Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

На правах рукописи

Гафуров Денис Олегович

# Методика комплексной интерпретации геолого-геофизических данных обучаемыми нейронными сетями на примере Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения

Специальность 25.00.16 - Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Диссертация на соискание ученой степени кандидата
геолого- минералогических наук

Научный руководитель — кандидат
геолого-минералогических
наук А.В. Ежова

Томск-2013

# ОСНОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ГДИ** – гидродинамические исследования скважин

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства

**ГК** – гамма-каротаж

**НГК** – нейтронный гамма-каротаж

**ДС** – кавернометрия

**АК** – акустический каротаж

**БК** – боковой электрический каротаж

**МБК** – микробоковой электрический каротаж

**ГГК** – плотностной гамма-гамма каротаж

**ГДК** – гидродинамический каротаж

**ОПК** – опробования пластов приборами на кабеле

**ПЖ** – промывочная жидкость

**МОВ** – метод отраженных волн

**МОГТ** – метод общей глубинной точки

**ВСП** – вертикальное сейсмическое профилирование

**$К_п$ (%)** – коэффициент пористости в процентах (%)

**$К_{гл}$ (%)** – коэффициент глинистости в процентах (%)

**$Н_{эф}$** – эффективная толщина коллектора

**О-I** – осинский продуктивный пласт

**А(I) –** отражающий сейсмический горизонт приуроченный к кровле соленосных отложений юрегинской (верхнеусольской) свиты

**А(II) –** отражающий сейсмический горизонт приуроченный к кровле доломитов верхнебилирской свиты и подошвы солей юрегинской свиты, а также к отложениями осинского горизонта на Талаканской площади

**$M_2$ (КВ) –** опорный отражающий сейсмический горизонт приуроченный к терригенным отложениям вендского возраста образующим –«эрозионный срез».

**Ф –** опорный отражающий сейсмический горизонт приуроченный к фундаменту.

**AVO –** сейсмический атрибуто основным определяющим фактором для которого является соотношение продольной и поперечной скорости упругой волны $V_P/V_S$ в покрывающей и подстилающей толще.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ ..... 6
Актуальность работы ..... 6
Задачи ..... 15
Цель работы ..... 16
Научная новизна ..... 16
Достоверность полученных научных результатов ..... 17
Практическая значимость работы ..... 17
Фактический материал, личный вклад, методы исследования ..... 19
Апробация работы и публикации ..... 19
КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ ..... 21
Защищаемые положения ..... 23
ГЛАВА 1. ТАЛАКАНСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ..... 24
Общая характеристика месторождения ..... 24
Геолого-геофизическая изученность ..... 27
Сейсморазведочные работы ..... 28
Бурение ..... 29
Опробование и испытание скважин ..... 33
Вертикально сейсмическое профилирование (ВСП) ..... 34
Геофизические исследования в скважинах ..... 34
Литолого-стратиграфическая характеристика разреза ..... 39
Тектоника ..... 52
Анализ проведенных литолого-фациальных исследований продуктивного горизонта ..... 61
Выводы по первой главе ..... 65
ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБУЧАЕМЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ..... 67
1. Расчет критерия ..... 70
2. Выделение литологических типов пород, основанное на анализе описания керна и шлифов, с учетом комплекса физических свойств характеризующих каждый литологический тип, и возможности его выделения комплексом методов ГИС ..... 74
3. Формирование обучающей выборки с учетом главных факторов, влияющих на показания исходных данных ГИС ..... 81
4. Обучение нейронной сети ..... 85
5. Тестирование, прогноз, анализ качества прогноза ..... 89
Выводы по второй главе ..... 98
ГЛАВА 3. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ АТРИБУТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ И СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, РЕАЛИЗОВАННЫХ В ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ «НЕЙРОИНФОРМГЕО» ..... 99

Пример прогноза эффективных толщин продуктивного горизонта в межскважинном пространстве Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения разработанной методикой ..... 102
Выводы по третьей главе ..... 121
ГЛАВА 4. ЛИТОЛО-ФАЦИАЛЬНАЯ СХЕМА ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ..... 122
Литофациальные условия образования отложений..... 122
Выводы по четвертой главе ..... 132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ ..... 133
Список публикаций ..... 135
Список использованной литературы:..... 140

# ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы**

По оценкам специалистов Международного института энергетической политики и дипломатии (МГИМО МИД РФ) и ведущих мировых экспертов, мировое энергопотребление в период до 2025 года увеличится не менее чем на 58%. Наиболее важным первичным энергоносителем в мире в этот период будет оставаться нефть. Возникает необходимость более бережного отношения к не возобновляемым ресурсам планеты, что выражено, прежде всего, в пополнении запасов и на настоящее время эффективной эксплуатации существующих месторождений, обеспеченной качественной интерпретацией нового и пере-интерпретации старого геологоразведочного материала.

Любой геологический объект, начиная с нефтегазоносной провинции и кончая образцом породы, является сложно организованной системой. Такая система описывается большим числом характеристик, имеющих разную физическую природу и находящихся в сложных взаимосвязях друг с другом. Горные породы в зависимости от условий их образования и распространения обладают различным присущим только им минеральным составом, а также структурными и текстурными признаками. Породы характеризуются определенным комплексом физических свойств, изучение которых путем отбора керна возможно не во всех скважинах. В большинстве случаев керн отбирается не по всему интересующему нас интервалу, что обусловлено ограниченностью применения бурения с отбором керна в силу его высокой стоимости и трудозатрат, а также неполным выносом керна на поверхность. В тоже время, как правило, структурные особенности месторождений охарактеризованы сейсмической разведкой, а весь разрез продуктивных отложений данными геофизических исследований скважин (ГИС). Поэтому прогнозирование коллектора и типов пород по комплексу данных ГИС с дальнейшим комплексированием с данными сейсморазведки для построения

согласованной геолого-геофизической модели месторождения, особенно важно для скважин, где отсутствует отбор керна или его вынос мал и непредставителен. На сегодняшний день такие прогнозные модели строятся опытным геофизиком-экспертом в результате комплексной интерпретации и анализа различных полей параметров (геофизических, геохимических), их трансформант, структурного и сейсмического материала, комплекса данных геофизических исследований скважин и т.д.. Модели строятся на основе математического и физического моделирования изучаемых процессов (решение прямых задач геофизики), методах статистического (корреляционного и дискриминантного) анализа, решении систем линейных петрофизических уравнений при интерпретации данных ГИС (обратная задача геофизики), анализа атрибутов сейсмического волнового поля и некоторых других линейно-статистических методах *[Сысолятин Н.В. и др. Разработка методики и програмного обеспечения прогнозирования нефтенасыщенных коллекторов по энергетическим характеристикам сейсмической записи.- Томск, 1996.]* с учетом всего накопленного в этой области потенциала знаний. Таких специалистов, как правило, немного, а построение моделей требует больших трудозатрат или не имеет корректного решения в случае наличия сложных нелинейных связей, не поддающихся строгой алгоритмизации. Чаще всего аналитик сталкивается с ситуацией, когда трудно сделать какие-либо четкие предположения относительно исследуемой задачи. Модель не известна и единственным источником сведений для ее построения является таблица экспериментальных данных типа “вход – выход”, каждая строка которой содержит значения входных характеристик объекта и соответствующие им значения выходных характеристик. В результате интерпретаторы вынуждены использовать всякого рода эвристические или экспертные предположения и о выборе информативных признаков, и о классе моделей, и о параметрах выбранной модели, что не всегда приемлемо особенно при моделировании сложно построенных коллекторов. В связи с чем, актуальным является автоматизация расчета комплексных прогнозных

параметров в интеллектуальной картографической системе на основе методов обладающих свойством адаптивности, обобщения, извлечения знаний и моделирования сложных нелинейных зависимостей в массивах данных *[Гафуров О.М., Городников М.А. и др. Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ и возможные пути их реализации в Томской области // Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточных районах Западной Сибири. Сборник научных статей, Томск, ООО "ИнформГеоСервис", 2000, вып. 1, с. 8-30.].*

В настоящее время компьютерные технологии автоматического интеллектуального, анализа данных переживают бурный расцвет. Это связано, главным образом с потоком новых идей, исходящих из области компьютерных наук, образовавшихся на пересечении искусственного интеллекта, статистики и теории баз данных и обозначаемых как Data Mining (обнаружение знаний в данных) *[Кречетов Н.. Продукты для интеллектуального анализа данных. - Рынок программных средств, № 14-15, 1997, с. 32-29].* Этим термином сегодня обозначают процесс получения из "сырых" данных новой, потенциально полезной информации о предметной области. Появившийся в 1978 г., термин Data Mining, оказался удачным и приобрел высокую популярность в конце 90-х годов. Доступность методов записи и хранения данных привели к бурному росту объемов хранимых данных. Объемы данных настолько внушительны, что человеку просто не по силам проанализировать их. Хотя необходимость проведения такого анализа вполне очевидна, ведь в этих "сырых данных" заключены знания, которые могут быть использованы при принятии решений. Алгоритмы, используемые в Data Mining, требуют большого количества вычислений. Раньше это являлось сдерживающим фактором широкого практического применения Data Mining, однако сегодняшний рост производительности современных процессоров снял остроту этой проблемы. Теперь за приемлемое время можно провести качественный анализ сотен тысяч и миллионов записей. Информация, найденная в процессе применения методов

Data Mining, обычно нетривиальна и ранее неизвестна. Знания описывают новые связи между свойствами, предсказывают значения одних признаков на основе других и т.д. Найденные знания применимы и на новых данных с некоторой степенью достоверности. Полезность заключается в том, чтобы эти знания могли принести определенную выгоду при их применении.

Процесс извлечения знаний из данных происходит по той же схеме, что и установление физических законов: сбор экспериментальных данных, организация их в виде таблиц и поиск такой схемы рассуждений, которая делает полученные результаты очевидными и дает возможность предсказать новые факты. При этом имеется ясное понимание того, что наши знания об анализируемом процессе, как и любом физическом явлении – в какой то степени приближение. Фактически, термин Data Mining – это попытка узаконить физический подход, в отличие от математического, к решению задач анализа данных. Под понятием “физический подход" подразумевается такой подход, при котором аналитик готов к тому, что анализируемый процесс может оказаться трудно интерпретируемым и не поддающимся точному анализу с помощью строгих аналитических методов. Но можно все же получить хорошее представление о его поведении в различных обстоятельствах, подходя к задаче с различных точек зрения, руководствуясь знанием предметной области, опытом, интуицией и используя различные эвристические подходы. При этом аналитик движется от грубой модели ко все более точным представлениям об анализируемом процессе *[Паклин Н.Б. Адаптивные модели нечеткого вывода для идентификации нелинейных зависимостей в сложных системах: Дис...к-та техн. наук. –Ижевск, 2004.-162 с.]*.

Методами Data Mining решаются задачи классификации, кластеризации, прогнозирования и т.д. Для решения данных задач используются различные методы и алгоритмы Data Mining. Ввиду того, что Data Mining развивалась и развивается на стыке таких дисциплин, как статистика, теория информации, машинное обучение, теория баз данных, вполне закономерно, что большинство

алгоритмов и методов Data Mining были разработаны на основе различных методов из этих дисциплин. Большую популярность получили следующие методы Data Mining: нейронные сети, деревья решений, алгоритмы кластеризации, в том числе и масштабируемые, алгоритмы обнаружения ассоциативных связей между событиями и т.д. *[Паклин Н.Б. Адаптивные модели нечеткого вывода для идентификации нелинейных зависимостей в сложных системах: Дис...к-та техн. наук. –Ижевск, 2004.-162 с.]*.

Применительно к геологоразведке углеводородов, основной целью которой является построение согласованной геолого-геофизической модели месторождения, дающей ясное представление о физических свойствах пласта коллектора и вероятности наличия нефти (газа) в данной точке месторождения, проблема обнаружения знаний о причинно-следственных соотношениях между входными (независимыми) и выходными (зависимыми) переменными, решается на основе нейроинформационных технологий *[Гилев С.Е., Коченов Д.А., Миркес Е.М., Россиев Д.А. Контрастирование. Оценка значимости параметров, оптимизация их значений и их интерпретация внейронных сетях. // Нейроинформатика и ее приложения: Материалы III Всеросийского семинара; КГТУ. Красноярск, 1995.-229 с.]*, что позволяет объяснить механизм получения прогнозных зон нефтеносности в явном виде и является в настоящее время очень актуальным.

Диссертационная работа посвящена разработке методики прогноза литологических типов пород по комплексу данных геофизических исследований скважин в сложных карбонатных коллекторах порово-трещинного типа на примере залежей осинского горизонта Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием такого метода Data Mining, как математический аппарат нейронных сетей (Гафуров Д.О.). Работа посвящена также комплексированию атрибутов сейсмического волнового поля и исследованию их значимости для возможности прогноза эффективной толщины коллектора (Гафуров О.М., Гафуров Д.О., Конторович А.А.) Как

результат комплексной интерпретации предложена литолого- фациальная схема Талаканского месторождения (Конторович А.А., Красильникова Н.Б., Гафуров Д.О., Пономаренко З.Ф., и др.).

Применение методов интеллектуального анализа, в частности нейронных сетей, позволило дообучать нейросети при поступлении новых данных, кроме того, применяемые геофизические методы исследований скважин и атрибуты сейсмического волнового поля автоматически ранжировались по уровню их значимости для решения задачи. Разработанная методика реализована в виде пакета программ в настоящей версии интеллектуальной геоинформационной системе “НейроИнформГео” (Гафуров О.М., Гафуров Д.О.).

В данной работе автором используются разработанные Гафуровым О.М., и проверенные на реальных данных в 80-90-х годах коллективом его отдела Томского СКБ НПО "Нефтегеофизика", специфические применительно к предметной области методы построения карт параметров *[СКБ сейсмического программного обеспечения. Технический проект “Интерактивное структурное картопостроение с расчетом элементов дислокаций в системе "Информ-Гео", Томск, 1990 г.]*, в которых применяется математический аппарат кубических сплайнов и решения второй задачи Коши конечно-разностными методами, реализованные в виде картографической системы "ИнформГео" на ЭГВК ПС-2000 (образец мультипроцессора, имевшего от 8 до 64 процессоров). Система прошла опытно-методическое опробование на материалах Томского геофизического треста и была передана в следующие организации: НОМЭ (г. Новосибирск), Прикаспийское отделение Нижневартовского НИИ геологии и геофизики (г. Астрахань), ААГФЭ (г. Алма-Ата), ЗапСибНИГеофизики, ГВЦ "ГлавТюменьГеология" (г.Тюмень), Наро-Фоминский филиал ВНИИГеофизики (Московская обл.), КОМЭ (г. Киев), ПГО "ЕнисейГеофизика" (г. Красноярск).

В настоящей версии, геоинформационная система «НейроИнформГео» на базе персонального компьютера позволяет решать обратную задачу сейсморазведки - начиная от ввода сейсмического временного разреза,

идентификации опорных и целевых горизонтов, учет невязки в пересечениях профилей, расчет и прослеживание дизъюнктивных сбросов, коррекция невязки, построение трехмерных полей параметров, сейсмоголографическое преобразование временных разрезов в глубинные, картопостроение, кросс - плоты, трансформация полей, решение прямой задачи сейсморазведки, учет невязки и коррекция геофизической модели, а также ряд программ позволяющий обрабатывать данные гравиразведки, гамма - спектрометрии, магниторазведки как индивидуально, так и в комплексе с сейсмическими материалом с расчетом комплексных прогнозных параметров и построения согласованных геолого-геофизических моделей месторождений углеводородов на основе спектрально-энергетических и статистических методов, а также использования нейроинформационных технологий, оформление отчетного картографического материала в соответствии с принятыми отечественными стандартами (ARC-INFO и т.д.), обмен данными между различными геоинформационными системами, поддерживающими стандарт POSC (Integral+, GeoVector+) и расположенными на различных платформах (SUN, Silicon Graphics и т.д.).

Также разработан и создан, в отличие от предыдущей версии системы, блок интеллектуального анализа и интерпретации построенных карт геофизических и геохимических параметров и временных сейсмических разрезов на основе нейросетевых методов с целью локализации нефтегазоносных участков месторождения, с ранжированием входных признаков по уровню значимости, обеспечивающим оценку информативного вклада каждого параметра для точности прогноза, а также методы комплексного анализа на основе обученных нейросетей прогноза залежей углеводородов и зон вторичных изменений с использованием геолого-промысловых данных по скважинам, данными ГИС и сейсморазведки 2D и 3D (Гафуров О.М., Гафуров Д.О.). Механизм получения прогноза после обучения

сети выдается пользователю логическими решающими правилами в понятном для пользователя виде.

Одной из наиболее часто встречающихся проблем, встающих перед учеными различных специальностей при комплексной интерпретации разнородных данных, является проблема построения новых объектов - зон до того на карте или разрезе не существовавших, т.е. участков территорий, однородных в смысле некоторого критерия или группы критериев. В этом смысле задача сводится к проблеме классификации, которая заключается в разбиении многомерного признакового пространства переменных на классы принадлежности или подобия тому или другому эталону и нахождении, таким образом, зависимости между признаковым пространством переменных, описывающих поведение объекта (класса), и самим объектом (классом).

Применение методов интеллектуального анализа данных *[Кречетов Н.. Продукты для интеллектуального анализа данных. - Рынок программных средств, № 14-15, 1997, с. 32-29],* в частности нейронных сетей, для решения задачи классификации позволит, во-первых учитывать первичные полевые данные, которые могут быть статистически непредставительны, во-вторых, автоматизировать процесс расчета комплексного прогнозного параметра путем обучения искусственной нейронной сети на основе околоскважинной (разведочной) информации, и, в-третьих, решить обратную задачу - ранжировать применяемые геофизические методы по уровню значимости, что в конечном итоге должно привести к сокращению временных и материальных затрат на интерпретацию полевых данных. Другими словами, появляется возможность проводить быстрый эмпирически обоснованный экспресс-анализ каротажных данных по новым скважинам и выявлению аномальных зон в сейсмическом разрезе и потенциальных полях. Многие отечественные геофизики уже оценили высокую эффективность применения интеллектуальных алгоритмов анализа данных. Например, специалисты НПУ “Казаньгеофизика” используют аппарат искусственных нейронных сетей для распознавания нефтеносных и “пустых”

зон по комплексу геофизических и геохимических параметров. Результаты их исследований *[http://neurogeo.nm.ru]* показывают, что даже простейший многослойный персептрон с одним скрытым слоем обеспечивает корректное решение поставленной задачи с вероятностью более 98% (против 54,3% при классификации традиционным в геофизике методом линейно-статистического анализа с помощью дискриминантных функций).

Методики интерпретации данных ГИС и сейсморазведки, разработанные автором с применением математического аппарата нейронных сетей, оптимизируют расшифровку каротажных диаграмм, комплексирование атрибутов сейсмического волнового поля и потенциальных полей, что позволяет в кратчайшие сроки выявить аномальные зоны и интервалы требующие более детального изучения. Кроме того, актуальность разработки методики применения данных методов к анализу данных ГИС и сейсморазведки подтверждается их высокой эффективностью там, где стандартные методы интерпретации не дают приемлемого результата. Литологическое расчленение продуктивного пласта карбонатных пород верхнебилирской подсвиты и прогноз эффективных толщин, разработанной методикой, позволило выделить фации и их распределение по площади месторождения (латерали) и по разрезу верхнебилирской подсвиты и в результате построить литофациальную модель Талаканского месторождения, что актуально для подсчета запасов и построения в дальнейшем адекватной гидродинамической модели месторождения.

Самим автором в качестве ответственного исполнителя и группой специалистов ООО”ИнформГеоСервис” в 2000-м году, был защищен производственный отчет “Изучение условий образования и пространственные неоднородности продуктивных горизонтов Южно-Черемшанского месторождения на основе палеомагнитно-петрофизических и литолого-минералогических исследований керна”, а также проведены исследования по комплексированию геофизических и геохимических полей с прогнозом

нефтеносности на Южно-Черемшанском нефтяном месторождении, принадлежащем ЗАО "Томск-петролеум-унд-газ". Достоверность полученных научных результатов прогноза подтверждена бурением скважин №№ 105, 106, 107, 112, 225, 232, (нефть), 102бис (вода), а также на Олимпийском куполовидном поднятии и южной периклинали Болтной структуры в результате промышленного внедрения интеллектуальной геоинформационной системы "НейроИнформГео" в ОГУП "Томскинвестгеонефтегаз". Прогнозные зоны нефтеносности, рассчитанные в ИГС "НейроИнформГео", согласуются с экспертными заключениями, а также коррелируют с прогнозными зонами, полученными независимо в системах "Интерсейс" на основе спектрально-энергетического анализа временного разреза и "Геосейс" на основе фазочастотного анализа сейсмических сигналов, что позволило защитить результаты обработки на совместном заседании ОГУП "Томскинвестгеонефтегаз" и Комитета природных ресурсов Томской области. По полученному прогнозу были разработаны рекомендации к планированию глубокого бурения скважин на Олимпийском куполовидном поднятии.

Таким образом, повышение достоверности интерпретации геолого-геофизических данных с целью прогнозирования геолого-промысловых параметров и пространственного распространения продуктивного пласта позволяет уточнять запасы углеводородов и свойства пласта до ввода, и в процессе разработки, что обеспечивает более эффективную и бережную эксплуатацию существующих месторождений и определяет актуальность представленной диссертационной работы.

**Задачи**

**1.** Разработать методику интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) на основе математического аппарата обучаемых нейронных сетей, позволяющую выделять литологические типы пород вдоль ствола скважины.

**2.** Спрогнозировать литологические типы пород для скважин Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

**3.** Разработать методику комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля с применением нейроинформационных технологий, реализованных в геоинформационной системе «НейроИнформГео».

**4.** Осуществить прогнозирование эффективных толщин осинского горизонта в межскважинном пространстве Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения с построением литологической модели.

**Цель работы**

Целью данной работы является создание методических подходов интерпретации данных геофизических исследований скважин и комплекса атрибутов сейсмического волнового поля, на основе математического аппарата обучаемых нейронных сетей на примере Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

**Научная новизна**

**1.** Впервые показана возможность прямого прогнозирования литологических типов пород карбонатного коллектора осинского горизонта вдоль ствола скважины комплексом методов ГИС (гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), кавернометрия (ДС), акустический каротаж (АК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКП), микробоковой электрический каротаж (МБК), боковой электрический каротаж (БК)), на основе накопления и использования человеческого опыта прогноза и интерпретации в виде паттернов, обученных нейронных сетей на выделенных интерпретатором эталонах. Разработаны методические подходы, позволяющие восстанавливать литологические типы пород вдоль ствола скважины на основе комплексной интерпретации данных ГИС обучаемыми нейронными сетями.

**2.** Разработаны методические подходы, позволяющие осуществлять прогнозирование геолого-промысловых параметров в межскважинном пространстве на основе комплексной интерпретации атрибутов сейсмического

волнового поля обучаемыми нейронными сетями. Выделены инвариантные атрибуты сейсмического волнового поля, характеризующие эффективные толщины карбонатного коллектора осинского горизонта в пределах Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

**3**. На основе предложенного методического подхода уточнена литолофациальная модель месторождения, позволяющая в свою очередь уточнить оценку запасов и перспективы нефтегазоносности.

**Достоверность полученных научных результатов**

Достоверность полученных научных результатов, выводов и рекомендаций диссертационной работы подтверждена результатами экспериментальных исследований и камеральной обработки геолого-геофизических данных ряда месторождений Восточной Сибири, что отражено протоколом «Заседания Научно-Технического Совета (Секция «Геология, Геофизика и Разработка месторождений») ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», протокол №3 от 3 февраля 2011 г.». Выписка из протокола совета: Авторская методика повсеместно применяется для прогноза промысловых и геологических параметров на данных по месторождениям и ЛУ (лицензионных участках) задействованных в проектах ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть». Существенное увеличение достоверности, экономический эффект, выражен в сокращении количества непродуктивных скважин.

**Практическая значимость работы**

На основе нейроинформационных технологий реализованных в геоинформационной системе «НейроИнформГео» разработаны методические подходы интерпретации данных ГИС для выделения литологических типов пород в карбонатных отложениях венда и кембрия Сибирской платформы и комплекса атрибутов сейсмического волнового поля для осуществления прогноза геолого-промысловых параметров в межскважинном пространстве. Методика интерпретации данных ГИС позволила восстановить литологические типы пород в интервале продуктивного осинского горизонта для скважин

Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Данная методика позволяет уточнять результаты стандартного комплекса интерпретации данных ГИС, на этапе интерпретации выявлять и исправлять возможные ошибки, расширять набор входных данных комплексной интерпретации для уточнения прогноза литологических типов в скважинах, где отсутствует какой либо из методов ГИС, необходимый при определении общей пористости посредством решения системы линейных петрофизических уравнений**.** Методика интерпретации комплекса атрибутов сейсмического волнового поля позволяет осуществлять прогнозирование геолого-промысловых параметров с определением значимости используемых атрибутов. По осинскому горизонту Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения осуществлен прогноз эффективных толщин по площади и построена литологическая модель месторождения.

Созданы объекты интеллектуальной собственности:

1. Патент РФ на изобретение № 2477499 «Способ определения мест заложения эксплуатационных скважин при разработке месторождений углеводородов» заявка №20011125437. Приоритет изобретения 20 июня 2011г. авторы: Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Гафуров А.О., Панков М.В., Битнер А.К., Красильникова Н.Б. – 2012 г.
2. Свидетельство о государственной регистрации базы данных в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам: "База данных блока автоматизированного формирования эталонов в интеллектуальной геоинформационной системе "НейроИнформГео"" №201162031 зарегистрирована в Реестре баз данных 23 мая 2011 г., Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Гафуров А.О.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам: "Программа обработки сейсмоакустических и геофизических данных в формате сеток .dat на основе обучаемых

нейронных сетей для формирования эталонов и расчета паттернов" №2011613919 зарегистрирована в Реестре программ для ЭВМ 19 мая 2011 г., Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Гафуров А.О.

**Фактический материал, личный вклад, методы исследования**

Автором лично разработан методический подход интерпретации данных ГИС для выделения литологических типов пород в карбонатных отложениях венда и кембрия Сибирской платформы на основе нейроинформационных технологий, реализованных в геоинформационной системе «НейроИнформГео» и стандартного комплекса интерпретации данных ГИС. Всего данной методикой проинтерпретировано 63 скважины, из них 24 скважины имели полный комплекс ГИС. Автором совместно с Гафуровым О.М. и Конторовичем А.А. разработан методический подход площадной комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля по отслеженному горизонту с построением прогнозных карт эффективных толщин коллектора. Лично автором данная методика доработана и адаптирована применительно к Талаканскому месторождению, проведена, данным методическим подходом, комплексная интерпретация на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении, а также более чем на десятке месторождений и лицензионных участков в пределах Сибирской платформы в рамках подсчетов запасов и выявлении перспективных объектов. Автор являлся ответственным исполнителем двух производственных отчетов по применению и оценке разработанных методических подходов на месторождениях и лицензионных участках компании «НК «Роснефть».

**Апробация работы и публикации**

Работа легла в основу создания вышеуказанных объектов интеллектуальной собственности. Положения диссертации отражены в 21 публикации, одна из них опубликована в сборнике списка ВАК и в двух производственных отчетах нефтяной компании «НК «Роснефть» ответственным исполнителем которых являлся автор. Автор является, одним из организаторов

научно-практического семинара “Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото” и членом редакционной коллегии сборника научных статей выпущенного по результатам работы семинара *[2-ой выпуск “Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото” под ред. Гафурова О.М., Конторовича В.А., Конторовича А.А., Позднякова В.А., Ефимова А.С., Логинова Д.В., Битнера А.К.,* ***Гафурова Д.О.****: 2006 г., Томск, ТПУ, с. 114].*

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

- Во введении обоснована актуальность темы диссертации, определены цели настоящей работы. Поставлены задачи по разработке методик интерпретации данных геофизических исследований скважин и комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля, на основе математического аппарата обучаемых нейронных сетей с осуществлением прогнозирования литологических типов пород вдоль стволов скважин в интервале продуктивного пласта и площадного прогнозирования эффективных толщин коллектора в межскважинном пространстве. А также построение литолого-фациальной модели месторождения на основе полученных результатов. Рассмотрена научная и практическая значимость полученных результатов.

- Первая глава посвящена Талаканскому нефтегазоконденсатному месторождению, в главе представлены общие сведения о месторождении и геолого-геофизической изученности. Освещены объемы и характер сейсморазведочных работ, геофизических исследований и испытаний в скважинах. Представлены сведения об объемах отбора и лабораторных определениях керна. Автором произведен анализ работ посвященных литологической типизацией пород осинского горизонта Талаканского месторождения и сделаны выводы о целесообразности применения нелинейных методов анализа данных, обучаемыми нейронными сетями.

