о составе и ведущих факторах формирования поверхностных газов. Обобщенная характеристика газов приведена в таблице 5.18.

В целом, по составу и соотношению природных компонентов, газы метаново-азотные до азотных, редко азотно-метановые. Это позволяет предварительно охарактеризовать их, как газы поверхностной биогенной генерации. Материалы изучения многих нефтегазоносных площадей свидетельствуют, что над залежами в поверхностных газах присутствует и глубинный метан. В нашем случае косвенным показателем нефтегазоносности может служить аномально высокая концентрация метана (более 40 %), особенно в сочетании с повышенным содержанием тяжелых углеводородов и на участках водоемов с активной гидродинамикой, для которых не характерно значительное накопление биогенного метана. Для однозначной оценки генезиса метана необходим изотопный анализ углерода $\delta^{13}\text{C}$.

Тем не менее, имеются другие свидетельства поступления к поверхности глубинных газов. Это повышенные концентрации C_2 в некоторых пробах. В ряду углеводородных газов этан является единственным после метана компонентом, молекулы которого способны диффундировать через осадочную толщу до дневной поверхности. Более тяжелые гомологи метана, в силу сложного строения и больших размеров молекул, практически не имеют шансов преодолеть слоистый разрез, если он не нарушен «окнами» разуплотнения (разломами), где возможна фильтрационная (и даже струйная) форма миграции.

Экспериментами доказано, что растения генерируют тяжелые углеводороды ($\text{C}_3 - \text{C}_6$) /1989/ и этим можно объяснить нередкое обнаружение этих газов в надпочвенном воздухе и в зоне гипергенеза. Таким образом, по

имеющимся у нас анализам только этан можно рассматривать в качестве прямого показателя нефтегазоносности. В этом качестве граничные значения концентрации C_2 приняты: для этана ≥ 0.004 %; для этилена ≥ 0.0012 %.

Таблица. 5.18

Обобщенная характеристика субаквальных сорбированных газов:

Состав	К-во проб	Среднее	Медиана	Минимум	Максимум	Стандарт	95%	95%
об. %								
AR	37	0.58	0.58	0.12	1.19	0.22	0.51	0.66
O ₂	37	3.19	0.94	0.24	15.17	4.39	1.72	4.65
N ₂	37	68.13	71.05	24.58	95.39	19.21	61.73	74.54
CH ₄	37	22.02	21.05	0.03	58.60	16.75	16.44	27.61
C ₂ H ₆	37	0.0029	0.0023	0.0001	0.0077	0.0022	0.0022	0.0037
C ₂ H ₄	37	0.0009	0.0009	0.000044	0.0022	0.0006	0.0007	0.0011
C ₃ H ₈	37	0.0002	0.0002	0.00001	0.0006	0.0002	0.0002	0.0003
C ₃ H ₆	37	0.00001	0.00001	0.00000	0.00015	0.00002	0.000003	0.00002
iC ₄ H ₁₀	37	0.0001	0.00002	0.000002	0.0012	0.0002	0.00001	0.0001
nC ₄ H ₁₀	37	0.0002	0.00002	0.000008	0.0032	0.0005	0.00002	0.0003

Как уже отмечено, опробование по донным газам «ворошения» выполнено эпизодически и в незначительном объеме, но анализ их распределения на местности показал закономерное размещение газов с признаками глубинного происхождения на участках газогехимических аномалий. Эти результаты показывают, что для ландшафтных и геолого-тектонических условий Маковско-Костровского района геохимическая информация по субаквальным газам имеет нефтегазопоисковую значимость.

Кроме рассмотренных выше геохимических аномалий, на северо-западе и крайнем юго-востоке Маковской площади присутствуют зоны интенсивной разгрузки УВГ, имеющие, вероятно, несколько иной характер. Они объединены в общую группу площадных, резко контрастных и сплош-

ных аномалий, каждой из которых отвечают свои глубинные условия, выявленные по сейсмогеологическим, и др. данным.

В районе оз. Хектама в широтном направлении (рис. 5.33, т.о. 1195, 1196, 1124, 1186, 1340 и др.) выделяется протяженная контрастная зона с содержанием УВГ в снежном покрове от фоновых концентраций до более $10 (n \cdot 10^{-4}) \text{ см}^3/\text{мл}$. В неотектоническом плане здесь картируется флексура. По мощностям отложений сиговской свиты она приурочена к восточному и южному склонам палеоподнятия, по горизонтам «Б» и «Т» – к моноклинали и отвечает их изолиниям. С востока она ограничена тектоническим нарушением, которое выделяется по геологическим и гравимагнитным данным (в последнем случае, как межблоковый разлом) и активизировано в новейший тектонический этап.

В междуречье р.р. Турухан и Хектама по горизонтам верхней юры прослеживается структурный залив, которому в плане отвечает система сложных аномалий, в том числе, возможно, кольцевых и сплошных газопроявлений (т.о. 1292, 1319, 1363, 1115, 1116 и др.).

Небольшой по площади (около 20 км^2), но контрастный газовый ореол со средним или несколько повышенным содержанием УВГ в снежном покрове, выделяется южнее скв. Ерм1, в 6 км западнее берега оз. Налимье (т.о. 193-195, 228, 236). По подошве сиговской свиты здесь картируется структурный мыс, активизированный в неотектонический этап, в ее толщинах – склон палеодепрессии.

На Хектаминском участке можно отметить еще один тип высокоинтенсивной разгрузки газов (т.о. 1127, 1174, 1178-1180), где концентрация суммы тяжелых УВГ в снеге составляет от 3-5 до более $10 (n \cdot 10^{-4}) \text{ см}^3/\text{мл}$. Ее, возможно, объяснить песчанистым пластом в сиговской свите, что, в какой-то степени, подтверждается приуроченностью газового ореола к южному склону палеоподнятия.

Как указывалось выше, в коленообразном изгибе р. Турухан, в области развития палеозойских останцов, выделяются сплошные аномалии УВ газов (т.о. 248, 1052 и 76, 77), где по данным изучения рН образцов почвенных отложений присутствуют щелочные условия эпигенеза. Эти тектонические элементы не выражены в толщинах юрских отложений, но проявили себя в постнеогеновый тектонический этап, как зоны новейших и дифференцированных поднятий. Подобные ореолы обусловлены, возможно, корами выветривания по палеозойским сланцам.

На крайнем юге Маковской площади в среднем течении р. Кедровая имеется еще один интенсивный сплошной ореол УВГ, которому по горизонту «Т» отвечает структурный мыс, в неотектоническом плане – зона умеренного относительного поднятия (т.о. 208-210). Т.е., это унаследованный тектонический элемент, где в мощностях отложений сиговской свиты, наблюдается склон депрессии.

Кроме перечисленных выше аномалий в рассматриваемом районе можно отметить еще один тип узких, протяженных и извилистых выходов УВ газов. Выделены они по их привязанности преимущественно к палеоврезам, склонам палеоопусканий (склоновая или прибрежная? седиментация), что может быть связано с опесчаниванием на этих участках отложений верхней юры. На каких-то участках они связаны, возможно, с тектоническими нарушениями.

Костровская площадь.

Здесь проводились только летние полевые работы с отбором проб подпочвенных отложений и др. геохимическими исследованиями. В процессе работы были изучены показатели метан (CH_4), этан (C_2H_6), диоксид углерода (CO_2), азот (N_2), пары воды (H_2O), Mn , Ca , температура подпочвенного слоя и pH среды. Измерены, также, попутные продукты каталитического разложения углеводородов и воды в процессе анализа – ацетилен (C_2H_2) и водород (H_2). Полный объем массива данных составляет 860 проб (объектов наблюдения), из них 687 образцов подпочвенных отложений, 37 проб газа, отобранных методом ворошения придонных осадков водоемов и 136 фитогеохимических проб (листьев березы).

В качестве основных газогеохимических показателей оценки нефтегазоперспективности Костровской площади были приняты УВГ в составе этана, условия вторичного минералообразования по данным литогеохимических исследований, а также результаты измерения температур подпочвенного слоя и фитогеохимического опробования.

В районе костровских скважин на площади более 140 км^2 отбор проб производился по сетке $500 \times 2000 \text{ м}$. и в отдельных случаях - $500 \times 1000 \text{ м}$., с целью детального установления поверхностного геохимического поля на малоперспективном эталонном участке.

Как показали анализы, основными газами подпочвенного слоя по степени убывания являются CO_2 , метан, азот, и этан. Т.е., газы углекислотно-метаново-азотные с подчиненным количеством этана и преобладающим влиянием CO_2 . Коэффициент корреляции метана и этана очень высокий и

достигает 0.99%, что, вероятно, свидетельствует о поступлении их из единого источника.

Статистические оценки газовых параметров Костровской площади приведены в таблице 5.18^a

Таблица 5.18^a

	CO ₂	C ₂ H ₂	C ₂ H ₆	H ₂ O	H ₂	N ₂	CH ₄	CO
Среднее	5247.60	23.33	22.41	7642.34	33.19	33.16	47.89	565.85
Стандартная ошибка	310.71	3.05	6.67	253.30	2.93	1.18	9.51	23.97
Медиана	4254.53	10.08	2.63	6574.84	13.12	22.92	12.02	474.89
Стандартное от- клонение	6954.67	68.32	149.29	5669.69	65.63	26.46	212.88	536.52
Эксцесс	280.58	270.27	397.77	46.26	109.29	15.58	364.03	143.66
Асимметрич- ность	14.82	14.79	19.07	6.46	8.47	2.97	17.90	9.48
Интервал	139213.02	1328.39	3170.2	54914.75	1023.13	233.35	4438.19	9279.7
Минимум	490.55	0.79	0.03	3607.29	0.79	6.79	0.25	49.65
Максимум	139703.57	1329.18	3170.2	58522.04	1023.92	240.14	4438.44	9329.4
Счет	501	501	501	501	501	501	501	501

Распределение содержаний этана в подпочвенных отложениях Костровской площади приведено на рис. 5.38.

Ореолы этана в подпочвенных отложениях рассматриваемой площади, как и в случае УВГ снежного покрова Маковского района, тесно связаны с толщинами юрских отложений, новейшей тектоникой, глубинными структурами. Т.е. они, по сути, тяготеют к тем долго живущим и унаследованным элементам, где возможно в той или иной степени не только формирование коллекторов, но и подновление или переформирование возможных залежей УВ, т.е. участкам земной коры, испытывающим постоянные дифференцированные движения.

