

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

В.И. Исаев

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГРАВИМЕТРИИ И ГЕОТЕРМИИ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ И ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

*Допущено УМО вузов РФ по образованию в области прикладной геологии
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности 130201 «Геофизические методы поисков
и разведки месторождений полезных ископаемых» направления подготовки
«Технологии геологической разведки» и по специальности 130304 «Геология
нефти и газа» направления подготовки 130300 «Прикладная геология»*

Издательство
Томского политехнического университета
2010

УДК 553.98:550.83(075.8)
ББК 26.343.1:26.21я73
И85

Исаев В.И.

И85 Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа: учебное пособие / В.И. Исаев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 172 с.

ISBN 978-5-98298-597-2

В пособии приведена обобщенная технология регионально-зонального прогнозирования материнских толщ и зон нефтегазоаккумуляции на базе комплексирования данных гравиметрии и геотермии. Многолетний опыт исследований представлен примерами прогноза нефтегазоносности малоизученных осадочных бассейнов пришельфовой части и межгорных впадин Дальневосточного региона и зон нефтеаккумуляции центральной части Западной Сибири. Развитие методологии исследований основано на выявлении соотношения идентификации, отражающей процессы нефтидогенеза, и интерпретации математических моделей, описывающих распределение плотности и температурный режим недр.

Предназначено для студентов старших курсов, аспирантов и преподавателей университетов, может быть полезно широкому кругу геофизиков, геологов и научных работников.

УДК 553.98:550.83(075.8)
ББК 26.343.1:26.21я73

Рецензенты

Доктор геолого-минералогических наук, профессор
заведующий кафедрой геофизики Казанского государственного университета
Д.К. Нургалиев

Доктор геолого-минералогических наук
заведующий лабораторией Института морской геологии и геофизики ДВО РАН
Т.К. Злобин

Доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геологии месторождений нефти и газа НГУ
В.И. Москвин

Доктор геолого-минералогических наук
заведующий лабораторией геохимии нефти и газа
Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН
А.Н. Фомин

ISBN 978-5-98298-597-2

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2010
© Исаев В.И., 2010
© Оформление. Издательство Томского политехнического университета, 2010

Оглавление

Введение	4
1. Методические основы регионально-зонального прогнозирования материнских толщ и зон вероятного нефтегазонакопления	7
1.1. Анализ проблемы	7
1.2. Методика прогнозирования	10
2. Математические модели и алгоритмы	16
2.1. Геоплотностное моделирование	16
2.2. Палеотектонические реконструкции	17
2.3. Палеотемпературное моделирование	20
2.4. Моделирование температур локальных источников	25
3. Исследование факторов максимума палеотемператур	32
3.1. Параметры осадочного разреза	32
3.2. Магматические тела	42
4. Прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов пришельфовой части и внутриостровных прогибов Сахалина	46
4.1. Набильская впадина	46
4.2. Лунская впадина	51
4.3. Нышская впадина	58
5. Прогноз нефтегазоносности осадочных бассейнов континентальной части Дальневосточного региона (Средне-Амурская впадина)	65
5.1. Методика решения задачи	65
5.2. Результаты решения задачи (ГИС-проект), выводы и рекомендации	71
6. Прогнозирование зон нефтегазонакопления в доплитном комплексе центральной части Западной Сибири (по результатам геоплотностного моделирования)	89
6.1. Постановка задачи	89
6.2. Методика решения задачи	90
6.3. Решение задачи	91
6.3.1. Тектоника района исследований	93
6.3.2. Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов	97
6.3.3. Нефтегазоносные области, районы и продуктивные комплексы	99
6.3.4. Выявленная плотностная структура доплитного комплекса и юрско-меловых отложений	108
6.3.5. Соотношение геоплотностной структуры и известных зон нефтегазонакопления, месторождений, распространения основных НКГ. Прогноз зон нефтегазонакопления	112
6.3.6. Основные результаты прогнозирования нефтегазоносности доплитного комплекса	126
7. Локализация прогнозных ресурсов УВ центральной части Югорского свода (по результатам палеотемпературного моделирования)	129
7.1. Постановка задачи	129
7.2. Методика решения задачи	132
7.3. Решение задачи	141
7.3.1. Стратиграфия и литология района исследований	141
7.3.2. Тектоническое строение	142
7.3.3. Нефтегазоносность	143
7.3.4. Результаты исследований	144
7.3.5. Выводы по результатам исследований	158
Список литературы	163

ВВЕДЕНИЕ

Опыт ведущих научных организаций, нефтяных компаний и предприятий геолого-разведочного сервиса в части применимости критериев прогноза нефтегазоносности показывает, что анализ новых территорий и стратиграфических уровней должен выполняться в рамках современных воззрений на формирование осадочно-породных бассейнов, с учетом определяющего значения нефтегазоматеринских отложений и унаследованного влияния очагов нефтегазообразования на формирование скоплений нефти и газа. Так, к региональным критериям прогноза, помимо мощности осадочного выполнения, относят территории развития материнских пород и зоны флюидомиграции. Под последними понимаются «тектонически ослабленные зоны» («зоны разуплотнения»), прослеживаемые в разрезе и плане. К зональным критериям прогноза – литостратиграфическим, литолого-петрофизическим, свидетельствующим о высокой вероятности обнаружения скоплений УВ в пределах регионально-перспективной территории, относят присутствие в разрезе нефтематеринских пород, толщ коллекторов и толщ флюидов.

Для выделения и картирования толщ коллекторов и толщ флюидоупоров указывается необходимость проведения гравиразведки. Для количественных расчетов генерации углеводородов предлагаются методы, основанные на изучении степени катагенеза рассеянного органического вещества (РОВ).

Следует отметить, что для регионального изучения коллекторских свойств осадочных толщ на слабоизученных территориях, в сложных сейсмогеологических условиях гравиметрические данные давно рекомендовались Д.С. Миковым [98] и Ю.А. Косыгиным [67].

Региональное прогнозирование (идентификация) нефтегазоматеринских толщ до недавнего времени осуществлялось, в основном, по прямым признакам степени катагенеза РОВ – отражательной способности витринита и данным пиролитических исследований керн отдельных скважин. Обобщающие результаты этого направления при прогнозировании приведены в работах А.Э. Конторовича, Л.В. Бурштейна, В.Н. Меленевского [13 и др.] и А.Н. Фомина [126]. Исключение составлял методический подход прогнозирования материнских пород по результатам геотемпературного моделирования, который внедряется М.Д.Хуторским, Л.В. Подгорным и Л.Э. Левиным для оценки прогнозных ресурсов нефтегазоносных провинций и областей Арктического супербассейна [94], осадочных бассейнов Черноморско-Каспийского региона [80].

Рассматриваемая в настоящей работе методика [44] регионально-зонального прогнозирования зон коллекторов и нефтегазоматеринских пород основывается на математическом моделировании осадочного разреза в гравитационном и геотемпературном полях. Это объемно-площадная методика, в которой прямые признаки степени катагенеза РОВ принимаются в качестве опорных (контрольных) данных. Объектом приложения методики является нефтегазоносный осадочный бассейн (НГБ) как целостная и достаточно автономная система генерации и накопления углеводородов (УВ) органического происхождения. Это, как правило, осадочно-породное заполнение тектонических элементов I–II порядков. Понятие НГБ, гармонирующего с теорией органического происхождения нефти, введено в работах А.Э. Конторовича [60], В.А. Соколова [104], В.Г. Варнавского и Э.Г. Коблова [18].

Используемые основные фактические данные – гравиметрическая съемка 1:200 000 и крупнее, сейсмогеологические разрезы вдоль региональных профилей, петрофизиче-

ские определения и термокаротаж в скважинах. Фундаментальный расчетный геодинамический параметр – распределение значений теплового потока из основания.

Для построения исходных сейсмогеологических разрезов вдоль региональных профилей, петрофизических моделей, выполнения палеотектонических реконструкций, сопоставлений с прямыми признаками нефтегазоносности требуется анализ большого количества фактического геолого-геофизического материала. Для организации оперативного (автоматизированного) доступа к исходным данным проблемным вопросом становится создание компьютерного банка геолого-геофизических данных по нефти и газу. Одновременно проблемной задачей является реализация результатов моделирования в форматах графических файлов (ГИС-проектов) с целью выполнения последующих объемно-аналитических расчетов и картографических построений с использованием средств промышленных ГИС-систем.

Настоящая методическая работа включает:

- 1) методические основы и адекватные математические модели регионально-зонального прогнозирования материнских толщ и зон вероятного нефтегазонакопления по данным гравиметрии и геотермии;
- 2) реализацию результатов моделирования (прогнозирования) в форматах промышленных ГИС-систем как компьютерную информационную базу для автоматизированных объемно-аналитических расчетов и картографических построений при оценке прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата;
- 3) примеры методических решений прогнозирования нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальневосточного региона и Западной Сибири.

Перечисленными вопросами автор занимался, работая в ГП «Дальинформгеоцентр» МПР России (1980–2002 гг., Южно-Сахалинск), в Томском политехническом университете и Югорском государственном университете (2002–2009 гг., Томск, Ханты-Мансийск).

В процессе этих работ выполнена широкая апробация метода палеотемпературного моделирования в сочетании с методом геоплотностного моделирования для прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов пришельфовой части и внутриостровных прогибов Сахалина, межгорных впадин континентальной части Дальневосточного региона и зон нефтенакпления центральной части Западной Сибири. Эти объекты характеризуются существенным различием геологического строения, совершенно различными стратиграфическими уровнями нефтегенерации и нефтенакпления, значительным различием степени изученности и определенности перспектив нефтегазоносности. Для всех типов перечисленных объектов в настоящей работе приведены методические решения и результаты прогноза нефтегазоносности.

В качестве методологической основы прогнозирования нефтеносности приняты теория математического моделирования в геофизических полях строения и эволюции осадочно-породного бассейна, предложенная в работах В.И. Старостенко и В.И. Исаева [52, 108], учение Н.Б. Вассоевича и А.Э. Конторовича о главной фазе нефтеобразования [19] и главной зоне нефтегазообразования [62], а также прогностические критерии, вытекающие из теории генерации, миграции и аккумуляции УВ, приведенные в сводных работах А.Э. Конторовича, И.И. Нестерова, Ф.К. Салманова [61] и С.Г. Неручева [107].

Предлагаемая вниманию методическая работа подготовлена в качестве учебного пособия для студентов специальности 130201 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» направления 130200 «Технология геологической разведки» по специальной дисциплине «Комплексирование геофизических методов при поисках нефти и газа» и студентов специальности 130304 «Гео-

логия нефти и газа» направления 130300 «Прикладная геология» по дисциплине «Полевая геофизика».

Основы излагаемой методики интерпретации данных гравиметрии и геотермии включены в лекционные курсы названных выше дисциплин, читаемых автором с 2003 года в Томском политехническом университете и Югорском государственном университете для студентов геофизиков и геологов-нефтяников. Студенты выполняют комплекс лабораторных работ, курсовые работы по прогнозированию очагов генерации нефти [136, 137], правда для разрезов отдельных глубоких скважин. Поэтому настоящее пособие является теоретическим и практическим дополнением для самостоятельной работы студентов, расширяющим их кругозор, дающим целостное представление о возможностях гравиметрии и геотермии при поисково-прогнозных исследованиях на нефть и газ.

1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РЕГИОНАЛЬНО-ЗОНАЛЬНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МАТЕРИНСКИХ ТОЛЩ И ЗОН ВЕРОЯТНОГО НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

1.1. Анализ проблемы

Для оценки прогнозных ресурсов регионально-нефтегазоносных территорий наиболее эффективным является объектно-генетический метод (ОГМ) в сочетании с методом сравнительных геологических аналогий. Балансовая модель нефтегазонакопления ОГМ базируется на количественной оценке массы (объема) нефтегазоматеринских пород и зон нефтегазонакопления – вмещающих отложений с хорошими коллекторскими свойствами.

В работах Н.Б. Вассоевича, А.Э. Конторовича, И.И. Аммосова, Г.М. Парпоровой, С.Г. Неручева и других исследователей [2, 20, 63, 89] было показано, что в зонах катагенеза происходят глубокие преобразования РОВ, в результате которых образуется весь комплекс углеводородных соединений, свойственных нефти и газу. А.Э. Конторовичем развита теория зон катагенеза наиболее интенсивной генерации и эмиграции УВ [59]. Температурные интервалы и зоны максимальной генерации УВ следующие: МК¹₁ (50–90 °С) – газа первой генерации; МК¹₂ (90 – 130 °С) – нефти; МК₂ – МК¹₃ (130–190 °С) – газа второй генерации и конденсата (рис. 1.1). Возможно смещение указанных зон в шкале катагенеза в зависимости от соотношения в РОВ сапропелевой и гумусовой составляющих. По материалам углепетрографических исследований, выполненных ранее Х.Д. Гербергом [23], а позже А.Н.Фоминым [125], отчетливо прослеживается решающее значение температуры как фактора катагенеза РОВ.

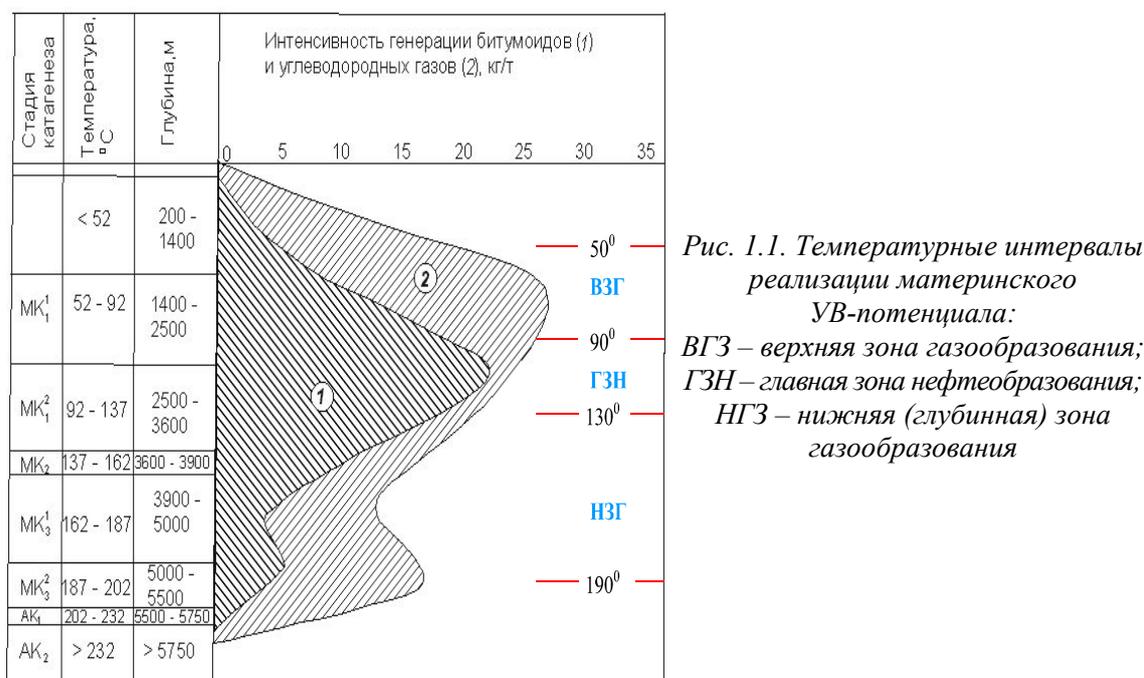


Рис. 1.1. Температурные интервалы реализации материнского УВ-потенциала:
 ВГЗ – верхняя зона газообразования;
 ГЗН – главная зона нефтеобразования;
 НЗГ – нижняя (глубинная) зона газообразования

Шкала катагенеза и зональности процессов нефтегазообразования (по А.Э. Конторовичу и др., 1997)

Палеогеохимический метод, основанный на стадийности и катагенетической зональности процессов нефтегазообразования, применяется к прогнозным оценкам запасов УВ с начала 70-х годов [63, 81]. Интенсивно ведется изучение степени катагенеза РОВ осадочных бассейнов Западной и Восточной Сибири, Баренцевоморского шельфа, Прикаспийской впадины и других регионов [10, 35, 101, 118, 124, 128]. Прогнозирование (картирование) нефтегазоматеринских толщ осуществляется по прямым признакам степени катагенеза РОВ – отражательной способности витринита и данным пиролитических исследований керна скважин. Прогнозирование материнских пород по результатам палеотемпературного моделирования, позволяющего рассчитывать температуры на любой момент геологического времени в любой точке разреза, еще не получило широкого распространения.

Первым массовым применением метода палеотемпературного моделирования было применение В.И. Ермаковым и В.А. Скоробогатовым экспресс-метода «изменяющихся геотемпературных градиентов» для изучения нефтегазоносности Западно-Сибирской и Скифской плит [40]. Следует отметить работу А.Д. Дучкова с соавторами [38], в которой приводятся результаты численного моделирования изменения температурных условий в осадочном чехле нескольких участков северной части Западно-Сибирской плиты. В последнее время региональное прогнозирование материнских пород по результатам геотемпературного моделирования внедряется для оценки прогнозных ресурсов провинций и областей Арктического супербассейна [94] и осадочных бассейнов Черноморско-Каспийского региона [80]. Вместе с тем, авторы монографии [40] отмечали, что наибольшее право на применение будут иметь методы математического моделирования, которые учитывают изменение во времени, полностью или хотя бы частично, всех параметров геотермополя и которые позволили бы достаточно достоверно и точно рассчитывать палеотемпературы на любой момент геологического времени.

Таким образом, ведущая роль среди признаков регионально-зональной нефтегазоносности принадлежит присутствию в разрезе нефтематеринских толщ и времени генерации УВ. Поэтому в последние годы для изучения термического режима осадочных комплексов и оценки степени катагенеза потенциально нефтематеринских пород получают распространение методы палеотемпературного моделирования [31, 41, 52, 93].

Применяемое математическое моделирование, учитывающее изменение во времени многочисленных параметров геотермополя, позволяет достаточно достоверно и точно рассчитывать температуры на заданный момент геологического времени в заданной точке разреза.

Наряду с другими важнейшими для нефтегазовой геологии параметрами термополя, такими, как нестационарность глубинного теплового потока и скорости осадконакопления, В.И. Ермаковым, В.А. Скоробогатовым [40] и А.Р. Курчиковым, Б.П. Ставицким [74], обращается внимание на необходимость учета палеоклиматических условий – векового хода температур поверхности земли. Большое значение придается факторам изменения климатических условий в олигоцен-раннечетвертичное время и резкому похолоданию в позднечетвертичное время.

В настоящей работе применен метод палеотемпературного моделирования для прогноза материнских пород, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя, в том числе влияния палеоклимата на интенсивность генерации УВ глубокопогруженными нефтепроизводящими осадочными комплексами. Этот метод в последней версии опубликован в работе В.И. Исаева, Г.А. Лобовой, М.Э. Рояка и А.Н. Фомина [50].

Уже имеется значительный опыт изучения латеральной изменчивости коллекторских свойств, плотности осадочных толщ и зональности гравитационного поля при подготовке объектов, перспективных для открытия нефтяных и газовых месторождений. Этот опыт был обобщен в работе В.М. Новоселицкого с соавторами [88]. Зоны уплотненных пород рекомендуется исключать при подсчете запасов [92]. Также установлено, что основные зоны нефтегазонакопления контролируются региональными разломами, а зоны разуплотнения в их пределах выявляются расчетным путем по значениям измерений гравитационного поля [5, 100]. При этом считается, что нет оснований принимать области разуплотнения за прямые признаки залежей УВ, т. к. аномалии плотности обусловлены преимущественно разуплотненным состоянием высокопроницаемых пород.

Геолого-геофизические предпосылки прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальневосточного региона методом геоплотностного моделирования в гравитационном поле следующие.

Главной закономерностью изменения плотности σ отдельных свит и толщ НГБ является постепенное наращивание с глубиной Z . Закономерности адекватно описываются экспоненциальными зависимостями $\sigma(Z)$ [84, 120].

Осадочный чехол НГБ характеризуется латеральной литофизической неоднородностью стратиграфических подразделений [58, 85], скопления УВ приурочены к литофизическим неоднородностям (1–3 км и более) с хорошими коллекторскими свойствами, неоднородности имеют дефицит плотности до $0,08 \text{ г/см}^3$ [51].

Указанные факторы являются петрофизической основой для выявления по гравиметрическим данным и локализации в осадочном разрезе зон с улучшенными коллекторскими свойствами, отождествляемых, с учетом наличия материнских отложений, с зонами вероятного нефтегазонакопления.

Геолого-геофизические предпосылки оценки перспектив зон нефтенакпления Западно-Сибирского региона следующие.

Зоны разуплотнения доюрского комплекса отождествляются с продуктивными слабометаморфизованными терригенными и карбонатными образованиями [25]. Эти же зоны могут быть обусловлены интрузивными телами кислого состава, подвергнутыми термоосадочным процессам и гидротермальной деятельности. В этом случае УВ проникают в разряженное пространство интрузива из перекрывающих и примыкающих к нему осадочных пород [37, 83]. Зоны разуплотнения доюрского комплекса рассматриваются и в качестве систем дилатансии, «работающих» по перекачке глубинных теплоносителей, стимулирующих генерацию углеводородов из РОВ в осадочном чехле [96]. Такие же зоны отождествляются с очагами трещин, разломов и проницаемых каналов в кристаллическом фундаменте, через которые осуществляется внедрение в осадочный чехол глубинного тепла и магматических флюидов, способствующих нефтеобразованию из биомассы анаэробов морских и прибрежно-морских отложений [102]. И наконец, зоны разуплотнения отождествляются с промежуточными резервуарами УВ или подводными каналами УВ в осадочный чехол из глубинных оболочек Земли [8].

Зоны уплотнения фундамента отождествляем с эффузивами и интрузиями основного и ультраосновного состава. Магматические тела создают в осадочном чехле аномальные температурные эффекты. Эти эффекты усиливают геотермический режим осадочного разреза, обусловленный региональным глубинным тепловым потоком и внутренними радиоактивными источниками. Аномальные эффекты оказывают допол-

нительное влияние на интенсивность нефтегазообразования в осадочном чехле. Такое влияние особенно ощутимо при масштабном проявлении магматизма [64] и интенсивной гидротермально-интрузивной деятельности [31]. Аномальное тепловое влияние в 50 °С может распространяться от магматического тела на расстояние в 1,5–2,0 км.

Латеральные размеры зон разуплотнения составляют от 3–5 км до 10–15 км, их мощность от 100 до 500 м и более [25, 96]. Величина разуплотнения по отношению к вмещающей толще может достигать 0,05–0,10 г/см³.

Таким образом, сведения о разуплотнениях и уплотнениях фундамента являются важным прогнозно-поисковым признаком зон нефтегазонакоплений как в нижних этажах осадочного чехла, так и в самом фундаменте Западно-Сибирской плиты.

Результаты теоретических исследований М.А. Алексидзе [1] и имитационного моделирования [45] показывают, что задача прогнозирования охарактеризованных зон разуплотнения и уплотнения на глубинах до 5–10 км решается методикой геоплотностного моделирования в гравитационном поле [44].

В настоящей работе применен метод геоплотностного моделирования, основанный на алгоритме квадратичного программирования В.И. Старостенко [108], позволяющий решать обратную задачу гравиметрии в режиме формализованного подбора для сложных блоково-слоистых разрезов.

Для оценки влияния на нефтегенерацию локальных источников тепла (магматических тел) применен метод геотемпературного моделирования, основанный на решении обратной линейной задачи геотермии – относительно аномальной температуры источника. Задача, как и в случае геоплотностного моделирования, сформулирована как задача квадратичного программирования с линейными ограничениями на неизвестные.

Далее будет рассмотрена комплексная методика геоплотностного моделирования, палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования, позволяющая картировать материнские породы (по геотемпературному критерию) и зоны флюидомиграции – коллектора и покрышки (по геоплотностному критерию) для различных стратиграфических уровней осадочного чехла и кровли фундамента.

1.2. Методика прогнозирования

Общая схема методики исследований на основе геоплотностного моделирования, палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования приведена в табл. 1.1.

Геоплотностное моделирование обеспечивает идентификацию и количественные оценки объемно-площадных параметров толщ с улучшенными коллекторскими свойствами – зон вероятного нефтегазонакопления и аномально уплотненных толщ флюидоупоров. Одновременно геоплотностное моделирование создает структурно-вещественную основу для последующих палеотектонических реконструкций.

Существенным моментом до построения «нормальных» плотностных моделей стратиграфических подразделений является проведение унификации стратиграфических толщ по скважинам с одновременной увязкой стратификации с геохронологической шкалой [129]. Увязка стратификации с геохронологической шкалой требуется для определения скоростей осадконакопления при палеотемпературном моделировании.

Исходные геолого-геофизические разрезы отстраиваются с использованием материалов глубинных разрезов сейсморазведки, существующих структурных схем, бурения глубоких и структурных скважин, МТЗ и геологических съемок. Стратифи-

кация исходных геолого-геофизических разрезов увязывается со стратиграфическими разбивками по скважинам. В качестве наблюдаемого гравитационного поля принимаются аномалии Буге (в условном уровне) с поправкой на рельеф в реальной плотности промежуточного слоя.

Аномальные плотностные разрезы получаются путем вычитания из рассчитанных значений (решение обратной задачи) «нормального» распределения плотности $\delta(Z)$. Статистическое моделирование «нормальных» распределений плотности выполняется с учетом уплотнения толщ при погружении [99].

Нормальные, рассчитанные и аномальные плотностные разрезы вдоль профилей оцифровываются и интегрируются в единый ГИС-проект по району исследований.

Построение карт осуществляется интерполяцией [3] аномальных плотностных разрезов вдоль профилей. «Закартированные» в плане зоны отрицательных аномальных плотностей отождествляются с зонами улучшенных коллекторских свойств в соответствующем стратиграфическом подразделении, а «закартированные» в плане зоны положительных аномальных плотностей отождествляются с пространением толщ-флюидопоров.

Карты распределения аномальных плотностей каждого стратиграфического подразделения оцифровываются и интегрируются в единый ГИС-проект по району исследований.

Палеотектонические реконструкции создают структурно-вещественную основу для последующего палеотемпературного моделирования. По алгоритму, предложенному З. Кукалом [73], рассчитываются глубины палеобассейнов осадконакопления, что представляет самостоятельный интерес, т. к. позволяет делать допущения о качестве первичного РОВ [36].

Для оценки мощности размытых отложений проводится анализ материалов по истории тектонического развития района исследований.

Палеотектонические реконструкции, основанные на «методе выравнивания профилей» В.Б. Неймана [86], выполняются с использованием результатов сейсмостратиграфического анализа волновой картины временных разрезов вдоль профилей. Анализируется расположение осей синфазности внутри стратиграфических подразделений и на границе их раздела. Признаком необходимости восстановления размытых палеомощностей является наличие поверхности несогласия между стратиграфическими комплексами. Определяется характер поверхности несогласия: эрозионный срез или подошвенное налегание.

Восстановление размытых палеомощностей по свитам производится при наличии в кровле эрозионного среза. Эрозионный срез в волновом сейсмическом поле характеризуется сохранением параллельности прослеживаемых осей синфазности сейсмокомплекса (свиты), которые резко прерываются у верхней границы свиты без изменения частоты записи (мощности литологических пластов, слагающих толщу). Восстановление мощностей производится с пикета, на котором фиксируется исчезновение осей синфазности у верхней границы свиты. Мощность восстановления соответствует мощности свиты в пикете появления эрозионного среза, снятой по нормали.

Подошвенное налегание, фиксируемое характерным волновым полем в подошве сейсмокомплекса, так же свидетельствует о перерыве в осадконакоплении и возможности размыва нижележащих отложений.

Внутриформационные изменения мощностей свит, фиксируемые изменением низкочастотной записи фазы на высокочастотную, не влияют на восстановление размытых мощностей.

Таблица 1.1

*Общая схема математического моделирования строения и эволюции
нефтегазоносного осадочного бассейна*

№ п/п	Функциональный блок	Решаемые задачи	Математическое обеспечение
1	ГЕОПЛОТНОСТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ		
1.1	Унификация стратиграфических разбивок по скважинам, моделирование зависимости плотности от глубины $\sigma(Z) = B1 - B2 \cdot \exp(-B3 \cdot Z)$ для каждого стратиграфического подразделения	Построение «нормальных» статистических плотностных моделей стратиграфических подразделений	Пошаговый корреляционно-регрессионный анализ плотности, пористости и глубины залегания ядерного материала
1.2	Формирование исходных геолого-геофизических разрезов, построение по гравитационному полю аномальных плотностных разрезов вдоль региональных сейсмических профилей. Оцифровка нормальных, рассчитанных, аномальных плотностных разрезов в ГИС-технологии	Идентификация в разрезах и определение параметров зон пониженных плотностей (с улучшенными коллекторскими свойствами) и зон повышенных плотностей (толщ-флюидоупоров)	Решение прямой и обратной линейной задач гравиметрии для осадочных разрезов
1.3	Интерполяции аномальных плотностных разрезов в карты распределения аномальных плотностей для каждого стратиграфического подразделения. Оцифровка карт	Идентификация в плане и определение параметров зон пониженных плотностей (с улучшенными коллекторскими свойствами) и зон повышенных плотностей (толщ-флюидоупоров)	Алгоритм интерполяции В.И. Аронова, устойчивый в условиях сильной неоднородности исходной сети данных
2	ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ПЛОТНОСТНЫХ РАЗРЕЗОВ		
2.1	Увязка стратиграфических разбивок по скважинам, сейсмокомплексам и геохронологической шкалы. Определение перерывов осадконакопления, восстановление размывших мощностей	Подготовка исходной основы палеотектонических реконструкций. Определение геохронологических интервалов для мощностей	Сеймостратиграфический анализ временных разрезов вдоль расчетных профилей. Анализ материалов по истории тектонического развития осадочного бассейна
2.2	Палеотектонические реконструкции плотностных разрезов	Восстановление палеомощностей и глубин, на которых находились стратиграфические комплексы на момент начала формирования каждого стратиграфического подразделения	Алгоритм, базирующийся на «методе выравнивания профилей», учете эффекта уплотнения толщ при погружении и расчете глубин дна бассейна осадконакопления
3	ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ		
3.1	Моделирование петрофизических зависимостей «теплопроводность–плотность» для литологически однородных толщ	Построение статистических моделей «теплопроводность–плотность» стратиграфических подразделений	Корреляционно-регрессионный анализ теплопроводности, плотности и литологии ядерного материала
3.2	Построение разрезов теплопроводности вдоль расчетных профилей	Подготовка исходной петрофизической основы геотемпературного моделирования	Расчеты по петрофизическим зависимостям «теплопроводность–плотность»
3.3	Расчеты (по термокаротажу на промежуточных забоях, пластовым температурам) значений теплового потока через поверхность основания для литостратиграфических колонок, вмещающих стволы глубоких скважин. Построение и оцифровка карт теплового потока из основания и поверхностного	Определение для осадочного бассейна фундаментального геодинамического параметра – распределения значений теплового потока, неискаженного осадконакоплением. Расчет распределения поверхностного теплового потока	Решение обратной задачи геотермии осадочного разреза. Алгоритм интерполяции В.И. Аронова
3.4	Построение температурных разрезов на момент завершения формирования каждого стратиграфического подразделения для каждого регионального профиля. Оцифровка разрезов	Идентификация в палеоразрезах основных изотерм в соответствии с принятой шкалой катагенетической зональности	Решение прямой задачи геотермии, учитывающей основные факторы формирования теплового поля осадочного бассейна
3.5	Совмещение современного разреза с палеотемпературным разрезом, соответствующим максимальной прогретости осадочных пород. Оцифровка совмещенных геотемпературных разрезов	Идентификация в современных разрезах и определение параметров распространения материнских пород (очагов генерации УВ): газа первой генерации (50–90 °С); нефти (90–130 °С); газа второй генерации и конденсата (130–190 °С)	Палеотемпературная идентификация нефтегазоматеринских отложений определяется зонами катагенеза наиболее интенсивной генерации УВ соответствующего фазового состава
3.6	Интерполяция геотемпературных разрезов в карты распределения максимальных палеотемператур по кровле и подошве для каждого стратиграфического подразделения. Оцифровка карт	Идентификация в плане и определение параметров распространения нефтегазоматеринских пород в соответствии с принятой катагенетической зональностью	Алгоритм интерполяции В.И. Аронова. Палеотемпературная идентификация нефтегазоматеринских отложений

4	КОНТРОЛЬ РЕЗУЛЬТАТОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ		
4.1	Сходимость расчетных плотностей в местах пересечения региональных профилей		
4.2	Сходимость положения основных палеоизотерм в местах пересечения региональных профилей		
4.3	Сходимость значений рассчитанного на профилях поверхностного теплового потока и средних значений поверхностного теплового потока для территории		
4.4	Сходимость расчетных максимальных палеотемператур с результатами определений отражательной способности витринита из ядра глубоких скважин		
4.5	Сопоставление результатов прогноза фазового состояния УВ с результатами испытаний продуктивных интервалов глубоких скважин и другими прямыми признаками нефтегазоносности		
5	КОМПЛЕКСНЫЙ ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ПОИСКОВЫХ РАБОТ		
5.1	Интеграция цифровых разрезов и карт в единый ГИС-проект территории исследований	Подготовка результатов математического моделирования для комплексного анализа с использованием регионального Банка геолого-геофизических данных на нефть и газ	
5.2	Сопоставление карт распространения нефтегазоматеринских отложений, карт распространения зон коллекторов вероятного нефтегазонакопления и зон толщ-флюидоупоров, структурных и структурно-тектонических карт, баз данных глубоких скважин	Определение комплекса критериев перспектив объектов поисковых работ: <ul style="list-style-type: none"> • палеотемпературный; • литофизический; • структурный; • структурно-тектонический 	Построение сводной карты нефтегеологической интерпретации территории исследований и размещения ранжированных объектов нефтегазописковых работ

Следует иметь в виду, что недостаточная протяженность и качество временных разрезов не всегда дают возможность проведения сейсмостратиграфического анализа с целью полного и достоверного восстановления размывших мощностей.

Палеотемпературное моделирование обеспечивает идентификацию и количественные оценки объемно-площадных параметров нефтегазоматеринских пород. А так как осуществляется отдельный прогноз по типу материнских пород в соответствии с принятой шкалой катагенетической зональности, то обеспечивается возможность прогнозировать фазовый состав генерированных УВ.

Для решения обратной и прямой задачи геотермии осадочного бассейна, т. е. для определения плотности теплового потока из основания осадочного чехла и расчета температур в толще осадков в определенные моменты геологического времени, создается (используется) **статистическая модель распределения коэффициентов теплопроводности (λ) пород в каждом слое осадочного разреза.**

Теплопроводность осадочных пород зависит в первую очередь от плотности, литологического состава, пористости, влагонасыщенности. При отсутствии прямых определений теплопроводности, или крайне малого их количества, наиболее реальным способом ее прогнозирования является моделирование (или использование из работы [47]) зависимости теплопроводности осадков от их плотности $\lambda(\delta)$. Сопоставление литологии и плотности пород по разрезам скважин позволяет выбрать наиболее приемлемый вариант зависимости «теплопроводность–плотность». Так, для песчаных отложений рекомендуется [47] зависимость

$$\lambda(\delta) = 0,84 \cdot \delta - 0,43,$$

а для алевролитов-аргиллитовых толщ

$$\lambda(\delta) = 0,82 \cdot \delta - 0,36.$$

На основе рассчитанных плотностных разрезов (решение обратной задачи гравиметрии), с использованием зависимостей $\lambda(\delta)$, отстраиваются разрезы коэффициентов теплопроводности по каждому профилю.

Выбор коэффициентов температуропроводности (a) также определяется породным составом толщ, на основе типовых моделей [106].

Удельная теплогенерация (f) каждой толщи выбирается в соответствии с данными из работы [23].

Скорости осадконакопления свит и осадочных толщ, дифференцированно влияющие, как один из основных факторов, на результаты решения обратной (расчет теплового потока) и прямой (расчет палеотемператур) задач геотермии, учитываются согласно палеомощностям свит и толщ вдоль расчетных профилей и интервалов геохронологической шкалы. Палеомощности принимаются с учетом размытой части и эффекта уплотнения при погружении.

Температурные измерения в осадочном чехле, необходимые для решения обратной задачи геотермии, принимаются по материалам термокаротажа в скважинах. Для каждой скважины необходимо выбрать не менее трех-четырех определений температуры в условиях ненарушенного геотемпературного градиента.

Для решения обратной задачи геотермии могут быть использованы измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин, а также палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита – R_{vt}^0 . Наиболее адекватный способ пересчета R_{vt}^0 в температуры был опубликован в работе В.И. Исаева и А.Н. Фомина [53].

На основе из критерия уверенного отождествления измеренной температуры с пластовой, для расчетов принимаются только те замеры пластовых температур, которые получены при значительных дебитах флюида из интервалов испытаний. Использование палеотемператур в качестве «измеренных», пересчитанных из R_{vt}^0 в градусы Цельсия, требует указания времени абсолютного максимума палеотемпературы.

Для литостратиграфических колонок, вмещающих стволы глубоких скважин с температурными измерениями, решаются обратные задачи геотермии – **рассчитывается тепловой поток** (из фундамента, поверхностный). С помощью программы интерполяции строятся карты распределения плотности теплового потока из фундамента и поверхностного теплового потока района исследований. Карты оцифровываются и интегрируются в единый ГИС-проект по району исследований.

Снятые с карты вдоль профилей значения теплового потока из фундамента используются для расчета распределения современных и палеотемператур. Максимальные палеотемпературы обычно соответствуют максимальной мощности осадочной толщи за всю историю тектонического развития.

В соответствии с принятой зональностью катагенеза, интенсивности генерации и эмиграции УВ (рис. 1.1), в современных разрезах профилей по максимальным палеотемпературам идентифицируются зоны нефтегазообразования (очаги генерации УВ): газа первой генерации (50–90 °С); нефти (90–130 °С); газа второй генерации и конденсата (130–190 °С); более 190 °С – разрушительные для УВ температуры. Геотемпературные разрезы оцифровываются и интегрируются в единый ГИС-проект по району исследований.

По профилям, представительным по геологическому содержанию и степени геолого-геофизической изученности, с помощью программы палеотектонических реконструкций восстанавливаются палеомощности и глубины, на которых находились стратиграфические комплексы на моменты начала формирования каждой свиты (толщи). На эти же моменты геологического времени рассчитываются палеотемпературы и, в итоге, отстраиваются ретроспективные разрезы катагенетической эволюции осадочной толщи. Здесь предоставляется возможность проследить динамику

положения очагов нефтегазообразования и структурную обстановку по возможным верхним флюидоупорам в течение всей истории тектогенеза. Палеоразрезы оцифровываются и интегрируются в единый ГИС-проект по району исследований.

Построение карт максимальных палеотемператур для кровли и подошвы каждой свиты (толщи) осуществляется интерполяцией разрезов максимальных палеотемператур вдоль профилей. «Закартированные» в плане зоны «50–90 °С», «90–130 °С», «130–190 °С» отождествляются с зонами распространения нефтепроизводящих и газопроизводящих пород в соответствующих стратиграфических подразделениях. Карты максимальных палеотемператур и зоны распространения материнских пород оцифровываются и интегрируются в единый ГИС-проект по району исследований.

Выполнением п. 4 (см. табл. 1.1) осуществляется достаточно жесткий контроль результатов математического моделирования. Выполнение п. 4.5 дает оценку роли в формировании залежей (скопления УВ) процессов вертикальной и латеральной миграции флюида. Выполнение п. 5 направлено непосредственно на выделение, ранжирование и определение первоочередных перспективных объектов для нефтегазопроисковых работ.

2. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ

2.1. Геоплотностное моделирование

Наиболее универсальным способом построения геоплотностных моделей является способ решения обратной задачи гравиметрии [6, 11, 22, 66, 69, 108, 114, 116]. В работах В.И. Старостенко, С.М. Оганесяна, В.И. Исаева и французских геофизиков [90, 108, 110, 111, 130, 133–135] убедительно были показаны большие возможности математического программирования, по сравнению с алгоритмами безусловной минимизации, как средства построения геоплотностных моделей.

В настоящей работе геоплотностное моделирование решает задачу выявления в разрезе стратиграфических комплексов зон аномальных разуплотнений, отождествляемых с зонами улучшенных коллекторских свойств, и зон аномальных уплотнений, отождествляемых с зонами развития толщ-флюидоупоров, а также с магматическими телами основного и ультраосновного состава. Моделирование параметров плотности для аппроксимирующих тел осуществляется посредством решения двумерной обратной линейной задачи гравиметрии, сформулированной В.И. Старостенко [108] и сведенной к задаче квадратичного программирования

$$\|Ax - b\|^2 + \alpha \|x - x_0\|^2 = \min, \quad (2.1)$$

$$x^{(H)} \leq x \leq x^{(E)}, \quad (2.2)$$

где A -матрица $n \cdot m$ (определяется решением прямой задачи гравиметрии для аппроксимирующего тела в виде трапеции – рис. 2.1); x – параметр плотности для каждого аппроксимирующего тела; b – вектор наблюдений; α – параметр регуляризации; m – количество аппроксимирующих тел; n – количество наблюдений гравитационного поля; x_0 , $x^{(H)}$, $x^{(E)}$ – начальное приближение, нижние и верхние ограничения на неизвестные.

Решение прямой задачи для аппроксимирующей трапеции приведено в работах Г.Я. Голиздры [33] и В.И. Старостенко [108], решение обратной задачи (2.1)–(2.2) для осадочных разрезов приведено в [108]. Теоретическое обоснование единственности решения обратной задачи гравиметрии в принятом классе аппроксимирующих элементов сделано В.Н. Страховым [113], а также в работе В.И. Старостенко и С.М. Оганесяна [112].

Квадратичное программирование позволяет в количественной мере с помощью ограничений (2.2) учитывать априорные данные и включать их в процесс решения обратной задачи гравиметрии. Поэтому математическое программирование является по сути способом количественной комплексной интерпретации всей совокупности геолого-геофизических данных о разрезе в рамках геоплотностной модели. Это уменьшает действие неоднозначности и неустойчивости решения обратной задачи гравиметрии при геоплотностном моделировании, поэтому возможность учета априорных ограничений, как отмечает В.Н. Страхов, имеет приоритетное значение [115].

Алгоритм квадратичного программирования и аналитическое выражение прямой задачи ранее реализованы в программном комплексе [44]. Программный комплекс обеспечивает технологию многопараметрического многовариантного моделирования и технологию имитационного моделирования, прошел многолетнюю апробацию при построении геоплотностных моделей нефтеперспективных территорий [42, 43 и др.] и

геотраверсов [70, 71 и др.]. Комплекс позволяет одновременно моделировать до 300 геоблоков плотностного разреза по 400 расчетным точкам на профиле, погрешность расчета геоплотностей порядка $\pm 0,02 \text{ г/см}^3$ при точности наблюдаемого поля $\pm 0,50 \text{ мГл}$.

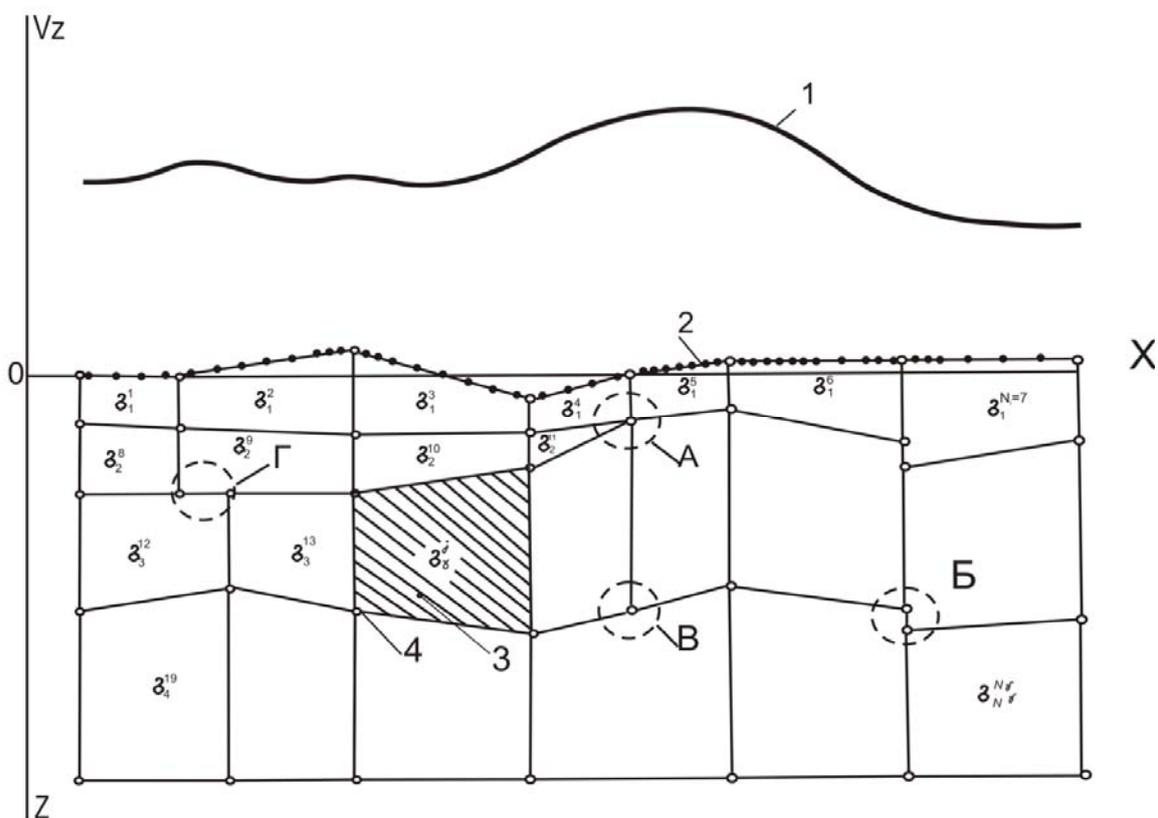


Рис. 2.1. Схематическое изображение блоково-слоистого осадочного разреза при геоплотностном моделировании. 1 – наблюдаемое поле; 2 – гравиметрическая станция; 3–4 – аппроксимирующий элемент плотностного разреза. А, Б, В, Г – структурные особенности разреза, учитываемые при параметризации

Построенные в результате геоплотностного моделирования плотностные разрезы являются и структурно-вещественной основой последующих палеотектонических реконструкций, палеотемпературного моделирования.

2.2. Палеотектонические реконструкции

Палеотектонические реконструкции плотностных разрезов решают задачу восстановления палеомощностей и глубин, на которых находились стратиграфические комплексы в разные моменты геологического времени.

Алгоритм реконструкций базируется на «методе выравнивания профилей» [86]. Исходной основой является плотностный разрез, полученный в результате геоплотностного моделирования. Для его перестроения на момент времени t начала накопления любой стратиграфической единицы, обособленной плотностными границами в современном разрезе, используются зависимости плотности от глубины:

$$\sigma(Z) = B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot Z) \quad (2.3)$$

для учета эффекта уменьшения объема породы в результате уплотнения при погружении [99]. Коэффициент B_1 – это минеральная плотность отложений, коэффициент B_2 соответствует величине пористости неуплотненных осадков, а B_3 – интенсивности воздействия фактора геологического времени.

Палеомощность свиты на гипсометрической отметке Z определяется:

$$h_i = ((2B_1 - 1) - \sigma(Z)) / ((2B_1 - 1) - \sigma) \cdot h, \quad (2.4)$$

где σ – плотность пород свиты в современном разрезе, h – мощность свиты в современном разрезе.

Возможен расчет глубины дна бассейна осадконакопления [73] на время начала накопления каждого стратиграфического комплекса.

Вычислительная схема палеореконокструкций реализуется для каждой сквозной литостратиграфической колонки плотностного разреза и принципиально выглядит следующим образом:

- 1) Расчет современных мощностей слоев (свит, толщ) M .
- 2) Расчет глубины дна бассейна осадконакопления самого молодого слоя:

$$H_B = M(\sigma_M - \sigma) / (\sigma_M - 1,03),$$

где σ_M – плотность подкорового слоя, 3,3 г/см³, σ – плотность слоя, 1,03 – плотность морской воды.

- 3) Расчет «палеоплотностей» σ_p остальных осадочных слоев по законам изменения плотностей $\sigma(Z)$.
- 4) Расчет «палеомощностей» M_p остальных осадочных слоев:

$$M_p = (1 + n(\sigma_p)) / (1 + n(\sigma)) M,$$

где $n(\sigma)$ – функциональная зависимость пористости от плотности.

В случае если эта зависимость неизвестна, используется связь через минералогическую плотность σ_m : $\sigma = \sigma_m + n(1 - \sigma_m)$. Отсюда:

$$M_p = ((2\sigma_m - 1) - \sigma_p) / ((2\sigma_m - 1) - \sigma) M.$$

Второй случай подразумевает наличие данных о литологии разреза.

Далее пп. 2–4 повторяются, начиная с расчета глубин дна бассейна осадконакопления второго от поверхности слоя. И так до тех пор, пока не будут исчерпаны все осадочные слои.

В завершение рассчитанные палеоплотностные колонки «монтируются» в палеоплотностные разрезы на начало формирования каждого слоя.

Палеомощности с учетом размытой части, эффекта уплотнения при погружении и соответствующие интервалы геохронологической шкалы определяют скорости осадконакопления v стратиграфических комплексов. В зависимости от темпа седиментации эти скорости влияют, как один из факторов, на результаты палеотемпературного моделирования.

Алгоритм учета изменения палеоплотности и палеомощности слоев во времени при решении тепловой задачи (Соловейчик Ю.Г., Рояк М.Э., 2000).

Пусть каждый «столбик» (литостратиграфическая колонка) моделируемого разреза описывается мощностями h_i слоев (свит, толщ), их теплопроводностью λ_i , температуропроводностью a_i , плотностью источников тепла f_i , выделяемого за счет радиоактивности слоя, временем осадконакопления t_i и параметрами плотности слоя b^i_1 , b^i_2 и b^i_3 , $i = 1, K, n$. Отметим, что мощность слоя может быть отрицательной, что должно означать денудацию слоя. Все параметры задаются так, чтобы без учета зависимостей изменения толщин слоев от плотности получился современный разрез.

Денудация каждого слоя описана отдельно, т. е. своим h_i и t_i . Для учета изменения плотности и мощности слоев применяется следующий алгоритм.

1. Сформируем по исходным данным современный разрез. Для каждого слоя современного разреза определим величины: современная толщина слоя M_0^i и современная плотность слоя,

$$\rho_0^i = b_1^i - b_2^i \cdot e^{**}(-b_3^i H^i), \quad (2.5)$$

где H^i – глубина центра i -го слоя.

2. Построим разрезы во все ключевые моменты времени $T_k = \sum_{i=1}^k t_i$, $k = 1, K, n$

(т. е. моменты зарождения нового слоя или начала и конец денудации верхнего на данный момент слоя), начиная с последнего. При этом переход от текущего разреза в момент времени T_k к разрезу в момент времени T_{k-1} осуществляется следующим способом. Если $h_k > 0$ (т. е. задано нарастание слоя), то верхний слой текущего (на момент времени T_k) разреза удаляется, а параметры всех существующих m слоев, начиная с верхнего, пересчитываются по алгоритму:

$$d := M_{m+1}(T_k).$$

Для i от m до 1 выполнить:

$\rho_i(T_{k-1}) := (b_1^i + (\rho_i(T_k) - b_1^i) \cdot e^{**} b_3^i d$ (эта формула получена из формулы (2.5) для случая изменения глубины центра слоя на величину d),

$$M_i(T_{k-1}) := [((2 b_1^i - 1) - \rho_i(T_{k-1})) / ((2 b_1^i - 1) - \rho_0^i)] M_0^i;$$

$$d := d + (M_i(T_{k-1}) - M_i(T_k)),$$

где $\rho_i(T_k)$ – плотность слоя в ключевой момент времени l ; $M_i(T_l)$ – толщина слоя в ключевой момент времени l ; $M_{m+1}(T_k)$ – толщина верхнего (в момент времени T_k) слоя.

Если $h_k < 0$ (т. е. задана денудация слоя), то плотности всех слоев не меняются, т. е. $\rho_i(T_{k-1}) := \rho_i(T_k)$, толщины всех слоев, кроме верхнего, не меняются, т. е. $M_i(T_{k-1}) := M_i(T_k)$. Если верхний на момент T_{k-1} слой из-за размыва в настоящее время не существует и на предыдущих шагах алгоритма для него не были определены параметры M_0^i и ρ_0^i , то принимается $M_0^i = -h_k$, $\rho_0^i = b_1^i - b_2^i \cdot e^{**}(-b_3^i (-h_k/2))$. Если же верхний на момент T_{k-1} слой смывается не полностью, то его плотность не меняется, а $M_0^i := M_0^i - h_k$.

3. При решении тепловой задачи в каждый момент времени считается, что толщина и плотность слоев между ключевыми временами меняется линейно, т. е.

$$M_i(t) = [M_i(T_{k-1})(T_k - t) + M_i(T_k)(t - T_{k-1})] / (T_k - T_{k-1});$$

$$\rho_i(t) = [\rho_i(T_{k-1})(T_k - t) + \rho_i(T_k)(t - T_{k-1})] / (T_k - T_{k-1}),$$

где $T_{k-1} < t \leq T_k$.

Палеотектонические реконструкции совмещены с палеотемпературным моделированием. Восстановление палеоплотностей стратиграфических комплексов может осуществляться с использованием как экспоненциальных зависимостей, так и линейных зависимостей $\delta(Z)$. Реконструкции могут осуществляться в упрощенном виде, если зависимости $\delta(Z)$ не известны, тогда $\delta(Z) = \text{const}$.

2.3. Палеотемпературное моделирование

Определяющим моментом в методике палеотемпературного моделирования является расчет палеотемператур собственно осадочной толщи. В работе Р.И. Кутаса и В.А. Цвященко [76] рассмотрены основные модели осадконакопления и алгоритмы решения задачи расчета температур в осадочном слое. Решения более общего характера и практически в одной постановке получены А.Я. Гольмштоком [34], Ю.И. Галушкиным и Я.Б. Смирновым [30]. Здесь привлекались численные методы решения. Громоздкость выражений и возможная неадекватность применяемых способов численного интегрирования приводит к различным значениям распределений температур в осадках [76]. Поэтому отмечена необходимость дальнейших теоретических и модельных исследований решения прямой задачи геотермии в условиях осадконакопления.

В настоящей работе приведены результаты решения прямой задачи на основе постановок, опубликованных в [34, 46]. Здесь наиболее полно учитываются основные факторы, формирующие тепловое поле осадочных бассейнов: затраты энергии теплового потока из основания на прогрев холодного осадочного материала; частичное экранирование теплового потока из-за различия теплофизических свойств осадков; теплогенерация в накапливающихся осадках; различная скорость осадконакопления. Важной особенностью (отличием) нашего решения [50] является прямой учет в математической модели палеоклимата (векового хода температур земной поверхности) и данных лабораторного изучения степени катагенеза (по отражательной способности витринита) в породах, слагающих разрез. Расчеты, которые осуществляются методами численного интегрирования, обеспечены процедурами, позволяющими получить конечный результат (распределения температур) с заранее заданной точностью.

В нашей модели (рис. 2.2) *процесс распространения тепла* в слоистой осадочной толще описывается начально-краевой задачей для уравнения

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (2.6)$$

где λ – теплопроводность; a – температуропроводность; f – плотность внутренних источников тепла; U – температура; Z – расстояние от основания; t – время. С крайевыми условиями

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2.7)$$

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (2.8)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи; q – тепловой поток.

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i . Скорость осадконакопления может быть отрицательной, что означает денудацию слоя. Для решения одномерной начально-краевой задачи (2.6)–(2.8) с разрывными коэффициентами применен метод конечных элементов [105].

В случае стационарности глубинного теплового потока q , решение обратной задачи определяется из условия

$$\sum_{i=1}^{k_i} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \xrightarrow{q} \min. \quad (2.9)$$

Решение обратной задачи строится с учётом того, что функция $U(Z_i, t, q)$, являющаяся решением прямой задачи (2.6) с крайевыми условиями (2.7) и (2.8), в этом случае линейно зависит от q .

Краевое условие (2.7) определяет температуру «нейтрального» слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции $U(t)$ векового хода температур поверхности Земли. А краевое условие (2.8) может задаваться в виде кусочно-линейной функции $q(t)$ изменения значения глубинного теплового потока. T_i – измеренное распределение температур. «Измеренное» распределение температур может задаваться и по определениям отражательной способности витринита (ОСВ), пересчитанным [53] в градусы Цельсия, с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра».

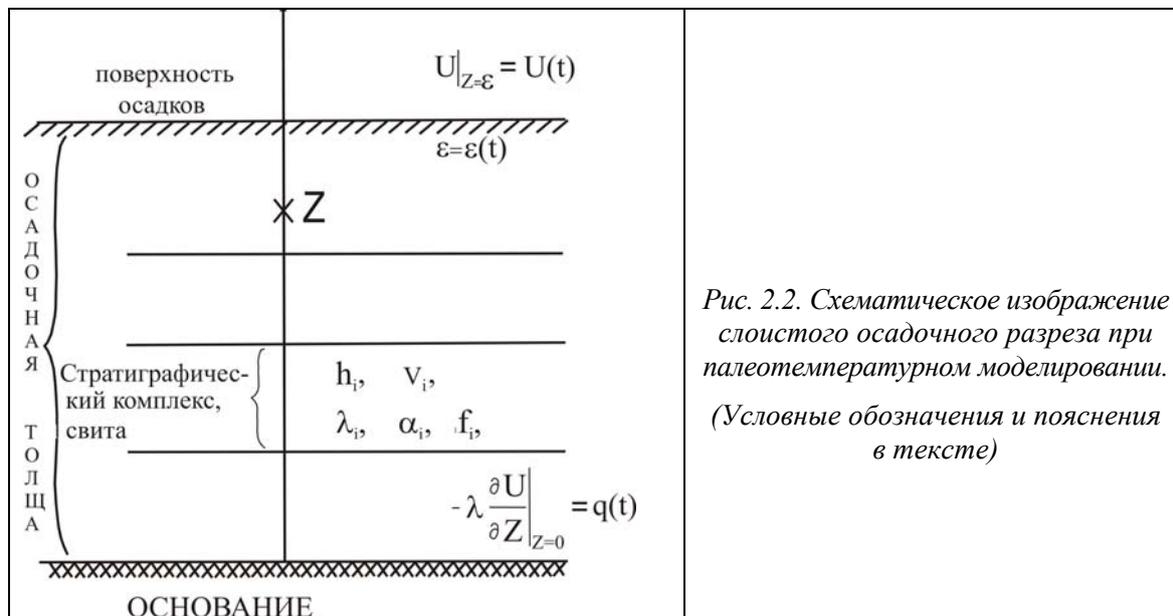


Рис. 2.2. Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании. (Условные обозначения и пояснения в тексте)

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

При отсутствии прямых определений теплопроводности λ_i используем петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ . Эти зависимости получены в интервале плотностей 1,5–2,6 г/см³ как для песчанистых отложений, так и для алевролито-аргиллитовых толщ [47]. Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности радиоактивных источников f_i также зависят от породного состава стратиграфических комплексов.

Ниже приводятся результаты тестирования нашего программного обеспечения на предмет адекватности и точности решения прямых задач, устойчивости решения обратных задач геотермии.

Тест, показывающий возможность учета нескольких слоев с разными характеристиками. Исходные данные следующие:

№ слоя от основания	Мощность, М	Теплопроводность (λ), Вт/м/град	Температуропроводность (a), м ² /с	Плотность радиоактивного тепловыделения (f), Вт/м ³	Время осадко-накопления (Δt), млн лет	Название слоя
1	3000	0,5	2e-8	3.16837505449605090E-06	30	sloy1
2	1000	0,25	1e-8	3.16837505449605090E-06	20	sloy2
3	2000	1	4e-8	3.16837505449605090E-06	10	sloy3

Эти данные описывают трёхслойную среду с тремя слоями осадков. Первый (самый нижний) слой осадков имеет толщину 3 км, теплопроводность 0,5, температуропроводность $2 \cdot 10^{-8}$. Время накопления этого слоя – 30 млн лет. Второй слой имеет толщину 1 км, теплопроводность 0,25, температуропроводность 10^{-8} . Время накопления этого слоя – 20 млн лет. Третий слой имеет толщину 2 км, теплопроводность 1, температуропроводность $4 \cdot 10^{-8}$. Время накопления этого слоя – 10 млн лет. Во всех слоях задан источник тепловыделения

$$\hat{F} = 3,16837505449605090 \cdot 10^{-6}.$$

Стационарный тепловой поток из основания равен $0,02 \text{ Вт/м}^2$.

Заметим, что параметры задачи подобраны так, чтобы порядки коэффициентов были физически правдоподобными.

Точное решение поставленной задачи описывается формулой:

$$U(x,t) = \begin{cases} -0,04x + 240 + 4\left(\frac{t}{\hat{F}} - 60\right), & 0 \leq x \leq 3000, \\ -0,08x + 360 + 4\left(\frac{t}{\hat{F}} - 60\right), & 3000 \leq x \leq 4000, \\ -0,02x + 120 + 4\left(\frac{t}{\hat{F}} - 60\right), & 4000 \leq x \leq 6000. \end{cases} \quad (2.10)$$

Координаты по оси x не совпадают с глубинами, поскольку «0» оси x совпадает с основанием разреза. Поэтому в качестве решения задачи в момент времени, соответствующий окончанию осадконакопления, мы должны получить следующую функцию глубины:

$$U(z) = \begin{cases} -0,04(6000 - z) + 240, & 3000 \leq z \leq 6000, \\ -0,08(6000 - z) + 360, & 2000 \leq z \leq 3000, \\ -0,02(6000 - z) + 120, & 0 \leq z \leq 2000. \end{cases} \quad (2.11)$$

График этой функции приведен на рис. 2.3.

Поставленная задача была решена на нескольких сетках, чтобы проверить уменьшение погрешности аппроксимации. Разность между полученным решением и точным на нескольких сетках приведена на рис. 2.4.

Полученные результаты показывают, что дробление сетки по пространству и времени приводит к быстрому увеличению точности расчёта, причём даже на самой грубой сетке погрешность решения чуть больше 1 градуса.

Тестирование возможности учета денудации слоев. Изменим немного предыдущий тест, задав вымывание верхнего слоя. Соответствующие данные приведены ниже:

№	Мощность, М	λ	a	f	Δt	Название
1	3000	0.5	2e-8	3,16837505449605090E-06	30	sloy1
2	1000	0.25	1e-8	3,16837505449605090E-06	20	sloy2
3	2000	1	4e-8	3,16837505449605090E-06	10	sloy3
4	-1000	1	4e-8	3,16837505449605090E-06	5	srez

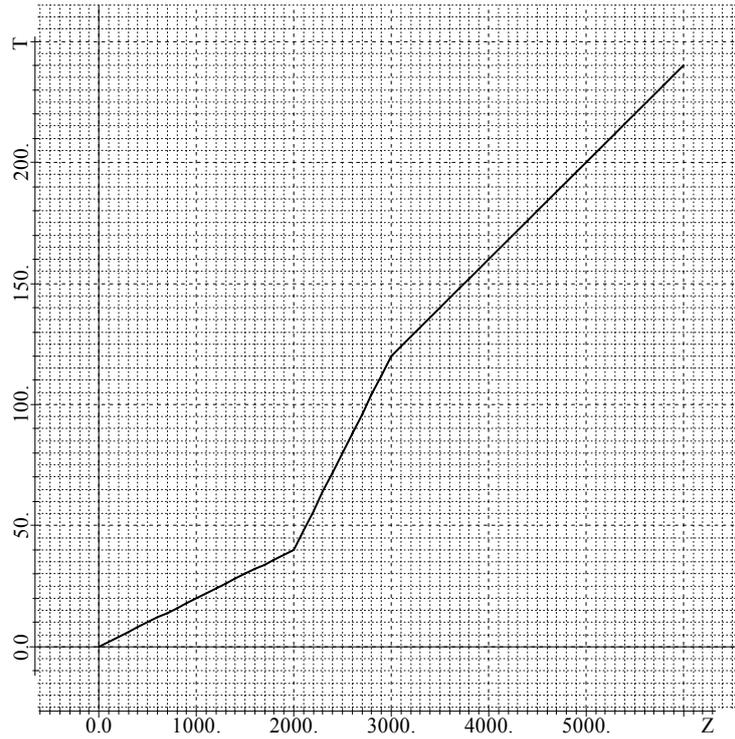


Рис. 2.3. График функции (2.11) – распределение температуры в разрезе на время окончания осадконакопления

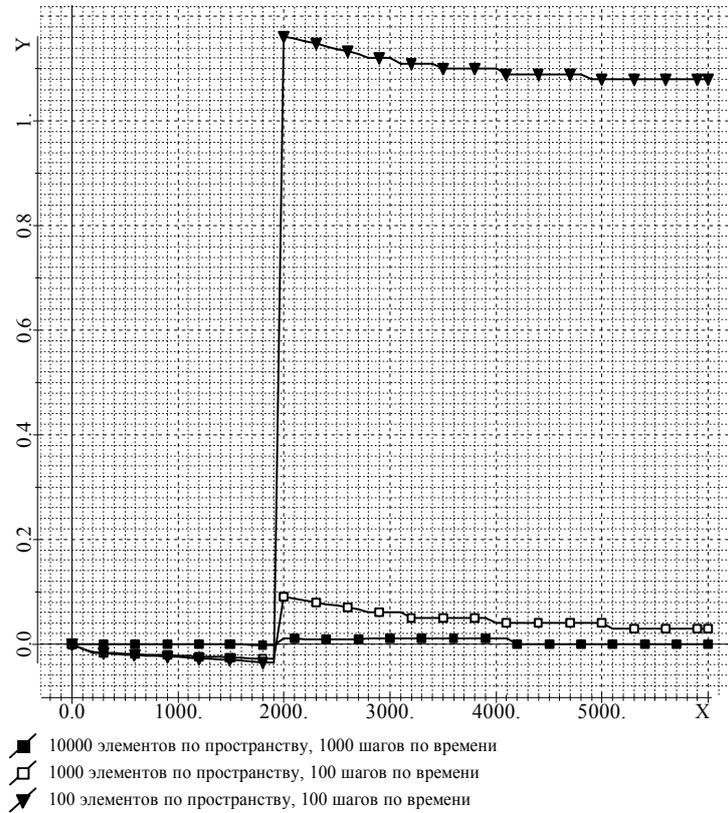


Рис. 2.4. Разность между полученным решением и точным на трех сетках для теста с тремя слоями

Изменим также функцию правой части, заданную для тестирования оператор-функцией. Пусть в уравнении (2.6) правая часть задана как

$$f(x,t) = \begin{cases} \hat{F}, & t < 60 \text{ млн. лет,} \\ -\hat{F}, & t \geq 60 \text{ млн. лет.} \end{cases} \quad (2.12)$$

В этом случае первые 60 млн лет решение описывается формулой (2.10), а затем формулой

$$U(x,t) = \begin{cases} -0,04x + 240 - 4\left(\frac{t}{\hat{F}} - 60\right), & 0 \leq x \leq 3000, \\ -0,08x + 360 - 4\left(\frac{t}{\hat{F}} - 60\right), & 3000 \leq x \leq 4000, \\ -0,02x + 120 - 4\left(\frac{t}{\hat{F}} - 60\right), & 4000 \leq x \leq 6000. \end{cases} \quad (2.13)$$

Как и выше, координаты по оси x не совпадают с глубинами, поскольку «0» оси x совпадает с основанием разреза. Поэтому в качестве решения задачи в момент времени, соответствующий окончанию осадконакопления, мы должны получить следующую функцию глубины:

$$U(z) = \begin{cases} -0,04(6000 - z) + 220, & 3000 \leq z \leq 5000, \\ -0,08(6000 - z) + 340, & 2000 \leq z \leq 3000, \\ -0,02(6000 - z) + 100, & 0 \leq z \leq 2000. \end{cases} \quad (2.14)$$

График этой функции приведен на рис. 2.5.

Погрешность решения задачи на трёх сетках приведена на рис. 2.6. Полученные результаты показывают, что дробление сетки по пространству и времени приводит к быстрому увеличению точности расчёта, причём даже на самой грубой сетке погрешность решения оказывается около 1 градуса.

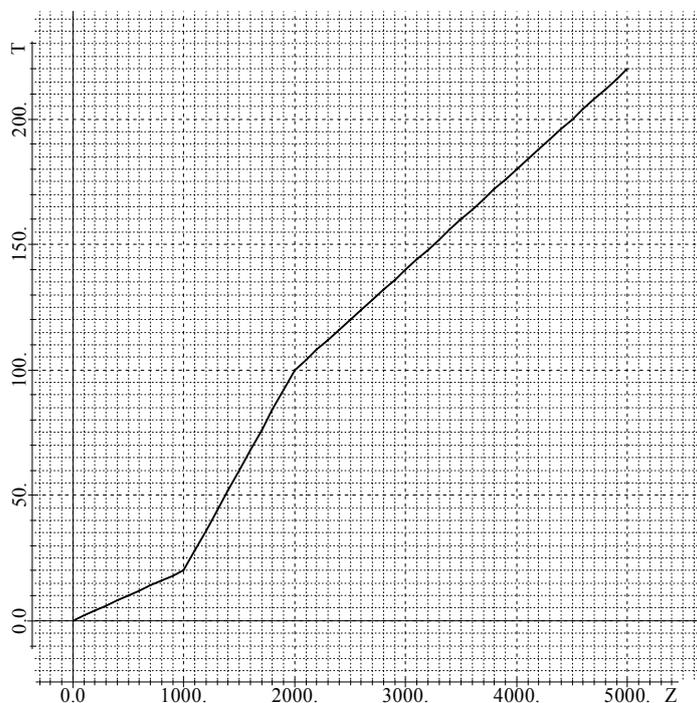


Рис. 2.5. График функции (2.14) – распределение температуры в разрезе на время окончания размыва

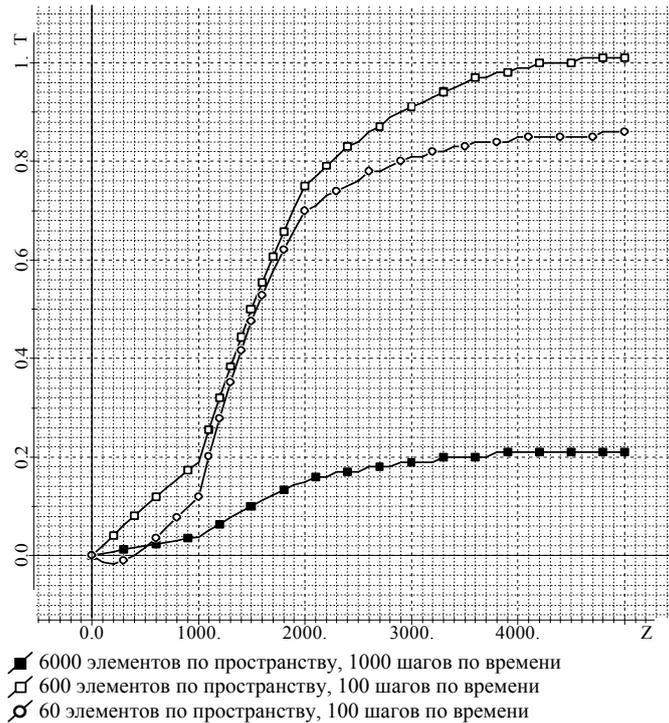


Рис. 2.6. Разность между полученным решением и точным на трех сетках для задачи с вымыванием слоя

Тестирование решения обратной задачи. Для тестирования алгоритма решения обратной задачи решим прямую задачу, а затем результаты её решения на нескольких глубинах подставим в качестве измеренных значений. При точных «измерениях» задача (2.9) решается точно.