- Вторая глава посвящена разработанной методике интерпретации данных ГИС с применением обучаемых нейронных сетей на примере Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. В главе описана разработанная методика прогнозирования литологических типов пород по комплексу данных геофизических исследований скважин (ГИС) вдоль

ствола скважин в местах отсутствия керновой информации на основе обучения нейронных сетей по охарактеризованным керном участкам скважин. Приведены результаты интерпретации на примере осинского горизонта Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения.

- В третьей главе описана созданная методика прогнозирования геологических и физических параметров по комплексу геолого-геофизических данных, данных сейсмической разведки на основе обучения нейронных сетей. Описано применение методики обучения нейронной сети. Выделены инвариантные атрибуты сейсмического волнового поля, характеризующие эффективные толщины карбонатного коллектора осинского горизонта в пределах Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Представлен прогноз эффективных толщин коллектора в межскважинном пространстве.

- В четвертой главе на основе созданных методических подходов построена и описана литоло-фациальная модель месторождения, позволяющая уточнить оценку запасов и перспективы нефтегазоносности.

- В заключении описаны результаты исследований и промышленного внедрения методик интерпретации, иллюстрирующих эффективность применения разработанных, методических, подходов. Представлена реализация разработанных методов в программном комплексе «НейроИнформГео» с созданием объектов интеллектуальной собственности.

**Защищаемые положения**

1. Созданная методика геологической интерпретации данных ГИС с применением обучаемых нейронных сетей позволяет прогнозировать литологические границы коллектора в разрезе скважин.
2. Разработанная методика интерпретации комплекса атрибутов сейсмического волнового поля с применением обучаемых нейронных сетей, позволяет прогнозировать наиболее вероятные границы площадного распространения продуктивного пласта и его геолого-промысловые параметры.
3. Построенная литолого-фациальная схема Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения, позволяет уточнить перспективы нефтегазоносности этого месторождения.

# ГЛАВА 1. ТАЛАКАНСКОЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

## Общая характеристика месторождения

Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1984 г., расположено в пределах Приленского структурно-денудационного плато Среднесибирского плоскогорья, в административном отношении - на территории Ленского улуса (района) Республики Саха (Якутия), в 210 км. юго-западнее г. Ленска (рис1.1.). Месторождение приурочено к «Главному поясу нефтегазоносности Сибирской платформы», выделенного А.Э. Конторовичем, В.С. Сурковым и А.А. Трофимуком еще в 1982 г. *[Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М.Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск, Наука, 1982, с.22-42.]*. В геологическом строении района работ принимают участие образования архея-нижнего протерозоя (фундамент), протерозоя (рифей и венд), палеозоя (кембрий), мезозоя и четвертичные отложения. Тектоническое строение юго-восточной части Сибирской платформы определяется двумя структурными этажами: кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом. В свою очередь осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса: рифейский и венд-девонский. В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы выделены крупные структуры I порядка: Непский свод и Мирнинский выступ (рис.1.2.). Талаканское месторождение находится в центральной части Непского свода в куполе одноименного (Талаканского) поднятия размером 60 X 120 км., которое серией разрывных нарушений «разбито» на три субмеридиональных блока: Таранский, Центрально- и Восточно-Талаканский. Основная газонефтяная залежь приурочена к осинскому продуктивному горизонту (нижний кембрий, верхняя подсвита билирской свиты) Центрально-Талаканского блока.

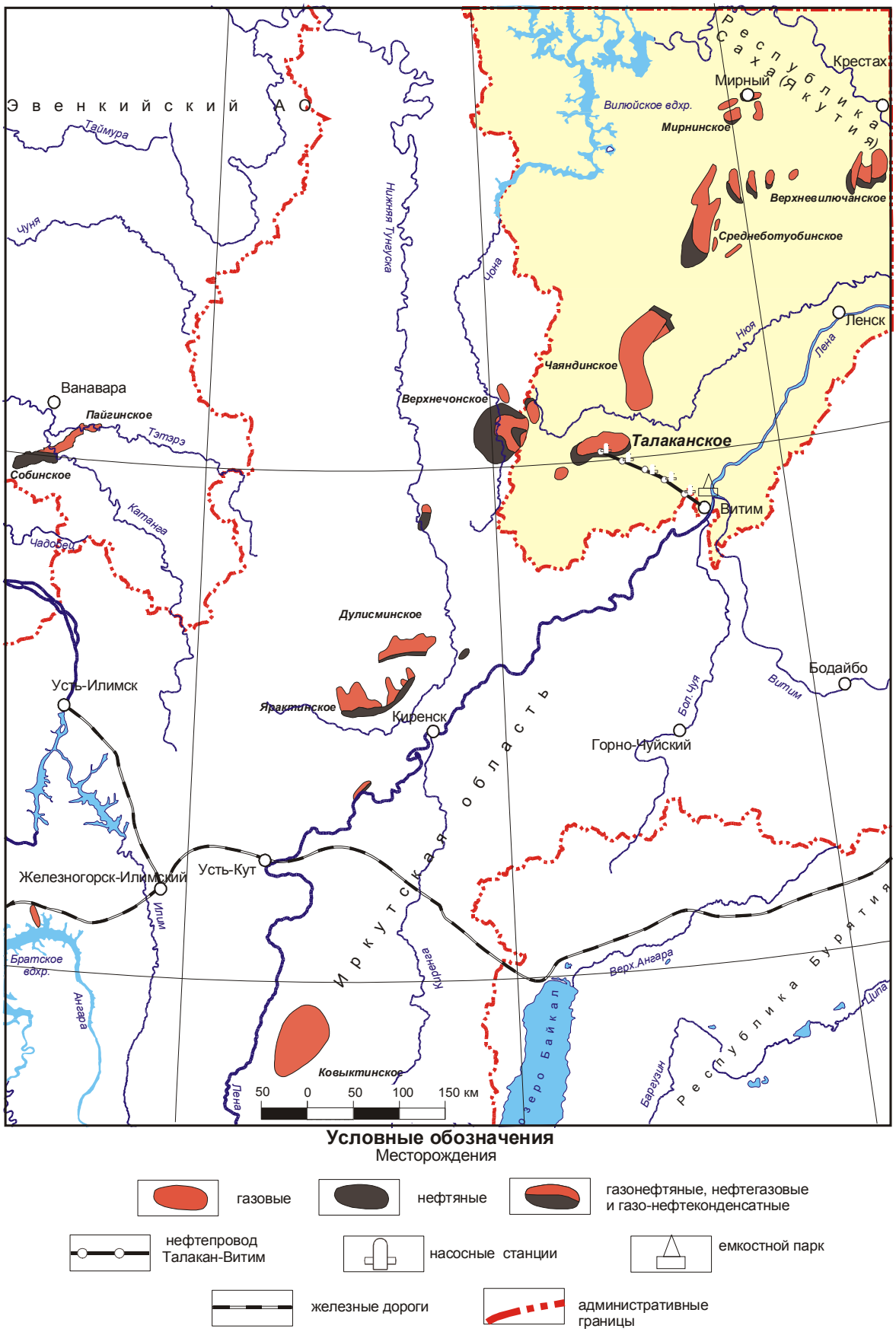



Рис.1.1. Обзорная карта

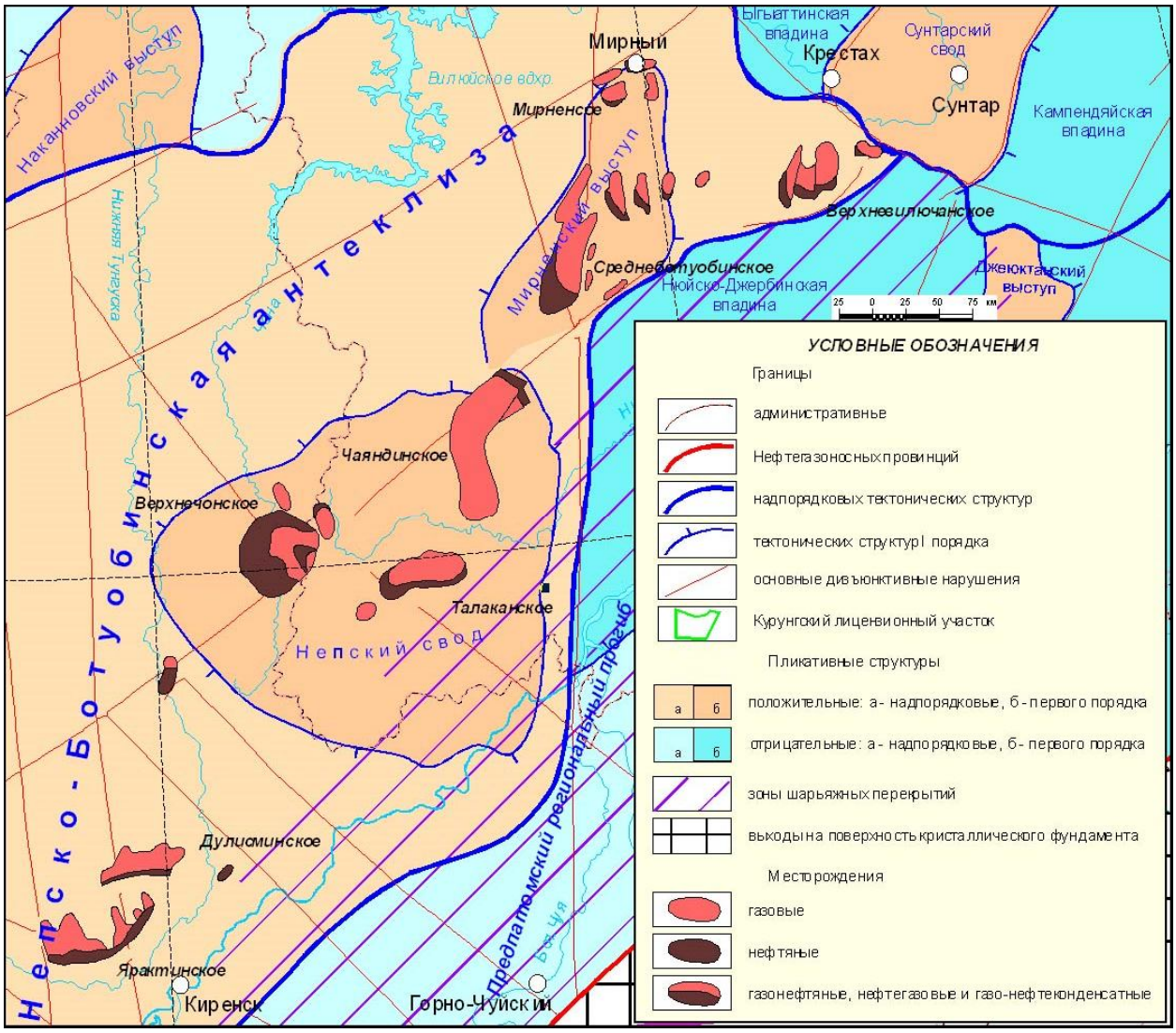



Рис. 1.2. Фрагмент тектонической схемы Сибирской платформы (ред. академик Конторович А.Э., 2002 г.)

Пробная эксплуатация в пределах Центрального блока Талаканского месторождения начата в декабре 1987 года, а с 1996 года проводится опытно-промышленная эксплуатация месторождения по проекту, составленному институтом «Гипровостокнефть» и утвержденному на ЦКР Минтопэнерго. За период пробной (1987-1995 г.) и опытно-промышленной эксплуатации (1996-2002 г.) из залежей Центрального блока Талаканского месторождения добыто 1079 тыс.т нефти, газа – 126 млн.м$^3$.

Динамика добычи нефти по годам в период пробной и опытно-промышленной эксплуатации приведена на рис.1.3 .

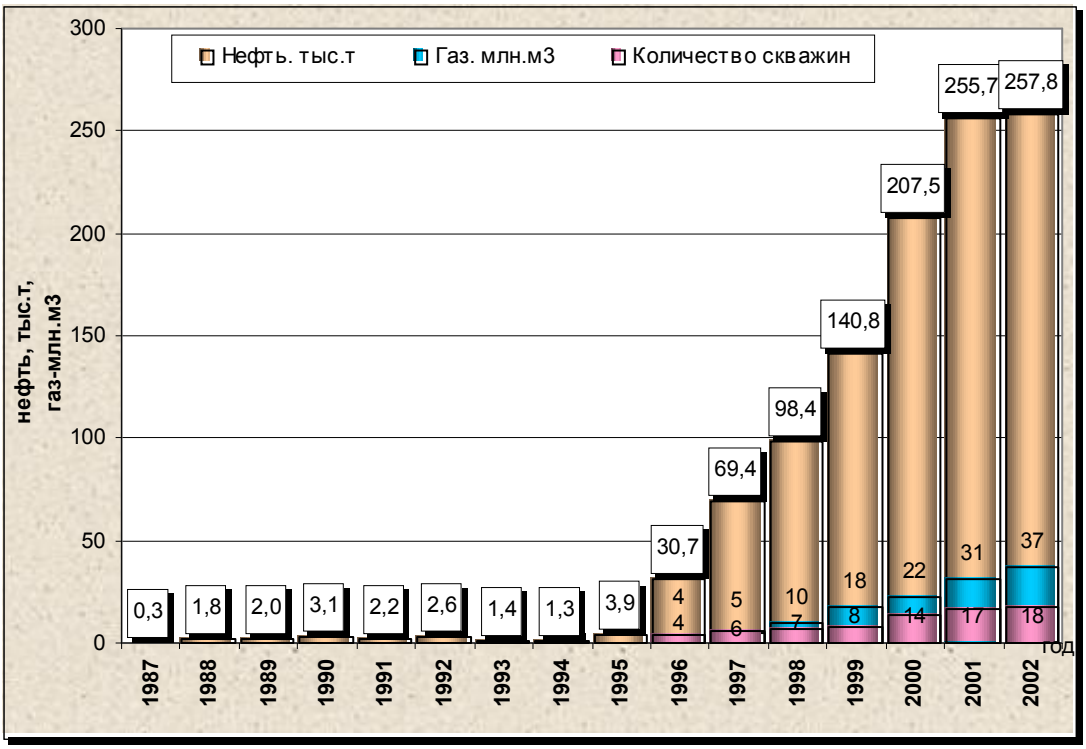



Рис.1.3. Динамика добычи нефти в период пробной и опытно-промышленной эксплуатации.

**Геолого-геофизическая изученность**

Изучение геологического строения района, в пределах которого расположено Талаканское месторождение, началось с середины шестидесятых годов с геологической, аэромагнитной, гравиметрической и электроразведочной съёмок. Работы проводились с целью выделения крупных структурно-тектонических элементов и выбора направления нефтепоисковых работ.

Территория покрыта геологической съемкой масштабов 1:1000000, 1:500000, 1:200000, гравиметрической съемкой масштабов 1:1000000 и 1:200000, аэромагнитной съемкой масштабов 1:1000000 и 1:200000 и электроразведочными исследованиями в модификациях МТЗ и ЗСБ по очень разреженной сетке.

**Сейсморазведочные работы**

Сейсморазведочные работы методом отраженных волн (МОВ) и методом регулируемого направленного приема (МРНП) на месторождении проводились, начиная с 1973 года. Работы были направлены на поиск и разведку структурных залежей нефти и газа. Сейсморазведочные исследования методом общей глубинной точки (МОГТ) были впервые проведены в 1976 г.

В результате поэтапного проведения поисковых сейсморазведочных работ МОГТ в течении 1978-80 годов было уточнено строение Талаканского поднятия, оконтуренного изогипсой -1100 м. (горизонт $M_2$, кровля терригенных отложений венда). В контурах этой изогипсы в состав поднятия дополнительно включены два приподнятых участка, расположенные к востоку от его центральной части. В границах изогипсы -1100 м. поднятие имеет площадь 1755 км$^2$, амплитуду 150 м. Плотность сети наблюдений в его пределах составляет 0,49 пог.км/кв.км. Талаканское поднятие имело субмеридиональное простирание с размерами 65х50-20 км.

Структурные построения дважды (1977-88, 1993-94 г.г.) уточнялись детализационными сейсморазведочными работами в основном по системе 24х-кратных МОГТ. В результате проведенных работ уточнено строение Центрального и Таранского блоков Талаканского месторождения, зоны их сочленения и прилегающей территории по горизонтам А(II -пограничные слои юрегинских галогенных пород и верхнебилирских карбонатных отложений нижнего кембрия) и $M_2$(КВ - кровля терригенных отложений венда), уточнена граница замещения коллекторов осинского горизонта.

Талаканское месторождение приурочено к Таранской и Талаканской локальным структурам, ограниченным по кровле терригенных отложений венда изогипсой 1100 м. и разделённым линейным прогибом северо-западного простирания. Талаканская структура (Талаканское поднятие) в свою очередь ещё одним прогибом северо-западного простирания разделяется на две

структуры более мелкого порядка. В соответствии с этим в составе месторождения выделяется три блока: Таранский, Центральный и Восточный.

В 1995-96 г.г. выполнены целенаправленные работы по переработке и переинтерпретации сейсморазведочных материалов в комплексе с данными бурения. Переинтерпретация старых профилей по новым методикам давала определенное количество новой информации, позволяющее внести существенные коррективы в прогноз нефтегазоносности как в региональном плане, так и для отдельных участков.

В 2003 году ЗАО «Красноярсгеофизика» была проведена переинтерпретация сейсморазведочных профилей в объеме 610 п.км.

Переобработка сейсмических материалов проводилась с применением обрабатывающей системы PROmax на рабочих станциях SUN SPARCstation и была направлена на увеличение соотношения сигнал/помеха при максимальной временной разрешённости.

В пределах Центрального блока Талаканского месторождения, контролирующего основные по запасам залежи нефти, объем сейсморазведочных работ методом МОГТ составляют 421,4 п.км. Информативная плотность сейсморазведочных работ в пределах указанного блока составляет 0,66 п. км/км$^2$.

**Бурение**

История разведки бурением Центрального блока тесно переплетается с Талаканским месторождением в целом, в состав которого так же входят Таранский и Восточные блоки. Ранее на начальном этапе геологоразведочных работ Восточный блок именовался Центрально-Талаканским.

Впервые промышленная газоносность месторождения была установлена в 1981 году получением из параметрической скважины 809, пробуренной в пределах Восточного блока, притока газа из терригенных коллекторов хамакинского горизонта вендского возраста. Она явилась

первооткрывательницей Центрально-Талаканского месторождения, учтенного в Госбалансе впервые в 1984 году.

При проведении глубокого бурения на территории Талаканской площади прослеживается общепринятая стадийность. На региональном этапе пробурен ряд параметрических скважин (1979 – 1987 годы).

Поисковый этап по времени осуществлялся практически одновременно с разведочным. Основанием для постановки поискового бурения явились данные сейсморазведки, по результатам которой в 1979-80 годов была подготовлена структура по горизонту КВ (кровля терригенных отложений венда) Талаканская структура.

С 1982 года заложены первые поисковые скважины в пределах Центрально-Талаканского блока (Восточного), а в 1985 году впервые был получен промышленный приток газа из карбонатных коллекторов осинского горизонта нижнего кембрия. 1984 году заложены поисковые скважины на Таранском блоке. В пределах Центрального блока поисковые скважины не закладывались.

Разведочный этап на Талаканском месторождении проводился с 1981 года с разбуривания Восточного блока. По результатам бурения 7 разведочных скважин со вскрытием кристаллического фундамента были установлены неудовлетворительные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) терригенных коллектор венда и подтверждена промышленная газоносность карбонатных коллекторов осинского горизонта.

В Центральном блоке месторождения первая разведочная скважина 827 была заложена в 1986 году и в ней при испытании в 1987 году из осинского горизонта впервые был получен промышленный приток нефти дебитом 77 $м^3$/сут.

Начиная с 1987 года, на пределах Центрального блока Талаканского месторождения проводятся целенаправленные разведочные работы для

изучения модели строения осинской залежи, установления пространственного распространения пород-коллекторов и оценки запасов нефти и газа.

В этот же промежуток времени интенсивно ведутся поисковые и разведочные работы на примыкающей с запада к Центральному блоку Таранской структуре, из 7 пробуренных скважин в 6 установлена промышленная газоносность осинского горизонта.

С 1989 года разведочные работы в Таранском и с 1992 года в Восточном блоках прекращаются, все работы концентрируются в Центральном блоке с целью ускоренной подготовки промышленных запасов нефти.

Размещение разведочных скважин осуществлялось по принципу равномерного охвата площади месторождения. Первые разведочные скважины укладываются в два профиля субмеридианальной ориентации. В 1987-1990 г.г. с целью сокращения сроков разведки месторождения и трассирования границ выклинивания пород-коллекторов, наряду со строительством полноценных глубоких скважин, велось бурение скважин малого диаметра (112-120.5 мм).

Для геологической, технологической и экономической оценки эффективности бурения скважин с горизонтальным стволом и выяснения целесообразности их широкого использования на месторождении в 1994 году пробурена первая разведочная экспериментально-техническая наклонно-горизонтальная скважина 179-76г, из которой при испытании был получен дебит нефти до 400 $м^3$/сут. На заключительной стадии разведки для решения геологических задач пробурено еще две разведочных наклонно-горизонтальных скважины, которые также дали положительный эффект (179-83г, 179-86г).

С 1999 года начинается бурение эксплуатационных наклонно-горизонтальных скважин с целью формирования первоочередного семиточечного элемента на участках опытно-промышленной разработки осинского горизонта.

В 2002 году пробурена разведочно-эксплутационная скважина 179-1РЭС до соленосного пласта в юрегинской свите с целью создания участка рассолопромысла.

Всего в течение 1986-2003 г.г. в пределах Центрального блока Талаканского месторождения было пробурено 57 глубоких скважин, в том числе: 41 разведочная скважина, 15 – эксплутационных, 1 – эксплутационно-разведочная (таблица 1.1.).

Из 41 разведочных скважин, законченных испытанием, в контуре нефтегазоносности оказалось 39 (за контуром залежи скважины 179-44м и 179-49м), 37 скважин продуктивные, давшие промышленные притоки нефти или газа (в скважине 179-72 непромышленный приток нефти, в скважине 179-62-фильтрат с пленкой нефти).

Таблица 1.1. Объемы глубокого бурения в пределах Центрального блока Талаканского месторождения по состоянию на 01.06.2003 г.

| Категория скважин | Количество скважин | Объем проходки м |
|---|---|---|
| Разведочные | 41 | 48689 |
| Разведочно-эксплутационные | 1 | 985 |
| Эксплутационные | 15 | 20918 |
| *Всего* | *57* | *70592* |

По состоянию на 01.10.2004 года из 57 скважин, пробуренных в пределах Центрального блока месторождения:

- 13 продуктивных разведочных скважин (179-20, 179-22, 179-25, 179-27м, 179-31м, 179-32, 179-37, 179-42м, 179-43м, 179-45м, 179-48м, 179-54м, 179-62) были ликвидированы по геологическим причинам, из них 7 скважин пробурены стволом малого диаметра, использование которых в качестве добывающих невозможно из-за несоответствия условиям эксплуатации конструкций скважин. Ликвидация еще 6 скважин была произведена в

основном после испытания газовых частей залежей, которые будут эксплуатироваться только на конечной стадии разработки месторождения;

- 14 продуктивных разведочных скважин находятся в консервации, из которых 12 запланированные к переводу в эксплуатацию (179-23, 179-35, 179-36, 179-51, 179-52, 179-59, 179-60, 179-61, 179-64, 179-70, 179-75, 179-80), а 2 скважины не включены в фонд эксплутационных (179-53 – газовая и 179-72 - давшая непромышленный приток нефти);
- 22 скважины находятся в эксплуатации, из них 8 разведочных продуктивных скважин (179-38, 179-69, 179-76г, 179-79, 179-82г, 179-83г, 179-86г, 179-92) и 14 эксплутационных (179-001г, 179-002г, 179-003г, 179-004г, 179-005г, 179-006г, 179-008г, 179-12, 179-14, 179-15, 179-16, 179-17, 179-84г, 179-87г);
- 3 разведочные скважины (179-78, 827, 179-63) в ожидании продолжения опытно-промышленной эксплуатации;
- 2 скважины в ожидании опытно-промышленной эксплуатации, из них 1 - эксплутационная (179-007), 1 – разведочно-эксплутационная (1РЭС);
- 1 скважина ликвидирована(179-67), как давшая фильтрат с пленкой нефти;
- 2 скважины ликвидированы (179-49, 179-44м), т.к. оказались за контуром залежи.

Сведения о распределение объемов бурения по залежам представлены в таблице 1.2.

**Опробование и испытание скважин**

Опробование продуктивного горизонта производилось как в процессе бурения, так и в эксплуатационной колонне.

Из 52 опробованных скважин промышленные притоки нефти и газа дали 48 скважин. В двух скважинах получены непромышленные притоки нефти

(179-45м, 179-72,), в скважине 179-67 получен фильтрат с пленкой нефти, а скважина 179-44М «сухая».

Дебиты газовых объектов колеблются (скважины 179-54 и 179-64) от 213,7 до 426,4 тыс. при депрессиях соответственно 3,64 и 1,75 МПа.

Получены притоки нефти дебитом от 0,8 $м^3$/сут. (скважина 179-72) до 198,4 $м^3$/сут. (скважина 179-63) при депрессиях от 0,51 до 6,70 МПа.

Максимальные притоки нефти до 400,8 $м^3$/сут при депрессии 0,80 МПа получены на стадии завершения разведки и в дальнейшем при проведении опытно-промышленной эксплуатации в скважине 179-76 с наклонно-горизонтально ориентированным стволом.

Практически во всех случаях установлен положительный эффект в результате проведения солянокислотных обработок.

Промышленная ценность выявленных залежей подтверждена длительной пробной эксплуатацией скважин 179-70,179-63, 827.

**Вертикально сейсмическое профилирование (ВСП)**

Работы ВСП проводились с 1976 по 1991 годы. ВСП проведено в 6 скважинах Талаканского месторождения (скважины 870, 804 - Таранский блок, 179-007 - Центральный блок, 812, 817, 818 – Восточный блок). В результате исследований прослежено 10-11 скоростных пластов, выполнена стратификация отражающих горизонтов, выделенных наземной сейсморазведкой.

**Геофизические исследования в скважинах**

Общие геофизические исследования в скважинах включали: боковой каротаж (БК), в скважинах на токопроводящих промывочных жидкостей (ПЖ) и индукционный каротаж (ИК) в скважине 179-59 (пробурена на токонепроводящей жидкости), кавернометрию (ДС), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), инклинометрию.