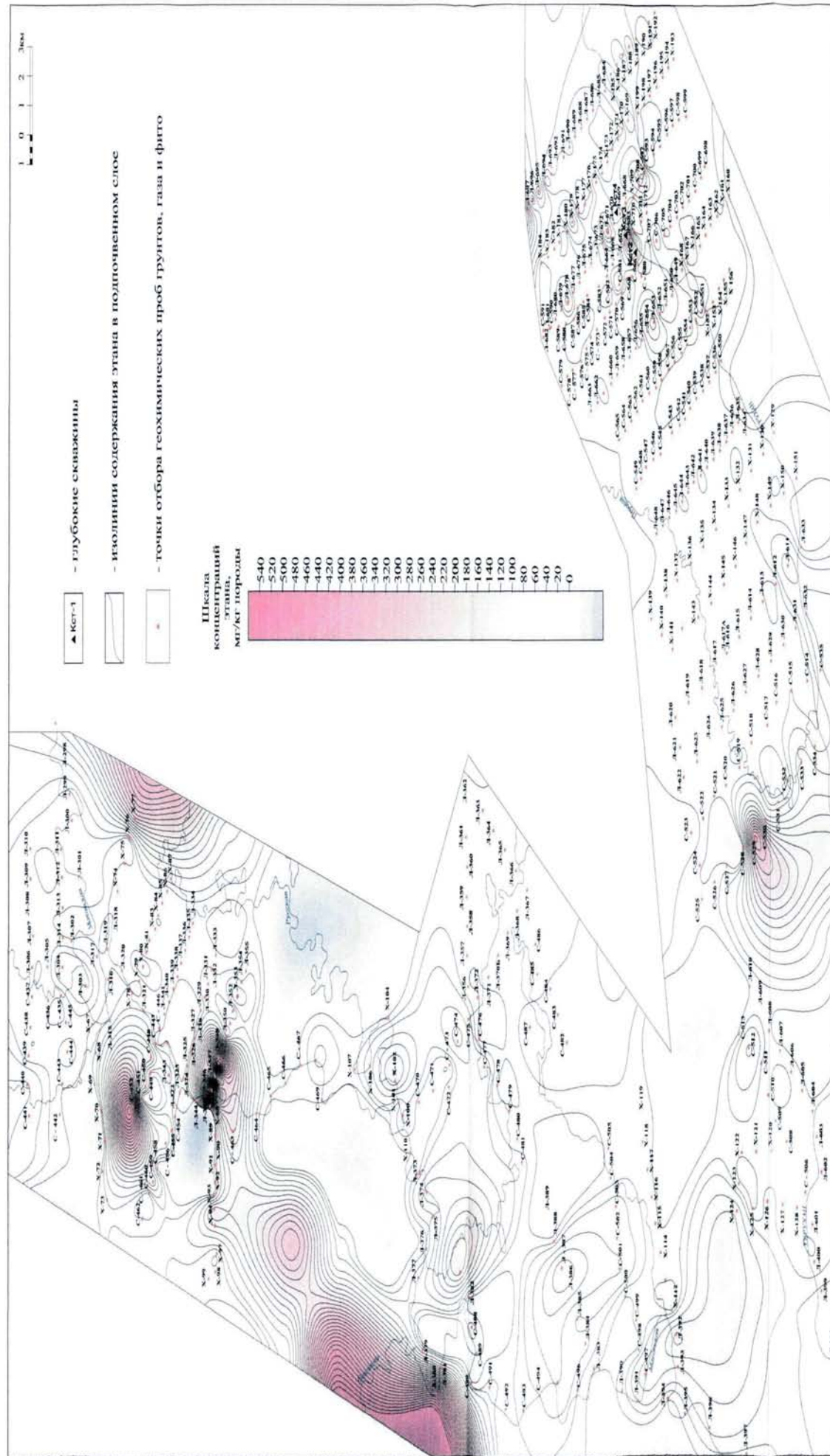


Рис. 5.38 Карта распределения содержания этана в подпочвенных отложениях Кустровской площади

Интенсивные аномалии этана наблюдаются в основном в долине реки Маковской, ниже устья рек Кедровой и Русской, в районе второго крупного палеоподнятия, выделяемого в пределах исследованной территории по отложениям верхней юры. На карте новейшей тектоники ему отвечает ступень, характеризующаяся умеренно-активными и диффиринцированными вертикальными движениями.

Наиболее высокие концентрации C_2H_6 в большинстве случаев прямо не связаны с тектоническими нарушениями, выделяемыми по гравимагнитным и неотектоническим данным. Но крупные ореолы, которые их объединяют в отдельные сложные аномалии, пространственно почти всегда к ним приурочены, например, комплекс аномалий на левобережье р. Маковской, протягивающийся от устья р. Русская до долины р. Турухан.

В районе Костровских скважин наблюдаются только редкие точечные проявления УВ газов невысокой интенсивности, одно из которых связано, вероятней всего, с техногенным загрязнением (Л-683, скв. Кст.3).

Геохимическое изучение подпочвенных отложений Костровской площади, вскрытых ниже уровня грунтовых вод на глубине 0.5 - 1.0 м., представлено на карте **условий вторичного карбонатного минералообразования в приповерхностных отложениях** (рис. 5.39). Здесь не приводятся данные по другим элементам, например, Mn, но их распределение почти идентично Ca, притом, что по последнему оно наиболее показательно.

Методика литогеохимических исследований была приведена выше. На Костровской площади по их результатам были выявлены три типа подпочвенных отложений:

- отложения, сформировавшиеся в условиях окислительного эпигенеза ($pH < 6.8$, $Eh > 0$). Для них характерно отсутствие или слабое воздействие УВ и сопутствующих газов и, как следствие, слабое или почти полное отсутствие вторичных преобразований;

- отложения, сформировавшиеся в условиях щелочного восстановительного эпигенеза ($pH \geq 6.9$, $Eh < 0$), обеспеченных сравнительно интенсивным воздействием УВ и сопутствующих (CO_2 , N_2 , H_2 , H_2O) газов с преобладающим влиянием CO_2 .

Для этих отложений характерно проявление закономерно построенных кольцевых структур с центральной территорией (где идет сравнительно слабая кристаллизация вторичного кальцита, о чем свидетельствует $K_{Ca} = 0.22 \pm 0.05$), обрамленной геохимическим ($K_{Ca} = 0.33 \pm 0.05$) и биогеохимическим ($K_{Ca} = 0.5 \pm 0.05$) барьерами.

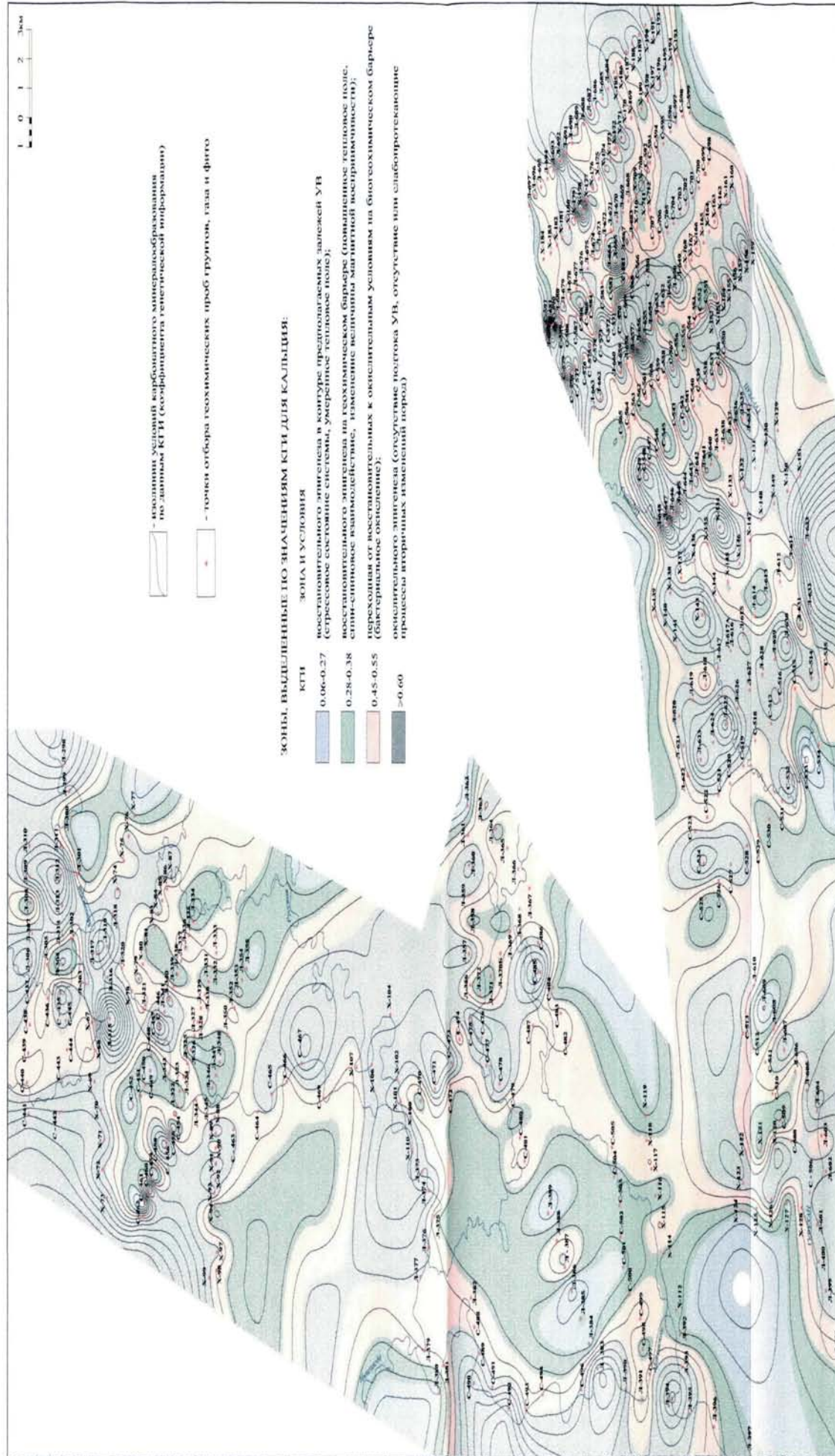


Рис. 5.39 Карта условий вторичного карбонатного минералообразования в приповерхностных отложениях Костровской площади

Выявленные в результате изучения эталонных площадей, такие кольцевые структуры являются показателями существования на глубине залежей УВ;

отложения, сформировавшиеся в условиях того же щелочного восстановительного эпигенеза, обеспечиваемых воздействием УВ и сопутствующих газов, но с преобладающим влиянием азота. Для них процесс формирования вторичных карбонатов кальция затруднен ($K_{Ca} \geq 1.0$); преобладают слабые восстановительно-окислительные процессы Fe-Mn группы, восстановление Fe^{3+} приводит к окислению марганца $Mn^{2+} \rightarrow Mn^{3+}$.

Итак, по литогеохимическим показателям перспективными на залежи УВ сырья являются участки, расположенные на западе Костровской площади (пробы X-127 с окружающими её барьерами) и район отбора проб Л-384 ÷ Л-386 и Л-389 (р. Щитыльтолькы, левый приток р. Маковская).

В период проведения летних поисковых работ были замерены **температуры подпочвенного слоя** в мелких шурфах, откуда отбирались пробы. Замеры производились с помощью цифровых термометров в нижней части закопшек, примерно на одном уровне (около 0.7 м от поверхности при отсутствии мерзлоты). Результаты этих измерений представлены на карте распределения температур подпочвенного слоя Костровской площади (рис. 5.40).

Рассматриваемый район находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород мощностью до первых сотен метров. Верхний, активный слой, характеризуется температурами от минусовых значений до более 12-15[°]C. Большое влияние на нее оказывают положение мерзлого слоя от точки отбора образца, а также литология отложений. Т.е. она, в какой-то степени, зависит от интенсивности прогрева подпочвенных отложений, что в свою очередь связано с типом осадков. В последнем случае особенно это проявилось на юго-востоке площади, на правом берегу р. Турухан. Здесь развиты легко прогреваемые верхнеплейстоценовые алевриты, алевритовые пески и песчано-галечные алевриты с диатомеями и «казанцевским» спорово-пыльцевым спектром, не перекрытые толстым слоем моха, что и отразилось на карте. Тем не менее, на площадях, где выделяются одинаковые отложения, например, придолинный комплекс осадков р. Маковской, наблюдаемая дифференциация температур зависит, в том числе, возможно, от подтока флюидов.