Проверим устойчивость решения обратной задачи. Внесем в данные «измерений» десятипроцентный случайный шум и решим задачу (2.9).

Полученный результат отличается от результата на незашумленных данных не более чем на 3 %, т. е. даже меньше, чем на уровень шума. Полученный результат позволяет сделать вывод об устойчивости разработанного алгоритма решения обратной задачи к ошибкам в исходных данных.

2.4. Моделирование температур локальных источников

Региональные разломы, формирующие системы флюидомиграции осадочных бассейнов, «проявляются» в базальном этаже и фундаменте зонами аномального разуплотнения, отождествляемого с высокой проницаемостью пород, улучшением коллекторских свойств за счет повышенной трещиноватости [17, 26 и др.]. С.М. Сапрыгин полагает, что региональные разломы представляют собой системы, подобные системе Северо-Сахалинского разлома, которая «нанизывает» нефтегазовые месторождения северного промыслового района Сахалина [100].

Интрузии основного состава, которые могут сопровождать региональные разломы, создают в осадочном чехле дополнительные нестационарные температурные эффекты. Эти эффекты оказывают конструктивно-деструктивное влияние на формирование и сохранность залежей УВ. Поэтому необходимо оценивать и учитывать тепловое влияние интрузивного тела (локального источника) на нефтегазогенерацию. Такие оценки особенно необходимы при прогнозе нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением магматизма.

Постановка прямой и обратной задачи геотермии локальных источников и методы ее решения неоднократно рассматривались. В работах Р.И. Кутаса с соавторами [75 и др.] используется модель источника сложной формы в двумерном и трехмерном пространствах. Источник набирается совокупностью прямоугольных призм, каждая из которых является нестационарным источником в условиях кондуктивного теплопереноса. Обратная задача решается в линейной и нелинейной постановках. Для минимизации целевой функции используется метод скорейшего спуска. Алгоритм опробован на модельных примерах. В [77, 132] приведены результаты изучения температурного режима литосферы активных регионов. В работе Р.И. Кутаса, А.В. Чекунова с соавторами [78] количественными расчетами обоснована термодинамическая модель эволюции астенолитов. Согласно модели, астенолит формируется в течение первых десятков миллионов лет, имеет линейные размеры порядка 50 км и более, продукты магматической деятельности достигают подошвы земной коры перегретыми на 600 – 800 °С.

В работе И.К. Туезова и В.Д. Епанешникова [121] реализована комбинированная методика численного моделирования стационарного теплового поля литосферы. Решалось двумерное уравнение теплопроводности с переменными коэффициентами. Для удовлетворения решения натурным наблюдениям варьировались параметры замкнутой области частичного плавления пород. Минимизация целевой функции осуществлялась с помощью подпрограммы стандартного математического обеспечения. В [122] на тех же данных Охотоморского региона решалось нестационарное уравнение теплопроводности. В результате моделирования положения кровли зоны частичного плавления установлена возможность появления 25 млн лет назад на юге Камчатки поднятия кровли выше отметки 50 км.

В работах П.И. Балка и В.И. Гольдшмидта [7 и др.] предлагается интерпретация нестационарных геотермических аномалий осуществлять с помощью метода «регулируемой направленной кристаллизации», разработанного для решения обратной задачи гравиметрии. Свободным параметром принимается T_a – аномальная температура источников, поле вычисляется по формулам из работы [75]. Алгоритм опробован на модельном примере. Авторы отметили [7], что априорная информация является решающим фактором повышения достоверности результатов интерпретации. Однако использованы лишь ограничения на связность источников и норму помехи в измерениях.

В настоящей работе приведено решение обратной линейной задачи геотермии (относительно аномальной температуры источника), сформулированной как задача квадратичного программирования с линейными ограничениями на неизвестные. Для решения этой задачи адаптировано программное обеспечение, ранее разработанное для решения обратных задач гравиметрии.

Мы обратились к аппарату квадратичного программирования, так как опыт его применения свидетельствует о существенно большей его эффективности по сравнению с алгоритмом безусловной минимизации и линейного программирования. Здесь же мы используем автоматизированную технологию многовариантного и имитационного моделирования, разработанную для решения обратных задач гравиметрии.

Постановка задачи. Пусть геотемпературное поле обусловлено источником известной формы и местоположения. Известными являются время внедрения и теплопроводности среды K . Требуется по наблюдаемому полю T определить аномальную температуру внедрения источника T_a .

Источник аппроксимируется набором горизонтальных однородных призм с сечением в виде прямоугольника.

Пусть в источнике содержится j -я призма с известными: временем внедрения Γ_j ; глубинами залегания верхней и нижней кромок h_{1j} , h_{2j} ; положением боковых сторон

x_{1j}, x_{2j} . Необходимо определить по геотемпературному полю T аномальные температуры T_{aj} всех призм.

В математическом плане задача сводится к решению системы линейных уравнений относительно T_{aj} :

$$\sum_{j=1}^N A_{ij} T_{ij} = T(X_i, Z_i), i = 1; \bar{M}, \quad (2.15)$$

при условии выполнения ограничений

$$T_{aj}^{(H)} \leq T_{aj} \leq T_{aj}^{(B)}, \quad (2.16)$$

где N – количество призм, аппроксимирующих тепловой источник; A_{ij} – тепловое влияние j -й призмы с единичной аномальной температурой на i -ю термометрическую станцию с координатами x_i, z_i ; $T(X_i, Z_i)$ – наблюдаемое геотемпературное поле в i -й станции; $T_{aj}^{(H)}, T_{aj}^{(B)}$ – нижнее и верхнее предельные значения аномальной температуры призмы, формализующие априорные сведения количественного характера об аномальной температуре источника.

Число неизвестных N . Принимается, что $M > N$.

Элементы A_{ij} определяются выражением [57, 75]

$$A_{ij} = \frac{1}{4} \left[\Phi((X_i - x_{1j}) / 2\sqrt{H \cdot \Gamma_j}) - \Phi((X_i - x_{2j}) / 2\sqrt{K \cdot \Gamma_j}) \right] \left[\Phi((Z_i - h_{2j}) / 2\sqrt{K \cdot \Gamma_j}) - \Phi((Z_i - h_{1j}) / 2\sqrt{K \cdot \Gamma_j}) + \Phi((Z_i - h_{1j}) / 2\sqrt{K \cdot \Gamma_j}) - \Phi((Z_i - h_{2j}) / 2\sqrt{K \cdot \Gamma_j}) \right], \quad (2.17)$$

где Φ – интеграл вероятности.

Алгоритм решения. Систему линейных уравнений (2.15) можно записать в операторном виде:

$$A_x = T, \quad (2.18)$$

$$x^{(H)} \leq x \leq x^{(B)}. \quad (2.19)$$

Далее задача сводится к задаче квадратичного программирования:

$$f(x) = \|A_x - T\|^2 + \alpha \|x - x_0\|^2 = \min \quad (2.20)$$

на множестве точек (2.19), где x и x_0 – искомое и априорное значения неизвестных; $x^{(H)}$ и $x^{(B)}$ – нижнее и верхнее допустимые значения неизвестных; A – линейный оператор, характеризующий геометрическую структуру источника; T – наблюдаемые величины поля; α – параметр регуляризации.

Для решения задачи (2.19) – (2.20) применяется метод сопряженных градиентов в обобщении В.И. Старостенко [108].

Алгоритм задачи реализуется с помощью внешнего и внутреннего циклов.

Внешний цикл. Минимизация функционала (2.20) на множество точек (2.19) производится на последовательности (α_p) , сходящейся к нулю. В качестве элементов такой последовательности используются члены геометрической прогрессии

$$\alpha_{p+1} = \mu \cdot \alpha_p \quad p = 0, 1, 2, \dots \text{ и } \mu = 0, 1. \quad (2.21)$$

Первоначальное значение α_p задается. Для каждого последующего $\alpha = \alpha_{p+1}$ в качестве начального приближения для минимизации функционала принимается элемент x^{ap} .

Внутренний цикл. Определяется $x = x^{ap}$ из условия

$$f(x) = \|A_x - T\|^2 + \alpha_p \|x - x_0\|^2 = \min \quad (2.22)$$

на множестве точек (2.19).

Замечание 1. Наложение ограничений выполняется формированием множества индексов из номеров неравенств и проверкой на каждой итерации принадлежности всех компонент предельным ограничениям. Учитывается не только переход некоторых неравенств в равенства, но и тенденция нарушить неравенства.

Замечание 2. Выход из итерационного процесса на внутреннем цикле может осуществляться, причем независимо, по следующим критериям:

- 1) по минимуму функционала, т. е. если $f(x_k) \leq f(x_{k+1})$, то x_k – решение задачи;
- 2) по достижению заданной величины ε , характеризующей градиент функционала $f(x)$;
- 3) по достижению $\beta(\alpha) = \|Ax^\alpha - T\|^2 \leq \delta^2 * M$, где δ – заданная среднеквадратическая ошибка наблюдений $T_i, i = 1, M$;
- 4) по достижению разности между $\beta(\alpha)$ на двух смежных итерациях, равной или меньше $(\Delta\delta)^2 * M$, где $\Delta\delta$ – заданная величина;
- 5) по заданному числу итераций внутреннего цикла.

В нашей работе наиболее широкое применение получили критерий 3 – критерий «невязки» и критерий 4 – «автоматический останов» ($\Delta\delta = 0,1$ °C).

В результате выполнения внутреннего и внешнего циклов строится последовательность $\{x_{\alpha p}\}$, где $p = 0, 1, 2, \dots$. Выбор оптимального параметра $\alpha = \alpha_p = \alpha_{opt}$ производится с помощью квазиоптимального критерия Тихонова – Гласко:

$$\delta(\alpha_{k0}, \beta(\alpha)) = \min_p \max_j |x_j^{\alpha_{p+1}} - x_j^{\alpha_p}|. \quad (2.23)$$

Элемент x_{k0} , соответствующий параметру α_{k0} , является квазиоптимальным приближением к точке минимума функционала (2.20) и в соответствии с критерием (2.23) выбирается в качестве решения.

Результаты решения модельных задач. Вычислительные эксперименты на модельных задачах преследуют следующие цели. Во-первых, необходимо убедиться, что алгоритм квадратичного программирования обеспечивает получение регуляризованных решений. Во-вторых, необходимо изучить свойства этих решений и выработать рекомендации по применению алгоритма.

Вычисления выполняются на модельных примерах при достаточно узких ограничениях на искомые параметры (± 200 °C), отвечающих если не априорной геологической информации, то, по крайней мере, физическим предпосылкам.

Задачи решаются по точному полю, а также по полю с помехой ± 4 °C и ± 8 °C, близкому к условиям натуральных наблюдений. Расчетный профиль отнесен на $Z = 3$ км от источника. Помехи имеют нулевое математическое ожидание и нормальный закон распределения.

Начальный параметр регуляризации принимается равным 1000, 10 и нулю, т. е. решение без регуляризации, по А.Н. Тихонову. «Останов» выполнен по критерию «невязки», а также применяется «автоматический останов».

Эффективность алгоритма иллюстрируется на примерах трех задач, отличающихся числом и структурой искомых параметров (рис. 2.7). Общими для всех задач являются область размещения возмущающего объекта, температуропроводность среды – 10^{-5} м²/с, время внедрения объекта – 10^4 лет.

Решение задачи на однослойной модели. Тепловой источник аппроксимирован пятью элементарными призмами (см. рис. 2.7, Б), аномальные температуры которых требуется определить. Погрешность начального приближения аномальных температур составляет – 100 °C. Во всех случаях задача решается при 31 геотемпературном наблюдении с равномерным шагом по профилю 1000 м (см. рис. 2.7, А). Результаты расчетов приведены в табл. 2.1.

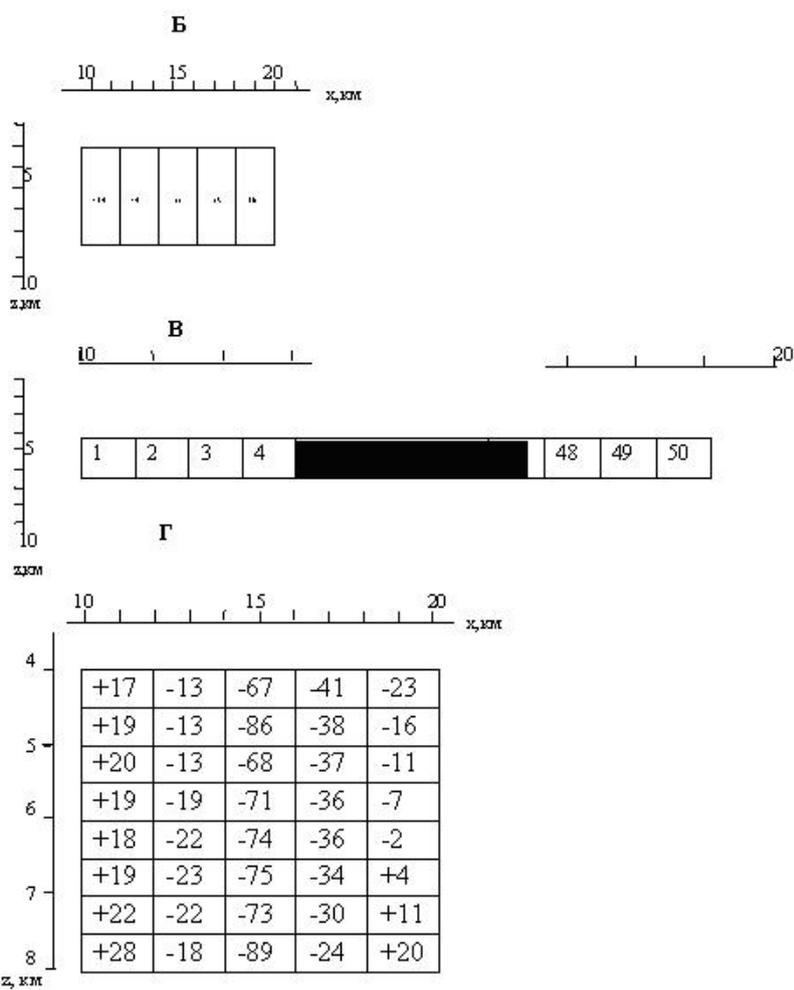
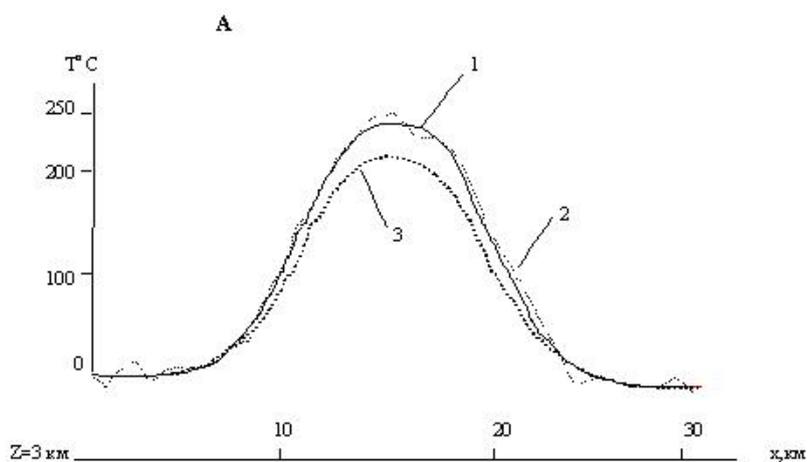


Рис. 2.7. Модельные решения обратной задачи геотермии локальных источников
 А – поле однослойного источника: исходное без помехи (1), с помехой ± 8 °С (2), при начальном приближении аномальной температуры (3); Б – однослойный источник, аппроксимированный пятью призмами: для каждой призмы указана ошибка расчета (по полю с помехой ± 8 °С) аномальной температуры, °С; В – однослойный источник, аппроксимированный 50 призмами, указаны номера призм; Г – восьмислойный источник, аппроксимированный 40 призмами: условные те же, что и на Б

Таблица 2.1

К решению обратной задачи геотермии локальных источников на моделях

Характеристики алгоритма	Характеристики решения	Однослойная модель (5 аппроксимирующих призм)		Однослойная модель (50 аппроксимирующих призм)		Восьмислойная модель (40 аппроксимирующих призм)	
		Решение по полю с помехой, °С		Решение по полю с помехой, °С		Решение по полю с помехой, °С	
		±4,09	±8,17	±4,12	±8,27	±3,91	±8,82
1	2	3	4	5	6	7	8
$\alpha = 1000$, останов по критерию «невязки»	Средняя квадратичная погрешность восстановления аномальной температуры, °С	15	19	6	10	28	38
	Полученная «невязка» по полю, °С	3,88	7,94	4,11	8,23	3,55	7,73
	Число итераций	32	26	31	30	29	24
$\alpha = 10$, по критерию «невязки»	Погрешность, °С	15	19	6	10	28	38
	«Невязка», °С	3,88	7,94	4,11	8,23	3,55	7,63
	Число итераций	24	18	23	22	22	16
$\alpha = 0$, по критерию «невязки»	Погрешность, °С	18	19	6	11	28	31
	«Невязка», °С	3,93	7,96	4,11	8,23	3,82	7,25
	Число итераций	3	2	4	3	2	2
$\alpha = 0$, «автоматический останов»	Погрешность, °С	16	37	7	11	30	45
	«Невязка», °С	3,93	7,72	4,12	8,23	3,52	7,04
	Число итераций	3	4	3	3	3	4

Решение задачи на однослойной сложной модели. Тепловой источник аппроксимирован 50 элементарными призмами (см. рис. 2.7, В), аномальные температуры которых требуется определить. Погрешность начального приближения аномальных температур составляет – 100 °С. Таким образом, решается задача в 50 неизвестных при 151 геотемпературном наблюдении с шагом по профилю 200 м. Результаты расчетов приведены в табл. 2.1.

Решение задачи на пятислойной модели. Тепловой источник аппроксимирован 40 элементарными призмами (см. рис. 2.7, Г), аномальные температуры которых требуется определить. «Ответ» задачи сконструирован таким образом (в аномальном отношении), что верхние слои источника более «горячие», бока более «холодные». Погрешность начального приближения аномальных температур составляет +102 °С. Решается задача в 40 неизвестных при 61 геотемпературном наблюдении с шагом по профилю 500 м. Результаты расчетов приведены в табл. 2.1.

Выводы. Результаты испытаний алгоритма квадратичного программирования позволяют сделать следующие выводы:

- 1) во всех приведенных случаях удается получить устойчивое решения. С уменьшением интенсивности помехи в поле решения закономерно стремятся к точному, т. е. выполняется основной принцип регуляризации;
- 2) алгоритм обладает очень сильным свойством «авторегуляризации». Применение регуляризации по А.Н. Тихонову практически не влияет на решения. Применение параметра регуляризации приводит к существенному увеличению числа итераций за счет сильного «демпфирования» решения в окрестностях начального приближения, а следовательно к увеличению времени счета;

- 3) погрешность восстановления аномальной температуры аппроксимирующих призм в пределах теплового источника распределяется в значительной мере случайно, увеличивается по абсолютной величине при усложнении структуры источника, оставаясь практически приемлемой;
- 4) во всех случаях при $\alpha = 0$ обеспечивается «автоматический останов» алгоритма, достаточно точно соответствующий критерию «невязки». Это важно, так как для теплового поля затруднена оценка ошибки наблюдений.

Замечание 1. По точному полю для всех моделей получены очень точные решения и они не приводятся.

Замечание 2. Для всех случаев выполнялись вычисления и при очень широких ограничениях на искомые параметры (± 700 °С). Это приводило к практически аналогичным результатам, и они не приводятся. Однако, когда во второй модели задавали «останов» по критерию «невязки» и при этом δ присваивалось значение меньше фактической ошибки наблюдения, то при ограничениях (± 700 °С) решение «разрушалось».

Замечание 3. Установлено, что «автоматический останов» при $\alpha \neq 0$ «работает» ненадежно, «останов» может произойти значительно раньше достижения «невязки», соответствующей фактической ошибке наблюдений.

Замечание 4. Установлено, что квазиоптимальный критерий (2.23) «работает» ненадежно. Может быть выбрано решение, соответствующее «невязке», значительно большей фактической ошибки наблюдений.

3. ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ МАКСИМУМА ПАЛЕОТЕМПЕРАТУР

3.1. Параметры осадочного разреза

В данном разделе излагаются материалы исследований влияния изменяющихся во времени параметров седиментации, литофизических характеристик осадков и плотности теплового потока из основания на результаты палеотемпературного моделирования осадочных разрезов. Изменяемые при исследованиях параметры перекрывают самый широкий диапазон реальных природных ситуаций Дальневосточного региона. Целевыми параметрами исследований являются максимум палеотемператур и время его проявления для одного из нефтегазоперспективных стратиграфических уровней – для палеогеновых отложений Лунской впадины Сахалина (рис. 3.1).

Исследования проводились для слоя палеогеновых отложений в литостратиграфической колонке, вмещающей Полярнинскую скважину 1 (1-П). Параметры разреза (рис. 3.2) определяются следующими значениями:

№ слоя от основания	Мощность, м	Теплопроводность, Вт/м/град	Температуропроводность, м ² /с	Плотность радиоактивного тепловыделения, Вт/м ³	Время осадконакопления (денудации), млн лет	Стратиграфический индекс
1	2250	2,15	9,5e – 7	1,2e – 6	130	'Mz'
1	-1450	0	0	0	21	'-Mz'
2	380	1,67	9,5e – 7	1,25e – 6	24	'Pg'
3	1380	1,63	8e – 7	1,2e – 6	9	'br'
4	1450	1,44	8e – 7	1,15e – 6	1,5	'dg'
4	-550	0	0	0	1,5	'-dg'
5	360	1,28	6,6e – 7	1,1e – 6	2	'ok'
6	400	1,15	7e – 7	1,1e – 6	8	'nt'
6	-340	0	0	0	3	'-nt'

Первый слой, слой мезозойских отложений (M_z), нарастал 130 млн лет до мощности 2250 м, а затем за 21 млн лет произошел его размыв на 1450 м (осталось 800 м). Теплопроводность мезозойских отложений задана 2,15 Вт/(м·град), температуропроводность $-9,5 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников $1,2 \cdot 10^{-6}$ Вт/м³. Второй слой, слой палеогеновых отложений (Pg₂₋₃), нарастал 24 млн лет до мощности 380 м. Теплопроводность палеогеновых отложений задана 1,67 Вт/(м·град), температуропроводность $-9,5 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников $1,25 \cdot 10^{-6}$ Вт/м³.

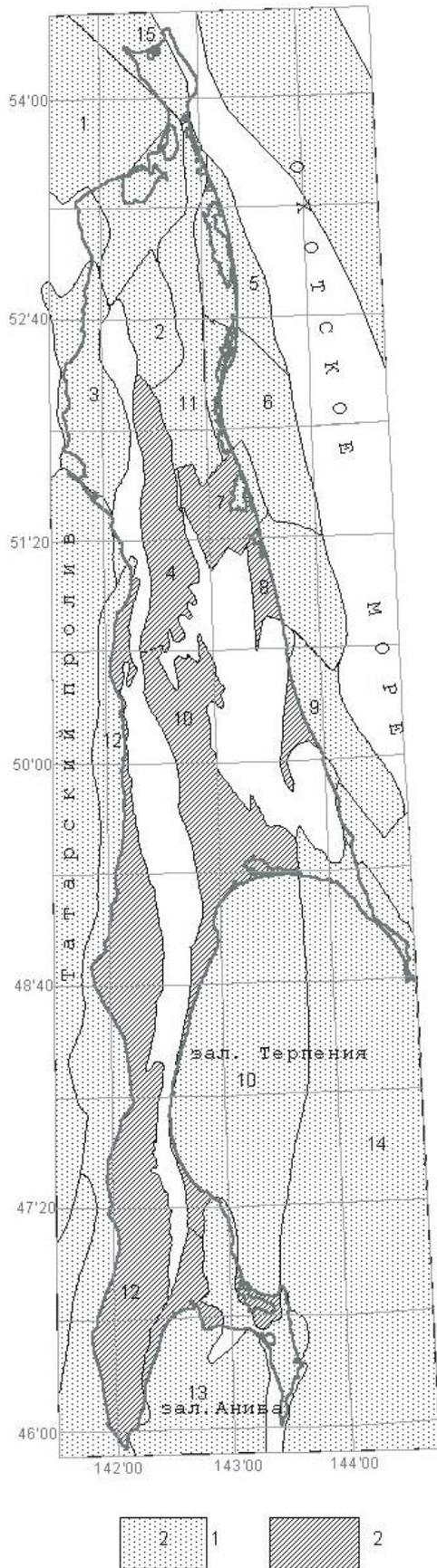


Рис. 3.1. Обзорная карта размещения осадочных бассейнов Сахалина (элементы тектонического районирования по В.М. Радюшу, 1988).

- 1, 2 – границы, площади и номера осадочных бассейнов: 1 – Байкальский (Байкальская впадина); 2 – Валский (Валская впадина); 3 – Погибинский (Погибинский прогиб); 4 – Ныско-Тымский (Нышская и Тымская впадины); 5 – Пильтунский (Пильтунская впадина); 6 – Чайвинский (Чайвинская впадина); 7 – Набильский (Набильская впадина); 8 – Лунский (Лунская впадина); 9 – Пограничный (Пограничная впадина); 10 – Макаровский (Макаровский прогиб); 11 – Дагинский (Дагинское поднятие); 12 – Западно-Сахалинский (Александровский прогиб, Бошняковское поднятие, Ламанонский прогиб, Красногорское поднятие, Чеховский прогиб, Холмское поднятие, Крильонское поднятие); 13 – Анивский (Анивский прогиб), 14 – залив Терпения (прогиб залива Терпения); 15 – Шмидтовский (Шмидтовское поднятие)

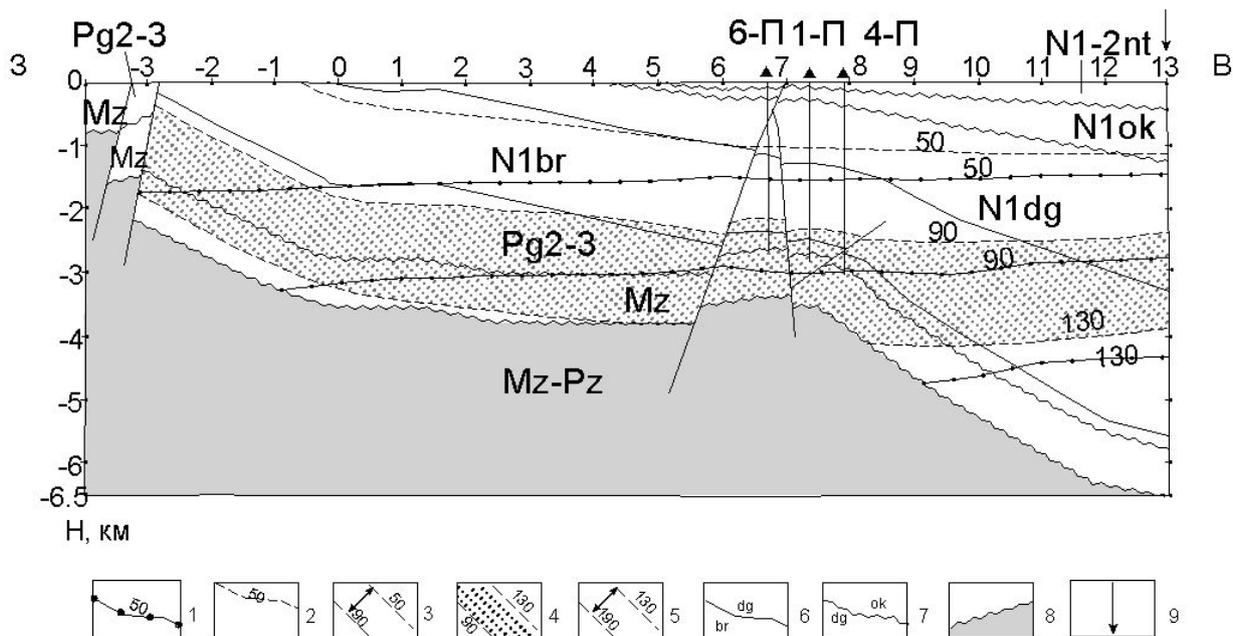


Рис. 3.2. Геотемпературный разрез вдоль профиля 11 Лунской впадины Сахалина.
 1 – изотермы современных температур, °С; 2 – изотермы максимальных палеотемператур, °С;
 3 – зона газа первой генерации; 4 – главная зона нефтеобразования; 5 – зона газа второй генерации
 и конденсата; 6 – геологические границы; 7 – эрозионный срез; 8 – мезозойско-палеозойское
 основание Лунской впадины; 9 – берег Охотского моря

Третий слой, слой борских отложений (N1br), нарастал 9 млн лет до мощности 1380 м. Теплопроводность борских отложений задана 1,63 Вт/(м·град), температуропроводность – $8 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников $1,2 \cdot 10^{-6}$ Вт/м³. Четвертый слой, слой дагинских отложений (N1dg), нарастал 1,5 млн лет до мощности 1450 м, затем за 1,5 млн лет 550 м его смыло (осталось 900 м). Теплопроводность дагинских отложений задана 1,44 Вт/(м·град), температуропроводность – $8 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников $1,15 \cdot 10^{-6}$ Вт/м³. Пятый слой, слой окобыкайских отложений (N1ok), нарастал 2 млн лет до мощности 360 м. Теплопроводность окобыкайских отложений задана 1,28 Вт/(м·град), температуропроводность – $6,6 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников $1,1 \cdot 10^{-6}$ Вт/м³. Шестой слой, слой нутовских отложений (N1-2nt), нарастал 8 млн лет до мощности 400 м, затем за 3 млн лет 340 м его смыло (осталось 60 м). Теплопроводность нутовских отложений задана 1,15 Вт/(м·град), температуропроводность – $7 \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотность тепловыделения радиоактивных источников $1,1 \cdot 10^{-6}$ Вт/м³. Тепловой поток из основания задан 0,045366 Вт/м².

При заданных параметрах максимум температуры в середине слоя палеогеновых отложений равен 107° и достигается он около 2,86 млн лет назад. Во всех проведенных исследованиях значения неизменяемых параметров разреза брались равными вышеуказанным параметрам. Результаты исследований представлены в виде графиков, рис. 3.3–3.15.

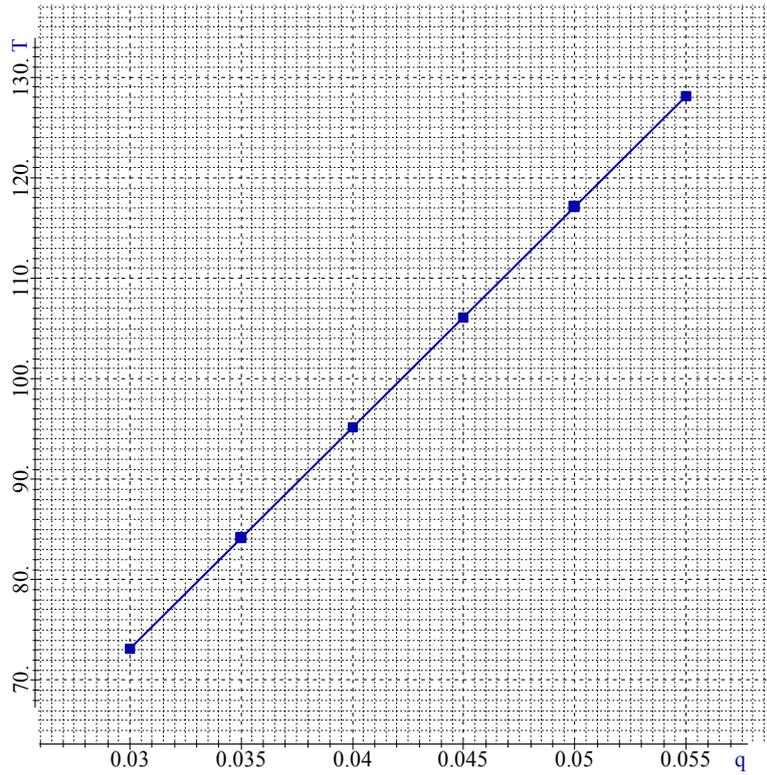


Рис. 3.3. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от величины потока из основания (достигается максимум 2,86 млн лет назад)

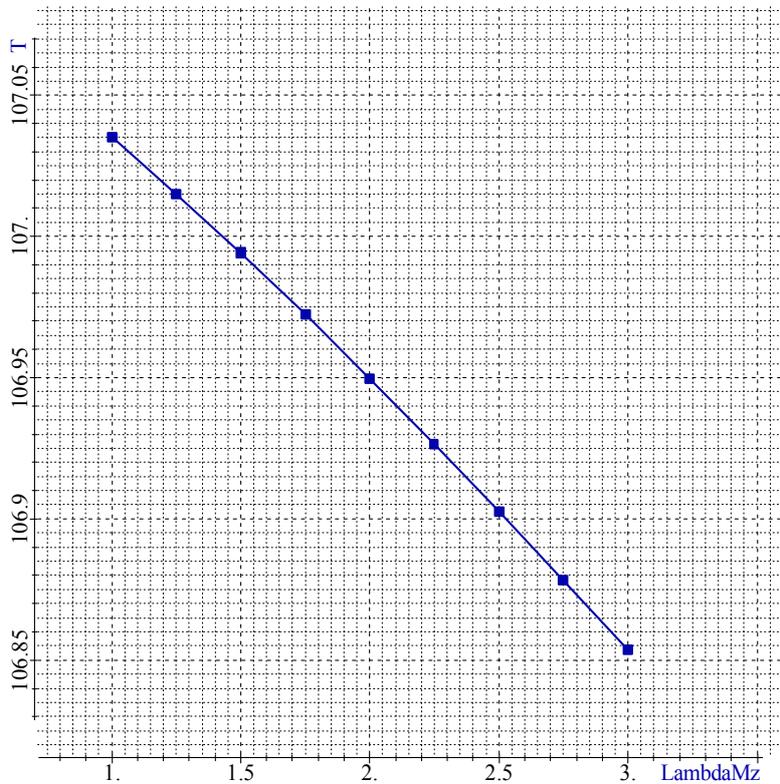


Рис. 3.4. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от теплопроводности мезозойских отложений (достигается максимум 2,86 млн лет назад)

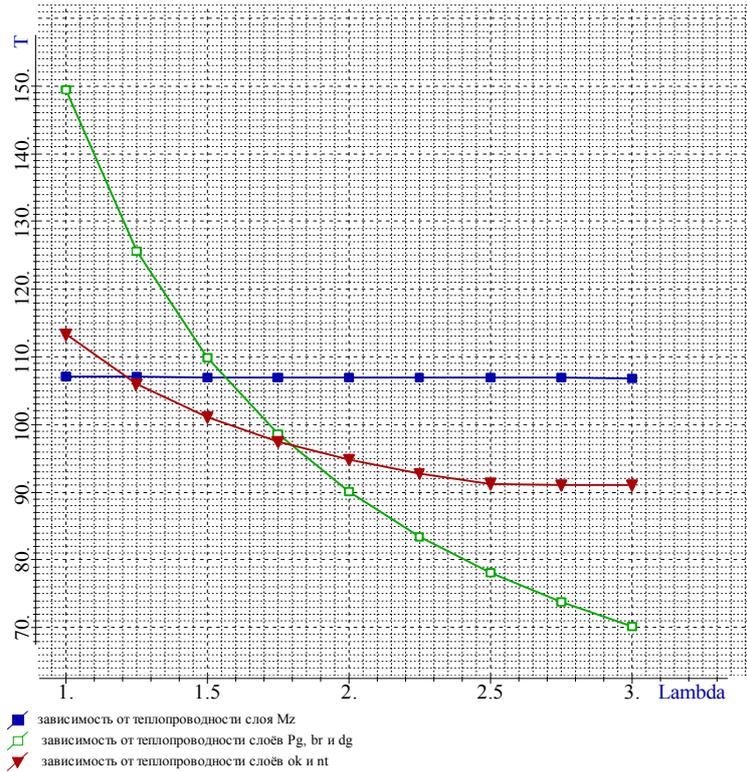


Рис. 3.5. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от теплопроводности слоёв (при изменении теплопроводности Mz, Pg, br и dg слоёв максимум достигается около 2,86 млн лет назад, для ok и nt – см. рис 3.7)

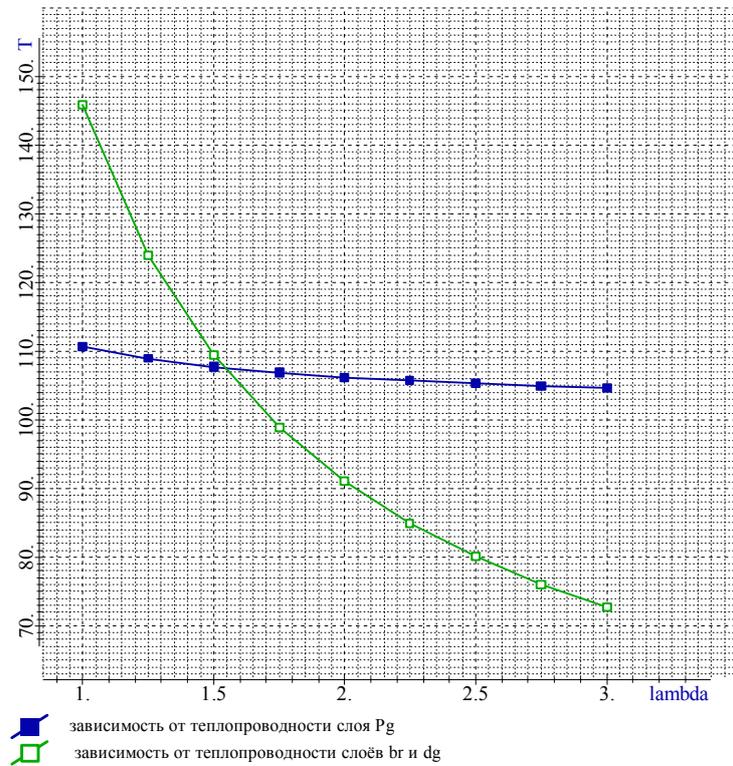


Рис. 3.6. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от теплопроводности слоёв (максимум достигается около 2,86 млн лет назад)

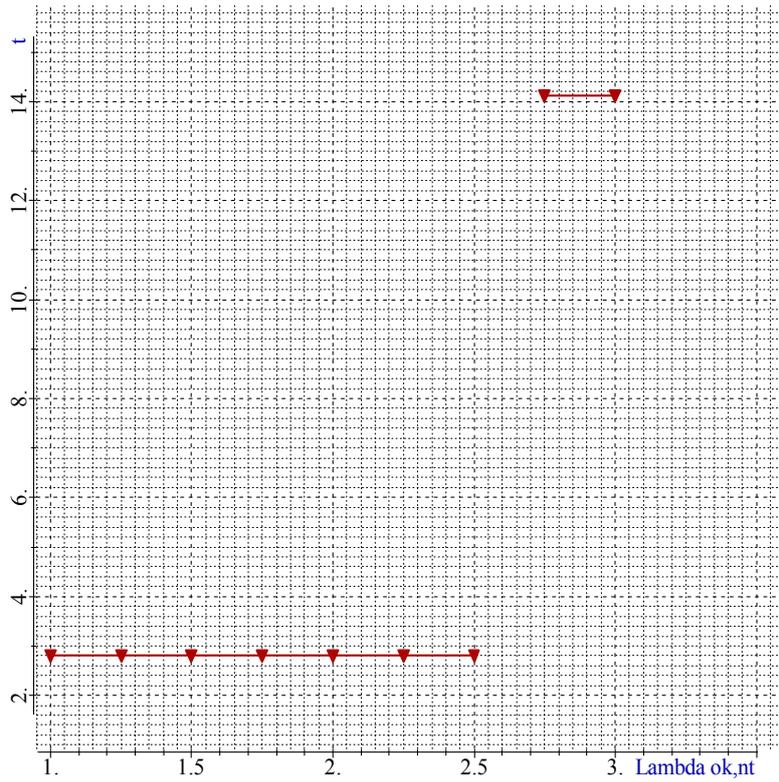


Рис. 3.7. Зависимость времени проявления максимума температуры в центре слоя палеогеновых отложений от теплопроводности окобыкайского и нутовского слоёв

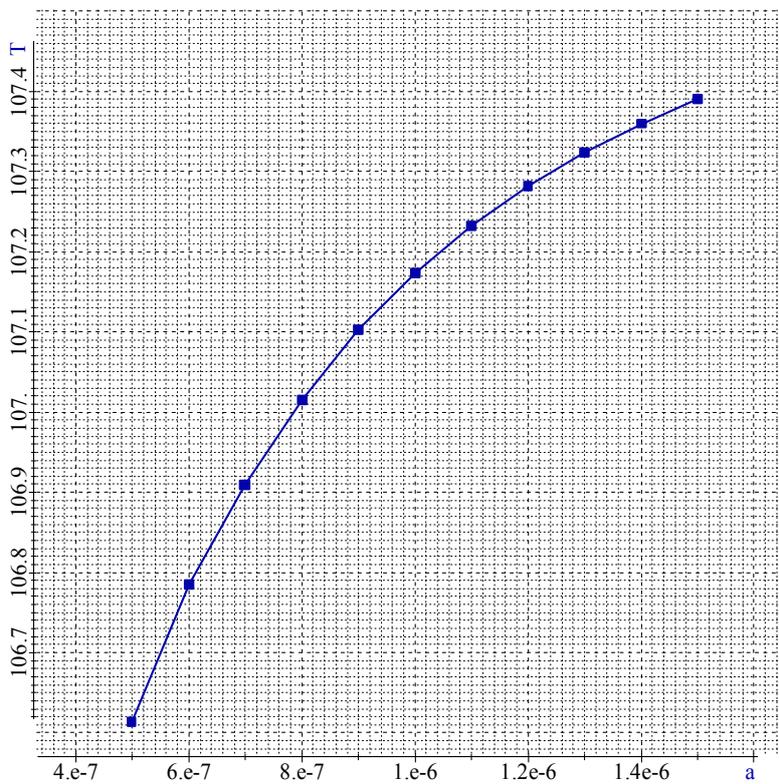


Рис. 3.8. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от температуропроводности слоёв (температуропроводность всех слоёв одинакова)

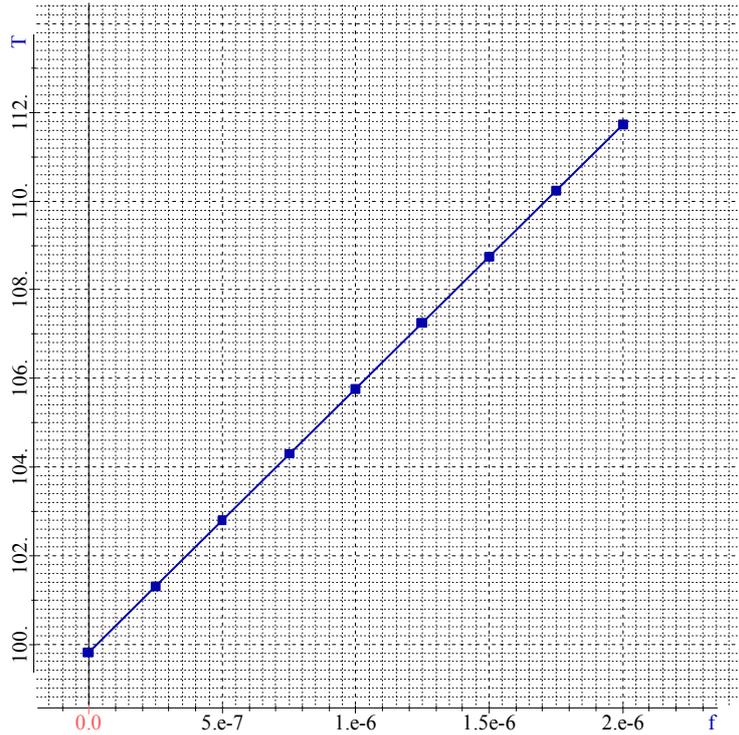


Рис. 3.9. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от плотности тепловыделения радиоактивных источников в слоях (плотности радиоактивных источников во всех слоях одинаковы).
Максимум достигается около 2,86 млн лет назад

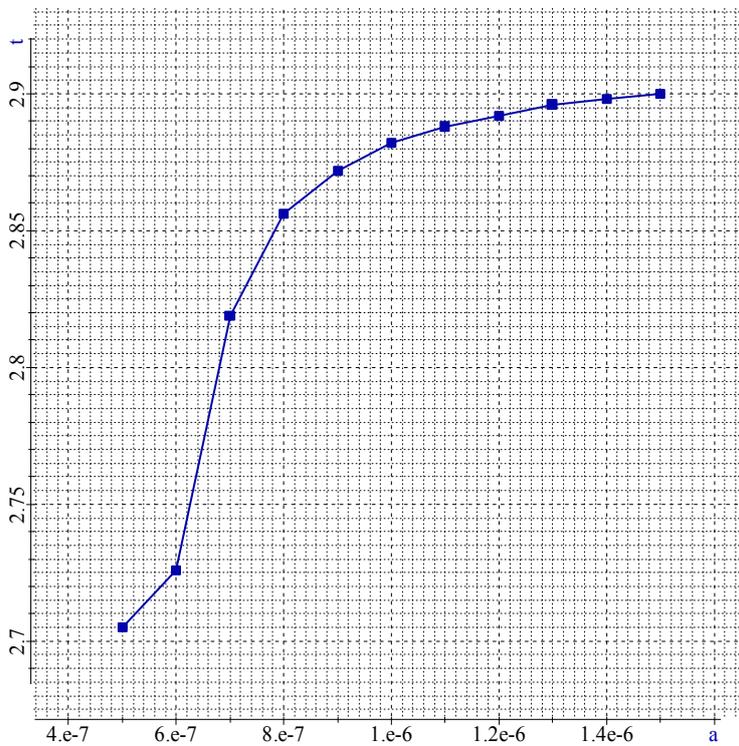


Рис. 3.10. Зависимость времени проявления максимума температуры в центре слоя палеогеновых отложений от температуропроводности слоёв (температуропроводность всех слоёв одинакова)

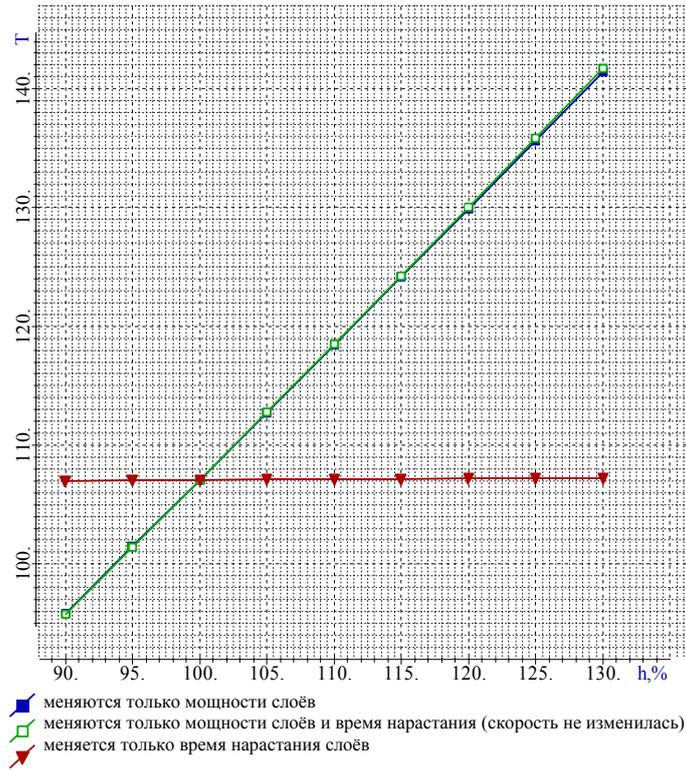


Рис. 3.11. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от мощности и времени нарастания слоёв (мощность и время заданы в процентах по отношению к исходному разрезу)

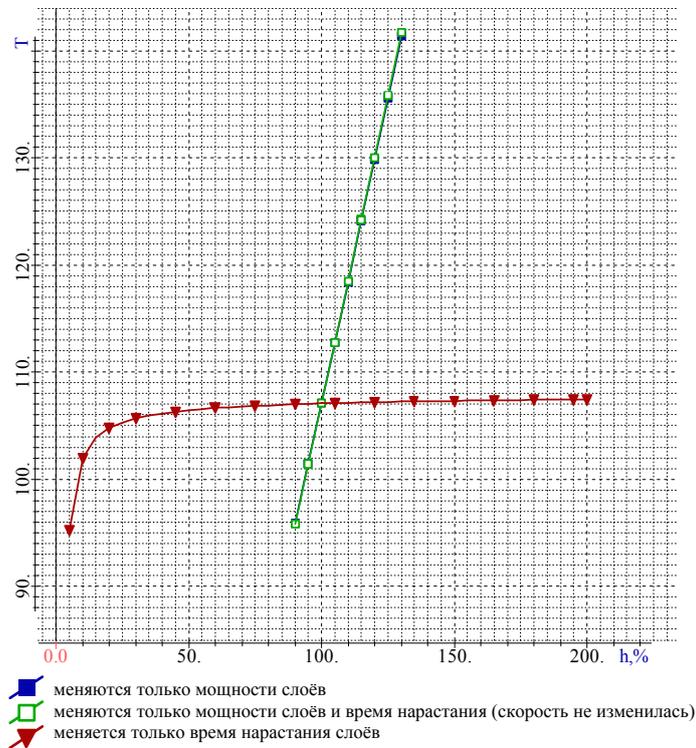


Рис. 3.12. Зависимость величины максимальной температуры в центре слоя палеогеновых отложений от мощности и времени нарастания слоёв (мощность и время заданы в процентах по отношению к исходному разрезу)

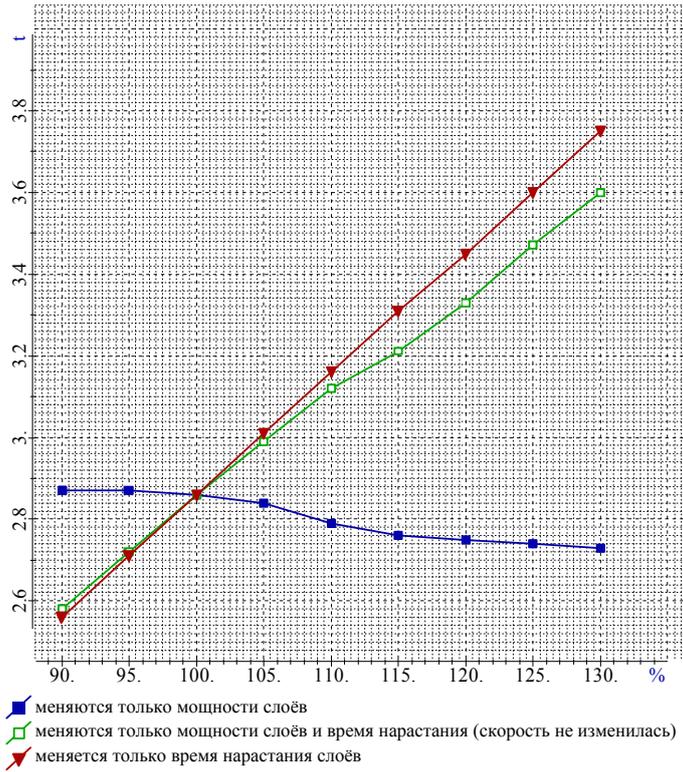


Рис. 3.13. Зависимость времени проявления максимума температуры в центре слоя палеогеновых отложений от мощности и времени нарастания слоёв (мощность и время заданы в процентах по отношению к исходному разрезу)

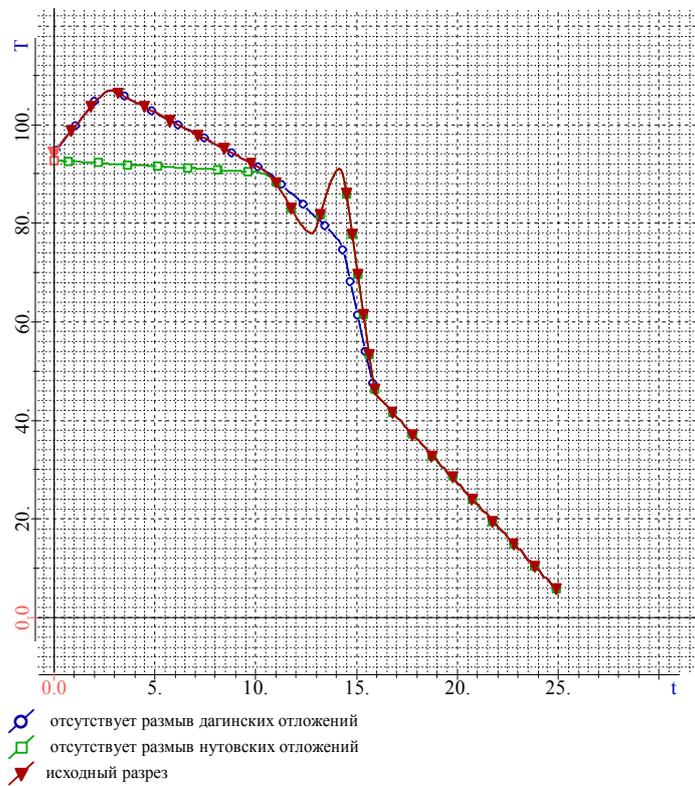


Рис. 3.14. Зависимость температуры в центре слоя палеогеновых отложений от времени (время в млн лет назад, т. е. 0 – настоящее время)

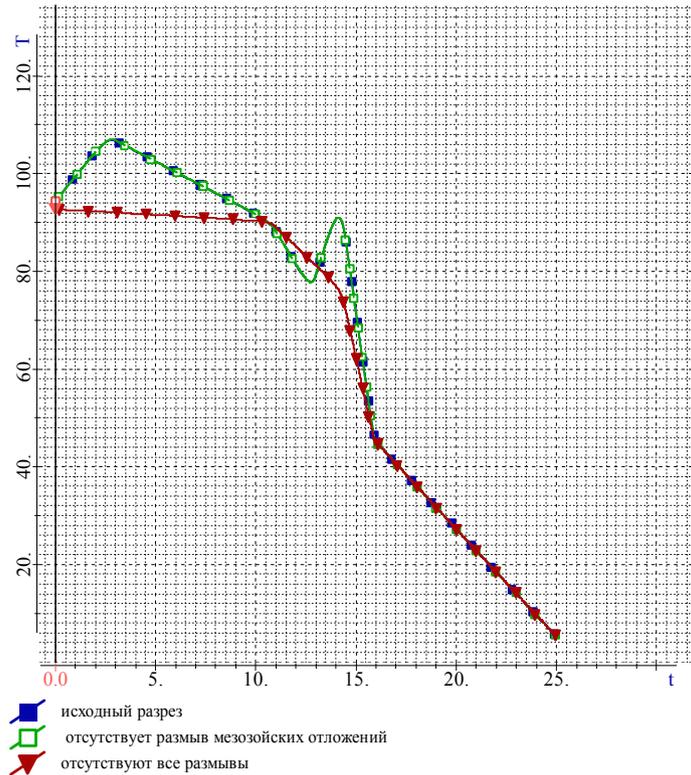


Рис. 3.15. Зависимость температуры в центре слоя палеогенных отложений от времени (время в млн лет назад, т. е. 0 – настоящее время).

Исследование влияния размывов. При отсутствии размыва слоя палеогеновых отложений максимум температуры достигается около 2,86 млн лет назад, его значение около 107° (т. е. совпадают с исходными). При отсутствии размыва слоя дагинских отложений максимум температуры достигается около 2,86 млн лет назад, его значение около 107° (т. е. тоже совпадают с исходными). При отсутствии же размыва нутовского слоя максимальная температура наблюдается в настоящее время, её значение около 93° . Аналогичные результаты получены при отсутствии всех размывов: максимальная температура наблюдается в настоящее время, её значение около 93° . Для иллюстрации этих исследований на рис. 3.14 и 3.15 приведены графики зависимости температуры в центре слоя палеогеновых отложений от времени.

Таким образом, мы исследовали зависимость величины максимума палеотемпературы палеогеновых отложений Лунской впадины Сахалина и времени его проявления: от величины плотности теплового потока из основания; от значений теплопроводности, температуропроводности и тепловой мощности радиоактивных источников в осадочном чехле; от мощностей, времени и скорости осадконакопления стратиграфических подразделений, а также от темпа и величины их денудации.

Существенными факторами, влияющими на величину максимума палеотемпературы, являются:

- 1) величина плотности теплового потока из основания (прямая линейная зависимость);
- 2) теплопроводность дагинских и борских отложений, непосредственно перекрывающих палеогеновые осадки (чем больше теплопроводность, тем меньше максимум);
- 3) плотность радиоактивных источников (их вклад составляет порядка 10 %, прямая линейная зависимость);
- 4) мощность осадочного чехла (прямая линейная зависимость);

- 5) скорость осадконакопления, при ее величинах в 5–10 раз превышающих «нормальную» (зависимость обратная нелинейная);
- 6) наличие размывов перекрывающих отложений, которые приводят к локальному по времени охлаждению осадочного чехла.

Существенными факторами, влияющими на время проявления максимума палеотемпературы, являются:

- 1) теплопроводность перекрывающих отложений (чем больше величина теплопроводности, тем «древнее» палеотемпературный максимум);
- 2) наличие размывов перекрывающих отложений (размывы могут обуславливать абсолютный и несколько относительных максимумов палеотемпературы в геологическом прошлом);
- 3) увеличение скоростей осадконакопления, которые «омолаживают» максимум палеотемпературы.

3.2. Магматические тела

Для оценки теплового влияния локальных источников на нефтегазогенерацию проведено изучение нестационарных температурных эффектов интрузивного тела основного и ультраосновного состава. Эта интрузия выявлена плотностным моделированием осадочного чехла вдоль опорного профиля Долиновской площади (рис. 3.16, А), в восточной части профиля, в палеогеновых отложениях в интервале глубин 2–5 км. Так как исследования вдоль профиля преследовали цель оценки перспектив нефтегазоносности, то необходимо было оценить геотемпературный режим осадочного разреза в процессе седиментации, в том числе и температурное влияние интрузивного тела – локального источника.

Принимая за известное местоположение интрузивного тела, необходимо рассчитать (путем решения прямых задач) температурные разрезы, порождаемые этим источником. До этого необходимо оценить аномальную температуру тела – T_a .

В качестве начальных условий принимаем мгновенное внедрение на уровни глубин 2–5 км магмы, находящейся при температуре плавления тугоплавкой фазы $T_{nl} = 1200$ °С [12]. Во вмещающих породах принимается некоторое начальное нормальное распределение температуры – T_n . Тогда $T_a = 1200^\circ - T_n$. T_n , в свою очередь, складывается из температур, создаваемых радиогенными источниками тепла земной коры и стационарной составляющей теплового потока верхней мантии – T_ϕ , а также региональной нестационарной составляющей – T_p , обусловленной магматическими объектами (астенолитом [78]) в основании земной коры. Таким образом, $T_n = T_\phi + T_p$.

На первом этапе построено распределение T_ϕ в литосфере юга Камчатки (см. рис. 3.16, Б). Здесь основой послужили разрезы ГСЗ, оценки удельной теплогенерации пород различных слоев земной коры, теплопроводность кернового материала из осадочного чехла Мутновского месторождения парогидротерм, оценки теплопроводности по скоростям ГСЗ [28], приближенное решение одномерного уравнения теплопроводности [103]. В итоге, на глубине 2–5 км T_ϕ составляет порядка 50–100 °С.

На фоне T_ϕ смоделированы долгоживущие магматические очаги в нижней коре и верхней мантии (см. рис. 3.16, В). Основой для построения априорной модели источника послужили данные ГСЗ, сейсмологии и гравиметрии [71]. Интерпретировалась региональная аномалия теплового потока. Температура внедрения принималась равной 1300 °С [123]. Отсюда для расчетов избыточная температура – 800 °С. Продолжительность действия источника после начала последней активизации оценена в 10 млн лет. Тепловой эффект непрерывно действующего источника был смоделирован суммой эффектов от нескольких внедрений расплава в магматический очаг. Аномаль-

ная температура каждого последующего внедрения оценивалась с учетом T_{ϕ} и суммы остаточных температур всех предшествующих внедрений. Уточнение геометрии и положения магматического очага осуществлено в рамках модели (2.15)–(2.16) решением серии задач (2.17), (2.19)–(2.20). Результат интерпретации (см. рис. 3.16, В) близок к результатам, полученным И.К. Туезовым и В.Д. Епанешниковым [121, 122] и Ф.А. Яновским с соавторами [132]. В итоге, расчет прямой задачи от смоделированного, периодически включаемого источника дает на глубине 2–5 км $T_p \approx 60 - 100$ °С.

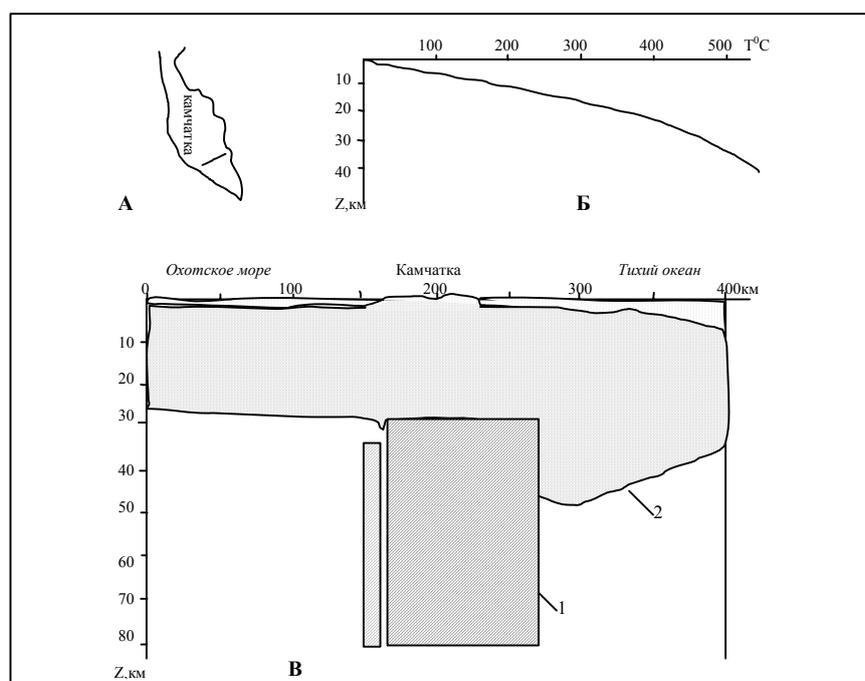


Рис. 3.16. Региональная тепловая модель юга Камчатки.

А – местоположение опорного профиля Долиновской площади; Б – начальное нормальное распределение температур; В – результаты интерпретации региональной тепловой аномалии: аномалеобразующий объект (1), граница Мохо (2)

Таким образом, получаем верхнюю предельную оценку начального нормального распределения температур во вмещающих породах $T_n = 200$ °С и нижнюю предельную оценку аномальной температуры интрузивного тела $T_a = 1000$ °С.

На рис. 3.17, А показано положение интрузивного тела в разрезе опорного профиля Долиновской площади. Известно, что в течение миоцена палеогеновая толща размывалась. Величина размыва может составить до 2,2–2,5 км.

Полагаем, что на фоне активизировавшегося в верхнем миоцене описанного астенолита в палеогеновые осадки внедрилось интрузивное тело.

Рассматриваем два варианта внедрения и рассчитываем два варианта температурных разрезов: внедрение произошло в конце миоцена, так что неогеновые осадки накапливались поверх остывающей интрузии – вариант 1 (см. рис. 3.17, Б); внедрение произошло в более позднее время, когда осадочный слой в значительной мере сформировался – вариант 2 (см. рис. 3.17, В). Вариант внедрения в конце палеогена здесь не рассматривается, так как в этом случае температурный эффект вообще практически не достигнет неогеновых осадков из-за миоценового размыва.

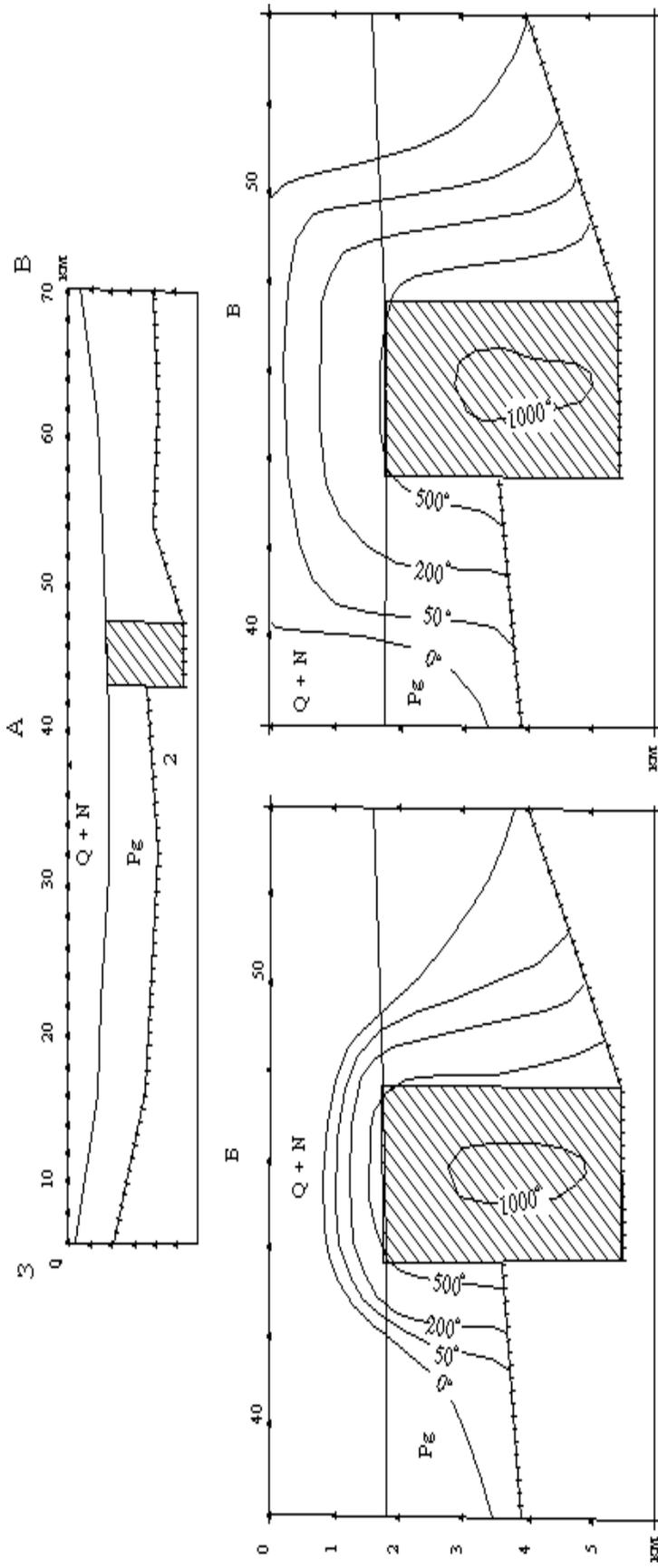


Рис. 3.17. Тепловая модель интрузии основного состава в осадочном разрезе Восточно-Камчатского прогиба.

А – положение интрузивного тела в разрезе профиля: интрузия (1), складчатое основание (2);
 Б – максимальный прогрев осадков, если накопление неогенной толщи происходило поверх остывающей интрузии;

В – максимальный прогрев осадков, если внедрение интрузии произошло под толщу неогенных осадков

Из рисунков, отражающих максимальный прогрев вмещающих и перекрывающих осадков, видно тепловое влияние интрузии. Если накопление неогеновых осадков происходило поверх остывающей интрузии, то тепловой эффект в неогеновой толще может распространиться по вертикали не более чем на 500–700 м, в течение 250–500 тыс. лет после внедрения. В современном разрезе эти тепловые эффекты должны отсутствовать. Если внедрение произошло под толщу неогеновых осадков, то тепловой эффект распространится до дневной поверхности. В современном разрезе он будет незначителен. Боковое влияние интрузии в обоих вариантах не превышает 1,5–2,0 км.

Приведенные варианты температурных распределений характеризуют *минимальный и максимальный возможные эффекты от рассматриваемого интрузивного тела*. Вероятно, на расстоянии 1–2 км от интрузии (внутри контура изолинии 200 °С) возможные скопления УВ будут разрушены. *Конструктивное тепловое влияние интрузивного тела на положение палеозон нефтегазообразования (за пределами контура изолинии 200 °С) оценивается расстоянием в 1,5–2,0 км.*

4. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ ПРИШЕЛЬФОВОЙ ЧАСТИ И ВНУТРИОСТРОВНЫХ ПРОГИБОВ САХАЛИНА

4.1. Набильская впадина

Ниже приводятся результаты геоплотностного моделирования, палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования в Набильском НГБ, расположенном в северо-восточной, прибрежной части о. Сахалин (рис. 3.1).

Экспоненциальные «нормальные» модели миоцен-олигоценых отложений, вскрытых скважинами нефтепоискового бурения на Маячной и Междуреченских площадях, приведены в табл. 4.1. Здесь коэффициенты B_1 , B_2 , B_3 имеют геологический смысл, а именно: B_1 соответствует значению минералогической плотности, B_2 пропорционален величине пористости неуплотненных осадков, B_3 – интенсивности воздействия фактора геологического времени [15].