Таблица 1.2. Сведения о геолого-геофизической изученности Талаканского месторождения (Центральный блок)

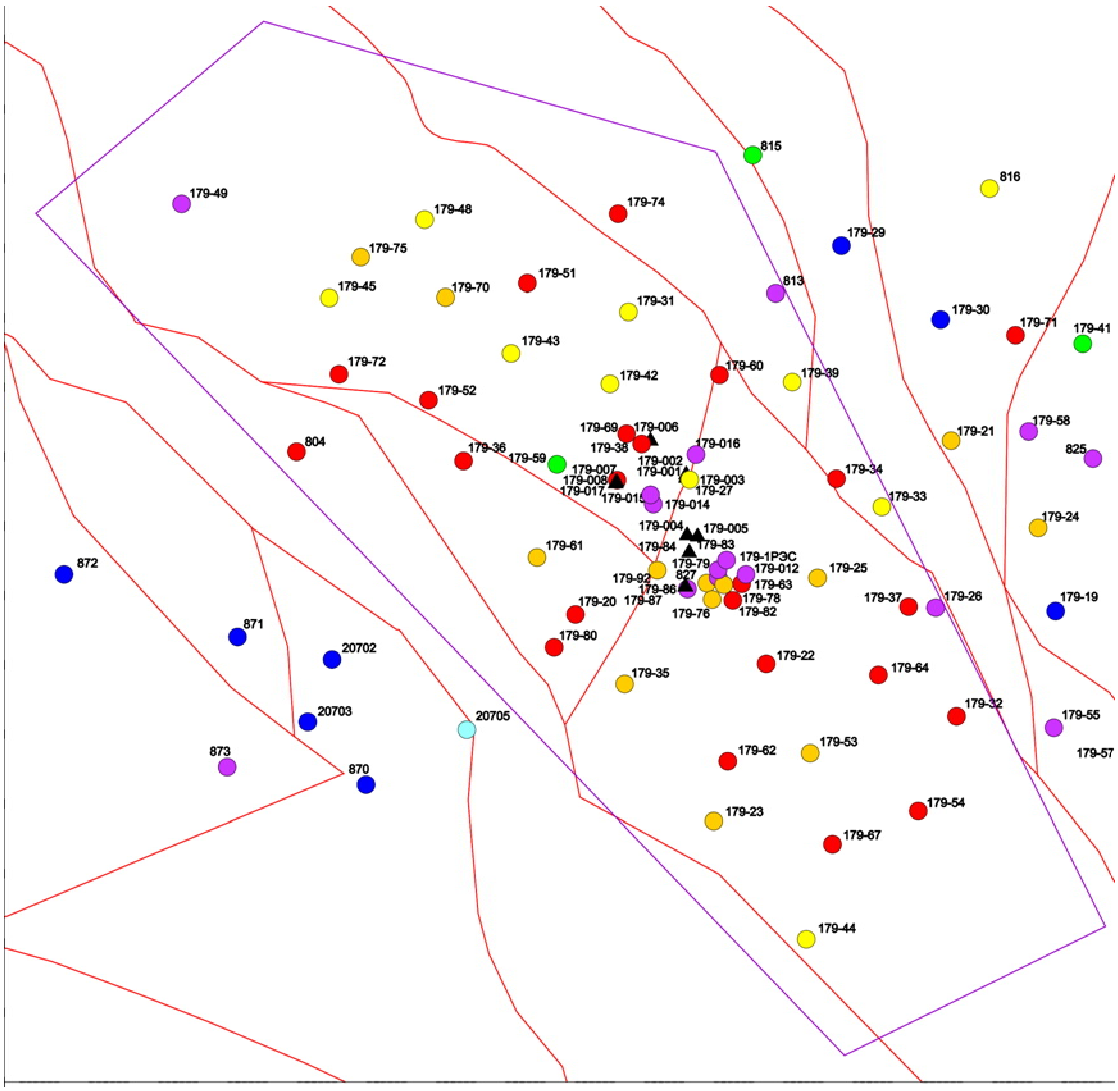
| № пп | Наименование | | Характеристики | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Зал.I | Зал. II | Зал. III | Центральный блок |
| 1. | Число разведочных скважин, шт. | всего | 14 | 5 | 22 | 41 |
| | | в контуре нефтеносности | 13 | 5 | 21 | 39 |
| 2. | Число эксплуатационных скважин, шт | всего | 8 | - | 7 | 15 |
| | | в контуре нефтеносности | 8 | - | 7 | 15 |
| | Число разведочно-эксплуатационных скважин, шт | всего | - | - | 1 | 1 |
| | | в контуре нефтеносности | - | - | 1 | 1 |
| 3. | Объем проходки с отбором керна в продуктивных пластах, м | | 506.8 | 177.8 | 649.5 | 1344.1 |
| 4. | Вынос керна из продуктивных пластов, м | | 347.25 | 88.6 | 345.7 | 781.6 |
| 5. | Количество исследований керна, участвующих в построении модели, шт | пористости | 424 | 136 | 566 | 1126 |
| | | проницаемости | 404 | 125 | 485 | 1014 |
| | | водо-насыщенности | 285 | 75 | 435 | 795 |
| | | коэф. вытеснения | 18 (из них 6 на образцах большого диаметра) | | | |
| | | кривых ОФП | не определялась | | | |
| 6. | Количество проб нефти, шт | всего | 13 | 4 | 22 | 39 |
| | | в т.ч. глубинных | 5 | 3 | 15 | 23 |
| 7. | Объемы сейсморазведочных работ, пог.км/кв.км | МОВ | | | | 35,5 |
| | | ОГТ 2D | | | | 421,4 |
| | | ОГТ 3D | | | | - |

Детальные исследования состояли из основных, дополнительных и специальных видов. Основные детальные исследования, предусмотренные к выполнению во всех скважинах, включали: кавернометрию (ДС), микробоковой электрический каротаж (МБК), боковой электрический каротаж (БК),

акустический каротаж (АК), гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК). Дополнительные детальные исследования предусматривались для решения целевых задач и их выполнение обуславливалось целесообразностью в каждом конкретном случае, а также наличием работоспособной аппаратуры видов ГИС, находящихся на стадии опытно-промышленного опробования. Эти исследования включали: гидродинамический каротаж (ГДК) с шагом исследования через 0,4 м; отбор проб пластовых флюидов опробователем на каротажном кабеле (ОПК); гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКП), п=0,1 усл. ед/см; нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКТ); отбор образцов горных пород сверлящими керноотборниками (СКО). На рис 1.4. представлена схема освещенности изучаемой территории, включая Таранский блок, геофизическими исследованиями скважин.

**Сведения об объемах отбора и лабораторных определениях керна** Литология и петрофизические параметры продуктивного горизонта в пределах Центрального блока изучены на представительном керновом материале 39 скважин, из них 14 скважин расположены в пределах залежи I, 5 скважин – в залежи II и 20 – в залежи III. Всего с отбором керна пройдено по продуктивному осинскому горизонту (О-I) – 1344.1 м, вынос керна составляет 781,6 м (65% от проходки). По нефтегазонасыщенной толщине пройдено 491,5 м, что составляет 54%. Распределение отбора и выноса керна по залежам приведены в таблице 1.2.. В целом по Центральному блоку месторождения в пределах продуктивного горизонта на образцах керна выполнено 2733 определения открытой пористости, 2535 – проницаемости, 1469- остаточной водонасыщенности.

По залежам и всей изучаемой территории, включая Таранский блок, схема освещенности выноса керна в скважинах представлена на рис. 1.5.



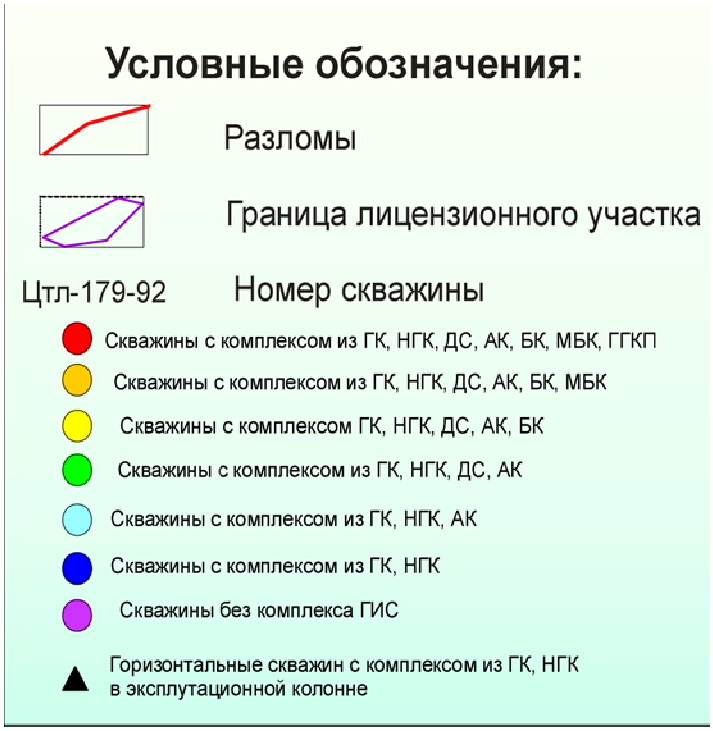
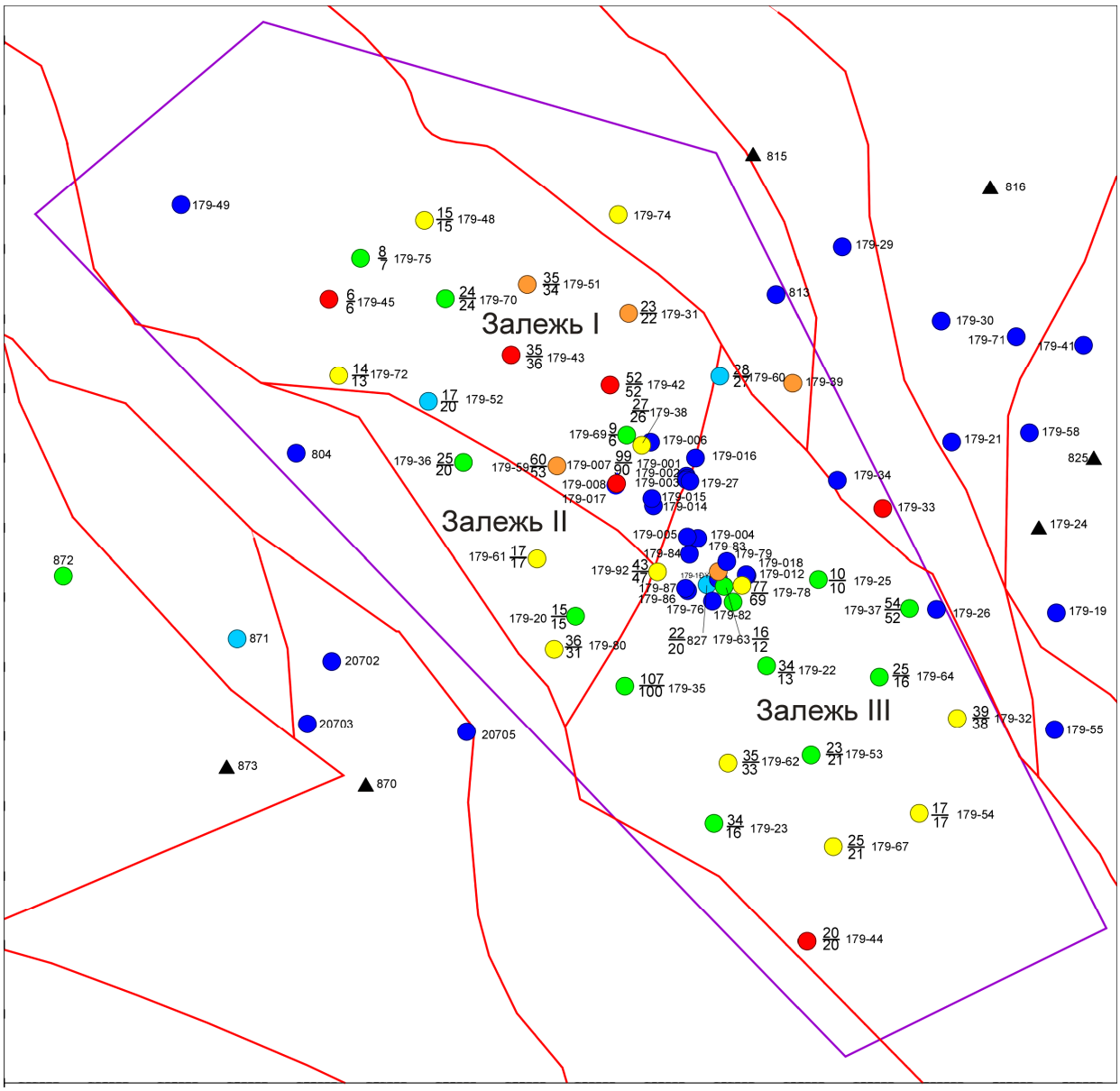




Рис.1.4. Схема освещенности изучаемой территории геофизическими исследованиями скважин.




## Условные обозначения:

Разломы

Граница лицензионного участка

179-92 43/47 Номера скважин
Количество образцов керна по скважине, участвующих в построении модели (шт.)
в числителе- пористости;
в знаменателе-проницаемости

Освещенность керном продуктивного горизонта О-I

- от 0 до 10%
- от 10% до 30%
- от 30% до 50%
- от 50% до 70%
- от 70% до 90%
- от 90% до 100%

▲ Описание шлифов ( данные по лабораторным исследованиям керна отсутствуют)

Рис.1.5 Схема выноса керна в скважинах на исследуемой территории.

**Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

В геологическом строении района работ принимают участие образования архея-нижнего протерозоя (фундамент), протерозоя (рифей и венд), палеозоя (кембрий), мезозоя и четвертичные отложения. В пределах Центрального блока наиболее полный разрез осадочного чехла вскрыт скважиной Талаканская 827, в пределах Талаканского месторождения в целом– скважинами Талаканская 870 и 804.

Ниже приводится характеристика разреза в соответствии со стратиграфической схемой утвержденной МСК (1988г.) и принятой в Республике Саха (Якутия). Сведения по стратиграфическому расчленению разреза месторождения представлены на сводном разрезе рис.1.6.

*Архей-нижний протерозой ($Ar$ –$PR_1$)*

Отдельными скважинами Талаканского месторождения вскрываются литифицированные метаморфические образования, представленные хлорит-биотитовыми сланцами, филлитами темно-серого до черного цвета. Толща пород предположительно отнесена к фундаменту. Вскрытая мощность этих образований в пределах Центрального блока составляет 39м (скважина Талаканская 827), в пределах месторождения от 11 м в скважине Талаканская 822 до 266м в скважине Таранская 870.

*Верхний рифей ($R_3$)*

*Конгломератовая толща ($R_3kng$).*

Вскрывается отдельными скважинами (803, 804, 808) в наиболее прогнутых участках территории. В пределах Центрального блока не вскрыта. Сложена, преимущественно, крупнозернистыми песчаниками, содержащими окатанную и неокатанную гальку глинистых пород, кварца. Песчаники зачастую переходят в конгломераты или содержат прослои конгломератов. Песчаники серого, буровато-серого цвета, конгломераты – красновато-коричневого.

Вскрытая толщина варьирует в широких пределах: от 31м в скважине Талаканская 803 до 428 м в скважине Талаканская 804.

*Верхний рифей – венд ($R_3$–V)*

*Талаканская свита ($R_3$–V tl)*

По литологическим признакам делится на две пачки - нижнюю и верхнюю.

Нижняя пачка залегает со стратиграфическим и угловым несогласием на породах фундамента, либо на конгломератовой толще.

Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов (толщина прослоев до 0,3-0,5 м). Песчаники красно-бурые и буровато-зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, алевритистые с горизонтально-пологоволнистой слоистостью. Слоистость градационная, подчеркнутая наличием глинисто-слюдистого материала по плоскостям напластования. Толщина пачки в скважине Талаканская 827 составляет 18 м, увеличиваясь в мощности до 89м в скважине Талаканская 803.

Верхняя пачка сложена преимущественно аргиллитами, содержащими прослои алевролитов и редко прослои песчаников и доломитов. Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, иногда алевритистые, слабокарбонатные, тонкогоризонтальнослоистые, по наслоению слюдистые. Алевролиты красновато-бурые, зеленовато-серые, глинистые, слюдистые, горизонтально и волнистослоистые, прослои от нитевидных до 5 см. Доломиты темно-серые, глинистые, с тонкой горизонтальной, иногда пологоволнистой слоистостью. Толщина пачки в скважине Талаканская 827- 43 м.

Максимальная толщина свиты, вскрытая скважинами Талаканского месторождения, составляет 255м (скважина Талаканская 803).

*Хоронохская свита ($R_3$–V hrn).*

В пределах площади свита залегает либо на отложениях талаканской толщи, либо на породах фундамента. Возрастных аналогов хоронохской свиты в соседних литофациальныых зонах не установлено. В пределах Центрального блока скважинами не вскрыта.

Свита сложена кварцевыми песчаниками. Песчаники светло-серые, иногда с желтоватым или с зеленоватым оттенками, слоистые, мелко- среднезернистые с редкими прослоями алевролитов слоистых, песчаных, серого цвета, иногда с тонкими (2-3 мм) слойками зеленовато-серых аргиллитов. Вскрытая толщина свиты до 62 м в скважине Талаканская 870.

В хоронохской свите на Верхневилючанском и Вилюйско-Джербинском месторождениях выделяется *вилючанский нефтегазоносный пласт (Вл).*

*Венд (V)*

*Талахская свита (V tlh)*

Залегает с перерывом на талаканской свите и сложена пестро - окрашенными песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, в подошвенной часто встречается прослой гравелита.

Толщина свиты от 54 м в скважине 827 Центрального блока до 69 м в скважине Талаканская 818.

*Паршинская свита (V pr)*

Залегает с перерывом на породах талахской свиты, по литологическим признакам делится на две пачки - нижнюю и верхнюю.

Нижняя пачка сложена аргиллитами, содержащими редкие прослои алевролитов. Аргиллиты зеленовато-серые с горизонтальной, волнистой и полосчатой слоистостью, обусловленной возрастанием доли алевритистого материала по плоскостям напластования и вкраплениями пирита. Алевролиты серые, глинистые с тонкой горизонтальной слоистостью, плитчатые до листоватых. Толщина пачки от 79 м в скважине Талаканская 827 Центрального блока до 101 м в скважине Талаканская 806.

В основании верхней пачки залегают песчаники серые и темно-серые, средне- крупнозернистые до гравелитов, косослоистые, по составу обломочной части кварцевые, окатанность зерен хорошая. Эти песчаники выделяются в аналог хамакинского горизонта. Выше по разрезу залегает толща темно-серых,

зеленовато-серых, участками трещиноватых тонкослоистых аргиллитов и алевролитов, переходящих в тонкозернистые глинистые песчаники. Толщина верхней пачки варьирует от 71 м в скв. Талаканская 811 до 125м в скважине Талакансая 808 в пределах Центрального блока в скважине Талаканская 827 - 90 м.

Суммарная толщина паршинской свиты от 137 м в скважине Талаканская 816 до 220м в скважине Талаканская 828.

*Иктехская серия*

Иктехская серия подразделяется на три свиты: бюкскую, успунскую и кудулахскую.

*Бюкская свита(V bk)*

Свита подразделяется на две подсвиты - нижнюю (ботуобинская толща) и верхнюю.

Нижняя пдсвита распространена не повсеместно, пелито-алевритового состава, в ее подошве встречаются песчаники. Вскрытая толщина подсвиты на месторождении до 9 м.

Верхняя подсвита распространена повсеместно. Сложена доломитами, ангидрито-доломитами, с прослоями доломитовых мергелей, линз и тонких прослоев аргиллитов. Доломиты серые, темно-серые, массивные, в разной степени сульфатизированные, тонкозернистые до микрозернистых. Доломито-ангидриты имеют брекчиевидный облик. Толщина подсвиты 22 м в скважине Талаканская 827, увеличиваясь до 69 м в скважине Талаканская 808.

Общая толщина бюкской свиты на Талаканском месторождении меняется от 13 м в скважине Талаканская 816 до 75м в скважине Талаканская 808.

*Успунская свита(V usp)*

Отложения свиты с перерывом залегают на породах бюкской свиты. Сложена сероцветными с коричневатым или зеленоватым оттенком

глинистыми доломитами, доломитовыми мергелями и аргиллитами. Отдельные прослои доломитов ангидритизированы.

Минимальная толщина свиты вскрыта в скважине Талаканская 827 Центрального блока месторождения - до 63 м увеличиваясь до 138м в скважине Талаканская 826.

*Кудулахская свита(V kd )*

Согласно залегает на отложениях успунской свиты. Разрез свиты представлен чистыми разностями доломитов, глинистыми доломитами, в меньшей мере - аргиллитами. Чистые разности доломитов светло-коричневато-серые, тонкозернистые, слоистые до массивных, иногда с сахаровидным изломом, в верхней части разреза - известковистые до известковых, ангидритизированные в той или иной степени. Присутствуют водорослевые разности с характерной тонковолнистослоистой текстурой. Глинистые доломиты обычно более темные, с зеленоватым оттенком, тонкозернистые, тонкослоистые, часто переслаиваются с такими же по цвету аргиллитами.

Толщина свиты в пределах месторождения варьирует от 40м в скважине Таранская 826 до 113м в скважине Талаканская 803. В скважине Талаканская 827 Центрального блока составляет 88 м.

*Венд - нижний кембрий ($V-\in_1$)*

*Юряхская свита ($V-\in_1 jurh$)*

По литологическим особенностям подразделяется на две подсвиты.

Нижняя – согласно залегает на отложениях кудулахской свиты. Сложена известняками и доломитами серыми со слабым коричневатым оттенком с включениями кристаллов ангидрита. На площади месторождения толщина подсвиты меняется от 13м в скважине Талаканская 803 до 25м в скважине Талаканская 824. В скважинах Центрального блока месторождения до 18 м (скважина Талаканская 827).

Верхняя подсвита представлена доломитами, часто известковистыми и глинистыми, известняками иногда доломитовыми с прослоями доломитовых мергелей и аргиллитов, доминирующих в подошве подсвиты. Известняки и доломиты серые, темновато-серые с коричневатым или зеленоватым оттенком, иногда водорослевые. Аргиллиты и мергели серого и темно-серого цвета, иногда с зеленоватым или коричневатым оттенком. Толщина подсвиты от 32м в скважине Таранская 872 до 54м в скважине Талаканская 801, в пределах Центрального блока в скважине Талаканская 827 составляет 37м.

Суммарная толщина свиты варьирует от 54м в скважине Талаканская 815 до 74м в скважине Талаканская 801, в скважине Талаканская 827 составляет 55 м.

*Кембрийская система($\in$)*

*Нижний отдел($\in_1$)*

*Билирская свита($\in_1$bl)*

Отложения билирской свиты согласно залегают на подстилающих отложениях юряхской свиты венд-кембрия и подразделяются на нижнюю и верхнюю подсвиты. На рис.1.7. представлена геолого-геофизическая характеристика свиты.

Нижнебилирская подсвита характеризуется стабильностью мощностей и литологического состава пород. В составе подсвиты можно выделить две пачки.

Нижняя пачка в основании сложена доломитами серыми, темно-серыми, скрытозернистыми, слоистыми и массивными, с редкими гнездами ангидрита, стяжениями кремня и слойками зеленовато-серых аргиллитов. В верхней части пачки увеличивается глинистость пород, появляются тонкие прослои зеленовато-темно-серых сильно глинистых доломитов и ангидритов темно-серых, мелкозернистых с линзами и гнездами черного глинистого материала.

Верхняя пачка сложена доломитами серыми со слабым коричневатым оттенком, скрытозернистыми; доломитами темно-коричневато-серыми, массивными с нечеткими стилолитовыми швами; доломитами строматолитовыми, с четкой волнистослоистой текстурой. В кровле пачки отмечается засолонение до появления пластов каменной соли.

Общая толщина подсвиты в скважинах Центрального блока меняется от 21 м до 27м (скважины 179-37и 179-22), в пределах месторождения от 15м до 35м (скважины Талаканская 801 и Центрально Талаканская 19).

Верхнебилирская подсвита также стабильна по мощности и литологическому составу. По составу делится на три пачки.

В основании подсвиты (нижняя пачка) выделяется слой доломитов серых, зеленовато-серых, тонкозернистых, линзовиднослоистых, глинистых. В ряде разрезов отмечаются прослои аргиллитов более темных, чем доломиты. Толщина пачки 1-3м в некоторых скважинах Центрального блока не вскрыта полностью.

Средняя пачка составляет основной объем подсвиты. Она сложена на разных частях территории органогенными доломитизированными известняками и доломитами, причем в нижней части пачки преобладают известняки, а в верхней - доломиты. Известняки серые, коричневато-серые, массивные, иногда пористые и мелкокавернозные. Доломиты светло-коричневато-серые, тонкозернистые, известковистые, кавернозные. Во многих разрезах порода имеет сложную текстуру, возникшую в результате интенсивных вторичных процессов. Отмечаются стилолитовые швы, гнезда ангидрита. Эта пачка выделяется как продуктивный горизонт О-I (осинский I), являющийся основным продуктивным уровнем при эксплуатации Талаканского месторождения. Толщина средней пачки на месторождении 28 – 53м (скважины Талаканская 818 и Центрально-Талаканская 23) и в скважинах Центрального блока 40-53м (179-43 и 179-54 ).

Верхняя пачка сложена темными, тонкозернистыми, слоистыми, в различной степени глинистыми доломитами с прослоями зеленовато-серых тонкослоистых аргиллитов и слойками коричневато серых ангидритов. Порода засолонена. Толщина ее меняется от 7 м во многих скважинах Центрального блока до 12 м в скважине 179-60.

Общая толщина подсвиты варьирует от 38 - 64 (Талканская 818 и Центрально-Талаканская. 179-67), в большинстве разрезов скважин Центрального блока - 53-55 м.

Суммарная толщина билирской свиты в пределах 67 – 90м (скважины Талаканская 818 и Центрально-Талаканская 179-19).

*Юрегинская свита($\in_1$jurg)*

Отложения юрегинской свиты согласно залегают на отложениях билирской свиты. Разрез свиты сложен мощной толщей каменной соли белой, розовато-серой, с подчиненными прослоями доломитов серых, темно-серых, массивных и аргиллитов темно-серых, реже известняков зеленовато-серых. Толщина отдельных пластов каменной соли достигает 35-60 м.

Общая мощность свиты изменяется за счет солей и составляет в разрезе скважины Центрально-Талаканская 179-60 - 213 м, увеличиваясь в отрицательных структурах до 308 м (разрез Талаканской скважины 804).

*Нелбинская свита($\in_1$nl)*

Отложения нелбинской свиты согласно залегают на отложениях юрегинской свиты. Свита сложена переслаивающейся толщей доломитов глинистых, ангидритистых с аргиллитами серыми, зеленовато-серыми, иногда пестроцветными, имеющих тонкие прослои ангидритов и ангидритами.

Ангидриты иногда образуют слои до 4м. В них отмечаются слойки и гнезда глинистого материала. Иногда в нижней части свиты встречается засолонение, вплоть до прослоев солей. В разрезах скважин нелбинская свита

проявляется как пачка существенно глинистого состава, залегающая на верхнем пласте каменной соли юрегинской свиты.

Толщина отложений нелбинской свиты на Талаканской площади сравнительно выдержана и колеблется в пределах 52-62 м.

*Эльгянская свита($\in_1 el$)*

Отложения эльгянской свиты согласно залегают на отложениях нелбинской свиты. Разрез свиты сложен доломитами и известняками серыми, темно-серыми, плотными, массивными, глинистыми, ангидритизированными с прослоями аргиллитов зеленовато-серых. Толщина свиты изменяется от 47 м до 63 м (скважины Талаканская 817и Талаканская 870).

*Толбачанская свита($\in_1 tb$)*

Отложения толбачанской свиты согласно залегают на подстилающих отложениях эльгянской свиты и подразделяются на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита в целом сложена однообразным комплексом пород, среди которых преобладают доломиты серые с коричневатым оттенком, тонкозернистые, слоистые, ангидритистые, в отдельных прослоях известковистые, глинистые. Ангидритизация проявляяется в присутствии в породе небольших желваков ангидрита, а также крупных одиночных кристаллов ангидрита, встречающихся в породе. В кровле подсвиты развиты известняки коричневато-серые, тонкозернистые, слоистые и массивные, с неровным изломом. Толщина отложений подсвиты изменяется от 91 м в скважине Центрально-Талаканская 179-27 до 127 м в скважине Центрально-Талаканская 179-64.

Разрез верхнетолбачанской подсвиты представляет собой переслаиванием пачек доломитов серых, коричневато-серых, тонкозернистых, массивных и тонковолнистослоистых, битуминозных, ангидритизированных с глинистыми доломитами серыми с зеленоватым оттенком.

Толщина отложений верхнетолбачанской подсвиты изменяется от 152 м до 225 м (скважина Центрально-Талаканская 179-64 и Центрально-Талаканская 179-22).

Общая толщина толбачанской свиты на Талаканском месторождении варьирует от 254 до 352 м (скважины Центрально-Талаканская 179-64 и Центрально-Талаканская 179-27).

*Олекминская свита($\in_1$ol)*

Отложения свиты согласно залегают на породах толбачанской свиты. Представлены толщей известняков светло- и темно-серых до черных, известковых доломитов серых, коричневато-серых, мелко- и среднезернистых, участками окремненных, ангидритизированных, глинистых, трещиноватых. Толщина отложений свиты изменяется от 90 м (скважина Талаканская 818) до 112 м (скважина Таранская 872).

*Чарская свита($\in_1$chr)*

Отложения чарской свиты согласно перекрывают породы олекминской свиты. Литологически представлены доломитами коричневато-серыми, темно-серыми, плотными, местами трещиноватыми, участками сильно ангидритизированными, засолоненными. Толщина отложений чарской свиты колеблется в пределах от 109 м (скважина Центрально-Талаканская 179-67) до 223 м (скважина Талаканская 816).

*Нижний-средний кембрий($\underline{\in_{1\text{-}2}}$)*

*Ичерская свита($\in_{1\text{-}2}$ich)*

Согласно залегает на отложениях чарской свиты. Разрез ичерской свиты представлен однородной толщей доломитов коричневато-серых, с прослоями аргиллитов. Толщина свиты изменяется от 35 м (скважина Центрально-Талаканская 179-32) до 64 м (скважина Центрально-Талаканская 179-79).