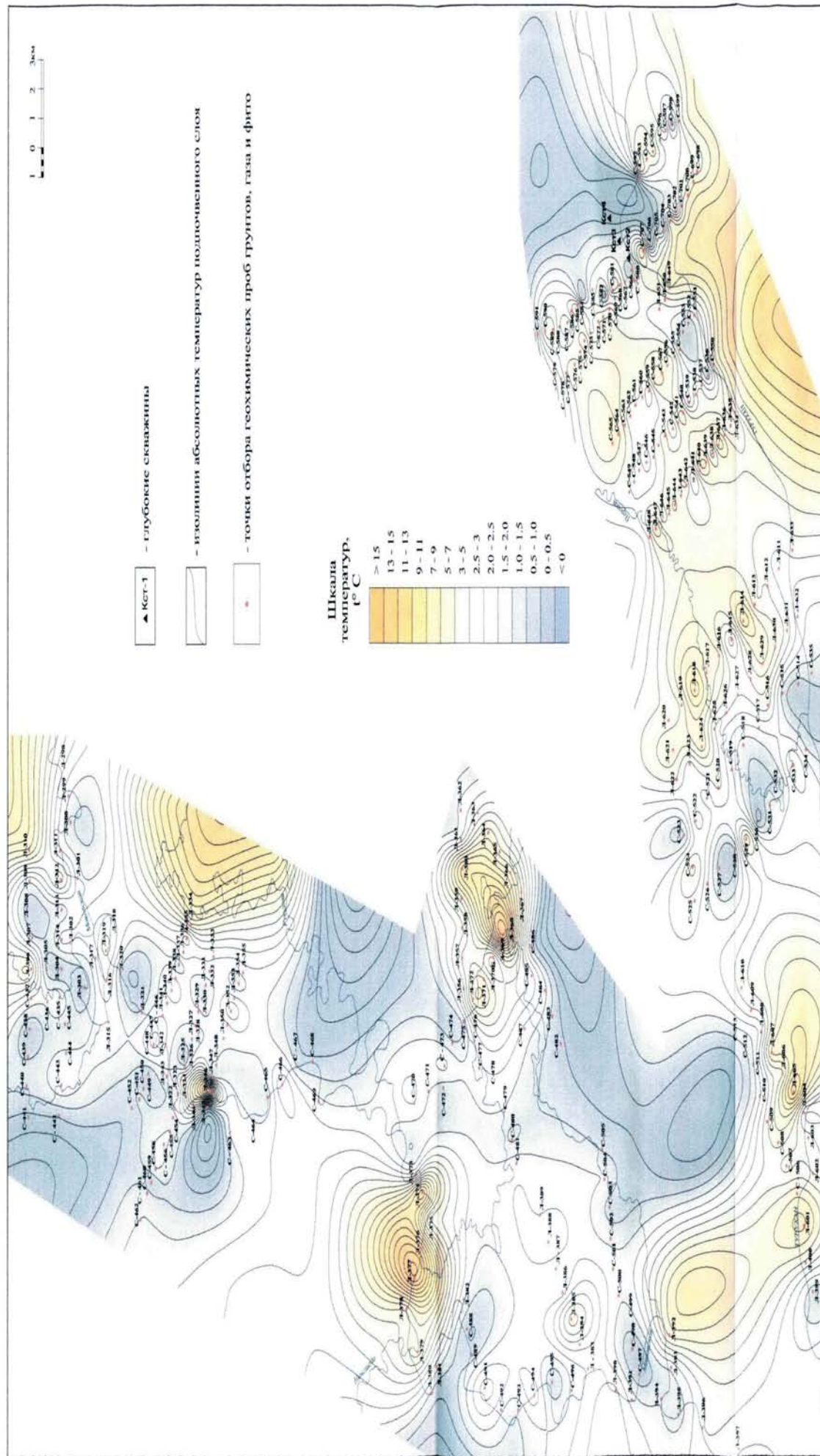


Рис. 5.40 Карта распределения температур подпочвенного слоя Костровской площади

В пределах Костровской площади был проведен комплексный анализ геохимических исследований, при котором в качестве исходных данных использовались:

- карта распределения содержания этана в подпочвенных отложениях;
- карта условий вторичного карбонатного минералообразования в приповерхностных отложениях;
- карта распределения температур подпочвенного слоя.

По данным параметрам, по каждому в отдельности и для сравнений их между собой, абсолютных величин концентраций недостаточно эффективно. Поэтому при построении качественной оценки аномалий применялся коэффициент контрастности.

Суммарный коэффициент контрастности геохимических показателей наиболее четко выявил участок, расположенный в нижнем течении р. Маковской на ее правобережье (Костровская зона) (рис. 5.41). Здесь, по площади и шкале качественной оценки аномалий, наблюдается наиболее перспективная зона, которая в общих чертах отвечает выделенной ранее /Мельников Н.В., Исаев А.В., 2001ф/ Костровской ловушке УВ. В районе Костровских скважин по этим результатам подобных аномалий не выявлено, притом, что здесь почти на всем участке наблюдается повышенная температура подпочвенного слоя.

На севере рассматриваемого района, ниже устья р. Кедровой, по суммарному коэффициенту контрастности выделяются только небольшие перспективные зоны.

В период летних полевых работ было осуществлено фитогеохимическое опробование на трех участках: в пределах Маковской площади, Кедрового перспективного участка и западной части Костровской площади (рис. 5.42). Всего было взято 136 проб листьев березы, которые распределились по участкам, соответственно: 28, 65 и 43 пробы. По фитогеохимическим пробам определена зольность сухого листа березы и выполнен спектральный анализ золы на 12 компонентов: K, Na, Ca, Mg, Ba, Sr, Mn, Cr, V, Ti, Co, Zn. Поскольку участки опробования расположены на большом удалении друг от друга и, даже, в разных ландшафтных зонах, статистическая обработка и анализ площадного распределения показателей выполнены отдельно по каждому участку. Обобщенная характеристика состава листьев березы приведена в таблице 5.19.

Для изучения взаимосвязей химических компонентов в фитопробах использовался корреляционный и факторный анализ. В результате, определены