Региональные стратифицированные сейсмогеологические разрезы вдоль пяти профилей (рис. 4.2) отстроены с использованием материалов глубинных разрезов сейсморазведки ОГТ, существующих структурных схем, данных бурения глубоких скважин, МТЗ и геологической съемки в прибортовых частях Набильской впадины. Геоплотностное моделирование выполнялась по гравиметрическим наблюдениям 1:50000. Теплопроводность осадков принималось в соответствии с их литологией [29] и изменялась в пределах 1,34–1,61 Вт/м град, теплогенерация осадков принималась равной 1,22 мкВт/м³.

Тепловой поток через поверхность МZ-основания, не искаженный осадконакоплением, получен решением обратной задачи геотермии по температурам, замеренным на 3-х уровнях в глубоких скважинах Полярнинской площади. Среднее значение рассчитанного на профилях поверхностного теплового потока составило 52 мВт/м² и близко к его среднему значению для Сахалина – 53 мВт/м² [24].

Сходимость результатов геоплотностного моделирования в местах пересечения региональных профилей составила $\pm(0,01\div 0,02)$ г/см³, сходимость положения основной палеоизотермы 90 °С (кровли ГЗН) в местах пересечения профилей составила ± 110 м.

На рис. 4.1 представлен ретроспективный разрез катагенетической эволюции осадочной толщи вдоль профиля 5. Здесь же показаны зоны аномальных разуплотнений пород, отождествляемые с зонами возможного нефтегазонакопления. Динамика ГЗН (90–130 °С) определяет положение в разрезе очагов генерации нефти – нефтематеринских пород.

Прослеживается эволюция палеобассейна осадконакопления и, в целом, палеоструктурная обстановка по возможным верхним флюидоупорам.

В современном разрезе профиля 5 палеотемпература 50 °С, соответствующая кровле материнских пород газа первой генерации, отмечается в верхах окабыкайской свиты. В центральной части профиля, за счет эрозионных процессов, газоматеринские породы могут начинаться прямо от поверхности. Нефтематеринские породы ГЗН практически вдоль всего профиля приурочены к дагинско-уйнинским отложениям. Нижняя зона газообразования приурочена, в основном, к палеоген-верхнемеловым отложениям. Разрушительные для УВ температуры отмечены лишь в средней части профиля, в верхнемеловых отложениях.

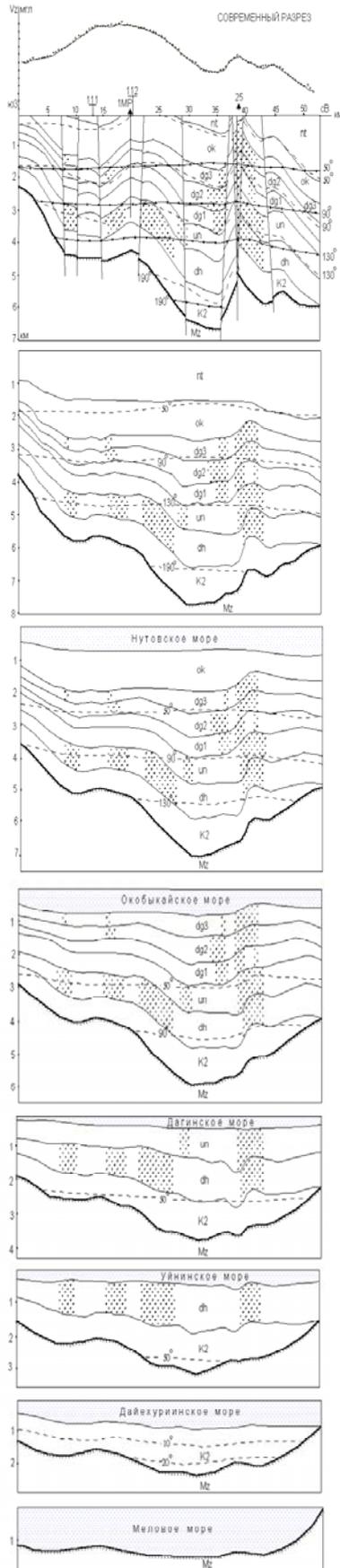


Рис. 4.1. Результаты геоплотностного моделирования, палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования вдоль регионального сейсмопрофиля 5 в Набильском НГБ.

1 – наблюдаемое и расчетное гравитационное поле,
 2 – глубокая скважина и её номер, 3 – пересечение с региональным сейсмопрофилем и его номер,
 4 – зона аномального разуплотнения по геоплотностному моделированию, 5 – изотермы современных температур,
 6 – изотермы палеотемператур (в современном разрезе – максимальных палеотемператур),
 7 – палеобассейн осадконакопления,
 8 – Mz-основание Набильской впадины. Отложения геологического разреза: nt – нутовские;
 ok – окобыкайские; dg1, dg2, dg3 – нижне-, средне-, верхнедагинские; un – уйинские; dh – дайехуриинские;
 K2 – верхнемеловые

В соответствии с полученными прогнозными картами распределения максимальных палеотемператур по кровле и подошве стратиграфических подразделений Набильской впадины, верхняя часть дагинского разреза преимущественно представлена материнскими породами газа первой генерации. По мере увеличения глубины залегания, на отдельных участках, создаются благоприятные температурные условия ГЗН, а севернее и восточнее Междуреченской площади низы дагинских отложений представлены материнскими породами газа второй генерации.

В нижней части уйнинских отложений зона распространения газоматеринских пород (газа второй генерации и конденсата) увеличивается по площади и простирается широкой полосой через всю Набильскую впадину (рис. 4.2, Б). С юга и севера к той зоне примыкают более низкотемпературные участки. В нижней части дайехуриинских отложений характер катагенетической зональности принципиально не меняется (рис.4.2, В).

Таблица 4.1

«Нормальные» плотностные модели стратиграфических подразделений Набильского НГБ

п/п	Отложения (свита), возраст	Область определения, км	Количество образцов керна	Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см ³
1	Дагинские (dg), средний-нижний миоцен	0,5–2,9	202	$\sigma = 2,70 - 0,49 \cdot \exp(-0,36 \cdot H)$	0,82	0,05
2	Уйнинские (un), нижний миоцен	1,3–3,3	241	$\sigma = 2,70 - 0,49 \cdot \exp(-0,42 \cdot H)$	0,86	0,03
3	Дайехуриинские (dh), олигоцен	2,1–3,8	100	$\sigma = 2,70 - 1,29 \cdot \exp(-0,84 \cdot H)$	0,89	0,03

В табл. 4.2 сопоставлены результаты испытаний скважин, пробуренных в Набильской впадине, с прогнозными оценками фазового состояния УВ в отложениях, вскрытых этими скважинами. Сопоставление этих данных показывает, что они не противоречат друг другу. Несколько «преждевременным» является присутствие газоконденсата в кровле дайехуриинских отложений в скважине ЗМР. Как видно из рис. 4.2, В, благоприятные для формирования газоконденсата температуры, не ниже 150 °С (А.И. Уткина, 1973), достигаются лишь на подошве дайехуриинских отложений в районе этой скважины и в верхней части этих отложений (рис. 4.2, Б), но севернее скважины ЗМР. Тем не менее, в целом, результаты сопоставления позволяют оценить роль процессов миграции флюида на формирование скоплений УВ в Набильской впадине как незначительную.

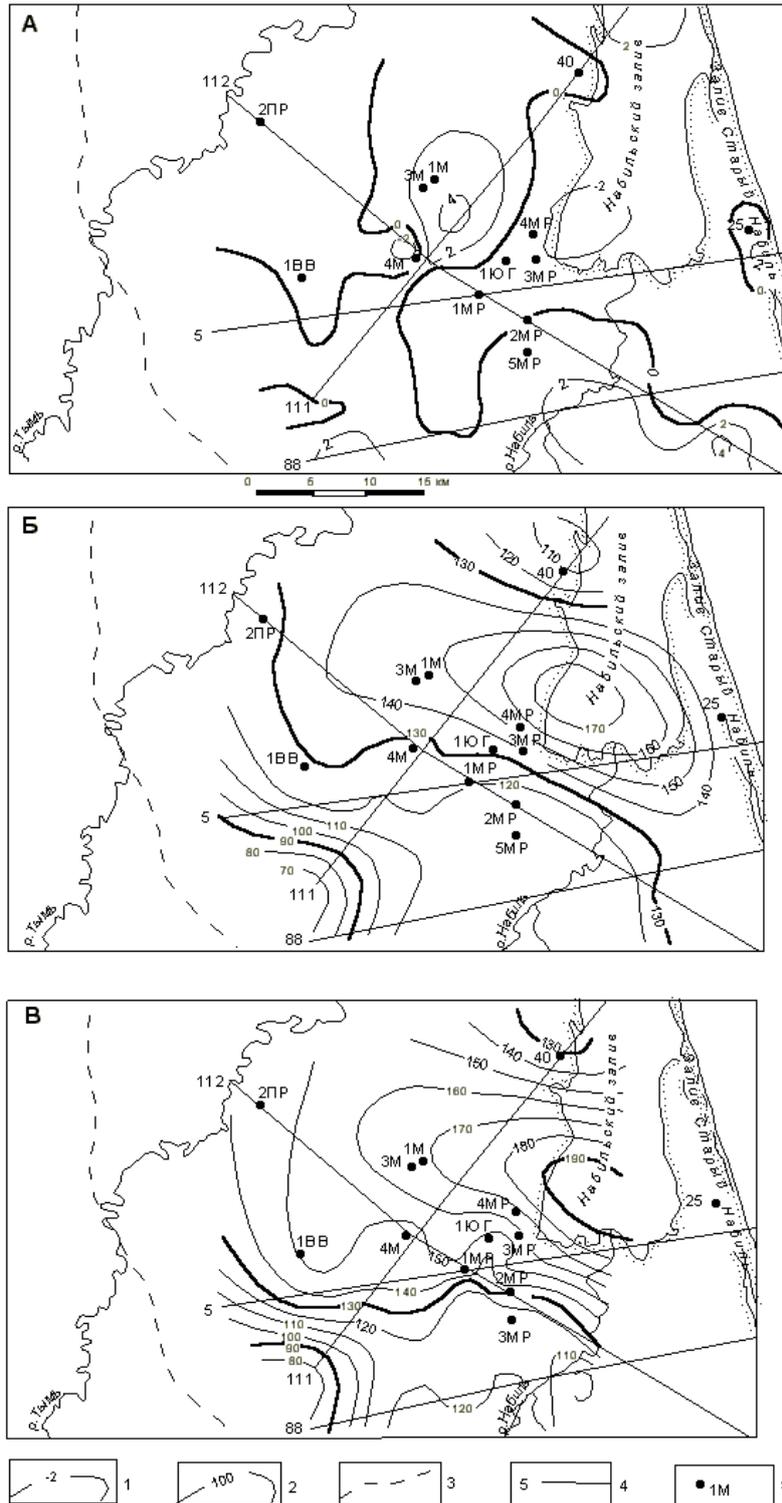


Рис. 4.2. Схематические карты распределения аномальных плотностей уйнинских отложений (А), максимальных палеотемператур на подошве уйнинских отложений (Б), на подошве дайехуриинских отложений (В) Набульского НГБ.
 1 – изолинии аномальной плотности ($\cdot 10^{-2}$ г/см³), 2 – изотермы максимальных палеотемператур (°С),
 3 – границы Набульской впадины, 4 – региональный сейсмопрофиль и его номер, 5 – номера скважин
 и названия площадей: М – Маячная, ЮГ – Южно-Голубичная, МР – Междуреченская,
 ВВ – Восточно-Везлинская, ПР – Паркатинская

Таблица 4.2

Сопоставление прогноза фазового состояния УВ с результатами испытаний продуктивных интервалов глубоких скважин Набильского НГБ

Скважина	Интервал испытаний, м	Отложения	Результаты испытаний	Прогнозные оценки	
				Зона нефтегазообразования	Фазовое состояние УВ
1	2	3	4	5	6
1М	2735–2747	un	Нефтепроявления	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	2826–2845	un	Нефтепроявления	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	3107–3140	un	Нефтепроявления	Главная зона нефтеобразования	Нефть
4М	3287–3303	Кровля dh	Нефтепроявления	Главная зона нефтеобразования	Нефть
1МР	2479–2521	dh	Нефть	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	2577–2589	dh	Нефть	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	2770–2812	dh	Незначительный приток газа	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
	3090	dh	Незначительный приток газа	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
2МР	2040–2065	un	Незначительное количество нефти	Главная зона нефтеобразования	Нефть
	3069–3102	Подошва dh	Газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
3МР	3274–3281	Кровля dh	Конденсат, газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
	3283–3296	Кровля dh	Нефть	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
	3296–3300	Кровля dh	Нефть, газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
	3449–3461	dh	Газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
	3471–3496	dh	Газ	Нижняя зона газообразования	Нефть, конденсат, газ
2ПР	1058–1152	dg3	Разгазированный раствор	Верхняя зона газообразования	Газ
	1323–1368	dg3	Разгазированный раствор	Верхняя зона газообразования	Газ
	1770–1791	dg2	Разгазированный раствор	Верхняя зона газообразования/ Главная зона нефтеобразования	Газ/нефть
	2051–2117	dg2	Разгазированный раствор	Верхняя зона газообразования/ Главная зона нефтеобразования	Газ/нефть

На карте распределения аномальных плотностей уйнинских отложений (рис. 4.2, А) в центральной и восточной части нулевой изолинией «картируется» зона вероятного нефтегазонакопления в этих отложениях. Поэтому, с точки зрения выбора участков бурения на хорошие коллекторы, группа междуреченских скважин закладывалась, по видимому, оптимально. Совместное рассмотрение карт аномальных плотностей и максимальных палеотемператур (рис. 4.2) показывает, что в случае расширения группы междуреченских скважин на восток от скважины 4МР, целесообразность которого для уйнинских отложений следует из результатов геоплотностного моделирования (рис. 4.2, А), в этих отложениях следует ожидать притоки нефти и конденсата.

4.2. Лунская впадина

Ниже приводятся результаты применения методики прогнозирования на территории сухопутной части Лунской впадины Сахалина (рис. 3.1), которая через «транзитную зону» имеет продолжение на акваторию сахалинского шельфа и фактически формирует площади тендерных участков «Сахалин 2, 3». Задачи проведенных исследований состояли в объемно-площадном изучении общих закономерностей степени катагенеза и литоплотностных характеристик мезокайнозойских толщ и свит, а также в разработке методики создания цифровой информационной базы для оценки прогнозных ресурсов осадочных бассейнов.

В Лунской впадине разрез стратифицируется на неогеновые нутовскую, окобыкайскую, дагинскую и борскую свиты, палеогеновую (с нерасчлененными пиленгской, мутновской, люкаминской свитами), мезозойскую (с нерасчлененными верхнемеловыми и юрскими отложениями) толщи и мезозойско-палеозойское основание. При стратиграфическом обозначении разрезов вдоль региональных профилей и скважин Лунской впадины учитывались особенности разделения толщ в южной и северной частях, которые сложились исторически и определяются сопоставлением с разрезами Пограничной и Набильской впадин [97]. Для согласованного описания скважин и геолого-геофизических разрезов проведена унификация стратиграфических толщ в пределах всей Лунской впадины, и дальнейшее их обозначение снизу вверх идет в следующем порядке: мезозойско-палеозойское основание (Mz–Pz), мезозойская или, условно, верхнемеловая (Mz), палеогеновая (Pg) толщи, борская (br), дагинская (dg), окобыкайская (ok) и нутовская (nt) свиты. Поверхности мезопалеозойского основания соответствует скоростная граница 6100–6200 м/с по данным КМПВ (ОГП).

Геологический разрез Лунской впадины осложнен разрывными нарушениями, наиболее интенсивные подвижки по которым произошли в постмиоценовое время.

В пределах Лунской впадины пробурено 28 глубоких скважин, находятся в стадии разведки два месторождения УВ: Уфское газонефтяное, приуроченное к дагинской свите, и Полярнинское нефтяное, приуроченное к борской свите. Выявлены, подготовлены к поисковому бурению, находятся в бурении четырнадцать перспективных объектов на нефть и газ. Выведены из бурения как неподтвердившиеся, с отрицательным результатом, пять объектов.

Результаты исследований. На рис. 4.3 представлены результаты геоплотностного моделирования вдоль десяти расчетных профилей. По геоплотностному признаку «закартированы» зоны толщ-флюидоупоров в окобыкайских, дагинских и борских отложениях. Отрицательными значениями аномалий плотности «картируются» зоны улучшенных коллекторских свойств, благоприятные для эми- и флюидомиграции УВ. Особенность представленных схематических карт заключается в том, что ни одна из свит не является толщей-коллектором (зоной нефтегазонакопления) или толщей-флюидоупором (региональной покрывкой) на всей территории своего распространения в пределах впадины. Свиты по своему простиранию в отношении коллекторских свойств распадаются на зонально-блоковые системы. Месторождения УВ по плановому положению и стратиграфической приуроченности вполне «вписываются» в закартированные зонально-блоковые системы. Так Уфское месторождение приурочено к разуплотненным дагинским отложениям и перекрыто флюидоупором в окобыкайских отложениях. Полярнинское месторождение приурочено к зоне пониженных плотностей в борских отложениях (особенно северо-западное крыло залежи) и перекрыто сильно уплотненным блоком-флюидоупором в дагинских отложениях.

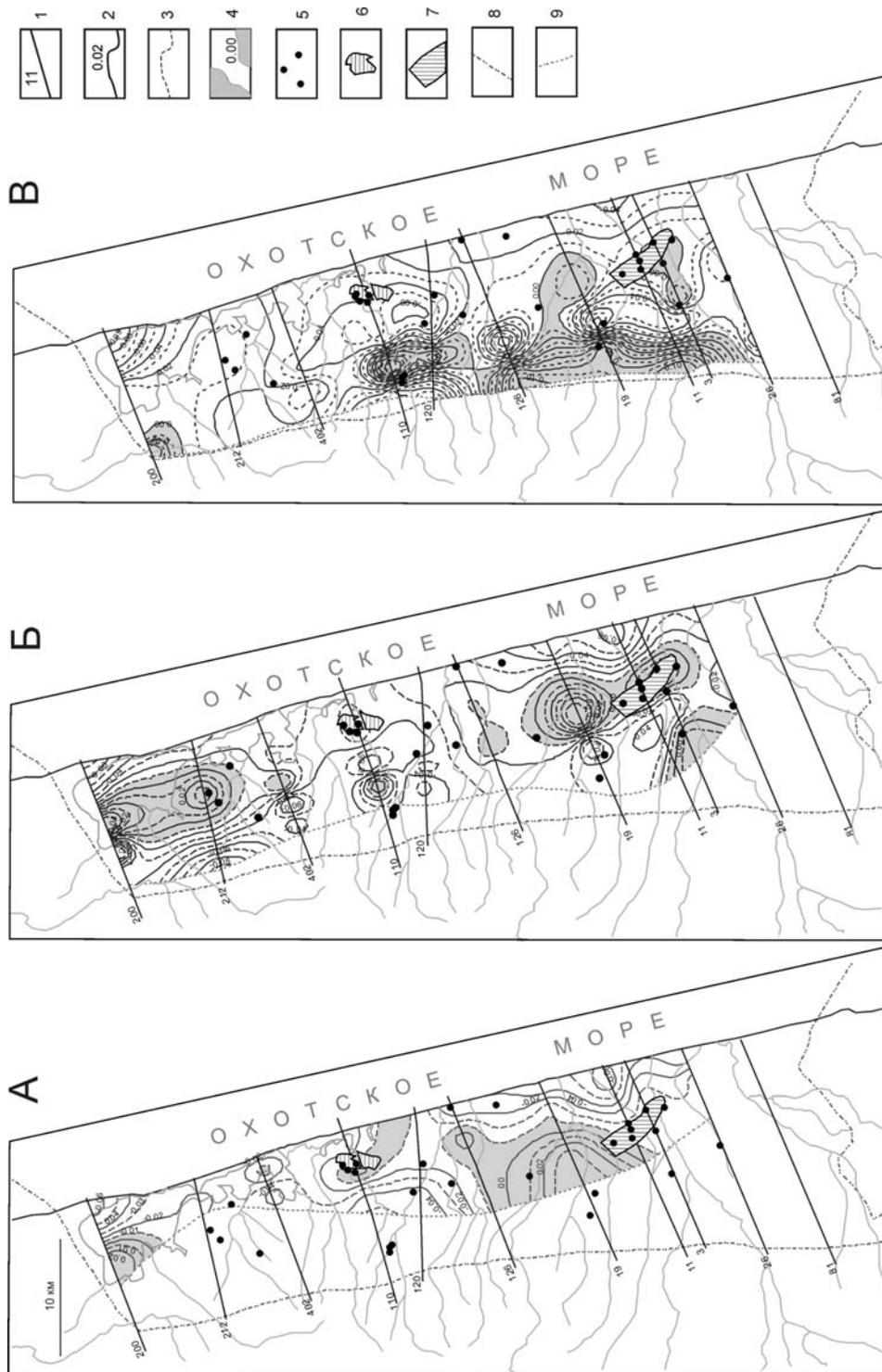


Рис. 4.3. Схематические карты распределения аномалий плотности околобайкайских (А), дагинских (Б) и борских (В) отложений;

1 – расчетный профиль и его номер; 2 – изоаномалы плотности ($\text{г}/\text{см}^3$); 3 – изоаномалы плотности промежуточные; 4 – прогнозируемые зоны толщ-флюидоупоров (затемнены); 5 – глубокие скважины; 6 – Уфское газонефтяное месторождение (приурочено к дагинским отложениям); 7 – Поляринское нефтяное месторождение (приурочено к борским отложениям); 8 – контур Лунской впадины; 9 – линия выклинивания отложений

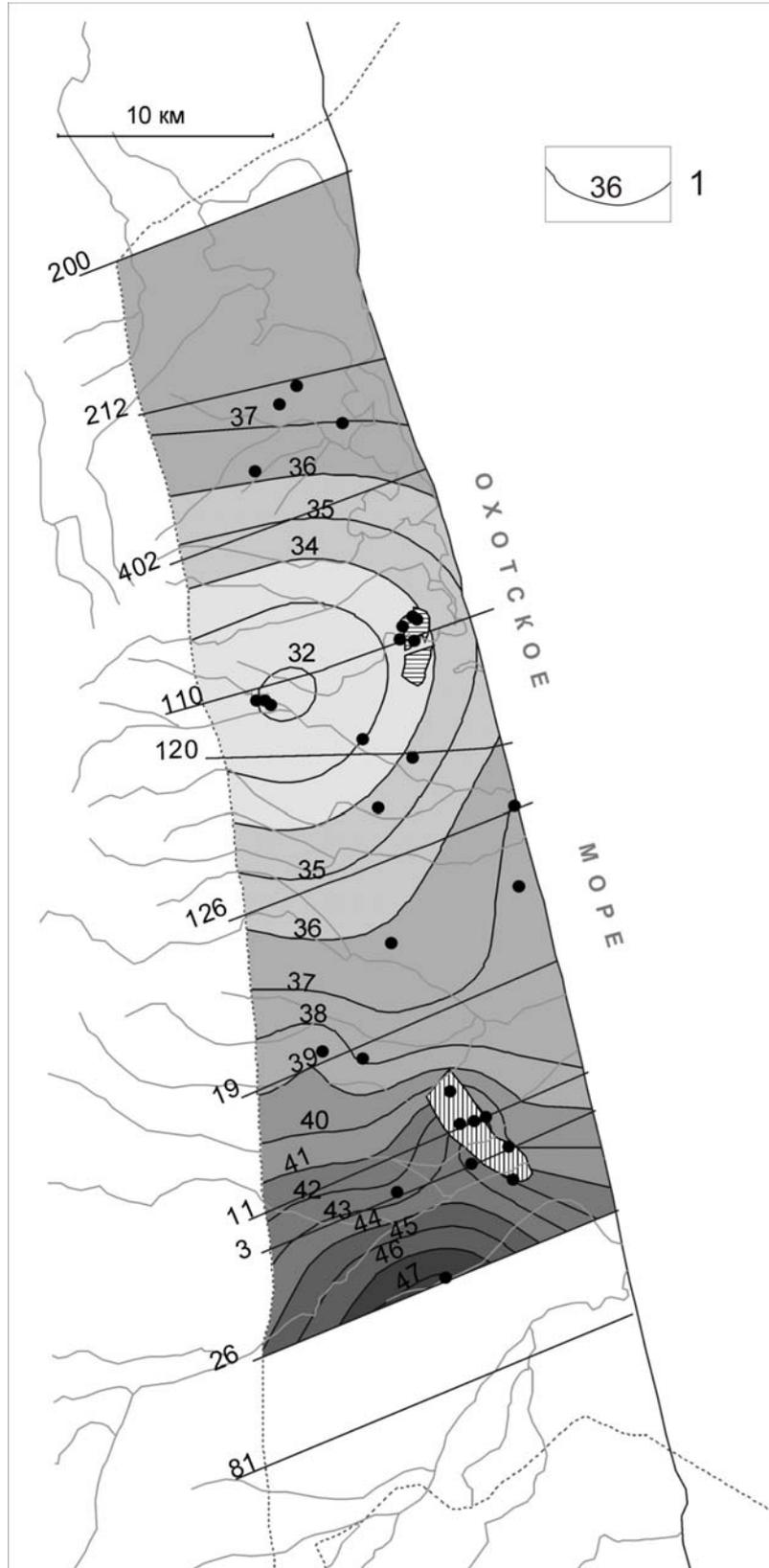


Рис. 4.4. Карта теплового потока из мезозойско-палеозойского основания Лунской впадины: 1 – изолинии значений плотности теплового потока (10^{-3} вТ/м²); остальные обозначения те же, что на рис. 4.3

На рис. 4.4 представлены результаты решения обратной задачи геотермии – по термокаротажу глубоких скважин восстановлено распределение теплового потока из основания Лунской впадины. Особенности размещения на карте теплового потока месторождений УВ заключается в следующем.

Полярнинское месторождение расположено в области максимальных значений теплового потока из основания при общей мощности мезокайнозойских осадков 4,0–4,5 км. Уфское месторождение расположено в области уменьшенных значений (на 15 %) теплового потока из основания, но при максимальной мощности мезокайнозойских осадков, достигающей 6,5–7,0 км. Как следует из модели (2.6), осадочная толща за счет внутренних радиоактивных источников генерирует дополнительный тепловой поток в верхние слои среза.

На рис. 4.5 представлены результаты палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования вдоль 11-го профиля – ретроспективный разрез седиментационной, тектонической и катагенетической эволюции осадочной толщи. Динамика ГЗН и зон интенсивной генерации газа определяет положение в разрезе очагов генерации УВ – нефтематеринских и газоматеринских пород. Прослеживается эволюция палеобассейна осадконакопления и палеоструктурной обстановки. Из положения зон интенсивной генерации и эмиграции УВ на современном разрезе вытекает следующая особенность. Если в пришельфовой части суши ГЗН и глубинная газовая-газоконденсатная зона приурочены, в основном, к миоценовым отложениям, то в направлении от береговой линии в сторону суши положение этих зон как по гипсометрии, так и по стратиграфическому уровню существенно меняется. Зоны материнских пород по гипсометрическому уровню смещаются вверх на 1,0–1,5 км, при этом погружаясь в палеогеновые и верхнемеловые отложения.

На рис. 4.6 по геотемпературному признаку «закартированы» зоны распространения материнских пород в дагинских, борских и палеогеновых отложениях. Особенность представленных схематических карт заключается в том, что для всех свит и толщ характерна латеральная изменчивость степени катагенеза, изменчивость по возможности генерировать и сохранять УВ соответствующего фазового состава. Месторождения УВ по плановому положению и стратиграфической приуроченности вполне «вписываются» в закартированную зональность. Так, Уфское газонефтяное месторождение приурочено к материнским породам газа первой генерации в дагинских отложениях. Полярнинское нефтяное месторождение приурочено к нефтематеринским породам в борских отложениях.

Все картографические результаты прогнозирования в Лунской впадине (34 комплекта разрезов и карт, включая представленные в настоящем разделе) в цифровом виде интегрированы в единый ГИС-проект (см. рис. 4.7) и используются для автоматизированного комплексного анализа в системе регионального банка геолого-геофизических данных [54]. Одновременно ГИС-проект обеспечивает в автоматизированном режиме всевозможные пространственные и тематические выборки, объемно-площадные аналитические расчеты, связанные с количественной оценкой прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата.

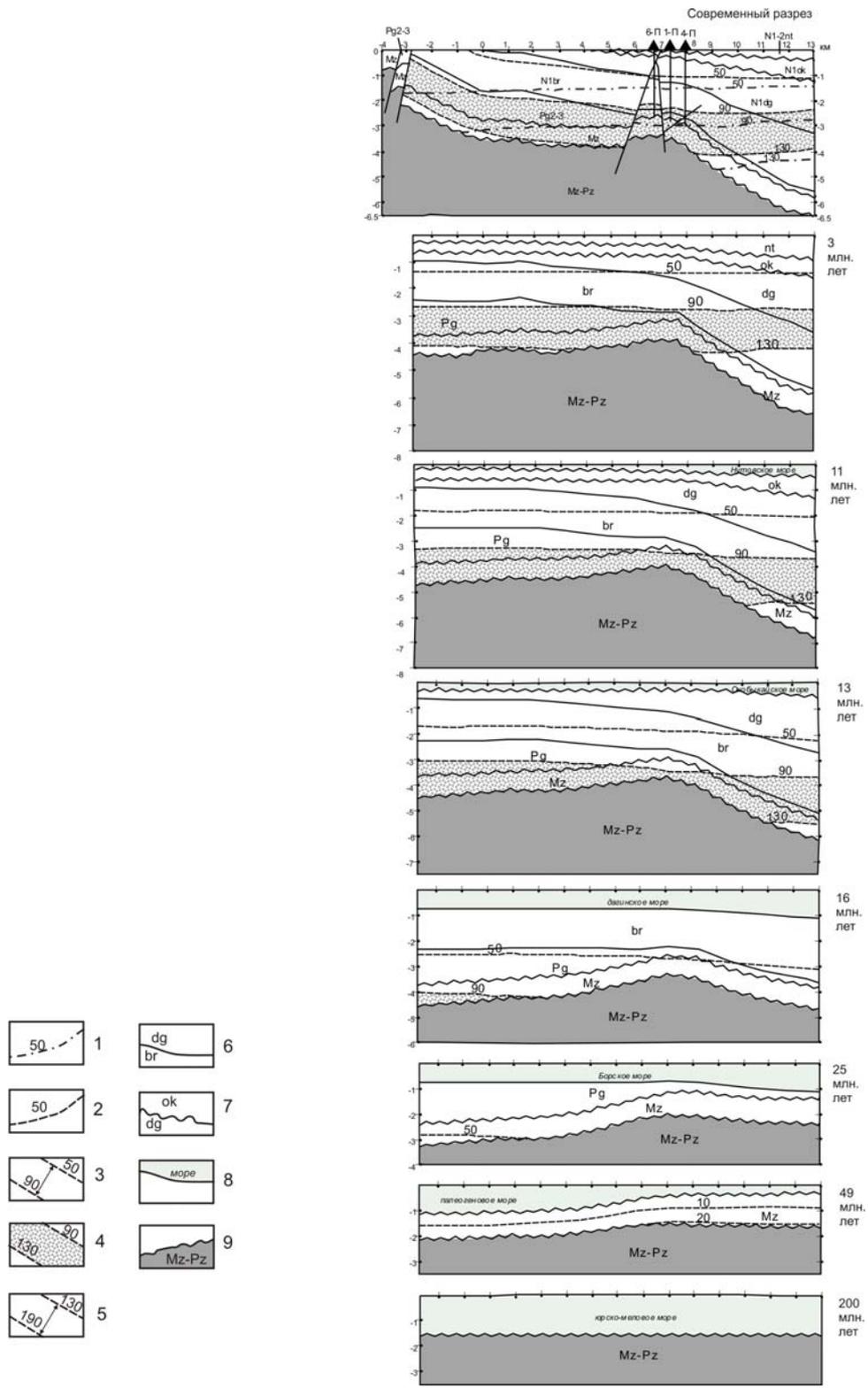


Рис. 4.5. Результаты палеотектонических реконструкций и палеотемпературного моделирования вдоль расчетного профиля 11 в Лунской впадине. 1 – изотермы современных температур, °С, 2 – изотермы палеотемператур (в современном разрезе – максимальных палеотемператур), °С, 3 – зона газа первой генерации, 4 – главная зона нефтеобразования, 5 – зона газа второй генерации и газоконденсата, 6 – геологические границы, 7 – эрозионный срез, 8 – палеобассейн осадконакопления, 9 – мезозойско-палеозойское основание Лунской впадины

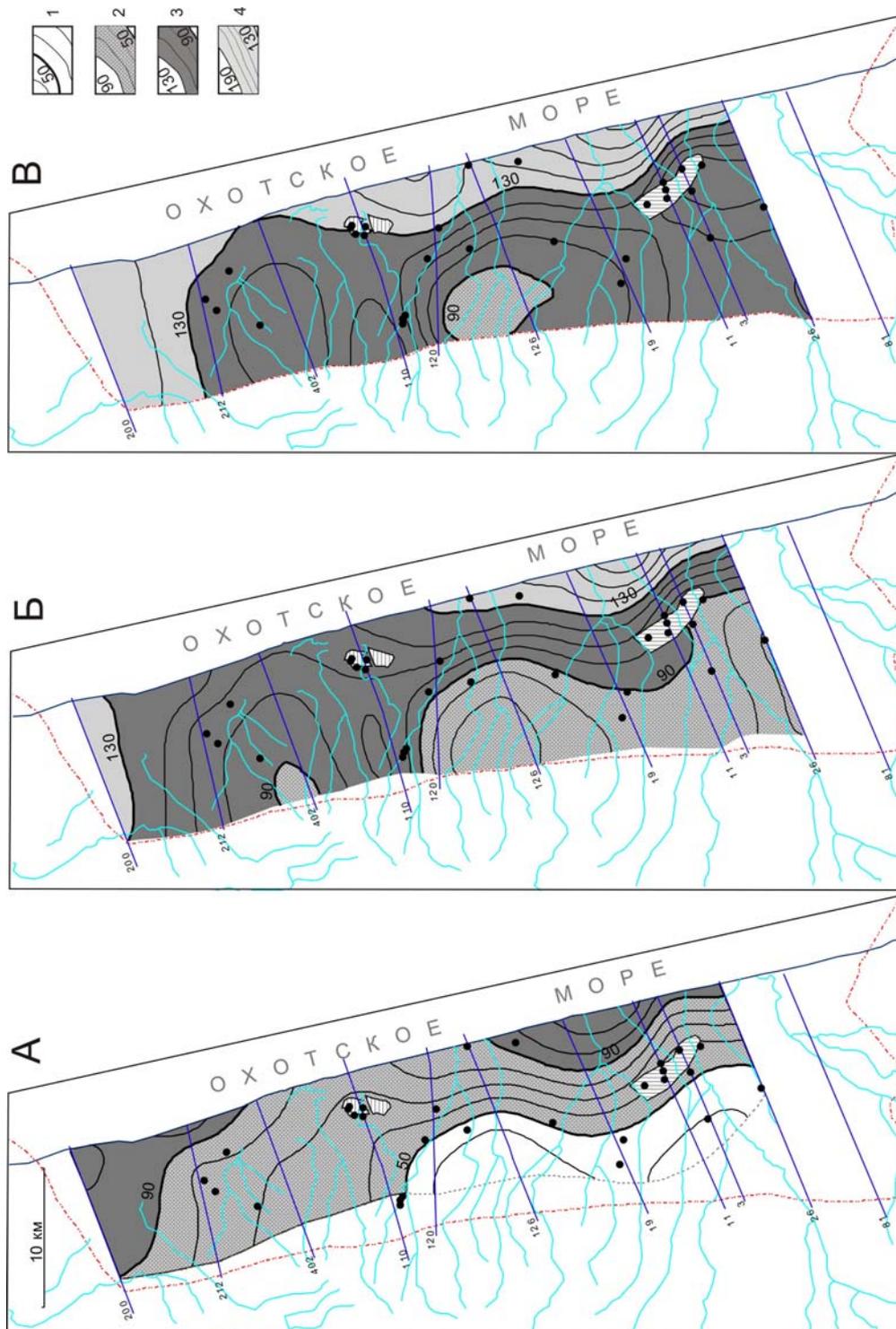


Рис. 4.6. Схематические карты распределения максимальных палеотемператур и прогноз зон распространения материнских пород в подшеле дагинских (А), борских (Б) и палеогеновых (В) отложений Лунской впадины. 1 – палеоизотермы ($^{\circ}\text{C}$), зоны распространения материнских пород: 2 – газа первой генерации, 3 – нефти, 4 – газа второй генерации и конденсата. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 4.3

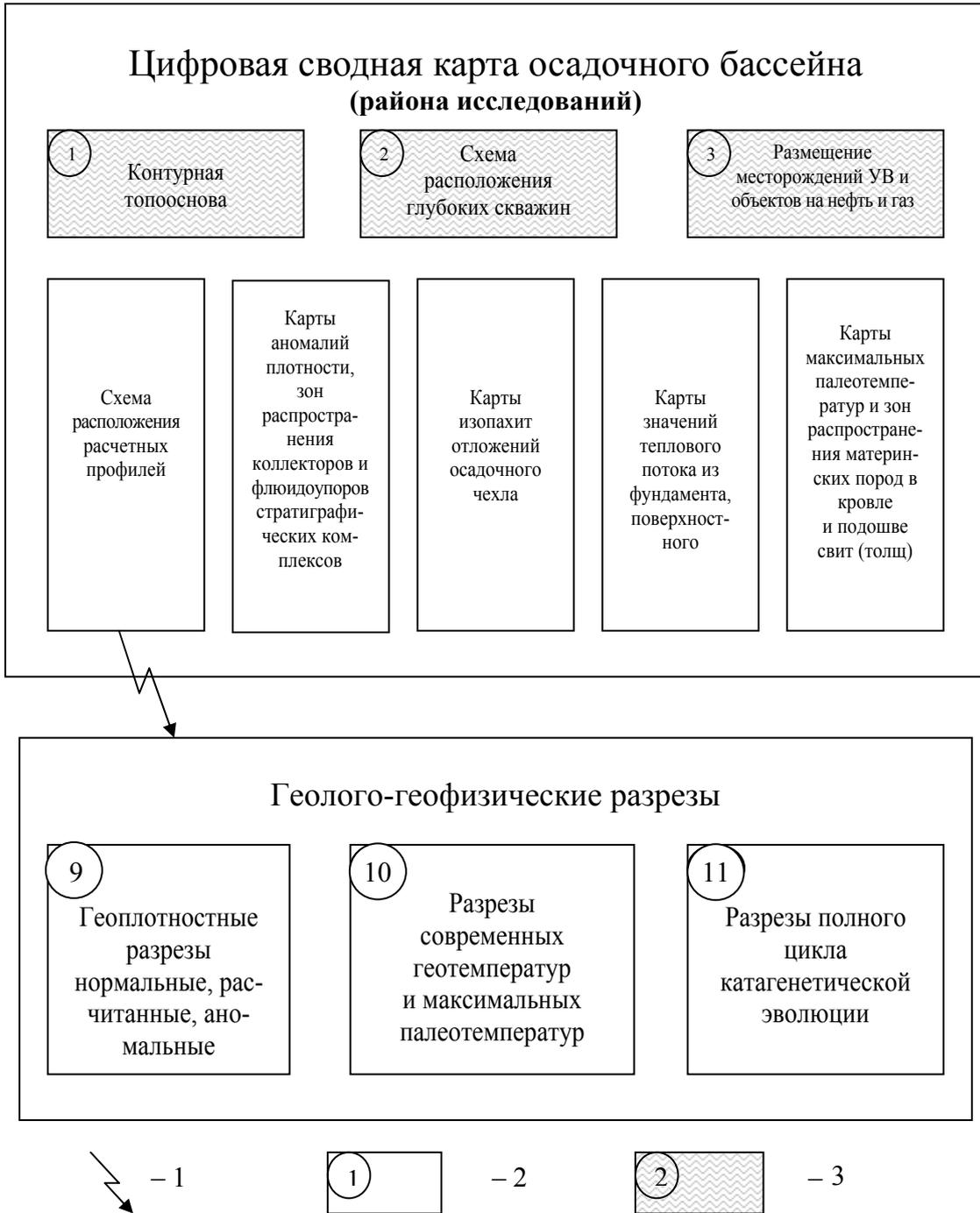


Рис. 4.7. Схема ГИС-проекта информационной базы для оценки прогнозных ресурсов нефти, газа и конденсата осадочного бассейна (результатов прогнозирования материнских толщ и зон вероятного нефтегазонакопления на примере Лунской впадины). 1 – «горячая» связь, 2 – информационный блок и его номер, 3 – информационные блоки, сформированные в банке геолого-геофизических данных Сахалинской области [54]

4.3. Нышская впадина

Отличительной особенностью исследований Нышской впадины, представляющей северную часть Нышско-Тымского НГБ (рис. 3.1), является их более детальный уровень и, как следствие, более детальный прогноз нефтегазоносности и более детальные рекомендации для последующих поисковых работ.

Геоплотностное моделирование. Для построения нормальных зависимостей $\delta(H)$ проведен сбор и обобщение петроплотностных данных по площадям нефтепоискового бурения в Нышско-Тымском НГБ. Проанализированы плотностные характеристики 1 608 образцов керн из 21 скважины, в том числе 180 образцов нутовских отложений, 924 образца окобыкайских отложений, 326 образцов дагинских отложений и 36 образцов уйнинских отложений. В результате корреляционно-регрессионного анализа плотности, пористости и глубин залегания образцов получены зависимости $\delta(H)$ – табл. 4.3.

Экспоненциальные зависимости применялись для геоплотностного моделирования по профилям, линейные зависимости – на участке объемного моделирования.

В качестве исходных данных геоплотностного моделирования вдоль профилей использовались стратифицированные глубинные сейсмические разрезы вдоль 11 региональных профилей (рис. 4.9), нормальные плотностные модели отложений (табл. 4.3), гравиметрические наблюдения масштаба 1:50000. Результаты моделирования вынесены на разрезы (рис. 4.8). Плотностные аномалии получены путем вычитания из расчетных значений плотности значений нормального распределения плотности.

Основой для геометрической параметризации изучаемой среды на участке объемного моделирования [51] послужили структурные карты сейсмогоризонтов по кровле окобыкайских отложений – УОСГ-I (по данным В.П. Дьяченко, 1988) и по кровле дагинских отложений – УОСГ-II (по данным В.В. Соколовой, 1989). В качестве наблюденного поля были взяты результаты высокоточной гравиметрической съемки на Северо-Нышской площади (по данным Н.М. Рузича, 1989).

Сходимость расчетного и наблюденного полей на региональных профилях составила $\pm(0,19 \div 0,25)$ мГл, на участке объемного моделирования – $\pm 0,10$ мГл.

По результатам геоплотностного моделирования вдоль региональных профилей и материалам объемного плотностного моделирования построена схематическая карта распределения локальных разуплотнений в окобыкайских отложениях (рис. 4.9).

Палеотектонические реконструкции плотностных разрезов. В качестве исходных данных для палеотектонических реконструкций были использованы современные плотностные разрезы, построенные в результате геоплотностного моделирования.

Стратификация разрезов и представления о тектонике прогиба приняты по результатам тематических исследований, проведенных с целью выбора первоочередных объектов нефтепоисковых работ (по данным А.А. Жилияка, 1991).

На современных разрезах отражены основные особенности тектонического строения прогиба, представляющего собой сложно построенную грабен-синклиналию зону, расположенную между Дагинским и Энгизпальским поднятиями, отделенную от них, соответственно, Дывыкским и Восточно-Энгизпальским региональными разломами. Геологические разрезы осложнены многочисленными более мелкими разрывными нарушениями, амплитуды которых не превышают первые сотни метров. Наиболее интенсивные подвижки по разломам произошли в постмиоцене. В восточ-

ном и западном обрамлениях прогиба на поверхность выходят окобыкайские и дагинские отложения.

Окобыкайские отложения представлены переслаиванием алевролитов с песчаниками, при преобладании первых. Именно в толще переслаивания открыты все известные в прогибе залежи нефти и газа.

В целом отмечается сложность геологического строения района исследований. Характерным является литолого-фациальная изменчивость отложений даже на незначительных расстояниях и обилие разрывных нарушений.

Современные разрезы расчетных профилей неполные. Максимальной мощности осадочная толща достигла в конце нутовского времени. Для реконструирования нутовского (максимального) разреза оценивалась мощность размытых впоследствии отложений. При этом учитывались амплитуды разломов, а также мощности соответствующих отложений в более полной части разреза в приразломных зонах. Таким образом были построены максимальные разрезы для всех 11-ти расчетных профилей.

Дальнейшие палеотектонические реконструкции выполнялись в автоматическом режиме. Для всех расчетных профилей были получены разрезы осадочной толщи, соответствующие моментам (t) окончания накопления каждой свиты, входящей в состав толщи. При этом эффект изменения мощности слоев в процессе уплотнения рыхлых осадков при погружении учитывался по экспоненциальному закону.

По полученным палеоразрезам рассчитывались скорости осадконакопления, необходимые для расчетов палеотемператур.

Палеотемпературное моделирование осадочной толщи. Теплофизические параметры, необходимые для расчета температур, принимались следующие. Удельная теплогенерация пород осадочной толщи $f_0 = 1,22$ мкВт/м³ [23]. Теплопроводность осадочных пород λ_0 в пределах каждой расчетной литоплотностной колонки оценивалась исходя из литологии разреза и имеющихся таблиц экспериментальных данных теплопроводности пород, формирующих осадочный комплекс Сахалина [29]. Изменение λ_0 по разрезам составило $1,31 \div 1,60$ Вт/(м. град). Теплопроводность пород мезозойского основания $\lambda_1 = 2,30$ Вт/(м. град). Для оценки теплопроводности привлечены опубликованные данные [30]: $a_0 = 5 \cdot 10^{-7}$ м²/с; $a_1 = 7 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

Тепловой поток q_1 из подстилающего M_z - P_z -основания моделировался для 9 литостратиграфических колонок (скважин). Сходимость расчетных и наблюдаемых температур на промежуточных забоях скважин составила $\pm 3,3$ °С. При этом средняя величина расчетного поверхностного теплового потока $q(t) = 50$ мВт/м² близка к средней величине поверхностного теплового потока, характерного для Сахалина.

Таким образом, оценив по палеоплотностным разрезам v – скорость осадконакопления каждой свиты, определив q_1 – не искаженный осадконакоплением тепловой поток, зная параметры λ_0 , λ_1 , a_0 , a_1 , решением прямой задачи геотермии определяем для каждого расчетного профиля температуры U в осадочной толще в заданные моменты t (на конец формирования каждой свиты) с заданной дискретностью по глубине z .

Нутовскому времени (конец неогена) соответствует максимальная прогретость осадочной толщи. Наложение нутовского палеотемпературного разреза на современный разрез определяет положение основных зон нефтегазообразования на современном разрезе (рис. 4.8).

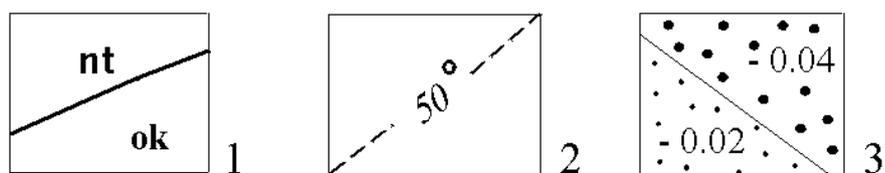
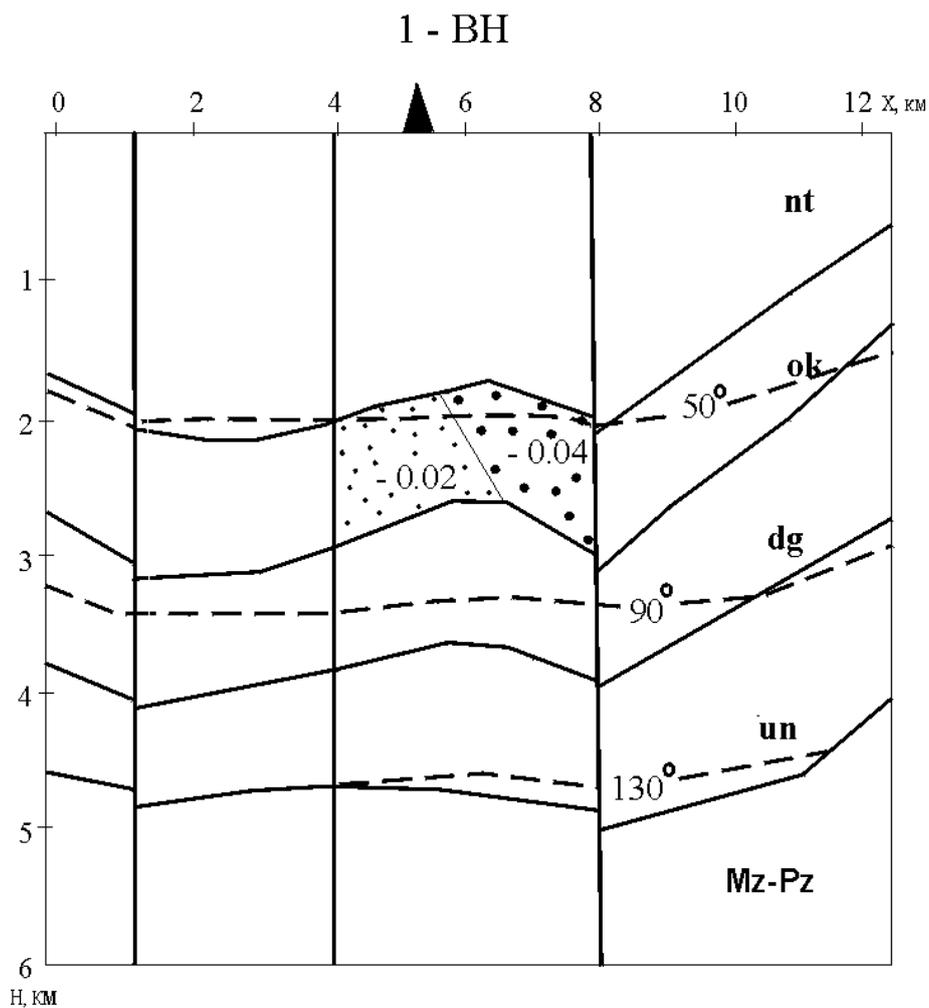


Рис. 4.8. Геолого-геофизический разрез по профилю 186. 1 – границы свит; 2 – максимальные палеоизотермы; 3 – локальное разуплотнение, $г/см^3$. Индексы свит: **nt** – нутовская; **ok** – окобыкайская; **dg** – дагинская; **un** – уйнинская. **Mz-Pz** – подстилающее основание

Далее, результаты палеопрфилирования вдоль 11 региональных профилей интерполированы в карты распределения максимальных палеотемператур на кровле окобыкайских отложений, на кровле дагинских отложений, на подошве дагинских отложений и на подошве уйнинских отложений (рис. 4.9).

Прогноз нефтегазоносности и рекомендации. На полученных разрезах приведено распределение изотерм максимальных палеотемператур. Полагаем, что верхней зоне газообразования соответствует температурный интервал 50–90 °С, главной зоне нефтеобразования – 90–130 °С, нижней зоне интенсивного газообразования и генерации газоконденсата – 130–190 °С. Температуры более 150 °С – благоприятные для образования преимущественно газоконденсата в неогеновых отложениях Северного Сахалина (по данным А.И. Уткиной, 1973).

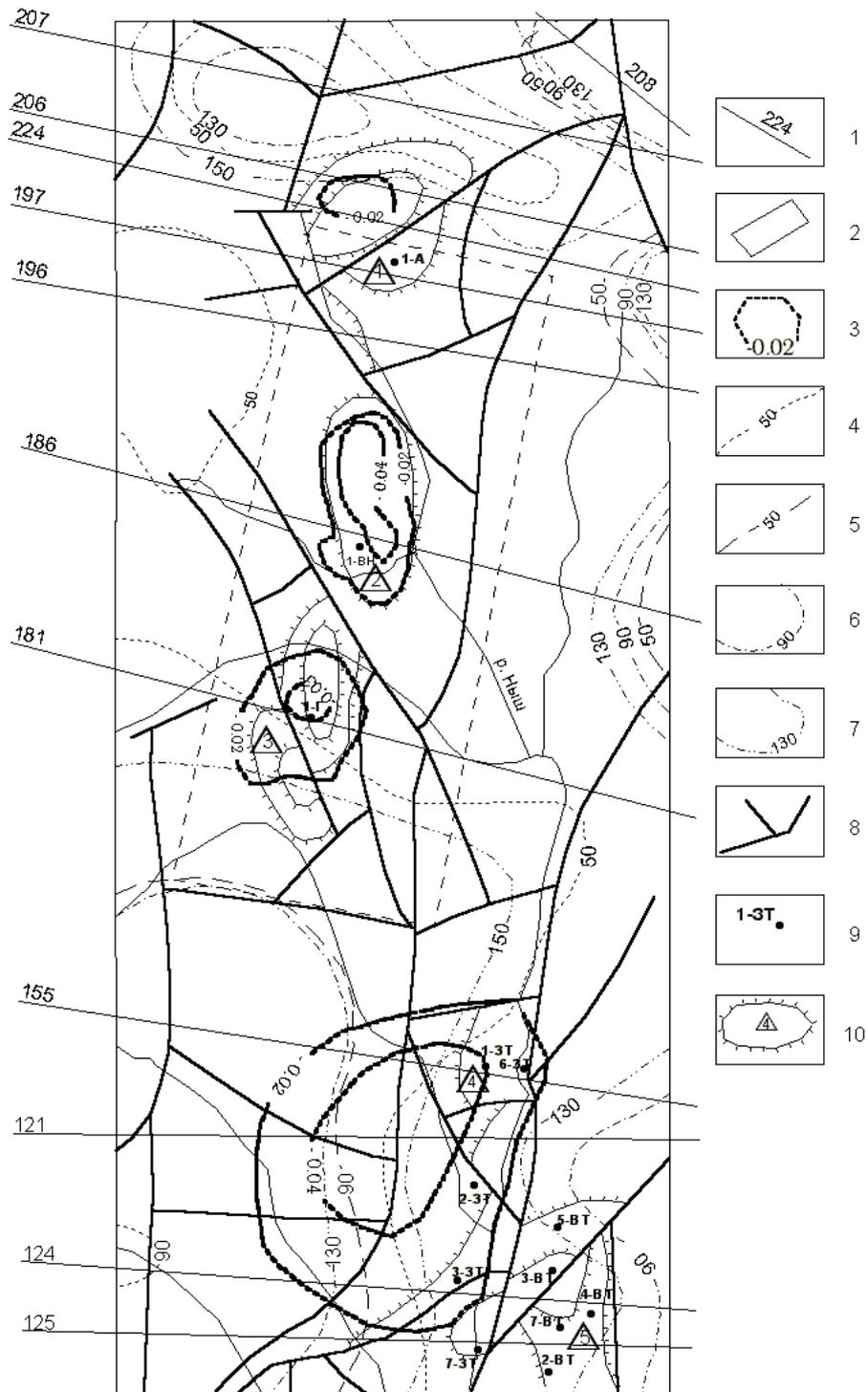


Рис. 4.9. Схематическая карта распределения локальных разуплотнений окобыкайских отложений и максимальных палеотемператур в Нышско-Тымском НГБ. 1 – расчетные профили; 2 – контур участка объемного геоплотностного моделирования; 3 – локальные разуплотнения, $г/см^3$; палеоизотермы: 4 – на кровле окобыкайских отложений, 5 – на кровле дагинских отложений, 6 – на подошве дагинских отложений, 7 – на подошве уйинских отложений; 8 – разрывные нарушения; 9 – поисковые скважины, номер скважины и сокращенное название площади: А – Анатольевская, ВН – Верхне-Нышская, Г – Голубичная, ЗТ – Западно-Татамская, ВТ – Верхне-Татамская; 10 – локальные антиклинальные складки и их номера: 1 – Анатольевская, 2 – Верхне-Нышская, 3 – Голубичная, 4 – Западно-Татамская, 5 – Верхне-Татамская

На большинстве расчетных профилей на значительном их протяжении верхняя граница верхней зоны газообразования приурочена к нутовским и окобыкайским отложениям. В результате эрозионных процессов в западных частях профилей 155, 196, 197 (за пределами контура показанного района исследований) эта зона может начинаться прямо с поверхности. В восточных частях профилей указанная граница погружается в дагинские отложения.

Главная зона нефтеобразования на большинстве профилей начинается в дагинской свите, лишь на профилях 121, 124, 125 – в окобыкайской свите. В восточных частях всех профилей она погружается в более древние отложения.

Верхняя граница нижней зоны интенсивного газообразования и генерации газоконденсата отмечается на профилях 121, 124, 125 в дагинской толще, погружаясь в уйнинские отложения в восточных частях этих профилей. На остальных профилях она выделяется в их наиболее погруженных частях в уйнинских отложениях.

Верхняя граница преимущественно газоконденсатной зоны (150 °С) отмечается лишь на профилях 121, 124, 125, 207, 208 в нижних частях уйнинских отложений в наиболее погруженных частях разрезов.

Для контроля рассчитанных палеотемпературных разрезов выполнено сопоставление расчетных максимальных палеотемператур с результатами определений отражательной способности витринита, полученными в петрографо-минералогической лаборатории ГП «Востокгеология» (табл. 4.4). Из таблицы видно, что между расчетными (модельными) и экспериментальными (прямыми) определениями палеотемператур расхождение находится в пределах 10 %.

На рис. 4.9 приведена схематическая карта распределения максимальных палеотемператур в неогеновых и неоген-палеогеновых отложениях, позволяющая прогнозировать фазовое состояние УВ в окобыкайской, дагинской и уйнинской свитах.

В окобыкайских отложениях в районе исследований Нышско-Тымского НГБ палеотемпературные условия благоприятны для генерации газа (верхняя зона газообразования). Лишь в юго-западной части района в низах свиты достигаются температуры главной зоны нефтеобразования.

В дагинских отложениях на большей части района исследований температурные условия благоприятны для формирования нефти. Лишь на юго-западе и северо-западе (незначительно) в низах дагинской свиты возможна генерация газа нижней зоны газообразования.

В неоген-палеогеновых (уйнинских) отложениях на значительной части территории температурные условия соответствуют нижней зоне газообразования, на юго-западе и на севере – преимущественно генерации газоконденсата. Небольшой участок в юго-восточной части соответствует главной зоне нефтеобразования.

В табл. 4.5 приведено сопоставление результатов испытаний продуктивных интервалов скважин с прогнозными оценками фазового состояния УВ. Из таблицы следует, что залежи УВ, выявленные скважинами в окобыкайских отложениях, соответствуют высокотемпературным стадиям катагенеза, которые в этих отложениях в процессе осадконакопления не достигались. Генерация УВ, отобранных в процессе испытаний, возможна, в основном, в нижележащих уйнинских (материнских) отложениях, а скважина Верхне-Татамская-4, в которой из окобыкайских отложений отобраны пробы нефти, расположена непосредственно в зоне, благоприятной для генерации нефти в дагинских отложениях. Все это позволяет сделать вывод о том, что в исследуемом районе Нышско-Тымского НГБ в формировании залежей УВ значительную роль играет разломная тектоника. УВ, находящиеся на стадиях преобразования РОВ,

соответствующих температурным условиям в дагинских (нефть) и в уйнинских (газ, газоконденсат) отложениях, по разломам мигрируют вверх в окобыкайские отложения, где литологическая обстановка способствует аккумуляции УВ в залежи.

Таблица 4.3

*«Нормальные» плотностные модели стратиграфических подразделений
Нышско-Тымского НГБ*

№ п/п	Отложения (свита), возраст	Область определений, км	Количество образцов	Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Нутовские (<i>nt</i>), плиоцен-верхний миоцен	0,50–3,00	180	$\delta = 2,70-0,49$ $\text{exp}(-0,26 \cdot H)$	0,69	0,06
2	Окобыкайские (<i>ok</i>), средний миоцен	0,70–3,10	924	$\delta = 2,70-0,38$ $\text{exp}(-0,28 \cdot H)$	0,72	0,04
3	Дагинские (<i>dg</i>), средний-нижний миоцен	1,00–4,00	326	$\delta = 2,69-0,28$ $\text{exp}(-0,24 \cdot H)$	0,52	0,06
4	Уйнинские (<i>un</i>), нижний миоцен-олигоцен(?)	1,75–2,70	36	$\delta = 2,70-0,21$ $\text{exp}(-0,44 \cdot H)$	0,93	0,01

Таблица 4.4

Сопоставление палеотемператур, определенных по отражательной способности витринита (ОСВ) и рассчитанных моделированием, в Нышско-Тымском НГБ

№ п/п	Название скважины	Интервал глубин, м	Палеотемпературы, °С		
			по ОСВ	Расчетные	Разница
1	2	3	4	5	6
1	Верхне-Нышская 1	3882	105	103	2
2	Верхне-Нышская 1	4067–4070	125	113	12
3	Голубичная	3799–3800	102–112	112	5
4	Западно-Татамская 1	2147–2154	65–67	65–67	0
5	Медвежинская 1	3061–3069	95	85	10

Таблица 4.5

Сопоставление результатов испытаний продуктивных интервалов скважин и прогнозных оценок фазового состояния УВ, полученных в результате палеотемпературного моделирования, в Нышско-Тымском НГБ

№ п/п	Название скважины	Интервал испытаний, м	Результаты испытаний (вид УВ)	Вскрытые отложения (индекс свиты)	Прогноз материнских отложений (индекс свиты)
1	2	3	4	5	6
1	Верхне-Нышская 1	1900–2150	газ	ok	ok, un
2	Верхне-Нышская 1	2140–2151	газоконденсат	ok	un
3	Верхне-Нышская 1	2163–2172	газоконденсат	ok	un
4	Западно-Татамская 1	1750–2150	газ, газоконденсат	ok	un
5	Верхне-Татамская 1	1560–1970	газ, газоконденсат	ok	un
6	Верхне-Татамская 4	1574–1591	нефть	ok	dg

Совместное рассмотрение распределения локальных разуплотнений в окобыкайских отложениях и прогноза фазового состояния УВ в окобыкайских, дагинских и уйнинских отложениях (рис. 4.9) позволяет определить комплекс факторов нефтегазоносности локальных объектов: структурный (антиклинальная складка); литофизический (локальное разуплотнение), палеотемпературный (фазовое состояние УВ); структурно-тектонический (система разрывных нарушений). С учетом этих факторов рекомендуются перспективные объекты для последующих поисковых работ:

- 1) антиклинальная складка замкнутого контура, расположенная северо-западнее Анатоьевской структуры. В пределах складки в окобыкайских отложениях выявлено разуплотнение – литологическая неоднородность, наиболее благоприятная для аккумуляции УВ. Объект обрамляется разрывными нарушениями, могущими служить подводными каналами для газа и газоконденсата из материнских уйнинских отложений, а также для нефти из материнских дагинских отложений;
- 2) перспективная Верхне-Нышская антиклинальная складка, окобыкайские отложения которой практически полностью представлены разуплотненной литологической неоднородностью, эпицентр которой смещен к северо-востоку от скважины 1-ВН. Обрамляющие разрывные нарушения являются, вероятно, каналами миграции газа из материнских уйнинских отложений и нефти из материнских дагинских отложений;
- 3) перспективная Голубичная антиклинальная складка, окобыкайские отложения которой, большей частью, представлены разуплотненной литологической неоднородностью, эпицентр которой смещен к северу от скважины 1-Г. Генезис и фазовое состояние флюида должны быть аналогичными объекту Верхне-Нышской складки;
- 4) Западно-Татамская антиклинальная складка, наиболее перспективная в северном блоке, где окобыкайские отложения представлены наиболее разуплотненной литологической разностью. Тектонические нарушения могут быть подводными каналами в равной мере и газа из уйнинских отложений, и нефти из дагинских отложений;
- 5) Верхне-Татамский объект, который является, вероятно, чисто структурной (антиклинальной) ловушкой для нефти из дагинских, нефти и газа из уйнинских отложений.

Западно-Татамская и Верхне-Татамская антиклинальные складки достаточно детально опоискованы глубокими скважинами, давшими притоки газа, газоконденсата и нефти. Этот факт свидетельствует о достоверности прогноза для этих объектов, выполненного по результатам применения методики прогнозирования материнских пород и зон нефтенакпления по данным гравиметрии и геотермии.

5. ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО РЕГИОНА (СРЕДНЕ-АМУРСКАЯ ВПАДИНА)

5.1. Методика решения задачи

В рамках задачи переоценки перспектив нефтегазоносности и локализации перспективных объектов Хорского лицензионного участка, расположенного в пределах Средне-Амурской впадины (рис. 5.1), выполнены работы по теме «Выявление локальных зон вероятного нефтегазонакопления на Хорском лицензионном участке Средне-Амурской впадины с целью выработки рекомендаций для постановки глубокого поискового бурения» (Гуленок Р.Ю., Исаев В.И., Воронин Н.П. и др., 2002).

В процессе исследований путем геоплотностного и палеотемпературного моделирования осадочного разреза в гравитационном и геотемпературном полях изучены в регионально-зональном плане коллекторские свойства осадочных отложений Хорского участка и идентифицированы их нефтегазоматеринские толщи.

Анализ сейсмического волнового поля при построении исходных геолого-геофизических разрезов позволил выделить в отложениях волочаевской свиты линзовидные тела, вероятно, песчаного или глинисто-песчаного состава, относящиеся к осадкам крупной палеодельты. Как оказалось, наблюдается отчетливая связь (совпадение) между отрицательными аномалиями плотности, выявленными геоплотностным моделированием, и распространением линзовидных седиментационных тел, выявленных сейсмофациальным анализом временных сейсмических разрезов.

На основе плотностного моделирования и палеотектонических реконструкций геологического разреза по системе сейсмопрофилей выполнены структурные построения по поверхности фундамента и кровле верхнемеловых отложений, а также составлена схема мощностей волочаевской свиты.

Для математического моделирования была выполнена *унификация стратиграфических разбивок* по скважинам, увязка их с выделенными сейсмокомплексами и геохронологической шкалой (рис. 5.2).

При этом были проанализированы основные существующие модели стратиграфического строения и тектонического развития Средне-Амурской впадины [14, 16]. Кроме того, было использовано существующее обобщение материалов по коллекторским свойствам и геохимическим исследованиям кайнозойских и меловых отложений Приамурья [91, 95 и др.].