*Средний кембрий($\underline{\in_2}$)*

*Метегерская свита($\in_2$mt)*

Согласно залегает на отложениях ичерской свиты. Разрез метегерской свиты сложен доломитами светло-серыми, коричневато-серыми, плотными с прослоями аргиллитов и мергелей красно-бурых. Толщина отложений метегерской свиты изменяется от 61 м (скважина Центрально-Талаканская 179-20) до 114 м (скважина Центрально-Талаканская 179-27).

*Средний-верхний кембрий($\in_{2-3}$)*

*Верхоленская серия*

*Бордонская свита($\in_{2-3}$br)*

Свита залегает с перерывом на отложениях метегерской свиты. Сложена красновато-коричневыми, бурыми, реже зеленовато- серыми мергелями доломитовыми, прослоями также окрашенных аргиллитов, иногда алевролитами. Толщина отложений изменяется от 11 м (скважина Центрально-Талаканская 179-22) до 98 м (скважина Центрально-Талаканская 179-70).

*Юрская система (J)*

*Нижний отдел*

Отложения выделены в верховье р. Кадалы (севернее скважины Талаканская 804) и слагают верхние части склонов и водоразделы. Отложения представлены аргиллитами и алевролитами глинисто-аргиллитовой фации озерно-болотного генезиса. Толщина 0-100 м.

*Четвертичная система - Q*

Четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на породах бордонской свиты и представлены суглинками, глинами, песками, галькой различного петрографического состава. Толщина четвертичных отложений 0-15 м.

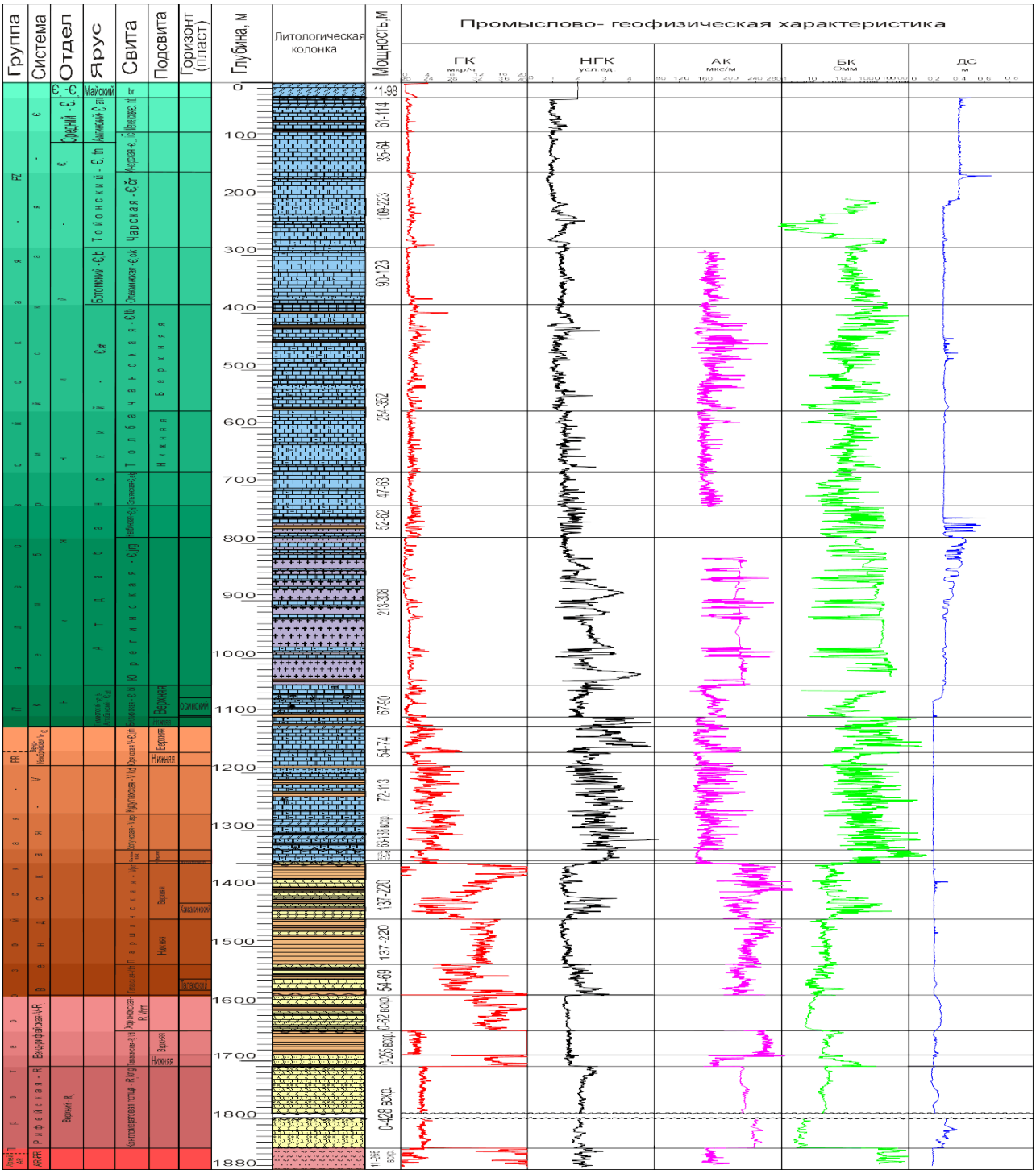
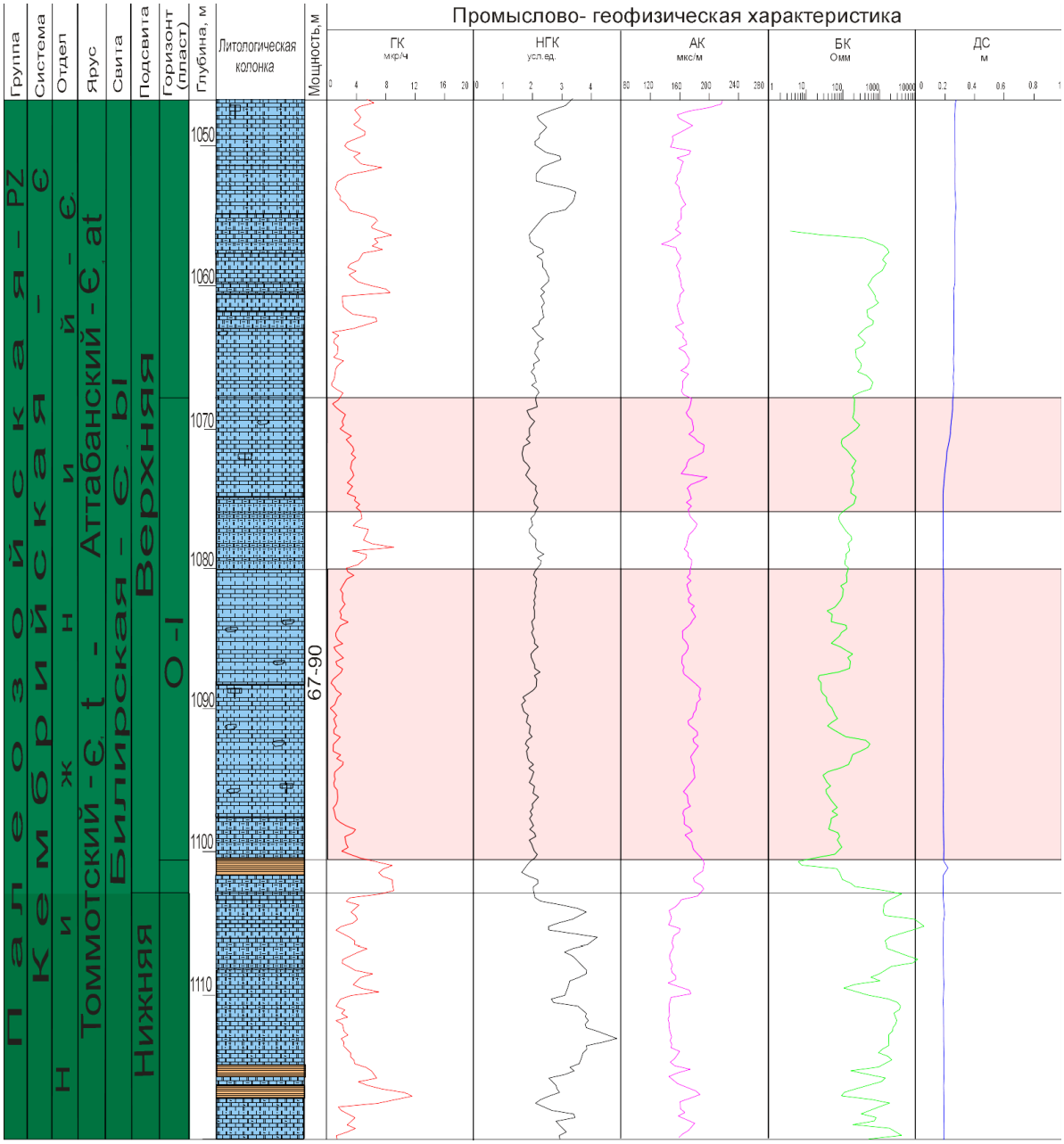


Рис. 1.6. Промыслово-геофизическая характеристика разреза



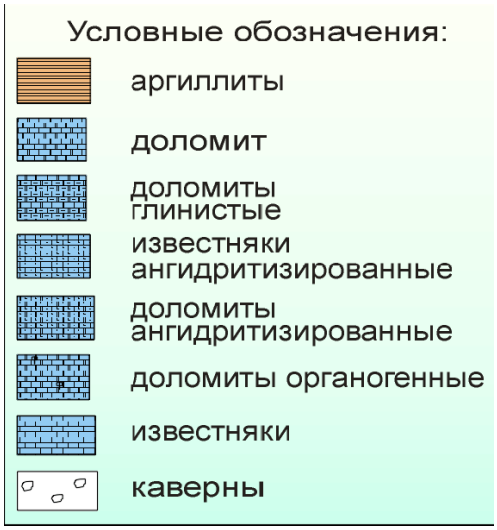




Рис. 1.7. Промыслово-геофизическая характеристика билирской свиты. Объектом изучения в данной работе является осинский продуктивный горизонт (O-I).

**Тектоника**

Талаканское месторождение расположено в юго-восточной части Сибирской платформы, тектоническое строение которой определяется двумя структурными этажами: кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом. В свою очередь осадочный чехол платформы подразделяется на два структурных яруса: рифейский и венд-девонский (Конторович, Леонтович, Хоменко, 2002).

*Венд-девонский структурный ярус*

Венд-девонский ярус на рассматриваемой территории является определяюим и представлен терригенно-карбонатными и соленосными отложениями венд-среднепалеозойского возраста.

Структурные построения в регионе выполнены по кровле тэтэрской (юряхской) свиты венд-нижнекембрийских отложений, а непосредственно на месторождении - по кровле билирской свиты нижнего кембрия рис.1.8- 1.9.. В качестве исходной информации использовались отчётные материалы по результатам сейсморазведочных работ МОГТ и бурения.

Тектоническое районирование построенной карты выполнено с использованием принципов классификации платформенных структур изложенных в отчёте по составлению «Структурно-тектонической карты Средней Сибири по горизонту Б» (Назимков, Конторович, 2002).

В соответствии с этой классификацией и проведённым районированием, тектоническое строение платформенного чехла региона по кровле вендских отложений определяется двумя надпорядковыми структурами: Непско-Ботуобинской антеклизой ( I ) и Предпатомским региональным прогибом ( II ) рис 1.2.

Непско-Ботуобинская антеклиза располагается в юго-восточной части Сибирской платформы. Площадь ее составляет около 220 тыс. км$^2$. Антеклиза имеет вытянутую в север-северо-восточном направлении форму. Глубина залегания фундамента на этой территории составляет 2,5-1,17 км. На большей части антеклизы рифейские отложения отсутствуют.

По кровле вендских отложений гипсометрическое положение границы Непско-Ботуобинской антеклизы непостоянно. Около 70% длины границы проходит по изогипсам минус 2300-2500 м. Большей частью это граница, отделяющая антеклизу от внутриплатформенных районов: Байкитской гемиантеклизы, Курейской синеклизы Присаяно-Енисейской синеклизы и Ангаро-Ленской ступени. Юго-восточная граница Непско-Ботуобинской антеклизы с Предпатомским региональным прогибом проходит по системе разломов, разделяющей изометричные платформенные структуры Непско-Ботуобинской антеклизы и линейные структуры прогиба. Гипсометрическое положение этой границы изменяется от минус 1200 до минус 2200 м.

Таким образом, в современном структурном плане Непско-Ботуобинская антеклиза имеет асимметричное строение, ее ось проходит существенно ближе к юго-восточной границе, чем к северо-западной.

Непско-Ботуобинская антеклиза осложнена рядом структур более высокого порядка. Наиболее приподнятая часть антеклизы образует Непский мегасвод, выделяемый в ранге структурного элемента первого порядка. Мегасвод оконтуривается изогипсой минус 1200 м и имеет почти изометричные очертания, вытягиваясь на 340 км в восток-северо-восточном направлении при ширине 40-260 км. В принятых контурах его площадь превышает 40 000 км$^2$, а амплитуда 600 м. В северо-восточном пересечении мегасвод относительно симметричен, а в юго-восточном – асимметричен, что подчеркивает асимметрию антеклизы в целом.

Непский мегасвод, в свою очередь, осложнен двумя структурами второго порядка – Пеледуйским сводом и Верхнечонским выступом. Размеры Пеледуйского свода по изогипсе минус 900м составляют 140х100 км, а Верхнечонского выступа – 110х100 км. Амплитуда Пеледуйского свода - 300 м, а Верхнечонского выступа более 150 м.

Самое высокое гипсометрическое положение в пределах антеклизы занимает Курчахское валообразное поднятие, расположенная в юго-восточной

части Пеледуйского свода и имеющее абсолютные отметки около минус 600-700 м. Таким образом, Курчахское поднятие является одновременно вершиной Пеледуйского свода, Непского мегасвода и всей Непско-Ботуобинской антеклизы.

Талакаканское месторождение расположено в центральной части Пеледуйского свода севернее Курчахского валообразного поднятия и характеризуется отметками кровли вендских отложений минус 700-800м.

Предпатомский региональный прогиб ( II ) располагается к юго-востоку от Непско-Ботуобинской антеклизы. Он отделен от нее системой надвиговых дислокаций и примыкает к Байкало-Патомской складчатой системе обрамления. Региональный прогиб выполнен карбонатно-терригенными и соленосными образованиями рифейского, вендского и кембрийского возраста. Протяженность прогиба превышает 1250 км, средняя ширина составляет около 100 км. Площадь его составляет около 130 тыс. км$^2$, ориентировка север-северо-восточная. Глубина залегания фундамента в Предпатомском региональном прогибе увеличивается от 6 км на юге до 8 км на севере прогиба.

В северо - восточной части Предпатомского регионального прогиба выделяется полузамкнутая отрицательная структура первогго порядка – Нюйско-Джербинская впадина. Эта структура хорошо фиксируется на геологических картах, отражается в гравимагнитных полях и подтверждается сейсморазведочными работами. Она характеризуется достаточно сложной формой с глубокими заливами в юго-западной части и в целом вытянута в северо-восточном направлении на 300 км при ширине около 100 км. Шарнир Нюйско-Джербинской впадины погружается на северо-восток, в сторону Кемпендяйской впадины. Кровля вендских отложений на территории впадины погружена глубже 2000 м, амплитуда составляет около 500 м.

В юго-западной части Предпатомского регионального прогиба выделяется отрицательная структура второго порядка - Казачинская впадина. Впадина имеет овальную форму, округлые плавные очертания, ориентирована с юго-

запада на северо-восток, согласно простиранию региональной структуры. Длина Казачинской впадины составляет примерно 200 км при средней ширине около 50 км.

Кроме Непского мегасвода на территории Непско-Ботуобинской антеклизы выделяется еще одна положительная структура первого порядка - Мирнинский мегавыступ. Он осложняет северо-восточную часть антеклизы и вытянут также с юго-запада на северо-восток. Размеры по длинной оси составляют 225 км, а по короткой – 110 км. Мегавыступ является незамкнутой структурой и раскрывается в сторону Непского мегасвода. На юго-западе он ограничивается изогипсой минус 1750 м, на севере – минус 2000 м, а на востоке – минус 2200 м. Его амплитуда в разных пересечениях изменяется от 200 до 500 м.

Характерной особенностью Талаканского месторождения является его блоковое строение по отложениям венд-девонского структурного яруса. Серией дизъюнктивных нарушений преимущественно северо-западного простирания месторождение разбито на три крупных тектонических блока, получивших названия: Таранский, Центральный и Восточный рис.1.9-1.10.

Наиболее изученным глубоким бурением и сейсморазведкой является Центральный блок, в котором сосредоточены основные запасы нефти Талаканского месторождения. Ограничивающие блок с юго-запада и северо-востока протяженные дизъюнктивные нарушения, уверенно выделяются по геолого-геофизическим данным.

Северо-восточное нарушение уверенно трассируется по данным сейсморазведки, амплитуда составляет 25-30 м. Его наличие подтверждается присутствием дайки, закартированной по результатам геологической съемки, а также бурением разведочной скважины 179-39, в разрезе которой в интервале 454-753 м. в отложениях толбачанской свиты вскрыты габбро-долериты нижнетриасового возраста.

Разрывное нарушение, залеченное дайками траппов, протягивается в северо-западном направлении на несколько десятков километров и также контролирует в пределах Верхнечонского месторождения отдельные блоки с различными газожидкостными контактами. В северной части Талаканского месторождения дайка является экраном для небольшого блока. По этому тектоническому экрану условно проведена северо-восточная граница Центрального блока. В нем пробурена скважина 179 -74, в которой получен небольшой приток нефти и газа с отличной от Центрального блока гипсометрией газо-нефтяного контакта (ГНК).

Преобладающая часть выделенных по данным сейсморазведки нарушений по отражающим горизонтам в венд-нижнекембрийских отложениях не имеет отображения в вышележащих комплексах осадков и они , как правило, затухают в хемогенно-карбонатных отложениях юрегинской и толбачанской свит. Причем на стадиях растяжения активизированные позднепротерозойские грабенообразные прогибы, как-бы компенсировались_солями юрегинской и толбачанской свиты. Данный факт подтверждается бурением скважины 804, согласно отметки которой по кровле подсолевого карбонатного комплекса и кровле терригенных отложений венда амплитуда прогиба составляет свыше двухсот метров. В то же время по поверхности олекминской свиты нижнего кембрия прогиб, практически, не существует.

С запада через узкий прогиб, амплитудой до 200 метров, к Центральному блоку примыкает Таранский блок. Размеры его составляют 14 х 9 км, площадь 120 км$^2$, простирание - севере- западное. Малоамплитудными дизъюнктивными нарушениями залежь Таранского блока разбита на три части.

Восточный блок наименее изучен сейсморазведкой и бурением. Тем не менее, контуры его определены достаточно уверенно. С севера и юга по результатам глубокого бурения установлена линия замещения коллекторов. С северо-запада и юго-востока блок ограничен тектоническими нарушениями типа сбросов амплитудой до 50 м. Размеры блока 14 х( 10-13) км, площадь 160 км$^2$. В пределах указанных границ амплитуда его составляет 100 м.

*Рифейский структурный ярус*

На рассматриваемой территории рифейский структурный ярус представлен терригенными отложениями мощностью от 0 м на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы до 4-5 км в Предпатомском региональном прогибе. В районе Талаканского месторождения максимальные мощности (более 860 м ) отложений этого структурного яруса прогнозируются в грабенообразных прогибах, развитых в центральной части Пеледуйского свода. Глубина прогибов составляет десятки-сотни метров, ширина - 2-15 км, длина - десятки километров. Наиболее крупный прогиб прослеживается под Центральным блоком Талаканского месторождения. Внутренее строение этого прогиба не изучено, так как на временных разрезах поверхность фундамента практически не прослеживается. Формиррвание грабенообразных прогибов связывается с развитием рифейской Байкало-Патомской рифтовой системы.

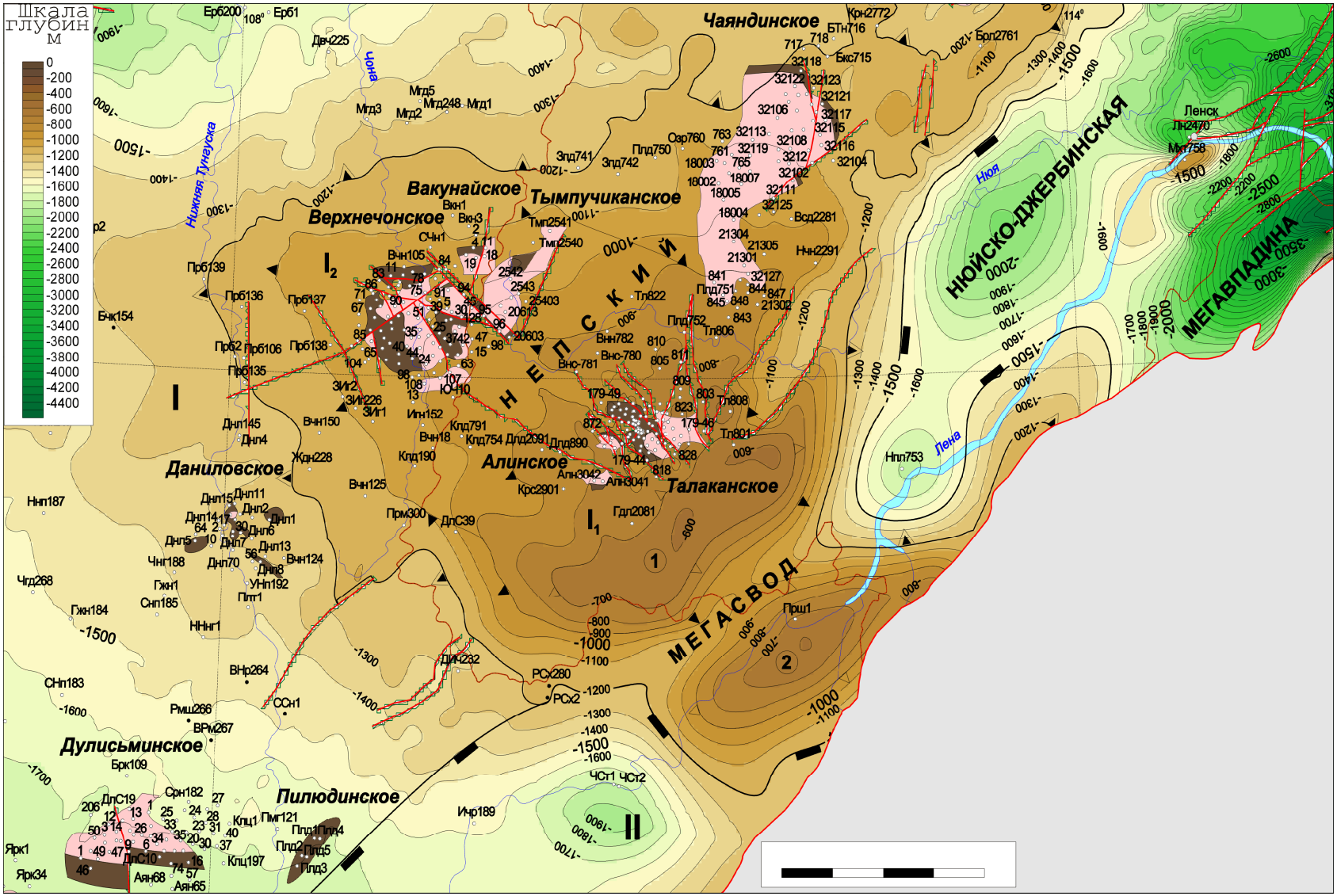



Рис.1.8. Схема тектониеского районирования. *В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Пеледуйского свода Непско-Ботуобинской антеклизы.*

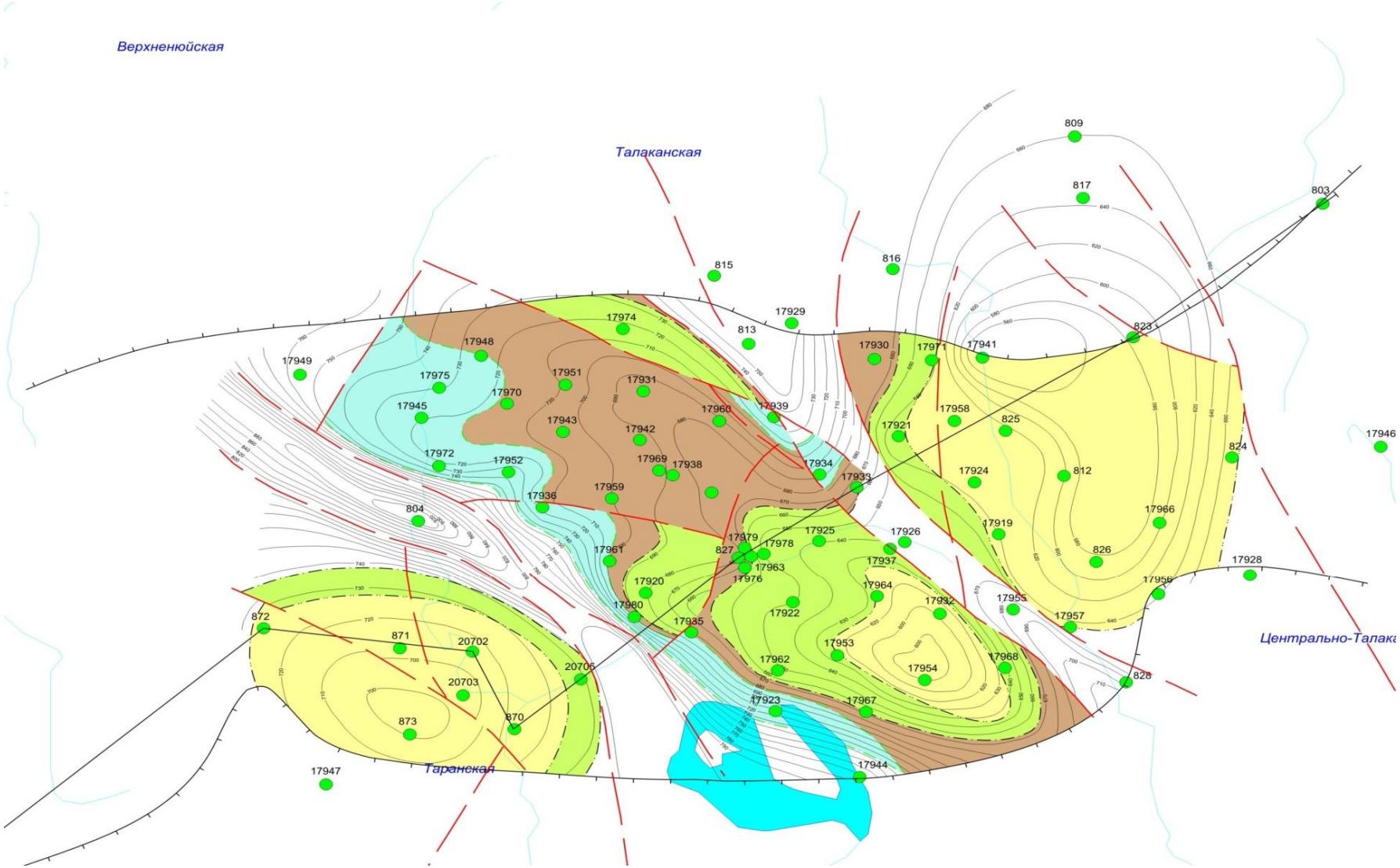



Рис.1.9. Структурная карта Талаканского месторождения по осинскому продуктивному горизонту (Конторович А.А., 2002).