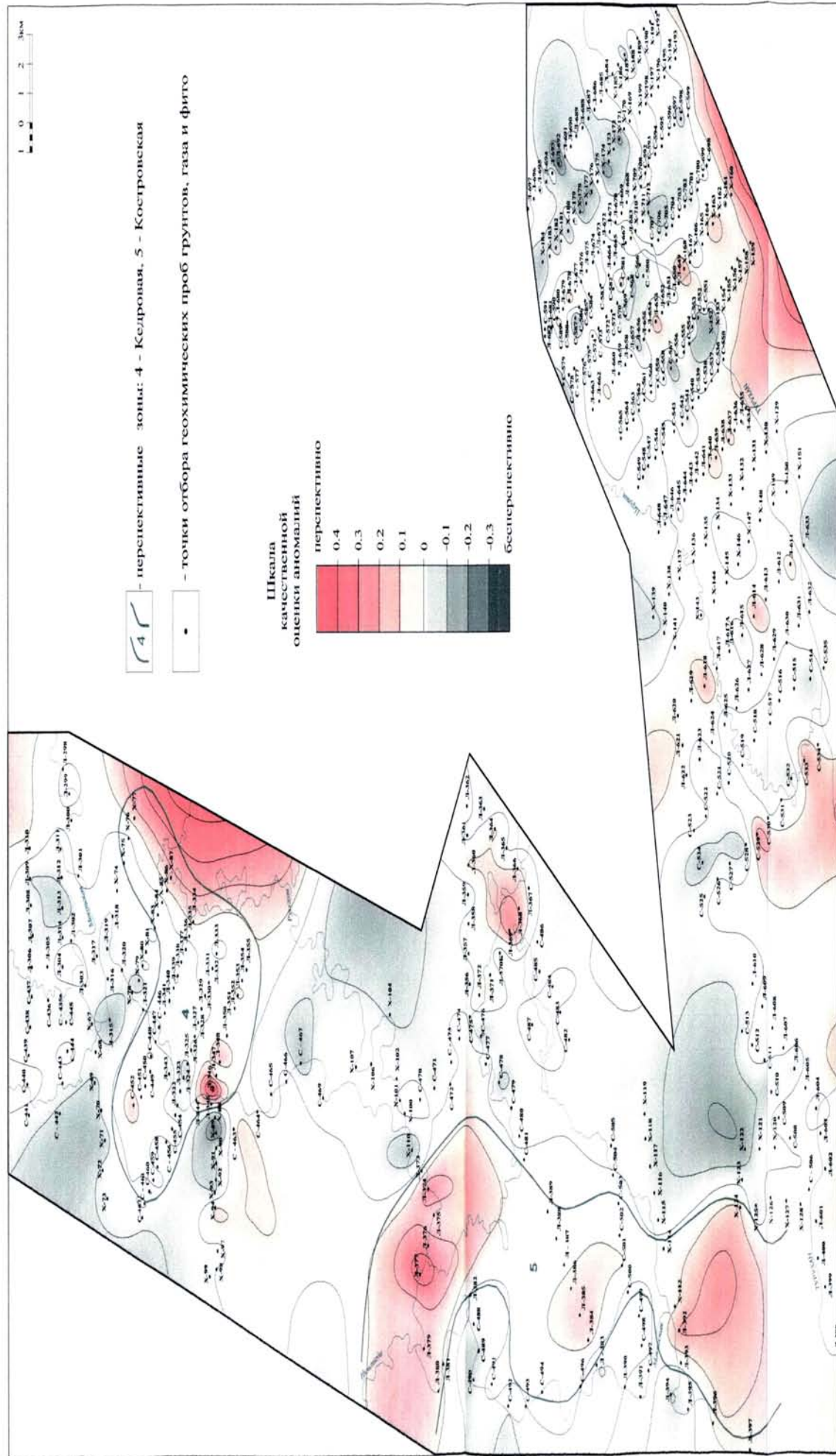


Рис. 5.41 Карта качественной оценки геохимических аномалий Костровской площади

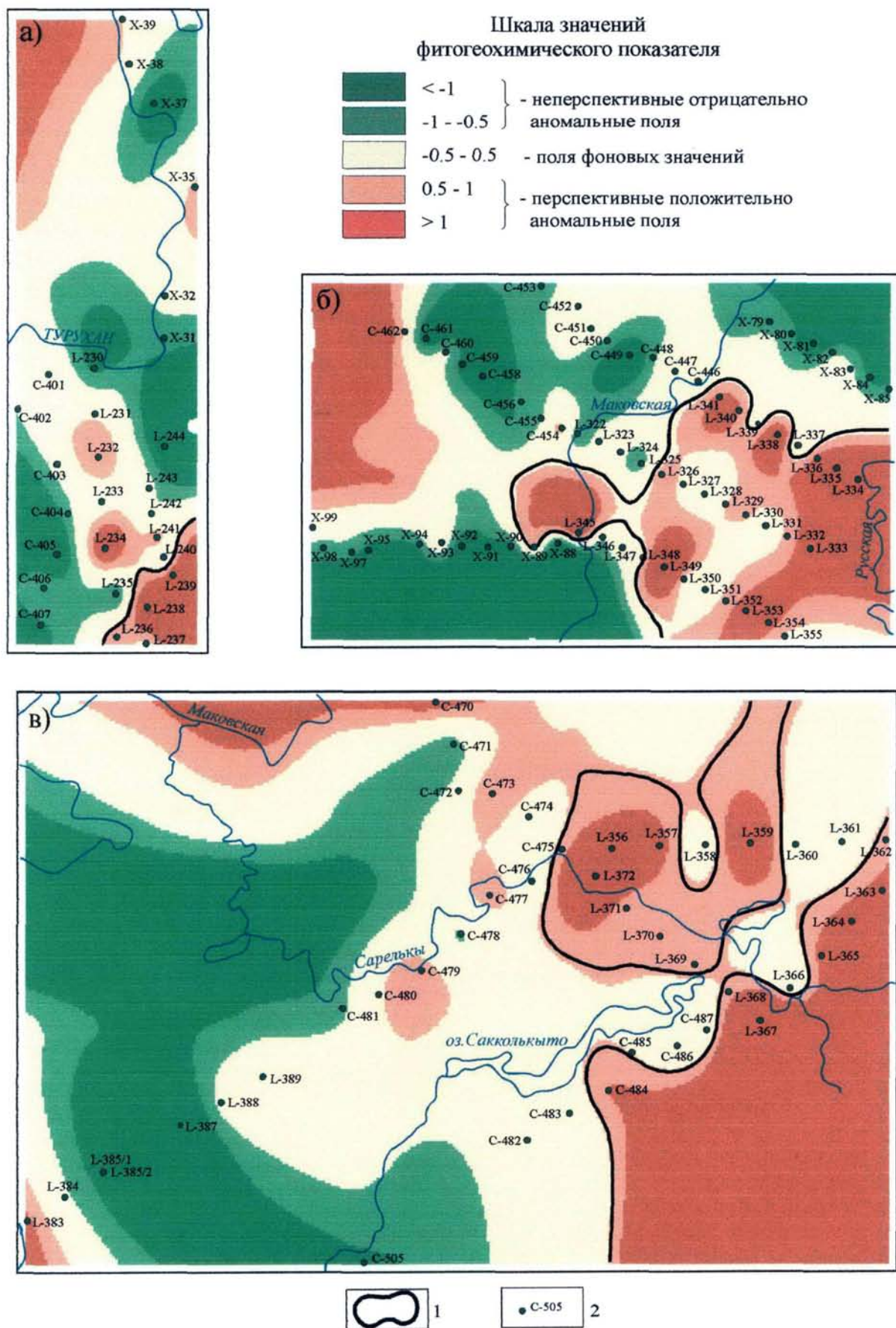


Рис.5.42 Фитогеохимическое районирование перспективных участков:
 а) Маковского, б) Кедрового, в) Западно-Костровского
 1 - контуры перспективных фитогеохимических аномалий,
 2 - точки отбора фитопроб

Таблица 5.19.

Обобщенная характеристика состава листьев березы

1 участок фитогеохимического опробования «Маковский»								
состав, мкг/г	кол-во	среднее	медиана	разброс значений		стандарт	ассимет- рия	эксцесс
ZOL, г/кг	28	52	52	34	79	11	0.56	0.25
K	28	11763	12541	6139	16670	3405	-0.24	-1.36
NA	28	581	526	215	1436	279	1.33	2.11
CA	28	14026	14573	4954	20675	3812	-0.30	-0.26
MG	28	6050	6267	3150	9400	1390	-0.03	0.14
BA	28	100	89	4	270	83	1.02	0.07
SR	28	56	48	4	147	39	0.74	0.02
ZN	28	193	199	67	353	82	0.25	-0.43
MN	28	5465	5048	794	12897	2872	0.41	0.09
CR	28	1.13	0.97	0.75	2.61	0.41	2.15	5.68
V	28	1.57	1.44	0.70	3.29	0.59	1.29	1.80
CO	28	0.65	0.54	0.28	1.68	0.38	1.90	3.02
TI	28	15.85	7.10	4.80	82.00	20.27	2.35	4.72
2 участок фитогеохимического опробования "Кедровый"								
ZOL, г/кг	65	56	54	36	113	12	1.65	5.84
K	65	13819	13116	6584	40969	5733	2.49	8.65
NA	65	273	256	110	631	102	1.14	1.69
CA	65	15970	15465	5918	35843	5297	0.76	1.89
MG	64	6815	6421	3150	12287	1989	0.58	-0.05
BA	65	79	69	4	369	61	2.02	6.92
SR	65	66	53	6	193	46	0.79	-0.23
ZN	65	211	188	41	537	94	0.93	1.11
MN	65	6250	5773	1114	20932	3835	1.29	2.22
CR	65	1.13	1.11	0.79	1.73	0.22	0.58	-0.05
V	64	1.83	1.78	0.87	3.74	0.68	0.55	-0.50
CO	65	0.62	0.49	0.25	2.62	0.37	2.97	12.88
TI	65	11.20	7.90	4.20	39.00	7.52	2.11	4.71
3 участок фитогеохимического опробования "Западно-Костровский"								
ZOL, г/кг	43	62	63	33	92	11	0.15	1.13
K	43	15059	14115	6068	27315	5169	0.38	-0.45
NA	43	364	350	128	813	140	0.68	1.00
CA	43	18391	19257	8110	30685	5415	-0.04	-0.56
MG	43	7091	6976	3919	10819	1725	0.24	-0.65
BA	43	86	71	16	281	55	1.26	2.30
SR	43	95	71	14	303	67	1.16	0.86
ZN	43	247	232	78	462	109	0.32	-1.05
MN	43	5574	4616	783	22907	3620	2.83	11.85

три устойчивые ассоциации металлов (главные факторы), которые четко выделяются в объединенном массиве данных и присутствуют на каждом участке в том или ином сочетании с сопутствующими металлами. Их условно можно обозначить, как::

- $Zol * K * Cr * Na$ - фактор обогащенного минерального питания растений щелочной;
- $Ca * Mg * Sr * V$ - фактор обогащенного минерального питания растений щелочноземельный;
- $Ba * Sr * Co$ - фактор щелочноземельный бариевый.

Обобщенным показателем минерального питания растений является их зольность (Zol). На описываемой территории зольность листьев березы составляет (33-113) г/кг. По имеющемуся набору компонентов, зольность на 80-90 % сформирована $Ca \geq K > Mg \geq Mn$. Среди этих макрокомпонентов, концентрация которых не ниже 5 г/кг и достигает 20-40 г/кг, Zol наиболее тесно коррелирует с K , слабее с Ca и не всегда значимо с Mg . С Mn корреляции нет ($r = 0.1-0.3$). По аналогии с нефтегазовыми месторождениями-эталоном, повышенная зольность в тесной корреляции с металлами-индикаторами расценивается, как определяющий признак нефтегазоносности площадей. Для геохимического районирования территории по перспективам нефтегазоносности важно было выявить распределение на местности объектов влияния главных факторов, которые применяются в качестве мультипликативных показателей. С помощью Q-метода факторного анализа были рассчитаны значения (r) этих показателей в пробах и закартированы в виде полей:

- заметного и сильного влияния фактора ($r > 0.5$);
- отсутствия влияния фактора ($r < -0.5$);
- переходных значений фактора ($r = \pm 0.5$).

Кроме того, для детализации картины распределения мультипликативных показателей и обоснования оптимального на данной территории комплекса металлов – индикаторов нефтегазоносности, рассмотрены поэлементные карты индивидуальных компонентов спектрального анализа, представленных в виде стандартизованных коэффициентов аномальности. В результате установлены закономерно локализованные площадные фито-геохимические аномалии, которые совпадают с проекциями прогнозных ловушек УВ в среднеюрских отложениях и с приуроченными к ним литогеохимическими и газогеохимическими (по подпочве и снегу) аномалиями.

По результатам проведенных на Костровской площади геолого-геохимических исследований можно сделать следующие выводы.

В первую очередь, обращают на себя внимание зоны интенсивной разгрузки этана, расположенные в долине р. Маковской, ниже устья р. Кедровая, по имени которой этот участок и выделен. Здесь выделяется два достаточно крупных газовых ореола, которые включают в себя аномалии, как сплошного, так и кольцевого типа. По данным изучения условий вторичного минералообразования в подпочвенных отложениях в их пределах наблюдаются фации щелочного восстановительного эпигенеза. В неотектоническом плане им отвечает поднятие, расположенное в верхней части ступени (флексурообразного перегиба), пространственно совпадающей с зоной сочленения Худосейского прогиба и Пакулихинской моноклинали, где протерозойские образования погружаются под комплекс отложений промежуточного структурного этажа (рис. 5.30).

В мощностях отложений верхней юры на рассматриваемом участке выделяется сводовая часть палеоподнятия. При этом северный ореол почти в точности повторяют изопакеты сиговской свиты 260 м и соответственно 270 метров. На структурной карте по горизонту «Т» этой зоне соответствует слабо выраженный структурный мыс.

На карте распределения температур подпочвенного слоя на большей части газовых ореолов она понижена. Это объясняется развитием на правобережье р. Маковской болота с сильно развитой моховой растительностью, что, соответственно, влияет на границу мерзлых пород,

По данным фитогеохимических исследований южная аномалия попадает в благоприятное перспективно положительное поле. Таблица 5.19

Минерализация (Zol) и состав золы листьев березы по данным количественного спектрального анализа

5.3.2. Прогноз ловушек УВ

При анализе распределения геохимических аномалий, как было указано выше, были использованы данные по аналогичным поисковым работам, проведенными, в том числе и соискателем, в 2000г. на эталонных участках, на Ванкорском и Тагульском месторождениях. Результаты этих опытно-методических работ позволяют сделать следующие выводы:

- в пределах изученных месторождений всегда присутствует крупная зона интенсивной разгрузки УВГ (прямая или сплошная газовая аномалия

- площадью не менее 10-15 км²), приуроченная к окраинным зонам месторождений (район скв. Внк-5 или Тгл-11);
- соотношение средних значений газовых показателей в контуре месторождения и за его границами показывает, что количество УВ газов, почти на порядок выше над месторождением, чем за его пределами;
 - по контурам нефтегазонасыщенных пластов выделяются кольцевые аномалии, как правило, точечные, имеющие концентрации ниже зон интенсивной разгрузки УВГ (по подпочвенным отложениям менее 50 мг/л), но в любом случае связанные с крупным пограничным ореолом;
 - по периметру газовой залежи также фиксируются увеличенные концентрации УВГ, но меньшей интенсивности, чем по границе месторождений (контур ВНК), что связано, вероятно, с более активной в геохимическом отношении зоной, развивающейся там;
 - внутреннее поле кольцевой аномалии на месторождениях характеризуется повышенным содержанием в подпочвенных отложениях азота, а также щелочными или слабощелочными восстановительными условиями гипергенеза, внешний контур – окислительными;
 - на участках большинства продуктивных скважин, в том числе аварийных (например, скв. Внк-1, 2), а также в центральных частях месторождений или сводах локальных структур интенсивных газовых потоков не наблюдается, фиксируются только в подпочвенных отложениях фоновые их концентрации или несколько повышенные.