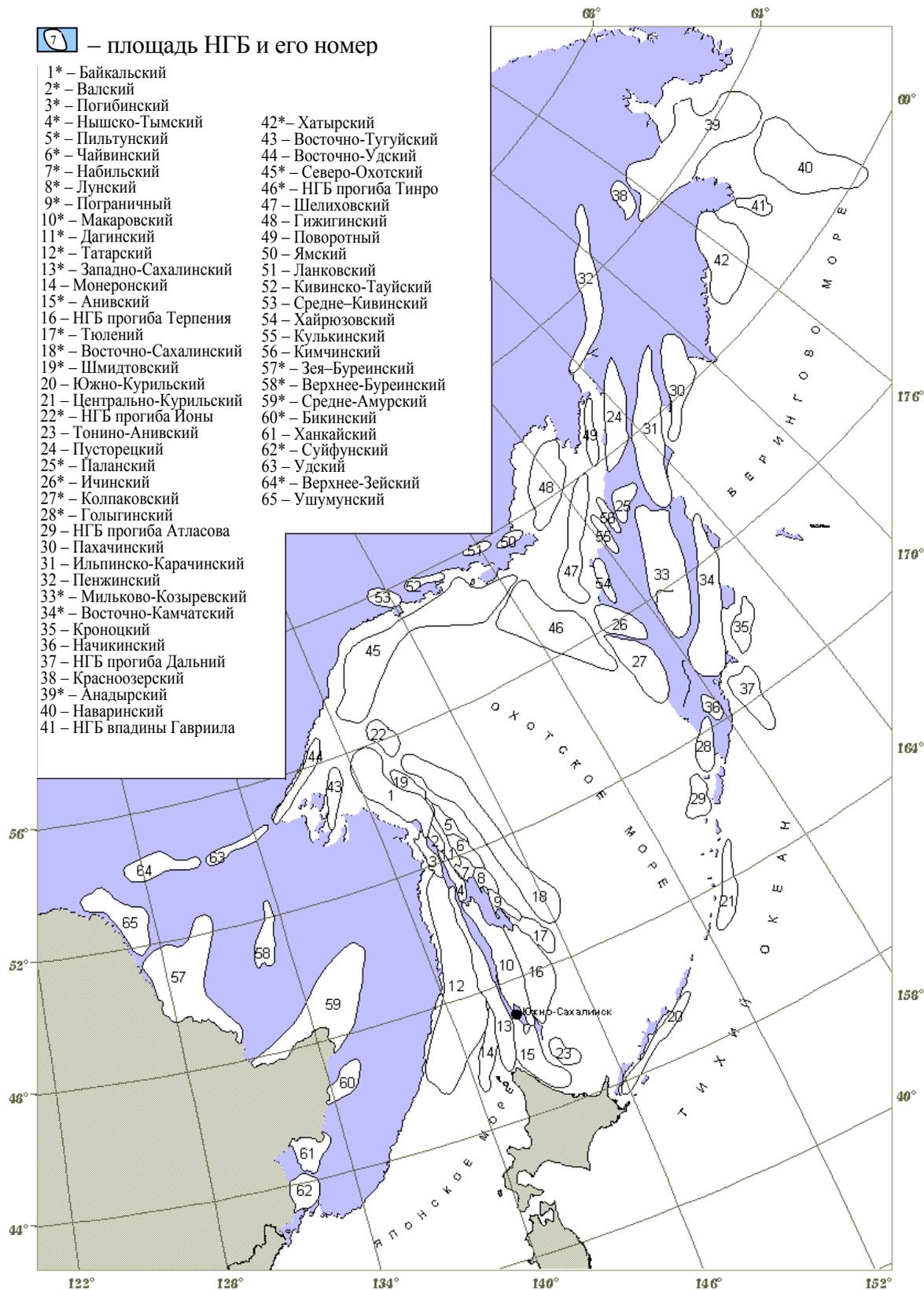


Рис. 5.1. Обзорная карта размещения осадочных бассейнов Дальневосточного региона

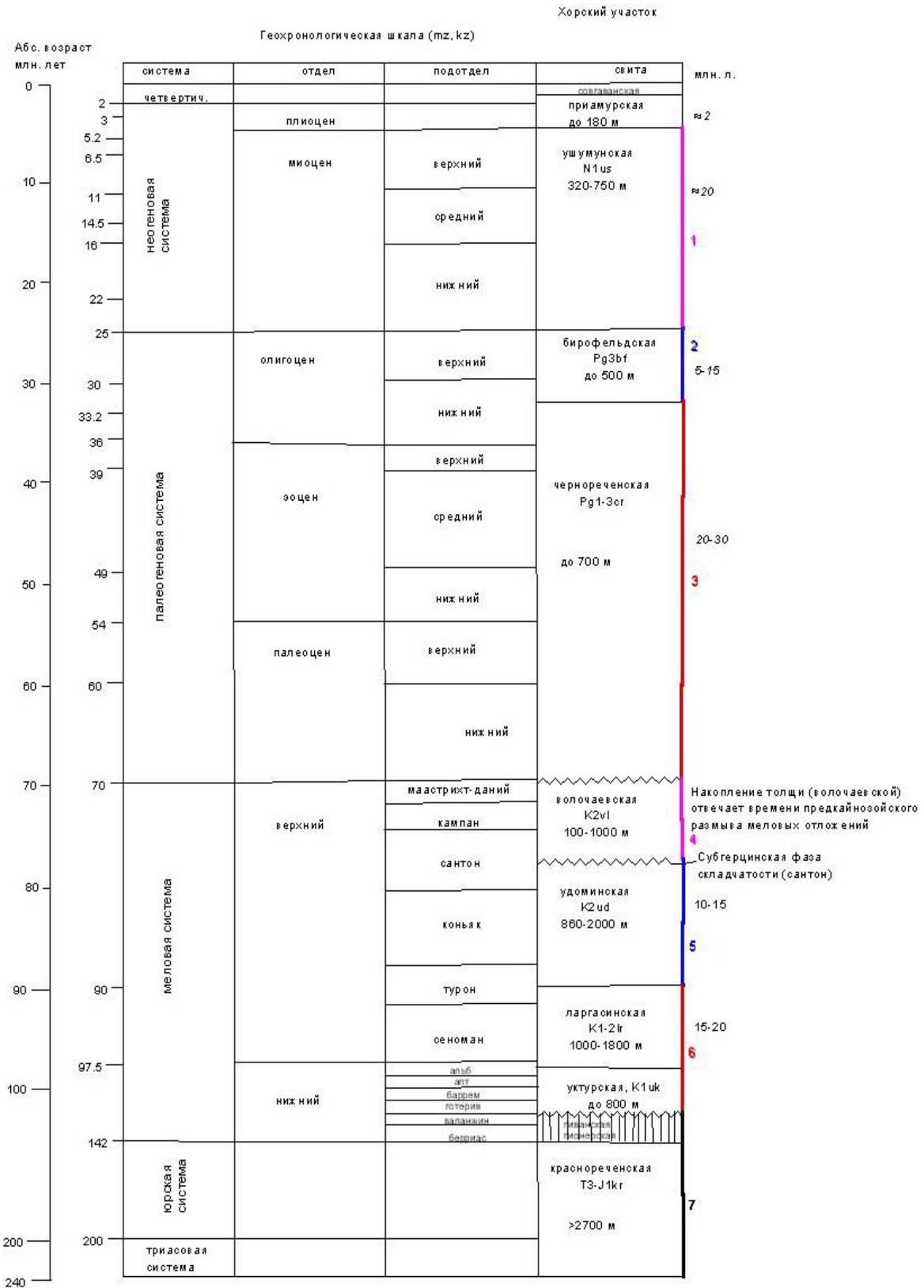


Рис. 5.2. Унифицированная стратификация толщ и геохронологическая шкала Средне-Амурской впадины

При построения *нормальных плотностных моделей стратиграфических комплексов* по скважинам Волочаевская 1 (В1), Екатеринославские 1,2 (Е1, Е2) была создана база данных петрофизических материалов, проведено статистическое моделирование. В результате корреляционно-регрессионного анализа плотности δ , пористости m и глубины H залегания 493 образцов керна получены зависимости $\delta(H)$. Зависимости построены в виде экспоненциальных кривых $\delta(H) = B_1 - B_2 \cdot \exp(-B_3 \cdot H)$, наиболее адекватно отражающих следствие процессов литостатического уплотнения. В табл. 5.1 представлены данные по исследованию керна глубоких поисковых скважин с указанием интервалов глубин, а также приводятся непосредственно зависимости $\delta(H)$ – нормальные плотностные модели кайнозойских (ушумунская, бирофельдская, чернореченская свиты) и ниже-верхнемеловых (волочаевская, удоминская, ларгасинская свиты) отложений (табл. 5.2, рис. 5.3).

Таблица 5.1

Количество определений плотности по керну скважин

Название свит	Скважины	Количество образцов	Всего образцов
Ушумунская N1us	<i>Волочаевская 1</i>	1	9
	Екатеринославская 1	3	
	Екатеринославская 2	5	
Бирофельдская Pg3bf	Волочаевская 1	20	64
	Екатеринославская 1	35	
	Екатеринославская 2	9	
Чернореченская Pg1-3	Волочаевская 1	5	31
	Екатеринославская 1	19	
	Екатеринославская 2	7	
Волочаевская K2v1	Волочаевская 1	90	90
	Екатеринославская 1	0	
	Екатеринославская 2	0	
Удоминская K2ud	Волочаевская 1	109	109
	Екатеринославская 1	0	
	Екатеринославская 2	0	
Уктурская + ларгасинская K1-2uk+lr	Волочаевская 1	80	178
	Екатеринославская 1	0	
	Екатеринославская 2	98	
Метаморфизованное основание Mz(T3-J1kr)?	Волочаевская 1	0	12
	Екатеринославская 1	12	
	Екатеринославская 2	0	

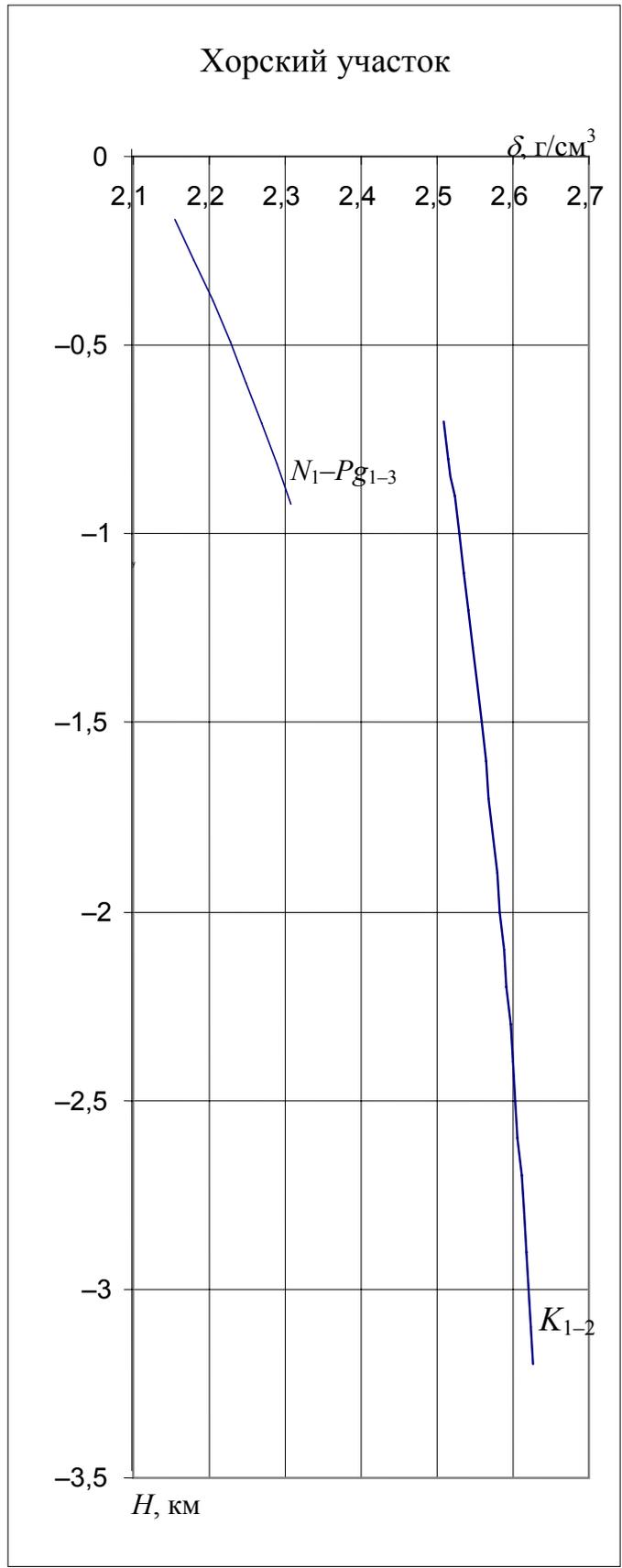


Рис. 5.3. Нормальная плотностная модель кайнозойских и нижне-, верхнемеловых отложений

Таблица 5.2

Хорский участок. Нормальные зависимости «плотность ($\rho/\text{г/см}^3$) – глубина H (км)»

Отложения	Область определения, км	Линейные зависимости			Экспоненциальные зависимости		
		Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см^3	Вид зависимости	Коэффициент корреляции	Стандартная ошибка, г/см^3
Ушумунские N_{1us}	0,2–0,4				$\Delta = 2,7-0,61 \exp(-0,5H)$	0,88	0,03
Бирофельдские Pg_3bf	0,4–0,7	$\delta = 2,11 + 0,0002H$	0,73	0,04			
Чернореченские Pg_{1-3cr}	0,5–0,9	$\delta = 2,19 + 0,0001H$	0,86	0,02			
Волочаевские K_2vl	1,3–1,7	$\delta = 2,61 + 0,00003H$	0,18	–	$\Delta = 2,7-0,25 \exp(-0,38H)$	0,73	0,02
Удоминская K_{1-2ud}	1,8–2,7	$\delta = 2,50 + 0,00004H$	0,63	–			
Уктурские+ларгасинские $K_{1uk}+K_{1-2lr}$	0,7–3,2	$\delta = 2,62 + 0,000001H$	0,05	–			

Для определения *теплофизических характеристик пород* каждой из толщ использовались эмпирические зависимости плотность–теплопроводность, полученные с использованием данных по буровому керну из трех глубоких скважин (1Е, 2Е и 1В).

Так как состав кайнозойской толщи осадков впадины является преимущественно алевролит-песчаниково-глинисто-аргиллитовым, то по совокупности данных для этих литологических типов зависимость λ от δ в интервале плотностей 2,05–2,30 г/см^3 выражается уравнением:

$$\lambda = 0,79 \delta - 0,27.$$

Для верхнемеловых отложений эта зависимость в интервале плотностей 2,56–2,80 г/см^3 представлена в виде:

$$\lambda = 0,77 \delta - 0,24.$$

Теплопроводность пород мезозойского фундамента характеризуется высокими значениями в диапазоне 1,70–1,95 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$.

Значения теплопроводности для толщ следующие:

1. Теплопроводность эффузивно-пирокластической толщи юрско-триасового возраста в западной части прогиба изменяется в интервале 1,84–1,87 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$ при среднем значении 1,86 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$, в восточной части среднее равно 1,86 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$, но диапазон изменения λ шире – 1,80–1,95 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$.
2. Теплопроводность пород нерасчлененной толщи ларгасинской и уктурской свит ниже-среднемелового возраста в западной части также отличается несколько пониженными значениями теплопроводности 1,72–1,74 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$ по сравнению с λ пород восточного блока 1,74–1,81 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$, при средних значениях 1,74 и 1,77 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$ в западном и восточном блоках, соответственно.
3. Такая же тенденция прослеживается для λ пород удоминской свиты верхнемелового возраста: $\lambda_{cp} = 1,72 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ для диапазона 1,70–1,74 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$ в западном блоке и $\lambda_{cp} = 1,74 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$ для диапазона 1,71–1,77 $\text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$ в восточном блоке.

4. Волочаевская свита выделена только в восточной части прогиба. Теплопроводность пород свиты изменяется в пределах 1,68–1,74 Вт/(м·К) при среднем значении 1,72 Вт/(м·К).
5. Теплопроводность пород кайнозойских толщ представлена в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Теплопроводность пород кайнозойской толщи

Свита	Теплопроводность пород, Вт/(м·К)	
	Западный блок	Восточный блок
N1us	$\frac{1,41 - 1,425}{1,42} (11) *$	$\frac{1,37 - 1,48}{1,42} (60)$
Pg3bf	$\frac{1,47 - 1,50}{1,49} (12) *$	$\frac{1,42 - 1,565}{1,50} (60)$
Pg1–2cr	$\frac{1,50 - 1,57}{1,54} (12)$	$\frac{1,46 - 1,60}{1,54} (60)$

*В числителе – пределы изменения теплопроводности, в знаменателе – среднее значение λ , в скобках – количество определений.

Выбор коэффициентов температуропроводности также определяется породным составом толщ, в соответствие с типовыми моделями, представленными в сводных работах по петрофизике. Удельная теплогенерация пород каждой из модельных толщ выбрана в соответствии с данными из работ [23 и др.].

Скорости осадконакопления свит и осадочных толщ, дифференцированно влияющие, как один из основных факторов, на результаты решения обратной (расчет теплового потока) и прямой (расчет палеотемператур) задач геотермии, учитываются согласно палеомощностям свит и толщ вдоль расчетных профилей и интервалам геохронологической шкалы (рис. 5.2). Палеомощности принимаются с учетом размытой части и эффекта уплотнения при погружении.

Использованный фактический геолого-геофизический материал изложен в производственных геологических отчетах Бугай Л.В. и др. (1990), Войковой С.И. (1992, 1993), Костерева Л.А. и др. (1991), Поносова В.И. др. (1984), Черныша С.Г. и др. (1988, 1989), Шабина А.И. (1991), а также хранится в государственном геологическом архиве (сейсмические разрезы, каротажи скважин, лабораторная аналитика керны и пластовых флюидов). Значительная часть первичных материалов подготовлена в виде цифровых баз данных [55].

5.2. Результаты решения задачи (ГИС-проект), выводы и рекомендации

Результирующая компьютерная база данных моделирования и последующей нефтегеологической интерпретации представлена на рис. 5.4, в табл. 5.4 и в приложенных иллюстративных материалах (рис. 5.5–5.17). *Содержание результирующего ГИС-проекта* – это собственно цифровая информационная база объемно-площадного распределения подсчетных параметров для оперативной (автоматизированной) оценки прогнозных ресурсов УВ.

Ниже приводятся *основные выводы и рекомендации по результатам прогноза нефтегазоносности Переяславского грабена Средне-Амурской впадины*:

1. Как перспективный в отношении нефтегазоносности литологический комплекс выделена волочаевская свита верхнемелового возраста (K2v1).

2. В пределах площади развития волочаевской свиты установлены дельтовые, склоновые и предположительно морские фации осадков (рис. 5.12).
3. Выявлена прямая связь (рис. 5.12) между выделенными в разрезе волочаевской свиты седиментационными телами, вероятно, песчаного и песчано-глинистого состава и отрицательными аномалиями плотности (рис. 5.6), установленными по результатам геоплотностного моделирования, что может характеризовать эти тела как проницаемые коллекторы.
4. По результатам геотемпературного моделирования выделены вероятные зоны нефтегазообразования как по площади развития волочаевской свиты (рис. 5.8), так и по вышележащим отложениям (рис. 5.9). Отмечена приуроченность этих зон к наиболее погруженным частям грабена. При этом в зону возможного нефтеобразования (ГЗН) попадают, в основном, осадки прибрежно-морских фаций волочаевской свиты, вероятно более тонкообломочные по сравнению с дельтовыми и содержащие изначально большее количество сапропелевого ОВ (рис. 5.13).
5. Предполагается, что, при наличии миграции флюидов из наиболее погруженной части грабена по восстанию, литологические тела палеodelьты могут вмещать скопления не только газа, но и нефти.
6. Покрышками при этом могут быть внутриформационные, вероятно глинистые, образования, облекающие линзовидные тела и создающие собственно «холмистые» сейсмофации, имеющие вид бескорневых структур. Кроме того, покрышками, вероятно, могут быть и кайнозойские образования чернореченской свиты (Pg1–3сг), выдержанные по плотностному параметру, как бы повторяющие в нижней части своего разреза облекание упомянутых выше структур.
7. Перспективность кайнозойских образований, ввиду малой их мощности и отсутствия выдержанных по площади флюидоупоров, не рассматривается, хотя в наиболее погруженных частях впадин кайнозойские отложения уже попадают в верхнюю зону возможного газообразования (рис. 5.9) и в них выделены зоны разуплотнения.
8. На первом этапе рекомендуется проведение детальных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ современного уровня на участке, охватывающем площадь развития дельтовых фаций, выделяемых в разрезе волочаевской свиты. При этом надо иметь в виду специфические особенности литолого-стратиграфических ловушек, требующие от проведения полевой сейсморазведки высокого соотношения сигнал/помеха.
9. Наиболее приоритетным является объект, выделяемый в районе пересечения опорного профиля с «секущим» сейсмическим профилем. Выделенная здесь контрастная отрицательная аномалия плотности оптимально совпадает с линзовидными седиментационными телами палеodelьты. В месте пересечения указанных профилей рекомендуется местозаложение скважины № 1 (рис. 5.13).
10. Расположение и глубины рекомендованных скважин, сводная информация по прогнозным параметрам бурения каждой скважины (интервал бурения, стратиграфическая приуроченность, плотности пород, ожидаемые температуры, наиболее вероятный характер притоков УВ) приведены в табл. 5.5.
11. В результате проведенных работ выделяются еще два перспективных объекта, возможно представляющих нефтепоисковый интерес. Один из них расположен в северо-западной части участка, южнее Зоевской мульды, а второй на востоке – в пределах Оборской мульды (рис. 5.13). Оба объекта выходят за пределы площади Хорского лицензионного участка.
12. На северо-западном объекте рекомендуется доизучение его сейсморазведкой современного уровня с целью уточнения геологического строения участка, и в соответствии с этим геологическое обоснование (интерпретация) выделенной здесь наиболее контрастной из всех выявленных отрицательной аномалии плотности.



Рис. 5.4. Схема ГИС-проекта информационной базы результатов моделирования и прогнозирования нефтегазоносности на Хорском участке Средне-Амурской впадины. 1 – «горячая» связь, 2 – информационный блок и его номер

Таблица 5.4

*Содержание ГИС-проекта результатов моделирования и прогнозирования
на Хорском участке Средне-Амурской впадины*

Номер информационного блока (см. рис. 5.4)	Проекты ArcView в составе информационного блока	Номер рисунка в тексте
1	2	3
1–2	Сводная структурная карта по отражающему горизонту II. Схема расположения расчетных профилей. Масштаб 1:200 000	Рис. 5.5
3.1	Карта аномалий плотности волочаевских отложений (K2vl). Масштаб 1:200 000	Рис. 5.6
3.2	Карта аномалий плотности чернореченских отложений (Pg1-3cr). Масштаб 1:200 000	–
3.3	Карта аномалий плотности бирюфельдских отложений (Pg3bf). Масштаб 1:200 000	–
4	Карта значений теплового потока из основания. Масштаб 1 : 200 000	Рис. 5.7
5.1	Карта максимальных температур и зон распространения материнских пород по подошве уктурской свиты (K1uk+K1lr). Масштаб 1:200 000	–
5.2	Карта максимальных температур и зон распространения материнских пород по подошве волочаевской свиты (K2vl). Масштаб 1 : 200 000	Рис. 5.8
5.3	Карта максимальных температур и зон распространения материнских пород по подошве кайнозойских отложений (Pg1-3cr). Масштаб 1 : 200 000	Рис. 5.9
6.1	Структурная схема по кровле фундамента (Mz(T3-J1kr)?). Масштаб 1: 200 000	–
6.2	Структурная схема по кровле верхнемеловых отложений (K2vl). Масштаб 1:200 000	Рис. 5.10
6.3	Карта изопахит волочаевской свиты (K2vl) . Масштаб 1 : 200 000	Рис. 5.11
6.4	Соотношение фаций осадконакопления и зон аномального разуплотнения в волочаевской свите (K2vl). Масштаб 1 : 200 000	Рис. 5.12
7	Сводная карта интерпретации результатов исследований и размещения рекомендуемых объектов нефтегазопроисковых работ на Хорском участке. Масштаб 1 : 200 000	Рис. 5.13
8.1–3	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по опорному профилю. Масштаб 1 : 100 000	–
8.4–6	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 873101. Масштаб 1 : 100 000	–
8.7–9	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 873106. Масштаб 1 : 100 000	–
8.10–12	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 873108. Масштаб 1 : 100 000	–
8.13–15	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 903322. Масштаб 1 : 100 000	–
8.16–18	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 883115. Масштаб 1 : 100 000	Рис. 5.14
8.19–21	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 903303. Масштаб 1 : 100 000	–
8.22–24	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 893303. Масштаб 1 : 100 000	–
8.25–27	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 893304. Масштаб 1 : 100 000	–
8.28–30	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 893308. Масштаб 1:100 000	–

Продолжение табл. 5.4

8.31–33	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 883117. Масштаб 1 : 100 000	–
8.34–36	«Нормальный», рассчитанный, аномальный геоплотностные разрезы по профилю 893309. Масштаб 1 : 100 000	Рис. 5.15
9.1	Геотемпературный разрез по опорному профилю. Масштаб 1: 100 000	–
9.2–3	Геотемпературный разрез по профилю 873101. Геотемпературный разрез по профилю 873106. Геотемпературный разрез по профилю 873108. Масштаб 1 : 100 000	–
9.4–6	Геотемпературный разрез по профилю 903322. Геотемпературный разрез по профилю 883115. Геотемпературный разрез по профилю 903303. Масштаб 1 : 100 000	–
9.7–9	Геотемпературный разрез по профилю 893303. Геотемпературный разрез по профилю 893304. Геотемпературный разрез по профилю 893308. Масштаб 1 : 100 000	–
9.10–11	Геотемпературный разрез по профилю 883117. Геотемпературный разрез по профилю 893309. Масштаб 1 : 100 000	Рис. 5.16
10	Палеорекострукции по профилю 883115. Масштаб 1 : 100 000	Рис. 5.17

Таблица 5.5

Прогнозные параметры бурения рекомендованных скважин

Скважина	Интервал проходки, м	Стратиграфическая приуроченность	Плотности пород, г/см ³	Ожидаемая температура, °С	Характер ожидаемых притоков УВ	Наиболее вероятный характер притоков УВ
Скважина № 1	0–550	N _{1us}	2,13	0–20		
	550–940	P _{3bf}	2,23	20–35		
	940–1120	P _{1-3cr}	2,30	35–40		
	1120–2100	K _{2vl}	2,53	40–70	газ, нефть	газ
	2100–2500	K _{2ud}	2,58	70–80		
Скважина № 2	0–400	N _{1us}	2,13	0–15		
	400–800	P _{3bf}	2,23	15–30		
	800–900	P _{1-3cr}	2,30	30–35		
	900–2300	K _{2vl}	2,54	35–90	газ, нефть	газ
	2300–3200	K _{2ud}	2,61	90–120		

13. На восточном участке рекомендуется доизучение Оборской мульды сейсморазведкой, поскольку ее северная часть осталась практически неизученной (в том числе и по причине низкого качества сейсмического материала), и моделирование, аналогичное проведенному, для уточнения перспектив нефтегазоносности этого района.
14. *Результаты прогнозирования реализованы в цифровом виде в форматах промышленной ГИС-системы ArcView. На базе созданного ГИС-проекта можно выполнять в автоматизированном режиме всевозможные пространственные и тематические выборки, объемно-площадные аналитические расчеты, связанные с оценкой прогнозных ресурсов УВ, всевозможные, всемасштабные композиции карт, разрезов, тем с последующей распечаткой твердых копий.*

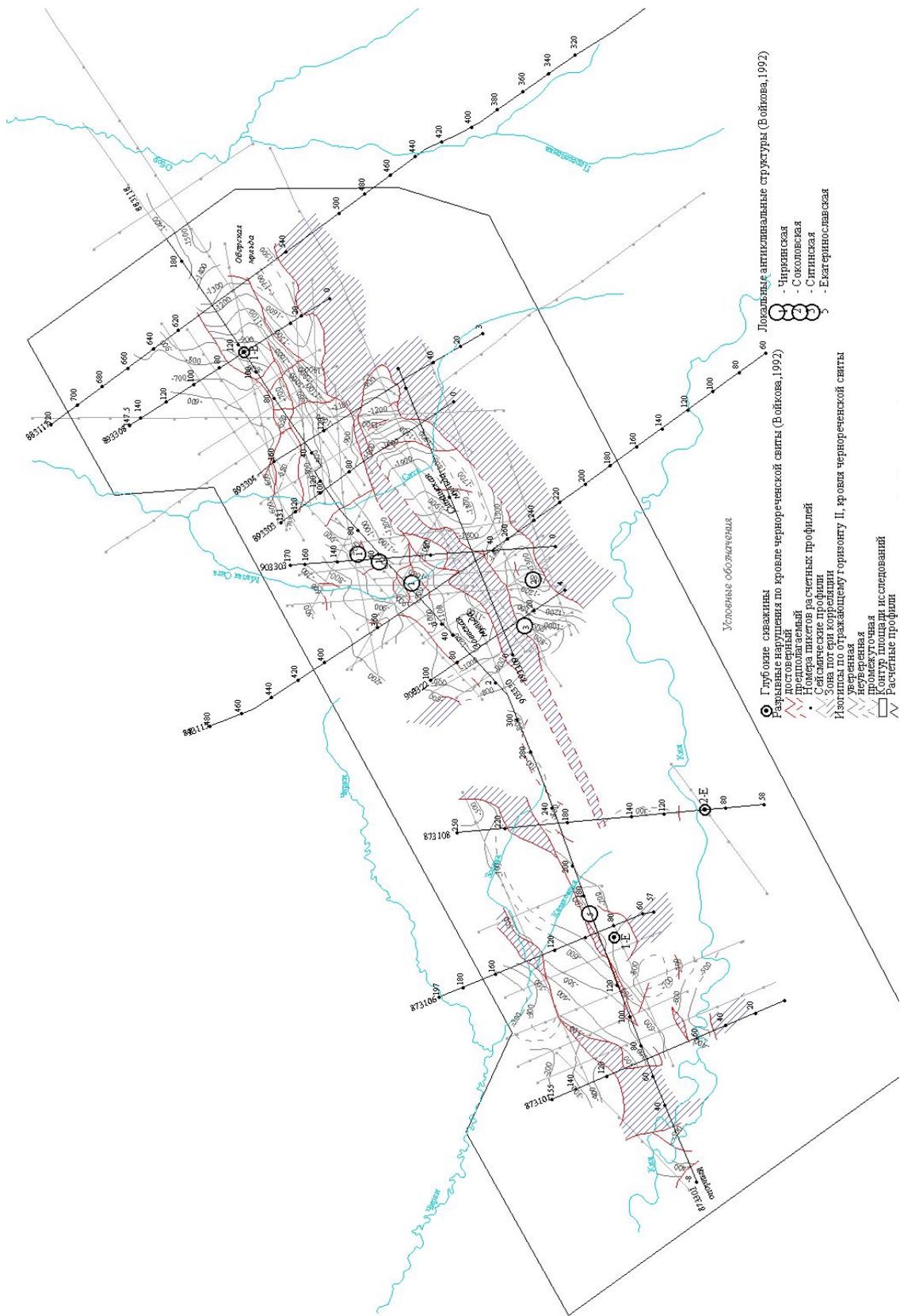


Рис. 5.5. Структурная карта по отражающему горизонту II (Войкова, 1992)

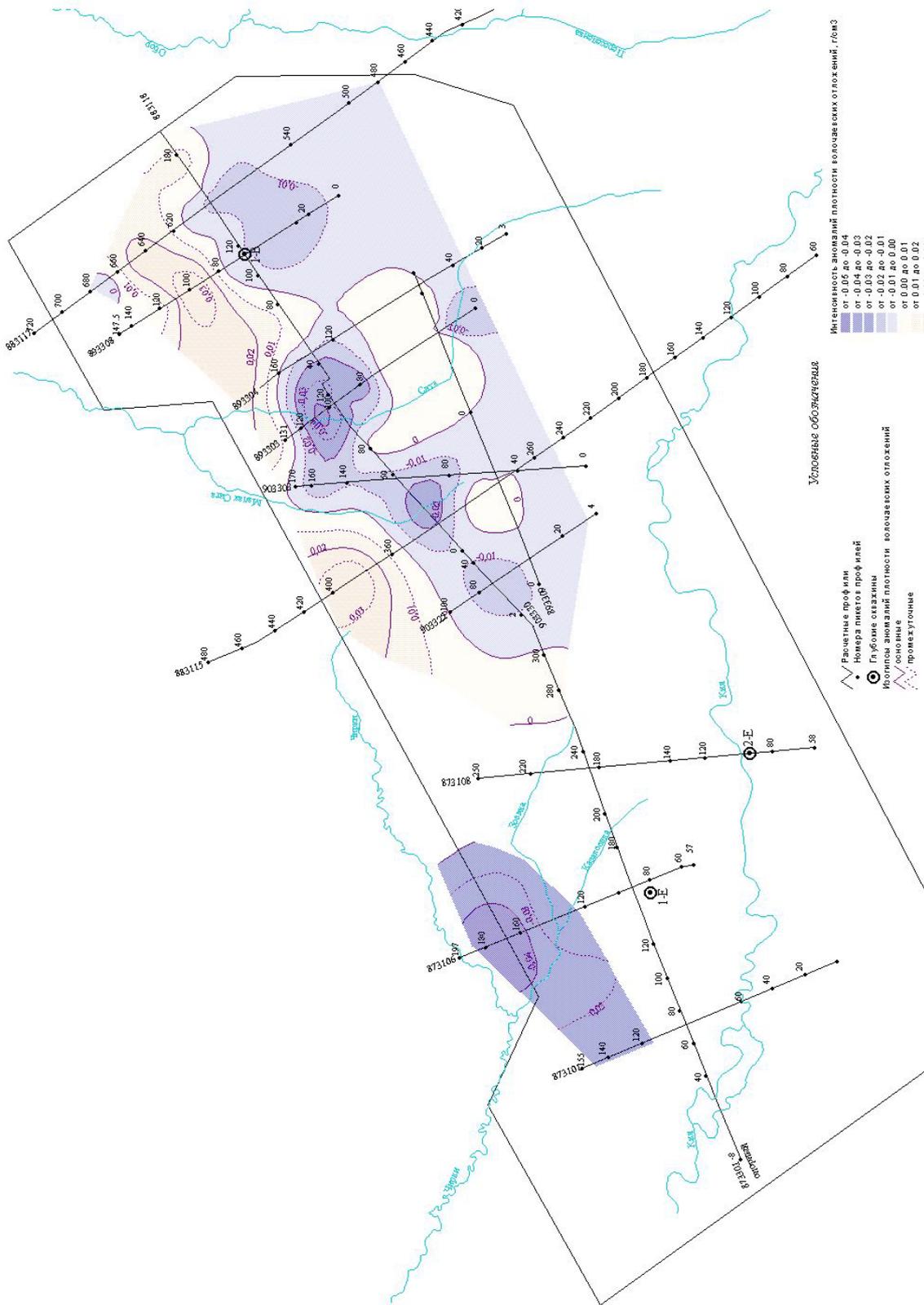


Рис. 5.6. Карта аномалий плотности волочаевских отложений

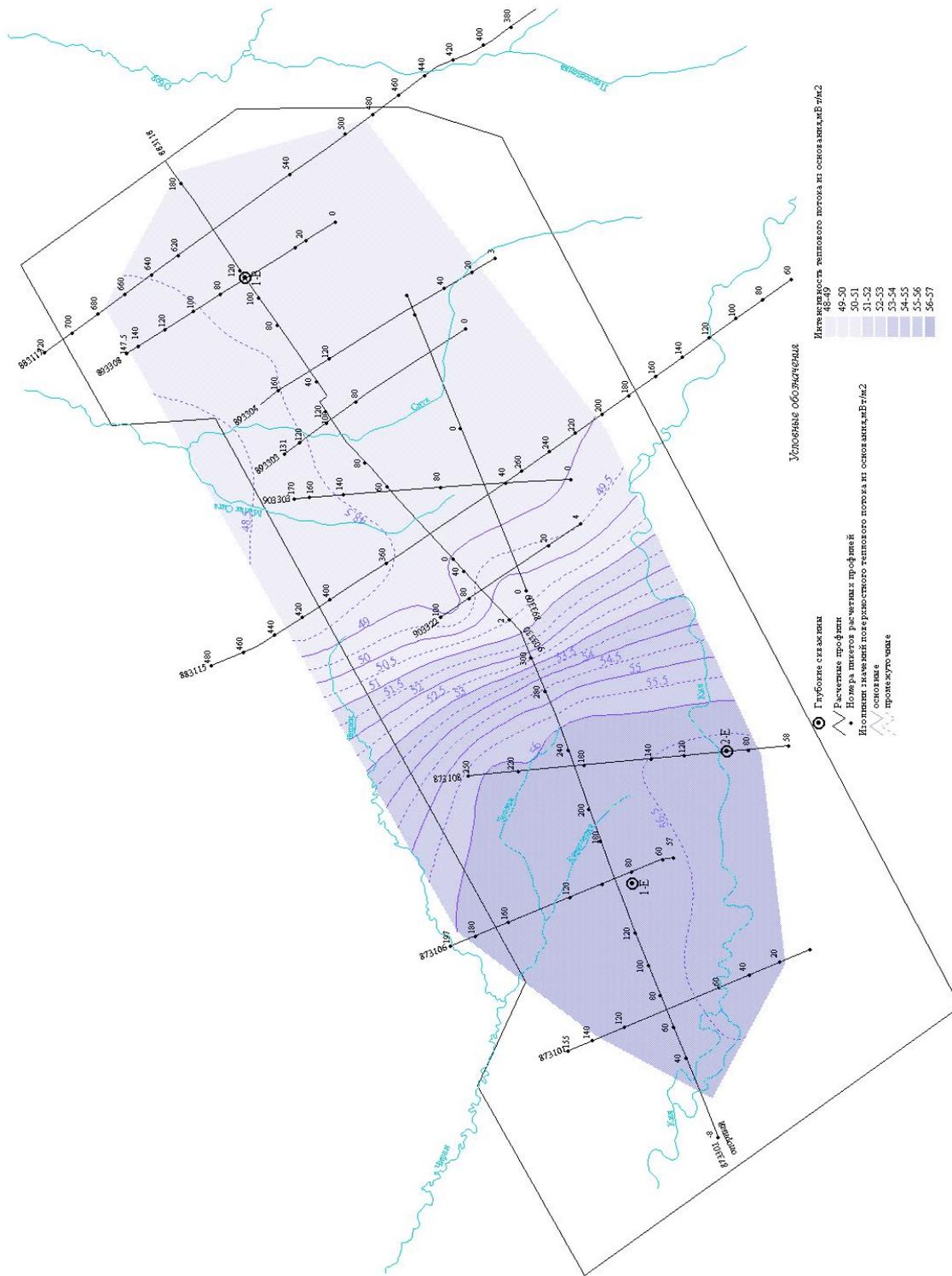


Рис. 5.7. Карта значений теплового потока из основания

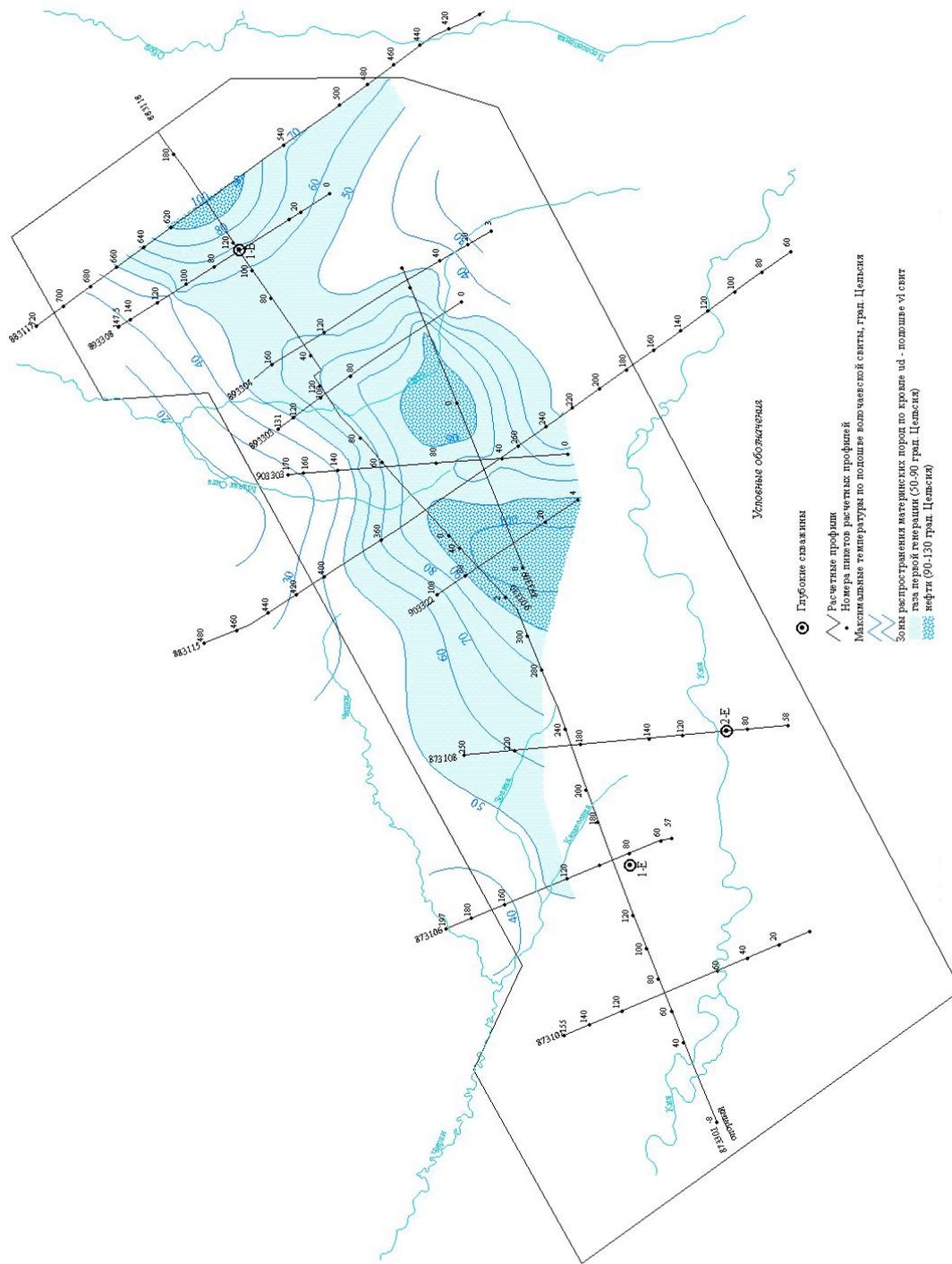


Рис. 5.8. Карта максимальных температур и зон распространения материнских пород по подшиве волочаевской свиты

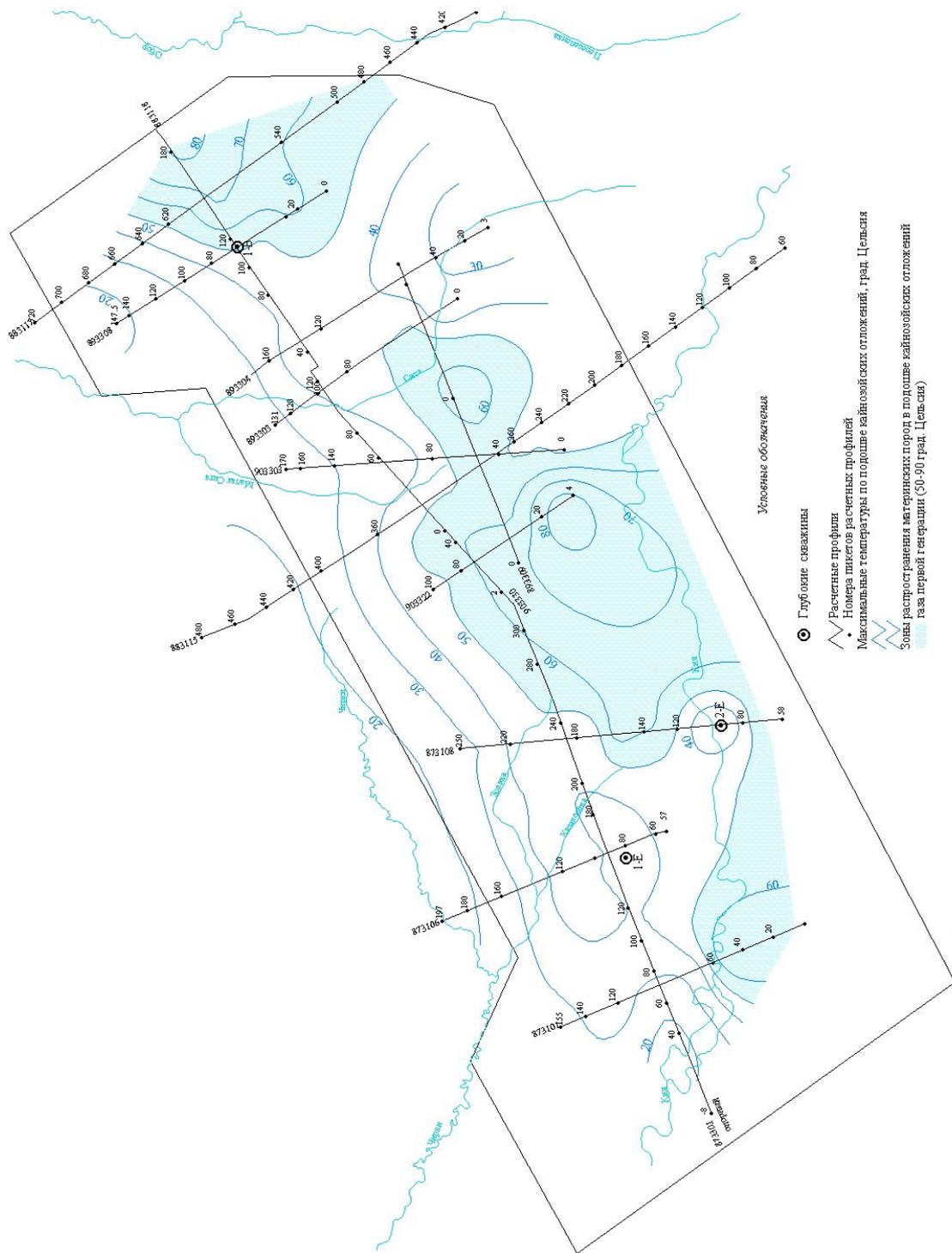


Рис. 5.9. Карта максимальных температур и зон распространения материнских пород по подошве кайнозойских отложений

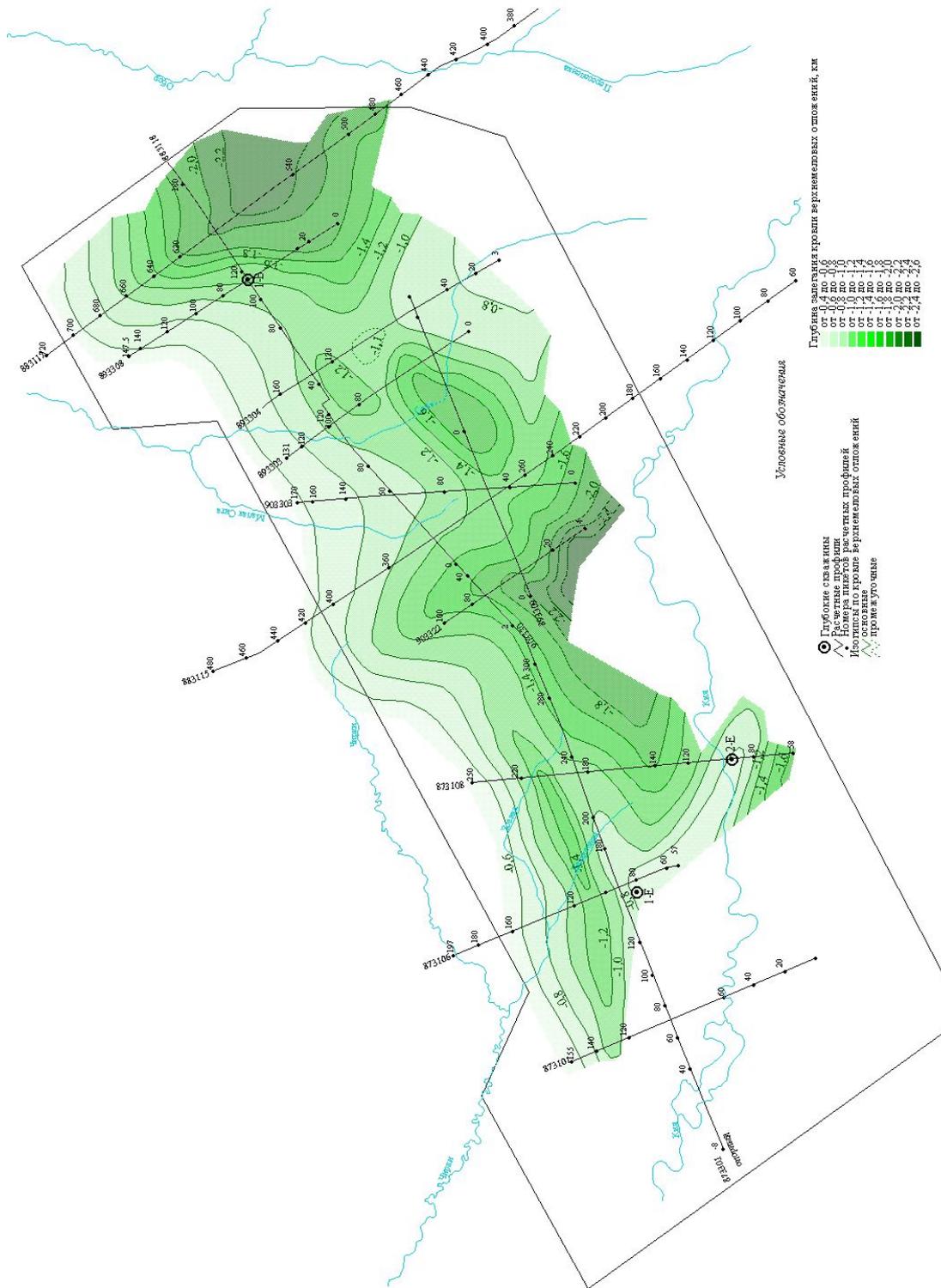


Рис. 5.10. Структурная схема по кровле верхнемерловых отложений

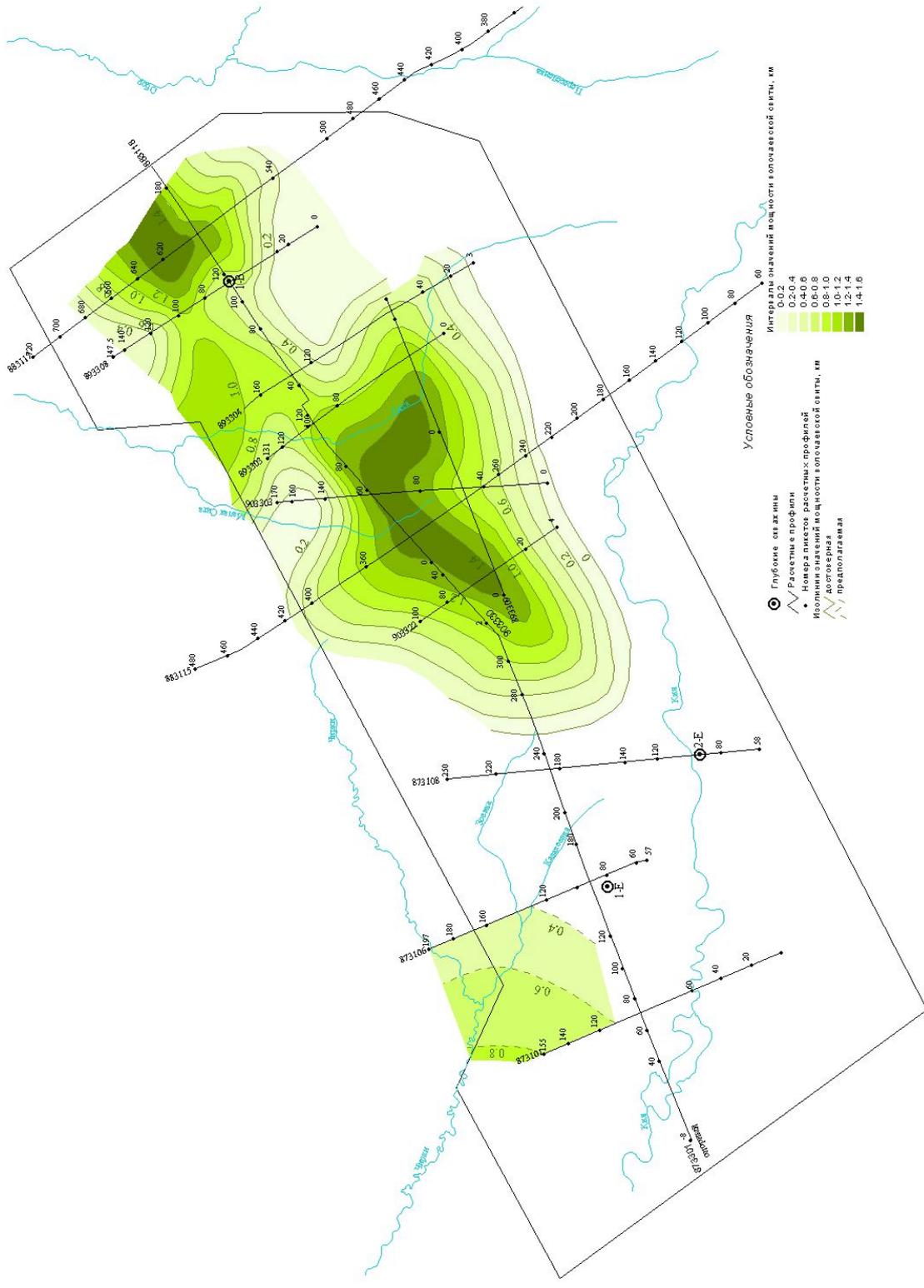
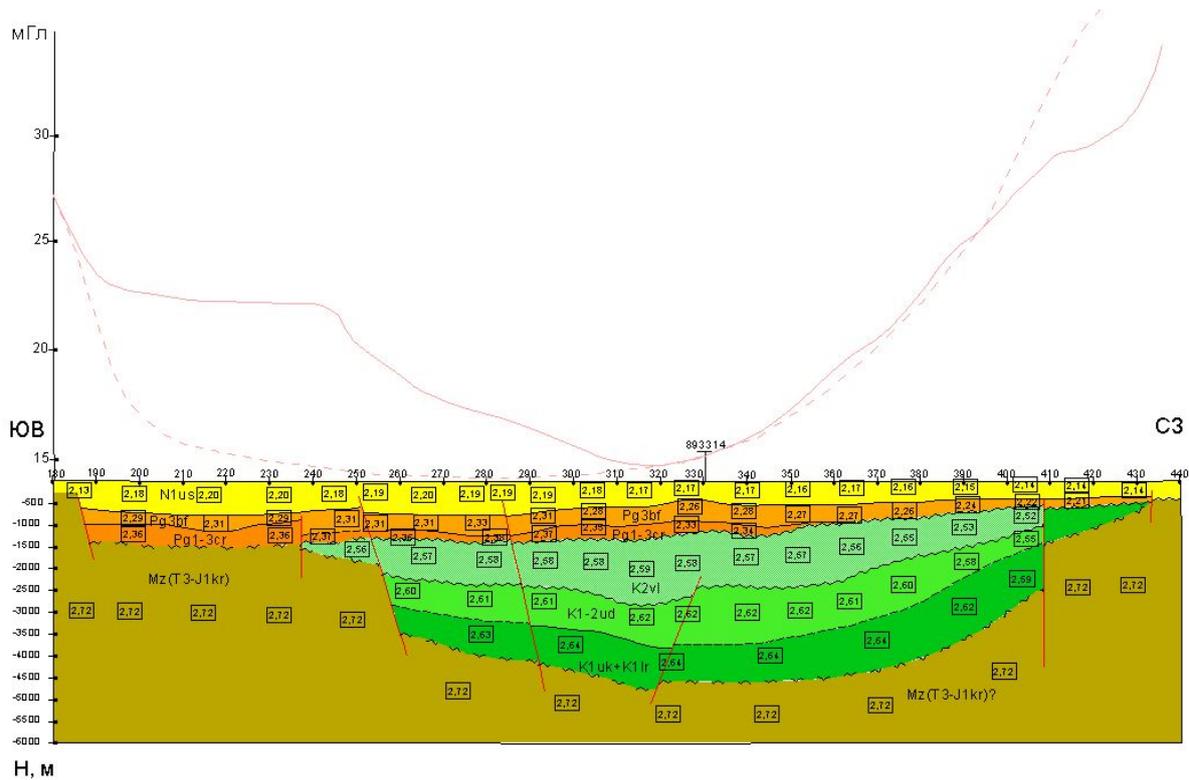
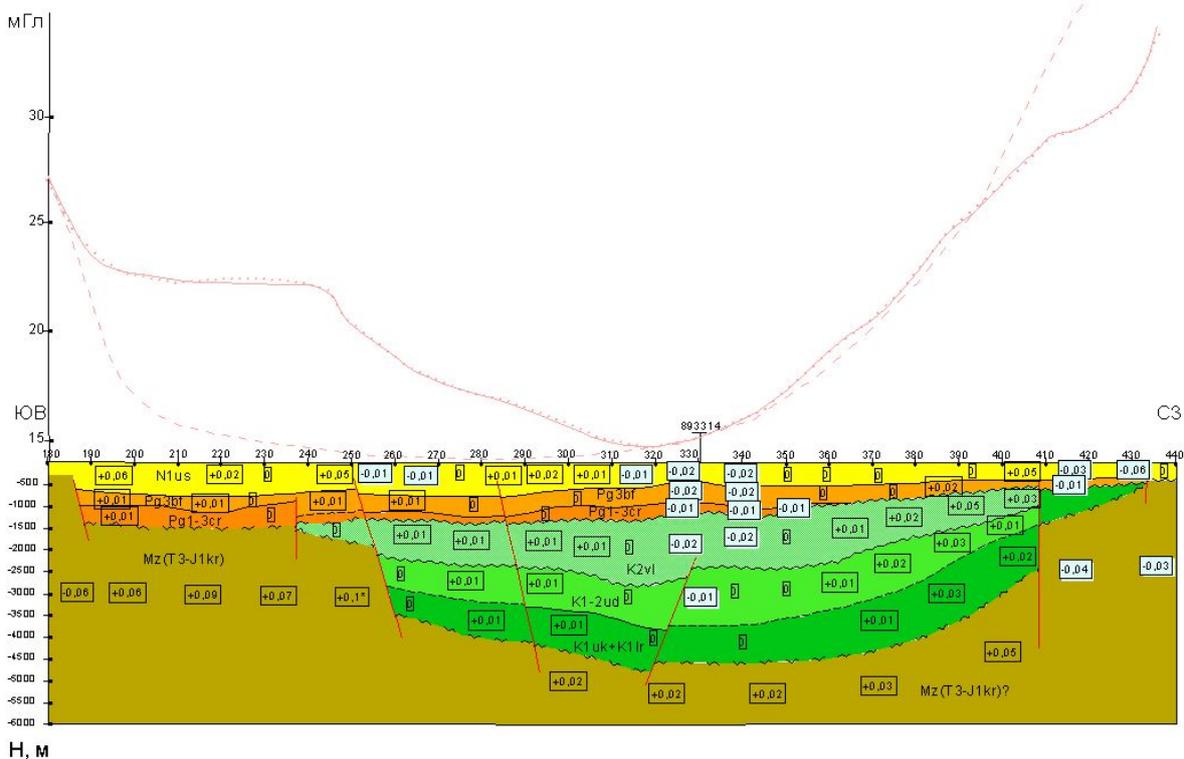


Рис. 5.11. Карта изопахит вололчевской свиты

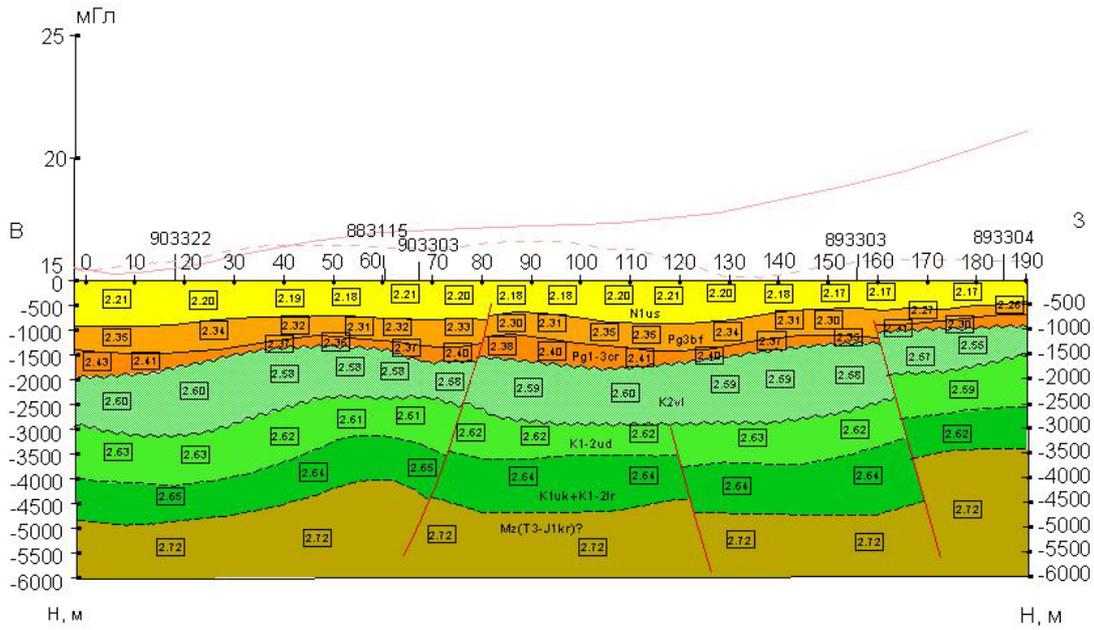


"Нормальный" геоплотностной разрез по профилю 883115.

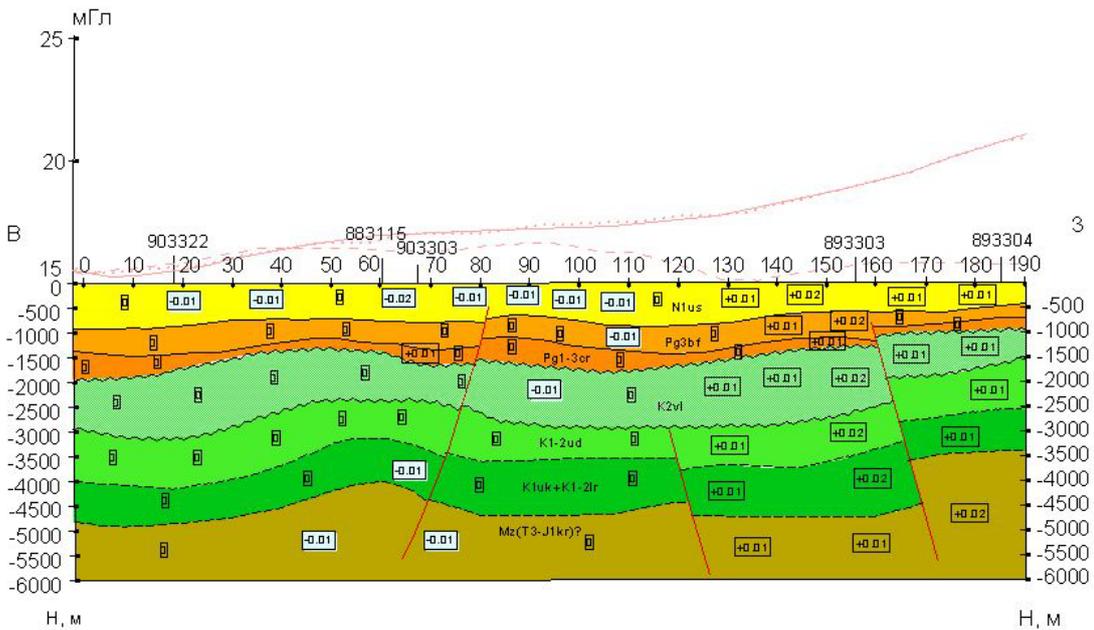


Аномальный геоплотностной разрез по профилю 883115.

Рис. 5.14



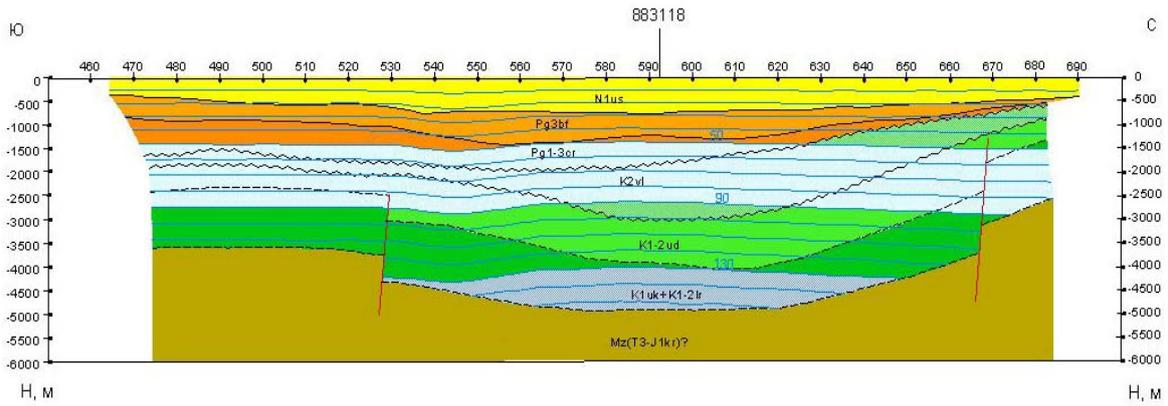
"Нормальный" геоплотностной разрез по профилю 893309.



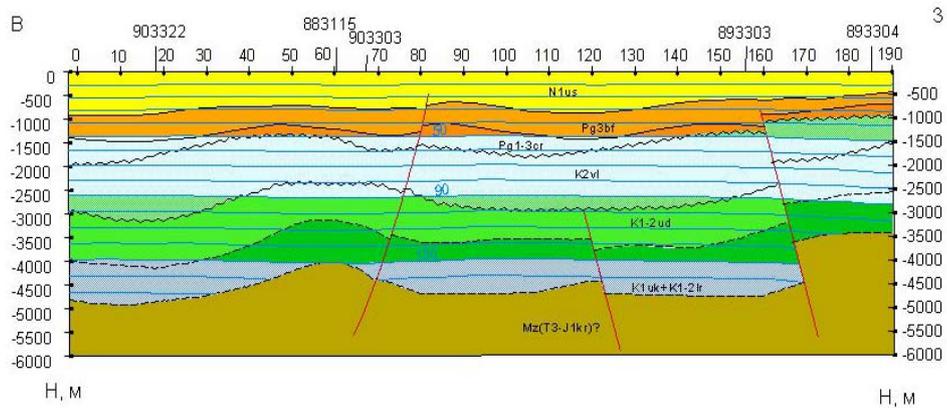
Аномальный геоплотностной разрез по профилю 893309.

- график рассчитанных аномалий силы тяжести от разреза с подобранными в результате решения обратной задачи гравиметрии плотностями
 - график наблюдаемых аномалий силы тяжести в условном уровне
 - график рассчитанных аномалий силы тяжести от разреза с "нормальными" плотностями
- Границы стратиграфических комплексов:
- достоверная согласно залегания
 - достоверная несогласного залегания
 - предполагаемая несогласного залегания
 - предполагаемая согласно залегания
- Разрывные нарушения
- Стратиграфические комплексы
 - ушумунская свита
 - бирюфельдская свита
 - чернореченская свита
 - волочаевская свита
 - удоминокая свита
 - ларгаинская свита
 - мезозойское основание
 - "Нормальная" плотность отложений
 - Аномалия плотности

Рис. 5.15



Геотемпературный разрез по профилю 883117.



Геотемпературный разрез по профилю 893309.



Рис. 5.16

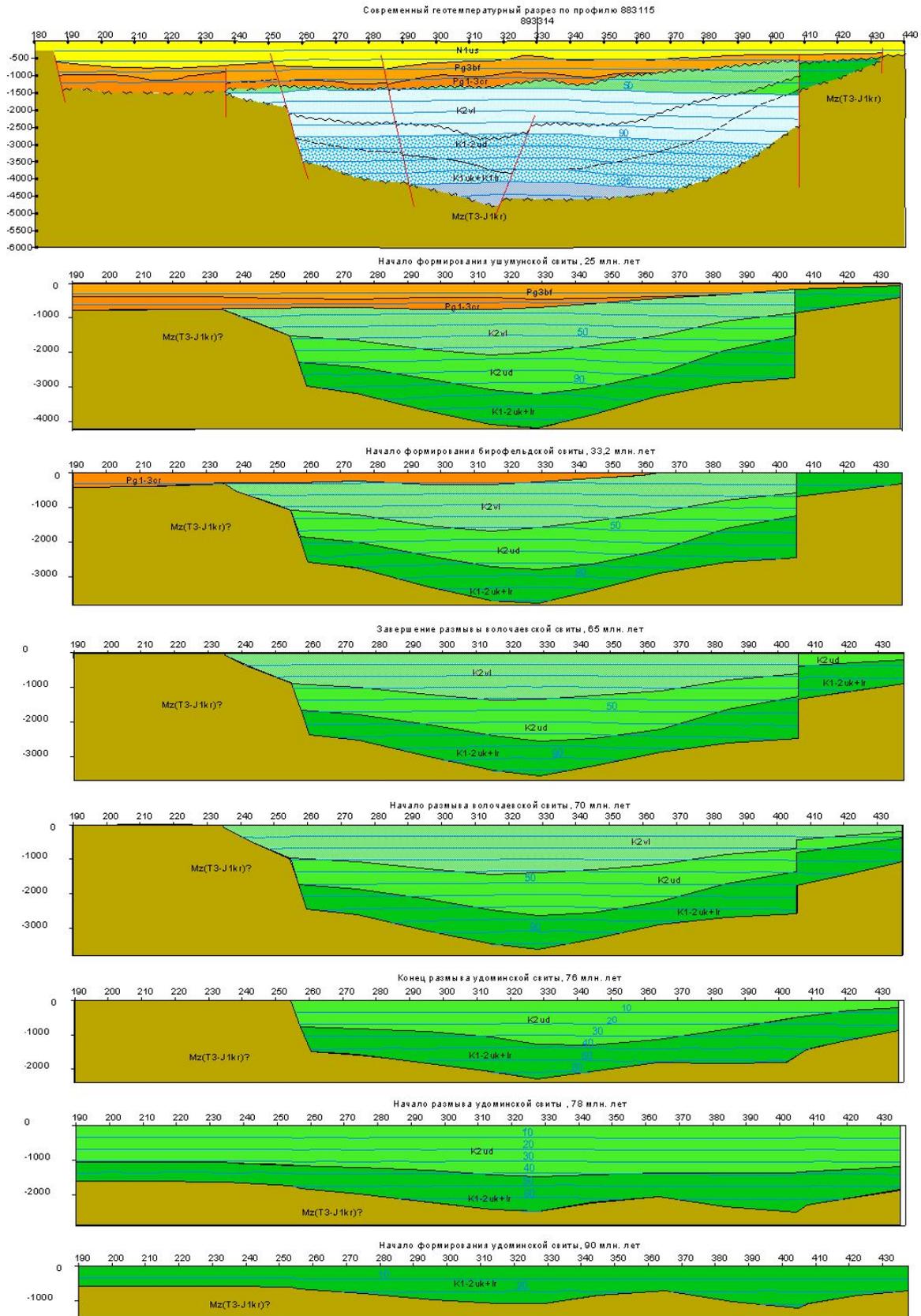


Рис. 5.17. Палеореконструкции по профилю 883115

6. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ В ДОПЛИТНОМ КОМПЛЕКСЕ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОПЛОТНОСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ)

6.1. Постановка задачи

Прогноз нефтегазоносности доплитного комплекса получен при геоплотностном моделировании регионального профиля XIII (рис. 6.1), пересекающего все структуры I порядка центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, для которой резервуары нижних этажей чехла и доюрского комплекса – это основные резервы восполнения ресурсной базы УВ.

При построении плотностной модели вдоль сейсмопрофиля XIII преследовалось решение следующих задач: 1) плотностное картирование кровли доюрских отложений; 2) изучение плотностной структуры доюрских отложений до глубины 7 км; 3) сопоставительный анализ плотностной структуры доюрских отложений и известных зон нефтегазонакопления; 4) прогноз зон нефтегазонакопления.