Таранский блок Центр.бл. Восточный блок

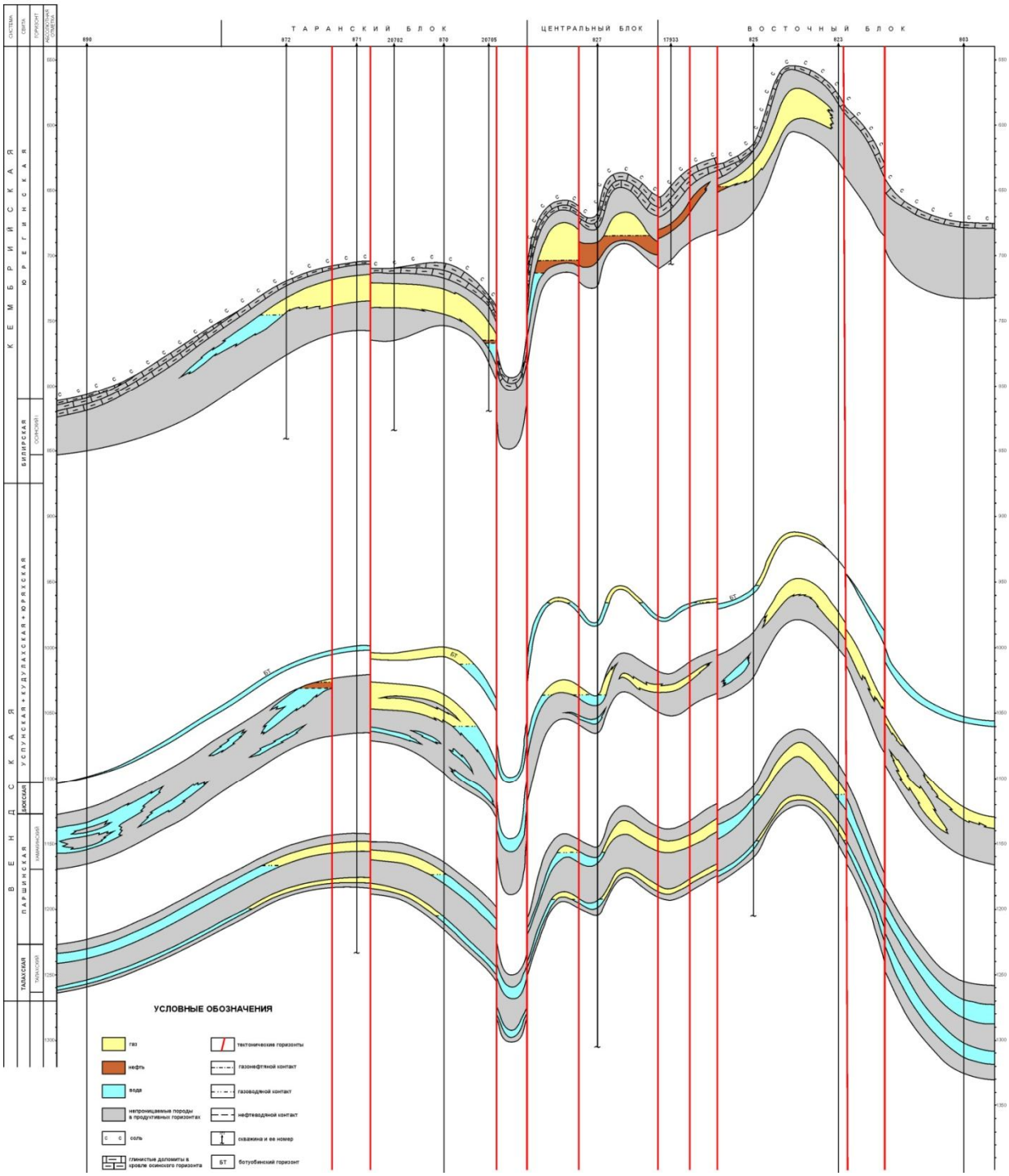



Рис 1.10. Субширотный геологический разрез Талаканской площади (Конторович А.А. 2002 г.)

**Анализ проведенных литолого-фациальных исследований продуктивного горизонта**

Рядом исследователей признано, что для нефтегазоносных территорий Сибирской платформы, приоритетное значение имеют литолого-фациальные исследования продуктивных горизонтов [Анциферов А.А., Бакин В.Е., Воробьев Н.В. и др. (Под ред. Конторовича А.Э., Суркова В.С., Трофимука А.А.). Непско-Ботуобинская антеклиза-новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Новосибирск, Наука, 1986, 286 с.], [ Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Литология и формирование резервуаров нефти и газа Сибирской платформы (Министерство геологии СССР, СибНПО по геолого-разведочным работам) /М., Недра, 1988, 254 с.], [Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Сафронов И.Г. и др. Региональные резервуары нефти и газа Ленно-Тунгусской провинции // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири. Новосибирск, СНИИГиМС, 1989, с.37-49.],[ Шемин Г.Г. Методика прогноза нефтегазоносности сложно построенных карбонатных резервуаров Ленно-Тунгусской НГП // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск, СНИИГиМС, 1996, с. 44-46.], [Шемин Г.Г. Прогноз нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2001. т.42, № 11-12, с.1927-1944.], [Кузнецов В.Г., Постникова О.В., Малинина А.К. Коллекторские свойства и строение осинского резервуара Талаканского месторождения (Восточная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., ВНИПИОЭНГ, 1995, №1, с.24-30.].

Литология осинского горизонта рассматривалась Гуровой Т.И., Черновой Л.С., Мельниковым Н.В., Шемин Г.Г. и др. Исследователи отмечают:

- В составе осинского горизонта преобладают карбонатные породы микробиально водорослевого происхождения, в формировании фациальных структур лежат органогенные постройки бескаркасного типа.

- Отмечается статистически значимая связь между фильтрационно-емкостными свойствами пород осинского горизонта и литофациальными параметрами.
- Фациальное строение осинского горизонта неоднородное и меняется по простиранию.

Приоритетность различных литологофациальных факторов в формировании фильтрационно-емкостных свойств пород осинского горизонта авторы работ определяют по разному. Литологами СНИИГГиМС, главное значение придается степени гидродинамической активности среды осадконакопления. В отложениях осинского горизонта Среднеботуобинского месторождения Т.И. Гурова с соавторами по этому признаку выделяют пять типов фациальных зон и шесть типов микрофаций. Среди них “лучшими коллекторскими свойствами обладают карбонатные породы оолитоонколитового генезиса и водорослевые, формировавшиеся в наиболее активной гидродинамической среде бассейна седиментации…” [Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Литология и формирование резервуаров нефти и газа Сибирской платформы (Министерство геологии СССР, СибНПО по геолого-разведочным работам) /М., Недра, 1988 ,с.199]. В исследованиях В.Г. Кузнецова с соавторами, проводимыми непостредственно на Талаканском месторождении, особое внимание обращено на фациальную зональность и фациальную цикличность осинского горизонта. По данным авторов “наибольшими значениями фильтрационно-емкостных свойств обладает область распространения водорослевого биостромового массива и особенно его доломитизированные участки” [Кузнецов В.Г., Постникова О.В., Малинина А.К. Коллекторские свойства и строение осинского резервуара Талаканского месторождения (Восточная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., ВНИПИОЭНГ, 1995, №1, с.24-30 ,с.29]; самые низкие значения фильтрационно-емкостных свойств присущи первичным микро- и тонкозернистым доломитам.

В комплексных исследованиях, которые проводились на Талаканском месторождении Институтом проблем нефти и газа СО РАН (г. Якутск) совместно с сотрудниками ИГАиБМ СО РАН и ОАО «Якутскгеофизика» (г. Якутск) по материалам четырех скважин (179-42,-60,-70,-71) [Сафронов А.Ф., Булгаков М.Д., Гайдук В.В. Генетические типы карбонатных пород осинского горизонта-главного резервуара нефти крупного Талаканского месторождения (Западная Якутия) // Геология и геофизика, 2004, т.45 , №1, с 144-150.] особое значение придавалось:

- Литогенетической типизации пород осинского горизонта, основанных на разно-уровневом фациальном анализе и петрографических особенностях продуктивных отложений.
- Уточнению седиментационных обстановок формирования продуктивных отложений и их связи с палеобассейновыми морфоструктурами.
- Сравнительной оценке значений разных седименталогических факторов в формировании качественных коллекторов на Талаканском месторождении.

В соответствии с поставленными целями исследователи выделяют в составе осинского горизонта одиннадцать разновидностей биогенных (микробиогенных, водорослевых) и абиогенных пород моно- и поликомпонентного состава, каждая из которых соответствует конкретной микрофации слагающих мезофации представляющие типовые палеобассейновые обстановки осадконакопления. В разрезе осинского горизонта выделяют:

- Органогенные преимущественно биостромовые, водорослевые-микробиальные постройки. Характеризуются микрофациями криптоводорослевых и строматолитоподобных биолитов. Общая их особенность заключается в изначальном «скреплении» между собою разными способами слагающих постройки примитивных микробиальных организмов.

- Аккумулятивные тела пелойдных осадков изначально представляющих собою скопление дискретных разно-размерных карбонатных зерен- пелойдов [Flugel E. Microfacies Analysis of Limestones. Berlin-Heidelberg, New York, Springers-Verlag, 1982, 663 p.], имеющих обычно овальные очертания и имеющие различное происхождение (фекальные пеллеты, криптоводорослевые и микробиальные образования, псевдопелойды (мелкие интракласты) и т.д.). Преобладающая часть пелойдных образований в породах осинского горизонта имеет микробиальное происхождение, часть зерен является псевдопелойдами (обломками биолититов). В отличие от водорослевых биолититов в пелойдных осадках аккумулятивных тел выделения микробиальных карбонатов и первые генераций карбонатного цемента были разделены во времени и способу образования сохраняя в ходе постседиментационной эволюции гранулярные и высокие фильтрационно-емкостные свойства пелойдного осадка.
- Мелкие впадины с повышенной соленостью. Авторы связывают с ними микрофации абиогенных пород в разной степени сульфатизированных.
- Замкнутые, изолированные впадины. Представляют микрофации хемогенных пород.

Авторы на примере установленных зависимостей проницаемости от открытой пористости показывают, что наилучшие фильтрационно-емкостные свойства присущи микрофациям аккумулятивных тел. Микрофации водорослевых построек характеризуются более низкими фильтрационно-емкостными свойствами, а для микрофаций мелких внутрибассейновых впадин характерны минимальные значения фильтрационно-емкостных свойств [Сафронов А.Ф., Булгаков М.Д., Гайдук В.В. Генетические типы карбонатных пород осинского горизонта-главного резервуара нефти крупного Талаканского месторождения (Западная Якутия) // Геология и геофизика, 2004, т.45 , №1, с 144-150.]. Также авторы отмечают устойчивую тенденцию характеризующую микрофацию аккумулятивных тел уменьшением значений Гамма каротажа

(ГК), Нейтронного гамма-каротажа (НГК) и увеличением значений Акустического каротажа АК($\Delta T$).

**Выводы по первой главе**

В комплексных исследованиях, которые проводились на Талаканском месторождении Институтом проблем нефти и газа СО РАН (г.Якутск) совместно с сотрудниками ИГАиБМ СО РАН и ОАО «Якутскгеофизика» (г.Якутск) [ А.Ф.Сафронов, М.Д.Булгакова, В.В.Гайдук. Генетические типы карбонатных пород осинского горизонта-главного резервуара нефти крупного Талаканского месторождения (Западная Якутия). Геология и геофизика, 2004,т.45, №1, с.144-150] СНИИГГиМС (г.Новосибирск) особое значение придавались литогенетической типизации пород осинского горизонта, основанных на разнеуровневом фациальном анализе и петрографических особенностях продуктивных отложений. Несмотря на уже выполненные работы, проблемы с формированием наиболее качественных коллекторов и их распространением по площади месторождения остались не решены, что объясняется, прежде всего, ограниченным количеством скважин с представительным выходом керна (рис.1.5.), и как следствие ограниченностью применения фациального анализа основанного на петрографических особенностях отложений. Следует также учитывать занижение значений пористости при определениях значения открытой пористости по керну и выделения микрофаций, так как при данных исследованиях не учитываются каверны коллектора, выделяемые комплексом методов геофизических исследований скважин (ГИС) рис.1.11.

Всеми исследователями отмечается крайняя неоднородность первичного фациального строения осинского горизонта, значительно осложненного впоследствии многоэтапными тектоническими процессами [А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, В.Н. Воробьев, А.Э. Конторович и др. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР, Новосибирск: Наука, 1986.- 243 с. // Конторович А.Э., Сурков В.С.,

Трофимук А.А. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск, Наука, 1982, с. 22-42.]. В связи с этим возможность прогнозировать литотипы в скважинах, где отсутствует отбор керна или его вынос мал и непредставителен, особенно актуальна для построения литолого-фациальной геологической модели месторождения. Сложный минеральный состав и структура пустотного пространства карбонатных коллекторов требуют использования для определения литотипов методы интерпретации геолого-геофизических данных позволяющие выявлять сложные нелинейные зависимости в массиве имеющейся информации.

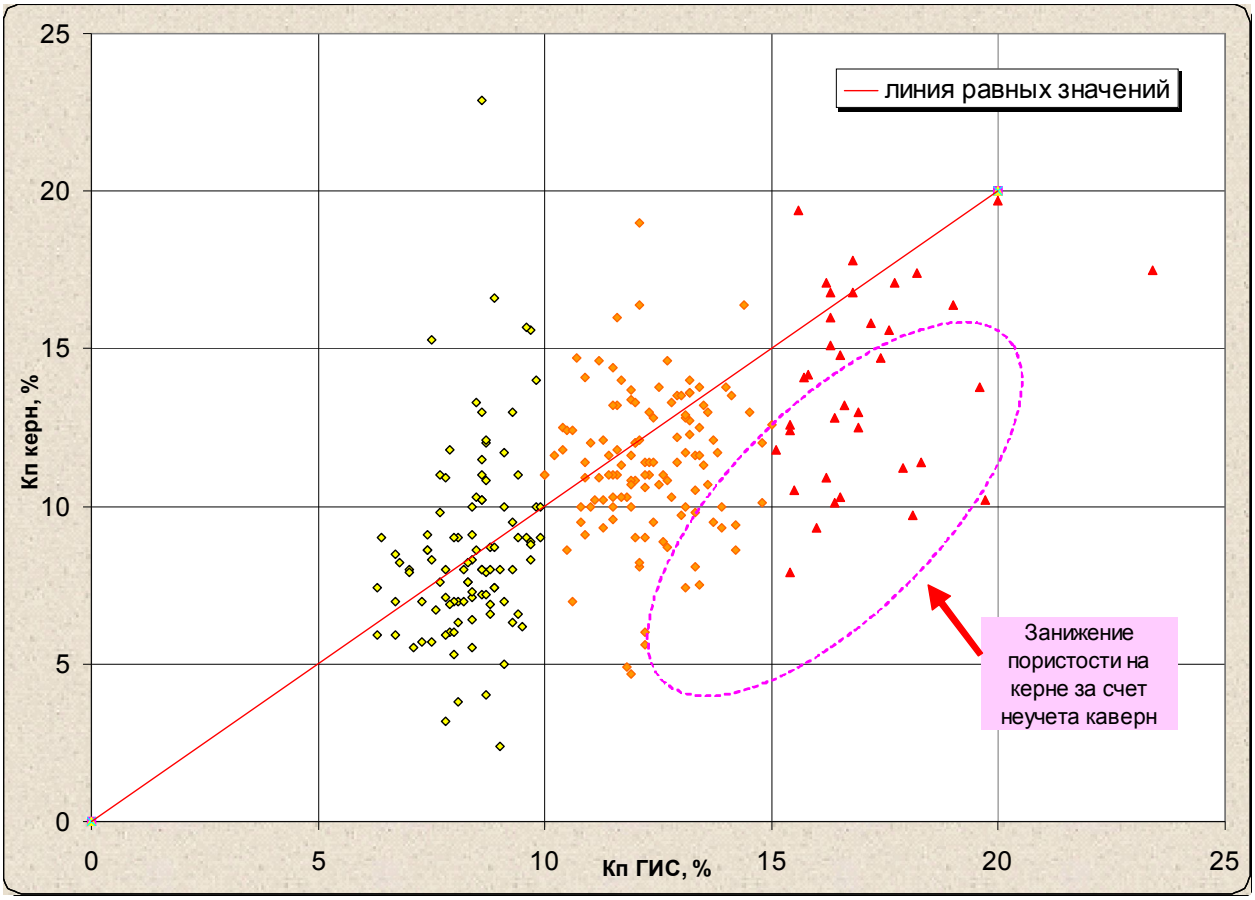



Рис. 1.11. Сопоставление пористости по керну и ГИС

# ГЛАВА 2. МЕТОДИКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБУЧАЕМЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ТАЛАКАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Представлена разработанная методика прогнозирования литологических типов пород по комплексу данных геофизических исследований скважин (ГИС) вдоль ствола скважин в местах отсутствия керновой информации на основе обучения нейронных сетей по охарактеризованным керном участкам скважин. Приведены результаты интерпретации на примере осинского горизонта Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Толщина горизонта на месторождении 28-53 м.

Исходя из геолого-технологических условий для решения задач, связанных с литологическим расчленением и корреляцией разрезов скважин на исследуемом месторождении в скважинах в интервале продуктивных отложений проводился следующий комплекс детальных исследований в масштабе глубин 1:200: плотностной гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), кавернометрия (ДС), акустический каротаж (АК), боковой электрический каротаж (БК), микробоковой электрический каротаж (МБК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК). Дополнительные исследования состояли из гидродинамического (ГДК) каротажа и опробования пластов приборами на кабеле (ОПК).

Задача литологического расчленения и корреляции разрезов осложнялась ограниченностью числа скважин, где был проведен полный комплекс ГИС. Скважины с наиболее полным выполненным комплексом ГИС, в основном, приурочены к центральному (Центрально-Талаканскому) блоку месторождения и составляют всего 37.5 % от общего количества скважин на исследуемой площади, при этом общее количество скважин с

представительным выходом керна в интервале осинского горизонта составляет менее 10 % рис 1.4-1.5.

Таким образом, для решения задачи литологического расчленения и корреляции разрезов по всей исследуемой площади обучаемыми нейронными сетями необходима пошаговая интерпретация от наиболее охарактеризованных данными скважин к наименее, при этом критерием правильности решения задачи на каждом этапе должны служить фактический материал – керн, прямые признаки наличия высокопроницаемого коллектора в интервале испытания - методы ГДК и ОПК, а также задаваемые нами расчетные критерии в случае отсутствия данных по керну и испытанию паста.

Комплексирование геологических данных и ГИС производилось с использованием математического аппарата нейронных сетей, реализованного О.М. Гафуровым в интеллектуальной геоинформационной системе “НейроИнформГео”, алгоритмы интерпретации и картопостроения опубликованы [ Гафуров О.М., Горбачев С.В. и др. Разработка картографических методов анализа и интерпретации геофизических полей параметров в интерактивной картографической системе “ИНФОРМГЕО”.-Томск,1992.], [Гафуров О.М., Богомолов С.И. Алгоритмическое обеспечение построений и анализа геометрических характеристик геолого-геофизической модели в ИКС “ИНФОРМГЕО”.-Томск: ЦНТИ, 1999.], [Гафуров О.М., Горбачев С.В. Математика - алгоритмические методы апликативно-дизъюнктивных построений моделей месторождений в геоинформационной системе "ИнформГео" // Материалы Международного семинара "Структурный анализ в геологических исследованиях", Томск, ТГУ, 1999, с.88-92.], [Гафуров О.М., Горбачев С. В.. Геоинформационная система "ИнформГео": алгоритмы и технологии // Труды Международной научно-технической конференции Геоинформатика-2000", Томск, ТГУ, НПО "Сибгеоинформатика", 2000, с, 102-106.], [Гафуров О.М., Горбачев С.В. Комплексная интерпретация геофизических и геохимических данных в

геоинформационной системе "ИнформГео" с использованием нейроинформационных технологий // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием "Новые информационные технологии в исследовании дискретных структур", Томск, ТГУ, 2000, с. 97-103.], [Гафуров О.М., Меркулов В.П. Геоинформационная система "ИнформГео": функциональное наполнение и нейроинформационные технологии // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России, 2000, с. 286-288.], [Гафуров О.М. Горбачев С.В., Интеллектуальная картографическая система "ИнформГео": опыт использования нейроинформационных технологий// Материалы VIII Всероссийского семинара "Нейроинформатика и ее приложения", Красноярск, 2000, с. 146-148.], [Гафуров О.М. , Горбачев С.В., «Построение нейросетевой системы управления для решения задачи идентификации геологического тела 3-D»//Материалы IX Всероссийского семинара "Нейроинформатика и ее приложения", Красноярск, 2001, с. 113-114.], [Гафуров О.М. , и др. Разработка нейроинформационных технологий прогноза и управления для решения задачи идентификации геологического тела 3-D в интеллектуальной картографической системе «ИнформГео» // Материалы Юбилейной Международной конференции по , посвященной 90-летию со дня рождения А.С. Когана, Ростов на Дону, 2002, с.84-87.], [Гафуров А.О., Гафуров О.М.«Алгоритмы оцифровки звука и нейросетевые методы распознавания слов человека или живого существа» // материалы Всероссийской научно-технической конференции «Наука. Промышленность. Оборона». г.Новосибирск. 2004г. с.34.].

Основные методические подходы к интерпретации данных ГИС разработаны Гафуровым Д.О. и реализованы в геоинформационной системе “НейроИнформГео” [ Гафуров Д.О., 2004 г., Опыт обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) интеллектуальной геоинформационной системой “ИнформГео”, на примере Талаканского

нефтегазоконденсатного месторождения: Нейроинформатика и ее приложения (материалы XII Всероссийского семинара) под ред. А. Н. Горбаня, Е. М. Миркеса, Красноярск, ИВМ СО РАН, с. 45 – 48.], [Гафуров Д.О., 2006 г., УДК 550.8.05:004.8.032.26 Геологическая интерпретация с применением обучаемых нейронных сетей в "НейроИнформГео" данных ГИС Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения: сборник “Известия Томского политехнического университета №3 Том 309”: Томск, ТПУ, с. 32-37.], [Гафуров Д.О., Ефимов А.С., Конторович А.А., Красильникова Н.Б., Пономаренко З.Ф., Гафуров О.М., 2006 г., Литологическое расчленение разреза и построение литолого-фациальной модели месторождения на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки обучаемыми нейронными сетями: сборник научных материалов 7 Уральского регионального литологического совещания «Литологические аспекты геологии слоистых сред», ответ. ред. Академик РАН Коротеев В.А., с.306-308: Екатеринбург, ИИО ИГГ УрО РАН ,типография «ИРА УТК», с.322.].

Рассмотрим этапы процесса интерпретации разработанной методикой подробно (рис.2.1):

**1. Расчет критерия**

Определение общей пористости ($K_n$) и компонентного состава карбонатного коллектора посредством решения системы линейных уравнений для осинского горизонта в соответствии с установленной литологической моделью скелета (доломит, глина, соль, известняк, ангидрид), по комплексу методов; нейтронный гамма-каротаж (НГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК), акустический каротаж АК($\Delta T$)).

Расчет модели необходим при анализе результатов обучения нейронной сети на этапе тестирования. Данное сопоставление необходимо для своевременного обнаружения противоречий и их ликвидации переобучением сети на более достоверных выборках. В случае выдачи нейронной сетью более корректного ответа, подтверждающегося керновой информацией и прямыми

методами, необходимо применять значения общей пористости по спрогнозированным литотипам нейронной сетью, также возможен критический пересмотр принятой литологической модели. Кроме того, методика, основанная на построении литологической модели скелета породы применима только в скважинах, где выполнен комплекс НГК, ГГК, АК($\Delta T$), а так как не во всех скважинах выполнен такой метод как, ГГК, а также в большинстве скважин отсутствует представительный керн, решение задачи определения компонентного состава и пористости становится многовариантным, и как следствие данный критерий обучения нейронной сети возможно применять только на скважинах с вышеуказанным комплексом ГИС.

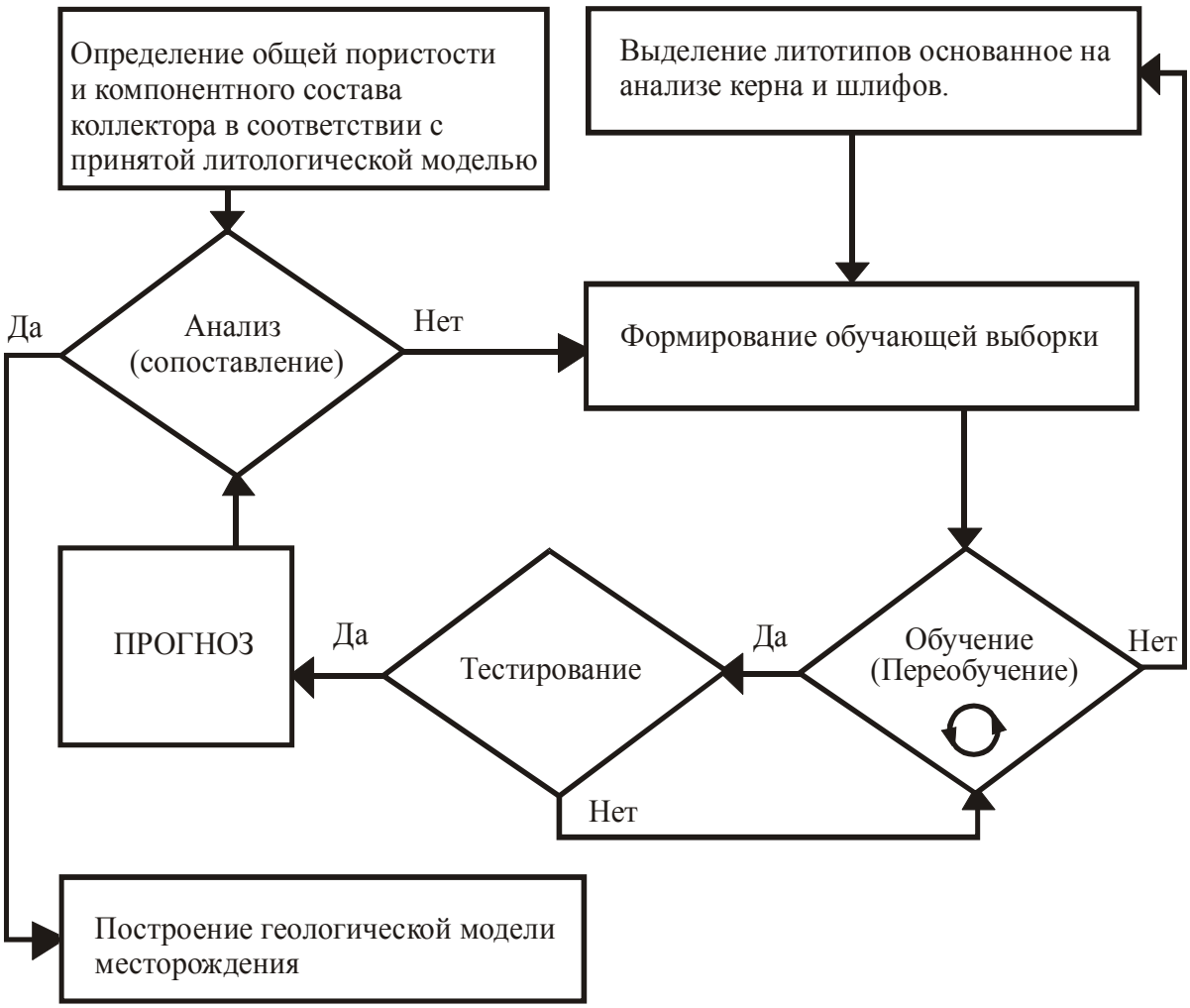



*Рис. 2.1 Принципиальная схема методики интерпретации данных комплекса ГИС обучаемыми нейронными сетями*

Интерпретация посредством решения системы линейных петрофизических уравнений проводилась в соответствии с методическими рекомендациями [Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ООО ”Издательство ГЕРС”, ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003.].

Для обоснования и расчета комплексной интерпретационной модели определения общей пористости карбонатных пород использовались следующие данные:

а) минералогическая плотность доломита($\sigma_{дол}$), глины ($\sigma_{гл}$), известняка ($\sigma_{изв}$), ангидрида ($\sigma_{анг}$), соли ($\sigma_{с}$), жидкости, заполняющей пустотное пространство ($\rho_ж$), г/см$^3$;

б) интервальное время пробега акустического сигнала по скелету доломита ($\Delta t_{дол}$), глины ($\Delta t_{гл}$), известняка ($\Delta t_{изв}$), ангидрида ($\Delta t_{анг}$), соли ($\Delta t_{с}$), жидкости ($\Delta t_ж$), мкс/м.;

в) модель учета глинистости.

Основой интерпретации являлись петрофизические зависимости и константы, полученные при лабораторных исследованиях керна. Определялось водородосодержание пород ω по НГК, для чего использовались стандартные зависимости между показаниями нейтронного каротажа в условных единицах и водородосодержанием известняка. По данным ГГК определялась плотность пород σ. Оценивалось соответствие значений ω, σ и Δt петрофизическим данным. При необходимости осуществлялась коррекция исходных данных ГИС.