Результаты комплексной газо-литогеохимической съемки на месторождениях–эталопах послужили основой для интерпретации газовых полей на других, малоизученных площадях, в частности, на Маковской и Костровской.

При изучении полей распределения газовых концентраций на Маковской площади был использован также один из недавно возникших инструментов для выделения различных компонентов карты, а именно, техника фрактальной фильтрации. Она, как указывалось выше, позволяет отделить аномалии от фона или извлекать другие значимые геохимические характеристики на основе использования частотной и пространственной информации.

Рассматриваемые нами фрактальные фильтры формируются на основе приложения фрактальной модели области концентрации к энергетическим спектральным характеристикам геохимического поля. Применение этих фильтров позволяет выделить области волновых чисел, каждая из ко-

торых имеет энергетический спектр, обладающий определенными фрактальными характеристиками.

После преобразования в пространственную область с учетом этих характеристик мы получаем области, выделяющие тот или иной компонент геохимической карты, как правило, уже обладающий определенной геологической нагрузкой.

Схема применения фильтра заключается в следующем.

Проводится двумерное преобразование Фурье по пространственным координатам и строится зависимость энергетического спектра E геохимического поля от пространственной частоты $\omega = \sqrt{\omega_x^2 + \omega_y^2}$. Показано, что такая зависимость носит степенной характер, при этом показатель степени характеризует фрактальную размерность. В билогарифмическом масштабе эта зависимость имеет вид $\ln E = k \ln \omega + a$. Для различных областей частот значения параметра k могут быть различными. Набор коэффициентов k и определяет мультифрактальную характеристику строящейся зависимости.

Для каждого коэффициента строится фильтр, подчеркивающий соответствующую область частот.

Обратное преобразование Фурье позволяет выделить области геохимических аномалий уже в пространственных координатах.

На рис. 5.43 представлен результат наложения одной из полученных аномалий на структурную карту толщин сиговской и точинской свит верхней юры, наиболее перспективного горизонта рассматриваемого района. Вполне определенно выделяется высококонтрастный газовый ореол, совпадающий в плане с развитием пластов сиговской свиты улучшенных коллекторских свойств, а также с другими типами ловушек, например, кор выветривания или связанные с палеозаливами.

Анализ полученных геофизических, неотектонических и геохимических данных позволяет сделать вывод о том, что на Маковской и Костровской площадях возможно существование нескольких типов ловушек УВ, приуроченных к выступам доюрского основания, отложениям нижней-средней юры и верхнеюрским отложениям. Меловые отложения в восточной части изученного района бесперспективны.

Маковская площадь (рис 5.44).

Ловушки, связанные с корой выветривания палеозойских пород, прогнозируются на эрозионных останцах Верхнетуруханского горста Маковской площади (рис. 5.31).

В 15 км к западу от юго-западной оконечности оз. Налимье на коленообразном изгибе правого притока р. Маковская по пробам снега выявлена сплошная газогеохимическая аномалия, западная часть которой совпадает с предполагаемой корой выветривания.

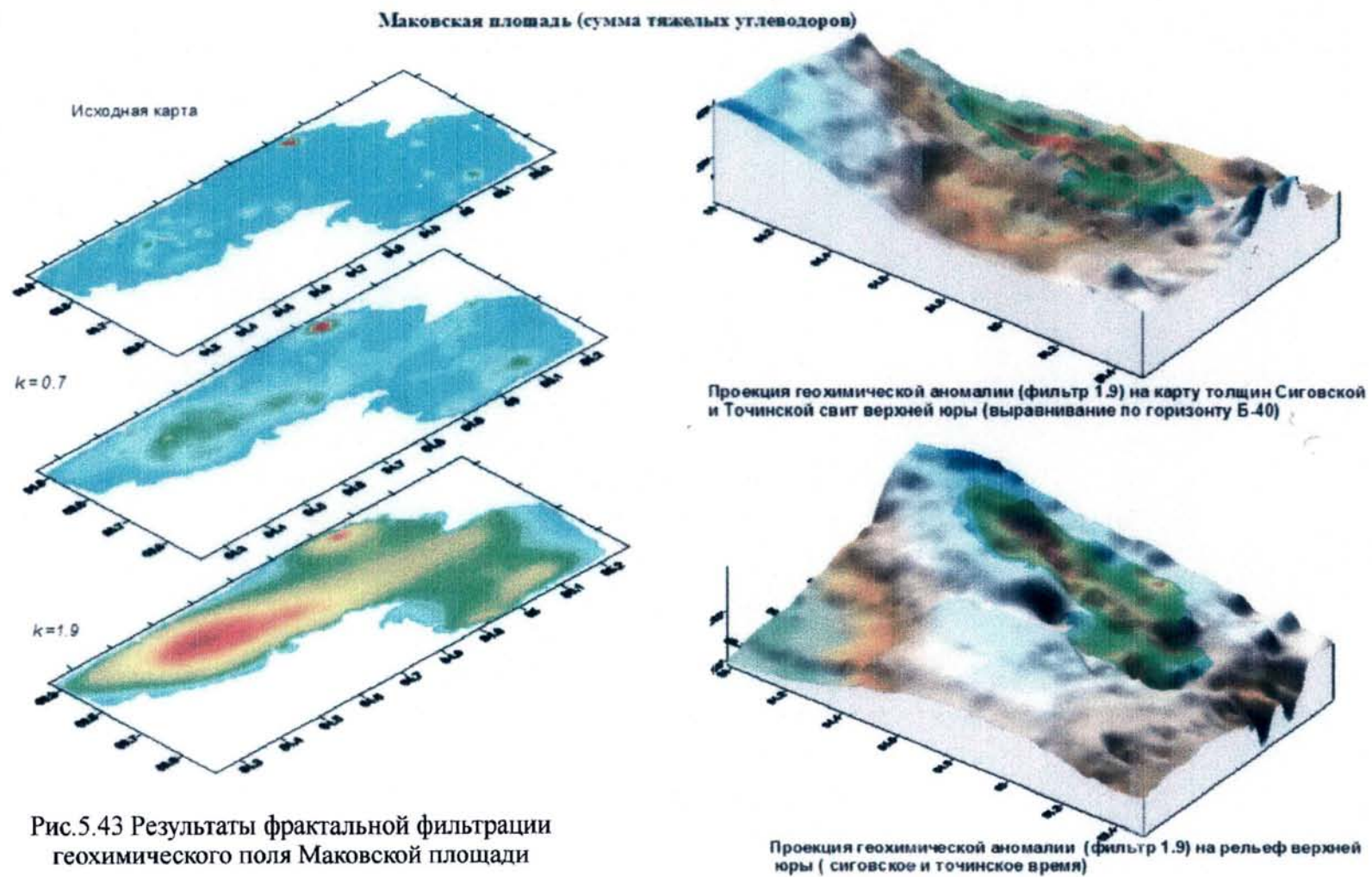


Рис.5.43 Результаты фрактальной фильтрации геохимического поля Маковской площади

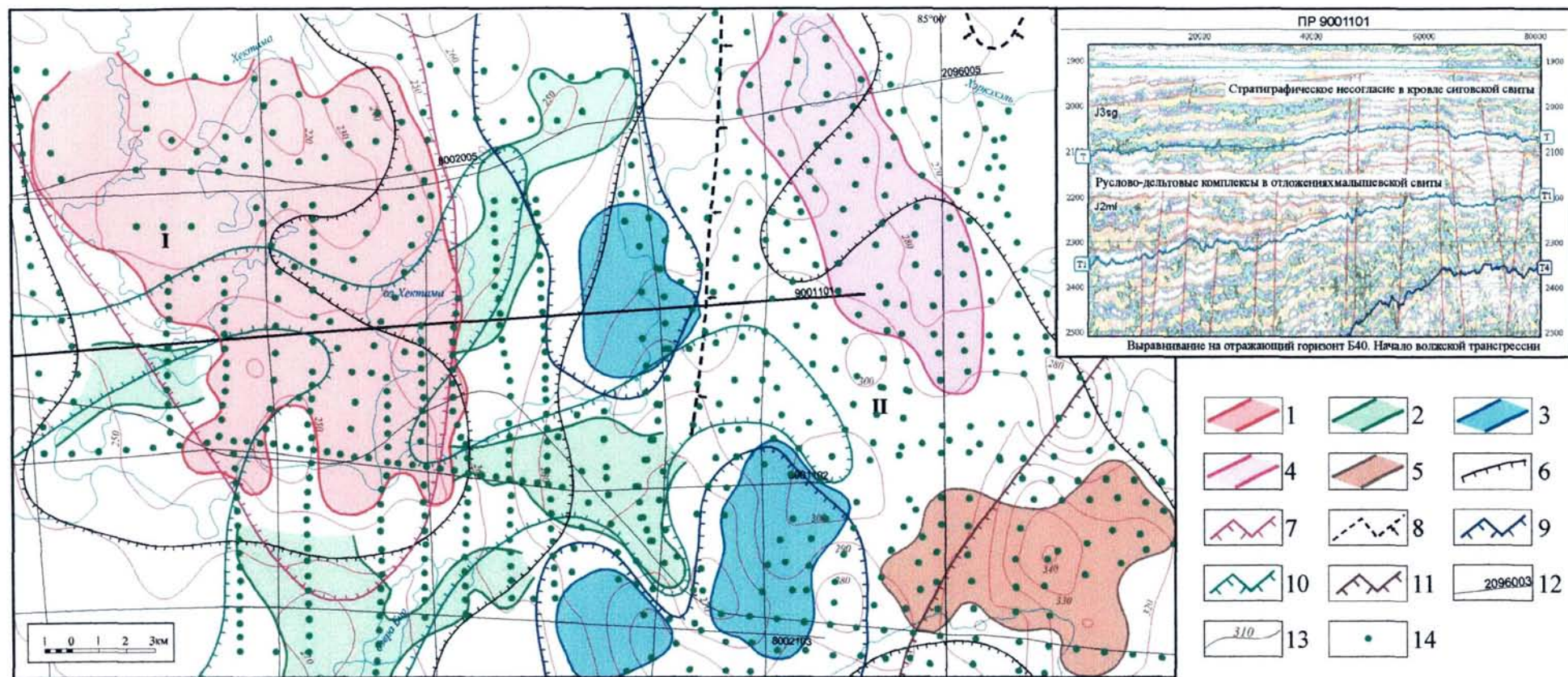


Рис.5.44 Карта прогноза ловушек УВ Маковской площади по комплексу геохимических и геофизических данных. Аномалии УВ газов: 1 - высокой контрастности, связанные с залежью в пластах СГ₁₋₂; 2 - средней и высокой интенсивности, связанные с ловушками палеозаливов (палеодолин), 3 - высококонтрастные, отвечающие ловушкам кор выветривания, 4 - кольцевая средней и высокой интенсивности, приуроченная к палеозаливу сиговской свиты, в северной части, возможно, к зоне выклинивания пластов СГ₀, 5 - кольцевая, связанная с палеодепрессией верхней юры, с зоной развития пластов СГ₃₋₄; 6 - активизированные в неотектонический этап зоны: I - Хектаминская, II - Западно-Маковская; перспективные объекты по результатам сейсмологического анализа: 7 - зоны развития пластов СГ₁₋₂ улучшенных коллекторских свойств, 8 - линии выклинивания пластов СГ₀ (в зоне выклинивания возможны структурно-литологические ловушки), 9 - зоны развития кор выветривания в отложениях РЗ и кольцевых структур облекания в средней и нижней юре, 10 - палеозаливы (палеодолины), 11 - зоны развития пластов СГ₃₋₄ улучшенных коллекторских свойств; 12 - сейсмические профили; 13 - изопахиты между горизонтами Б-40 (низы яновстановской свиты) и Т (в кровле малышевской свиты); 14 - точки отбора геохимических проб

Другая ловушка расположена в самом центре Маковской площади в северо-западной части Верхне-Сиговского локального поднятия /Исаев А.В., 2003/. Эта газогеохимическая аномалия выявлена в результате снежной съемки и хорошо соотносится с эрозионным тектоническим останцем (корой выветривания) доюрского фундамента. Ему в неотектоническом плане отвечает приподнятая зона с относительными суммарными амплитудами новейших движений около 190 метров (рис. 5.5). В 1 км к востоку в сходной обстановке располагается еще одна газовая аномалия соответствующая восточной части вышеуказанной локальной структуры.