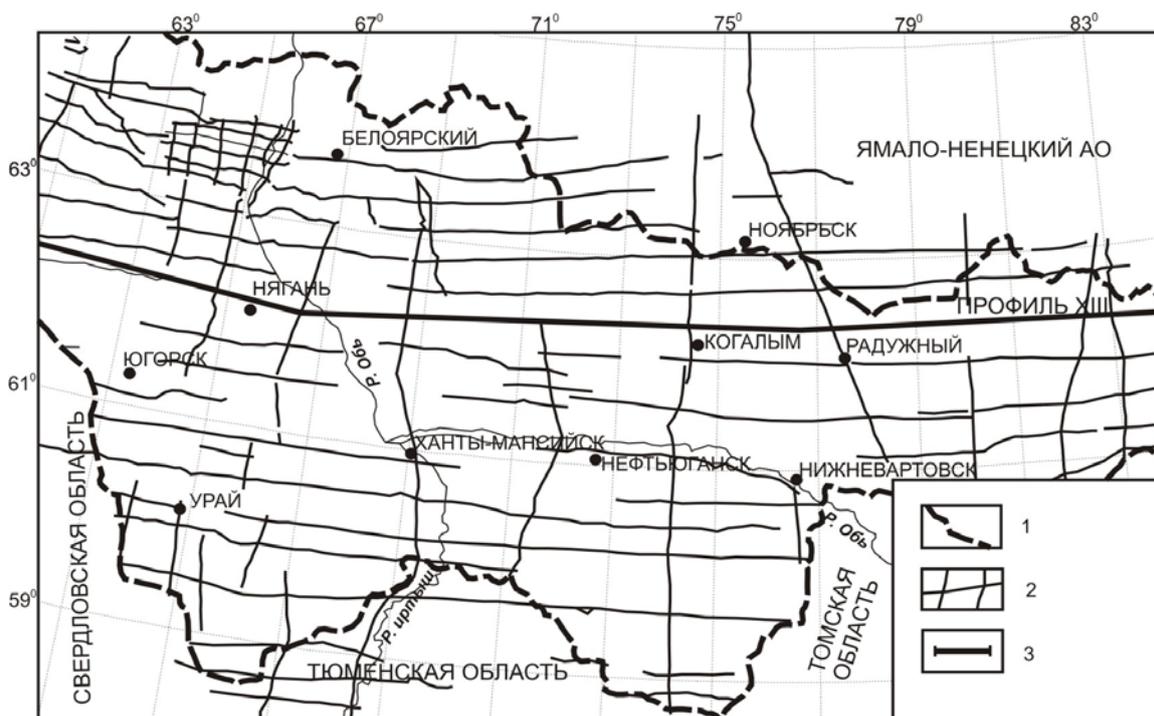


Рис. 6.1. Схема расположения регионального сейсмопрофиля XIII.

1 – административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2 – сеть региональных сейсмических исследований МОГТ, выполненных на территории ХМАО в 1970–2002 гг. [4];

3 – линия регионального сейсмопрофиля XIII

6.2. Методика решения задачи

Использованы следующие *цифровые материалы* вдоль регионального профиля XIII: 1) Grid структурной карты по кровле юрских отложений (по опорному горизонту Б, $1 \cdot 1$ км, ошибка 25 м); 2) Grid структурной карты по кровле доюрских отложений (по опорному горизонту А, $1 \cdot 1$ км, ошибка 50 м); 3) Grid аномалий силы тяжести в редукции Граафа-Хантера ($1 \cdot 1$ км, ошибка 0,6–0,8 мГал); 4) стратиграфические разбивки по скважинам, вскрывшим доюрские отложения; 5) литологическое описание керна доюрских отложений по «реперным» скважинам Восточно-Сабунской-10 (ВСА-10), Западно-Варьеганской-194 (ЗВА-194), Поснокортской-831 (ПО-831), Озерной-338 (ОЗ-338).

Для выполнения геоплотностного моделирования использован программный комплекс «Решение прямой и обратной линейной задачи гравиметрии блоково-слоистых сред» [44].

Была реализована следующая *схема геоплотностного моделирования*.

1. На карту аномалий силы тяжести вынесены скважины и проложена линия профиля моделирования. Линия задана с учетом двумерности решаемой задачи, с минимальным числом изломов (два), ближе к центру полосы окрестностей сейсмопрофиля XIII, ближе к скважинам, на изломах скважины, прямые участки профиля опираются на две скважины.
2. Построен геолого-геофизический разрез в масштабе $1 : 500\ 000$. Структурные горизонты и график поля вынесены с шагом 2,5 км.
3. Для моделирования геотраверса по точкам изломов (скважины Западно-Варьеганская 194, Поснокортская-831) разбит на 3 части: Восточную (Кулынгольская мегаседловина – Пякупурский мегапрогиб) – 405 км, Центральную (Пякупурский мегапрогиб – Рогожниковский вал) – 518 км, Западную (Южно-Бобровский мегапрогиб – Ляпинский мегапрогиб) – 315 км. Этим достигается уменьшение: 1) чрезмерного числа одновременно моделируемых блоков; 2) влияния нелинейности регионального фона; 3) влияния дефектов двумерности модели; 4) влияния кривизны Земли.
4. Априорная блокировка разреза по латерали осуществлена по следующим критериям: 1) по точкам перегиба графика поля («уступ», «локальное тело»); 2) по точкам перегиба сильно сглаженного графика поля; 3) по точкам перегиба структурных горизонтов. При этом размер каждого блока должен быть не меньше двойной глубины до верхней кромки.
5. Априорная блокировка фундамента по вертикали осуществлена по следующим критериям: 1) фундамент исследуется на нескольких, примерно одинаковой глубины, срезам и от дневной поверхности, и от кровли фундамента; 2) 4 км – это уровень, на котором существенно может меняться вертикальный градиент плотности пород одной литологии (петрографического состава).
6. Априорные значения плотностей блоков доюрских пород принимались в соответствии с литологией отложений в «реперных» скважинах (табл. 6.1): известняки и сланцы известняков – $2,50 \text{ г/см}^3$ до глубины 4 км, $2,65 \text{ г/см}^3$ – на глубинах 4–7 км; кварцевые диориты и метаморфические сланцы – $2,60 \text{ г/см}^3$ до глубины 4 км, $2,75 \text{ г/см}^3$ – на глубинах 4–7 км.

Ограничения на априорные значения плотностей блоков задавались следующим образом: послеюрские отложения – $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$; юрские отложения – $\pm 0,05 \text{ г/см}^3$; доюрские породы (до глубины 4 км) – $\pm 0,10 \text{ г/см}^3$; доюрские породы (до глубины 4–7 км) – $\pm 0,20 \text{ г/см}^3$. В западной части геотраверса оказалось необходимым расширить ограничения на плотности доюрских пород: до глубины 4 км – $\pm 0,20 \text{ г/см}^3$; до глубины 4–7 км – $\pm 0,40 \text{ г/см}^3$.

7. Непосредственно решение обратных задач выполнялось отдельно для восточной, центральной и западной частей геотраверса. «Реперами» приведения модельного и наблюдаемого полей явились гравитационные эффекты плотностных колонок в районе скважин Восточно-Сабунская-10, Западно-Варьеганская-194, Поснокортская-831, Озерная-338. Характеристики решения обратных задач приведены в табл. 6.2.

В качестве критериев оптимальности решения обратной задачи принято: 1) «невязка» стремится к ошибке наблюдаемого поля; 2) выход значения «невязки» (от итерации к итерации) на асимптоту; 3) на ограничениях определено минимальное число параметров плотности; 4) при возможности нет «инверсий» плотности.

«Невязка» оптимального решения в западной части геотраверса несколько велика за счет более грубого подбора в области аномалии типа «океанический желоб» (Висимский мегавал – Ляпинский мегапрогиб – Саранпаульская моноклинали).

6.3. Решение задачи

Моделируемый геотраверс следует вдоль сейсмопрофиля XIII и пересекает Западно-Сибирскую плиту с востока на запад на широте $62^{\circ}20'$. Общая протяженность профиля составляет 1300 км.

На траверсе профиля расположены следующие структурные элементы центральной части плиты (рис. 6.2): Кулынольская мегаседловина, Касский мегапрогиб, Верхнекаралькинский мегавал, Ларьеганский мегапрогиб, Бахилловский мегавал, Хохряковская мегаседловина, Толькинский мегапрогиб, Тагринский мегавал, Ампутинский мегапрогиб, Варьеганский мегавал, Пякупурский мегапрогиб, Северо-Вартовская мегатерраса, Сургутский свод, Югорский свод (Ай-Пимский вал, Северо-Камынская седловина, Туманный вал, Верхнеляминский вал, Елизаровский прогиб), Краснотенинский свод (Рогожниковский вал), Южно-Бобровский мегапрогиб, Сергинское куполовидное поднятие, Шеркалинский мегапрогиб, Березовская моноклинали, Висимский мегавал, Ляпинский мегапрогиб.

Таблица 6.1

Априорные значения плотностей (начальное приближение), г/см³

Отложение	Запад	Участок скважины ОЗ-338	Между скважинами	Участок скважины ПО-831	Между скважинами	Участок скважины ЗВА-194	Между скважинами	Участок скважины ВСА-10	Восток
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Послеюрские	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30	2,30
Юрские	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Доюрские (до 4 км)	2,55	2,60	2,55	2,60	2,55	2,50	2,55	2,50	2,55
Доюрские (4–7 км)	2,70	2,75	2,70	2,75	2,70	2,65	2,70	2,65	2,70

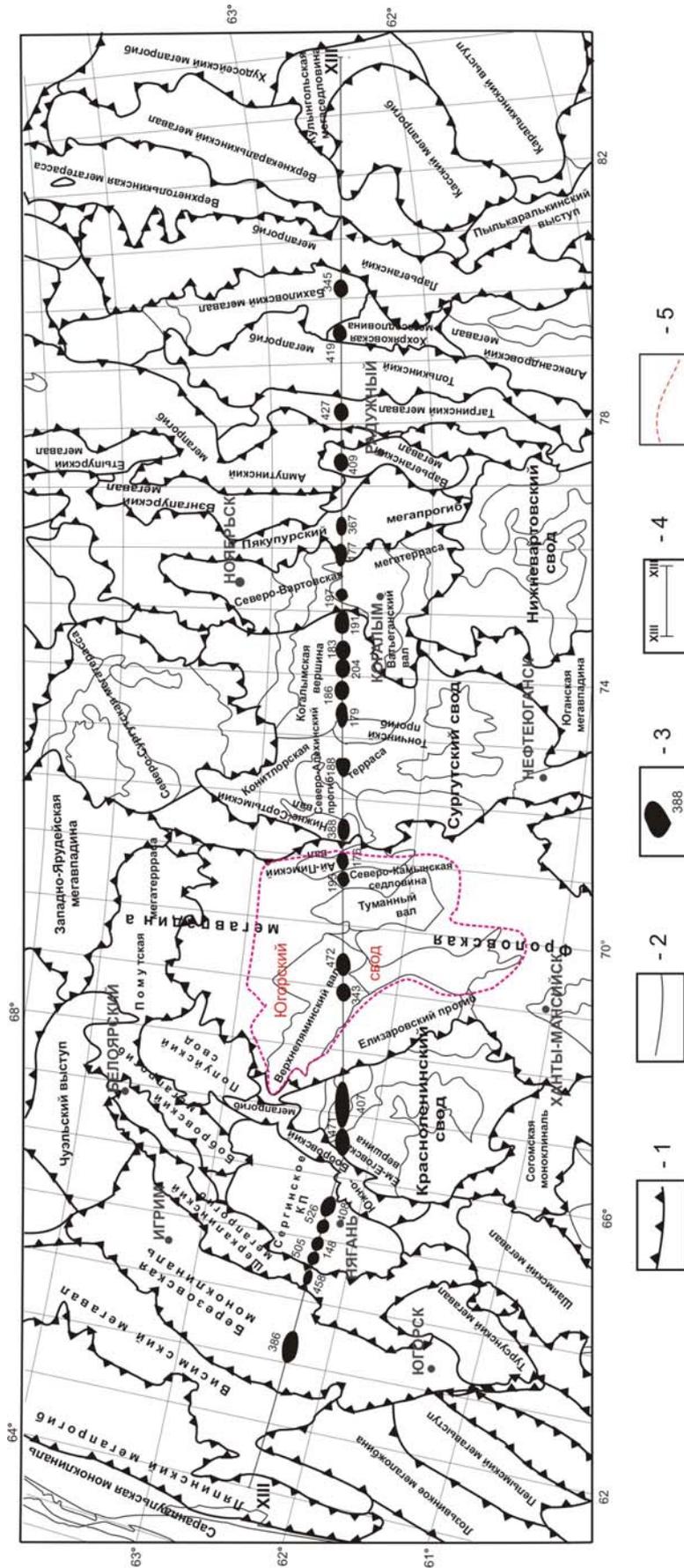


Рис. 6.2. Схематический фрагмент «Тектонической карты Западно-Сибирской плиты» (под ред. В. И. Шильмана и др., 1998). 1 – границы тектонических элементов I порядка, 2 – границы внутреннего районирования тектонических элементов I порядка; 3 – месторождение УВ и его номер; 4 – линия моделируемого геотраверса; 5 – Югорский свод (Волков В.А. и др., 2003). Месторождения: 386 – Озерное, 458 – Южно-Сотэюганское, 505 – Овальное, 148 – Аржановское, 526 – Западно-Вандимторское, 408 – Песчаное, 471 – Поснокортское, 407 – Розожниковское, 343 – Апрельское, 472 – Итьяхское, 195 – Северо-Камыньское, 176 – Ай-Пимское, 388 – Нижнее-Сортимское, 188 – Конитлорское, 179 – Тевлинско-Русскинское, 186 – Когальмское, 204 – Восточно-Ягунское, 183 – Южно-Ягунское, 191 – Дружное, 197 – Ватъеганское, 177 – Повховское, 367 – Западно-Варъеганское, 409 – Северо-Варъеганское, 427 – Тагринское, 419 – Северо-Хохряковское, 345 – Верхнеколизъеганское

Таблица 6.2

Характеристики решений обратной задачи

Характеристики	Западная часть геотраверса	Центральная часть геотраверса	Восточная часть геотраверса
1	2	3	4
«Невязка» наблюдаемого поля и поля априорного разреза, мГал, максимальное отклонение, мГал	±21,5 62,3	12,2 24,8	±9,0 18,8
«Невязка» наблюдаемого поля и поля оптимального разреза, мГал, максимальное отклонение, мГал, число итераций формализованного подбора	±1,2 5,7 26	±0,6 2,4 26	±0,6 1,8 26
Линейный региональный фон, мГал/км	0,21	–	–0,03
Количество блоков разреза	190	243	209

На траверсе профиля находятся месторождения углеводородов: Верхнеколикъеганское, Северо-Хохряковское, Тагринское, Северо-Варьеганское, Западно-Варьеганское, Повховское, Ватьеганское, Дружное, Южно-Ягунское, Восточно-Ягунское, Когалымское, Тевлинско-Русскинское, Конитлорское, Нижне-Сортымское, Ай-Пимское, Северо-Камыньское, Итъяхское, Апрельское, Рогожниковское, Поснокортское, Песчаное, Западно-Вандмторское, Аржановское, Овальное, Южно-Сотэюганское, Озерное. В полосе окрестностей профиля, с отстоянием от линии профиля до 15 км, расположены 25 параметрических, поисковых и разведочных скважин, вскрывших доюрские отложения.

6.3.1. Тектоника района исследований

В тектоническом отношении, в зоне прохождения регионального сейсмопрофиля XIII, выделяется семь геоблоков [4].

Восточно-Уральский геоблок расположен на западной окраине Западно-Сибирской плиты, его фундамент является продолжением уральских герцинид. В пределах геоблока сохраняется та же ориентировка и то же строение, которое характерно для геотектонических элементов Урала [87]. Здесь Урал сопрягается с геосинеклизой через симметричную пару параллельно протягивающихся прогиба и поднятия: вдоль Урала – Ляпинский мегапрогиб, осложненный несколькими впадинами, а к востоку от прогиба – надпорядковая структура крупнейшей Висимско-Хашгортской гряды, осложненной структурой I порядка – Висимским мегавалом. В Восточно-Уральский геоблок входят Саранпаульская и Березовская моноклинали. Структуры платформенного чехла геоблока развивались унаследованно от структур фундамента. Степень унаследованности высокая. В ранней юре геоблок на значительной территории был выше уровня седиментации. Структуры Висимского мегавала имеют эрозионно-тектоническое происхождение. Для них характерно уменьшение амплитуд вверх по разрезу или переход в структурные носы. Березовская моноклираль осложнена валами, одиночными локальными поднятиями и разделяющими их прогибами. Для поднятий характерно выполаживание вверх по разрезу и развитие до конца позднего мела. Основной рост поднятий происходил в готеривское время, затем структуры росли циклично. Палеоген-неогеновый этап характеризовался дополнительным ростом поднятий до 150–250 м.

Характерным для *Зауральского геоблока* является преобладание в платформенном чехле положительных тектонических элементов. В зону прохождения геотраверса попадает крупная Сергинская зона поднятий и Красноленинский свод. Сергинское куполовидное

поднятия на западе через Шеркалинский мегапрогиб граничит с Березовской моноклиной. Сергинская зона поднятий начала формироваться в раннеюрское время, в среднеюрское время окончательно оформилось северо-восточное простирание зоны. Она представляет собой незамкнутые валообразные поднятия, раскрывающиеся в сторону северо-запада. Сергинская зона поднятий отделена от Красноленинского свода Южно-Бобровским мегапрогибом раннеюрского заложения и длительного развития. Северный склон Красноленинского свода осложнен Ем-Еговской вершиной, которая через Поснокортскую ложбину граничит с Рогожниковским валом. По фундаменту Красноленинский свод имеет блоковое строение. Амплитуда свода вверх по разрезу уменьшается. По палеогеновым отложениям свод, как положительная структура, не выделяется, ему соответствует моноклираль, наклоненная на восток. Свод имеет северо-западное простирание.

Фроловский геоблок является крупнейшей шовной зоной. На западе, через Елизаровский прогиб, блок граничит с Красноленинским сводом Зауральского геоблока. Геотраверс проходит по центральной приподнятой части Фроловской мегавпадины – Югорскому своду, который выделяется по поверхности доюрского основания относительно изогипсы –3350 и превышает 150 м, увеличиваясь на локальных поднятиях до 400 м. Свод осложнен структурами II порядка: Верхнеляминским, Туманным и Ай-Пимским валами и Северо-Камынской седловиной. Верхнеляминский вал по горизонту «Б» (кровля юрских отложений), не имея единой оконтуривающей изогипсы, объединяет структуры III порядка, к которым приурочены скопления УВ. Фроловская мегавпадина является или инверсионной неокомской структурой, или наложенной впадиной, образовавшейся вследствие большего уплотнения существенно глинистых осадков неокомского возраста. Особенностью формирования мезозойского чехла в пределах геоблока является развитие валанжин-готеривских клиноформных линз, падающих на запад и восток. Здесь проходит осевая зона неокомского бассейна.

Среднеобской центральной геоблок выделяется как планетарная структура. Вдоль западной и восточной границы геоблока протягиваются кулисообразные системы валов, подчеркивающие ограничение геоблока мощными шовными зонами. В зону прохождения геотраверса попадают Сургутский свод и Северо-Вартовская мегатерраса, являющаяся продолжением Нижневартковского свода. Сургутский свод делится субмеридианальным Тончинским прогибом на западную и восточную части. В западной части геотраверс пересекает кулисообразный Нижнесортымский вал, простирание которого соответствует простиранию соседней Фроловской шовной зоне, а Северо-Алехинский прогиб соединяет его с Конитлорской террасой того же простирания. В восточной части свода выделяется крупная приподнятая зона – Когалымская вершина. Сургутский свод – структура инверсионная, на позднепалеозой-триасовом этапе территория свода представляла собой кальдерообразную мегавпадину, прогибание которой завершилось катастрофой – мощным вулканизмом, за время которого накопилось около 2 км вулканических, осадочно-вулканических пород [37]. Прогибание территории в конце триаса сменилось подъемом. Когалымская вершина заложилась в ранней юре. Для локальных поднятий свода характерен основной рост в юрско-неокомское время, к аптскому веку рост свода и поднятий был, в основном, завершен в контурах, близких к современным. Объединение поднятий в валы, куполовидные поднятия завершились во время накопления покурской свиты. Сургутский свод в восточном направлении по ходу геотраверса переходит в Северо-Вартовскую мегатеррасу, осложненную Западно-Котухтинской моноклиной и Ватъеганским валом.

Уренгойско-Варъеганский геоблок осложнен тектоническими нарушениями субмеридианального и северо-западного простирания. Здесь геотраверс пересекает с запада на восток Пякупурский мегапрогиб, Варъеганский мегавал, Ампутинский мегапрогиб и Тагринский мегавал. Варъеганский мегавал осложнен крупными валооб-

разными поднятиями с амплитудой 70–185 м, его шарнир погружается от центральной части на север и ундулирует. Для валов характерно соответствие структурных планов и выполаживание вверх по разрезу. Основной этап роста – готерив-барремское время, значительный прирост амплитуд происходил в послепалеоценовый период. В раннеюрское время территория Варьеганского мегавала представляла собой выступ, осложненный структурными носами и мелкими малоамплитудными поднятиями. Тагринский мегавал имеет субмеридианальное простирание и амплитуду около 300 м. Он осложнен серией валов с амплитудой 60–100 м. Активный их рост наблюдается в позднеготерив-барремское и апт-альб-сеноманское время. В ранне-среднеюрское время мегавал представлял отдельные поднятия.

Колтогорско-Александровский геоблок пересекается геотраверсом в пределах тектонических структур I порядка: Толькинский мегапрогиб, Бахилловский мегавал и северный склон Хохряковской мегаседловины. Толькинский мегапрогиб, отделяющий Васюгано-Александровскую гряду от Тагринского мегавала, имел в ранней юре большие размеры и амплитуду прогибания около 300 м.

Приенисейский геоблок выделяется к востоку от Васюгано-Александровской гряды. Геотраверс пересекает выделенные в его пределах структуры: Ларьеганский прогиб, Верхнекаралькинский мегавал, Касский мегапрогиб и Кулынгольскую мегаседловину. Сопряжение центральных блоков геосинеклизы с перикратонным погружением Сибирской платформы происходило весьма напряженно, обуславливая широкое развитие дизъюнктивных нарушений.

В табл. 6.3 приведена иерархия тектонических элементов и приуроченность к ним нефтегазоносных районов, известных месторождений нефти и газа.

Таблица 6.3

Тектонические элементы вдоль регионального сейсмопрофиля XIII

Геоблоки	Надпорядковые структуры	Структуры I порядка	Структуры II порядка	Структуры III порядка	Принадлежность НГР	Приуроченность месторождений УВ (номер месторождения на карте)	
Восточно-Уральский	Висимско-Хашгортская гряда	Саранпаульская моноклираль			Восточно-Уральский		
		Ляпинский мегапрогиб			Восточно-Уральский		
		Висимский мегавал			Восточно-Уральский		
		Березовская моноклираль		Озерное поднятие	Березовский	Озерное (386)	
Зауральский		Шеркалинский мегапрогиб			Сергинский	Южно-Сотэюганское (458)	
		Сергинское куполовидное поднятие			Сергинский	Овальное (505) Аржановское (148) Западно-Вандмторское (526)	
				Песчаное поднятие	Сергинский	Песчаное (408)	
		Южно-Бобровский мегапрогиб			Сергинский		
		Красноленинский свод	Ем-Еговская вершина			Красноленинский	Поснокортское (471)
			Поснокортская ложбина			Красноленинский	Поснокортское
Рогожниковский вал				Красноленинский	Рогожниковское (407)		

Продолжение табл. 6.3

Геоблоки	Надпорядковые структуры	Структуры I порядка	Структуры II порядка	Структуры III порядка	Принадлежность НГР	Приуроченность месторождений УВ (номер месторождения на карте)
Фроловский	Фроловская мегавпадина		Елизаровский прогиб		Красноленский	
		Югорский свод	Верхнеляминский вал	Апрельское поднятие	Ляминский	Апрельское (343)
				Итьяхское поднятие	Ляминский	Итьяхское (472)
			Туманный вал		Приобский	
			Северо-Камынская седловина	Северо-Камынское поднятие	Приобский	Северо-Камынское (195)
Ай-Пимский вал	Ай-Пимское поднятие	Приобский	Ай-Пимское (176)			
Среднеобский центральный		Сургутский свод	Нижне-Сортымский вал		Сургутский	Нижне-Сортымское (388)
			Северо-Алехинский прогиб		Сургутский	
			Конитлорская терраса		Сургутский	Конитлорское (188)
			Тончинский прогиб		Сургутский	Тевлинско-Русскинское (179)
			Когалымская вершина		Сургутский	Тевлинско-Русскинское Когалымское (186)
Среднеобский центральный		Сургутский свод	Когалымская вершина		Сургутский	Восточно-Ягунское (204)
						Южно-Ягунское (183)
						Дружное (191)
		Северо-Вартовская мегатерраса	Западно-Котухтинская моноклинал		Вартовский	
Ватьеганский вал	Вартовский			Ватьеганское (197) Повховское (177)		
Уренгойско-Варьганский		Пякопурский мегапрогиб			Вартовский	Повховское Западно-Варьганское (367)
			Варьганский мегавал			Варьганский
		Ампутинский мегапрогиб			Варьганский	
		Тагринский мегавал			Варьганский	Тагринское (427)
Колтогорско-Александровский	Васюгано-Александровская гряда	Толькинский мегапрогиб			Александровский	
		Хохряковская мегаседловина			Александровский	Северо-Хохряковское (419)
		Бахиловский мегавал			Бахиловский	Верхнеколикъеганское (345)
Приенисейский		Ларьеганский прогиб			Сабунский	
		Верхнекаралькинский мегавал			Сабунский	
		Касский мегапрогиб			Каралькинский	
		Кульнгольская мегаседловина			Каралькинский	

6.3.2. Стратиграфия и литология основных нефтегазоносных комплексов

Отложения доюрского комплекса разновозрастны и сложены в одних случаях палеозойскими осадочно-вулканогенными образованиями основного состава с большим количеством интрузий основного и ультраосновного состава (синклинории унаследованного типа), в других (антиклинории унаследованные и инверсионные) – существенно глинисто-сланцевыми комплексами низких и средних фаций метаморфизма, а на участках докембрийских блоков распространены кристаллические образования разного состава [117].

На территории Югорского свода существенную роль играют карбонатные отложения девона, возможно обладающие генерационным углеводородным потенциалом. Перекрывающие их эффузивные разности основных и кислых вулканитов триасового возраста достигают, предположительно, 2 км. Наличие дезинтегрированных пород фундамента в зонах контакта с базальными отложениями юры создает перспективы для новых открытий залежей УВ в этом районе [82].

Нижнеюрские отложения залегают в основании осадочного чехла с перерывом на породах доюрского возраста. Они развиты в центральных депрессионных частях Западно-Сибирской геосинеклизы, стратиграфически объединены в 4 свиты: шеркалинскую, горелую, котухтинскую, худосеевскую. Последние подразделяется на две подсвиты – нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита разделена на две пачки. Первая пачка соответствует пласту Ю₁₁, в наиболее полных разрезах – Ю₁₁₋₁₂. Над пластом Ю₁₁ располагается тогурская пачка, сложенная аргиллитами и служащая надежной покрывкой. Верхняя подсвита также представлена двумя пачками: нижней и верхней. Нижняя соответствует пласту Ю₁₀, верхняя (радомская) пачка представлена глинами уплотнения. Нижнеюрские отложения развиты не повсеместно, прослеживаются, в основном, в прогибах. Мощность их колеблется от 0 до 150 м. *Нижнеюрский НГК* объединяет продуктивные пласты Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂ шеркалинской свиты или ее аналогов. Характерной особенностью строения нижнеюрского НГК является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов нижней юры и сокращение толщин к приподнятым частям палеорельефа [4].

Средняя юра (без большей части келловеев) выделена как тюменская свита. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита (аален) представлена переслаиванием песчаников, гравелитов, алевролитов и углистых аргиллитов. У выступов фундамента появляются конгломераты. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₇, Ю₈, Ю₉, характеризующиеся значительной фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. В направлении повышенных участков палеорельефа породы подсвиты выклиниваются. Средняя подсвита, возраст которой по спорово-пыльцевым комплексам определен как байосский, представлена неравномерным чередованием аргиллитов, иногда углистых, с песчаниками, алевролитами, карбонатными разностями пород и прослоями углей толщиной 0,5–2,5 м. Здесь выделяются пласты Ю₅ и Ю₆. Верхняя подсвита представлена полимиктовыми песчаниками, чередующимися с алевролитами и аргиллитами, с прослоями углей 0,5–2,0 м, известняков и гравелитов. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₂, Ю₃, Ю₄. Они характеризуются резкой фациальной изменчивостью и литологической неоднородностью. Возраст по спорово-пыльцевым комплексам – батский. *Среднеюрский НГК* объединяет пласты Ю₂₋₉ тюменской свиты. Особенностью строения среднеюрского разреза является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов средней юры и сокращение толщин к сводовым и присводовым частям палеоподнятий. Максимальные мощности отложе-

ний тюменской свиты приурочены к отрицательным формам палеорельефа: впадинам, мегавпадинам, котловинам, прогибам. Площади аккумуляции осадков последовательно (снизу вверх) расширяются во времени, максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты – пласты Ю₂₋₃. В региональном плане отмечается последовательное увеличение мощности с запада на восток от 0 до 275 м.

В *верхнеюрском разрезе* келловей-титонского возраста выделяются три горизонта: баженковский (J_{3tt}–K_{1b}), георгиевский (J_{3tt}–J_{3ox3}), и васюганский (J_{3c}–J_{3ox}). Отложения васюганского горизонта согласно залегают на породах средней юры или с размывом пересекают образования фундамента в краевых частях седиментационного бассейна. Осадки этой юрской части разреза накапливались в морских условиях и сложены терригенными серо- и темноцветными породами. С запада на восток региона происходит постепенная смена условий осадконакопления. В разрезе верхней юры и келловей присутствуют следующие свиты: даниловская, мулымьинская, баженовская, георгиевская, васюганская, наунакская, марьяновская и сиговская.

На западе, в пределах Приуральской НГО, преобладает даниловский тип разреза, сложенный преимущественно глинистыми образованиями, накапливающимися в условиях нормального морского бассейна. Нижняя подсвита содержит на крыльях крупных поднятий прослойки песчаников группы П (вогулкинская толща) [39]. К востоку, до западной части Сургутского свода, верхнеюрские отложения красноленинского типа представлены существенно глинистыми образованиями: битуминозными глинами тутлеймской или баженовской свит и небитуминозными глинами с включениями глауконитовых пород абалакской свиты. Далее на восток под битуминозными глинами баженовской свиты появляются глауконитовые породы георгиевской свиты, которые перекрывают глинисто-песчаные отложения келловей-оксфорда, составляющие васюганскую свиту. Верхняя часть васюганской свиты обычно содержит пласты песчаников Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴. В пограничной зоне перехода от абалакской свиты в васюганскую на востоке (Сургутский НГР) увеличивается количество пластов, разрез васюганской свиты опесчанивается.

Итак, *верхнеюрский (васюганский) нефтегазоносный комплекс* объединяет разнофациальные толщи келловей-кимериджского возраста. Региональной покрывкой, являющейся частью НГК и обеспечивающей изолированность комплекса сверху, служат существенно глинистые отложения волжско-берриасского возраста.

В *нижнемеловом нефтегазоносном комплексе* выделяется группа региональных циклитов, или геологических тел, сформированных за длительный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. Существующий морской бассейн внутреннего типа заполнялся, в основном, за счет восточного и юго-восточного лавинообразного сноса терригенного материала. Цикличное боковое заполнение палеобассейна (в период трансгрессии накапливались глины, в период регрессии – песчано-алевритовый материал) привело к образованию клиноформных резервуаров или циклитов [3].

В разрезе неокома выделяют песчано-алевритистые пласты и пачки. Резервуарами для УВ являются отложения ачимовской свиты (пласты группы Ач), клиноформы неокома (пласты группы БС и АС).

Покрывкой для каждого клиноформного резервуара является пачка глин трансгрессивной части вышележащего циклита. В Вартовском, Варьеганском, Александровском и Бахилловском НГР увеличивается мощность апт-альб-сеноманских отложений. В покурской свите (K_{1a+al} + K_{2c}) выделяются пласты-коллекторы группы ПК.

В табл. 1.4 приведена обобщенная характеристика отложений Березовского, Сергинского, Красноленинского, Ляминского, Приобского, Сургутского, Вартовского, Варьеганского, Александровского, Бахилловского, Сабунского и Каралькинского НГР.

6.3.3. Нефтегазоносные области, районы и продуктивные комплексы

Моделируемый геотраверс пересекает 8 нефтегазоносных областей, включающих 12 нефтегазоносных районов, выделенных в центральной части Западно-Сибирской плиты [4]: Приуральскую НГО (Березовский НГР), Красноленинскую НГО (Сергинский и Красноленинский НГР), Фроловскую НГО (Ляминский и Приобский НГР), Среднеобскую НГО (Сургутский НГР и Вартовский НГР), Надым-Пурскую НГО (Варьеганский НГР), Васюганскую НГО (Алексадровский НГР и Бахилевский НГР), Пайдугинскую НГО (Сабунский НГР) и Предъенисейскую НГО (Каралькинский НГР).

В *Березовском газоносном районе* основным продуктивным комплексом является верхнеюрский с продуктивным пластом «П». Комплекс объединяет зону контакта осадочного чехла и фундамента – кору выветривания и трещиноватые породы фундамента, мощностью от 0 до 100 м. В этом НГК широко развиты коллектора II и III классов [25]. Месторождения газовые, однозалежные, глубина залегания продуктивного горизонта 1200–1800 м. По запасам залежи мелкие и средние, ловушки структурно-литолого-стратиграфические. Газ в основном метановый. В зоне прохождения геотраверса расположено Озерное месторождение с залежью газа в пласте группы «П».

В Красноленинской НГО на территории *Сергинского нефтегазоносного района* к Шеркалинскому мегапрогибу приурочено Южно-Сотэюганское месторождение с залежью газа в среднеюрском НГК (пласты Ю₂₋₃). К куполовидным поднятиям III порядка, осложняющим Сергинскую зону, приурочены нефтяные месторождения Овальное, Аржановское с залежами в среднеюрском НГК (пласты Ю₂₋₃), Западно-Вандмторское с залежами в среднеюрском (пласт Ю₂) и нижнеюрском НГК (пласт Ю₁₀), Песчаное с залежами среднеюрского НГК (пласты Ю₂₋₃, Ю₄₋₅).

На территории *Красноленинского нефтегазоносного района* моделируемый геотраверс пересекает Поснокортское нефтяное месторождение с залежами в нижнеюрском НГК (пласт Ю₁₀). Месторождение в тектоническом плане приурочено к северному склону Ем-Еговской вершины и к соединяющей ее с Рогожниковским валом Поснокортской ложбине. Ловушки Поснокортского месторождения литологические и структурно-тектонические. Далее в зону прохождения геотраверса попадает Рогожниковское нефтяное месторождение, приуроченное к Рогожниковскому валу. Основными продуктивными пластами являются: в викуловской свите – ВК₁, в абалакской свите – Ю₁, в тюменской свите – Ю₂ и зона контакта вулканогенно-осадочных пород триаса и юрских отложений (Tr) [21].

Во Фроловской НГО на территории *Ляминского нефтегазоносного района* к локальным структурам, осложняющим Югорский свод, приурочены нефтяные месторождения Апрельское с залежью в среднеюрском НГК (пласт Ю₂) и Итьяхское с залежами в верхнеюрском (пласт Ю₁) и среднеюрском (пласты Ю₂₋₉) НГК. Залежи литологические, по запасам оба месторождения относятся к категории мелких.

В *Приобском нефтегазоносном районе* широко развит неокомский клиноформный терригенный комплекс, который вмещает основные разведанные запасы нефти. Северо-Камыньское месторождение нефти с залежами в среднеюрском НГК (пласт Ю₂) и меловом НГК, где развиты неокомский клиноформный (пласты БС₂₀₋₂₂, БС₁₈, БС₆, БС₁) и неокомский покровный (пласты АС₁₁₋₁₂) комплексы, тектонически приурочено к Северо-Камыньской седловине. Здесь развиты коллекторы IV–V класса, месторождение по запасам относится к категории мелких. К Ай-Пимскому мегавалу приурочено крупное месторождение нефти с залежами в среднеюрском (пласт Ю₂), верхнеюрском (пласт Ю₀), ачимовском (пласт Ач) и в меловом неокомском покровном (пласты АС₁₂³⁻¹, АС₁₁) НГК.

Таблица 6.4

Обобщенная литологическая характеристика отложений вдоль региональной сейсмпрофиля XIII

Березовский НГР (Березовская моноклинал)	Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)	Красноле- нинский НГР (Красноле- нинский свод – Елизаров- ский прогиб)	Ляминский, Приобский и Сургутский НГР (Верхнеляминский вал – Котальмская вершина)	Вартовский и Варьеганский НГР (Северо-Вартовская мегаграсса – Тагринский мегавал)	Александровский и Бахилковский НГР (Толькинский мегапрогиб – Бахилковский мегавал)	Каралькинский, Сабунский НГР (Ларьеганский прогиб – Кульнгольская мегаседловина)
Центральная часть – гнейсы, гранито- гнейсы, кристалли- ческие и метамор- фические сланцы PR, анатектические интрузии гранитов (PZ ₃), серпентини- ты, ультраосновные породы и габброи- ды. С запада при- мыкают терриген- ные слабометамор- физованные отло- жения (PZ ₂₋₃), с вос- тока – терригенные отложения (С) и органогенные из- вестняки (D). Среди осажденных пород встречаются интрузи- и диоритов и гра- ниоидов	Терригенно- карбонатные отложения (PZ ₂₋₃), гнейсы и кри- сталлические сланцы (PR), интрузии кисло- го, среднего и основного состава	Прелимуще- ственно сланцы и гнейсы с включениями кварцевых диоритов (PR)	Фроловская впадина – органогенные из- вестняки переслаи- вающиеся с глини- стыми известняка- ми, доломитами, мергелями (D). Пе- рекрываются эффу- зивами кислого со- става и маломощ- ными покровами базальтов (T). Сургутский свод – карбонатно- терригенные поро- ды (С) с силлами и дайкама долеритов (PZ ₃ –MZ ₁). Пере- крывают их эффу- зивы и основные вулканиты (T)	В центральной части Вартовского района – сланцы (PZ ₁) с мало- мощными интрузия- ми гранитоидов. В Варьеганском рай- оне – кварцсодержа- щие кристаллические сланцы, метаморфи- зованные параслан- цы, мраморы с дай- ками гранитов, сие- нитов, перекрыты небольшими по мощ- ности покровами ос- новных и кислых эффузивов (T)	Кремнисто-глинистые породы, мраморизо- ванные известняки, эффузивы кислого и среднего состава, сланцы (V–PZ ₁ или S). <i>Туринская серия</i> – аргиллиты темно- коричневые, тонкие прослой алевролитов, реже песчаники. Ба- залты с прослоями глинистых песчани- ков, конгломератов (T)	Карбонатно- терригенные породы (PZ ₂). Терригенно- карбонатный ком- плекс, покровные эффузивы основного и кислого состава. (T)
<i>Дюгорские отложения</i>						

Продолжение табл. 6.4

Березовский НГР (Березовская моноклиналь)	Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)	Красноле- нинский НГР (Красноле- нинский свод – Елизаров- ский прогиб)	Ляминский, Приобский и Сургутский НГР (Верхнеляминский вал – Когальмская вершина)	Вартовский и Варьеганский НГР (Северо-Вартовская мегаграсса – Тагринский метавал)	Александровский и Бахилковский НГР (Толькинский мегапрогиб – Бахилковский метавал)	Каралькинский, Сабунский НГР (Ларьеганский прогиб – Кульнгольская мегаседловина)
Нижнеюрские отложения						
Отложения отсутствуют	Шеркалинская свита (<i>Jp-t</i>) – песчаные и пес- чано-гравийные породы в ниж- ней части (пласт Ю ₁₁) с глини- стой <i>тогурской</i> <i>пачкой</i> в кровле, верхняя часть – (пласт Ю ₁₀) с перекрывающей <i>радомской</i> гли- нистой пачкой	Отложения отсутствуют	<i>Горелая свита (Jp-t)</i> . Нижняя подсвита – песчаники (пласт Ю ₁₁), алевролиты и гравелиты с про- слоями аргиллитов перекрываются <i>то- гурской пачкой</i> ар- гиллитов серых с зер- калами скольжения. Верхняя подсвита – переслаивание ар- гиллитов с зеркала- ми скольжения, алевролитов и пес- чаников мелкозер- нистых, карбонат- ных (пласт Ю ₁₀). В кровле – аргилли- ты черные с корич- неватым оттенком, с прослоями песчани- ков и алевролитов <i>радомской пачки</i>	<i>Котухтинская свита (Jp-t)</i> Нижняя под- свита – песчаники серые, разномзерни- стые (пласт Ю ₁₁), алевролиты и аргил- литы битуминизиро- ванные с включения- ми гравелитов и конгломератов. <i>То- гурская пачка</i> – ар- гиллиты темно- серые, бурые, алев- ролиты, песчаники с запахом УВ. Верхняя подсвита – переслаивание пес- чаников мелко-, средне-, реже круп- нозернистых, граве- литов, конгломератов (пласт Ю ₁₀), в кровле глинистая <i>радомская пачка</i> с включениями битума	<i>Худосеевская свита (Jp-t)</i> Нижняя часть – переслаивание песча- ников (пласт Ю ₁₁), алевролитов, аргилли- тов, гравелитов, конг- ломератов. В кровле – аргиллиты <i>тогурской пачки</i> . Верхняя – песчаники, гравелиты, конгломе- раты (пласт Ю ₁₀), алевролиты. Пере- крываются углисты- ми аргиллитами <i>ра- домской пачки</i>	<i>Худосеевская свита (Jp-t)</i> Нижняя часть – переслаивание пес- чаников (пласт Ю ₁₁), алевролитов с <i>то- гурской покрывкой</i> . Верхняя – песчани- ки (пласт Ю ₁₀) с прослоями алевро- литов, в кровле – глинистая <i>радом- ская пачка</i>

Продолжение табл. 6.4

Березовский НГР (Березовская моноклиналь)	Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)	Красноленин-ский НГР (Красноленин-ский свод – Елизаровский прогиб)	Ляминский, Приобский и Сургутский НГР (Верхнеляминский вал – Когальмская вершина)	Вартовский и Варьеганский НГР (Северо-Вартовская мегаграсса – Тагринский метавал)	Александровский и Бахилковский НГР (Толькинский мегапрогиб – Бахилковский метавал)	Каралькинский, Сабунский НГР (Ларьеганский прогиб – Кульингольская метаседловина)
Среднеюрские отложения						
Разрез сокращен	<i>Тюменская свита (J_{2a-b-bt})</i> . Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов со слоями углей, углистых аргиллитов, известняков, гравелитов (пласты Ю ₂₋₉).	<i>Тюменская свита (J_{2a-b-bt})</i> . Переслаивание песчаников (пласты Ю ₂₋₉), алевролитов, углистых аргиллитов. Наблюдается выклинивание пластов Ю ₇₋₉ , Ю ₅₋₆ , Ю ₄ к повышенным участкам палеорельефа	<i>Тюменская свита (J_{2a-b-bt})</i> . Выделяются три подсвиты. Нижняя – переслаивание песчанов-алевролитовых пород (пласты Ю ₇₋₉) с алевро-глинистыми толщами. Средняя – тонкое переслаивание алевролитов и аргиллитов, с подчиненными пластинами песчаников (пласты Ю ₂₋₄), коллекторы Ю ₅₋₆ . Верхняя – переслаивание пластов песчано-алевролитовых пород с пачками алевро-глинистых разностей	Нижняя подсвита <i>тюменской свиты (J_{2a-b-bt})</i> – переслаивание песчанов-алевролитовых (Ю ₇₋₉) с пачками алевро-глинистых пород. Средняя – переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников (пласты Ю ₆₋₅). Верхняя подсвита – переслаивание песчаников (пласты Ю ₂₋₄), алевролитов и аргиллитов. Встречаются прослой и линзы углей	В отложениях <i>тюменской свиты (J_{2a-b-bt})</i> выделяются три подсвиты: нижняя – чередование песчаников (пласты Ю ₇₋₉), алевролитов с пачками алевроитов-глинистых пород. Средняя – линзовидное переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников (пласты Ю ₅₋₆). Верхняя – переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников (пласты Ю ₂₋₄)	В отложениях <i>тюменской свиты (J_{2a-b-bt})</i> выделяются три подсвиты: нижняя часть – песчаники (пласты Ю ₇₋₉) и аргиллиты темно-серые до черных. Средняя – песчаные пласты-коллекторы (Ю ₅₋₆), аргиллиты темно-коричневые до черных, алевролиты. Верхняя – переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников (пласты Ю ₂₋₄)

Продолжение табл. 6.4

Березовский НГР (Березовская моноклиналиль)	Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)	Красноленинский НГР (Красноленинский свод – Елизаровский прогиб)	Ляминский, Приобский и Сургутский НГР (Верхнеляминский вал – Когальмская вершина)	Вартовский и Варьеганский НГР (Северо-Вартовская мегафрасса – Тагринский метавал)	Александровский и Бахиловский НГР (Толькинский мегапрогиб – Бахиловский метавал)	Каралынский, Сабунский НГР (Ларьеганский прогиб – Кулынгольская метаседловина)	
<i>Абалакская свита (J_{3o-kt}) (вогудкинская толща). Прослой песчанников группы П (верхнеюрский +к.в. НГК). Перекрыта глинистой тутлеймской свитой (J_{3t} – K_{1 b-br})</i>	Глинистые толщи <i>абалакской свиты (J_{3o-kt})</i> (пласт Ю ₀), выше – битуминозные аргиллиты <i>тутлеймской свиты (J_{3t} – K_{1 b-br})</i>	Аргиллиты <i>абалакской свиты (J_{3o-kt})</i> перекрываются битуминозными аргиллитами <i>тутлеймской свиты (J_{3t} – K_{1 b-br})</i>	В подошве залегают <i>пахомовская пачка (J_{2k})</i> – морской базальный пласт Ю ₁₋₀ . <i>Абалакская свита (J_{3o-kt})</i> сложена аргиллитами темными, черными. <i>Тутлеймская свита (J_{3t} – K_{1 b-br})</i> нижняя часть – (пласт Ю ₀) – аргиллиты битуминозные, верхняя часть – слаобитуминозные	В основании <i>васюганской свиты (J_{2k} – J_{3o})</i> базальный песчано-алевролитовый пласт Ю ₁₋₀ , аргиллиты, алевролиты и верхняя часть – песчаники (пласт Ю _{1¹⁻³}). <i>Георгиевская свита (J_{3kt})</i> – аргиллиты черные, глауконитовые. <i>Баженовская свита (J_{3t})</i> – сложена аргиллитами битуминозными	Аргиллиты битуминозные, верхняя часть – слаобитуминозные	Наунакская свита (J _{2k} –J _{3o}) – в подошве базальный пласт Ю ₁₋₀ . Выше переслаивание песчанников серых (пласты Ю _{1¹⁻⁴}) и аргиллитов алевролитистых. <i>Георгиевская свита (J_{3kt})</i> – аргиллиты с глауконитом, перекрываются аргиллитами бурыми, слаобитуминизированными <i>баженовской свиты (J_{3t}–K_{1 b-y})</i>	Наунакская свита (J _{2k} –J _{3o}) – неравномерное чередование песчанников (пласты Ю _{1¹⁻⁴}), алевролитов и аргиллитов. <i>Марьяновская свита (J_{3kt-t})</i> – песчаники глауконитовые (пласты СГ ₁₋₂), алевролиты, аргиллиты

Продолжение табл. 6.4

<p>Березовский НГР (Березовская моноклинал)</p>	<p>Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)</p>	<p>Красноленинский НГР (Красноленинский свод – Елизаровский прогиб)</p>	<p>Ляминский, Приобский и Сургутский НГР (Верхнеляминский вал – Котальмская вершина)</p>	<p>Вартовский и Варьеганский НГР (Северо-Вартовская мегагеррасса – Таринский мегавал)</p>	<p>Александровский и Бахилловский НГР (Толькинский мегапрогиб – Бахилловский мегавал)</p>	<p>Каралькинский, Сабунский НГР (Ларьеганский прогиб – Кулынтгольская метаседловина)</p>
<p>Меловые отложения</p>						
<p><i>Алясовская свита</i> (K_1b-v-g) – глинистая с прослоями песчано-алевритовых разностей перекрывается <i>леушинской</i> (K_1br) песчано-алевритовой свитой (пласты Н). Выше залегают глинистые отложения <i>кошайской свиты</i> (K_1a). <i>Виколовская свита</i> (K_1a) сложена песчано-алевритовыми породами</p>	<p>Нижняя часть <i>фроровской свиты</i> ($K_1v-b-g-br$) – глины с прослоями алевритовых разностей, глинистых известняков. Пласты-коллекторы отсутствуют. Глинистые отложения <i>кошайской свиты</i> (K_1a). <i>Виколовская свита</i> (K_1a) – песчаники слабобосцементированные (пласты $ВК_{1-3}$), алевриты с прослоями глини.</p> <p><i>Ханты-мансийская свита</i> (K_1al) – чередование песчано-алевритовых пластов неокомского комплекса (пласты $АС_3, АС_{1-3}$) с пачками глини и прослоями глини алевритовых</p>	<p>Нижняя часть <i>фроровской свиты</i> ($K_1v-b-g-br$) – глинистые породы. Восточнее Верхнеляминского вала разрез опесчанивается и делится на две свиты: <i>ахскую</i> (K_1v-b) – коллекторы отсутствуют, и <i>черкашинскую</i> (K_1g-br) – пласты группы $АС$, которые входят в неокомский клиноформный и покровный комплексы. <i>Сортумская свита</i> (K_1b-v) – уплотненные глины, с прослоями песчано-алевритистых пород (пласты $БС_{10-12}$). В кровле глинистая <i>чеуская</i> покрывка</p>	<p><i>Мегионская свита</i>. В основании – <i>ачимовская пачка</i> (K_1b) – песчаники серые (пласты $Ач$) перекрываются глинами самоотлорской толщи. <i>Ванденская свита</i> ($K_1b-v-g-br$) В Вартовском НГР аналог – <i>вартовская свита</i>. Нижняя часть (пласты $ВВ_{6-7}$ и $ВВ_{0-5}$) – песчаники, разделены урьевской и покачской глинистыми пачками. Верхняя подсвита – переслаивание глини, песчаников (пласты $АВ_{2-8}$), алевритов. <i>Алымская свита</i> (K_1a) – сложена алевритами, песчаниками, глинами, в верхней части – глинами аргиллитоподобными</p>	<p><i>Куломзинская свита</i> (K_1b-v) – глины, алевриты, реже песчаники. В основании свиты – битуминизированные аргиллиты <i>ачимовской пачки</i>. <i>Тарская свита</i> (K_1v-br) – песчаники (пласты $БВ_{8-15}$), иногда известковистые, прослой алевритов и серых аргиллитоподобных глин. <i>Вартовская свита</i> ($K_1b-v-g-br$) – разделена на три подсвиты: верхняя – глины комковатые, с прослоями алевритов и песчаников (пласты $ВВ_{0-7}$). Средняя – переслаивание глини зеленых, коричневых с алевритами и песчаниками (пласты $АВ_{2-8}$). Верхняя – глины зеленато-серые, часто комковатые</p>	<p><i>Куломзинская свита</i> (K_1b-K_1v) – представлена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, алевритистыми</p>	

Окончание табл. 6.4

Березовский НГР (Березовская моноклираль)	Сергинский НГР (Шеркалинский мегапрогиб – Бобровский мегапрогиб)	Красноленинский НГР (Красноленинский свод – Елизаровский прогиб)	Ляминский, Приобский и Сургутский НГР (Верхнеляминский вал – Когальмская вершина)	Вартовский и Варьеганский НГР (Северо-Вартовская мегагеррасса – Таринский мегавал)	Александровский и Бахилловский НГР (Толькинский мегапрогиб – Бахилловский мегавал)	Каралькинский, Сабунский НГР (Ларьеганский прогиб – Кулынтольская метаседловина)
			<p>Усть-Балыкская свита (K_{1v-g}). Две подсвиты: нижняя (пласты BC_{8-9}) – песчаники, алевролиты и глины <i>сарманской</i> пачки. Верхняя – (пласты BC_{4-7}, BC_{1-3}), в кровле – <i>пимская</i> глинистая пачка. <i>Сангойская свита</i> (K_{1g-br}) – чередование пластов песчаников (пласты AC_{7-12}, AC_{4-6}), алевролитов с пачками темно-серых глин. Выше отложения <i>альмской свиты</i> (K_{1a}) – глины алевроитовые</p>	<p>Покурская свита ($K_1 a-a-c$) – три подсвиты: нижняя – глины чередующиеся с песчаниками (пласты PK_{18-19}, PK_{14}) и алевролитами с тонкими прослоями сидерита и глинистых известняков. Средняя – чередование пачек глин и песчаников (пласты PK_{7-13}) с прослоями алевролитов. Верхняя – переслаивание песчаников уплотненных (пласты PK_{1-6}) глин. <i>Кузнецовская свита</i> ($K_2 t$) – глины темно-серые с включениями глауконита</p>	<p>Покурская свита ($K_1 a-a-l-c$) Нижняя подсвита – (PK_{13-19}) песчаные алевроиты с прослоями глин. Средняя – крупные пачки глин, песчаники (PK_{12-7}), алевроиты. Верхняя – (PK_{1-6}) – пески, песчаники серые, редко известковистые, алевролиты, глины, часто углистые. <i>Кузнецовская свита</i> ($K_2 t$) – глины серые, зеленовато-серые, в основании пески, алевролиты с глауконитом</p>	

В Среднеобской НГО выделяются два НГР: Сургутский и Вартовский. *Сургутский нефтегазоносный район* отличается высокой разведанностью недр и богатейшими запасами УВ. Мощный осадочный чехол (до 3700 м) вмещает многопластовые залежи с этажом нефтеносности до 1100 м. К Сургутскому своду приурочены Нижне-Сортымское нефтяное месторождение с залежами нефти в среднеюрском НГК (пласт Ю₂) и меловом (пласты БС₁₈₋₂₀, АС₁₂) НГК. К Конитлорской мегатеррасе, осложняющей западную часть Сургутского свода, приурочено крупное Конитлорское месторождение нефти. Основными продуктивными пластами являются отложения тюменской свиты (пласт Ю₂), васюганской свиты (пласт Ю₁), ачимовской свиты (пласты АЧ_{1, 2, 4, 5}) и сортымской свиты (неокомские клиноформы). К зоне сочленения Тончинского прогиба и Когалымской вершины приурочено крупное Тевлинско-Русскинское нефтяное месторождение с залежами в среднеюрском НГК (пласты Ю₂²⁻¹), верхнеюрском НГК (пласты Ю₁²⁻¹, Ю₀) и меловом НГК (пласты БС₂₂₋₂₁, БС₁₉₋₁₇, БС₁₂₋₁₀). К Когалымской вершине и ее восточному склону приурочены крупные и средние по запасам месторождения: Дружное, Когалымское, Восточно-Ягунское и Южно-Ягунское с залежами нефти в верхнеюрском (пласт Ю₁) и меловом НГК (пласты БС₂₀, БС₁₉₋₁₈, БС₁₆, БС₁₁₋₁₀).

Месторождения *Вартовского нефтегазоносного района* приурочены к Ватьеганскому валу, осложняющему Северо-Вартовскую мегатеррасу. К нему приурочено уникальное по запасам Ватьеганское месторождение нефти с залежами в верхнеюрском НГК (пласт Ю₁²⁻¹), ачимовском НГК (пласт Ач₂) и основном меловом НГК (пласты БВ₁₀, БВ₇₋₆, БВ₁₋₀ неокомского клиноформного комплекса и пласты АВ₈₋₆, АВ₂₋₁ неокомского покровного комплекса). Восточнее, по пути следования геотраверса, расположено крупное Повховское нефтяное месторождение с залежами в верхнеюрском НГК (пласт Ю₁¹), ачимовском НГК (пласт Ач₂) и меловом НГК (пласты БВ₁₄, БВ₁₀, БВ₉, БВ₇). Оно приурочено к зоне сочленения Ватьеганского вала и Пякупурского мегапрогиба. Западно-Варьеганское месторождение с залежами нефти в среднеюрском и меловом НГК и расположено в Пякупурском прогибе.

В Надым-Пурской НГО на территории *Варьеганского нефтегазоносного района* расположены два мегавала: Тагринский и Варьеганский. Крупное Северо-Варьеганское месторождение с залежами газа в палеозойских терригенно-карбонатных отложениях [87] и нефти в среднеюрском НГК (пласты Ю₃, Ю₂, Ю₂³), верхнеюрском НГК (пласт Ю₁²⁻¹) и меловом НГК (БВ₈) приурочено к Варьеганскому мегавалу. Залежи пластово-сводовые и литологически экранированные. Тагринское крупное месторождение, приуроченное к Тагринскому мегавалу, имеет залежи разного фазового состояния: нефтяные в верхнеюрском (пласт Ю₁¹) и меловом (пласты БВ₁₂₋₁₀) комплексах, газоконденсатнонефтяные в пластах БВ₉, БВ₇, газоконденсатные в пластах БВ₄₋₃ в неокомском клиноформном комплексе.

В Васюганской НГО на территории *Александровского нефтегазоносного района* к Хохряковской мегаседловине приурочено крупное Северо-Хохряковское месторождение нефти с основными продуктивными пластами в наунакской свите (Ю₁³⁻¹). На территории *Бахилковского нефтегазоносного района* расположено крупное Верхнеколикъеганское месторождение, приуроченное к Бахилковскому мегавалу, с залежами разного фазового состояния. Нефтяными являются ниже-, средне-, верхнеюрские НГК (пласты группы Ю), к меловому комплексу приурочена залежь газа с нефтяной оторочкой (пласты группы ПК) и залежи нефти с газовой шапкой (пласты АВ, БВ).

В перспективной Пайдугинской НГО на территории *Сабунского нефтегазоносного района* основные перспективы связывают с ниже-, средне-, верхнеюрскими и клиноформным неокомским комплексами Ларьеганского прогиба и Верхнекаралькинского мегавала. На склонах валов высоко оцениваются перспективы палеозойских терригенно-карбонатных пород.

Перспективность *Каралькинского нефтегазоносного района* Предъенисейской НГО связывают с доюрскими платформенными терригенно-карбонатными отложениями рифей-венда и средне-нижнепалеозойским карбонатным комплексом, где предполагается развитие рифовых массивов. В табл. 6.5 приведена сводная характеристика нефтегазоносных районов.

Таблица 6.5

Характеристика нефтегазоносных районов на траверсе регионального сейсмопрофиля XIII

НГР	Нефтегазоносные комплексы месторождений	Фазовое состояние залежей	Пласты	Месторождение углеводородов	Категория месторождений по запасам	Номер месторождения на карте и разрезе
Березовский	Верхнеюрский + зона контакта осадочного чехла и фундамента	Газ метановый	Группа П, вогулкинская толща	Озерное	Мелкое	386
Сергинский	Среднеюрский	Газ	Ю ₂₋₃	Южно-Сотэюганское	Мелкое	458
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂	Овальное	Мелкое	505
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₃	Аржановское	Мелкое	148
	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₀	Западно-Вандмторское	Мелкое	526
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂	Вандмторское	Мелкое	526
Красноленинский	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂₋₃ , Ю ₄₋₅	Песчаное	Среднее	408
	Нижнеюрский	Нефть	Ю ₁₀	Поснокортское		471
	Нижнеюрский + зона контакта	Нефть	Тг	Рогожниковское	Крупное	407
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂			
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₀			
Меловой	Нефть	ВК ₁				
Ляминский	Среднеюрский	Нефть	ЮС ₂	Апрельское	Мелкое	343
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂₋₉	Итьяхское	Мелкое	472
Приобский	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁			
	Среднеюрский	Нефть	ЮС ₂	Северо-Камыньское	Мелкое	195
	Меловой	Нефть	АС ₁₁₋₁₂ , БС ₁ , БС ₆ , БС ₁₈ , БС ₂₀₋₂₁ , БС ₂₂			
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂	Ай-Пимское	Крупное	176
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₀			
	Ачимовский	Нефть	Ач			
	Меловой	Нефть	АС ₁₂ ³⁻¹ , АС ₁₁			
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂	Нижнее-Сортымское	Крупное	388
Сургутский	Меловой	Нефть	БС ₁₈₋₂₀ , АС ₁₂			
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂	Конитлорское	Крупное	188
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁			
	Ачимовский	Нефть	АЧ _{1,2,4,5}			
	Меловой	Нефть	БС ₁₀ ¹ , БС ₁₀ ²			
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₂ ² , Ю ₂ ¹	Тевлинско-Русскинское	Крупное	179
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ² , Ю ₁ ¹			
	Меловой	Нефть	Ю ₀ , БС ₂₁₋₂₂ , БС ₁₇₋₁₉ , БС ₁₂₋₁₀			
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹	Когалымское	Крупное	186
	Меловой	Нефть	БС ₂₀ , БС ₁₈ , БС ₁₆ , БС ₁₁₋₁₀			
	Среднеюрский	Нефть	Ю ₁	Восточно-Ягунское	Среднее	204
	Меловой	Нефть	Ач ₁			
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁	Южно-Ягунское		183
	Меловой	Нефть	БС ₁₈₋₁₉ , БС ₁₀₋₁₁			
	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁	Дружное	Крупное	191
	Меловой	Нефть	БС ₁₀₋₁₁			

Окончание табл. 6.5

НГР	Нефтегазоносные комплексы месторождений	Фазовое состояние залежей	Пласты	Месторождения углеводородов	Категория месторождений по запасам	Номер месторождения на карте и разрезе
Вартовский	Верхнеюрский Ачимовский Меловой	Нефть Нефть Нефть	Ю ₁ ¹⁻² А _{ч2} БВ ₁₀ , БВ ₆₋₇ , БВ ₁ , БВ ₀ , АВ ₆₋₈ , АВ ₁₋₂	Ватьеганское	Уникальное	197
	Верхнеюрский Ачимовский Меловой	Нефть Нефть Нефть	Ю ₁ ¹ А _{ч2} БВ ₁₄ , БВ ₁₀ , БВ ₉ , БВ ₇ ³	Повховское	Крупное	177
	Среднеюрский Верхнеюрский Ачимовский Меловой	Нефть Газ, нефть Нефть Нефть	Ю ₂ ² Ю ₁ ¹⁻² А _{ч0-4} БВ ₁₀	Западно- Варьеганское	Крупное	367
Варьеганский	Палеозой Среднеюрский Верхнеюрский Меловой	Газ Нефть Нефть Нефть	PZ Ю ₃ , Ю ₂ , Ю ₂ ³ Ю ₁ ¹⁻² БВ ₈	Северо- Варьеганское	Крупное	409
	Верхнеюрский Меловой Меловой	Нефть Нефть Газ, конденсат, нефть Газ, конденсат	Ю ₁ ¹ БВ ₁₀₋₁₂ БВ ₇ , БВ ₉ БВ ₃₋₄	Тагринское	Крупное	427
Александровский	Верхнеюрский	Нефть	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ²⁻³	Северо- Хохряковское	Крупное	419
Бахилковский	Нижнеюрский Среднеюрский	Нефть Нефть	ЮВ ₁₀ ЮВ ₉ , ЮВ ₈ , ЮВ ₂₋₅ ЮВ ₁ ²⁻³ ПК	Верхнеколик- еганское	Крупное	345
	Верхнеюрский Меловой Меловой	Нефть Газ, газ с нефтяной оторочкой Нефть, нефть с газовой шапкой	АВ, БВ			
Сабунский перспективный	Палеозой Нижнеюрский Среднеюрский Верхнеюрский					
Каралькинский перспективный	R-V, PZ ₁₋₂					

6.3.4. Выявленная плотностная структура доплитного комплекса и юрско-меловых отложений

Прогнозное плотностное картирование кровли доюрских отложений вдоль регионального сейсмопрофиля XIII выполнено с дискретностью 5–10 км (рис. 6.3). Освещена плотностная структура доюрских отложений до глубины 7 км, с шагом дискретизации по глубине 0,7–1,0 км. Прогнозное плотностное картирование доюрских отложений на глубинах 4–7 км выполнено с дискретностью по латерали 15–30 км.

Разуплотнения и уплотнения в разрезе выделены по отношению к априорным значениям плотности (табл. 6.1).

На траверсе профиля разуплотнения кровли доюрских отложений (мощности 0,5–1,0 км) представлены, вероятно, палеозойскими слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками или кислыми и/или трещиноватыми магмати-

ческими породами на следующих участках: Касский мегапрогиб (восточная часть), Верхнекаралькинский мегавал (западная и центральная часть), Бахилловский мегавал (восточная часть), Варьеганский мегавал (западная и центральная часть), Пякупурский мегапрогиб (центральная и восточная часть), Сургутский свод (центральная часть), Ай-Пимский вал (крайняя западная часть), Северо-Камынская седловина, Туманный вал (восточная часть), Верхнеляминский мегавал (крайняя восточная часть), Елизаровский прогиб (западная часть), Рогожниковский вал (центральная и восточная часть), Висимский мегавал (центральная и восточная часть). Наиболее интенсивные разуплотнения в кровле доюрских отложений (до $0,10-0,15 \text{ г/см}^3$) фиксируются узкими «окнами» в Касском мегапрогибе, Бахилловском мегавале, на Сургутском своде и на западе Северо-Камынской седловины, а также широкими зонами – на Рогожниковском вале (северо-восточная часть Красноленинского свода) и Висимском мегавале.

Характерную структуру (до глубины 6–7 км), выполненную, в основном, породами с плотностями слабометаморфизованных терригенно-осадочных или кислых магматических разностей, имеет семь крупных обособленных зон разуплотнения доюрского комплекса: восточная часть Касского мегапрогиба; Бахилловский мегавал; Пякупурский мегапрогиб и Варьеганский мегавал; центральная часть Сургутского свода; на Югорском своде в западной части Ай-Пимского вала, Северо-Камынской седловине, Туманном валу и восточной части Верхнеляминского вала; западная часть Елизаровского прогиба и северо-восточная часть Красноленинского свода; центральная и восточная часть Висимского мегавала. Менее интенсивное разуплотнение фиксируется для Верхнекаралькинского мегавала. Наиболее интенсивными разуплотнениями (до $0,15 \text{ г/см}^3$) характеризуются Северо-Камынская седловина, Рогожниковский вал и Висимский мегавал.

Юрские отложения разуплотнены на западном склоне Варьеганского мегавала и на восточном склоне Бахилловского мегавала, уплотнены – в восточной части Ляпинского мегапрогиба и в осевой части Толькинского мегапрогиба. Других заметных вариаций плотности юрских отложений не выявлено.

Толькинский мегапрогиб (на глубинах 4–5 км и более), западная часть Висимского мегавала и Ляпинский мегапрогиб (на глубинах 4 км и более) представлены крупными, вероятно, магматическими образованиями базальтового состава. Крупные тела аналогичной плотности прогнозируются на глубинах более 4 км в Сергинском куполовидном поднятии, Шеркалинском мегапрогибе и восточной части Березовской моноклинали. Плотные магматические образования фиксируются непосредственно под юрскими отложениями в Толькинском мегапрогибе, а также в области сочленения Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба. К области сочленения Висимского мегавала и Ляпинского мегапрогиба на глубинах 4 км и более приурочено аномальное по плотности тело, вероятно, габбро-пироксенитового состава.

Послеюрские отложения разуплотнены: в центральной и восточной части Висимского мегавала; на западном борту Южно-Бобровского мегапрогиба; Рогожниковский вал – западная часть Елизаровского прогиба; локально – в центральной части Верхнеляминского вала; на сочленении Верхнеляминского и Туманного валов; восточный склон Туманного вала – Северо-Камынская седловина – западный склон Ай-Пимского вала; в западной и центральной частях Сургутского свода; Варьеганский мегавал; локально – западный склон Тагринского мегавала; центральная и восточная части Бахилловского мегавала – западный борт Варьеганского мегапрогиба; восточная часть Касского мегапрогиба – западная часть Кулынгольской мегаседловины.

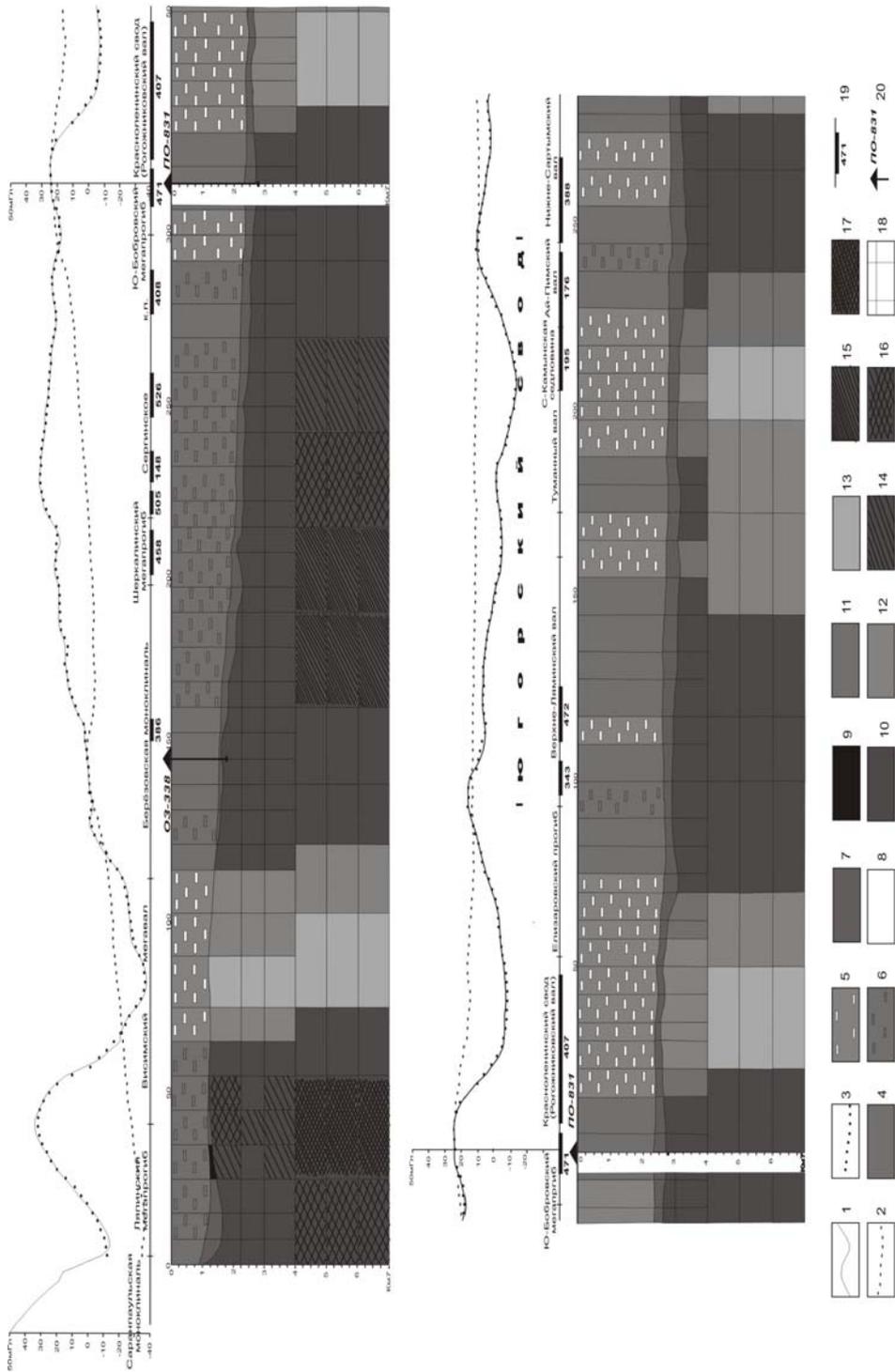


Рис. 6.3. Геоплотностная модель вдоль региональной сейсмопрофиля XIII.