Далее решалась система линейных уравнений, по комплексу методов НГК, ГГК, АК($\Delta T$).

Система линейных уравнений решается относительно общей пористости ($K_п$), объемного содержания доломита ($V_{дол}$), глины ($V_{гл}$), соли ($V_с$), известняка ($V_{изв}$), ангидрида ($V_{анг}$) в породе:

$$\begin{cases} \omega = \Delta K_{пнкдол} \times V_{дол} + \Delta K_{пнкгл} \times V_{гл} + \Delta K_{пнкс} \times V_с + \Delta K_{пнкизв} \times V_{изв} + \Delta K_{пнканг} \times V_{анг} + K_п ; \\ \sigma = \sigma_{дол} \times V_{дол} + \sigma_{гл} \times V_{гл} + \sigma_с \times V_с + \sigma_{анг} \times V_{анг} + \sigma_{изв} \times V_{изв} + \rho_ж \times K_п ; \\ \Delta T = \Delta t_{дол} \times V_{дол} + \Delta t_{гл} \times V_{гл} + \Delta t_с \times V_с + \Delta t_{анг} \times V_{анг} + \Delta t_{изв} \times V_{изв} + \rho_ж \times K_п ; \\ 1 = V_{дол} + V_{гл} + V_{анг} + V_{изв} + V_с + K_п ; \end{cases}$$

где

$V_{дол}$, $V_{гл}$, $V_с$, $V_{изв}$, $V_{анг}$ - объемное содержание доломита, глины, соли, известняка и ангидрида в породе;

$\sigma$ - объемная плотность породы;

$\rho_ж$ - плотность промывочной жидкости;

$\Delta K_{пнкгл}$, $\Delta K_{пнкс}$, $\Delta K_{пнкизв}$, $\Delta K_{пнканг}$ - поправки за влияние доломитизации, глинистости, соли, известняка, ангидрида соответственно, на показания нейтронных методов каротажа по данным петрофизических исследований керна.

Основные установленные по керну компоненты и константы объемной модели представлены в таб. 2.1

*Таб. 2.1 Компоненты и константы объемной модели*

| Порода | Доломит | Глина | Соль | Ангидрит | Известняк | Жидкость |
|---|---|---|---|---|---|---|
| ΔT скелета, мкс/м | 138 | 240 | 210 | 165 | 154 | 580 |
| Плотность, г/см$^3$ | 2.87 | 2.66 | 2.04 | 2.98 | 2.72 | 1.27 |
| ΔW нк, доли ед. | 0.02 | 0.19 | -0.015 | -0.07 | 0 | 1 |

Петрофизические константы и полученные уравнения относительно общей пористости:

$$\begin{cases} \omega = \Delta К_{пнкдол} \times V_{дол} + \Delta К_{пнкгл} \times V_{гл} + \Delta К_{пнкс} \times V_{с} + V_{изв} + \Delta К_{пнканг} \times V_{анг} + К_{п}; \\ \sigma = 2{,}87 \times V_{дол} + 2{,}66 \times V_{гл} + 2{,}04 \times V_{с} + 2{,}98 \times V_{анг} + 2{,}72 \times V_{изв} + \rho_{ж} \times К_{п}; \\ \Delta T = 138 \times V_{дол} + 240 \times V_{гл} + 210 \times V_{с} + 165 \times V_{анг} + 154 \times V_{изв} + 580 \times К_{п}; \\ 1 = V_{дол} + V_{гл} + V_{анг} + V_{изв} + V_{соль} + К_{п} \end{cases}$$

Основные компоненты объемной модели: доломит, глинистость, пористость.

**2. Выделение литологических типов пород, основанное на анализе описания керна и шлифов, с учетом комплекса физических свойств характеризующих каждый литологический тип, и возможности его выделения комплексом методов ГИС**

Основными критериями выделения литологических типов пород служат коэффициенты пористости и глинистости, полученные при анализе кернового материала. При этом учитываются данные определения общей пористости ($K_n$) и компонентного состава карбонатного коллектора посредством решения системы линейных уравнений для осинского горизонта в соответствии с установленной литологической моделью скелета (доломит, глина, соль, известняк, ангидрид), по комплексу методов НГК, ГГК, АК($\Delta T$) в связи с тем, что при определениях значения открытой пористости по керну происходит занижение значений пористости, так как не учитываются каверны коллектора, выделяемые комплексом методов геофизических исследований скважин (ГИС) рис 1.11.

При обосновании граничных значений фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов осинского горизонта были использованы данные результатов экспериментальных исследований по фильтрации жидкости сквозь образцы пород. Литология и петрофизические параметры продуктивного горизонта в пределах Центрального блока изучены на представительном керновом материале 39 скважин. Всего с отбором керна пройдено по продуктивному осинскому горизонту (О-I) – 1344.1 м, вынос керна составляет

781,6 м (65% от проходки). По нефтегазонасыщенной толщине пройдено 491,5 м, что составляет 54%. Распределение отбора и выноса керна по месторождению показаны на рис. 1.5. В целом по Центральному блоку месторождения в пределах продуктивного горизонта на образцах керна выполнено 2733 определения открытой пористости, 2535 – проницаемости, 1469- остаточной водонасыщенности.

Нижние пределы проницаемости в $2.26*10^{-15}м^2$ определенные по зависимости между абсолютной и динамической проницаемостью, характерны для образцов известковых доломитов скважины Цтл 179-82 относящихся к лагунным обстановкам осадконакопления. Из связи открытой пористости и проницаемости (рис. 2.2.) определено граничное значение пористости, которое составляет для коллектора 6%. Таким образом, основными критериями выделения литологических типов послужили коэффициенты пористости и глинистости, полученные при анализе кернового материала.

Количественные критерии (граничные значения коллектора):

- Глинистость менее 10%.
- Пористость более 6%.

Качественными критериями выделения коллекторов служили:

- Прямые методы исследований – ГДК и ОПК.
- Прямые качественные признаки - признаки проникновения в пласты фильтрата ПЖ.
- Глинистая корка на ДС.
- Радиальный градиент сопротивлений на БК-МБК.
- Исследования методами приток-состав.

Таким образом для решения задач выделения коллекторов в отложениях осинского продуктивного горизонта, определения их пористости, коэффициентов нефте- и газонасыщенности, использовался весь комплекс геофизических исследований скважин.

На основе анализа данных исследований керна, испытания скважин, гидродинамического каротажа (ГДК), выделены 9 литотипов пород в пределах осинского горизонта, три из которых являются коллекторами рис.2.3. Выделенные классы коллектора представлены на фотографиях рис.2.4.-2.6. и в таб.2.2.

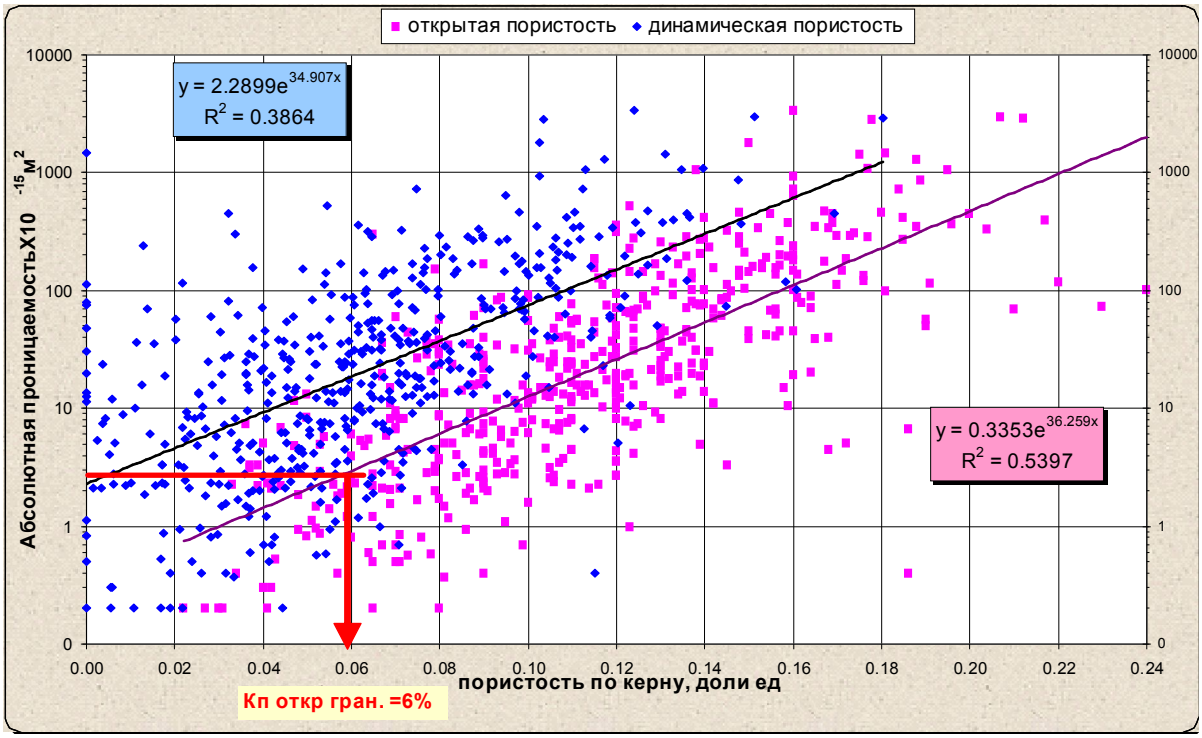
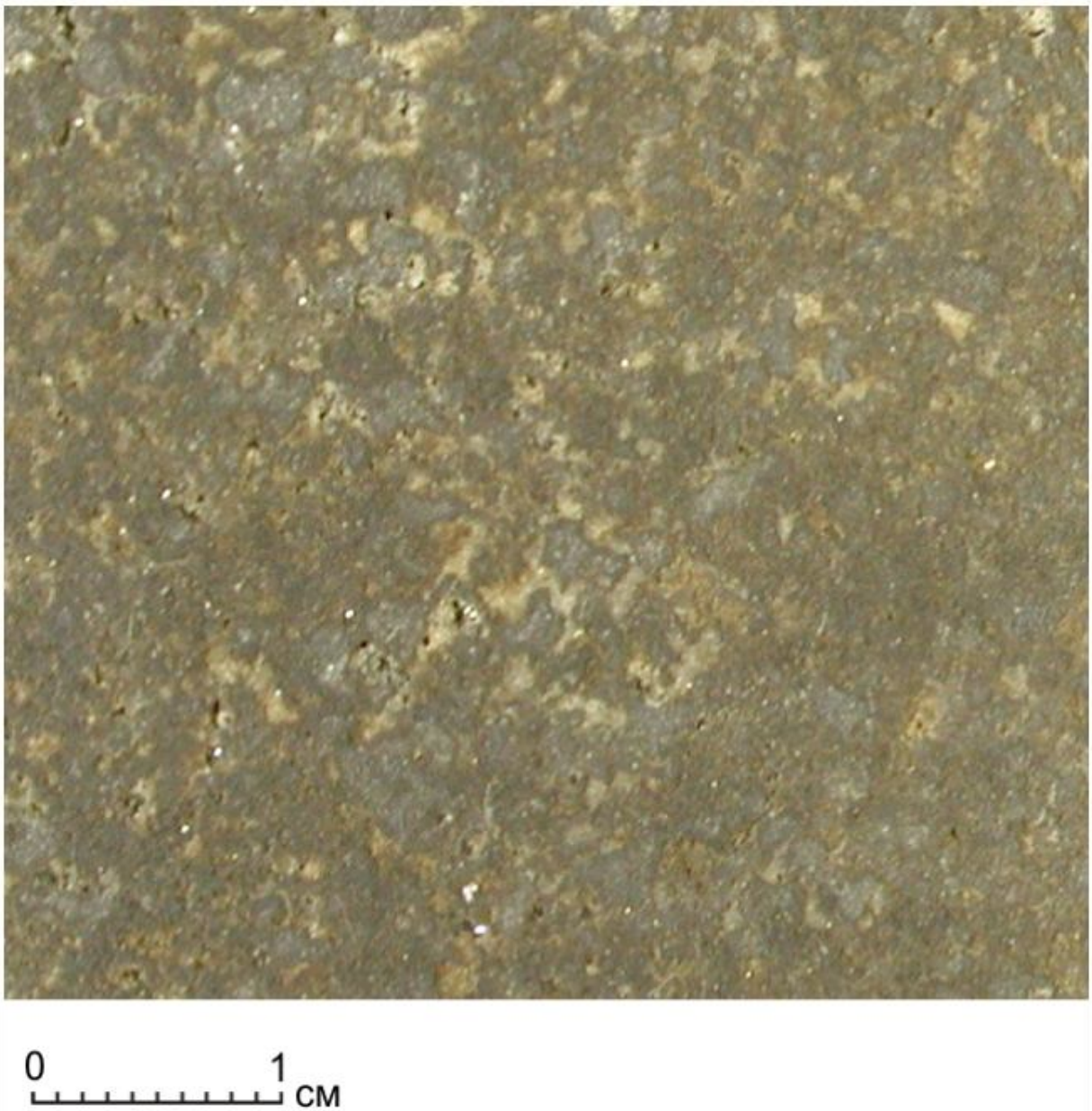



Рис. 2.2. Связь пористости и проницаемости по керну для нефтенасыщенных интервалов.

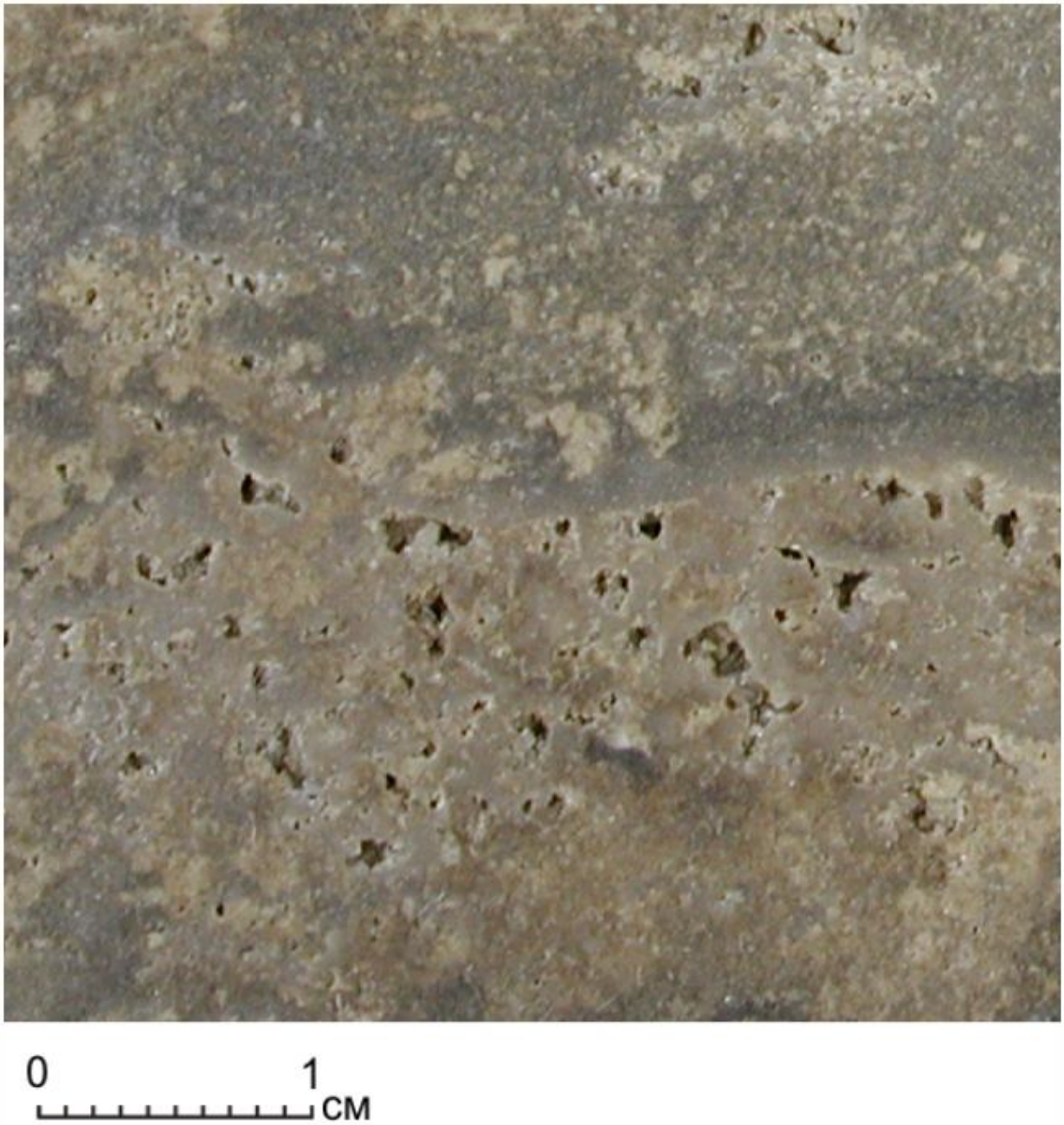
Как мы видим выделение литотипов производилось с учетом комплекса физических свойств характеризующих каждый литотип и возможность его выделения использовавшимся комплексом методов ГИС. Физические свойства литотипов выдержаны в латеральном плане, что дало надежные предпосылки для прогноза их в скважинах с отсутствием отбора керна. Геологические процессы осадконакопления цикличны, чередование различных обстановок осадконакопления во времени соответствует выделенным литотипам. Наличие скважин с представительным выходом керна дало возможность обучить нейронную сеть на данных реально соответствующих геологической среде, непосредственно поддающихся изучению.

Рис.2.3. Блок диаграмма девяти выделенных литологических типов пород осинского горизонта (литотипов)




**Скважина Талаканская № 179-007.** Глубина 1133,2 м.
Доломит слабо известковистый, тонко-мелкокристаллический , пятнисто-комковато водорослевый. Водорослевый баундстоун.
Низкопористый коллектор. Пористость от 6 до 10%, межзерновая и единичные точечные каверны перекристаллизации.

Рис. 2.4. Низкопористый доломит (коллектор -7 литотип)




**Скважина Талаканская № 179-92.** Глубина 1075,8 м.
Доломит кавернозный, неравномерно послойно перекристаллизованный.
Водорослевый баундстоун.
Среднепористый коллектор. Пористость от 10 до 15%, межзерновая и каверновая (избирательное выщелачивание и прекристаллизация).

Рис. 2.5. Среднепористый доломит (коллектор - 8 литотип)

**Скважина Талаканская № 179-92.** Глубина 1073,4 м.
Доломит кавернозный, неравномерно мозаично перекристаллизованный со стилолитовым швом. Водорослевый баундстоун.
Высокопористый коллектор. Пористость свыше 15% , межзерновая и каверновая (избирательное выщелачивание и прекристаллизация)

Рис. 2.6. Высокопористый доломит (коллектор – 9 литотип)

*Таблица 2.2. Выделенные литотипы осинского горизонта*

| Описание | Коэффициент | |
|---|---|---|
| | пористости $K_п$ (%) | глинистости $K_{гл}$ (%) |
| 1. Соли | <1 | - |
| 2. Глинистые породы | До 2 | >25 |
| 3. Доломиты засолоненные, известковистые, сульфатные, глинистые | До 1 | 10-12 |
| 4. Глинистый доломит. Известняки доломитистые | 2-6 | 10-21 |
| 5. Ангидрито-доломит известковистый (плотный) сильно глинистый | До 2 | 10-12 |
| 6. Доломит ангидритисто-слабоглинистый | 2-6 | 10-12 |
| 7. Доломит слабоглинисто битуминозный засульфаченный | 6-10 | - |
| 8. Доломит органогенный пористый с незначительной примесью терригенного материала , сульфатов и солей | 10-15 | - |
| 9. Доломит органогенный высокопористый коэффициент пористости | ≥15 | - |

Физические свойства литологических типов выдержаны в латеральном плане, что дает надежные предпосылки для прогноза их в скважинах с отсутствием отбора керна. Геологические процессы осадконакопления цикличны, чередование различных обстановок осадконакопления во времени соответствует выделенным литологическим типам.

**3. Формирование обучающей выборки с учетом главных факторов, влияющих на показания исходных данных ГИС**

Сложный минеральный состав и сложная структура пустотного пространства осинских коллекторов требуют использования для определения

компонентного состава пород и их емкостных характеристик комплекса нескольких методов ГИС: ГК, НГК, ГГКП, АК, БК, МБК, ГДК.

Определение общей пористости ($Кп_{об}$) и компонентного состава осинских коллекторов осуществляется описанном выше решением системы линейных уравнений в соответствии с установленной по керну литологической моделью скелета (доломит, известняк, ангидрит, глина, соль). Основой интерпретации являются петрофизические константы, полученные при лабораторных исследованиях керна.

Поскольку не во всех скважинах выполнен такой метод как ГГКП, а также в ряде скважин отсутствует представительный керн, решение задачи определения компонентного состава и пористости становится многовариантным.

Корректное решение этой задачи по всем скважинам оказалось возможным с использованием интеллектуальной геоинформационной системы «НейроИнформГео», (математический аппарат нейронных сетей) по разработанной методике интерпретации данных ГИС.

Входные данные для нейронной сети представляли собой результаты комплекса ГИС, проведенного в скважинах и привязанного к интервалам отбора керна. Ниже представлен комплекс ГИС с краткой характеристикой работы методов для изучаемого карбонатного коллектора:

**1.** *Гамма-каротаж (ГК).* В большинстве случаев позволяет определить содержание глины в породе. Однако в тех случаях, когда увеличение радиоактивности связано с повышенным содержанием органического вещества, ГК не позволяет отделить его от влияния глинистых пород пласта, так же не позволяет он определить и тип глинистых минералов.

**2.** *Нейтронный гамма-каротаж (НГК).* Так как нефть и вода содержат почти одинаковое количество водорода, то нефтеносные и водоносные пласты не различаются по показаниям НГК. Однако, газоносные пласты отмечаются на кривой НГК более высокими показаниями, чем такие же

по литологии и пористости пласты, заполненные нефтью или водой. Влияние того, чем заполнена порода на результаты данного вида каротажа, когда одни и те же литотипы имеют разные показания, объясняет необходимость формировать обучающую выборку из скважин вскрывающих зоны с различным характером насыщения, а именно, нефтяную зону, водо-нефтяную зону и газовую зону.

**3.** *Кавернометрия (ДС).* Интервалы увеличения диаметра скважины указывают на наличие каверн (пустот), и соответственно, мест, где возможна расцентровка измерительных зондов.

**4.** *Акустический каротаж (АК).* Трещиноватость, как правило, приводит к уменьшению скорости распространения акустических волн и зависит от общей пористости и незначительно от геометрических факторов. Для интервалов со значительным увеличением диаметра скважин, где происходит расцентровка измерительного зонда, характерны несовпадения результатов записи кривых при повторных измерениях.

**5.** *Боковой электрический каротаж (БК).* При высоких значениях сопротивления интервал исследования интерпретируется как плотные нетрещиноватые породы, в случае значений 10000 Омм и более, углеводородами (УВ) насыщены субкапиллярные поры пласта.

**6.** *Микробоковой электрический каротаж (МБК).* По данным МБК возможно детальное расчленение разрезов скважин с четкой отбивкой границ пластов, однако влияние промывочной жидкости (высокопроводящей на солевой основе) затрудняет интерпретацию кривых МБК в скважинах Талаканского месторождения.

**7.** *Плотностной гамма-гамма каротаж (ГГК).* Показания существенно зависят от диаметра скважины, от толщины глинистой корки, плотности промывочной жидкости и других факторов.

Ни один из перечисленных методов не дает возможности однозначно выделять нужные нам литотипы, и необходимо комплексирование

геологических данных исследований керна в скважинах, где он был отобран и методов ГИС. Задача осложняется ограниченностью числа скважин, где был проведен полный комплекс ГИС. Скважины с наиболее полным комплексом ГИС, в основном, приуроченны к Центрально-Талаканскому блоку и составляют всего 37.5 % от общего количества скважин на исследуемой площади (рис.1.4.). По мере сокращения комплекса ГИС нейронная сеть должна переобучаться, прогноз необходимо подтверждать не только имеющимся керном, но и непосредственно прямыми качественными методами исследования пласта и сопоставлять с принятой и рассчитанной ранее литологической моделью, в местах его отсутствия. Данное сопоставление необходимо для своевременного обнаружения противоречий и их ликвидации переобучением сети на более достоверных выборках. В случае выдачи системой более корректного ответа, подтверждающегося косвенными признаками, необходимо применять значения общей пористости по спрогнозированным литотипам, также возможен критический пересмотр принятой литологической модели.

Предлагаемая методика обучения нейронной сети в интеллектуальной геоинформационной системе «НейроИнформГео» состоит из последовательно выполняемых шагов с возвратом и переобучением, в случае неудовлетворительного прогноза литотипов на каждом из этапов (рис.2.1.). Скважины обработаны в несколько циклов обучения, в одном цикле участвовали скважины только с одинаковым комплексом ГИС.

Формирование обучающей выборки происходит с учетом главных факторов, влияющих на показания исходных данных ГИС. К скважинам участвующим в обучении при формировании обучающей выборки должны предъявляться следующие требования:

1. В обучающую выборку отбираются скважины с полным комплексом ГИС, выполненном на месторождении. Использоваться должен только

качественный каротаж. Необходимо проверить все привязки каротажа и керна перед обучением.

2. Продуктивный горизонт должен быть представлен максимальным выходом керна в скважинах, участвующих в обучении нейросети.
3. Разрез скважины должен быть достаточно дифференцированным, т.е. представлен как можно большим числом выделенных литологических типов. В совокупности в обучающей выборки должны присутствовать все выделенные литологические типы.
4. Скважины должны представлять зоны с различным характером насыщения, вскрывать собственно нефтяную зону, водо-нефтяную зону и газо-нефтяную или газовую зоны.

В итоге в обучающую выборку были выбраны три скважины с наиболее полным отбором керна осинского горизонта билирской свиты из зон месторождения с различным характером насыщения, установленного по результатам испытания скважин.

**4. Обучение нейронной сети**

Обучение нейронной сети проводится на задачнике – наборе векторов данных и решений. В каждом векторе данных выделены сигналы, которые подаются нейронной сети (комплекс ГИС), и известные решения (класс литологического типа породы (литотипа)), которые требуется получить от сети при заданных входных сигналах в каждой точке отчета значений вдоль ствола скважины в интервале исследуемого горизонта.

Обучение сети происходит как минимизация некоторой функции невязки (оценка) по всем векторам обучающего множества. Минимизация происходит путем такой подстройки обучаемых параметров сети, чтобы сеть выдавала выходные сигналы наиболее близкие к требуемым. В общем случае задача нахождения некой функциональной зависимости $Y=F(X)$, где $X$ – входной, а $Y$ – выходной векторы, при ограниченном наборе входных данных, имеет

бесконечное множество решений. Для ограничения пространства поиска при обучении ставится задача минимизации целевой функции ошибки НС, которая находится по методу наименьших квадратов:

$$E(w) = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^{p} (y_j - d_j)^2$$

где $y_j$ – значение $j$ – ого выхода нейросети, $d_j$ – целевое значение $j$ – ого выхода, $p$ – число нейронов в выходном слое.

Успешность обучения зависит от ряда факторов:

1) точность решения задачи не может превышать точность измерения данных;

2) задачник должен быть непротиворечив. В задачнике не должны присутствовать вектора данных, у которых одинаковы входные сигналы и разные выходные. Перед обучением производится анализ обучающего множества, на предмет наличия конфликтных примеров;

3) выбор архитектуры сети. В геоинформационной системе “НейроИнформГео” реализованы сети слоистой архитектуры с возможностью произвольного выбора количества слоев нейронов и их количества в каждом слое, не зависящем от числа входных и выходных сигналов;

4) подбирается алгоритм обучения нейронной сети.

В системе реализованы следующие методы обучения: нейронные сети обратного распространения (back propagation) и метод сопряженных градиентов (Флетчера-Ривса).