В 3 км восточнее оз. Хектама по подпочвенным отложениям выявлена еще одна газогеохимическая аномалия, которой соответствует южная часть Хектаминской локальной структуры /Исаев А.В., 2003/. В неотектоническом плане здесь наблюдается контрастное унаследованное поднятие с суммарными амплитудами более 200 м.

В отложениях нижней и средней юры крупный палеозалив картируется в северо-западной части Маковской площади. На отдельных его участках выделяются газогеохимические аномалии снежного покрова, связанные, возможно, с ловушками УВ.

На юго-востоке Маковской площади к юго-западу от оз. Налимье расположен палеозалив значительно меньшей площади, ловушкам которого так же в той или иной степени отвечают газогеохимические аномалии, выявленные геохимической съемкой.

Северный палеозалив в плане представляет собой два рукава северный и южный, соединенные между собой перемычкой южнее оз. Хектама. Северная часть палеозалива начинается в 3-4 км к северо-востоку от оз. Хектама и тянется на юго-юго-запад к озеру и далее поворачивает на запад. Этому рукаву в плане соответствуют две относительно вытянутые газогеохимические аномалии: западная (с содержанием этана в пробах до $0,077 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$) и восточная (до $0,104 \cdot 10^{-4} \text{ см}^3/\text{л}$). В последнем случае она по геохимическим критериям имеет продолжение в северо-восточном направлении еще на 4-5 километров (рис. 5.32).

Южный рукав обтекает с севера Верхне-Сиговское поднятие, тянется дальше на запад до оз. Бирама, после чего круто поворачивает на юг, значительно увеличиваясь в ширину до 10 км. Этой части палеозалива соответствуют две геохимические аномалии, выделенные по снежному покрову и подпочвенным отложениям (с содержанием этана в подпочвенных отложениях до 150 мг/кг породы).

При прогнозе ловушек по отложениям верхней юры использовалась карта толщин сиговской свиты (рис. 5.32).

В оксфорд-кимериджское время основным положительным элементом палеорельефа был Верхнетуруханский вал, представлявший в палеогеографическом плане цепочку прибрежных островов и отмелей, окруженных пляжевыми песками. На восточном склоне вала по сейсмическим данным предполагается существование двух групп песчаных пластов в нижнесиговской подсвите, и, возможно, двух пластов в верхнесиговской подсвите. Пласты группы Сг1-2 распространены практически на всей территории и обладают повышенными толщинами и лучшими коллекторскими свойствами в пределах палеоподнятий /Исаев А.В., 2003ф/.

Отмечается хорошее совпадение границ распространения песчаных пластов, предполагаемое по сейсмическим данным, с областями геохимических аномалий, выявленных при геохимической съемке на Маковской площади. Практически все пробы, в которых валовое содержание тяжелых УВ превышало фоновое в три и более раз, приурочены к областям, где предполагается улучшение коллекторских свойств пластов сиговской свиты.

На основании комплексной интерпретации, полученной в результате выполненных исследований геолого-геофизической и геохимической информации, в пределах района целесообразно выделить несколько зон развития тех или иных типов ловушек.

Наибольшее количество структурно-литологических ловушек возможно будет связано с зонами выклинивания пластов СГО сиговской свиты. Такие зоны выклинивания установлены на востоке на западном и восточном склонах Верхнетуруханского палеовала в 12-16 км западнее северо-западной оконечности оз. Маковское. Невысокая плотность сети наблюдений не позволяет выделять конкретные ловушки, которые будут сосредоточены в узкой полосе вдоль линий выклинивания. Тем не менее, газогеохимические аномалии (с содержанием этана в отдельных пробах до 1226,06 мг/кг породы), установленные съемкой, позволяют прогнозировать ловушку северо-северо-западного простирания в районе между заливом Икенге и р. Турухан.

Определенные надежды открытия месторождений могут быть связаны с зонами развития пластов СГ1-2 и СГ3-4 улучшенных коллекторских свойств. Этим ловушкам соответствуют сплошные и кольцевые высококонтрастные газогеохимические аномалии восточного и западного склона Верхнетуруханского горста. Наиболее крупная из них (с содержанием этана в снеге до $0,453 \cdot 10^{-4}$ см³/л) лежит в северо-западной части карты (рис. 5.44) в пределах зоны раз-

вития пластов СГ1-2 улучшенных коллекторских свойств и Хектаминской зоны новейших тектонических поднятий.

По восточному склону горста располагаются аномалии, связанные с возможными ловушками зон увеличения мощности пластов СГЗ-4, они имеют кольцевую и сплошную природу. На восточном склоне Верхнетуруханского палеовала также наблюдается цепочка газовых ореолов, которые в плане располагаются вдоль его склона и, возможно, связаны с ловушками УВ, приуроченными к зонам развития пляжевых песков.

Костровская площадь (рис. 5.45).

Основным элементом доюрского основания на Костровской площади, как указывалось выше, является Верхнетуруханский горст, прослеженный с северо-северо-запада до северной границы площади. В неотектоническом плане, это унаследованная область относительных поднятий с суммарной амплитудой более 190 м. На его непосредственном продолжении, вдоль линии выклинивания пластов СГ0, наблюдается значительная по площади геохимическая аномалия, выявленная по подпочвенным отложениям (т.н. 495 с содержанием этана 40,93 мг/кг). Какие-то фрагменты данной аномалии возможно связаны с ловушками останцов доюрского основания.

Накопление ранне- среднеюрских отложений проходило здесь на границе областей морского и переходного типа седиментации точно так же, как и севернее, на Маковском участке.

Выполненные палеорекострукции позволяют предположить присутствие в районе западного склона Верхнетуруханского горста нескольких субмеридиональных полос выклинивания и фациального замещения песчаных пластов нижней юры по региональному восстанию.

На северо-востоке Костровской площади находится юго-восточное окончание палеозалива, большая часть которого приходится на Маковскую площадь и описана выше. Здесь же, с ловушками палеоврезов, возможно, связаны две контрастные газогеохимические аномалии (с содержанием этана до 300 мг/кг породы), выявленные газогеохимической съемкой по подпочвенным отложениям.

Возможные ловушки УВ, связанные с пластами СГ0 на территории Костровской площади располагаются вдоль линии выклинивания СГ0 по западному склону Верхнетуруханского горста. Этому типу ловушек, вероятно, соответствует самая крупная по размерам геохимическая аномалия, выявленная газовой съемкой по подпочвенным отложениям.

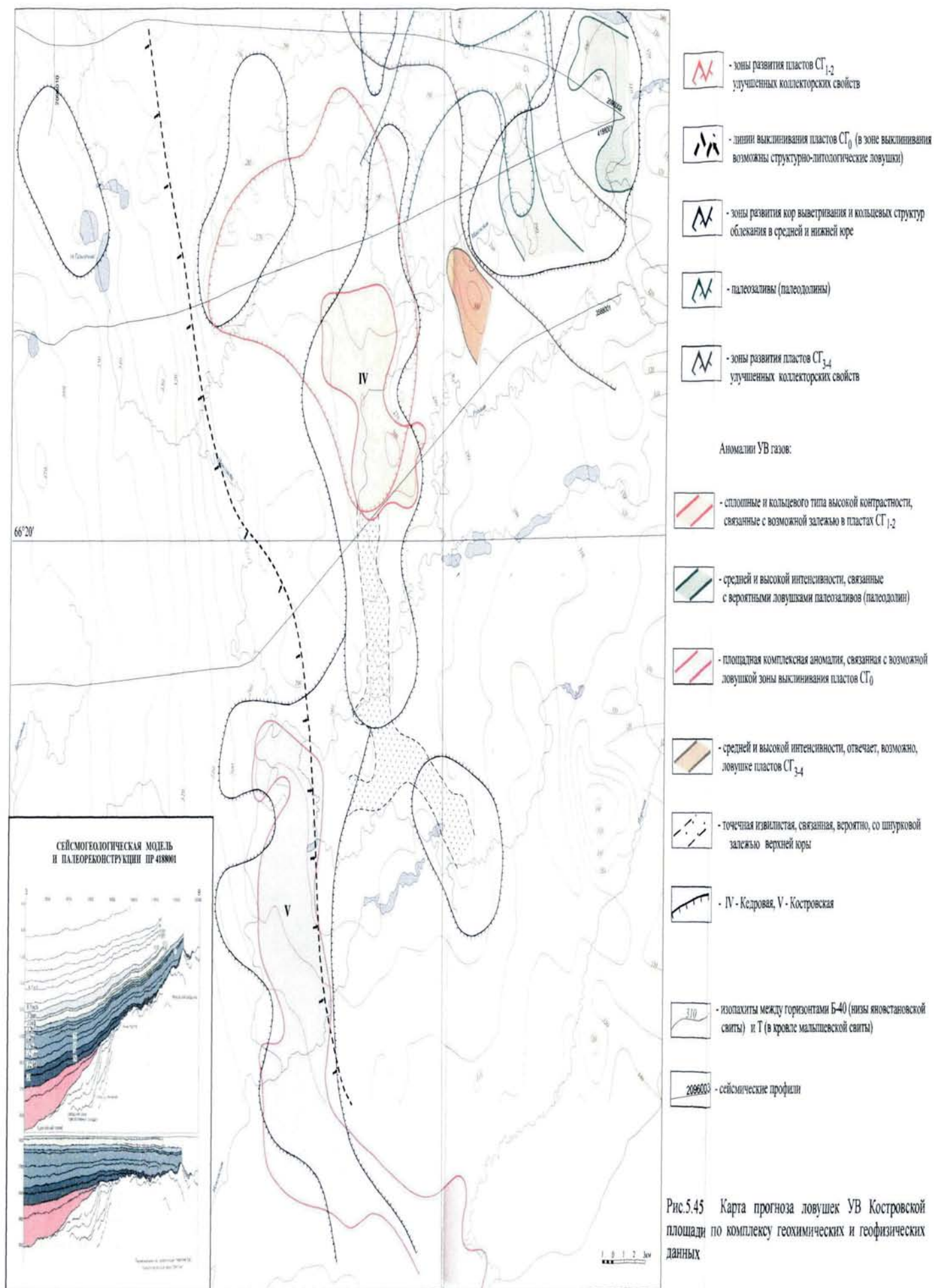


Рис.5.45 Карта прогноза ловушек УВ Костровской площади по комплексу геохимических и геофизических данных

Она тянется от устья р. Нюнгнягда до устья р. Перовая. Кроме того, в плане ей соответствует Костровская зона новейших тектонических поднятий с амплитудами суммарных движений до 190 м.