1 – наблюдаемое поле силы тяжести; 2 – гравитационный эффект априорного разреза; 3 – гравитационный эффект расчетного разреза; 4 – последние отложения; 5 – участки латерального разуплотнения последних отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 6 – участки латерального уплотнения юрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 7 – юрские отложения; 8 – участки латерального разуплотнения юрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 9 – участки латерального уплотнения юрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$

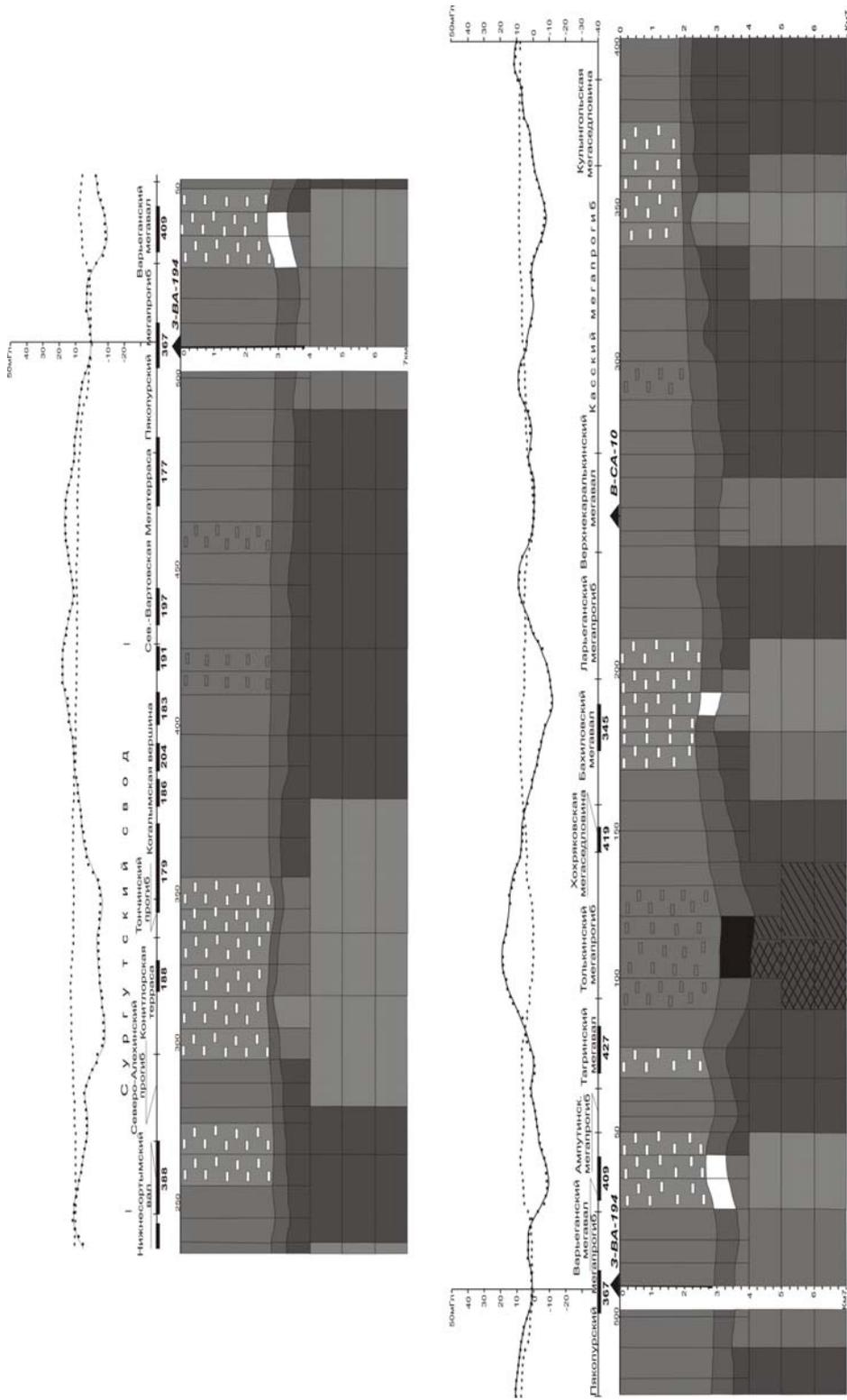


Рис. 6.3. Продолжение

10 – доюрские отложения; 11 – разуплотнения доюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 12 – разуплотнения доюрских отложений, на $0,05-0,10 \text{ г/см}^3$; 13 – разуплотнения доюрских отложений, на $0,10-0,15 \text{ г/см}^3$; 14 – уплотнения доюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 15 – уплотнения доюрских отложений, на $0,05-0,10 \text{ г/см}^3$; 16 – уплотнения доюрских отложений, до $0,10-0,15 \text{ г/см}^3$; 17 – уплотнения доюрских отложений, до $0,30 \text{ г/см}^3$; 18 – блокировка разреза при моделировании; 19 – местоорождение UB и его номер на фрагменте тектонической карты; 20 – «реперная» скважина

Уплотнения посленюрских отложений отмечаются: Ляпинский мегапрогиб – западная часть Висимского мегавала; локально – в западной части Березовской моноклинали; крупной зоной по траверсу: восточная часть Березовской моноклинали – Шеркалинский мегапрогиб – Сергинское куполовидное поднятие; локально – на сочленении Елизаровского прогиба и Верхнелямнинского вала; локально – на восточном склоне Ай-Пимского вала; локально – на Северо-Вартовской мегатеррасе; в Толькинском мегапрогибе; локально – в Касском мегапрогибе.

6.3.5. Соотношение геоплотностной структуры и известных зон нефтегазоаккумуляции, месторождений, распространения основных НГК. Прогноз зон нефтегазоаккумуляции

В восточной части разреза на участке Касский мегапрогиб – Кулынгольская мегаседловина верхнеюрские отложения наунакской свиты формировались в континентальных условиях, основной нефтепроизводящей толщей, вероятнее всего, являются нижнеюрские глинистые битуминозные радомская и тогурская пачки. Учитывая, что доюрские образования, возможно, представлены слабометаморфизованными терригенными и карбонатными осадками среднего палеозоя, можно предположить, что УВ генерируются и в них, *а разуплотненные в восточной части Касского мегапрогиба кислые эффузивы триаса представляются перспективными зонами аккумуляции нефти и газа*. В результате вертикальной миграции из юрских и доюрских зон генерации *в разуплотненные меловые отложения на участке сочленения Касского мегапрогиба и Кулынгольской мегаседловины также можно прогнозировать образование залежей УВ (рис. 6.4)*.

Перспективными в отношении нефтегазоносности можно считать разуплотненные доюрские образования Верхнекаралькинского мегавала, где генерация УВ может осуществляться как в худосеевской свите (тогурская и радомская пачки), так и в терригенно-карбонатных породах девона и карбона. *Зоной аккумуляции для залежей нефти и газа могут служить трещиноватые магматические породы триаса (рис. 6.6, А)*. Над «сквозной» зоной разуплотнения к восточному склону Бахиловского мегавала приурочено крупное Верхнеколикъеганское месторождение с залежами УВ различного фазового состояния (рис. 6.6, Б). Залежи открыты во всех нефтегазоносных комплексах от нижнеюрского до верхнемелового. Источником генерации углеводородов здесь являются, вероятно, нижнеюрские тогурская и радомская пачки худосеевской свиты, верхнеюрская баженовская свита и меловая ачимовская битуминозная пачка. *Возможна генерация нефти, газоконденсата и газа и в доюрских отложениях – в аргиллитах туринской серии карбонат-терригенных отложений триаса, а зоны разуплотнения фундамента могут являться коллекторами, представленными трещиноватыми кремнисто-глинистыми породами, мраморизованными известняками и эффузивами кислого и среднего состава (тектоклазовый тип залежей) [72]*.

Северо-Хохряковское месторождение нефти с залежью в верхнеюрском НГК, основным источником углеводородов в котором является баженовская свита, сформировалось в зоне дополнительного источника тепла, создаваемого крупным магматическим образованием, вероятно, основного состава, расположенным в Толькинском мегапрогибе (рис. 6.7, А).

Далее по геотраверсу находится Тагринское нефтегазоконденсатное месторождение, приуроченное к центральной части Тагринского мегавала (рис. 6.7, Б). Для продуктивного неокомского клиноформного комплекса нефтематеринскими явля-

ются, по-видимому, баженовская свита верхней юры и ачимовская пачка в отложениях неокома. Для газовых залежей в отложениях мелового комплекса материнским источником является ачимовская пачка, для нефти – перетоки в разуплотнения меловых пород баженовских нефтей. Очаги генерации нефти тогурской и радомской пачек, вероятно, «перекрыты» [65] аргиллитами георгиевской свиты и «работают» только для пласта Ю¹.

Крупное Северо-Варьеганское нефтяное месторождение, находящееся над «сквозной» зоной разуплотнения, приурочено к Варьеганскому мегавалу (рис. 6.8, А). Нефтегазоносными здесь являются верхне-, среднеюрский и меловой НГК. Формирование залежей юрского комплекса происходило за счет нефтематеринских нижнеюрских тогурской и радомской пачек и верхнеюрской баженовской свиты, а разуплотнения в структуре юрских и меловых отложений способствуют миграции нефти и формированию в них залежей. *Дополнительным источником УВ служат и терригенно-карбонатные отложения палеозоя, преобразование нефтематеринских пород в которых соответствует уровню зрелости ОВ конца мезокатагенеза – началу апогенеза (МК₃²–АК₁) [127]. В этих толщах сохранились, вероятно, лишь скопления сухого и конденсатного газа.*

Источниками образования углеводородов на Западно-Варьеганском нефтяном месторождении, расположенном в Пякупурском прогибе над разуплотненной зоной доюрских отложений, являются, вероятно, и нижнеюрские нефтематеринские толщи (тогурская и радомская пачки), и верхнеюрская баженовская свита, и меловая ачимовская свита, а разуплотненная доюрская толща (верхняя ее часть) может служить зоной и генерации и аккумуляции скоплений УВ в газоконденсатной фазе (рис. 6.8, Б).

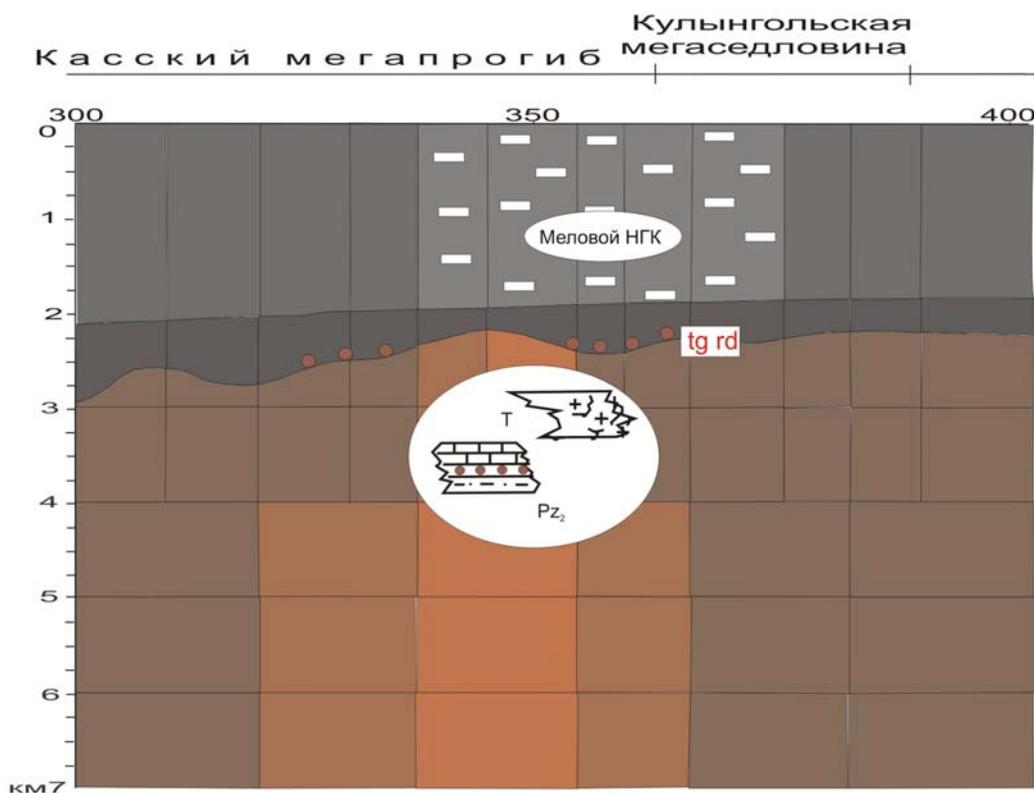


Рис. 6.4. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Касский мегапрогиб – Кулынгольская мегаседловина. Условные обозначения на рис. 6.5

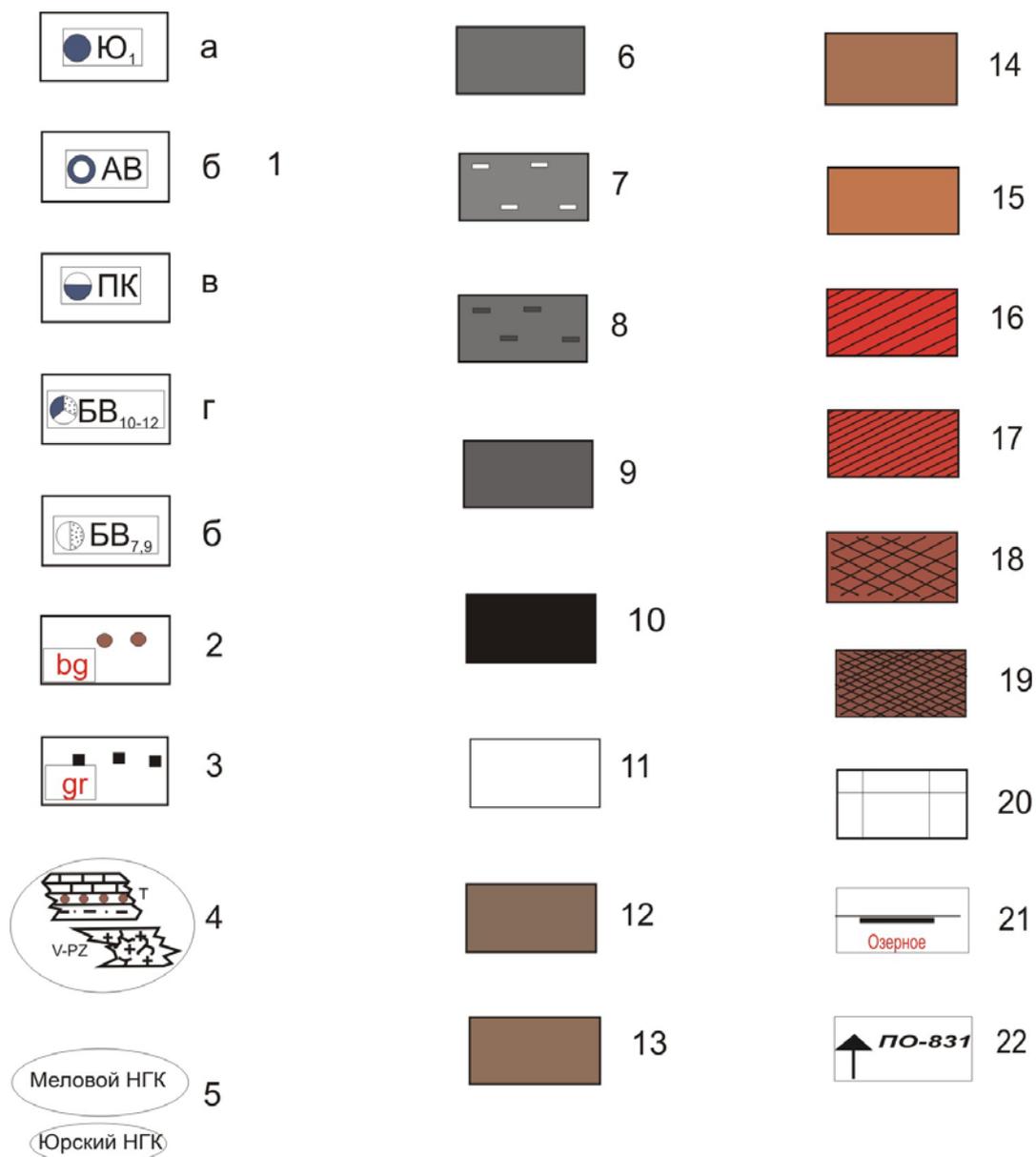


Рис. 6.5. Условные обозначения к рис. 6.4–6.16.

1 – нефтяные (а), газовые с нефтяной оторочкой (б), нефтяные с газовой шапкой (в) залежи; газоконденсатнонефтяные (г); газоконденсатные (д); 2 – материнские отложения; 3 – региональный флюидоупор; 4 – прогнозируемые зоны нефтегазонакопления в доюрском комплексе и их литолого-петрографическая интерпретация с качественной оценкой генерационного потенциала; 5 – перспективные нефтегазоносные комплексы плитного чехла; 6 – послеюрские отложения; 7 – участки латерального разуплотнения послеюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 8 – участки латерального уплотнения послеюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 9 – юрские отложения; 10 – участки латерального уплотнения юрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 11 – участки латерального разуплотнения юрских отложений; 12 – доюрские отложения; 13 – разуплотнения доюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 14 – разуплотнения доюрских отложений, на $0,05–0,10 \text{ г/см}^3$; 15 – разуплотнения доюрских отложений, на $0,10–0,15 \text{ г/см}^3$; 16 – уплотнения доюрских отложений, до $0,05 \text{ г/см}^3$; 17 – уплотнения доюрских отложений, на $0,05–0,10 \text{ г/см}^3$; 18 – уплотнения доюрских отложений, на $0,10–0,15 \text{ г/см}^3$; 19 – уплотнения доюрских отложений, до $0,30 \text{ г/см}^3$; 20 – блокировка разреза при моделировании; 21 – месторождение УВ и его название; 22 – «реперная» скважина

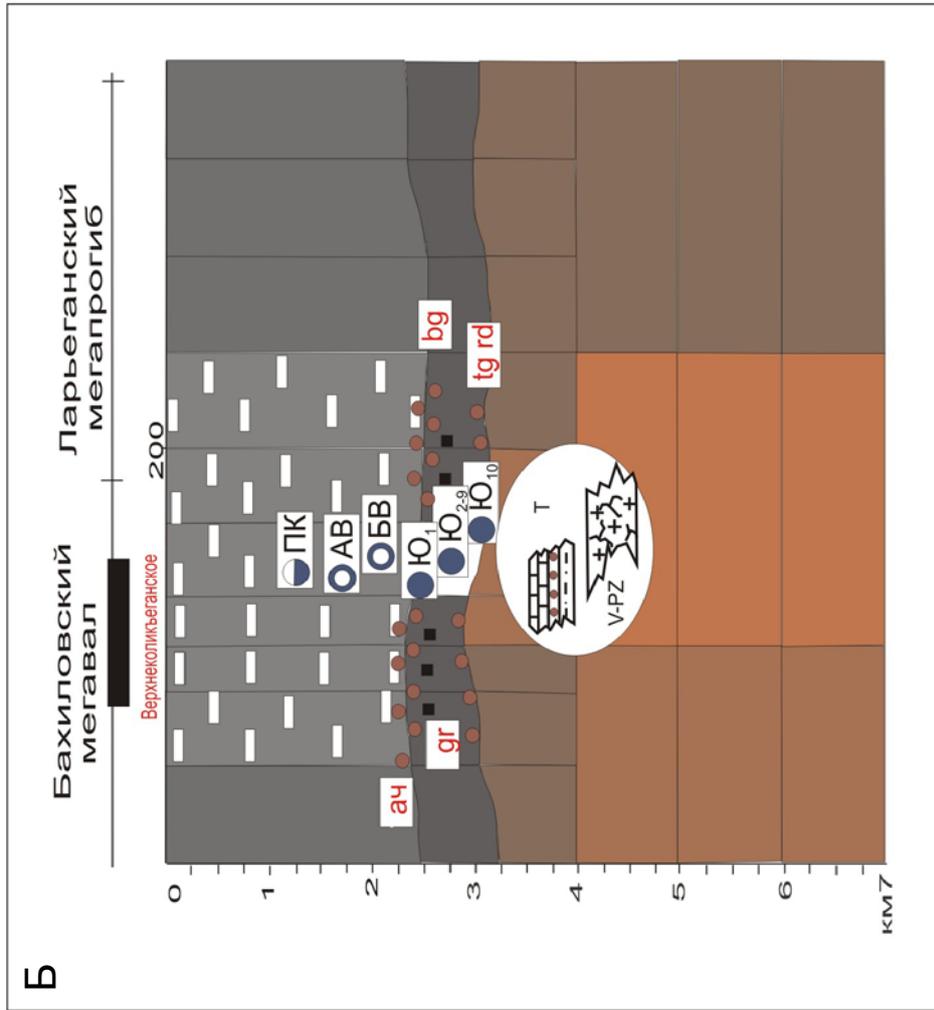
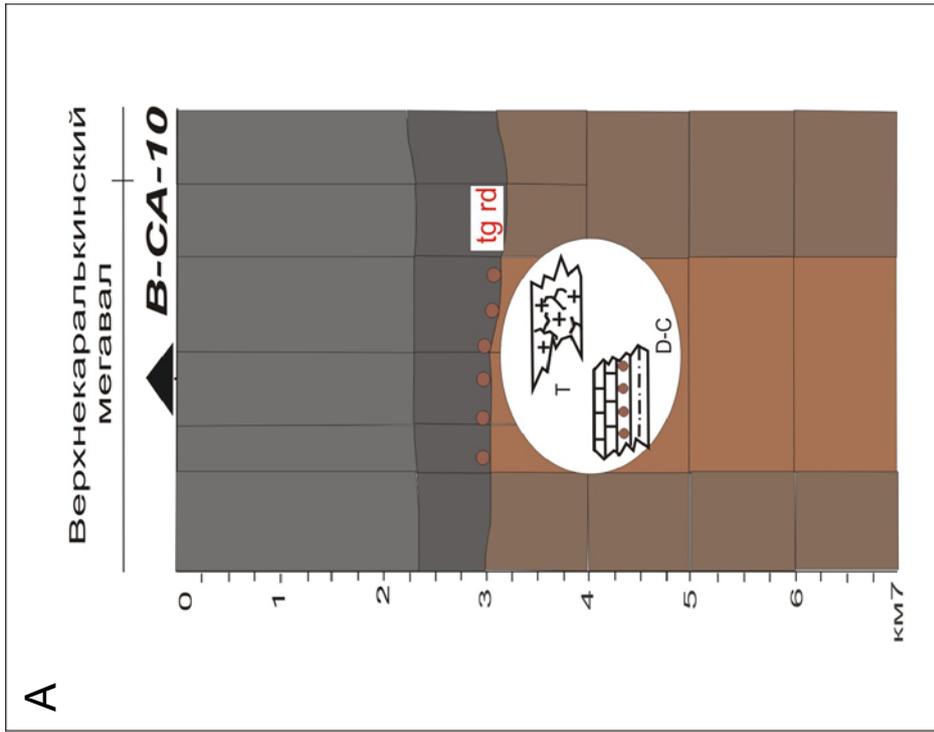


Рис. 6.6. Схемы нефтегеологической интерпретации геологической модели на участках: А) Верхнекаралькинский мегавал; Б) Ларьеганский прогиб – Бахилловский мегавал. Условные обозначения на рис. 6.5

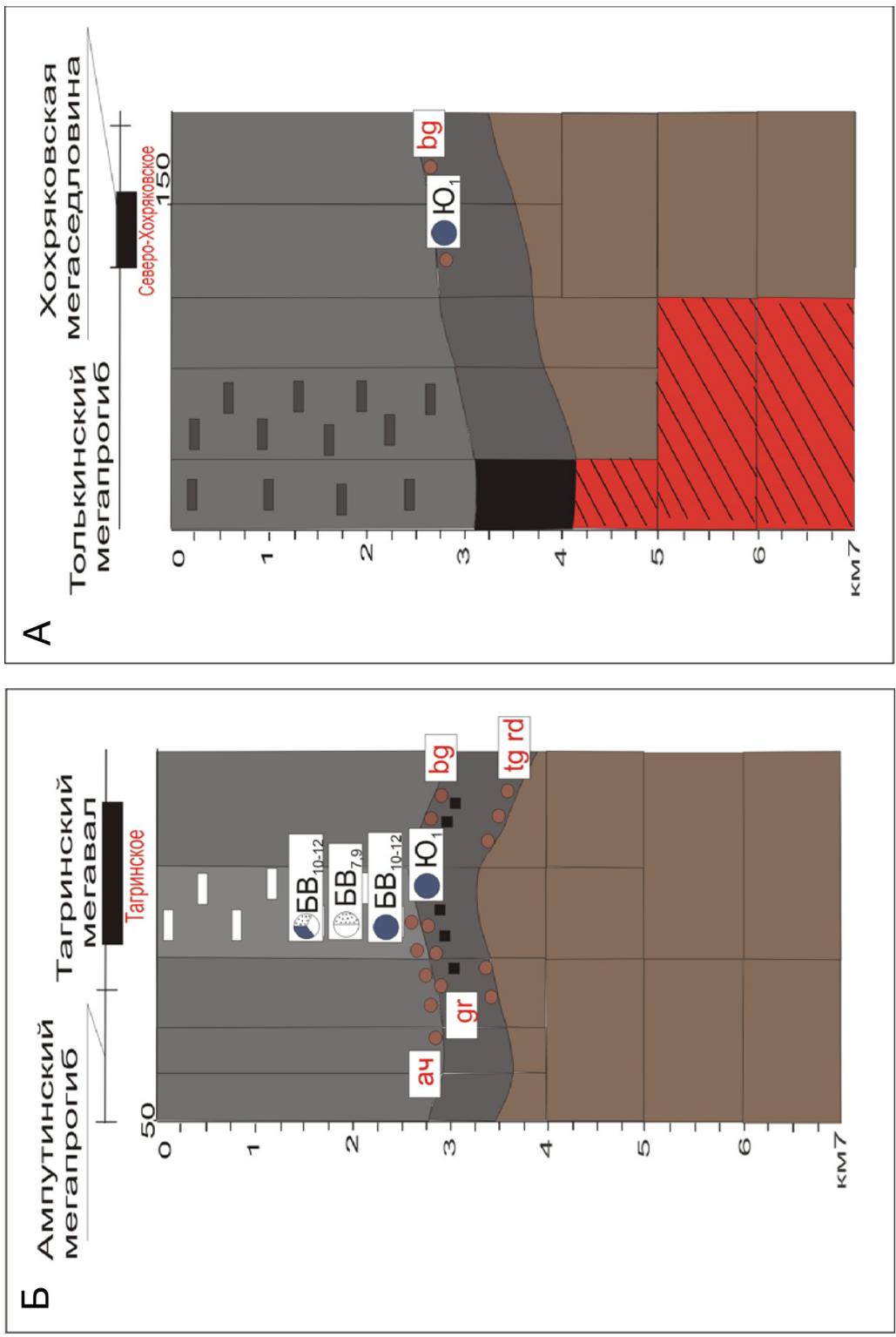


Рис. 6.7. Схемы нефтегеологической интерпретации геологической модели на участках: А) Хохряковская megasequence – Толькинский мегапрогиб; Б) Тагринский megaval – Ампутинский мегапрогиб. Условные обозначения на рис. 6.5

К Северо-Вартовской мегатеррасе и восточному склону Сургутского свода приурочены Повховское, Ватьеганское, Дружное, Южно-Ягунское, Восточно-Ягунское и Когалымское нефтяные месторождения (рис. 6.9). Этаж нефтеносности охватывает верхнеюрский и меловой НГК. Месторождения относятся к категории от средних до уникальных. Здесь мощный осадочный чехол обеспечил вхождение в «нефтяное окно» нефтепроизводящих свит и верхней юры, и мела. На траверсе этих месторождений в геоплотностной модели не выявлено заметных разуплотнений. Поэтому нет предпосылок для существования каналов вертикальной миграции УВ, а следовательно, все залежи в значительной степени являются «in se». *Следует отметить этот своеобразный участок геотраверса, где выявлена симметричная пара локальных уплотнений послееюрских отложений. Эти уплотнения как бы «запечатывают» по латерали уникальное Ватьеганское и крупное Дружное нефтяные месторождения.*

На Сургутском своде над масштабной зоной разуплотнения доюрских отложений расположены крупные Тевлинско-Русскинское и Конитлорское нефтяные месторождения (рис. 6.10, А). Залежи нефти приурочены к средне-, верхнеюрскому и меловому НГК. Отложения низов тюменской свиты отсутствуют, разрез средней юры сокращен. Генерация УВ возможна как в битуминозных отложениях тутлеймской (аналог баженовской) свиты, так и в терригенно-карбонатных отложениях палеозоя. *Ниже перекрывающих эффузивов и вулканитов триаса вероятны резервуары нефти (?), газоконденсата и сухого газа.*

На западном склоне Сургутского свода, к осложняющему его Нижне-Сортымскому валу, приурочено одноименное месторождение нефти (рис. 6.10, Б). Генерирующую роль, по-видимому, играют отложения тутлеймской свиты, и углеводороды мигрируют в пласт Ю₂ и разуплотненные меловые отложения.

Далее геотраверс пересекает ряд положительных структур Югорского свода: Ай-Пимский, Туманный, Верхнеляминский валы и Северо-Камыньскую седловину. В восточной части свода с зоной разуплотнения доюрской толщи и меловых отложений положительно коррелируют скопления УВ. Здесь расположены Ай-Пимское нефтяное месторождение с залежами в средне-, верхнеюрском и меловом НГК и Северо-Камыньское месторождение с залежами нефти в верхнеюрском и меловом НГК (рис. 6.11). *Западная же часть свода (сочленение Верхнеляминского и Туманного валов), расположенная также над разуплотненными доюрской и меловой толщами, может являться перспективной зоной в отношении скопления УВ в юрском и меловом НГК. Разуплотненные триасовые эффузивы кислого состава, органогенные известняки девона в пределах Югорского свода могут служить резервуарами для нефтей (?), газоконденсата и газа, генерируемых глинистыми прослоями.*

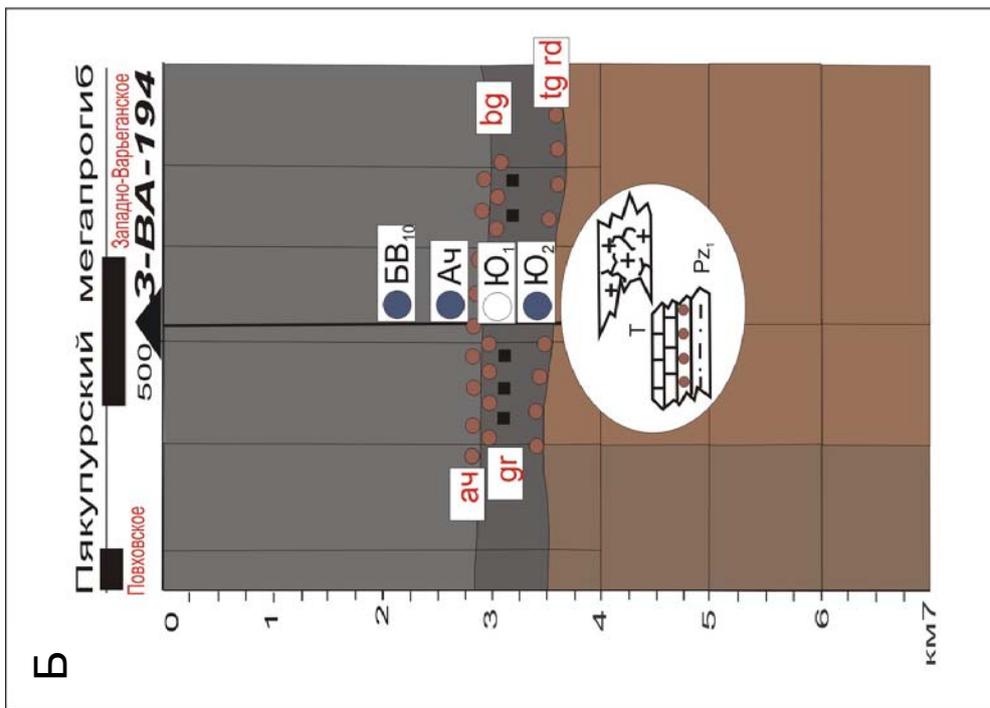
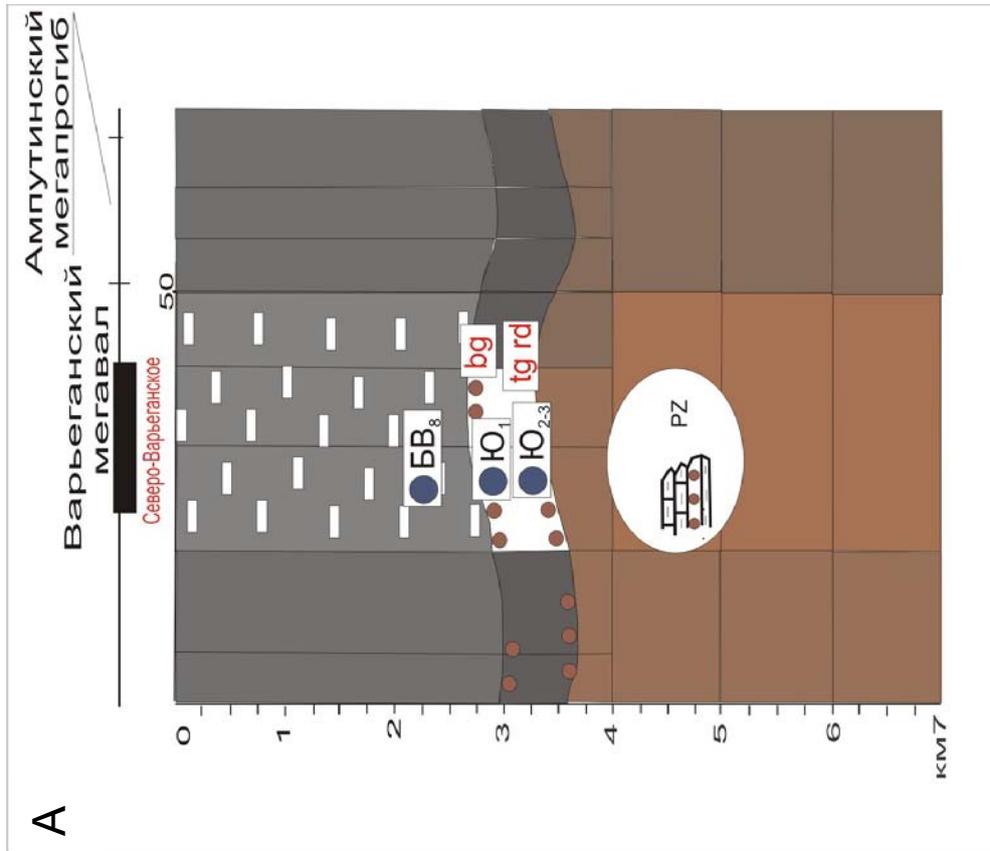


Рис. 6.8. Схемы нефтегеологической интерпретации геологической модели на участке:
 А) Варьеганский мегавал; Б) Пякупурский мегапрогиб. Условные обозначения на рис. 6.5

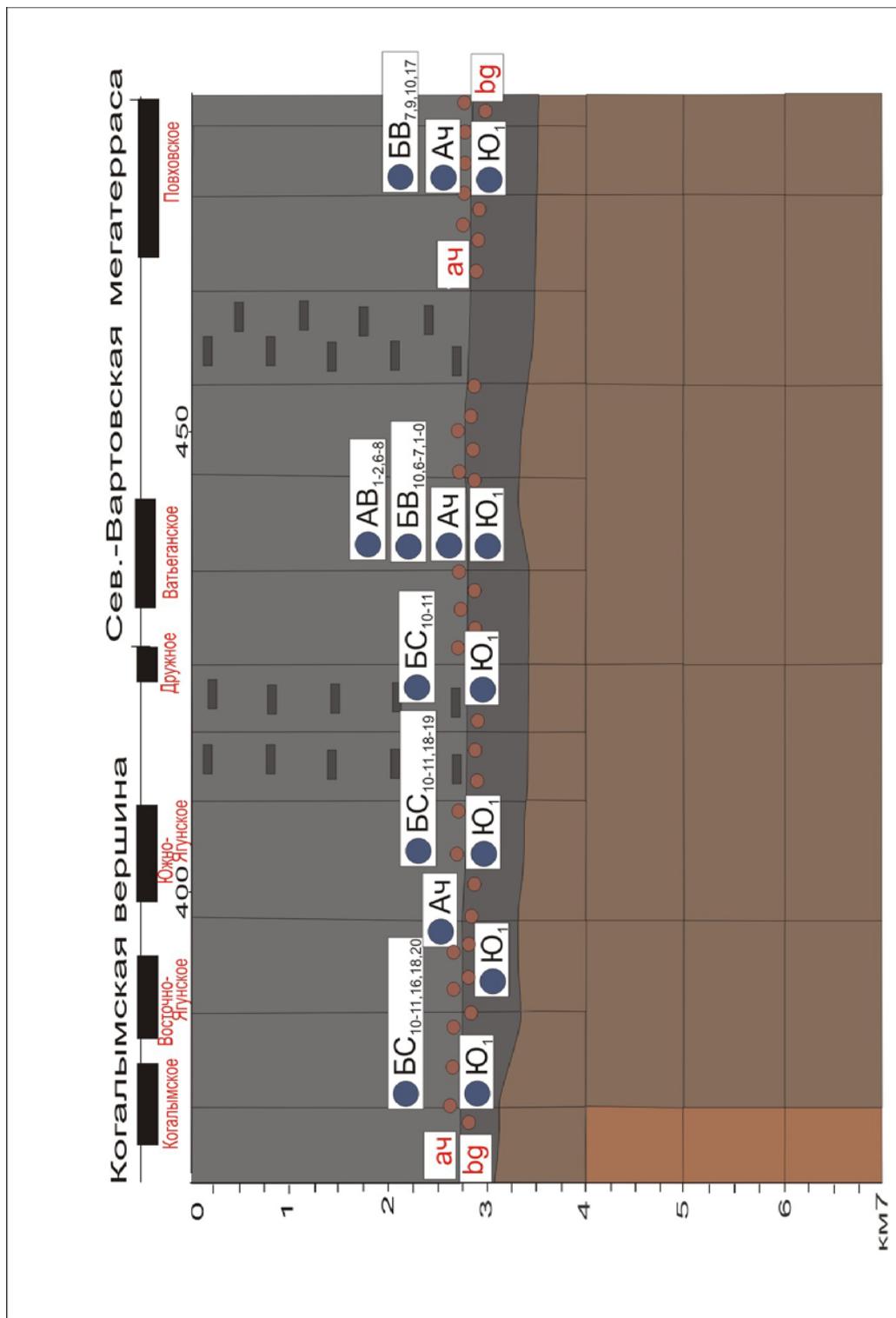


Рис. 6.9. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Северо-Вартовская мегатерраса – Когалымская вершина. Условные обозначения на рис. 6.5

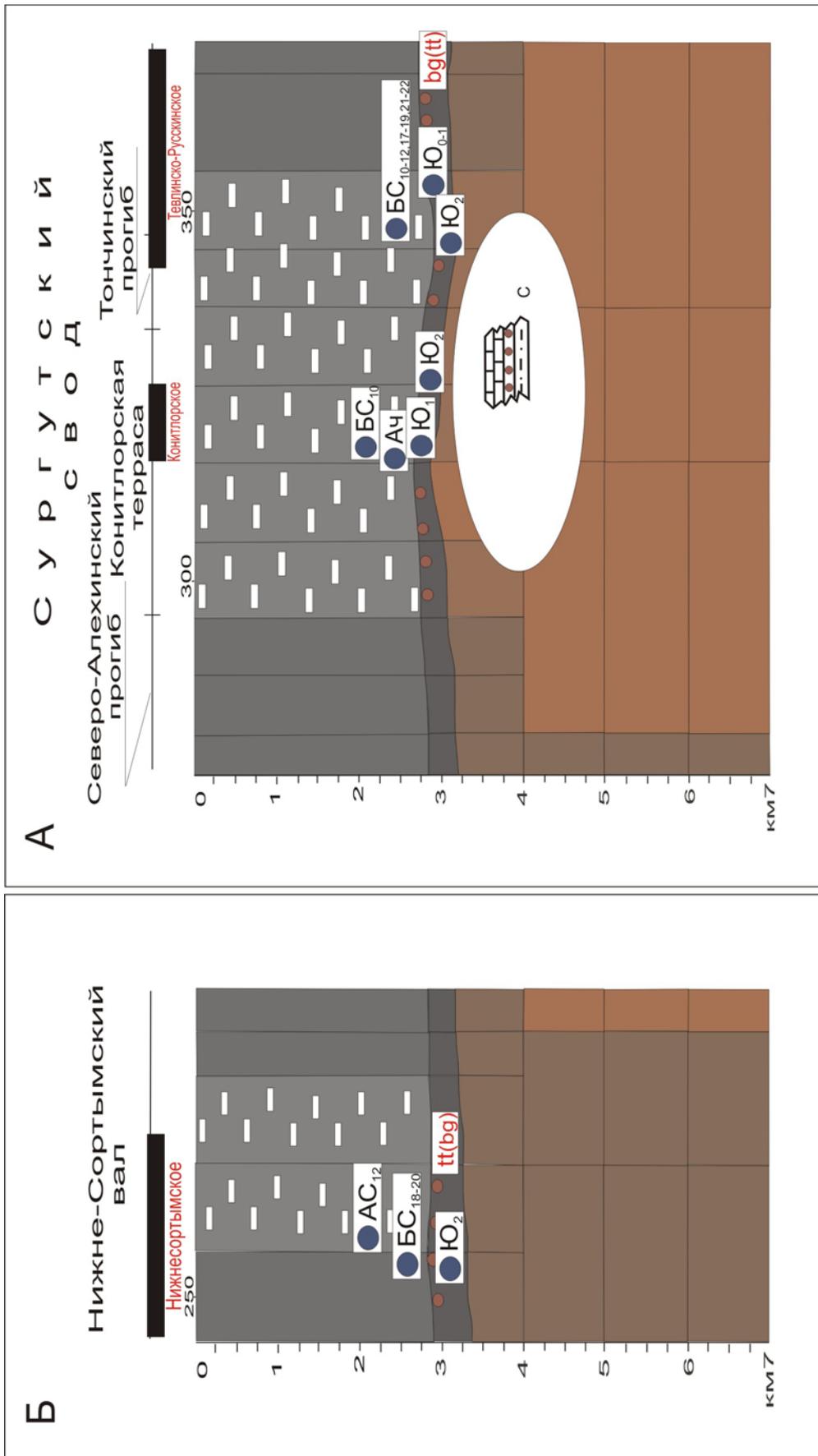


Рис. 6.10. Схемы нефтегеологической интерпретации геологической модели на участках:

А) Тончинский прогиб – Конитлорская терраса – Северо-Алехинский прогиб; Б) Нижне-Сортымский вал. Условные обозначения на рис. 6.5

Генерация нефти на Итьяхском месторождении связана, очевидно, с нефтематеринскими отложениями верхнеюрской тутлеймской свиты и нижнеюрскими радомской и тогурской пачками (рис. 6.12, А). Залежи сформировались в отложениях средне-, и верхнеюрского НГК. *Разуплотненные меловые отложения, залегающие над этими очагами генерации, имеют потенциальные аккумулярующие возможности, в них могут быть обнаружены залежи нефти.*

Далее по трасверсу располагается Апрельское нефтяное месторождение с небольшой залежью в среднеюрском НГК (рис. 6.12, Б). Здесь нижнеюрский разрез сокращен, источник образования нефти – отложения тутлеймской свиты.

Перспективной является западная часть Елизаровского прогиба. Увеличение мощности юрского разреза предполагает наличие нефтегенерирующих нижне- и верхнеюрских толщ, а разуплотнения в меловых отложениях формируют аккумулярующий потенциал. В доюрских терригенно-карбонатных отложениях девона возможно наличие генерирующих глинистых пропластков, а трещиноватые эффузивы триаса образуют ловушки для УВ, мигрирующих из юрских и палеозойских очагов генерации (рис. 6.12, В).

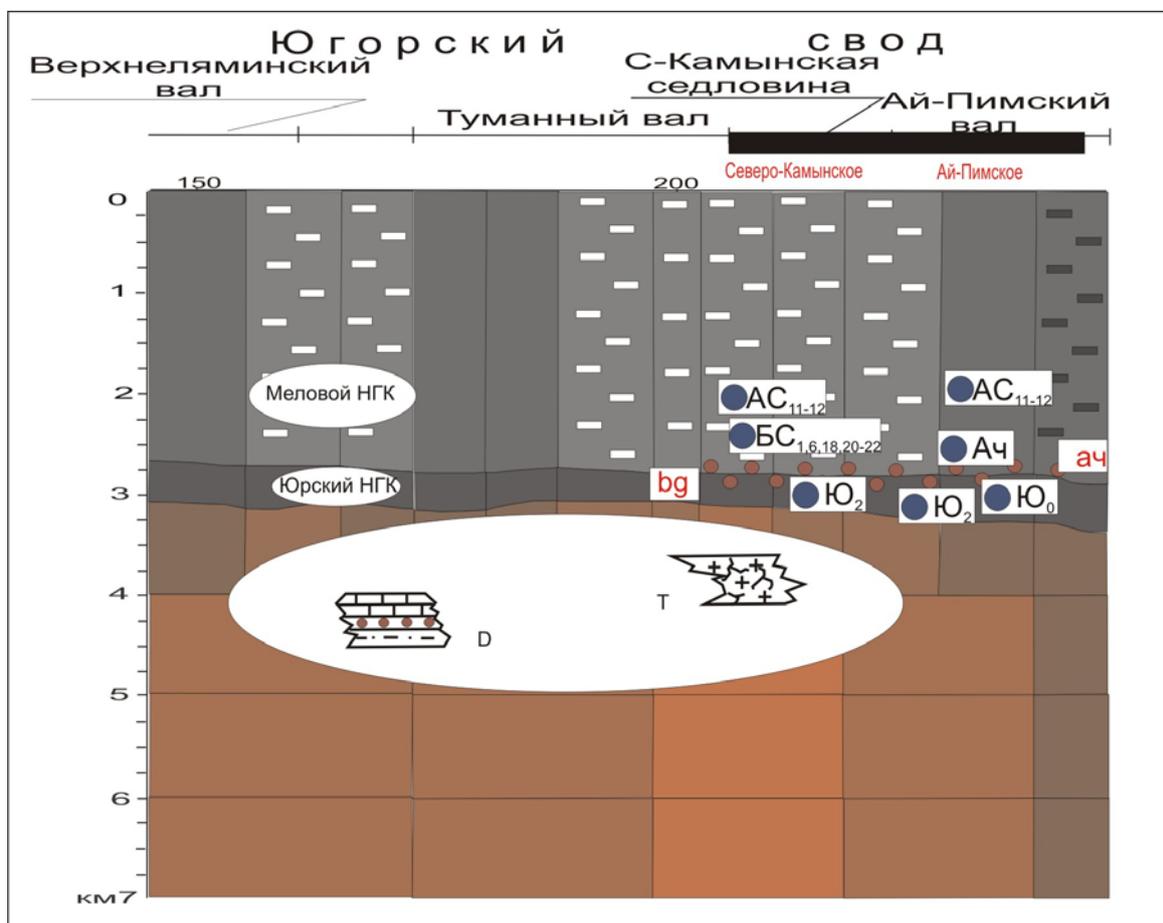


Рис. 6.11. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Ай-Пимский вал – Северо-Камынская седловина – Туманный вал – Верхнелямнинский вал (Югорский свод). Условные обозначения на рис. 6.5

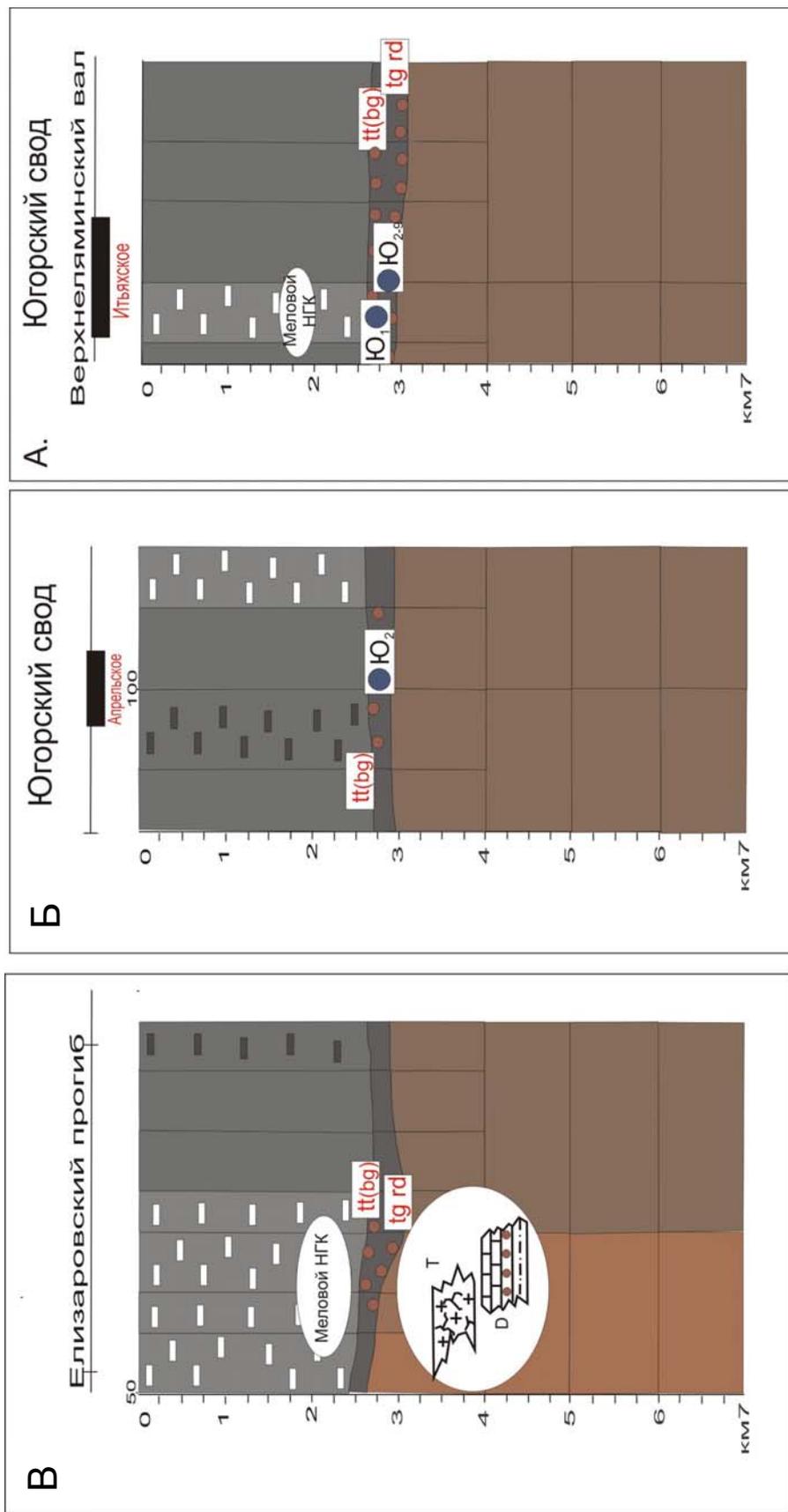


Рис. 6.12. Схемы нефтегеологической интерпретации геологической модели на участках: А) Итьяхское месторождение (Югорский свод); Б) Апрельское месторождение (Югорский свод); В) Елизаровский прогиб. Условные обозначения на рис. 6.5

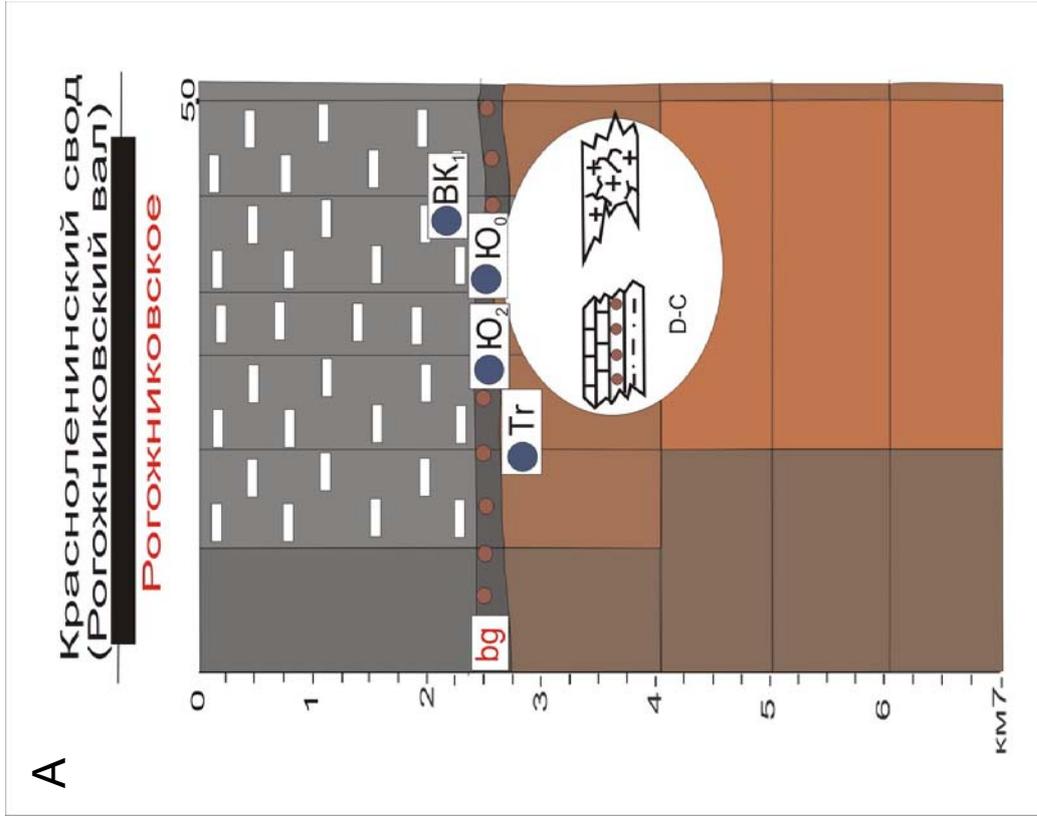
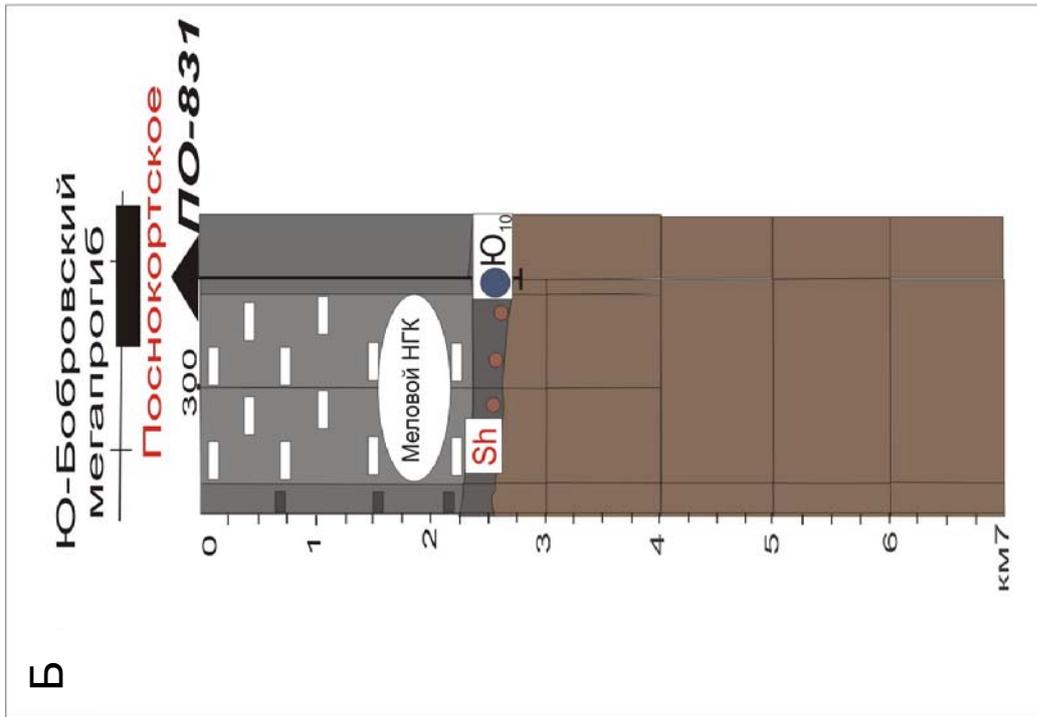


Рис. 6.13. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках:
 А) Красноленинский свод; Б) Южно-Бобровский мегапрогиб. Условные обозначения на рис. 6.5

Над зоной разуплотнения всего доюрского комплекса, приуроченной к северо-восточной части Красноленинского свода (Рогожниковский вал), находится Рогожниковское нефтяное месторождение с залежами почти во всех НГК юры и неокома (рис. 6.13, А). По-видимому, основным источником нефти этих залежей являются потенциально материнские породы тутлеймской (баженовской) свиты. По глубине положения тутлеймская свита «вошла» в «нефтяное окно». Разуплотненная структура послеюрских отложений способствовала миграции нефти в ловушки викуловской свиты (ВК₁). Непосредственное примыкание к материнской тутлеймской свите пластов абалакской свиты и верхней под-свиты тюменской свиты, отсутствие нижнеюрских отложений способствовало миграции нефти в ловушки пластов Ю₀, Ю₂ и Тг. Масштабная зона разуплотнения доюрского комплекса на участке Рогожниковского вала является, по нашему мнению, сосредоточением резервуаров и генерирующих толщ (подводящих каналов?) в слабометаморфизованных палеозойских терригенно-карбонатных породах или в трещиновато-кавернозных магматических породах. *Здесь крупный резерв расширения ресурсной базы Красноленинского НГР с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами в доюрском разрезе на глубинах 2,5–4,5 км.* Определенным подтверждением такого прогноза являются результаты бурения на Рогожниковском лицензионном участке [21, 72, 82, 119]. Так, в скважине 735 из кислых вулканитов доюрского комплекса (2810 м) получен приток нефти 11–19 т/сут, в скважине 765 из терригенных отложений триаса получен приток безводной нефти дебитом 15 м³/сут на динамическом уровне 1421 м [21].

Источником нефти в ловушках Поснокортского месторождения (пласт Ю₁₀), по-видимому, являются материнские нижнеюрские глинистые тогурская и радомская пачки (шеркалинская свита), выклинивающиеся на западном склоне Красноленинского свода (рис. 6.13, Б). Отсутствие разуплотнения в структуре послеюрских отложений не способствует миграции нефти в неокомский комплекс и формированию в нем залежей. Западнее, на траверсе профиля в пределах Южно-Бобровского мегапрогиба, месторождения еще не выявлены. Этот участок интересен тем, что *наличие разуплотнения послеюрских отложений указывает на возможность формирования здесь залежей нефти в неокомском комплексе (рис. 6.13, Б).* Источником нефти в ловушках Песчаного месторождения (пласты Ю₂₋₃, Ю₄₋₅) являются, скорее всего, потенциально материнские тогурская и радомская пачки шеркалинской свиты (рис. 6.14, А).

Все месторождения Сергинского НГР мелкие и приурочены к юрским отложениям. Следует заметить, что потенциально материнские юрские свиты и пачки по своему гипсометрическому уровню в пределах западной части Сергинского куполовидного поднятия и Шеркалинского мегапрогиба едва ли достигают «нефтяного окна». Тем не менее, месторождения Овальное, Аржановское и Западно-Вандмторское нефтяные. Здесь дополнительным источником тепла, аномально усиливающим геотермический режим нефтегазообразования, явилась зона интенсивного уплотнения в западной части Сергинского куполовидного поднятия на глубинах 4 км, интерпретируемая как магматическое образование ультраосновного состава. Неудивительно, что Южно-Сотэюганское месторождение газовое, т. к. приурочено к более высокому гипсометрическому уровню и относится к участку менее интенсивной магматической деятельности. По-видимому, газ Южно-Сотэюганского месторождения – это газ первой зоны интенсивного газообразования (рис. 6.14, Б).

Источником газа в ловушках Озерного месторождения (вогулкинская толща) предположительно являются глинистые морские отложения неокома (рис. 6.15, А). Гипсометрический уровень нефтегазообразования соответствует зоне раннекатагенетического газа – метана. Отсутствие разуплотнения в меловом комплексе не способствует образованию в нем собственных резервуаров, флюид мигрирует в прилегающую вогулкинскую толщу.

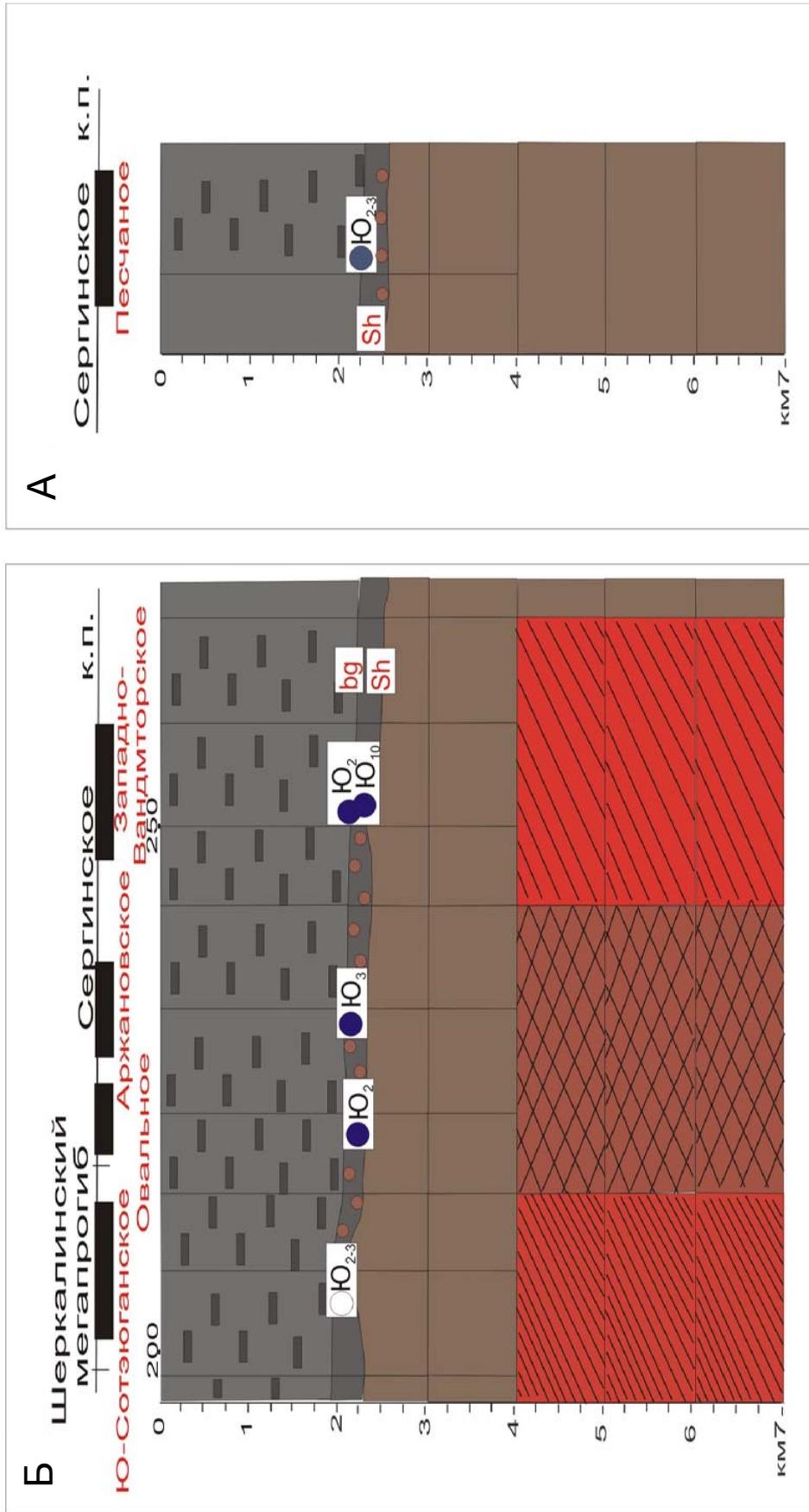


Рис. 6.14. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках: А) месторождения Песчаное; Б) Сергинское куполовидное поднятие – Шеркалинский мегапрофит. Условные обозначения на рис. 6.5

Сокращение общей мощности осадочного чехла, присутствие структур уплотнения в меловых отложениях практически на всем протяжении траверса в *Березовской моноклинали, Шеркалинском мегапрогибе и Сергинском куполовидном поднятии снижает перспективы неокомского комплекса в пределах этих структур.*

Центральная и восточная часть Висимского мегавала представлена масштабной «сквозной» зоной разуплотнения. Здесь месторождения еще не выявлены. Вероятными источниками нефти и газа здесь могут быть углеродистые породы каменноугольных и девонских отложений. Юрские отложения отсутствуют. Послеюрская толща, в силу сравнительно небольшой мощности, вряд ли может быть генератором УВ. Если зона контакта представляет собой стратиграфический (эрозионный) экран, то сосредоточение продуктивных резервуаров – это доюрские отложения. *Здесь крупный резерв расширения ресурсной базы Восточно-Уральского НГР с газовыми, нефтяными (?), газоконденсатными залежами в доюрском разрезе на глубинах до 4 км (рис. 6.15, Б).*

Что касается *Ляпинского мегапрогиба, то перспективы обнаружения залежей УВ следует связывать с юрскими отложениями западного борта (рис. 6.16).* Источником нефти может быть глинистая федоровская свита [25] при очень ощутимом влиянии прилегающих магматических образований основного состава. Аномальное температурное влияние этих образований на формирование залежей нефти и газа может быть не только конструктивным, но и деструктивным, особенно на восточном борту Ляпинского мегапрогиба.

6.3.6. Основные результаты прогнозирования нефтегазоносности доплитного комплекса

Методом геоплотностного моделирования в гравитационном поле построена плотностная модель доюрских, юрских и меловых отложений на траверсе регионального сейсмопрофиля XIII [48], пересекающего Западно-Сибирскую плиту в центральной ее части.

Выполнено сопоставление тектоники, месторождений, нефтегазоносных комплексов с установленной плотностной структурой фундамента и плитного комплекса. Сопоставление показало согласованность плотностной структуры с положением известных зон нефтегазонакопления и крупных месторождений, с их вероятным генезисом.

Выделенные методом геоплотностного моделирования зоны разуплотнения и уплотнения, отождествляем с резервуарами, каналами миграции, материнскими толщами, флюидоупорами и аномальными источниками тепла.

В пределах Югорского свода, представляющего большой интерес как вновь выделенной структуры I порядка [27], выполнен прогноз зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе и плитном чехле [48]:

1. На траверсе Северо-Камыньская седловина – Туманный вал – восточная часть Верхнеяминского вала разуплотненные триасовые эффузивы кислого состава, органогенные известняки девона могут служить резервуарами для нефтей (?), газоконденсата и газа, генерируемых глинистыми прослоями (рис. 6.11).
2. Сочленение Верхнеяминского и Туманного валов, расположенное над разуплотненными доюрскими и меловыми толщами, является перспективной зоной в отношении скоплений УВ в юрском и меловом НГК (рис. 6.11).
3. На участках Итьяхского месторождения разуплотненные меловые отложения, залегающие над очагами генерации тутлеймской свиты, имеют потенциальные аккумулярующие возможности, в них могут быть обнаружены залежи нефти (рис. 6.12, А).