При формировании обучающей выборки, выборочная константа Липшица вычислялась для каждого цикла обучения, конфликтных примеров обнаружено не было. Вопрос выбора структуры (числа уровней, количества нейронов, типов связей) решался методом эмпирического подбора. Простейшие соображения, когда все параметры сети выбираются по максимуму “с запасом” просто не работают. Незадействованные свободные параметры сети начинают произвольным образом подстраиваться под шум и случайные выбросы

обучающей выборки, отклоняя процесс обучения нейронной сети от оптимального. В результате исследования выбрана сеть слоистой архитектуры, где каждый нейрон в слое принимает все выходные сигналы нейронов предыдущего слоя, а его выходной сигнал рассылается всем нейронам следующего слоя. Всего 10 слоев по 30 нейронов в каждом скрытом слое. Передаточная функция нейронов выбрана сигмоидальная :

$$F(x) = \frac{x}{c + |x|},$$

где $x$-сигнал, поступающий с сумматора, $c$-константа, называемая характеристикой нейрона (параметр крутизны сигмойды).

Выбор функции такого вида обусловлен тем, что она гладкая, непрерывная на всем диапазоне переменных X, диапазон значений всегда ограничен.

Функция ошибки $E(w)$ нейронной сети, благодаря тому, что в ней используются нелинейные пороговые функции, представляет собой довольно сложную “овражистую” поверхность с большим числом локальных минимумов, в связи с чем, обучение нейронной сети производилось усовершенствованным методом обратного распространения ошибки, методом сопряженных градиентов (Флетчера-Ривса) [Методы нейроинформатики / Под ред. А.Н. Горбаня. – Красноярск: КГТУ, 1998. –232 с.], [Тютерев В.В., Новосельцев В.Б. Теория нейронных сетей. – Томск: ТПУ, 2001. – 69 с.].

В связи с тем, что на месторождении имеются скважины с различным комплексом ГИС, обучение производится в несколько этапов, создаются различные нейронные сети для различных комплексов ГИС. Обучение производится от скважин с полным комплексом к скважинам с наименьшим комплексом ГИС. В каждом цикле обучения точность решения задачи уменьшалась пропорционально сокращению использовавшегося комплекса ГИС. Каждая обучающая выборка проверялась на корректность обучения путем восстановления нейронной сетью  после обучения самих обучающих данных (литологических типов), следующим образом: выводились значения полей

файла данных, которые являлись выходными для сети (классы литологических типов), и значения прогноза этих полей нейронной сетью. Далее рассчитывалась невязка между исходным и спрогнозированным значением (“Ошибка”) и уровень уверенности сети в этом ответе (“Уверенность”). Определение уверенности заключалось в определении разности между максимальным значением выхода и значением другого выхода, которое является ближайшим к максимальному, таким образом, чем меньше была ошибка и выше уверенность, тем больше вероятность того, что сеть давала правильный ответ.

Для каждой обучающей выборки выводится статистика правильности решения (таб. 2.3). В таблице под “Правильно” подразумевается число правильных прогнозов и % от общего числа примеров, под “Неуверенно”– число правильных, но не 100%-уверенных прогнозов, под “Неправильно”– число неправильных ответов сети, “Всего” – общее количество сделанных сетью прогнозов (решенных примеров).

*Таблица 2. 3 Результаты проверки обучающих выборок.*

| цикл обучения | комплекс ГИС | правильно | | неуверенно | | неправильно | | всего |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | кол. | % | кол. | % | кол. | % | |
| 1 | ГК, НГК, ДС, АК, ГГКП, МБК, БК | 1523 | 99.6 | 4 | 0.2 | 2 | 0.2 | 1529 |
| 2 | ГК, НГК, ДС, АК, МБК, БК | 2042 | 97.7 | 39 | 1.8 | 9 | 0.5 | 2090 |
| 3 | ГК, НГК, ДС, АК, БК | 2404 | 95.4 | 88 | 3.5 | 27 | 1.1 | 2519 |
| 4 | ГК, НГК, ДС, АК | 2379 | 94.4 | 102 | 4 | 38 | 1.6 | 2519 |
| 5 | ГК, НГК, ДС | 1975 | 78.4 | 367 | 14.5 | 177 | 7.1 | 2519 |
| 6 | ГК, НГК, АК | 1705 | 67.6 | 523 | 20.7 | 291 | 11.7 | 2519 |

Количество примеров во 2 и 3м цикле обучения увеличивается с уменьшением комплекса ГИС (таб.2.3), что связано с необходимостью добавления в обучающую выборку новых скважин, где имеется представительный выход керна, но отсутствует какой либо из видов каротажа. В 4-6м циклах обучения количество примеров остается постоянным в связи с

отсутствием скважин с представительным выходом керна и как следствие отсутствием возможности увеличить обучающую выборку.

В случае удачного обучения сети с заданной нами точностью, выполняется тестирование на другой выборке, если же точность обучения сети нас не удовлетворяет, необходимо переобучить сеть другим методом, подобрать иную архитектуру сети и в случае необходимости вернутся на предыдущие этапы интерпретации (рис. 2.1.). Таким образом, для каждого комплекса ГИС имеется своя обученная нейронная сеть, следующий этап проверка применимости данных сетей для прогноза, т.е. тестирование на скважинных данных не участвующих в обучении.

**5. Тестирование, прогноз, анализ качества прогноза**

В скважинах, использовавшихся при обучении и прогнозе в первом цикле, был проведен наиболее полный комплекс ГИС (таб. 2.3). Всего в первый цикл обработано 24 скважины, три скважины были обучающими. При проверке обучающей выборки, были выбраны также три скважины, проинтерпретированные по данным керна. В данных тестируемых скважинах был представительный выход керна по осинскому горизонту от 70% и выше, что позволило объективно оценить прогноз литологических типов, выданный нейронной сетью (таб. 2.4, рис.2.9).

*Таблица 2.4. Результаты тестирования обученной нейронной сети на тестовых скважинах.*

| Номер цикла обучения | Тестируемые скважины с представительным выходом керна от 70% и выше. Центрально-Талаканские | Процент подтверждения прогноза с учетом совпадения ближайщих литотологических типов с данными по керну | Процент совпадения прогноза коллектора с данными по керну |
|---|---|---|---|
| 1 | 179_62 | 63% | 95% |
| | 179_82 | 71% | |
| | 179_60 | 76% | |
| 2 | 179_75 | 60% | 90% |
| | 179_70 | 75% | |
| 3 | 179_48 | 57% | 64% |
| 4 | 179_59 | 58% | 79% |
| 5,6 | В данных циклах отсутствуют скважины с представительным выходом керна для проверки или керн отсутствует | | |

Во второй цикл обучения вошли скважины с отсутствием в комплексе ГИС плотностного каротажа (ГГКП). При обучении была добавлена еще одна скважина. Как видно из таблиц (таб. 2.3 – 2.4), несмотря на увеличение обучающей выборки, правильно решенных примеров в обучающей выборке несколько меньше, чем при первом цикле обучения, что, несомненно, связано с отсутствием данных по плотностному каротажу рис.2.10. Однако разница в правильности ответов по тестовым скважинам в среднем оказалась значимой только для одной тестовой скважины. Всего во втором цикле обучения было обработано 23 скважины с последующей проверкой результатов прогноза по имеющемуся керну в тестируемых скважинах.

В третьем цикле обучения отсутствовали данные микробокового каротажа (МБК), в обучающую выборку была добавлена еще одна скважина. Как видно из таблицы (таб. 2.4) существенно сокращается качество прогноза литологических типов пород, однако возможность выделять коллектор сохраняется рис.2.11.

В 4-6 цикле обучения новых скважин в обучающую выборку добавлено не было, количество примеров остается постоянным. Количество правильно решенных примеров от 3-го цикла к 6-му уменьшается, что очевидно связано с постепенным уменьшением видов каротажа в использовавшемся комплексе ГИС. Результаты прогноза в данных циклах сопоставлялись непосредственно с ранее построенной литологической моделью. Наличие спрогнозированного коллектора подтверждалось данными прямых методов исследований, такими как гидродинамический каротаж и опробование пласта приборами на кабеле, а также прямыми качественными признаками, такими как проникновение в пласты фильтрата промывочной жидкости (поглощение) и др.

После обучения сети корректно решать задачу прогноза, для всех циклах обучения вычислялись коэффициенты значимости входов нейронной сети.

Показатели значимости входных сигналов и элементов сети – по существу, вычисленные в линейном приближении абсолютные величины

изменения функции оценки при удалении из сети элемента или входного сигнала [Методы нейроинформатики / Под ред. А.Н. Горбаня. – Красноярск: КГТУ, 1998. –232 с.], [Тютерев В.В., Новосельцев В.Б. Теория нейронных сетей. – Томск: ТПУ, 2001. – 69 с.]. При анализе значимости входов нейронной сети, необходимо чтобы возможные “выбивающиеся” примеры существенно не влияли на оценку значимости параметров, поэтому использовался метод вычисления средней величины модуля градиента входного параметра, по всем примерам обучающей выборки. В нашем случае (рис.2.7) наиболее значимые следующие параметры: ГК, НГК (значимость выше 0.8), данные кавернометрии ДС (значимость выше 0.7) и АК (значимость выше 0.6). Менее значимыми оказались параметры ГГК и БК (значимость в диапазоне 0.5-0.6). Наименее значимым параметром оказался МБК (значимость в диапазоне 0.3-0.4). Низкий показатель значимости МБК можно объяснить влиянием на его показания промывочной жидкости и, как следствие сильно зашумленными данными и плохой корреляцией с выделенными литологическими типами. Однако для выделения коллектора, включающего три литотипа, его значимость существенно увеличивается.

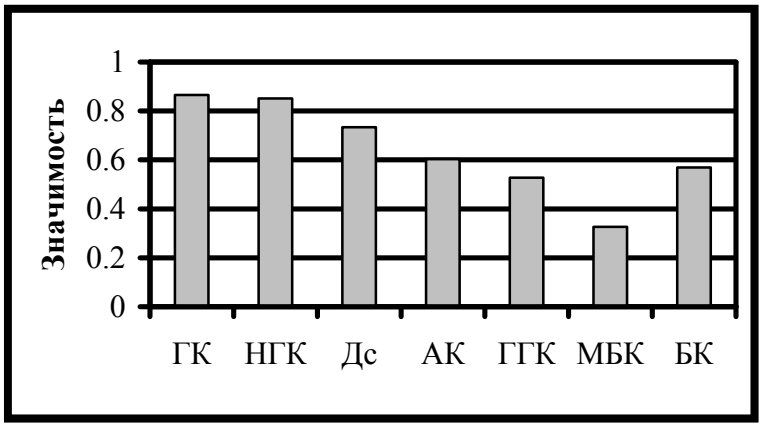



Рис. 2.7 Значимость видов каротажа при прогнозе литотипов.

В общем, использование данных только по трем видам каротажа (цикл 5, 6), оказывается недостаточным для уверенного выделения литологических типов пород. Тем не менее, наблюдается значимая корреляция прогноза с

принятой литологической моделью и прямыми методами исследований подтверждающих наличие спрогнозированного коллектора (его границ).

На рис.2.8 представлены корреляционные зависимости сопоставления результатов стандартной обработки ГИС при выделении литологических типов (литотипов) пород объемным методом с обработкой ГИС математическим аппаратом нейронных сетей. Для примера на скв. 179-22 (рис.2.12) показана геолого-геофизическая характеристика скважины 179-22 с выделенными литологическими типами пород представленной методикой (цветная колонка).

Всего данной методикой проинтерпретировано 63 скважины, из них 24 скважины имели полный комплекс ГИС. Результаты интерпретации по этим скважинам легли в основу детальной корреляции и построения литологической модели месторождения, коэффициент корреляции между спрогнозированным значением литотипа и керна превышает по данным скважинам $R^2 > 0.7$. Выделение границ коллектора подтверждается как керном, так и прямыми методами исследования пласта с коэффициентом корреляции $R^2 > 0.9$ как для скважин первого цикла обучения - 24 скважины, так и второго - 23 скважины.

Рис. 2.8 Сопоставление методик интерпретации данных ГИС на примере скв. 179-22.

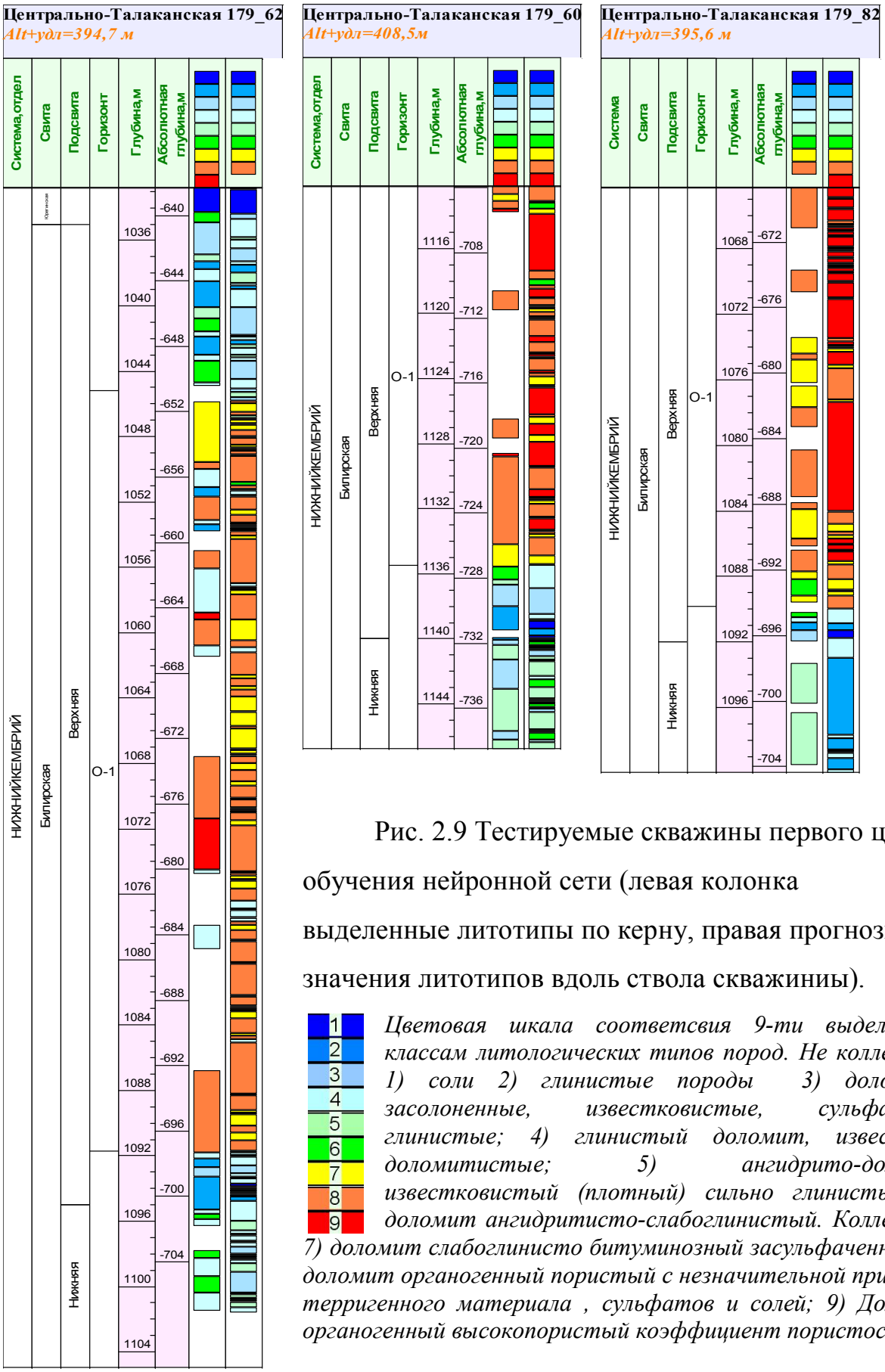



Рис. 2.9 Тестируемые скважины первого цикла обучения нейронной сети (левая колонка выделенные литотипы по керну, правая прогнозные значения литотипов вдоль ствола скважиниы).




*Цветовая шкала соответсвия 9-ти выделенным классам литологических типов пород. Не коллектор: 1) соли 2) глинистые породы 3) доломиты засолоненные, известковистые, сульфатные, глинистые; 4) глинистый доломит, известняки доломитистые; 5) ангидрито-доломит известковистый (плотный) сильно глинистый; 6) доломит ангидритисто-слабоглинистый. Коллектор: 7) доломит слабоглинисто битуминозный засульфаченный; 8) доломит органогенный пористый с незначительной примесью терригенного материала , сульфатов и солей; 9) Доломит органогенный высокопористый коэффициент пористости.*

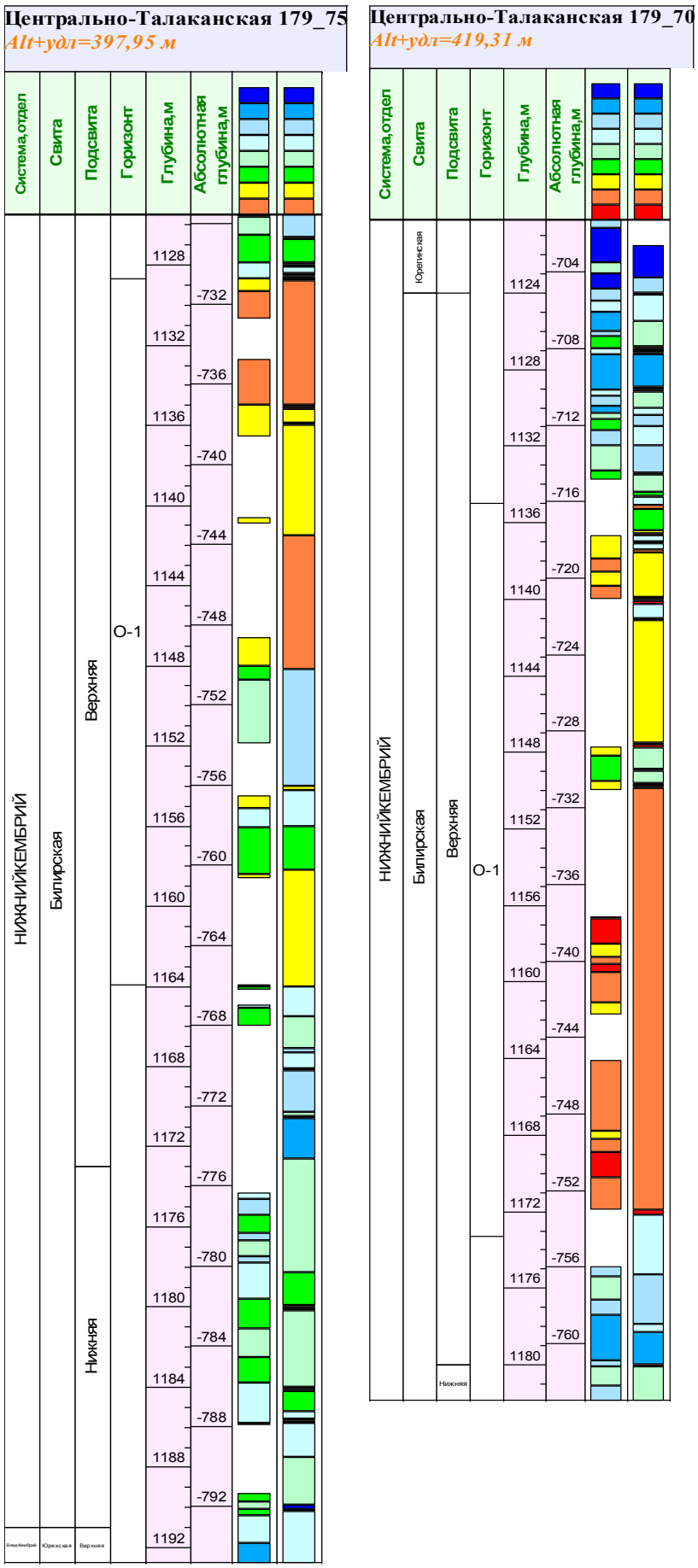
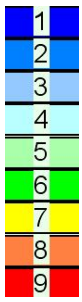



Рис. 2.10 Тестируемые скважины второго цикла обучения нейронной сети (левая колонка выделенные литотипы по керну, правая прогнозные значения литотипов вдоль ствола скважиниы).




*Цветовая шкала соответсвия 9-ти выделенным классам литологических типов пород. Не коллектор: 1) соли 2) глинистые породы 3) доломиты засолоненные, известковистые, сульфатные, глинистые; 4) глинистый доломит, известняки доломитистые; 5) ангидрито-доломит известковистый (плотный) сильно глинистый; 6) доломит ангидритисто-слабоглинистый. Коллектор: 7) доломит слабоглинисто битуминозный засульфаченный; 8) доломит органогенный пористый с незначительной примесью терригенного материала , сульфатов и солей; 9) Доломит органогенный высокопористый коэффициент пористости.*

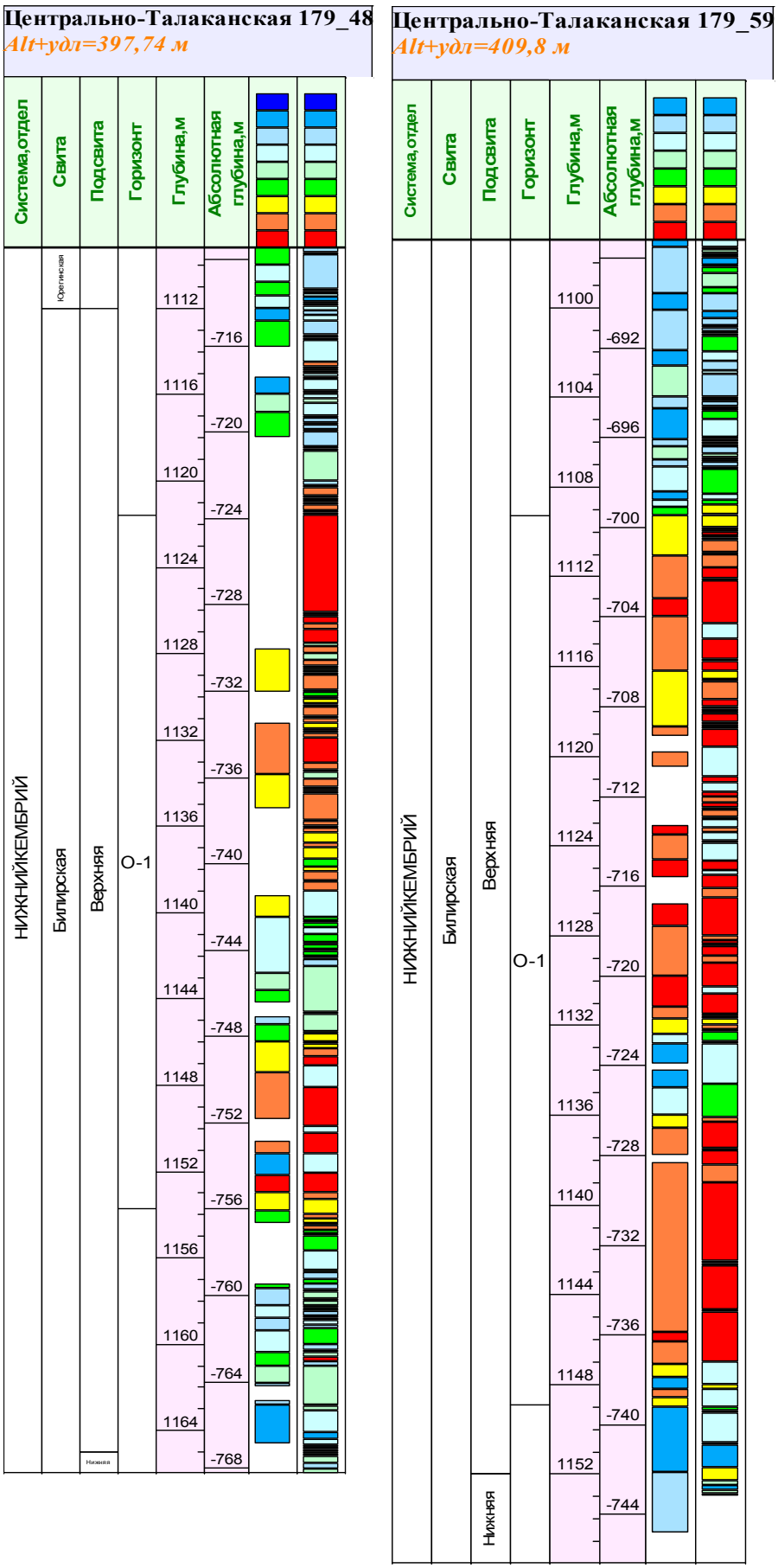
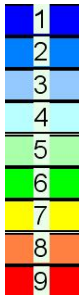



Рис. 2.11 Тестируемые скважины 3 - 4 циклов обучения нейронной сети.




*Цветовая шкала соответсвия 9-ти выделенным классам литологических типов пород.*

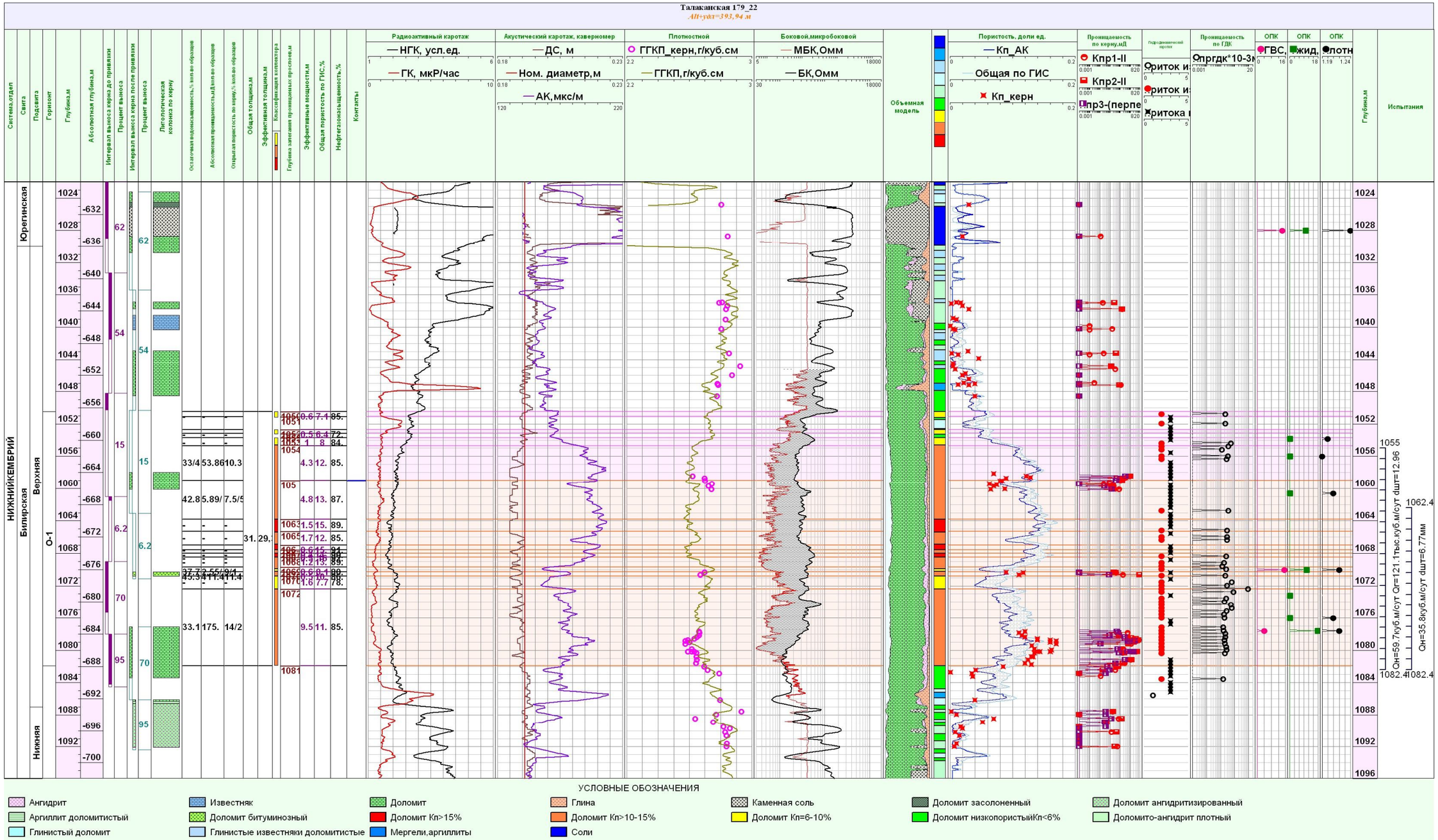



Рис.2.12 Геолого-геофизическая характеристика (на примере скважины 179-22).