Ловушкам, связанными с пластами СГ1-2, отвечает высококонтрастная аномалия сплошного и кольцевого типа (содержание этана до 543,96 мг/кг), расположенная в пределах Кедровой зоны новейших поднятий с суммарными амплитудами свыше 200 м.

Южнее Кедровой зоны располагается несколько точечных, извилистых газовых ореолов с аномально повышенными содержаниями УВ газов в подпочвенных отложениях. На карте толщин верхнеюрских отложений (рис. 5.32) в плане им строго отвечает узкий мыс, погружающийся в южном направлении. Вероятней всего, в верхнеюрскую эпоху здесь имела цепочка островов, с развитием соответствующих пляжных песков и т.д.

Пластам СГ3-4 могут соответствовать ловушки расположенные в северо-восточном углу карты. Аномалии, соответствующие этим ловушкам, располагаются в пределах зоны распространения пластов СГ3-4 улучшенных коллекторских свойств, и с востока от нее в непосредственной близости к югу от р. Маковская. Обеим аномалиям в плане соответствуют максимальным значениям толщин между горизонтами Б-40 и Т (низов яновстановской и кровли Малышевской свит соответственно) до 300 м.

Таким образом на Пакулихинской моноклинали кроме ловушек в сиговской свите ожидаются шнурковые ловушки в средне-нижнеюрских отложениях структурных палеозаливов (палеодолин, палеоврезов) и кольцевые ловушки структур облегания, а также ловушки в коре выветривания эрозионных останцов палеозойского основания. Суммарная площадь всех ловушек достигает 300 км². Возможность наличия здесь залежей подтверждается данными геохимических и неотектонических исследований.

Основные выводы по результатам комплексных работ, проведенных в южной части Пакулихинской моноклинали.

1. Данные исследования органического вещества юрских и меловых отложений показывают, что нефтепроизводящими здесь являются лишь период нижней и частично средней и верхней юры. Из меловых отложений нефтегазопроизводящими являются только породы, расположенные в наиболее глубокой части Худосейского мегапрогиба, на западе территории.

По результатам площадных геохимических работ выявлены:

- при использовании фрактальной фильтрации газовых параметров крупная перспективная зона в пределах Маковской площади, на которую, в первую

очередь, было обращено внимание при дальнейшей интерпретации геохимических параметров;

- на Маковской площади - Хектаминский и Западно-Маковский перспективные участки на обнаружение ловушек УВ в отложениях верхней (сиговская и точинская свиты) и, возможно, нижней юры, общей площадью более 150 км²;
- в пределах Костровской – Кедровая и Костровская перспективные геохимические аномалии, где рекомендуется провести дополнительные геофизические и площадные геохимические работы, общей площадью более 200 км²;
- в районе костровских скважин контрастных, высокоинтенсивных аномалий УВГ не обнаружено, по литогеохимическим параметрам участок относится к неперспективным землям;
- практически все аномалии совпали с зонами, где по результатам сейсмогеологических исследований выделяются участки улучшенных коллекторских свойств юрских отложений или иные типы ловушек, связанные с корами выветривания, палеоврезами (палеодолинами) и т.д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения исследований собран, обобщен и проанализирован обширный фактический материал по поисковым геохимическим методам, палеотектонике, неотектонике, геоморфологии и геологии по территории Приенисейской части Западно-Сибирской плиты и юго-западной - Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Эти исследования осуществлены на огромной территории, протягивающейся с севера на юг от низовьев Енисея до широтного течения реки Турухан и с запада на восток - от р. Таз до р. Енисей.

Основные итоги выполненных работ:

В результате проведенных неотектонических исследований было выяснено, что пликативное и, в какой-то степени, дизъюнктивное структурообразование новейшего этапа в Приенисейской зоне Западно-Сибирской плиты и Енисей-Хатангского регионального прогиба сформировало резко дифференцированный неотектонический план. Он отразил основные структурные элементы юрско-меловых отложений. При этом в большинстве своем они оказались активизированными в позднекайнозойское время, часть структур в новейший тектонический этап претерпела инверсионное развитие.

Палеотектонический анализ показал, что к началу неотектонического этапа (к времени наибольшего погружения), верхнеюрские и нижнемеловые отложения на основной территории находились в главной зоне нефтеобразования. Верхняя часть нижнемеловых осадков и верхнемеловые не вошли в зону генерации нефти. Таким образом, скопление УВ, латеральная миграция, переток углеводородных флюидов в вышележащие отложения и т.д., в отложениях нижнего мела и верхнемеловых осадках в значительной мере контролировались последующими неотектоническими процессами.

По результатам региональных работ впервые составлена с применением современных компьютерных технологий карта новейшей тектоники с неотектоническим районированием м-ба 1:500 000 на северо-восточную часть Западной Сибири на площадь более 40 тыс. кв. км, а также карта мощностей отложений неокома с элементами неотектонического районирования. В последнем случае впервые показана степень активизации в новейший тектонический этап выявленных зон увеличенных мощностей нижнехетской и суходудинской свит нижнего мела, а также прямая связь между месторождениями и этими зонами (палеодепрессиями, палеоврезами и т.д.).

На основе результатов сопоставления неотектонических и палеотектонических данных впервые составлена карта перспектив нефтегазоносности нижнеме-

ловых отложений на Приенисейскую часть Западной Сибири с выделением прогностических ловушек УВ.

По итогам комплексных работ, включающих в себя детальные неотектонические исследования и поверхностную геохимическую съемку, получены следующие результаты:

- На Песчаной площади, по газолитогеохимическим критериям, а также температурам подпочвенного слоя, мощностям отложений и др. показателям, выявлены две перспективные в отношении залежи УВ зоны - это Северопесчаная и Тарыхская, увязываемыми автором с конусами выноса (клиноформными телами) отложений суходудинской и нижнехетской свит. Площадь первой по суходудинскому горизонту составляет более 60 км², а с подводными каналами, которые проявились в геохимических аномалиях и толщинах отложений, она увеличивается до более 100 км², по нижнехетскому – около 40 км². В Большехетском районе по соотношению газовых показателей и вторичной минерализации в подпочвенных отложениях, а также неотектоническим данным, выделенные Осетровая и Западно-Сузунская перспективные площади очень близки к эталонной и Ванкорскому месторождениям. Тектоническое положение первых несколько отличается между собой, что связано, возможно, с недостаточной сейсмической изученностью Осетрового участка. Тем не менее, он располагается в достаточно благоприятных условиях, в нижней части склона Пакулихинской моноклинали, в пределах намечающегося крупного структурного мыса. С запада, севера, северо-запада и юго-востока его окружают унаследованные и активизированные в новейший тектонический этап депрессионные зоны (структурные заливы), что дополнительно благоприятно сказывается на перспективах его нефтегазоносности.

- На Маковской площади выявлены Хектаминский и Западно-Маковский перспективные участки на обнаружение ловушек УВ в отложениях верхней (сиговская и точинская свиты) и, возможно, нижней юры, общей площадью более 150 км². В пределах Костровской – Кедровая и Костровская перспективные геохимические аномалии, где рекомендуется провести дополнительные геофизические и площадные геохимические работы, общей площадью более 200 км².

Разработанный комплекс неотектонических, палеотектонических и газолитогеохимических исследований, позволил выявлять в снежном покрове, придонных или приповерхностных отложениях газовые ореолы, а также определенные вторичные изменения пород и увязать их с глубинными источниками, т.е., с ловушками УВ, в том числе, со сложно построенными, структурно-литологическими залежами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная

1. Березкин В.М., Будацев А.Г., Филатов В.Г. и др. Аэромагниторазведка в геологоразведочном процессе на нефть и газ //Геология нефти и газа, 1993. № 1. С.16-31.
2. Будников И.В., Девятков В.П., Еханин А.Е., Жеро О.Г., Казаков А.М., Конторович А.Э., и др. Нижне-среднеюрские бассейны Западно-Сибирской провинции и их нефтегазоносность //Осадочные бассейны и нефтегазоносность: Докл. Сов. Геологов на XXVIII сессии междунар. геол. конгр. Вашингтон, июль, 1989, Отв. ред. А.А. Трофимук, В.С. Сурков, М.: Недра, 1989. С. 14-20.
3. Булыникова А.А., Резапов А.Н. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской части Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1968. С. 46-88.
4. Варламов И.П. Постэоценовые тектонические движения Сибирской платформы. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции. Ред. Н.В. Мельников. М.: Недра, 1977, С. 95-108.
5. Влияние неотектонических движений на распределение поверхностных газо- и литогеохимических полей на примере месторождений Приенисейской моноклизы. Хилько А.П., Малюшко Л.Д. // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и Северо-Востока России. Томск, 2000, Т.1 С. 168-169.
6. Вышемирский В.С., Конторович А.Э, Пастух П.И. Эффективность газовой съёмки по снегу в Западной Сибири //Геология нефти и газа. 1988. № 2. С. 38-41.
7. Геохимия в практике поисково разведочных работ на нефть и газ. М.: ВНИГНИ, науч. практ. конф. октябрь-ноябрь 2001. С. 89-91.
8. Герасимов И.П. О значении эпейрогенических движений в развитии рельефа Прикаспийской и Западно-Сибирской низменностей //Изв. гос. геогр. об-ва. 1936. Т. 68, вып. 5. С. 24-27.
9. Герасимов И.П. Современные движения и новейшая тектоника //Проблемы физической географии. 1950. Вып. 15. С. 44-60.
10. Горелов С.К. Морфоструктурный анализ нефтегазоносных территорий. М.: Наука, 1972.

11. Гурари Ф.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Л.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. С. 34-36.
12. Девятков В.П. Стратиграфия и палеогеография нефтегазоносных нижне-среднеюрских отложений Сибири: Автореф. дисс. ... докт. геол.-минер. наук. Томск: 2000. 107 с.
13. Золотарев А.Г., Белоусов В.М. Неотектоническое районирование юга Восточной Сибири //Региональная тектоника Сибири. Новосибирск: Наука, 1980. С. 5-15.
14. Зуев В.А. О биологическом синтезе тяжелых углеводородов и геохимических поисках нефти и газа //Деп. ВИНТИ 1071-889, 1989. 18 с.
15. Евдокимов С.П., Чочиа Н.Г. Палеогеография позднего кайнозоя Восточной Европы и Западной Сибири //Мордов. ун-т, 1993. С. 186-214.
16. Елогуйская и Туруханская опорные скважины (Красноярский край). / Под ред. Н.А. Ростовцева, А.А. Булынникова //Труды ЗапСибНИГНИ. 1973. Вып. 68. Тюмень. 181 с.
17. Казаков А.М., Девятков В.П. Стратиграфия нижней и средней юры севера Западной Сибири //Стратиграфия и палеонтология докембрия и фанерозоя Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС. 1990. С. 110-118.
18. Касьянова Н.А., Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса. М.: АОЗТ «Геоинформмарк», 1996. С.20-31.
19. Колмогоров В.Г., Кинематика земной поверхности Западной Сибири по результатам инструментальных методов //Геология и геофизика. 1997. № 9. Т. 38. С. 1538-1548.
20. Корженевский А.А., Философов В.П. Морфометрический метод при геологических исследованиях //Из-во Саратовского университета, 1963. С. 63-81.
21. Косыгин Ю.А., Трофимук А.А. Тектоника и перспективы нефтегазоносности платформенных областей Сибири. //Изв. АН СССР. Сер. геол., 1965. №1. С. 80-94.
22. Кузин И.Л. Новейшая тектоника и ее проявление на северо-западе Западно-Сибирской низменности //Очерки по геологии севера Западно-Сибирской низменности. Л.: Гостоптехиздат. 1960. С.219-229.
23. Кулахметов Н.Х. //Основные проблемы нефтегазопроисковых работ на севере Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. С. 121-130.