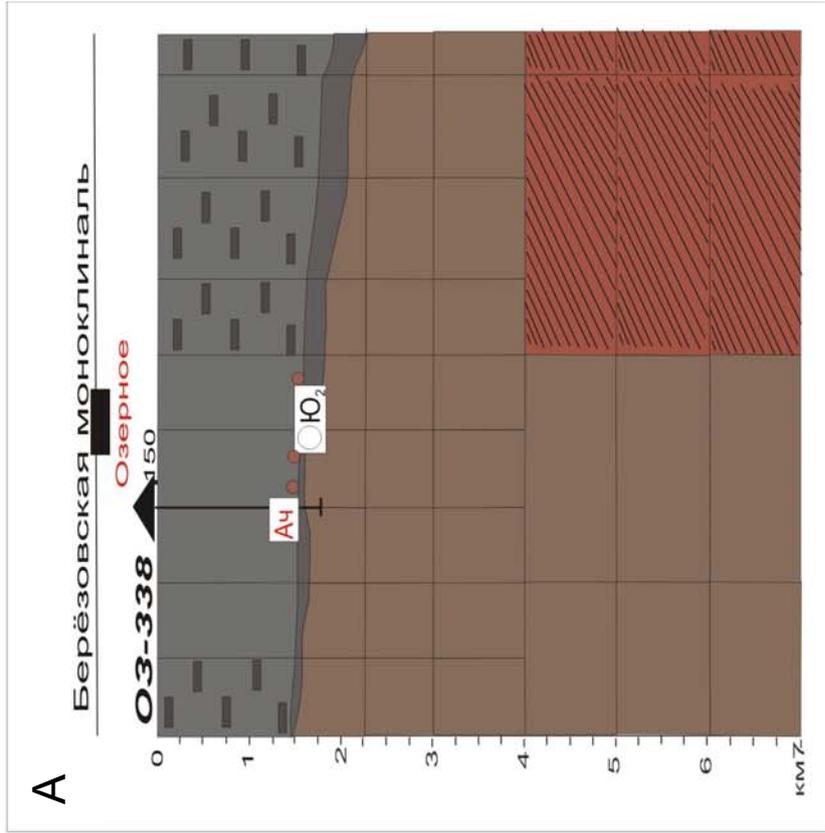
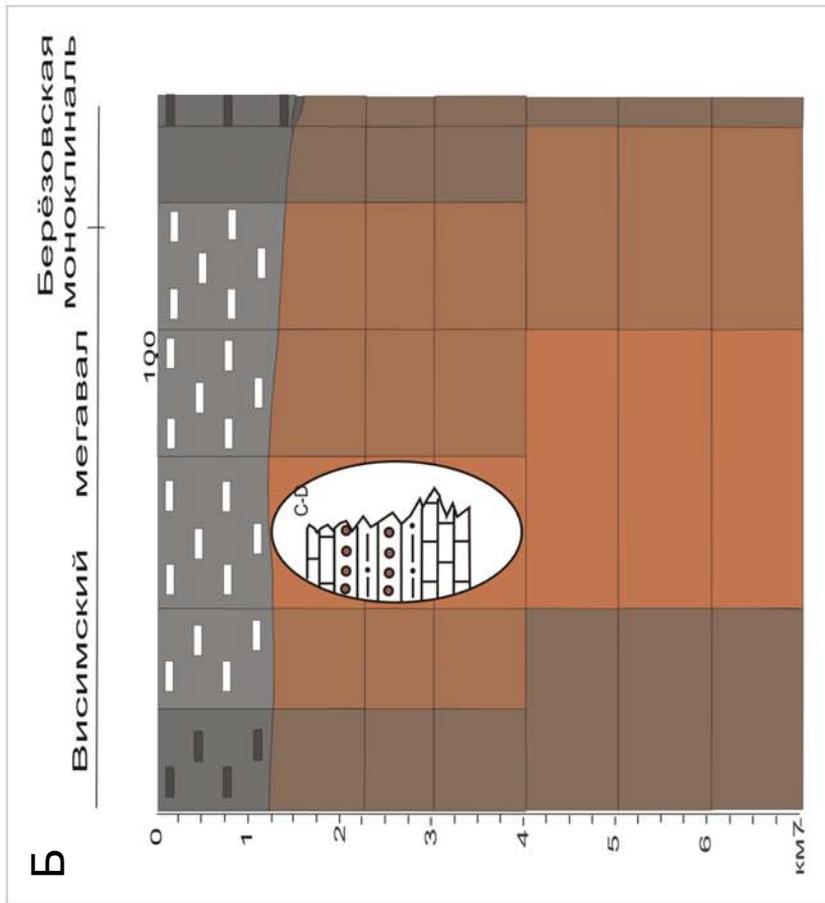


Рис. 6.15. Схемы нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участках:
 А) месторождение Озерное; Б) Берёзовская моноклинали – Висимский мегавал. Условные обозначения на рис. 6.5

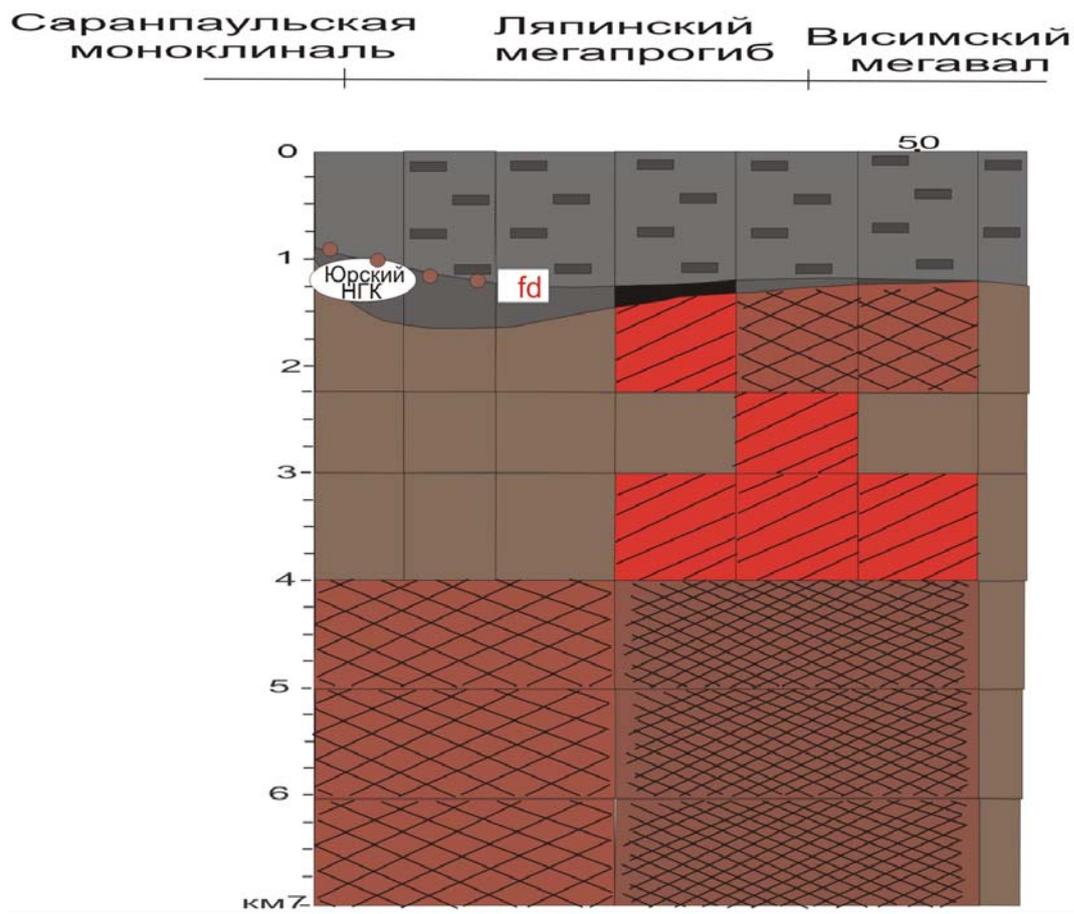


Рис. 6.16. Схема нефтегеологической интерпретации геоплотностной модели на участке Висимский мегавал – Ляпинский мегапрогиб. Условные обозначения на рис. 6.5

Помимо Югорского свода, на траверсе регионального сейсмопрофиля XIII выполнен прогноз следующих зон нефтегазонакопления в доюрском разрезе и плитном чехле [48]:

1. Крупные зоны нефтегазонакопления с нефтяными, газоконденсатными и газовыми залежами прогнозируются в доюрском разрезе: Рогожниковского вала и Елизаровского прогиба; Бахиловского мегавала.
2. Крупные зоны нефтегазонакопления с газовыми, нефтяными (?), газоконденсатными залежами прогнозируются в доюрском разрезе: центральной и восточной части Висимского мегавала; Сургутского свода.
3. Крупная зона нефтегазонакопления с залежами сухого и конденсатного газа прогнозируется в доюрском разрезе Пякопурского мегапрогиба и Варьеганского мегавала.
4. Зоны нефтегазонакопления с залежами неясного фазового состава прогнозируются в доюрском разрезе: в восточной части Касского мегапрогиба и западной части Кулынгольской мегаседловины; на Верхнекаралькинском мегавалу.
5. Вероятно обнаружение залежей УВ в юрских отложениях западного склона Ляпинского мегапрогиба.
6. Резервуары нефти прогнозируются в неокомском комплексе: Южно-Бобровского мегапрогиба; в зоне сочленения Касского мегапрогиба и Кулынгольской мегаседловины; в Елизаровском прогибе.

7. ЛОКАЛИЗАЦИЯ ПРОГНОЗНЫХ РЕСУРСОВ УВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЮГОРСКОГО СВОДА (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ)

7.1. Постановка задачи

В настоящей работе применен метод палеотемпературного моделирования для прогноза материнских пород, наиболее полно учитывающий изменение во времени параметров геотермополя, в том числе влияния векового хода температур поверхности земли на интенсивность генерации УВ глубокопогруженными нефтепроизводящими осадочными комплексами [50].

Цель наших исследований – выявление, картирование и изучение динамики в геологическом времени очагов генерации нефти тутлеймской (аналог баженовской, K_{1b} – J_{3tt} , 142–151 млн лет) и шеркалинской (J_{1p-t} , 185–196 млн лет) свит Верхнеяминского вала, расположенного в центрально-западной части Югорского свода. Югорский свод – наименее изученная территория центральной части Западно-Сибирской плиты (рис. 7.1). Тутлеймская и шеркалинская свиты являются основными потенциально нефтематеринскими толщами, накопившими и сохранившими значительные массы сапропелевого и смешанного РОВ, благоприятного для генерации нефтяных углеводородов [9].

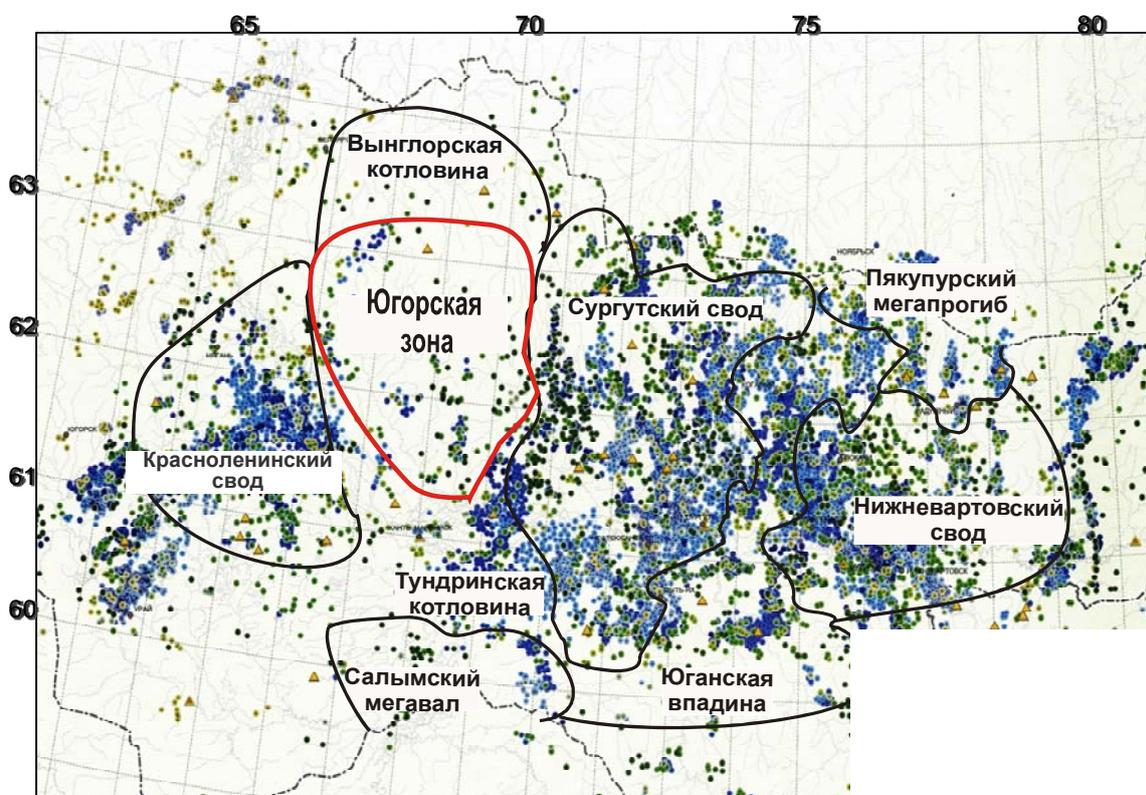


Рис. 7.1. Изученность бурением центральной части Западно-Сибирской плиты [4]

На новейшей структурной карте (рис. 7.2) по отражающему горизонту А (кровля доюрского комплекса) в центральной части Фроловской мегавпадины вырисовывается выступ фундамента Югорского свода. Югорский свод выделен недавно (2003 г.) тематическими работами ГУП ХМАО НАЦ РН им. В.И. Шпильмана. Эта структура сопоставима по размерам с Сургутским, Красноленинским и Нижневартовским сводами – гигантскими зонами нефтегазонакопления в центральной части Западно-Сибирской плиты. В этой связи приводимые результаты исследований представляют интерес для регионально-зональной оценки нефтегазонасыщенности нового крупного объекта Западно-Сибирской нефтегазонасыщенной провинции.

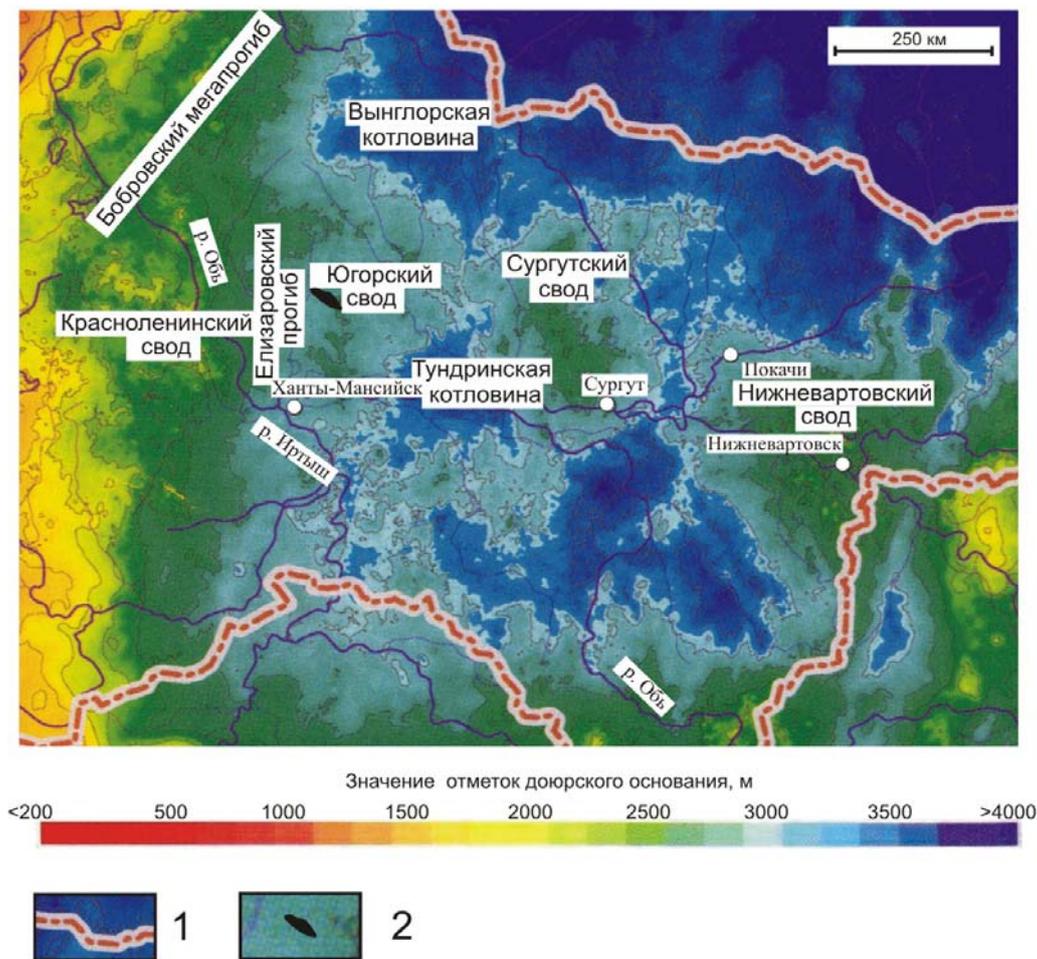


Рис. 7.2. Фрагмент структурной карты по поверхности доюрского основания осадочного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты [4]: 1 – административная граница Ханты-Мансийского автономного округа; 2 – положение Верхнеильминского вала

В результате нефтеразведочных работ на 13 площадях Верхнеильминского вала (рис. 7.3) открыто 6 мелких нефтяных месторождений: Центральное, Назымское, Апрельское, Итьяхское, Тункорское и Торгасинское (табл. 7.1). На первых четырех месторождениях ведутся в небольшом объеме промышленные работы по разработке и эксплуатации. На 7 площадях (Верхненазымская, Татъеганская, Панлорская, Северо-Апрельская, Западно-Унлорская, Унлорская и Северо-Санлорская) выполнены поисковые работы разной степени детальности. Поэтому результаты исследований, характеризующие локализацию прогнозных ресурсов углеводородов, имеют непосредственный нефтепоисковый интерес.



Рис. 7.3. Выкопировка из тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты [4]: 1 – границы тектонических элементов I порядка; 2 – границы внутреннего районирования; 3 – месторождения УВ и его номер на карте; 4 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 5 – поисково-разведочная скважина и ее номер; 6 – контур участка исследования; 7 – контур построения прогнозных карт. Месторождения УВ: 1 – Центральное; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Апрельское; 5 – Итьяхское; 6 – Тортасинское. Площади нефтепоискового бурения: 1 – Верхне Назымская; 2 – Восточно-Рогожниковская; 3 – Татъеганская; 4 – Панлорская; 5 – Северо-Апрельская; 6 – Западно-Ундорская; 7 – Ундорская; 8 – Северо-Саллорская

Таблица 7.1

Характеристика месторождений Верхнеяминского вала

Месторождение	Фазовый состав	Нефтегазоносные комплексы (свиты)
Центральное	нефть	Меловой (викуловская)
	нефть	Среднеюрский (тюменская)
Назымское	нефть	Меловой (викуловская, фроловская)
	нефть	Верхнеюрский (тутлеймская, абалакская)
	нефть	Среднеюрский (тюменская)
	нефть	Нижнеюрский (шеркалинская)
	нефть	Палеозойский
Тункорское	нефть	Меловой (викуловская)
	нефть	Среднеюрский (тюменская)
Апрельское	нефть	Верхнеюрский (тутлеймская)
	нефть	Среднеюрский (тюменская)
	нефть	Палеозойский
Итьяхское	нефть	Верхнеюрский (тутлеймская, абалакская)
	нефть, газ	Среднеюрский (тюменская)
	нефтепроявления	Зоны контакта, палеозойский
Тортасинское	нефть	Меловой (уватская, фроловская)
	нефть	Верхнеюрский (тутлеймская)
	нефть	Среднеюрский (тюменская)
	нефть	Нижнеюрский (шеркалинская)

7.2. Методика решения задачи

Для выявления, картирования очагов и оценки времени генерации нефтей применением палеотектонические реконструкции (2.3)–(2.4) и палеотемпературное моделирование (2.5)–(2.9).

Осадочная толща описывается мощностями стратиграфических комплексов h_i , для каждого из которых заданы теплопроводность λ_i , температуропроводность a_i , плотность радиоактивных источников f_i и скорость осадконакопления v_i . Скорость осадконакопления может быть отрицательной, чем учитываются возможные размывы осадочной толщи.

Краевое условие (2.7) определяет температуру «нейтрального» слоя и может задаваться в виде кусочно-линейной функции $U(t)$ векового хода температур поверхности земли. T_i – измеренное распределение температур может задаваться и по определениям отражательной способности витринита, пересчитанным [53] в градусы Цельсия, с указанием времени срабатывания «максимального палеотермометра».

Схема расчета палеотемператур состоит из двух этапов. На первом этапе по распределению температур T_i в скважине рассчитывается тепловой поток q через поверхность подстилающего основания, т. е. решается обратная задача геотермии. На втором этапе с известным значением q решается прямая задача геотермии – непосредственно рассчитываются температуры U в заданных точках осадочной толщи Z в заданные моменты геологического времени t .

При отсутствии прямых определений теплопроводности λ_i здесь используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их плотности σ [47]. Коэффициенты температуропроводности a_i , плотности радиоактивных источников f_i приняты в соответствии с породным составом стратиграфических комплексов.

Рассчитанные максимальные палеотемпературы в каждом стратиграфическом комплексе и температурная градация зон катагенеза интенсивной генерации и эмиг-

рации УВ (рис. 1.1), с учетом соотношения в РОВ сапропелевой и гумусовой составляющих, позволили прогнозировать присутствие в разрезе нефтематеринских толщ.

«Измеренные» распределения геотемператур. Для решения обратной задачи геотермии использовались как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (табл. 7.2), так и палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита – R_{vt}^0 (табл. 7.3).

Для перехода от R_{vt}^0 к соответствующей температуре использована диаграмма «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» (Connon J., 1974). На диаграмме фиксированы линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,5\%$ и температуры $T = 80\text{ }^\circ\text{C}$, линия соответствия $R_{vt}^0 = 0,8\%$ и $T = 120\text{ }^\circ\text{C}$. При определениях температуры для промежуточных значений R_{vt}^0 выполнялась линейная интерполяция между указанными крайними значениями.

Исходя из критерия уверенного отождествления измеренной температуры с пластовой, для расчетов принимались только те замеры, которые получены при значительных дебитах флюида из интервалов испытаний. Причем, в этом случае, мощность интервала испытаний небольшая, а глубина замера (установки термометра в скважине) несущественно отличается от положения интервала испытания. Замеров пластовых температур, отвечающих указанному критерию, оказалось недостаточно.

Использование палеотемператур, пересчитанных из R_{vt}^0 в градусы Цельсия, в качестве «измеренных» потребовало указания времени абсолютного максимума палеотемпературы. Для определения этого времени проведено оценочное моделирование для скважин Западно-Унлорская-307 и Верхненазымская-13 (рис. 7.3).

Оценочное моделирование выполнено по измеренным пластовым температурам (табл. 7.2). Характеристика разрезов этих скважин приведена в табл. 7.4. Возможный размыв верхнепалеогеновых отложений здесь не учитывался. Моделирование выполнено с учетом векового хода температур земной поверхности [40, 74, 131] за последние 142 млн лет (табл. 7.5). Анализ табл. 7.5 позволяет сделать следующие выводы:

- 1) максимальная расчетная палеотемпература баженовской свиты в разрезе скважины Западно-Унлорская-307 составляет $97\text{ }^\circ\text{C}$ и вполне согласуется с температурой по R_{vt}^0 – $98\text{ }^\circ\text{C}$ (табл. 7.4);
- 2) максимальная расчетная палеотемпература баженовской свиты в разрезе скв. Верхненазымская 13 составляет $103\text{ }^\circ\text{C}$ и согласуется с температурой по R_{vt}^0 – $104\text{ }^\circ\text{C}$;
- 3) время абсолютного максимума палеотемпературы в обеих скважинах одинаково и составляет 37,6 млн лет назад. Поэтому мы можем использовать палеотемпературы, пересчитанные по R_{vt}^0 , в качестве «измеренных» с указанием времени 37,6 млн лет назад.

Таким образом, для решения обратной задачи геотермии (расчета теплового потока через поверхность основания) мы одновременно используем как измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин (табл. 7.2), так и геотемпературы, полученные из определений R_{vt}^0 (табл. 7.3). В силу технологических особенностей измерения пластовых температур, более достоверными признаем температуры по отражательной способности витринита. Поэтому, при решении задачи (2.9), по «невязкам» более $5\text{ }^\circ\text{C}$ из расчетов был исключен еще ряд измеренных пластовых температур.

Таблица 7.2

Результаты испытания поисково-разведочных скважин Верхнелемяминского вала*

(Тпл. – измеренная пластовая температура; жирным шрифтом обозначены Тпл., принятые для палеотемпературного моделирования; ΔP – величина превышения пластового давления, атм; Нд- снижение уровня бурового раствора, м; шт – диаметр штуцера, мм)

Название площади	№ скв.	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Тпл., °С	Депрессия на пласт	
Центральная	10	2704–2769	тюменская	Ю ₂₋₃	4,8	нефть		$\Delta P = 130$	
		2954–3071	тюменская – палеозой	Ю ₉ –Pz		сухо			
	12	1590–1595	викуловская	ВК ₁	69,1	вода	67	Нд = 455	
		2625–2638	тюменская	Ю ₂₋₃	1,6	нефть	87	Нд = 1292	
		2680–2706	тюменская	Ю ₂₋₃				Нд = 1603	
15	2704–2733	тюменская	Ю ₂₋₄	6,0	нефть	119	Нд = 1603		
Верхнеязымская	11	2570–2878	абалакская – палеозой	Ю ₁ –Pz	10,0	нефть	95	шт = 2	
	13	2560–2680	тутлейская – тюменская	Ю ₀ Ю ₂₋₃	5,2	нефть	91	Нд = 1360	
		2582–2685	тюменская	Ю ₂₋₃	5,5	нефть		$\Delta P = 83$	
Восточно-Рогожниковская	35	1889–1910	викуловская	ВК ₈	55,0	вода		$\Delta P = 72$	
		2664–2695	тутлейская	Ю ₀		сухо			
		2693–2725	абалакская	Ю ₁		сухо			
		2720–2762	тюменская	Ю ₂₋₃		сухо			
Назымская	21	2590–2860	абалакская – палеозой	Ю ₁ –Pz	3,9	нефть	100	$\Delta P = 130$	
		2580–2596	тутлейская	Ю ₀	9,5	нефть	116	Нд = 1174	
		2636–2640	тюменская	Ю ₂₋₃	4,0	нефть			Нд = 1281
		2648–2664							
		2676–2682	тюменская	Ю ₄	8,0	нефть		Нд = 891	
		2691–2696							
	2734–2744	тюменская	Ю ₅₋₆	9,0	нефть	127	Нд = 941		
	2824–2838	палеозой	Pz	11,8	нефть	128	Нд = 1230		
	22	2580–2637	тутлейская	Ю ₀		пленка нефти, газ	90		
		2575–2610	тутлейская	Ю ₀	8,4	нефть	117	Нд = 930	
		2650–2895	тюменская – палеозой	Ю ₂₋₃₋₄₊ + Pz	0,7	нефть	120	Нд = 964	
	24	2062–2074	фроловская	АС	4,3	нефть	88	Нд = 1061	
		2630–2644	тутлейская	Ю ₀	2,2	нефть	123	Нд = 1134	
		2676–2704	тюменская	Ю ₂₋₃	4,2	нефть	121	Нд = 1402	
		2778–2805	тюменская	Ю ₅₋₆	0,7	нефть	123	Нд = 734	
		2848–2884	тюменская	Ю ₉	0,5	вода	129	Нд = 922	
	26	1582–1586	викуловская	ВК	31,4	вода	70	Нд = 127	
		2580–2598	тутлейская	Ю ₀	9,0	нефть	110	$\Delta P = 177$	
		2615–2850	абалакская – палеозой	Ю ₁ –Pz	8,1	нефть, следы воды	114	$\Delta P = 84$	
		2585–2725	тутлейская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₆	5,9	нефть	85	$\Delta P = 126$	
	31	2604–2616	тутлейская – абалакская	Ю ₀ –Ю ₁	1,2	вода, пленка нефти	82	Нд = 998	
		2631–2638							
		2670–2692	тюменская	Ю ₄ –Ю ₅	1,5	вода, пленка нефти	85	Нд = 1738	
	2733–2750	тюменская	Ю ₆	1,7	вода, пл. нефти	89	Нд = 1348		

Продолжение табл. 7.2

Название площади	№ скв.	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Тпл., °С	Депрессия на пласт
Татъеганская	29	2645–2681	тутлеймская–абалакская	Ю ₀ –Ю ₁		сухо	70	
		2650–2700	тутлеймская–абалакская	Ю ₀ –Ю ₁		сухо	70	
		2670–2796	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₈	1,8	фильтрат бурового раствора, пленка нефти	80	$\Delta P = 143$
		2713–2765	тюменская	Ю ₂₋₃	1,3	фильтрат бур. раствора, пленка нефти	80	$\Delta P = 143$
		2778–2853	тюменская	Ю ₅₋₆		сухо	80	
		2935–3052	тюменская – палеозой	Ю ₈₋₉ – Pz	12,1	вода	90	$\Delta P = 131$
Тункорская	27	2655–2741	тутлеймская	Ю ₀	45,2	нефть		шт = 8
	28	2088–2110 2093–2115	фроловская	AC ₂		сухо	70	
		2698–2718	тутлеймская	Ю ₀		сухо	101	
		2723–2732	абалакская	Ю ₁		сухо	102	
		2742–2762	тюменская	Ю ₂₋₃	0,1	нефть	102	Нд = 528
		2735–2780	тюменская	Ю ₂₋₃		сухо	80	
30	1625–1635	викуловская	BK ₁	5,5	вода		Нд = 557	
	2696–2792	тюменская	Ю ₂₋₆	1,6	нефть		Нд = 919	
Апрельская	1	2697–3013	тюменская – палеозой	Ю ₂ –Pz	4,0	нефть		Нд = 1473
	2	2714–2877	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₉		сухо		
	4	2722–2730 2744–2780 2795–2821	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ , Ю ₂₋₃		сухо		
		4	2866–2890 2833–2923	тюменская	Ю ₄₋₅		сухо	
	3010–3018 3068–3086 3108–3118 3128–3133		тюменская – шеркалинская	Ю ₈₋₁₀	2,9	нефть 50%, вода 50%		Нд = 1015
	24		2722–2732	тутлеймская	Ю ₀	7,5	нефть	104
2761–3166			тюменская – палеозой	Ю ₂ –Pz	5,6	нефть	110	Нд = 765
Северо-Апрельская	11	2732–2764	тутлеймская	Ю ₀		сухо	80	
		2761–2796	абалакская	Ю ₁		сухо	80	
		2795–2865	тюменская	Ю ₂₋₃	8,1	нефть	80	$\Delta P = 126$
Панлорская	1	3275–3290	палеозой	Pz		вода, пл. нефти		
	2	1666–1694	викуловская	BK ₁	62,4	вода	60	
		2141–2224	фроловская	AC ₂		сухо	70	
		2187–2260	фроловская	AC ₂		сухо	70	
		2780–2827	абалакская	Ю ₁		сухо	80	
		2800–2864	абалакская – тюменская	Ю ₁ – Ю ₂	2,9	фильтрат бур. раствора	80	
		3167–3200	тюменская – шеркалинская	Ю ₁₀₋₁₁	24,9	вода	90	$\Delta P = 120$
3285–3333	палеозой	Pz	7,3	вода	90	$\Delta P = 140$		

Продолжение табл. 7.2

Название площади	№ скв.	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Тпл., °С	Депрессия на пласт
Игьяхская	300	2708–2720	тутлеймская	Ю ₀	6,0	нефть		Нд = 1447
		2730–2738	тюменская	Ю ₂	6,0	нефть	90	Нд = 1620
		2672–2787	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₂₋₃	12,8	нефть, газ	82	ΔP = 151
		3127–3247	палеозой	Pz		сухо	93	ΔP = 160
	301	2717–2783	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ –Ю ₂₋₃	8,3	фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ	87	ΔP = 161
		2728–2748	абалакская	Ю ₁	0,7	нефть		Нд = 1620
		2757–2773	тюменская	Ю ₂	2,9	вода, нефть 35%		Нд = 1079
		2841–2853	тюменская	Ю ₄	4,1	вода, нефть 20%		Нд = 1010
		3007–3097	P-T – палеозой	кора выветривания – Pz	7,0	фильтрат бурового раствора, пленка нефти	91	ΔP = 161
		302	2685–2737	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ + Ю ₁ + Ю ₂		сухо	80
	2692–2717		тутлеймская – абалакская	Ю ₀ + Ю ₁		сухо	80	ΔP = 167
	2711–2824		абалакская – тюменская	Ю ₁ + Ю ₂₋₅	10,2	фильтрат бурового раствора, пленка нефти	85	ΔP = 167
	2962–3077		P-T	кора выветривания	12,9	фильтрат бурового раствора, пленка нефти	91	ΔP = 161
	3084–3156		палеозой	Pz		сухо	96	ΔP = 107
	Западно-Унлорская		8	2780–2840	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ – Ю ₁ – Ю ₂		сухо
2982–3030		тюменская		Ю ₂₋₉		сухо		
2979–3092		тюменская – палеозой		Ю ₂₋₉ – Pz		сухо		
307		2721–2741	тутлеймская	Ю ₀		сухо	81	
		2738–2763	абалакская	ЮК ₁	11,5	фильтрат бурового раствора, пленка нефти, газ	83	ΔP = 136
Унлорская	3	2315–2440	фроловская	АС		сухо	65	
		2801–2870	тюменская			сухо		
		3008–3128	P-T			сухо	93	
	7	1692–1698	викуловская	ВК ₁	54,7	вода	48	Нд = 794
		2100–2120	фроловская	АС ₃	0,5	нефть		Нд = 1570
		2840–2865	тутлеймская	Ю ₀	2000	газ	131	Нд = 1478
		2888–2946	тюменская	Ю ₂		сухо	82	
		3190–3195	шеркалинская	Ю ₁₀	3000	газ	146	ΔP = 200
	20	1686–1717	викуловская	ВК ₁	20,0	вода	55	Нд = 1689
2824–2898		тутлеймская – тюменская	Ю ₀ + Ю ₂₋₅		сухо	92		

Окончание табл. 7.2

Название площади	№ скв.	Интервал испытания, м	Отложения (свита)	Пласт, горизонт	Приток, м ³ /сут	Тип флюида	Тпл., °С	Депрессия на пласт
Тортасинская	1	1110–1115	уватская	ПК ₁	45,0	вода	45	Нд = 304
		1670–1675	викуловская	ВК ₁	24,8	вода	65	Нд = 425
		2070–2082	фроловская	АС ₃	4,1	вода	71	Нд = 1401
		2366–2381	фроловская	АС ₇	7,1	нефть	81	Нд = 1700
		2396–2408	фроловская	АС ₇₋₈		сухо		
		2790–2810	тутлеймская	Ю ₀	7,8	нефть	105	Нд = 1370
		2805–2913	тюменская	Ю ₂	0,6	вода, пленка нефти	97	
		2834–2867	тюменская	Ю ₂₋₃	7,8	нефть	108	Нд = 1156
	3162–3278	тюменская – палеозой	Ю ₁₀ – Pz		сухо	93		
	97	2800–2878	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ + Ю ₂		сухо		
		3090–3203	шеркалинская – Pz	Ю ₁₀ + Pz		сухо		
	99	2388–2396	фроловская	АС ₇		сухо		
		2796–2823	тутлеймская	Ю ₀	0,5	нефть	108	Нд = 1528
		2790–2837	тутлеймская	Ю ₀	5,2	нефть		ΔP = 156
		2839–2859	тюменская	Ю ₂	1,8	нефть		Нд = 1468
		2810–2870	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ + Ю ₂	11,4	нефть		ΔP = 157
		2883–2893	тюменская	Ю ₃₋₄		сухо		
	3185–3281	P–T			сухо			
	100	2774–2824	тутлеймская	Ю ₀		сухо	82	
		2793–2871	тутлеймская – тюменская	Ю ₀ +Ю ₂₋₃		сухо	82	
		3159–3208	шеркалинская – палеозой	Ю ₁₀ + Pz		сухо		
	101	2756–2809	тутлеймская	Ю ₀	6,2	нефть	89	ΔP = 163
		2782–2805	тутлеймская	Ю ₀	0,7	нефть	84	Нд = 1477
		2826–2847	тюменская	Ю ₂	1,2	нефть		Нд = 1092
		2828–2900	тюменская	Ю ₂₋₅	7,2	нефть	91	ΔP = 176
	Северо-Санлорская	571	2341–2385	фроловская	АС ₅₋₆		сухо	71
2725–2775			фроловская			сухо	92	
2806–2841			тутлеймская – абалакская	Ю ₀ + Ю ₁		сухо	102	
2822–2841			абалакская	Ю ₁		сухо	102	
2848–2872			тюменская	Ю ₂₋₃		сухо	104	
2876–2898			тюменская	Ю ₄		сухо	104	
2841–2921			тюменская	Ю ₂₋₅	0,9	нефть		Нд = 1172
2808–2827			тутлеймская	Ю ₀		сухо		
2744–2760	фроловская	АС ₁₁		сухо				

*Материалы изучены и сведены из первичных документов «Дел скважин», хранящихся в Фонде Департамента по нефти, газу и минеральным ресурсам правительства ХМАО-ЮГРЫ (г. Ханты-Мансийск).

Таблица 7.3

Палеотемпературы, рассчитанные по отражательной способности витринита (R_{vt}^0)

Название площади	№ скв.	Глубина опред. (гипсометр, привязка), м	Отложения, свита	R_{vt}^0 , %	Палеотемпература (°C) по R_{vt}^0
Центральная	10	2683	Абалакская	0,73*	111
		2715	Кровля J ₂	0,73	111
		3036	Подошва юры	0,78	118
	12	2604	Кровля J ₃	0,62	96
		2679	Кровля J ₂	0,73	111
		3000	Подошва юры	0,78	118
	15	2630	Кровля J ₃	0,62	96
		2702	Кровля J ₂	0,73	111
		3020	Подошва юры	0,78	118
Верхненазымская	11	2614	Абалакская	0,73*	111
	13	2564	Кровля J ₃	0,62	96
		2634	Кровля J ₂	0,73	111
		2884	Подошва юры	0,78	118
Восточно-Рогожниковская	35	2667	Кровля J ₃	0,64	99
		2728	Кровля J ₂	0,70	106
		2945	Подошва юры	0,80	120
Назымская	21	2565	Кровля J ₃	0,60	94
		2626	Кровля J ₂	0,69	105
		2822	Подошва юры	0,74	112
	22	2574	Кровля J ₃	0,6	94
		2638	Кровля J ₂	0,69	105
		2834	Подошва юры	0,74	112
	24	2610	Кровля J ₃	0,60	94
		2676	Кровля J ₂	0,69	105
		2886	Подошва юры	0,74	112
	26	2564	Кровля J ₃	0,60	94
		2628	Кровля J ₂	0,69	105
		2798	Подошва юры	0,74	112
	31	2584	Кровля J ₃	0,60	94
		2646	Кровля J ₂	0,69	105
		2908	Подошва юры	0,74	112
Татьяганская	29	2639	Кровля J ₃	0,60	94
		2702	Кровля J ₂	0,69	105
		2994	Подошва юры	0,74	112
Тункорская	27	2633	Кровля J ₃	0,60	94
		2690	Кровля J ₂	0,62	96
	28	2679	Кровля J ₃	0,60	94
		2743	Кровля J ₂	0,62	96
		3037	Подошва юры	0,75	113
	30	2633	Кровля J ₃	0,60	94
2695		Кровля J ₂	0,62	96	
Апрельская	1	2641	Кровля J ₃	0,62	96
		2900	Тюменская	0,70*	106
		2920	Тюменская	0,73*	111
		2930	Тюменская	0,78*	118
		2945	Шеркалинская	0,83*	124
	2	2688	Кровля J ₃	0,62	96
		2834	Тюменская	0,70*	106
		2854	Тюменская	0,73*	111
		2950	Тюменская	0,78*	118
		3005	Шеркалинская	0,83*	124
	3	2641	Кровля J ₃	0,62	96
		2900	Тюменская	0,70*	106
		2920	Тюменская	0,73*	111
		2930	Тюменская	0,78*	118
	4	2723	Кровля J ₃	0,62	96
		2886	Тюменская	0,70*	106
		2900	Тюменская	0,73*	111
		2950	Тюменская	0,78*	118
		3085	Шеркалинская	0,83*	124
	24	2700	Кровля J ₃	0,62	96
		2950	Тюменская	0,70*	106
		2970	Тюменская	0,73*	111
		3030	Тюменская	0,78*	118
		3088	Шеркалинская	0,83*	124

Продолжение табл. 7.3

Название площади	№ скв.	Глубина опред. (гипсометр. привязка), м	Отложения, свита	$R_{вр}^0$, %	Палеотемпература (°C) по $R_{вр}^0$	
Северо-Апрельская	11	2725	Кровля J ₃	0,63	98	
		2798	Кровля J ₂	0,70	106	
		3155	Подошва юры	0,73	111	
Панлорская	1	2782	Кровля J ₃	0,64	99	
		2828	Кровля J ₂	0,71	108	
		3250	Подошва юры	0,76	115	
	2	2783	Кровля J ₃	0,64	99	
		2830	Кровля J ₂	0,71	108	
		3270	Подошва юры	0,76	115	
Итьяхская	300	2661	Кровля J ₃	0,61	95	
		2730	Кровля J ₂	0,62	96	
		3046	Подошва юры	0,75	114	
	301	2713	Кровля J ₃	0,61	95	
		2759	Кровля J ₂	0,62	96	
		3067	Подошва юры	0,75	114	
	302	2667	Кровля J ₃	0,61	95	
		2734	Кровля J ₂	0,62	96	
		3068	Подошва юры	0,75	114	
Западно-Унлорская	8	2722	Кровля J ₃	0,60	94	
		2804	Кровля J ₂	0,66	101	
		3035	Подошва юры	0,75	114	
	307	2719	Кровля J ₃	0,60	94	
		2764	Кровля J ₂	0,66	101	
Унлорская	3	2753	Кровля J ₃	0,60	94	
		2798	Кровля J ₂	0,63	98	
		3011	Подошва юры	0,71	108	
	7	2825	Кровля J ₃	0,60	94	
		2885	Кровля J ₂	0,63	98	
		3206	Подошва юры	0,71	108	
	20	2802	Кровля J ₃	0,60	94	
		2859	Кровля J ₂	0,63	97	
		3135	Подошва юры	0,71	108	
	Тортасинская	1	2779	Кровля J ₃	0,62	96
			2833	Кровля J ₂	0,64	99
3252			Подошва юры	0,75	114	
97		2797	Кровля J ₃	0,62	96	
		2843	Кровля J ₂	0,64	99	
		3153	Подошва юры	0,75	114	
99		2798	Кровля J ₃	0,62	96	
		2840	Кровля J ₂	0,64	99	
		3206	Подошва юры	0,75	114	
100		2772	Кровля J ₃	0,62	96	
		2818	Кровля J ₂	0,64	99	
		3160	Подошва юры	0,75	114	
101		2782	Кровля J ₃	0,62	96	
		2827	Кровля J ₂	0,64	99	
Северо-Санлорская		571	2808	Кровля J ₃	0,64	99
	2843		Кровля J ₂	0,67	103	

Примечание. Отражательная способность витринита изучена в ИНГиГ СО РАН (г. Новосибирск): * непосредственные лабораторно-аналитические определения; остальные – сняты с построенных карт.

Таблица 7.4

Характеристика разрезов скважин Западно-Унлорская-307 и Верхненазымская-13

Характеристики	Западно-Унлорская 307	Верхненазымская 13
Забой, м	2780	2884
Отложения на забое (свита)	тюменская	шеркалинская
Кровля тутлеймской (баженовской) свиты, м	2724	2564
Мощность тутлеймской (баженовской) свиты, м	17,5	38,0
Мощность олигоценых отложений, м	130	146
Мощность неогеновых отложений, м	0	0
Мощность четвертичных отложений, м	50	55
Температура по испытанию (свита; интервал, м; пластовая температура, °С)	абалакская; 2738–2763; 83	тутлеймская – тюменская; 2560 – 2680; 91
Температура по ОСВ (свита; интервал, м; температурный интервал, (среднее значение), °С)	тутлеймская (кровля J ₃ – кровля J ₂); 2719–2804; 94–101, (98)	тутлеймская (кровля J ₃ – кровля J ₂); 2564–2634; 96–111, (104)

Таблица 7.5

Геотемпературы тутлеймской (баженовской) свиты

Время, млн лет назад	Вековой ход температур на поверхности земли, °С	Скважина Западно-Унлорская 307, °С	Скважина Верхненазымская 13, °С
0	0	82	92
0,03	-4	81	92
0,07	-4	81	91
0,11	-4	82	91
0,19	-8	82	92
0,235	-10	83	94
0,245	0	85	94
0,5	2	86	95
1,64	3	85	94
3	3	86	94
5	4	87	95
10	7	89	98
15	10	92	101
20	7	89	98
24,0	4	87	96
30	8	89	97
35	13	92	99
37,6	20	97	103
40	20	96	102
45	21	89	98
50	21	87	94
54,8	20	82	90
61,7	20	77	84
73,2	20	74	80
89,8	20	69	73
91,6	20	66	71
98,2	21	60	63
114,1	21	51	54
116,3	20	43	45
120,2	20	41	42
142,2	22	22	23
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²		44,2	51,2

Примечание. Жирным шрифтом обозначены температуры главной зоны нефтеобразования (преимущественно сапропелевый тип РОВ)

7.3. Решение задачи

Палеотемпературное моделирование и палеотектонические реконструкции выполнены для мезозойского осадочного разреза Верхнеяминского вала, расположенного в центральной части Югорского свода.

7.3.1. Стратиграфия и литология района исследований

В геологическом строении Верхнеяминского вала участвуют комплексы докембрийского фундамента, промежуточного этажа и мезо-кайнозойского чехла.

Домезозойский комплекс на исследуемой территории вскрыт в скважине Унлорская-7 и представлен гнейсами и кристаллическими сланцами, отнесенными к верхнему протерозою на основании высокой степени метаморфизма и большого сходства с докембрийскими породами Урала и Центрального Казахстана.

Терригенно-карбонатно-углеродистая формация D–C₁ вскрыта в скважине Итьяхская-300 и представлена серыми кремнисто-глинистыми и черными углеродисто-кремнисто-глинистыми сланцами, мергелями. Возраст пород формации определен по органическим остаткам. Охарактеризованные осадочные отложения (Куликов Д.П., Игошин В.П., 1999) накапливались в морских условиях от шельфовых (карбонатная формация) до батинальных (углеродисто-сланцевая формация).

На породах гетерогенного докембрийского фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегают отложения *промежуточного структурного этажа*, представленного породами *триаса*. Триасовые отложения залегают на эрозионной поверхности разновозрастных образований складчатого фундамента и часто на его коре выветривания. Отложения этого комплекса вскрыты скважинами: Назымская – 21, 22, 24, 26, 31; Апрельская-24; Итьяхская – 300, 301, 302; Унлорская – 3, 20; Тортасинская – 99, 100; Восточно-Рогожниковская-35 [56]. Отложения, вскрытые скважиной Восточно-Рогожниковская-35 в интервале 2945–3032 м, представлены гравелитобрекчией темно-серого цвета с голубоватым оттенком и ниже по разрезу – туфопесчаниками. В скважине Тункорская-28 из интервала 3037–3052 м поднят керн, представленный мелкообломочной аркозовой брекчией ноздреватого вида.

Мезо-кайнозойский чехол сложен породами юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Нижнеюрские отложения в районе исследования распространены не повсеместно и представлены *шеркалинской свитой (J_{1p-t})*, которые накапливались преимущественно на склонах и в межструктурных понижениях. Сложена свита, главным образом, песчаниками средне- и крупнозернистыми, разноотсортированными, в основании встречаются конгломераты, представленные окатанными обломками пород фундамента. В разрезе свиты выделяются тогурская и радомская глинистые пачки с повышенным содержанием РОВ смешанного типа. Тогурская пачка – это широко известные по многочисленным публикациям лагунные и озерные отложения: темно-серые, черные глины и аргиллиты, нередко битуминозные, с линзами и прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. Для залежей пласта Ю₁₁ тогурская пачка является покровной. Радомская глинистая пачка залегают выше по разрезу и является покровной для пласта Ю₁₀. Мощность шеркалинской свиты может превышать 80 м.

Средняя юра представлена в разрезе *тюменской свитой (J_{2a-b-bt})*. Характерной особенностью среднеюрских отложений является значительное, а во многих и преобладающее, участие в их формировании аллювиального комплекса. Формирование осадков происходило в условиях озерно-болотной равнины, в результате чего нака-

пливались значительные мощности угленосных и субугленосных пород [64]. При трансгрессивной направленности процессов осадконакопления формируются пласты Ю₂₋₃, Ю₄₋₉. Мощность свиты порядка 350 м.

Верхняя юра охватывает разрез абалакской и тутлеймской свит. Образование *абалакских* ($J_{3o-kt} - J_{2k}$) отложений происходило в прибрежно-морских условиях, где формируются песчаные пласты Ю₁. Мощность свиты достигает 80 м.

Формирование *тутлеймской свиты* ($K_{1b} - J_{3tt}$, аналог *баженовской*), происходящее в условиях морских фаций с низкими темпами минеральной и высокими темпами биогенной седиментации в резко восстановительной обстановке, обеспечило накопление и сохранность огромной массы сапропелевого РОВ. Разрез свиты характеризуется чередованием кремнистых битуминозных массивных и микрослоистых силицитов с маломощными прослоями мергелей. Для района исследований характерно формирование пласта Ю₀ с коллекторами трещинного типа. Мощность свиты – до 60 м.

Меловые отложения в разрезе представлены *фроловской* ($K_{1br-g-v-b}$), *алымской* (*нижний апт*, K_{1a}), *викуловской* (*верхний апт*, K_{1a}), *хантымансийской* (K_{1al}), *уватской* (K_{2s}), *кузнецовской* (K_{2t}), *березовской* ($K_{2t-k-st-km}$), *ганькинской* ($Pg_{1d} - K_{2m}$) свитами, формировавшимися в прибрежно-морских и вверх по разрезу – континентальных условиях. В отложениях неокома выделяются пласты-коллекторы группы АС. Мощность отложений мела может достигать более 1900 м.

7.3.2. Тектоническое строение

Согласно тектоническому районированию центральной части Западно-Сибирской плиты [4] Верхнеляминский вал приурочен к центрально-западной приподнятой части Фроловского геоблока, который является крупнейшей шовной зоной. На западе, через Елизаровский прогиб, блок граничит с Красноленинским сводом Зауральского геоблока, на востоке – с Сургутским сводом Среднеобского центрального геоблока. В эту же шовную зону входит серия впадин и котловин (Западно-Ярудейская, Вынглорская, Тундринская, Хантымансийская).

К *фундаменту* относится структурный комплекс, подстилающий мезокайнозойский платформенный чехол. Складчато-блоковый облик образований фундамента формируют интенсивно дислоцированные досреднепалеозойские и докембрийские единичные горсты, соседствующие с девонско-каменноугольными и пермо-триасовыми отложениями, выполняющими достаточно глубокие грабены. На участке исследований такой облик сформирован докембрийскими (район Унлорской площади) и досреднепалеозойскими (район Центральной площади) горстами и грабенами с девонско-каменноугольными и пермо-триасовыми отложениями в районе Восточно-Рогожниковской площади и на участке между Апрельской-24 и Татъеганской-29 скважинами.

На структурной карте по отражающему горизонту А (рис. 7.2), построенной с учетом материалов работ сейсмопартий 2001–2003 гг., в центральной части Фроловской мегавпадины имеет место выступ фундамента. Эта структура, выявленная по результатам комплексной интерпретации материалов гравиразведки, магниторазведки, сейсморазведки и данных бурения, была названа Югорским сводом. Свод выделяется по поверхности доюрского основания относительно изогипсы –3350 м и превышает 150 м, увеличиваясь на локальных поднятиях до 400 м. Югорский свод, не имея четких границ, осложнен структурами II порядка: Верхнеляминским, Туманным и Ай-Пимским валами и Северо-Камынской седловиной.

Интерпретация данных грави-магниторазведки (Куликов Д.П., Игошин В.П., 1999) указывает на возможное развитие на поверхности доюрских образований гранитных комплексов (районы Назымской и Унлорской площадей). Это также свидетельствует о том, что в позднем палеозое на территории исследований существовало крупное сводовое поднятие.

На структурной карте по отражающему горизонту «Б» (кровля юрских отложений) Югорский свод приблизительно сохраняет размеры и очертания, но утрачивает часть амплитуды. Анализируя структурные карты, В.А.Волков [27] приходит к выводу о существовании свода в юрское время как положительного морфологического элемента первого порядка.

Промежуточный этаж, представленный триасовыми отложениями, залегает на разновозрастных породах от докембрийских до ниже-среднекарбонатовых. Блоковое расположение элементов гетерогенного складчатого фундамента обусловило прерывистое распространение отложений промежуточного комплекса.

Мезо-кайнозойский платформенный чехол, начинающийся ниже-среднеюрскими отложениями, формировался под воздействием движений структурных зон фундамента [117]. Верхнелямнинский вал имеет северо-западное простирание, соответствующее простиранию формирующих его древних складчатых структурных зон фундамента. Верхнелямнинский вал по горизонту «Б», не имея единой оконтуривающей изогипсы, объединяет ряд структур III порядка, представляющих собой структурные мысы и брахиантиклинали, осложненные, в свою очередь, структурами IV порядка, в том числе: Центральная, Верхненазымская, Назымская, Тункорская, Татьеганская, Апрельская, Северо-Апрельская, Итьяхская, Тортасинская, Панлорская, Унлорская, Западно-Унлорская, Северо-Санлорская.

Фроловская мегавпадина (рис. 7.3) является или инверсионной неокомской структурой, или наложенной впадиной, образовавшейся вследствие большего уплотнения существенно глинистых осадков неокомского возраста. Особенностью формирования мезозойского чехла в пределах Фроловского геоблока является развитие валанжинготеривских клиноформных линз, падающих с востока на запад и с запада на восток. Здесь проходит осевая зона неокомского бассейна. Развитие геоблока создало существенные тектонические напряжения в породах верхней юры, что, в свою очередь, обусловило превращение этих глинисто-кремнисто-карбонатных пород в коллекторы.

7.3.3. Нефтегазоносность

Согласно нефтегеологическому районированию [4] месторождения Верхнелямнинского вала относятся к Ляминскому нефтегазоносному району Фроловской нефтегазоносной области. Здесь выделяется пять нефтегазоносных комплексов (НГК): доюрский (зона контакта, палеозойский), нижеюрский, среднеюрский, верхнеюрский и меловой (табл. 7.1). В табл. 7.2 сведены данные по испытаниям, проведенным в поисково-разведочных скважинах месторождений и площадей нефтепоискового бурения Верхнелямнинского вала.

Большинство выявленных скоплений УВ в *доюрских отложениях* приурочены к горстовым погребенным поднятиям. По-видимому, залежи контролируются зонами разуплотнения пород, формирующими флюидопроницаемые участки. К доюрскому НГК можно отнести с достоверностью залежь нефти в скважине Назымская-21 (рис. 7.3). Получен приток фильтрата бурового раствора (ФБР) с пленкой нефти и при испытании интервала зоны контакта и палеозойского НГК в скважинах Итьяхская-301, 302. В скважинах: Апрельская-1, 3, 24; Верхненазымская-11; Назымская-22, 26 тоже по-

лучены притоки нефти. Однако, испытания в этих скважинах были проведены совместно с пластами тюменской, абалакской и тутлеймской свит.

Нижнеюрский НГК охватывает пласты Ю₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты. На территории исследований эти отложения развиты на Центральной, Верхненазымской, Апрельской, Панлорской, Унлорской и Тортасинской площадях. Однако притоки УВ получены лишь на Унлорской площади в скважине 7 (пласт Ю₁₀, газ) и на Апрельской площади – при совместном испытании пластов Ю₈₋₁₀ в скважине 4 получен приток нефти с водой. Несмотря на присутствие шеркалинской свиты в разрезе на остальных перечисленных площадях, при испытании притоков УВ не получено.

Среднеюрский НГК включает в себя пласты Ю₂₋₉ тюменской свиты. На территории Верхнеляминского вала, по данным бурения и геофизическим материалам, повсеместно выделяются пласты Ю₂₋₃, Ю₄, Ю₅₋₆, Ю₈₋₉. Особенностью строения среднеюрского разреза является закономерное выклинивание нижележащих горизонтов средней юры и сокращение толщин к сводовым частям палеоподнятий. Максимальная мощность тюменской свиты приурочена к отрицательным формам палеорельефа. Площади аккумуляции осадков последовательно (снизу вверх) расширяются во времени. Максимально распространены верхние горизонты тюменской свиты – пласты Ю₂₋₃. Дебиты нефти, полученные при испытании пласта Ю₂₋₃, колеблются от 8,1 м³/сут в скважине Северо-Апрельская 11 до 0,1 м³/сут в скважине Тункорская-28. При испытании отложений этого НГК отрицательные результаты получены на Унлорской, Западно-Унлорской, Апрельской и Восточно-Рогожниковской площадях.

Верхнеюрский НГК включает тутлеймскую (баженовскую) и абалакскую свиты, объединяющих разнофациальные толщи келловей-кимериджского возраста. Залежи УВ связаны с песчаными породами абалакской свиты (пласт Ю₁) и трещиноватыми битуминозными аргиллитами нижнетутлеймской подсвиты (пласт Ю₀). Максимальный приток нефти из пластов Ю₀ получен в скв. Тункорская-27, где дебит составил 45 м³/сут. При испытании пласта Ю₀ в скв. Унлорская-7 получен приток газа дебитом 2000 м³/сут. При индивидуальном испытании пластов Ю₁ на Восточно-Рогожниковской, Тункорской, Северо-Апрельской, Панлорской и Северо-Санлорской площадях получены отрицательные результаты («сухо»).

В меловом НГК выделяется группа региональных циклитов, сформированных за длительный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. Территория Верхнеляминского вала является осевой зоной неокомского бассейна, где наблюдается существенная глинизация отложений. Резервуарами для УВ являются немногочисленные клиноформы неокома (пласты группы АС). Покрышкой для каждого клиноформного резервуара является пачка глин трансгрессивной части вышележащего циклита. В пределах района исследований установлена нефтеносность пластов АС на Назымской (скважина 24), Унлорской (скважина 7) и Тортасинской (скважина 1) площадях.

7.3.4. Результаты исследований

На рис. 7.4, А приведена схематическая карта распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания. Карта построена путем интерполяции значений теплового потока, полученных решением обратной задачи геотермии в моделях распространения тепла 37 скважин.

Обратим внимание, что латеральные вариации мощности осадочного чехла (мощность послеюрских отложений – рис. 7.5, А) не оказывают заметного аномального влияния на плотность теплового потока, пронизывающего осадочных чехол. Как следует из карты поверхностного (через дневную поверхность) теплового потока (рис. 7.4, Б), его

плотность лишь увеличивается на постоянную величину (порядка 2 мВт/м^2) по отношению к плотности теплового потока через поверхность доюрского основания.

Уже на этом этапе исследований можно отметить тенденцию прямой пространственной корреляции величины плотности теплового потока с нефтенасыщенностью осадочных комплексов (дебитами нефти поисково-разведочных скважин, приведенными в табл. 7.2). Именно на участках высоких значений теплового потока расположены скважины Центральной, Верхненазымской, Назымской и Апрельской площадей, давшие наиболее ощутимые притоки нефти. Не вписывается в эту тенденцию скважина Тункорская-27, имеющая максимальный приток нефти – $45 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Вместе с тем, ни мощность тутлеймской (баженовской) свиты (рис. 7.5, Б) и ни мощность шеркалинской свиты (рис. 7.5, В), являющимися материнскими для мелового, юрского и палеозойского НГК, не имеют прямой (видимой) корреляции с установленной нефтенасыщенностью этих НГ.

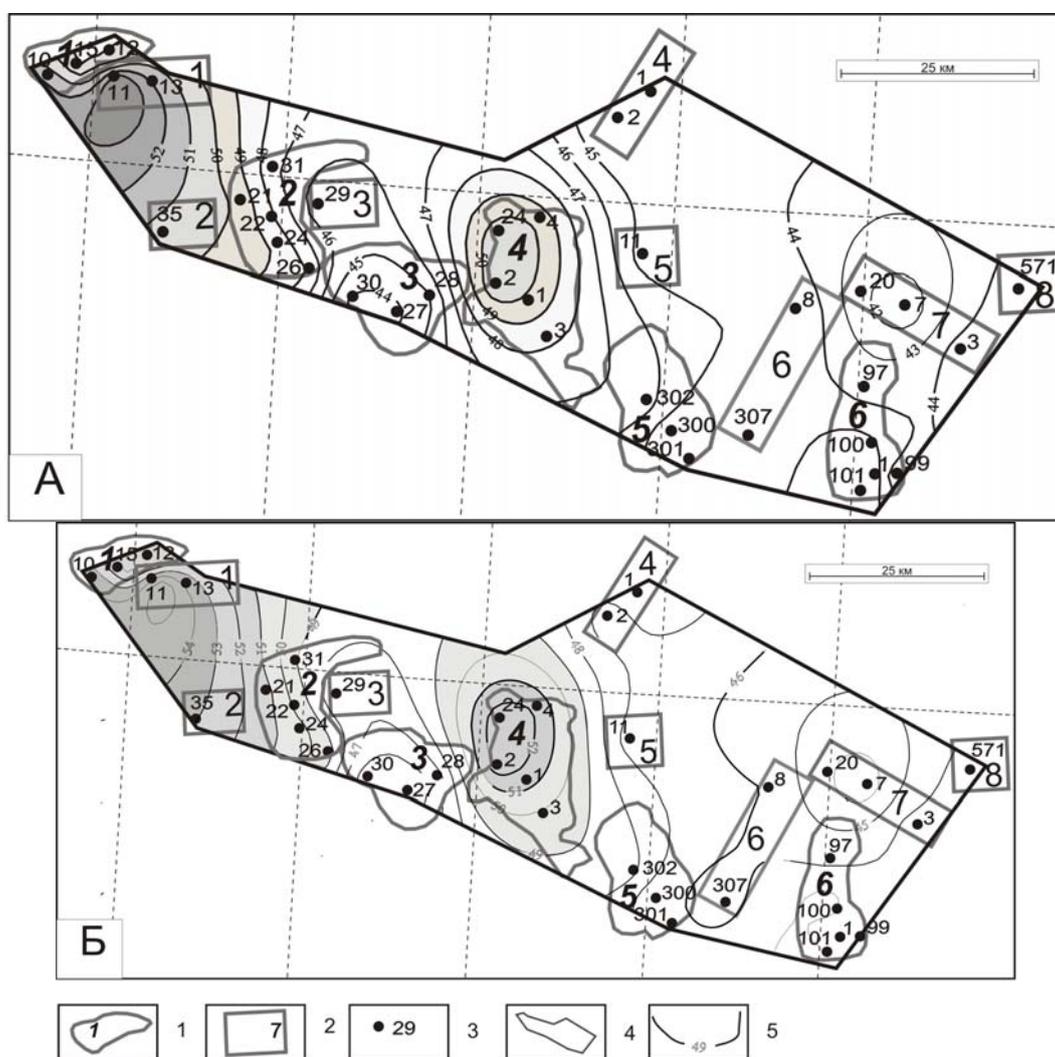


Рис. 7.4. Схематические карты распределения значений плотности теплового потока через поверхность доюрского основания (А) и поверхностного (через дневную поверхность) теплового потока (Б) Верхнеяминского вала: 1 – месторождение и его номер на карте; 2 – площадь нефтепоискового бурения и ее номер на карте; 3 – поисково-разведочная скважина; 4 – контур построения прогнозных карт; 5 – изолинии значений плотности теплового потока, мВт/м^2

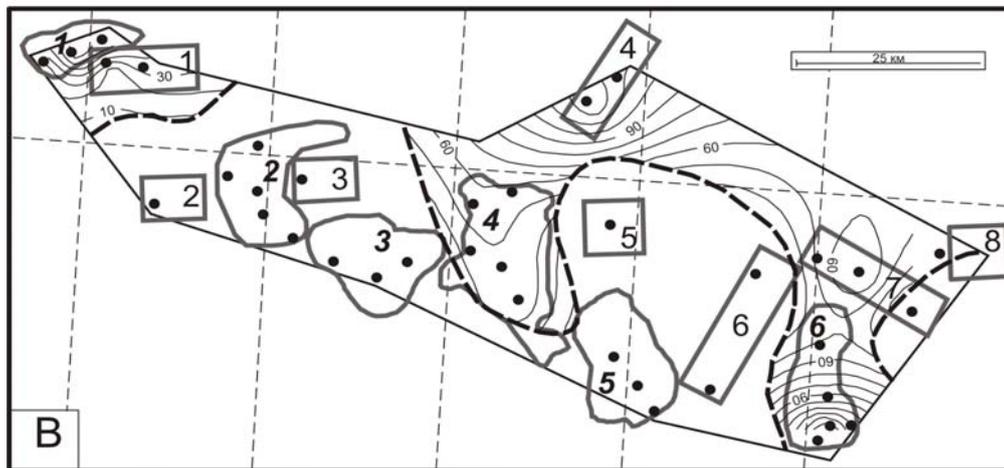
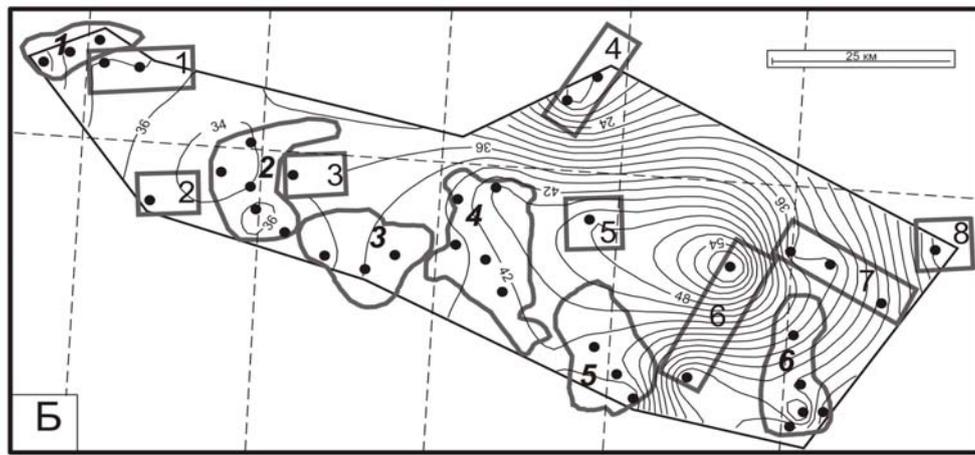
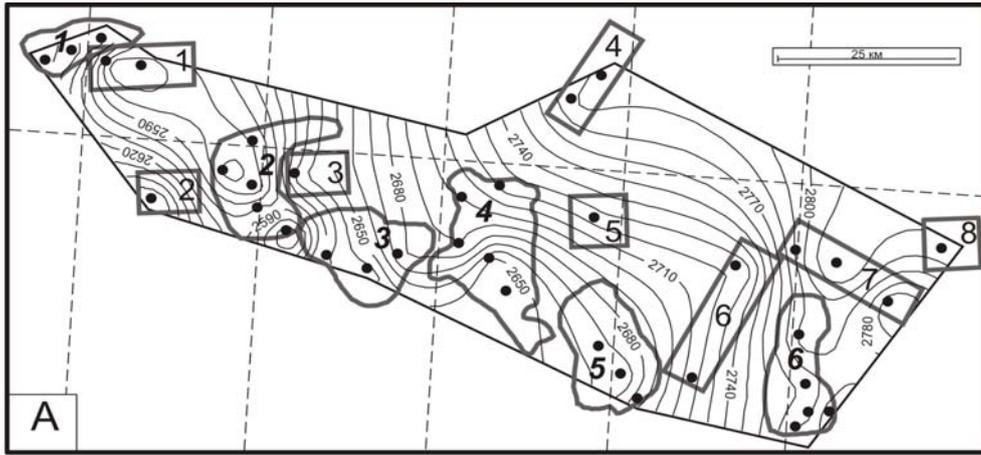


Рис. 7.5. Схематические карты распределения значений мощностей послегорских отложений (А), тутлеймской (базеновской) свиты (Б) и шеркалинской свиты (В) Верхнеяминского вала: 1–4 – то же, что на рис. 7.4; 5 – изолинии значений мощностей, м; 6 – граница распространения отложений шеркалинской свиты

Примечание. Карты, начиная с рис. 7.4 и все последующие, построены путем интерполяции фактических или расчетных данных по 37 скважинам, показанным на рис. 7.3.

Очаги генерации и зоны потенциальной аккумуляции баженовских нефтей. На рис. 7.6, А – 7.6, Д приведены схемы положения очагов генерации нефти в баженовской свите с момента их зарождения (62 млн лет назад) до их современного положения. Карты построены путем интерполяции геотемператур, полученных решением прямых задач геотермии (на заданные ключевые моменты времени) в моделях распространения тепла 37 скважин. Палеоструктурные карты получены путем интерполяции результатов палеотектонических реконструкций (на заданное время) разрезов 37 скважин.

РОВ баженовской свиты – это наиболее вероятный источник нефти для мелового и верхнеюрского НГК. Учитываем значительную унаследованность тектонического развития структурных форм нижнемеловых и верхнеюрских отложений. Поэтому рельеф кровли баженовской свиты (структурная карта) определяет основные направления миграции УВ-флюидов (линии тока) от места генерации («стартовых точек») к аккумулялирующим ловушкам (зонам потенциальной аккумуляции, «скоплению терминальных точек» [68]).

Очаг генерации нефти в баженовской свите зародился около 62 млн лет назад в самой западной части Верхнеляминского вала (рис. 7.6, А). Распределение вероятных направлений потоков флюидов (по правилу «всплывания нефти по восстанию пласта» в направлении максимального градиента) указывает, что в это время происходило заполнение нефтью ловушек мелового НГК, собственно баженовской (тутлеймской) и абалакской свит одной зоны аккумуляции – западной части Верхненазымской площади. Палеоплощадь нефтесбора (ППНС) ограничена контуром очага генерации нефти и составляет порядка 200 км².

Примечание. Здесь и далее ППНС для каждой зоны аккумуляции определялась по величине площади распределения (в пределах очага) сходящихся линий тока.

55 млн лет назад сформировались три очага генерации нефти баженовской свитой (рис. 7.6, Б). Незначительные ППНС существовали для ловушек южной части Панлорской площади (50 км²) и южной части Западно-Унлорской площади (50 км²). В это время происходило интенсивное заполнение нефтью ловушек южной части Апрельской площади (ППНС = 800 км²). Интенсивно заполняются ловушки центральной и южной частей Назымской площади (ППНС = 400 км²). Идет заполнение ловушек центральной и восточной частей Тункорской площади, ППНС небольшая – около 80 км². Продолжают интенсивно запитываться ловушки западной части Верхненазымской площади (ППНС = 300 км²).

38 млн лет назад (рис. 7.6, В), в период максимального прогрева осадочного чехла (табл. 7.5), нефтегенерация происходила во всем объеме баженовской свиты Верхнеляминского вала. Заполняются ловушки южной части Тортасинской площади (ППНС = 250 км²), ловушки Унлорской площади (ППНС = 350 км²), ловушки центральной части Итьяхской площади (ППНС = 200 км²), ловушки Северо-Апрельской площади (ППНС = 200 км²). Продолжается интенсивное заполнение ловушек Апрельской площади (ППНС = 1000 км²). Продолжается заполнение ловушек восточной части Тункорской площади (ППНС = 250 км²). Продолжают интенсивно заполняться ловушки центральной части Назымской площади (ППНС = 450 км²), ловушки Верхненазымской площади (ППНС = 400 км²).

5 млн лет назад (рис. 7.6, Г) нефтегенерация, по-прежнему, происходит практически во всем объеме баженовской свиты Верхнеляминского вала. Заполняются ловушки восточной части Унлорской площади (ППНС = 300 км²), ловушки Западно-Унлорской площади (ППНС = 400 км²), ловушки центральной части Итьяхской площади (ППНС = 150 км²), ловушки Северо-Апрельской площади (ППНС = 200 км²). Продолжают интенсивно заполняться ловушки южной части Апрельской площади (ППНС = 750 км²). Заполняются ловушки западной части Тункорской площади, ППНС – незначительна, около 100 км². Продолжают интенсивно заполняться ловушки Назымской площади (ППНС = 800 км²), ловушки Верхненазымской площади (ППНС – не менее 400 км²).