24. Ласточкин А.Н. Неотектонические движения и размещение залежей нефти и газа. Л.: Недра, 1974. С. 9-39.
25. Малюшко Л.Д. Способ определения концентраций элементов //Патент РФ №1337740. Официальный бюллетень Госкомизобретений. М.: Изд. ВНИИПИ, 1987. №34.
26. Малюшко Л.Д., Хилько А.П. и др. Способ прямых геохимических поисков залежей углеводородов //Патент № RU 2176407 C1, 2001. 10 с.
27. Материалы к проблемем геологии позднего кайнозоя (сборник статей). Л.: НИИГА, 1969. С. 115-130.
28. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). М.: Недра, 1986. С 34-67.
29. Мещеряков Ю.А. Задачи и методы геолого-геоморфологических исследований при изучении современных тектонических движений //Современные тектонические движения земной коры и методы их изучения. М.: Из-во АН СССР, 1961, С. 41-62.
30. Мещеряков Ю.А. Структурная геоморфология равнинных стран. М.: Наука, 1965. С. 88-102.
31. Мещеряков Ю.А. О карте современных движений земной коры Европы (в связи с подготовкой карт неотектоники) //Новейшие движения, вулканизм и землетрясения материков и дна океанов. М.: Наука, 1969, С. 124.
32. Николаев Н.И. Неотектоника и ее выражение в структуре и рельефе территории СССР. М.: Госгеолтехиздат, 1962. С. 36-51.
33. Никонов А.А. Голоценовые и современные движения земной коры. М.: Наука, 1977. С.187-191.
34. Новейшая тектоника нефтегазоносных областей Сибири. М.: Недра, 1981. С. 47-51.
35. Обручев В.А. Избранные труды по географии Азии. М.: Географгиз, 1951. Т.2. С. 287-310.
36. Обстановки осадконакопления и фации. Под ред. Х. Рединга в двух томах. М.: Мир, 1990. Т. I. С. 192-224.
37. Объяснительная записка к карте новейшей тектоники Западно-Сибирской низменности / Под ред. И.П. Варламова. Красноярск, 1969. 67 С.
38. Объяснительная записка к специализированной карте новейшей тектоники нефтегазоперспективных земель Красноярского края. И.П. Варламов, А.П. Хилько. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1992. С. 10-26.
39. О природе кольцевых физико-химических аномалий в осадочном чехле. Зорькин Л.М. и др./Докл. АН СССР. 1978. Т.243. N 2. С.477-481.

40. Предложения по изменению и уточнению корреляционной стратиграфической схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности /Авт.: Белкина С.Г., Бочкарев В.С. и др. Тр. ЗапСибНИГНИ, 1965. Вып.1. С. 5-26.
41. Расчленение юрских и меловых отложений в разрезах скважин, пробуренных в Усть-Енисейской синеклизе в 1962-1967 годах /Байбородских Н.И., Бро Е.Г., Гудкова С.А. и др. Ученые записки. Региональная геология. Л.: НИИГА, 1968. Вып. № 12. С. 5-24.
42. Результаты применения геохимической съёмки по снегу для выявления и оконтуривания нефтяных залежей в Шаимском районе (Западная Сибирь)/ Вышемирский В.С., Даниленко С.В., Конторович А.Э, Пастух П.И., Фомин А.Н. // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992-1993 г. Новосибирск, 1995. Ч.2. С. 95 – 100.
43. Рейнин И.В., Ким Б.И. Ритмичность геологических процессов позднего кайнозоя на севере Сибири //Стратиграфия неогена и плейстоцена севера Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. С. 23-27.
44. Решения и труды Межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности (Новосибирск, 15-20 февраля 1960). Л.: Наука, 1961. С. 42.
45. Решения пятого Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990. Тюмень, 1991. 54 С.
46. Рихтер В.Г. Методы изучения новейшей и современной тектоники шельфовых зон морей и океанов. М.: Недра, 1965. С. 77.
47. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. С. 57-80.
48. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1968. С. 24-36.
49. Седов В.Н. Дислокации четвертичных отложений в бассейне р. Варнгэахи (Гыданский полуостров) //Материалы к проблемам геологии позднего кайнозоя. Л.: Тр. НИИГА, 1969. С. 117-121.
50. Слободин В.Я., Суздальский О.В. Стратиграфия плиоцена и плейстоцена северо-востока Западной Сибири //Материалы к проблемам геологии позднего кайнозоя. Л.: Тр. НИИГА, 1969. С. 110-115.

51. Стадник Е.В., Могилевский Г.А., Богданова В.М. и др. //Нефтегазопроисковая газобиохимическая съёмка по снежному покрову. Изв. вузов. Геология и разведка, 1978. №3. С. 81-92.
52. Старосельцев В.С. Тектонический аспект формирования «косых» пачек неокома Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Общие вопросы тектоники. Тектоника России. Материалы совещания. И.: Геос, 2000. С. 500-503.
53. Стратиграфия мезозойских отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты /Авт.: Аргентовский Л.Ю., Бочкарев В.С., Бродучан Ю.В. и др. Тр. ЗапСибНИГНИ, 1968. Вып.11. С. 27-95. В.С. Старосельцев //Тектонический аспект формирования «косых» пачек неокома Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Материалы XXXIII тектонического совещания. М.: ГЕОС, 2000. С. 500-503.
54. Стратиграфия неогена и плейстоцена севера Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. С. 5-20.
55. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири //Юрская система. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П., Ильина В.И., Казаков А.М. и др. Новосибирск: ОИГТМ СО РАН, 2000. 480 С.
56. Сурков В.С., Трофимук А.А., Жеро О.Г. Триасовая рифтовая система Западно-Сибирской плиты, ее влияние на структуру и нефтегазоносность платформенного мезозойско-кайнозойского чехла //Геология и геофизика, 1982. № 8. С.14-18.
57. Сурнин А.И. Ландшафтные фитогазогидрогеохимические съемки нефтегазоперспективных площадей Лено-Тунгусской провинции (методика и основные результаты) // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири (Результаты работ по межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 год), 1996. Ч.1. С. 146-149.
58. Тальвинский Д.Б. Тектоника Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и сопредельных территорий по геофизическим данным. М.: Недра, 1976. 168 С.
59. Труды Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем Сибири. Л.: 1956, 1957. С 24-67.
60. Философов В.П. Краткое руководство по морфометрическому методу поисков тектонических структур //Из-во Саратовского университета, 1960. 87 с.

61. Хаин В.Е. Осцилляционный ритм земной коры. Бюлл. МОИП, отд. геол., 1939. Т. XVII. Вып. 1. 124 с.
62. Хаин В.Е. Общая геотектоника. М.: Недра, 1973. С.145-189.
63. Хьюбер Н.К., Гаррелс Р.М. Происхождение и классификация химических осадков в зависимости от рН и окислительно-восстановительных потенциалов //Термодинамика геохимических процессов. Изд. иностранной литературы. М.: Наука, 1960. С.19-23.
64. Цыганков А.В. //Опыт применения неотектоники в комплексе с прямыми геохимическими и радиометрическими методами поисков нефти и газа. В кн. Тектонические движения и новейшие структуры земной коры. М.: Недра, 1967. С. 151-155.
65. Шерихора В.Я. О выделении васюганской свиты в составе юрских отложений. Вестник ЗСГУ и НТГУ, 1961. Вып.2. С. 60-63.
66. Шульц С.С. О новейшей тектонике Тянь-Шаня //Тр. XII сессии МГК, 1937. Т.2, ГОНТИ, 1939.
67. Шульц С.С. Геоструктурные области и положение в структуре земли областей горообразования по данным новейшей тектоники //Активизированные зоны земной коры, новейшие тектонические движения и сейсмичность. М.: Наука, 1964. С. 230-248.

Фондовая

68. Варламов И.П. (отв. исп.). Изучение влияния неотектонических движений на формирование скоплений нефти и газа на Сибирской платформе. Отчет СНИИГТиМС, Новосибирск, 1985.
69. Варламов И.П. (отв. исп.). Выполнить среднемасштабные неотектонические и дистанционные работы с целью прогноза локальных объектов для рационального размещения сейсморазведочных работ на нефть и газ в бассейне среднего и верхнего течения р. Таз. Отчет СНИИГТиМС, Новосибирск, 1988.
70. Варламов И.П. (отв. исп.). Составление и издание специализированной карты новейшей тектоники (м-б 1:1000000) нефтегазоперспективных земель Красноярского края. Отчет СНИИГТиМС, Новосибирск, 1991.
71. Дидичин Г.Я. и др. Комплексная аэромагнитная и атмохимическая съемка масштаба 1:100000 на Маковской площади. Красноярск, 2000.
72. Исаев А.В., Ларичев А.И., Мельников Н.В. (отв. исп.). Изучить геологическое строение и дать региональный прогноз перспектив нефтегазоносности.

сти мезозойских отложений левобережной части Енисея (между р.р. Турухан и Б. Хета). Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 2001.

73. Исаев А.В., Мельников Н.В., Старосельцев В.С (отв. исп.). Комплексный прогноз нефтегазоносности территории Красноярского края с уточнением стратиграфического разреза рифея и обоснованием ловушек в Сидоровском НГР. Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 2003.
74. Кузнецов Л.Л. (отв. исп.). Научное обобщение геолого-геофизических материалов с целью структурно-фациального и нефтегазогеологического районирования перспективных земель территории Таймырского АО. Отчет КНИИГиМС, Красноярск, 2001.
75. Хилько А.П. (отв. исп.). Среднемасштабные неотектонические работы в Турухано-Советском районе с целью прогноза локальных объектов для рационального размещения нефтегазопоисковых работ. Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 1993.
76. Червоный Н.П. Опытно-производственная аэромагнитная и атмохимическая съемки м-ба 1:100000 с целью прямых поисков залежей нефти и газа в центральной части Большехетского мегавала. (Отчет о работах на Ванкорском объекте за 1992-93 года). Северо-Енисейская геофизическая экспедиция. Лесосибирск, 1993, 116 с.
77. Червоный Н.П. и др. Проведение комплексной аэромагнитной съемки масштаба 1:100000 в южной части Большехетской структурной террасы с целью поисков месторождений нефти и газа. Лесосибирск, 1998, С. 248.