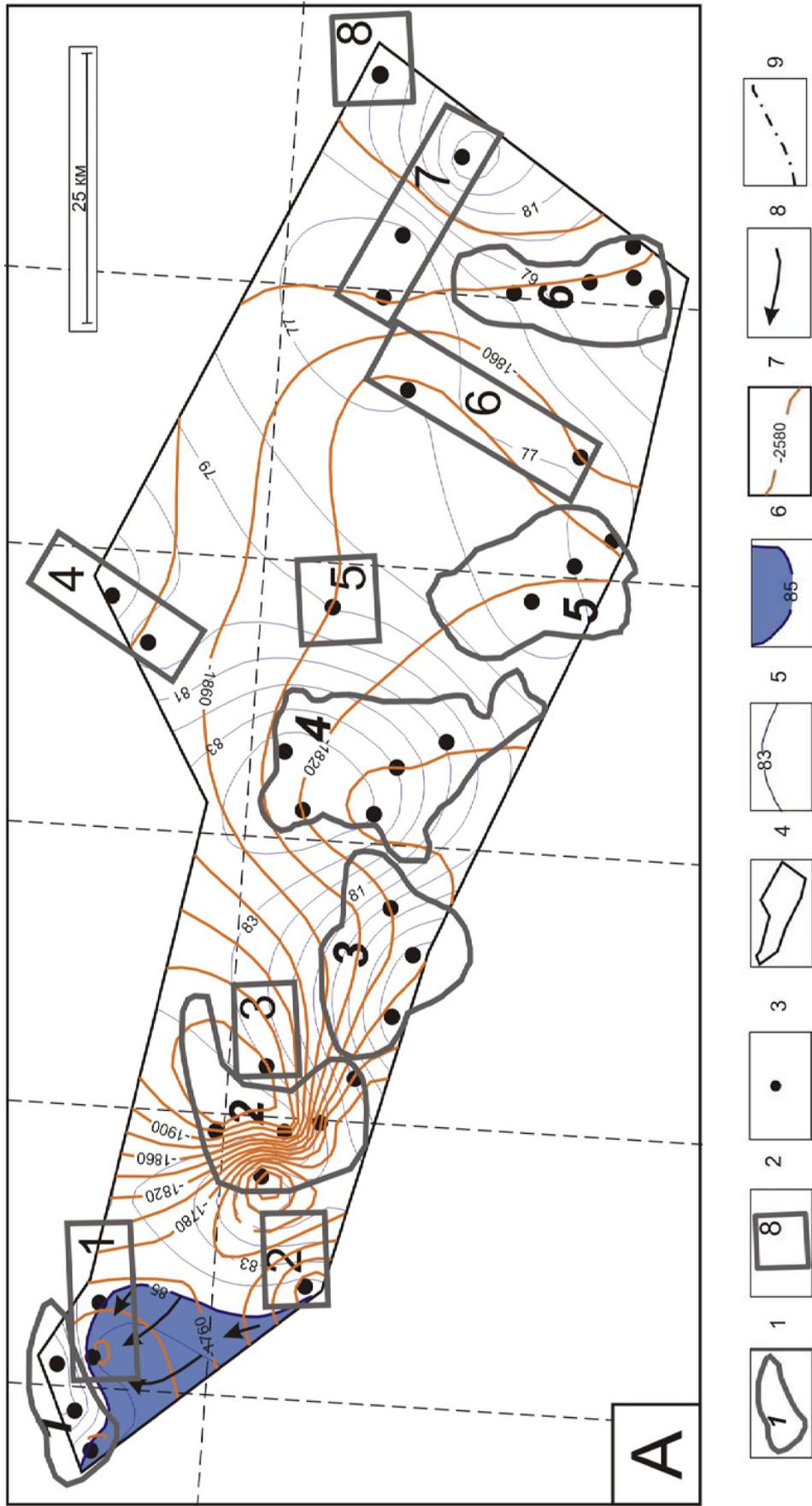


Рис. 7.6. Схема положения очагов генерации и направлений возможной миграции баженовских нефтей 62 млн лет назад (А), 55 млн лет назад (Б), 38 млн лет назад (В), 5 млн лет назад (Г) и современное состояние (Д) Верхнеэлымского вала: 1-4 – то же, что на рис. 7.4; 5 – изолинии значений температур в баженовской свите, 0 °С; 6 – контур очага генерации нефтей; 7 – изогипсы кровли баженовской свиты, м; 8 – направления линий тока флюидов; 9 – генерализованные («талыговые») границы зон нефтесбора

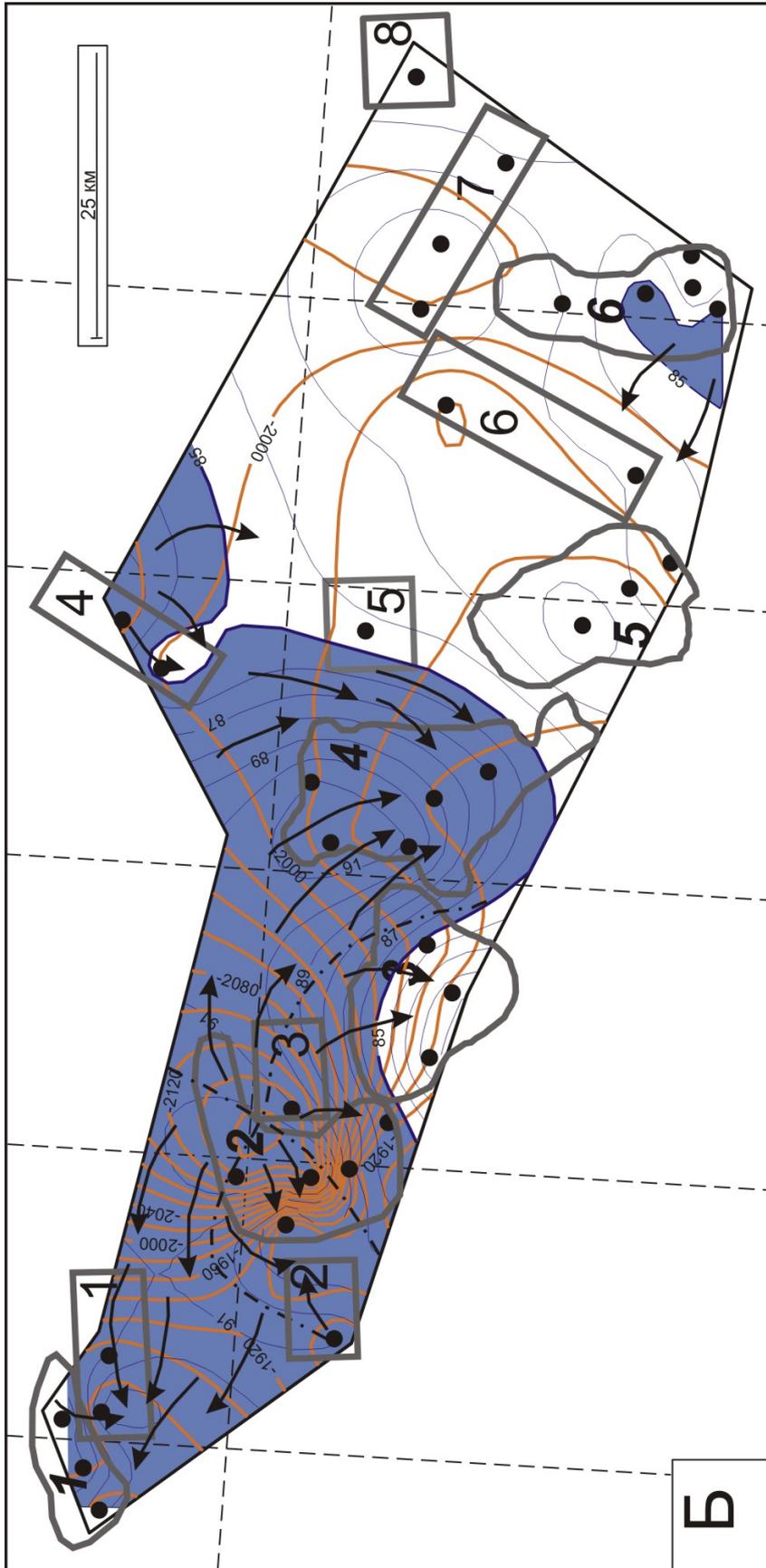


Рис. 7.6. Продолжение

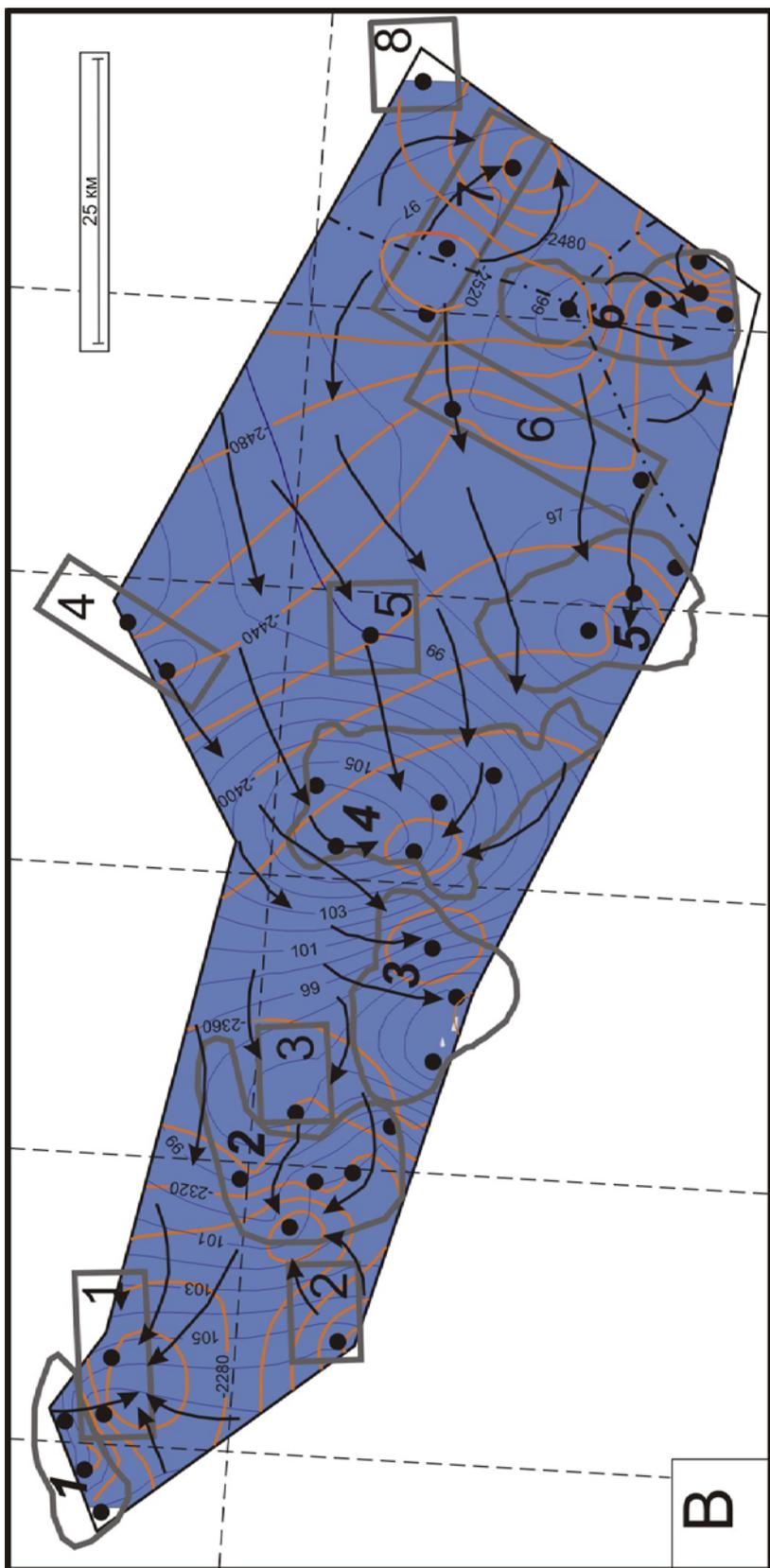


Рис.7.6. Продолжение

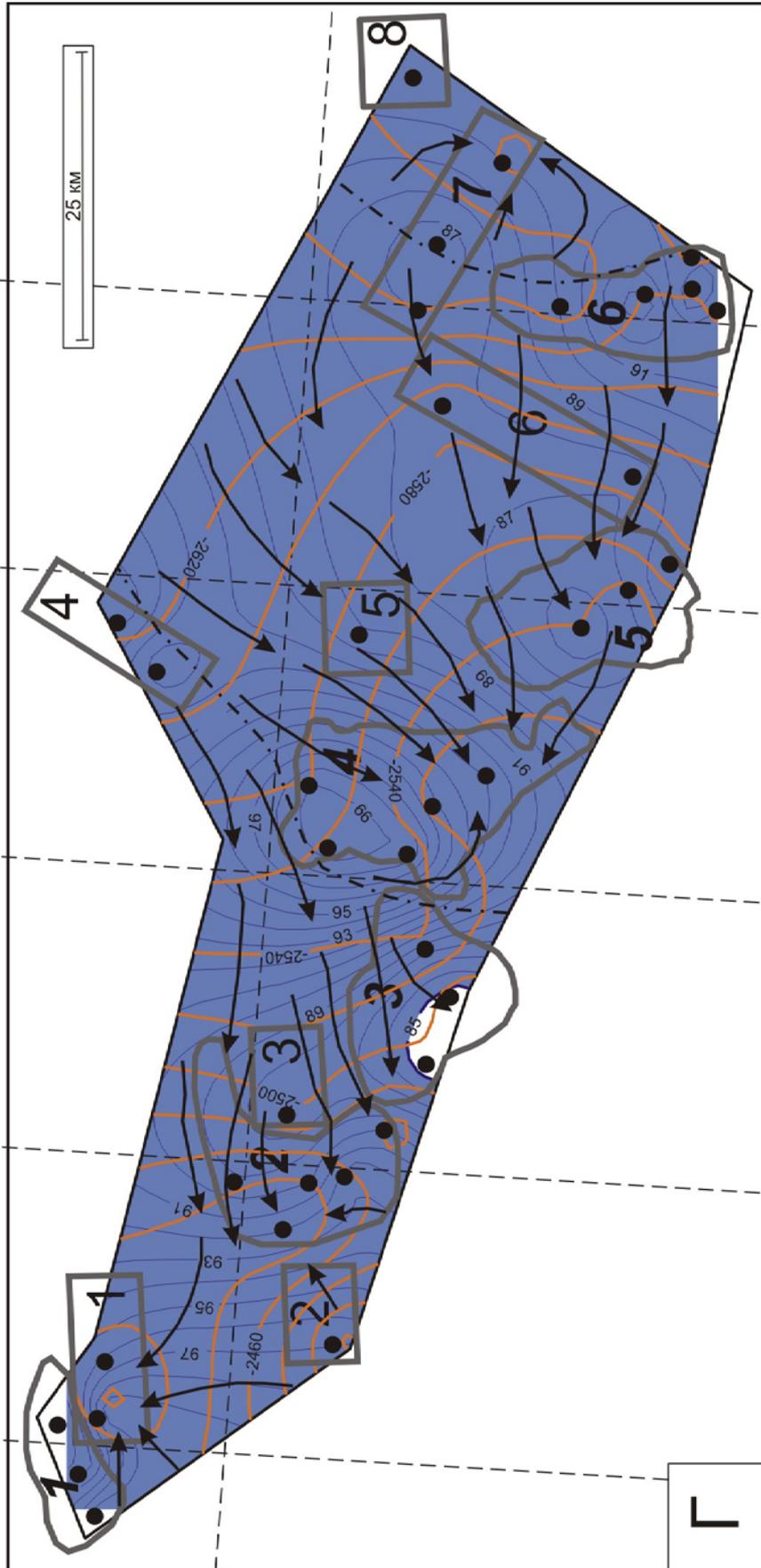


Рис. 7.6. Продолжение

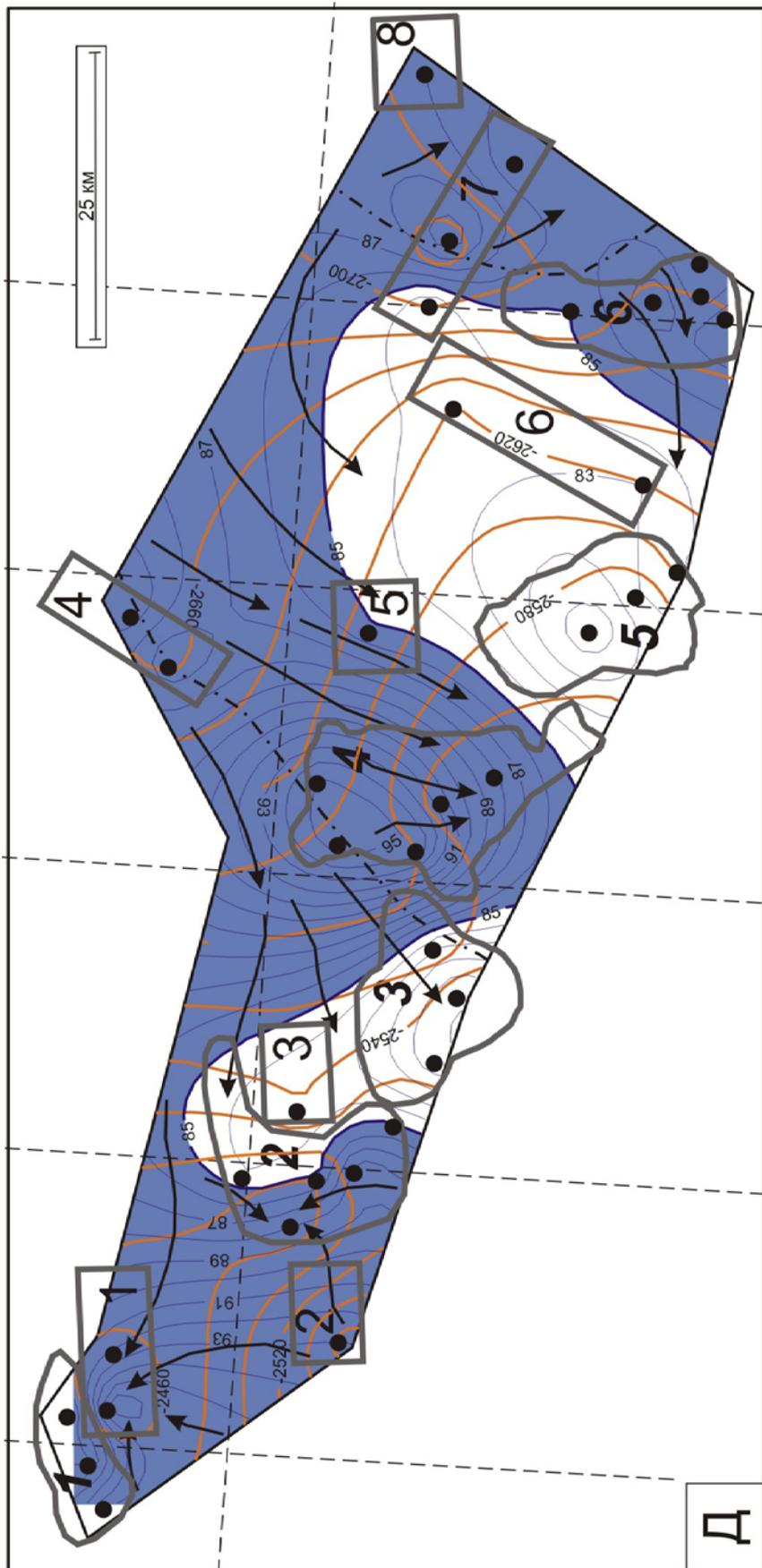


Рис. 7.6. Продолжение

В настоящее время (рис. 7.6, Д) нефтегенерация в баженовской свите идет не повсеместно. Локализуются два мощных очага в западной и центральной частях вала и два менее интенсивных очага – в восточной части. Положение мощных очагов хорошо коррелирует с распределением повышенных значений плотности теплового потока из основания (рис. 7.4, А). Заполняются ловушки восточной части Унлорской площади, площадь нефтесбора (ПНС) – около 100 км². Заполняются ловушки центральной части Торгасинской площади (ПНС = 100 км²). Идет незначительный подток флюида в южную часть Западно-Унлорской площади. Продолжают заполняться ловушки Северо-Апрельской площади (ПНС = 200 км²). Продолжается интенсивное заполнение ловушек центральной и южной частей Апрельской площади (ПНС = 400 км²). Заполняются ловушки западной части Тункорской площади (ПНС = 100 км²). Интенсивно заполняются ловушки западной части Назымской площади (ПНС = 200 км²), ловушки Верхненазымской площади (ПНС = 400 км²).

Информация о генерации, миграции и аккумуляции (локализации) баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НГК сведена в табл. 7.6. Для характеристики аккумуляционного потенциала каждой зоны посчитан условный интегральный показатель, равный $\sum(S_i \times T_i \times t_i \times 10^{-3})$, где S_i – площадь нефтесбора, км²; T_i – температура очага генерации нефти, °С; t_i – время действия очага, млн лет. На основе этого показателя проведено ранжирование зон аккумуляции по перспективности. Это ранжирование следует учитывать при планировании поисковых работ на меловой и верхнеюрский НГК Верхнеяминского вала.

Примечание: можно убедиться, что приведенные характеристики зон локализации баженовских нефтей (табл. 7.6) хорошо согласуются с результатами испытаний пробуренных скважин (табл. 7.2).

Очаги генерации и зоны потенциальной аккумуляции шеркалинских нефтей.

На рис. 7.7, А – 7.7, Д приведены схемы очагов генерации нефти в шеркалинской свите с момента их зарождения (62 млн лет назад) до их современного положения.

РОВ шеркалинской свиты (тогурской и радомской пачек) – это наиболее вероятный источник нефти для среднеюрского, нижнеюрского и палеозойского НГК. Рельеф кровли шеркалинской свиты (структурная карта) определяет основные направления миграции флюидов от мест генерации к зонам потенциальной аккумуляции.

Два очага генерации нефти в шеркалинской свите зародились 62 млн лет назад в самой западной части и в центральной части Верхнеяминского вала (рис. 7.7, А). В это время происходит заполнение нефтью ловушек тюменской, собственно шеркалинской свит, зоны контакта и выступов палеозоя двух зон аккумуляции – западной части Верхненазымской площади (ППНС = 100 км²), северной и центральной частей Апрельской площади (ППНС = 150 км²).

55 млн лет назад размеры и интенсивность очагов генерации нефти шеркалинской свиты существенно увеличились (рис. 7.7, Б). Увеличилась интенсивность питания ловушек Верхненазымской площади (ППНС = 200 км²) и Апрельской площади (ППНС = 600 км²). Незначительная площадь нефтесбора существовала для ловушек Панлорской площади – около 70 км².

38 млн лет назад (рис. 7.7, В), в период максимальных геотемператур, нефтегенерация происходила на всей площади распространения шеркалинской свиты. Заполняются ловушки северной и центральной частей Торгасинской площади (ППНС = 200 км²). Незначительно питаются ловушки западной части Унлорской площади (ППНС = 50 км²) и южной части Панлорской площади (ППНС = 70 км²). Продолжается интенсивный приток нефти в ловушки Апрельской площади (ППНС = 600 км²) и Верхненазымской площади (ППНС = 200 км²). Значительная область питания (около 300 км²) в это время существует для возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части Верхнеяминского вала.

Таблица 7.6

Характеристика зон локализации (аккумуляции) баженовских нефтей в меловом и верхнеюрском НК Верхнеляминского вала
 (S₁ – площадь нефтесбора, км²; T₁ – температура очага генерации нефти, °C; t₁ – время действия очага, млн лет)

Зона аккумуляции нефти (площадь)	62–58 млн лет назад (t ₁ = 4)		58–47 млн лет назад (t ₂ = 11)		47–30 млн лет назад (t ₃ = 17)		30–2 млн лет назад (t ₄ = 28)		2–0 млн лет назад (t ₅ = 2)		Σ(S ₁ ×T ₁ ×t ₁ × 10 ⁻³)	Ранжирование	Отсутствие притоков («сухо») в некоторых скважинах
	S ₁	T ₁	S ₂	T ₂	S ₃	T ₃	S ₄	T ₄	S ₅	T ₅			
Верхне-Назымская	200	86	300	93	400	107	400	99	400	400	76	3	
Панлорская	–	–	50	87	–	–	–	–	–	–	–	10	АС ₂ , Ю ₁
Западно-Унлорская	–	–	50	85	–	–	400	89	–	–	–	5	Ю ₀
Апрельская	–	–	800	91	100	106	750	99	400	400	76	1	
Назымская	–	–	400	93	450	101	800	90	200	200	35	2	
Тункорская	–	–	80	93	250	96	100	90	100	100	19	7	
Тортагинская	–	–	–	–	250	99	–	–	100	100	17	9	Ю ₀
Унлорская	–	–	–	–	350	97	300	88	100	100	17	4	АС, Ю ₀
Игьянская	–	–	–	–	200	97	150	87	–	–	–	8	Ю ₀ , Ю ₁
Северо-Апрельская	–	–	–	–	200	99	200	89	200	200	35	6	Ю ₀ , Ю ₁

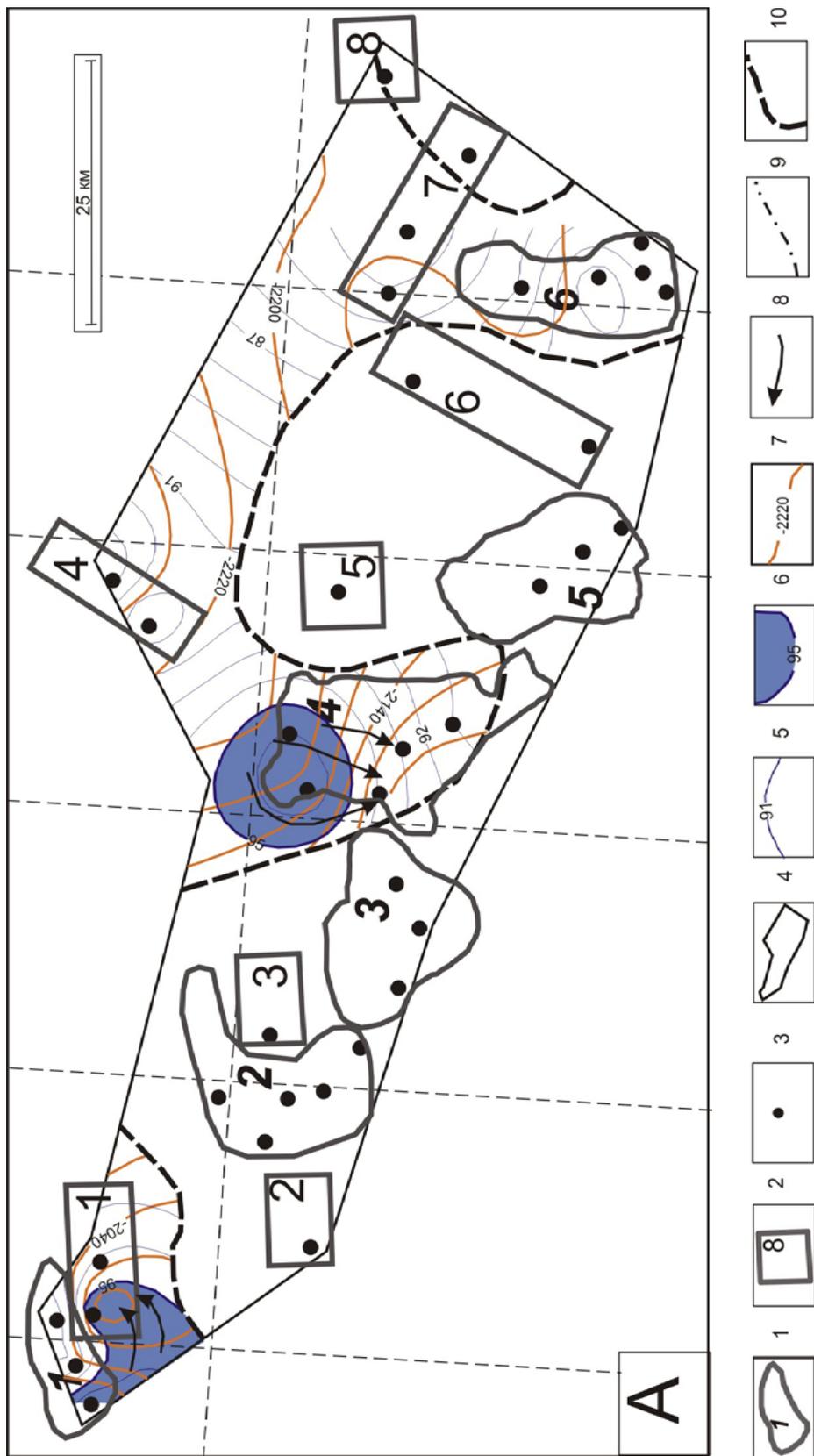


Рис. 7.7. Схема положения очагов генерации и направлений возможной миграции шеркалинских нефтей 62 млн лет назад (А), 55 млн лет назад (В), 38 млн лет назад (Г) и современного состояния (Д) Верхнеляминского вала: 1–4 – то же, что на рис. 7.4; 5 – изолинии значений температур в шеркалинской свите, °С; 6 – контур очага генерации нефтей; 7 – изогипсы кровли шеркалинской свиты, м; 8 – направления линий тока флюидов; 9 – генерализованные («талъвиговые») границы зон нефтесбора; 10 – линия выклинивания шеркалинских отложений



Рис. 7.7. Продолжение

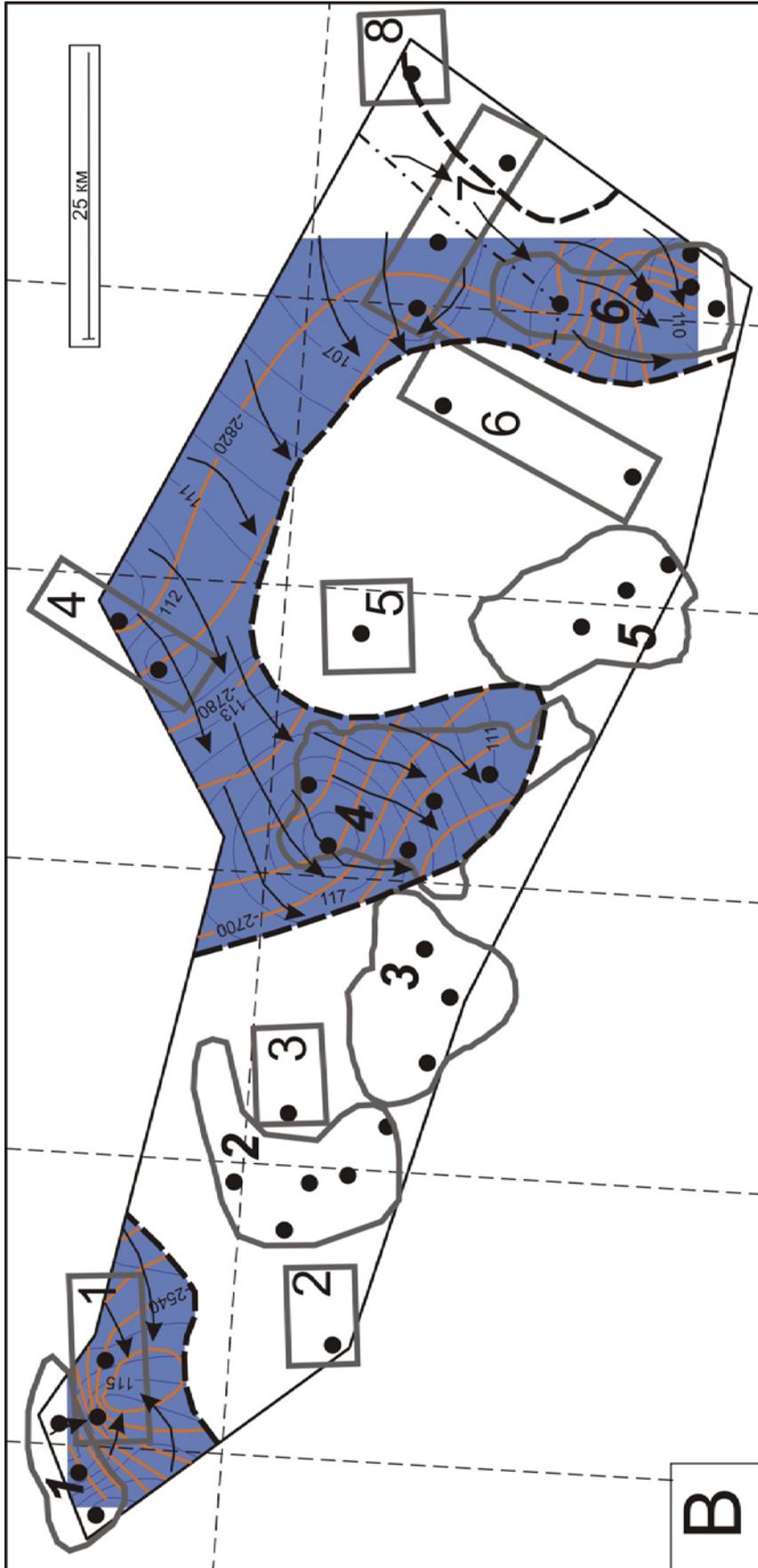


Рис. 7.7. Продолжение

5 млн лет назад (рис. 7.7, Г) нефтегенерация, по-прежнему, происходит практически на всей площади распространения шеркалинской свиты. Заполняются ловушки центральной части Тортасинской площади (ППНС = 100 км²). Продолжается питание ловушек центральной и южной частей Апрельской площади (ППНС = 300 км²) и Верхненазымской площади (ППНС = 200 км²). Значительные области питания существуют для возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части (ППНС = 350 км²) и в центральной части (ППНС = 150 км²) Верхнеляминского вала.

В настоящее время (рис. 7.7, Д) «работают» три очага генерации шеркалинских нефтей. Заполняются ловушки центральной части Тортасинской площади (ПНС = 100 км²), ловушки восточной и южной частей Апрельской площади (ПНС = 300 км²) и ловушки Верхненазымской площади (ПНС = 200 км²). Идет значительная подпитка возможных стратиграфических и литологических ловушек по линии выклинивания шеркалинских отложений в северо-восточной части (ПНС = 200 км²) и в центральной части (ПНС = 200 км²) вала.

Информация о генерации, миграции и локализации шеркалинских нефтей в среднеюрском, нижнеюрском и палеозойском НГК сведена в табл. 7.7. В этой таблице проведено ранжирование зон аккумуляции по перспективности. Эта информация может повысить обоснованность планирования нефтепоисковых работ на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК Верхнеляминского вала.

Примечание: приведенные характеристики зон локализации шеркалинских нефтей (табл. 7.7) согласуются с результатами испытаний пробуренных скважин (табл. 7.2).

7.3.5. Выводы по результатам исследований

Выполнено палеотемпературное моделирование и палеотектонические реконструкции мезозойского осадочного разреза Верхнеляминского вала, расположенного в центральной части Югорского свода. Моделирование заключалось в решении прямых и обратных задач геотермии в условиях седиментации, явилось ценным инструментом комплексной нефтегеологической интерпретации широкого спектра геолого-геофизических данных.

Определено существенное влияние векового хода температур земной поверхности за последние 142 млн лет на термический режим потенциально нефтематеринских отложений. По геотемпературному критерию выделены палеоочаги генерации нефти в тутлеймской (баженовской) и шеркалинской свитах. Определены палеоплощади нефтесбора и зоны аккумуляции юрских нефтей Верхнеляминского вала. Очаги дифференцируются по интенсивности и временному интервалу действия, зоны аккумуляции – по величине площадей нефтесбора, локализуя прогнозные ресурсы углеводородов. Полученные интегральные характеристики зон локализации юрских нефтей согласуются с результатами испытаний пробуренных скважин. Выполнено ранжирование по степени перспективности шести разведочных и семи поисковых площадей глубокого бурения. Две зоны аккумуляции юрских нефтей рекомендованы в качестве новых поисковых площадей на стратиграфические и литологические ловушки в полосе выклинивания шеркалинской свиты.

Основные результаты оценки материнского потенциала и нефтегазоносности центральной части Югорского свода заключаются в следующем [50, 79]:

1. Вековой ход температур земной поверхности оказал существенное влияние на термический режим (интенсивность генерации УВ) глубоководных потенциально материнских отложений Верхнеляминского вала. Наибольшее влияние на формирование

геотемператур баженовской свиты оказало изменение климатических условий в олигоцен-раннечетвертичное время (37,6–0,5 млн лет назад). Резкое похолодание в позднечетвертичное время (0,25–0,03 млн лет назад) не столь значительно снижает геотемпературы баженовской свиты, однако, на участках Западно-Унлорской, Итьяхской, Тункорской и Татъеганской площадей вывело свиту из «нефтяного окна» (табл. 7.5, рис. 7.6, Д).

2. Установлены разной степени интенсивности и времени действия очаги генерации нефти в баженовской и шеркалинской свитах центральной части Югорского свода. Температуры в очагах баженовской свиты могут превышать 105 °С, зарождение очагов происходило 60–50 млн лет назад, долгоживучесть очагов 60–45 млн лет. Температуры в очагах шеркалинской свиты могут превышать 115 °С. Зарождение очагов происходило 60–40 млн лет назад. Долгоживучесть очагов 60–35 млн лет. 38 млн лет назад – время максимального прогресса материнских отложений. В это время нефтегенерация происходила во всем объеме баженовской свиты и на всей площади распространения шеркалинской свиты.

3. За всю историю нефтегенерации палеоструктурная обстановка мелового, юрских и палеозойского НГК ощутимо менялась, что приводило к изменчивости размеров палеоплощадей нефтесбора для отдельных зон аккумуляции нефти Верхнеяминского вала (см. табл. 7.6 и 7.7). Поэтому поисковые перспективы отдельных зон аккумуляции нефти определяются интегральным показателем, зависящим от размеров палеоплощадей нефтесбора, палеотемператур и времени действия очагов генерации.

4. **Локализация прогнозных ресурсов нефти Верхнеяминского вала** позволяет ранжировать по степени перспективности разведочные и поисковые площади следующим образом (табл. 7.6 и 7.7). Рациональная очередность доразведки месторождений на меловой и верхнеюрский НГК: 1 – Апрельское; 2 – Назымское; 3 – Тункорское; 4 – Итьяхское; 5 – Тортасинское. Рациональная очередность доразведки месторождений на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК: 1 – Апрельское; 2 – Тортасинское. Рациональная очередность детализации поисковых площадей на меловой и верхнеюрский НГК: 1 – Верхненазымская; 2 – Унлорская; 3 – Западно-Унлорская; 4 – Северо-Апрельская; 5 – Панлорская. Рациональная очередность детализации поисковых площадей на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК: 1 – Верхненазымская; 2 – Панлорская. Рациональная очередность постановки поисков (новые площади) на среднеюрский, нижнеюрский и палеозойский НГК в полосе выклинивания шеркалинских отложений: 1 – северо-восточная часть вала; 2 – центральная часть вала.

5. Максимальный дебит пласта Ю₀ получен при испытании скважины Тункорской 27 (45 м³/сут, табл. 2.2), хотя скважина находится в зоне аккумуляции баженовских нефтей (табл. 7.6), по прогнозной нефтенасыщенности не занимающей одно из первых мест. Вероятно, что основной причиной нефтенасыщенности НГК, вскрытого скважиной Тункорская-27, является то обстоятельство, что эта скважина «сидит» на разломе, осложняющем строение фундамента и низов орточехла. Разлом выделен по данным гравимагниторазведки на «Схеме геологического строения доюрского основания Фроловской зоны» (под ред. В.Г. Криночкина, 1999). На схеме фундамент обозначен преимущественно осадочными породами триасовой системы, причем нормально уплотненными [48], что указывает на их возможный генерационный и миграционный потенциал.

Реализованный алгоритм прогнозирования нефтегазоносности центральной части Югорского свода является заслуживающим внимание примером комплексной нефтегеологической интерпретации широкого спектра геолого-геофизических данных и может быть применен для оценки углеводородного потенциала других крупных объектов Западно-Сибирской плиты.

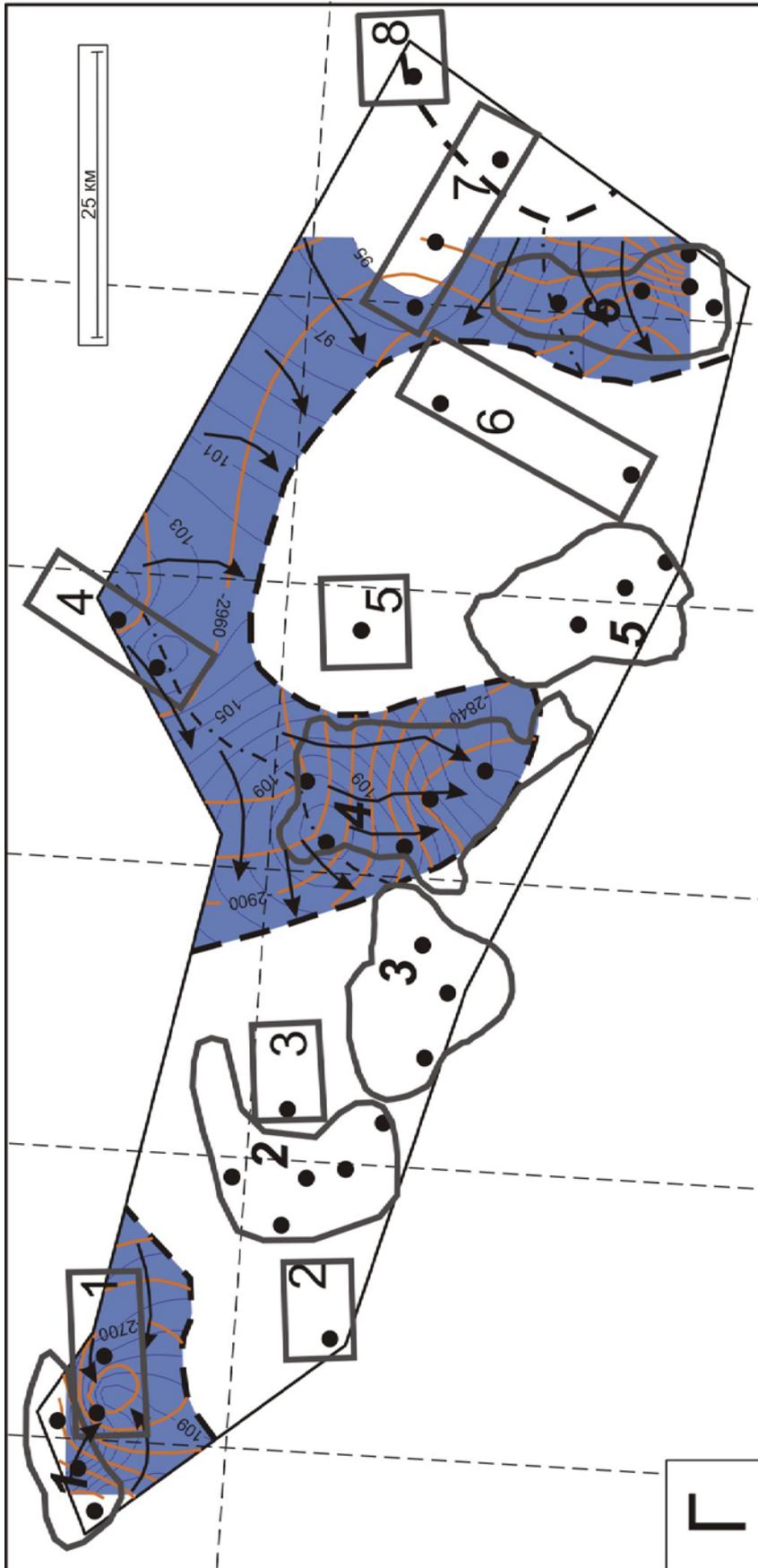


Рис. 7.7. Продолжение



Рис. 7.7. Продолжение

Таблица 7.7

Характеристика зон локализации (аккумуляции) шеркалинских нефтей в среднеюрском, нижнеюрском и палеозойском
 НК Верхнелыминского вала

(S_i – площадь нефтесбора, км²; T_i – температура очага генерации нефти, °С; t_i – время действия очага, млн лет)

Зона аккумуляции нефти (площадь)	62–58 млн лет назад ($t_1 = 4$)		58–47 млн лет назад ($t_2 = 11$)		47–30 млн лет назад ($t_3 = 17$)		30–2 млн лет назад ($t_4 = 28$)		2–0 млн лет назад ($t_5 = 2$)		$\sum (S_i \times T_i \times t_i \times 10^{-3})$	Ранжирование	Отсутствие притоков («сухо») в некоторых скважинах
	S_1	T_1	S_2	T_2	S_3	T_3	S_4	T_4	S_5	T_5			
Верхнеямская	100	96	200	102	200	119	200	110	200	106	42	3	
Апрельская	150	96	600	103	600	118	300	111	300	106	64	1	Ю ₂₋₉
Панлорская	–	–	70	96	70	113	–	–	–	–	–	6	
Тортасинская	–	–	–	–	200	109	100	101	100	96	19	4	Ю ₂ , Ю ₃ , Ю ₄ , Ю ₁₀ , P-T, Pz
Унлорская	–	–	–	–	50	106	–	–	–	–	–	7	Ю ₂₋₅ , P-T
По линии выклинивания шеркалинских отложений в северной восточной части вала	–	–	–	–	300	109	350	100	200	97	39	2	нет скважин
По линии выклинивания шеркалинских отложений в центральной части вала	–	–	–	–	–	–	150	110	200	105	42	5	нет скважин

Список литературы

1. Алексидзе М.А. Приближенные методы решения прямых и обратных задач гравиметрии. – М: Наука, 1987. – 336 с.
2. Аммосов И.И., Гречишников Н.П., Горшков В.И. и др. Палеогеотермия и нефтегазоносность. – М.: Наука, 1982. – 108 с.
3. Аронов В.И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризации залежей нефти и газа на ЭВМ. – М.:Недра, 1990. – 301 с.
4. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н. и др. – Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
5. Багдасарова М.В. Особенности флюидных систем зон нефтегазонакопления и геодинамические типы месторождений нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2001. – № 3. – С. 50–56.
6. Балавадзе Б.К., Старостенко В.И. О проблеме построения плотностных моделей земной коры и верхней мантии // Гравитационная модель коры и верхней мантии Земли. – Киев: Наук. думка, 1979. – С. 7–8.
7. Балк П.И., Гольдшмидт В.И. Интерпретация нестационарных геотермических аномалий на основе анализа множества допустимых решений обратной задачи // Геофизический журнал. – 1989. – № 3. – С. 52–60.
8. Баренбаум А.А., Закиров С.Н., Закиров Э.С. и др. // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 45–53.
9. Богородская Л.И., Конторович А.Э., Ларичев А.И. Кероген: методы изучения, геохимическая интерпретация. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2005. – 254 с.
10. Бочкарев А.В., Делия С.В., Карпов П.А. и др. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 7–12.
11. Брянский Л.И. Гравитационные модели Сихотэ-Алинской складчатой области // Тихоокеанская геология. – 1984. – № 2. – С. 52–61.
12. Быкова Ю.М., Зиньков В., Лукьянов А.В. Моделирование теплового режима в комплексе «дайка в дайке» // Геотектоника. – 1988. – № 1. – С. 24–33.
13. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070–1078.
14. Буряк В.А., Бакулин Ю.И., Беспалов В.Я. и др. Нефтегазоносность юга Дальнего Востока и сопредельных регионов (сопоставительный анализ). – Хабаровск: ИКАРП ДВО РАН, ДВИМС МПР РФ, 1998. – 282 с.
15. Буряковский Л.А., Джафаров И.С., Джеваншир Р.Д. Моделирование систем нефтегазовой геологии. – М.: Недра, 1990. – 295 с.
16. Варнавский В.Г. Нефтегеологическое районирование Приамурья и сопредельного шельфа // Тихоокеанская геология. – 1996. – № 1. – С. 129–141.
17. Варнавский В.Г. Меловые нефтегазоносные комплексы на Востоке России // Тихоокеанская геология. – 1996. – № 4. – С. 102–108.
18. Варнавский В.Г., Коблов Э.Г., Буценко Р.Л. и др. Литолого-петрофизические критерии нефтегазоносности. – М.: Наука, 1990. – 270 с.

19. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. / Геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.
20. Вассоевич Н.Б., Корчагина Ю.И., Лопатин Н.В., Чернышев В.В. Главная фаза нефтеобразования // Вестн. МГУ, Геология. – 1969. – № 6. – С. 3–27.
21. Вахрушева В.Н., Захарова Л.М., Оксенойд Е.Е., Одношевная И.И. Перспективы нефтегазоносности триасовых отложений Северо-Рогожниковского месторождения // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 55–58.
22. Ващилов Ю.Я. Блоково-слоистая модель земной коры и верхней мантии. – М.: Наука, 1984. – 240 с.
23. Веселов О.В., Волкова Н.А. Радиоактивность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. – Владивосток: ДВО РАН, 1981. – С. 51–70.
24. Веселов О.В., Соинов В.В. Тепловой поток Сахалина и южных Курильских островов // Геодинамика тектоносферы зоны сочленения Тихого океана с Евразией. Т. IV. Структура и вещественный состав осадочного чехла северо-запада Тихого океана. – Южно-Сахалинск: ИМГ и Г ДВО РАН, 1997. – С. 153–176.
25. Власов В.А., Чернышев Е.А., Смолин С.Б. Новые данные о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности северной части Саранпаульской моноклинали и Ляпинского мегапрогиба // Геология нефти и газа. – 1999 – № 5. – С. 2–6.
26. Волгин П.Ф., Исаев В.И., Косыгин В.Ю. Нефтегазоносность верхнемеловых отложений южной части Сахалина // Тихоокеанская геология. – 2003. – № 1. – С. 61–67.
27. Волков В.А. Новые данные о морфологии поверхности доюрских отложений Широтного Приобья // Вестник недропользователя ХМАО. Вып. 11. – 2002. – С. 38–40.
28. Волкова Н.А. Модель теплопроводности земной коры Охотоморского региона // Геология и геофизика. – 1982. – № 5. – С. 92–97.
29. Волкова Н.А., Веселов О.В., Кочергин А.В. Теплопроводность горных пород Охотоморского региона // Геофизические поля переходной зоны Тихоокеанского типа. Владивосток: ДВО РАН, 1981. – С. 44–50.
30. Галушкин Ю.И., Смирнов Я.Б. Термическая история осадочных бассейнов: экспресс-методы оценки теплового потока // Геология и геофизика. – 1987. – № 11. – С. 105–112.
31. Галушкин Ю.И., Махоуз М. Вклад эрозии и интрузивно-гидротермальной деятельности в формирование глубинного профиля катагенеза органического вещества осадочных бассейнов // Геохимия. – 2006. – №12. – С. 1325–1337.
32. Гедберг Х.Д. Геологические аспекты происхождения нефти. – М.: Недра, 1966. – 124 с.
33. Голиздра Г.Я. Основные методы решения прямой задачи гравиразведки на ЭВМ // Обзор. Регион., развед. и промысловая геофизика. М.: ВИЭМС, 1977. – 98 с.
34. Гольмшток А.Я. Тепловой поток в накапливающихся осадках // Геотермические исследования на дне акватории. – М.: Наука, 1988. – С. 74–88.
35. Грамберг И.С., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И. Катагенетическая зональность осадочного чехла Баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1808–1820.
36. Даценко Е.Ю. Численный анализ скоростей вертикальных тектонических движений и седиментации в Московской синеклизе в венде-палеозое // Бюлл. моск. об-ва испытателей природы. Отд. геол. – 2000. – № 4. – С. 16–30.

37. Дмитриевский А.Н., Карагодин Ю.Н., Курьянов Ю.А., Кокшаров В.З., Медведев Н.Я. Триасовые магматиты – новый нефтегазоносный комплекс Западной Сибири // Углеродородный потенциал фундамента молодых и древних платформ – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2006. – С. 86–89.
38. Дучков А.Д., Галушкин Ю.И., Смирнов Л.В., Соколова Л.С. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1990. – № 10. – С. 51–60.
39. Елисеев В.Г. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнеюрского комплекса центральной части Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2005. – С. 177–189.
40. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
41. Ерофеев Л.Я., Исаев В.И. Условия генерации углеводородов в восточной части Нижневартовского свода (палеотектонический и палеотемпературный анализ) // Вестник Томского государственного университета. Апрель 2003. Приложение № 3(2). – 2003. – С. 146–149.
42. Исаев В.И. Принципиальная схема комплексной интеграции гравиметрических съемок на примере профиля Средние Лангары – Мухто (Северный Сахалин) // Тихоокеанская геология. – 1983. – № 1. – С. 107–112.
43. Исаев В.И. Интерпретация гравитационного поля методом нелинейного программирования // Тихоокеанская геология. – 1986. – № 6. – С. 63–69.
44. Исаев В.И. Прогноз материнских толщ и зон нефтегазонакопления по результатам геоплотностного и палеотемпературного моделирования // Геофизический журнал. – 2002. – № 2. – С. 60–70.
45. Исаев В.И., Хростовская Н.В. О реализации на ЕС ЭВМ метода математического программирования для решения обратной задачи гравиметрии в линейной постановке // Разведочная геофизика: теория, методика, результаты. – Киев: Наук. Думка, 1984. – С. 156–171.
46. Исаев В.И., Волкова Н.А., Ним Т.В. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации // Тихоокеанская геология. – 1995. – № 3. – С. 73–80.
47. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В. и др. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.
48. Исаев В.И., Лобова Г.А. Корреляция плотностной структуры доюрских отложений и зон нефтегазонакопления вдоль регионального сейсмопрофиля XIII (центральная часть Западно-Сибирской плиты) // Геофизический журнал. – 2008. – Т. 30 – № 1. – С. 3–27.
49. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мочалкина Л.Н. и др. Факторы термической истории и нефтегенерации баженовской свиты Верхнеяминского вала (Югорский свод) // Вестник Югорского государственного университета. – 2008. – № 1(8) – С. 34–42.
50. Исаев В.И., Лобова Г.А., Рояк М.Э., Фомин А.Н. Нефтегазоносность центральной части Югорского свода // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 15–46.
51. Исаев В.И., Пятаков Ю.В., Рузич Н.М. и др. Объемное моделирование в гравитационном поле плотности сейсмического тела // Интерпретация гравитационных и магнитных полей. – Киев: Наук. Думка, 1992. – С. 145–155.

52. Исаев В.И., Старостенко В.И. Оценка нефтегазоматеринского потенциала осадочных бассейнов Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии // Геофизический журнал. – 2004. – Т. 26. – № 2. – С. 46–61.
53. Исаев В.И., Фомин А.Н. Очаги генерации нефтей баженовского и тогурского типов в южной части Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 6. – С. 734–745.
54. Исаев В.И., Шпакова Н.В., Исаева О.С. Распределенный банк геолого-геофизических данных Сахалинской области // Тихоокеанская геология. – 2003. – № 2. – С. 81–91.
55. Исаев В.И., Юрчук А.А., Шпакова Н.В. и др. Государственный Дальневосточный региональный банк геолого-геофизических данных по нефти и газу (модель реализации) // Тихоокеанская геология. – 2002. – № 1. – С. 111–126.
56. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных скважин Ханты-Мансийского АО. Т. 1 / под ред. В.Ф. Гришкевича и Е.А. Теплякова, Ханты-Мансийск: ГП НАЦ РН ХМАО-ЮГРЫ, 2000. – 432 с.
57. Карслоу Г, Егер Д. Теплопроводность твердых тел. – М.: Наука, 1964. – 487 с.
58. Кононов В. Э., Альперович И. М., Слуднев Ю. Г. и др. Литофизические особенности среднемиоценовых отложений Сахалина // Геология нефти и газа. – 1988. – № 11. – С. 37–40.
59. Конторович А.Э. Количественные методы геохимического прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 248 с.
60. Конторович А.Э. Генетические принципы раздельного прогноза нефтеносности и газоносности // Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа. – М.: Наука, 1978. – С. 189–204.
61. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.
62. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.
63. Конторович А.Э., Трофимук А.А. К методике изучения истории залежей нефти и газа // Геология нефти и газа. – 1973. – № 7. – С. 18–24.
64. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением трапного магматизма // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – № 11–12. – С. 1764–1773.
65. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
66. Косыгин В.Ю., Исаев В.И., Пятаков Ю.В., Швед Л.Г. Методика количественной интерпретации аномального гравитационного поля с использованием блоково-градиентных моделей // Тихоокеанская геология. – 1994. – № 1. – С. 124–129.
67. Косыгин Ю.А., Малышев Ю.Ф., Романовский Н.П. О геологическом значении сейсмических и гравиметрических данных при глубинных построениях // Изв. АН СССР. «Геология». – 1981. – № 4. – С. 22–27.
68. Красавчиков В.О. Компьютерное моделирование направлений возможной миграции углеводородных флюидов и зон их потенциальной аккумуляции // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 3. – С. 356–370.

69. Красовский С.С. Отражение динамики земной коры континентального типа в гравитационном поле. – Киев: Наук. думка, 1981. – 264 с.
70. Красный М.Л., Косыгин В.Ю., Исаев В.И. Плотностная характеристика акустического фундамента Курило-Камчатского региона // Тихоокеанская геология. – 1984. – № 5. – С. 47–51.
71. Красный М.Л., Косыгин В.Ю., Исаев В.И. Оптимальная плотностная модель земной коры и верхней мантии вдоль геотраверса Камчатка – Тихий океан // Тихоокеанская геология. – 1985. – № 1. – С. 72–84.
72. Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Романов Е.А., Федорцов И.В. Состояние изученности и современные взгляды на строение, состав и перспективы доюрских отложений западной части Сургутского района (Рогожниковский лицензионный участок) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 133–146.
73. Кукал З. Скорости геологических процессов. – М.: Мир, 1987. – 246 с.
74. Курчиков А.Р., Ставицкий Б.П. Геотермия нефтегазоносных областей Западной Сибири. – М.: Недра, 1987. – 134 с.
75. Кутас Р.И., Корчагин И.Н., Цвященко В.А. Интерпретация нестационарных геотермических аномалий методом подбора // ДАН УССР. Сер. Б. – 1985. – № 3. – С. 16–19.
76. Кутас Р.И., Цвященко В.А. Влияние осадконакопления на тепловое поле Черноморской впадины // Геофизический журнал. – 1993. – № 1. – С. 23–35.
77. Кутас Р.И., Цвященко В.А., Тарануха Ю.К. Тепловое поле и температурный режим литосферы Предкавказья // Геофизический журнал. – 1991. – № 5. – С. 56–63.
78. Кутас Р.И., Чекунов А.В., Лялько В.И., Митник М.М. Термогеодинамическая эволюция астенолитов // Геофизический журнал. – 1993. – № 4. – С. 3–12.
79. Лобова Г.А. Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода // Ученые записки Казанского государственного университета. Сер. «Естеств. науки». – 2008. – Т. 150. – кн. 3. – С. 169–182.
80. Левин Л.Э. Термический режим и потенциал нефтегазоносности осадочных бассейнов Черноморско-Каспийского региона // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 2. – С. 9–13.
81. Максимов С.П., Калинин М.К., Бортнева Т.А., Молодых Г.Н. Геотермические условия развития цикла нефтегазообразования // Геология нефти и газа. – 1975. – № 11. – С. 35–41.
82. Медведев Н.Я., Кос И.М., Ларичев А.И. и др. Прогноз нефтегазоносности в зонах дезинтеграции доюрского фундамента на Сургутском своде и прилегающих территориях // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2007. – С. 189–196.
83. Медведев Н.Я., Курьянов Ю.А., Карагодин Ю.Н., Кокшаров В.З. Пермтриасовые эффузивы – новый важный нефтегазоносный комплекс прироста запасов и добычи углеводородов Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 147–157.
84. Мишин В.В., Иванов С.Л., Исаев В.И. Плотностная характеристика осадочного чехла Ичинского прогиба Западной Камчатки // Тихоокеанская геология. – 1989. – № 4. – С. 89–93.
85. Мотовилов Ю.В. К вопросу о нефтегазоносных толщах Колпаковского прогиба Западной Камчатки. // Тихоокеанская геология. – 1988. – № 6. – С. 58–62.

86. Нейман В.Б. Теория и методика палеотектонического анализа. – М.: Недра, 1984. – 80 с.
87. Мясникова Г.П., Солопахина Л.А., Мариненкова Н.Л. и др. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений территории ХМАО // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2005. – С.148–162.
88. Новоселицкий В.М. и др. Изучение латеральной изменчивости физических параметров осадочных толщ и зональности геофизических полей на локальных структурах // Региональная, разведочная и промысловая геофизика. – М.: ВИЭМС, 1980. – 58 с.
89. Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др. Катагенез и нефтегазоносность. – Л.: Недра, 1981. – 240 с.
90. Пашко В.Ф., Старостенко В.И. Методы решения прямых и обратных задач гравиметрии и магнитометрии на ЭВМ (по материалам зарубежных публикаций). – М.: ВИЭМС, 1982. – 93 с.
91. Перозио Г.Н., Полякова И.Д., Рязанова Т.А., Ушакова Н.Е. О коллекторских свойствах меловых отложений Среднеамурской впадины // Тихоокеанская геология. – 1992. – № 6. – С. 61–70.
92. Петров А.И., Шеин В.С. О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете промышленных запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2001. – № 3. – С. 6–13.
93. Подгорный Л.В., Хуторский М.Д. Термическая эволюция литосферы зоны сочленения Балтийского щита и Баренцевоморской плиты // Физика Земли. – 1998. – № 3. – С. 56–65.
94. Подгорных Л.В., Хуторской М.Д., Поселов В.А., Павленкин А.Д. Объемная геотермическая модель литосферы Баренцевоморского региона // Разведка и охрана недр. – 2000. – № 12. – С. 54–59.
95. Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И. и др. Геохимические показатели нефтегазообразования в мезокайнозойских отложениях Среднеамурской впадины // Тихоокеанская геология. – 1993. – № 1. – С. 49–57.
96. Потрясов А.А., Скачек К.Г., Гарифуллин И.И. Влияние динамической активности доюрского основания на особенности нефтеносности осадочного чехла северо-восточного склона Сургутского свода // Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2006. – С. 212–217.
97. Радюш В.М., Жилияков А.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Лунской впадины // Проблемы нефтегазоносности кайнозойских осадочных бассейнов Дальнего Востока СССР. – Л.: ВНИГРИ, 1985. – С. 10–24.
98. Практическое применение геофизических методов разведки / под ред. Д.С. Миков. Томск: Изд. ТГУ, 1966. – 234 с.
99. Романовский С.Н. Седиментологические основы литологии. – Л.: Недра, 1977. – 408 с.
100. Сапрыгин С.М. Тектоническая флюидодинамика. – Южно-Сахалинск: ИМГиГ ДВО РАН, 1997. – 80 с.
101. Свистунов Е.П. Зональность теплового поля и нефтегазообразование в Охотско-Камчатском бассейне // Вест. Моск. ун-та. Сер. «Геология». – 2001. – № 2. – С. 55–57.

102. Семкин В.И. Генетические аспекты генерации нефтяных алканов // Геохимия. – 2006. – № 10. – С. 1110–1118.
103. Смирнов Я.В., Сугробов В.М., Галушкин Ю.И. Тепловой поток в зоне сочленения Алеутской и Курило-Камчатской островных систем // Вулканология и сейсмология. – 1982. – № 6. – С. 96–115.
104. Соколов В.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: Избранные труды. – М.: Изд-во МГУ, 2001. – 480 с.
105. Соловейчик Ю.Г., Рояк М.Э., Персова М.Г. Метод конечных элементов для решения скалярных и векторных задач. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 896 с.
106. Справочник физических констант горных пород (ред. С. Кларк мл.). – М.: Мир, 1969. – 544 с.
107. Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С.Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
108. Старостенко В.И. Устойчивые численные методы в задачах гравиметрии. – Киев: Наук. думка, 1978. – 228 с.
109. Старостенко В.И. О построении региональных плотностных моделей // Тихоокеанская геология. – 1985. – № 1. – С. 120–122.
110. Старостенко В.И., Исаев В.И., Пятаков Ю.В. Решение обратной задачи гравиметрии для контактов осадочных пород // Геофизический журнал. – 1993. – № 1. – С. 62–71.
111. Старостенко В.И., Оганесян С.М. Решение обратных задач гравиметрии методами математического программирования // Гравитационная модель коры и верхней мантии Земли. – Киев: Наук. думка, 1979. – С. 72–74.
112. Старостенко В.И., Оганесян С.М. Устойчивые оперативные процессы и их применение в задачах геофизики // Физика Земли. – 1977. – № 5. – С. 61–74.
113. Страхов В.Н. О единственности решения плоской обратной задачи потенциала для распределения масс с кусочно-постоянной и кусочно-переменной плотностью // ДАН УССР. Сер. Б. – 1976. – № 3. – С. 234–238.
114. Страхов В.Н. Перспективы и пути развития теории и практики интерпретации гравитационных и магнитных аномалий // Тихоокеанская геология. – 1984. – № 4. – С. 60–70.
115. Страхов В.Н. Геофизическое образование – на качественно новый уровень! // Геофизика. – 2002. – № 3. – С. 15–20.
116. Страхов В.Н., Романюк Т.В. Восстановление плотности земной коры и верхней мантии по данным ГСЗ и гравиметрии. Ч. 1 // Физика Земли. – 1984. – № 6. – С. 44–63.
117. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.
118. Тараненко Е.И., Тарсис А.Д., Хакимов М.Ю. Строение главной зоны нефтеобразования по данным термолитического анализа керогена // Геология нефти и газа. – 2000. – № 4. – С. 46–50.
119. Тепляков Е.А., Кошевых А.Е., Тепляков А.А. Доюрские отложения Красноленинского структурно-фациального района и перспективы их нефтегазонасыщенности // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2006. – С. 95–104.
120. Тихомиров В.М. Плотность горных пород и геологическое картирование в условиях Сахалина. – М.: Наука, 1970. – 112 с.

121. Туезов И.К., Епанешников В.Д. Численное моделирование стационарного теплового поля литосферы Охотского моря // Физика Земли. – 1987. – № 7. – С. 94–100.
 122. Туезов И.К., Епанешников В.Д. Численное моделирование нестационарного теплового поля литосферы Охотского моря // Тихоокеанская геология. – 1991. – № 2. – С. 34–42.
 123. Федотов С.А. О входных температурах магм, образовании, размерах и эволюции магматических очагов вулканов // Вулканология и сейсмология. – 1980. – № 4. – С. 3–29.
 124. Филиппов Ю.А., Петрешина Ю.В., Богородская Л.И. и др. Оценка катагенеза и нефтегазогенерационных свойств органического вещества Байкитской и Катангской нефтегазоносных областей // Геология и геофизика. – 1999. – Т. 40. – № 9. – С. 1362–1374.
 125. Фомин А.Н. Углепетрографические исследования в нефтяной геологии. – Новосибирск: АН СССР. Сиб. отд-ние, ин-т геологии и геофизики, 1987. – 166 с.
 126. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1079–1087.
 127. Фомин А.Н. Катагенетические условия нефтегазообразования Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45 – № 7. – С. 833–842.
 128. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2001. – № 11–12. – С. 1875–1887.
 129. Харленд У.Б., Кокс А.В., Ллевеллин П.Г. и др. Шкала геологического времени. – М.: Мир, 1985. – 140 с.
 130. Шалаев С.В. Геологическое истолкование геофизических аномалий с помощью линейного программирования. – Л.: Недра, 1972. – 144 с.
 131. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. – М.: Наука, 1974. – 123 с.
 132. Яновский Ф.А., Сугробов В.М., Кутас Р.И., Цвященко В.А. Температурное поле и геотермическая модель земной коры и верхней мантии Камчатского региона // Геофизический журнал. – 1992. – № 5. – С. 14–26.
 133. Cuer M., Bayer R. Fortran routines for linear inverse problems. – Geophysics. – vol. 45. – № 11. – 1980. – P. 1706–1719.
 134. Fisher N., Howard L. Gravity interpretation with the aid of quadratic programming – Geophysics. – 1980. – vol. 45. – № 3. – P. 403–419.
 135. Safon Cl., Vasseur G., Cueur M. Some applications of linear programming to the inverse gravity problem. – Geophysics. – vol. 42. – № 6. – 1977. – P. 1215–1229.
- Методические материалы:*
136. Исаев В.И. Прогноз материнских пород и оценка времени генерации углеводородов по геофизическим данным: методические указания по лабораторным работам по курсам «Полевая геофизика», «Геофизические исследования скважин», «Геологическая интерпретация геофизических данных», «Разведочная геофизика» для студентов очной формы обучения по специальностям 080500 – геология нефти и газа, 080400 – геофизические методы поисков и разведки МПИ, 080900 – геофизические методы исследования скважин. – Томск: ТПУ, кафедра ГЕОФ, 2004. – 35 с.

137. Исаев В.И. Решение прямой и обратной задачи геотермии для осадочного разреза глубокой скважины: методические указания по лабораторным работам по курсам «Полевая геофизика», «Геофизические исследования скважин», «Геологическая интерпретация геофизических данных», «Разведочная геофизика» для студентов очной формы обучения по специальностям 080500 – геология нефти и газа, 080400 – геофизические методы поисков и разведки МПИ, 080900 – геофизические методы исследования скважин. – Томск: ТПУ, кафедра ГЕОФ, 2004. – 30 с.

Учебное издание

ИСАЕВ Валерий Иванович

ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГРАВИМЕТРИИ И ГЕОТЕРМИИ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ И ПОИСКАХ НЕФТИ И ГАЗА

Учебное пособие

Научный редактор
*доктор геолого-минералогических наук,
член-корреспондент РАН
В.А. Конторович*

Выпускающий редактор *Т.С. Савенкова*

Редактор *О.Н. Свинцова*

Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*

Дизайн обложки *Т.А. Фатеева*

Подписано к печати 03.06.2010. Формат 60х84/8. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл.печ.л. 20,00. Уч.-изд.л. 18,09.

Заказ 989-10. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ, 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел/факс: 8(3822) 56-35-35, www.tpu.ru