**Выводы по второй главе**

1. Разработана методика интерпретации данных ГИС на основе нейроинформационных технологий реализованных в геоинформационной системе «НейроИнформГео»
2. Методика позволила спрогнозировать литологические типы пород в интервале продуктивного осинского горизонта Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения для 24-х скважин имеющих полный комплекс ГИС (ГК, НГК, ДС, АК, ГГКП, МБК, БК) и 23 –х скважин с отсутствием выполненного ГГКП
3. При дальнейшем уменьшении комплекса ГИС, прогнозирование литологических типов для осинского карбонатного колектора Талаканского месторождения, является нецелесообразным. Однако остается возможным отбивать границы коллектора и определять его мощность комплексом ГИС включающем в себя методы: ГК, НГК, ДС, АК
4. Для 24-х скважин первого цикла обучения, показано, что нелинейная апроксимация нейронными сетями может превышать точность решения задачи моделью системы линейных петрофизических уравнений, в частности за счет возможности нейронной сети расширения используемого комплекса данных ГИС, а соответственно увеличения физических признаков характеризующих коллекторские свойства

# ГЛАВА 3. МЕТОДИКА КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ АТРИБУТОВ ГЕОХИМИЧЕСКИХ, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ И СЕЙСМИЧЕСКОГО ВОЛНОВОГО ПОЛЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, РЕАЛИЗОВАННЫХ В ГЕОИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЕ «НЕЙРОИНФОРМГЕО»

В данной главе описана созданная методика прогнозирования геологических и физических параметров по комплексу геолого-геофизических данных, данных сейсмической разведки на основе обучения нейронных сетей.

Реализация методики в геоинформационной системе “НейроИнформГео” выглядит следующим образом:

**1.** На вход из базы данных вызываются в едином масштабе с общей начальной точкой сетки различных геофизических и (или) геохимических параметров $N_a$ по площади или в плоскости разреза, при интерпретации 3D импортируется кубы сейсмических атрибутов;

**2.** В целях формирования эталона используются скважины $N_s$, в которых проведены испытания и выполнен комплекс ГИС. Для площадной интерпретации используются все скважины, попадающие в данную площадь или заранее заданные, для исследования по разрезу скважины, находящейся в непосредственной близости от профиля или в полосе доверительной вероятности от профиля. Скважины разбиваются на классы прогнозируемого геологического признака.

**3.** Для каждой *i*-ой скважины, где *i=1,…,* $N_s$*,* на основе геофизических (геохимических) атрибутов рассчитывается множество $D_i\{x,y\}$, из $n_i$ точек, лежащих в круге радиуса $R_i$, с центром в *i*-ой скважине. Выбор радиуса доверительного интервала зависит, от геологических условий и параметров околоскважинного пространства. При этом считается, что все точки, попавшие в доверительное пространство возле одной скважины, несут одинаковую информационную нагрузку. Для интерпретации по разрезу используется полоса шириной $U_i = R_i$ в случае сейсморазведки 2D, и цилиндр с радиусом $R_i = D_i$ и

высотой цилиндра $H_i$ задаваемого интерпретатором, в случае 3D сейсморазведки.

**4.** Формируется эталон в виде вектора с усредненными значениями геофизических параметров и весами, обеспечивающими оценку информативного вклада каждого параметра. Точки внутри круга, полосы или цилиндра используются для оформления образа или классов. Используя множество рассчитанных координат возле скважин $D_i\{x,y\}$, мы формируем из сеток геофизических параметров векторы с координатами $\{x,y\} \in D_i$ и значениями геофизических, геохимических и других параметров. При этом, для каждой *j*-й точки из множества $D_i\{x,y\}$ формируется вектор $V_j^i$ длины $N_a$+1, компонентами которого являются значения атрибутов геофизических (геохимических) параметров $v_{j1},\ldots,v_{jN_a}$ и номер класса *k,* к которому относится *i*-я скважина: $V_j^i$=($v_{j1},\ldots,v_{jN_a}$ ,*k*). Таким образом, выборкой, построенной на множестве точек $D_i\{x,y\}$, относящихся к *i*-ой скважине, является множество векторов: $U_j^i=\{V_1^i,V_2^i,\ldots,V_{n_i}^i\}$, а выборку, построенную по всем выбранным скважинам, образует множество $:U=\bigcup_{i=1}^{N_s} U_i=\{U_1,\ldots,U_{N_s}\}$.

**5.** Скважины, находящиеся в полосе доверительной вероятности в первой итерации, разбиваются на две части. Часть скважин используется в качестве эталонной выборки, другая часть случайным образом формирует тестовую выборку для проверки качества прогноза. То есть множество *U* разбивается на два подмножества $U_{обуч}$ и $U_{пров}$, образующие обучающую и проверочную (тестовую) выборки.

**6.** По методу обучения нейросетей алгоритмом обратного распространения ошибки формируется многослойная нейронная сеть с $N_a$ входами и одним выходным нейроном, принимающим значение OUT $\in$ значению выделенного класса k. На множестве $U_{обуч}$ нейронная сеть обучается.

Архитектура сети подбирается эмпирически, обеспечивается минимум ошибки обучения.

**7.** Для каждого из $N_a$ входных параметров определяются показатели значимости - $\chi_{N_a}$, характеризующие информативный вклад данного параметра (атрибута) в результаты. Нейронная сеть вычисляет градиент функции оценки по входным сигналам и обучаемым значениям сети. Таким образом, показатель значимости $N_a$ параметра при решении $q$-о примера определяется по следующей формуле:

$$\chi_{N_a}^{q} = \left| \frac{\partial H_q}{\partial w_{N_a}} (w_{N_a} - w_{N_a}^{*}) \right|$$

где, при решении $q$-о примера показатель значимости показывает насколько изменится значение функции оценки решения сетью $q$-о примера если текущее значение параметра $w_{N_a}$ заменить на ближайшее выделенное значение $w_{N_a}^{*}$ для $N_a$ параметра. Конечный показатель значимости $N_a$ параметра рассчитывается как общее среднее: $\chi_{N_a} = \frac{1}{n}\sum_{q=1}^{n} \chi_{N_a}^{q}$, где $n$ число примеров. Таким образом, вычисленное значение показателя значимости для $N_a$ параметра по существу представляет, в линейном приближении абсолютную величину изменения функции оценки при удалении из сети входного параметра (сигнала). Неинформативные параметры удаляются из сети, нейронная сеть переобучается.

**8.** Проверка обучения осуществляется сопоставлением множества спрогнозированных значений классов в тестовых скважинах с множеством присвоенных значений классов тестовым скважинам множества $U_{пров}$. На множестве $U_{пров}$ по несовпадениям ответов сети с известными ответами рассчитывается ошибка обобщения сети. В случае неудовлетворительных результатов обучение повторяют. Методом кросс-валидации множество $U$

разбивается снова на два подмножества $U_{обуч}$ и $U_{пров}$, образующие обучающую и проверочную (тестовую) выборки в соотношении *4/5* и *1/5* соответственно. Производится обучение и тестирование с вычислением коэффициента корреляции прогноза с тестовой выборкой. Далее исходная выборка разбивается всеми возможными способами с сохранением интервалов прогнозируемых классов многократно, одновременно с усложнением архитектуры сети. В результате итерационного процесса вычисляется истинная средняя ошибка обобщения нейронной сети. В случае неудовлетворительных результатов принимается решение о перепроверке исходных геолого-геофизических данных, рассматривается возможность прогнозировании другого признака, также характеризующего изучаемую среду.

**9.** В случае удовлетворительного решения задачи осуществляется прогнозирование. Программа разбивает всё многомерное признаковое пространство на классы принадлежности или подобия тому или другому эталону и формирует на выходе карту эталонов для площадной интерпретации или формирует разрез с выделением комплексов (классов) на временную или глубинную модель.

**Пример прогноза эффективных толщин продуктивного горизонта в межскважинном пространстве Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения разработанной методикой**

Рассмотрим пример комплексной интерпретации и прогнозирования эффективных толщин коллектора данным методическим подходом реализованным в геоинформационной системе «НейроИнформГео» на примере Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения. Прогнозирование эффективной мощности коллектора в межскважинном пространстве осуществлено по комплексу сейсмических атрибутов 2D сейсморазведки, рассчитанных в различных окнах измерения вдоль отслеженного сейсмического горизонта, характеризующего билирскую свиту, учитывая

особенности расчета динамических атрибутов по данным метода общей глубинной точки (МОГТ) сейсморазведки.

Сейсмические параметры представлены, различающимися способами оценок параметра, нормировками и шагом регулярной сети. Вертикальное окно расчета атрибутов достигает 0.03 с., и более, что обусловлено длиной периода колебаний. Соответственно разрешающая способность прогноза зависит от волновых свойств временного разреза и способа измерения сейсмических характеристик и определяется в первую очередь окном анализа сейсмического параметра, при этом для расчета части атрибутов расчетное окно превышает мощность билирской свиты, а следовательно и интересующего нас продуктивного горизонта, охватывая толщу включающую в себя не только продуктивный горизонт, но и вышележащие, непроницаемые пласты каменной соли. Таким образом, информативный вклад данных атрибутов при комплексной интерпретации основывается на интегральном подходе. Физическим смыслом интегрального анализа динамических атрибутов сейсмического волнового поля является наличие в разрезе аномальных объектов сейсмического поля. Условиям образования аномалий удовлетворяют модели сред характеризующиеся локальными разуплотненными участками, напряженным состоянием горной породы, рассеянием углеводородов, тектоническими нарушениями, рифогенными образованиями [Никитин А. А., Земцова Д. П., Долинин А. Н., 2003, Технология выделения малоразмерных залежей углеводородов в полях сейсмических параметров: Геофизика №6, с.3 – 8.], [Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа.- Москва: “Мир”, 1982.].

Сейсмические поля динамических атрибутов в разрезе и плане, а также физические (гравитационные, магнитные) и геохимические поля, наблюдаемые над месторождениями нефти и газа, видоизменяются в зависимости от расположения залежей и интенсивности процессов преобразования надпродуктивной толщи пород под воздействием миграции углеводородов. Они позволяют создать многомерное признаковое пространство, которая

используется как фактическая основа для прогнозирования контура нефтегазоносности в рамках задачи комплексной интерпретации. Обоснование влияния физических свойств, пласта и флюида насыщающего его, на весь разрез продуктивных и вышележащих отложений, приводиться в работах А. Э. Конторовича, Джона Ханта и ряда отечественных и зарубежных ученых. Следует отметить работы Томских исследователей основанных на геолого-геофизическом материале месторождений Томской области, в которых автор работы принимал непосредственное участие [Гафуров О.М,, Меркулов В.П., Городников М.А. И др. Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ и возможные пути ихреализации в Томской области // Инновационные методы и технологиивефтегазопоисковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточныхрайонах Западной Сибири. Сборник научных статей, Томск, ЦНТИ, 2000, вып. 1, с.8-30], [Гафуров Д.О., Гафуров О.М., 2001 г. Геолого-генетическая модель нефтегазоносного комплекса и литолого- геохимическая зональность нефтегазоносных разрезов,Труды Пятого Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов, аспирантов, молодых ученых, посвященного 100-летию Горно-геологического образования в Сибири. ТПУ, г.Томск], [ Гафуров Д.О., Гафуров О.М., 2002 г. Опыт применения инновационных технологий ООО «ИнформГеоСервис» в геологоразведке нефти и газа на примере Южно-Черемшанского нефтяного месторождения, Болтного нефтяного месторождения и Олимпийского куполовидного поднятия. Труды Шестого Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов, аспирантов, молодых ученых. ТПУ, г.Томск] , [ Гафуров О.М., Гафуров Д.О., 2006 г., Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ, нейросетевая парадигма: сборник докладов 3 – го семинара – совещания Тюмень ОЕАГО «Возможности и проблемы обработки и интерпретации результатов сейсморазведочных работ»: Тюмень, ООО НТЦ «Неоком», печатный салон «Хамелеон», с. 131-137].

В конечном итоге, при условии невозможности выделение пластов мощностью, меньшей длины волны, задача сводится к выделению такого интервала временного разреза, в котором изменение сейсмических параметров и их вторичных характеристик наиболее тесно связано статистически с изменчивостью свойств, включая коллекторские, исследуемого горизонта. В этом смысле задача сводится к проблеме классификации, при условии, что полученные карты сейсмических атрибутов и выделяемые на них закономерности согласуются с геологическими представлениями об объекте.

Рассмотрим в деталях сейсмогеологические особенности строения разреза Талаканской площади.

На временных разрезах МОГТ на Талаканской площади выделяется шесть сейсмогеологических комплексов.

Верхний сейсмогеологический комплекс соответствует бессолевым отложениям нижне-, средне- и верхнекембрийского возраста, испытавшим интенсивное воздействие экзогенных процессов (вымывание солей и карстообразование), а также маломощными отложениями юрского и четвертичного возраста. Характеризуется хаотичной волновой картиной, отражающие площадки не протяжённы. Скорости в верхней части разреза (в интервале от дневной поверхности до уровня моря) по данным ВСП глубоких скважин изменяются от 1500 м/с до 5200 м/с. Кажущиеся скорости преломленных волн в первых вступлениях на удалениях 400 – 1500 м изменяются от 4400 м/с до 5600 м/с. Скорости в рыхлых отложениях юрского и четвертичного возраста, очевидно, изменяются от 1500 м/с (а для сухих пород и менее) в таликовых зонах и до 3000 м/с на участках развития многолетнемёрзлых пород.

Второй сейсмогеологический комплекс объединяет в себе соленосные отложения нижнекембрийского возраста и характеризуется насыщенностью интервала протяжёнными интенсивными отражающими горизонтами. Для этого комплекса характерна волновая картина, отражающая развитие соляных

диапиров разной интенсивности. Последние проявляются чаще всего в форме «подушек» солей разной мощности в пределах отдельной толщи. Кровля комплекса проводится по прекращению прослеживаемости интенсивных отражающих горизонтов, что связано с выщелачиванием солей из разреза, и меняет своё стратиграфическое положение по площади. К кровле соленосных отложений юрегинской (верхнеусольской) свиты приурочен отражающий горизонт I.

Третий сейсмогеологический комплекс связан с карбонатно-сульфатными отложениями венда-нижнего кембрия. В его кровле прослеживается отражающий горизонт II, который связан с кровлей доломитов верхнебилирской свиты и подошвой солей юрегинской свиты, а также с отложениями осинского горизонта, являющимися продуктивными на Талаканской площади. Эффективная скорость до горизонта А(II) составляет 4800-5200 м/с (в среднем около 5000 м/с).

Четвёртый комплекс соответствует терригенным отложениям вендского возраста. Снизу комплекс ограничен несогласием типа «подошвенное налегание», а сверху – «эрозионный срез». В его кровле формируется опорное отражение КВ (индексация якутских геофизиков) или $M_2$ (индексация, принятая в геофизических организациях Иркутской области и Красноярского края). Отражённая волна $M_2$(КВ) представляет собой двухфазное колебание с видимой частотой 25 – 30 Гц и эффективной скоростью около 5200 м/с. Внутри комплекса наблюдаются отражающие горизонты, связанные с переслаиванием существенно глинистых толщ и грубозернистых отложений вендского возраста, с которыми связаны залежи углеводородов в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

Наблюдаемый, на некоторых профилях, пятый сейсмогеологический комплекс связан с терригенными отложениями рифея, сохранившимися в грабенообразных впадинах фундамента. Волновая картина в пределах

комплекса характеризует слоистое строение осадочных толщ рифейского возраста. В кровле комплекса отмечается несогласие типа «эрозионный срез».

Нижний (шестой) комплекс соответствует фундаменту Сибирской платформы, который в данном районе сложен архейско-нижнепротерозойскими метаморфическими отложениями, прорванными интрузиями гранитоидов. Комплекс характеризуется хаотической сейсмической записью. К кровле фундамента приурочен сейсмический отражающий горизонт Ф, имеющий спорадическое прослеживание. Средняя скорость до горизонта Ф составляет около 5300м/с.

Ниже отражающего горизонта $M_2$(КВ) в интервалах, соответствующих четвёртому, пятому и шестому сейсмогеологическим комплексам, присутствуют многочисленные отражающие площадки, связанные с кратными (в основном, очевидно, частично кратными) и интенсивными обменными PS-волнами.

В целом, разрез представляет собой высокоскоростную резко дифференцированную среду с наличием ряда резких петрофизических границ, благоприятных для образования интенсивных отражённых и обменных волн, и характеризуется, благоприятными глубинными сейсмогеологическими условиями в интервале второго и третьего сейсмогеологических комплексов. Поверхностные сейсмогеологические условия, напротив, характеризуются, как неблагоприятные, что связано с резкой скоростной изменчивостью разреза по латерали.

В общем, основными объектами нефтегазоразведочной сейсморазведки являются соленосный кембрийский, подсолевой карбонатно-сульфатный венд-кембрийский, терригенный вендского возраста и терригенный рифейского возраста - сейсмокомплексы.

Для изучения динамических особенностей сейсмических отражений использовались исходные сейсмограммы без амплитудных регулировок и полученные в ходе кинематической обработки скоростные зависимости и

статические поправки, с соблюдением условий соотношения сигнал/помеха не менее 10 на окончательных суммарных временных разрезах.

Полученные временные разрезы с сохранённым соотношением амплитуд (и их трансформанты – разрезы мгновенных и средневзвешенных амплитуд и частот) использовались для вычисления и анализа различных амплитудных и частотных параметров. Кроме того, были применены методики – AVO-анализ и F-преобразование.

При осуществлении обучения нейронной сети прогнозировать эффективные толщины коллектора по динамическим атрибутам сейсмического волнового поля на первой итерации обучения (до расчета коэффициентов значимости) на вход нейронной сети было подано 23 расчетных параметра. В результате расчета коэффициентов значимости в процессе настройки нейронной сети, первоначальный комплекс атрибутов сокращен. Таким образом, основу для прогноза эффективных толщин осинского горизонта составили наиболее значимые динамические атрибуты сейсмического волнового поля. Установлено, что наибольшей значимостью для прогноза эффективных толщин на площади обладают амплитудные характеристики: мгновенная амплитуда, параметр AVO Intersept*Gradient и амплитуда рассеянной компоненты сейсмического поля. Кроме того, значительный вклад в прогноз вносят скоростные характеристики среды, частотно-зависимое поглощение и временная мощность между отражающими горизонтами А(II) и М2(КВ) (таб.3.1).

В данной работе для AVO-анализа был использован третий параметр AVO (Intersept x Gradient), который характеризуется положительными аномалиями над газовыми залежами, участками.

Пример разреза AVO-атрибута по профилю 870303 приведён на рисунке 3.1. Аномалия в центре профиля, характеризующаяся понижением интервальных скоростей, увеличением коэффициента отражения сейсмической волны в зависимости от угла падения волны (AVO-параметр) на уровне

отражения А(II) (кровля осинского продуктивного горизонта) соответствует газовой шапке залежи. Небольшой (и по амплитуде, и по размерам, ~ 3х3км) купол осложняет крайнюю северную переклиналь Талаканского поднятия-область залежи месторождения. На рисунке 3.3 показано распределение по площади значений среднеквадратической амплитуды вдоль горизонта А(II) поля 3-го параметра AVO (Intersept*Gradient) рассчитанного в окне 30 мс.

*Таблица 3.1. Комплекс значимых динамических атрибутов сейсмического волнового поля*

| N/N п/п | Сейсмические атрибуты | Временное окно измер. атрб. (с) | Пластовая скорость (м/с) | Значимость атрб-ов при прогнозе эфф. толщин |
|---|---|---|---|---|
| 1 | Мгновенная амплитуда вдоль горизонта А(II) в окне 30 мс, нормированная на значение амплитуды вдоль горизонта М2 в окне 50 мс | 0.03 | 5365 | 0.69 |
| 2 | Мгновенная амплитуда вдоль горизонта А(II) в окне 30 мс | 0.03 | 5365 | 0.67 |
| 3 | Соотношение сигнал/помеха вдоль горизонта А(II) поля 3-го параметра AVO (Intersept*Gradient) в окне 30 мс | 0.03 | 5365 | 0.89 |
| 4 | Среднеквадратическая амплитуда вдоль горизонта А(II) поля 3-го параметра AVO (Intersept*Gradient) в окне 30 мс | 0.03 | 5365 | 0.68 |
| 5 | Среднеквадратическая амплитуда вдоль горизонта А(II) рассеянной компоненты сейсмического поля | 0.12 | 6150 | 0.67 |
| 6 | Vэф по горизонту А от дневной поверхности | 0.466 | 5100 | 0.6 |
| 7 | Vэф по горизонту М2 от дневной поверхности | 0.570 | 5220 | 0.61 |
| 8 | Абсолютное приращение периодов сейсмических колебаний, рассчитанных, как максимумы амплитудно-частотных спектров, в окнах 0,2 с выше и ниже горизонта А(II) | 0.4 | 5365 | 0.65 |
| 9 | Временная мощность между отражающими горизонтами А(II) и М0 | 0.048 | 6150 | 0.64 |

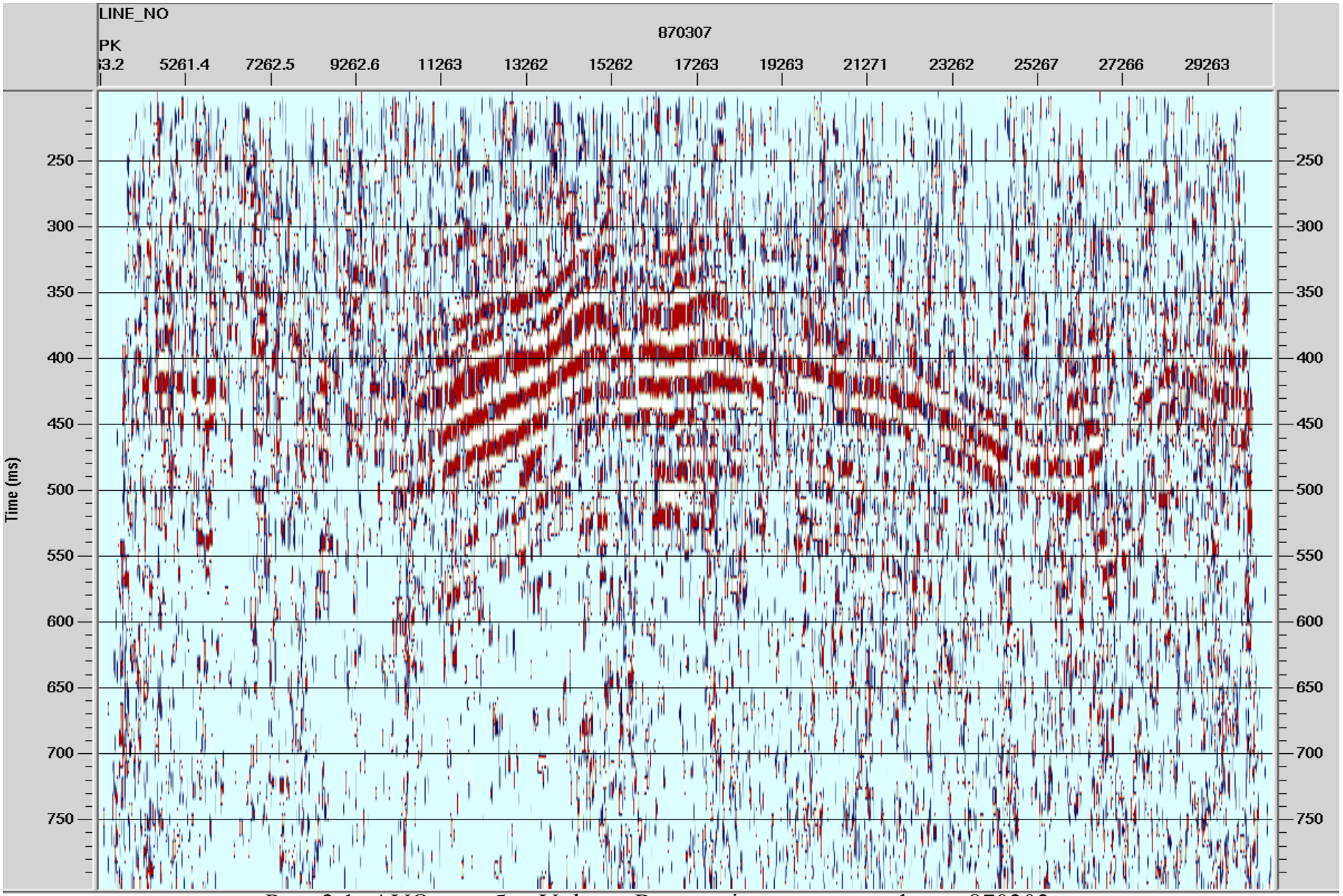



Рис. 3.1- AVO-атрибут Volume Reconnaissance по профилю 870303.

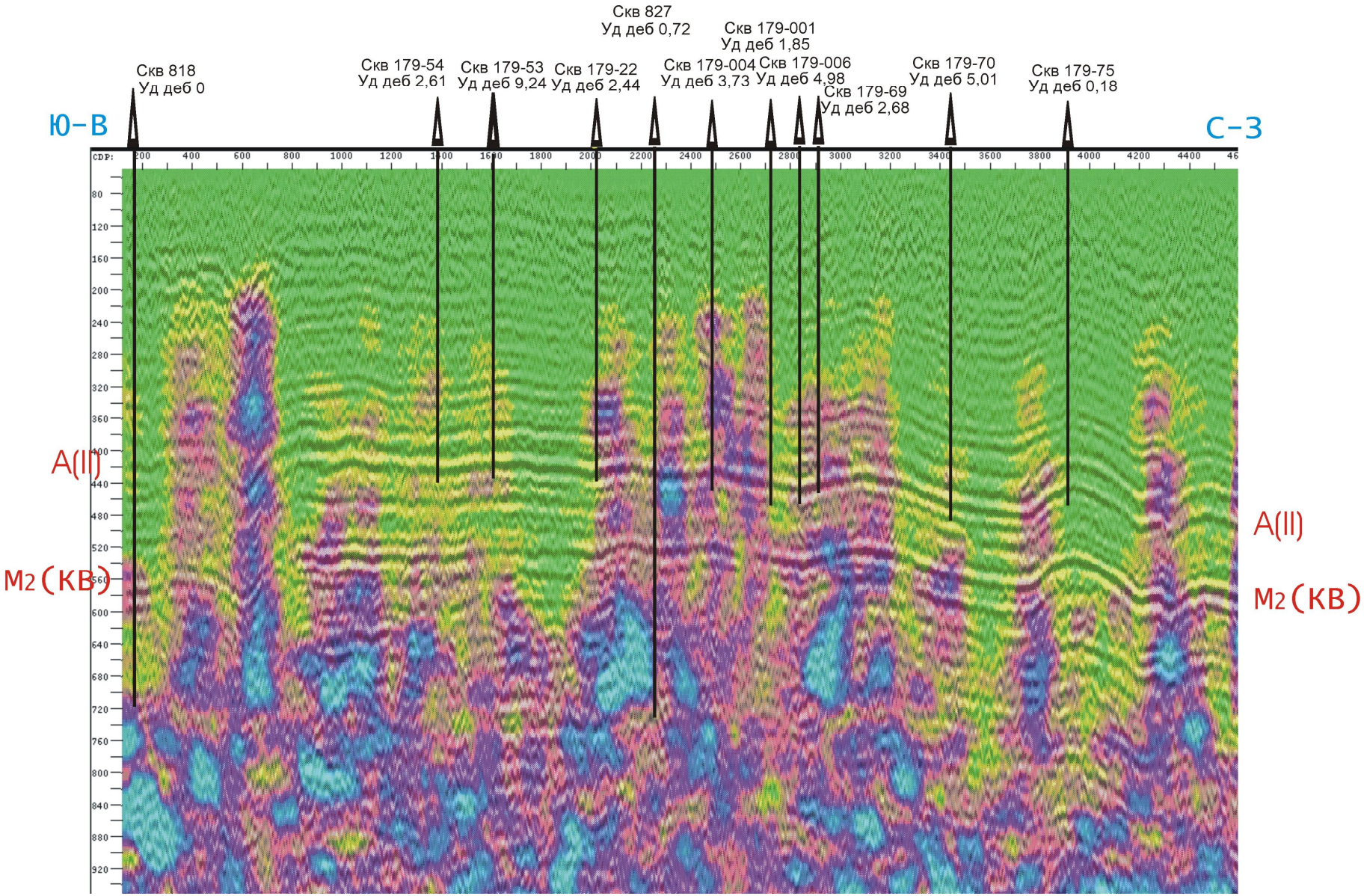
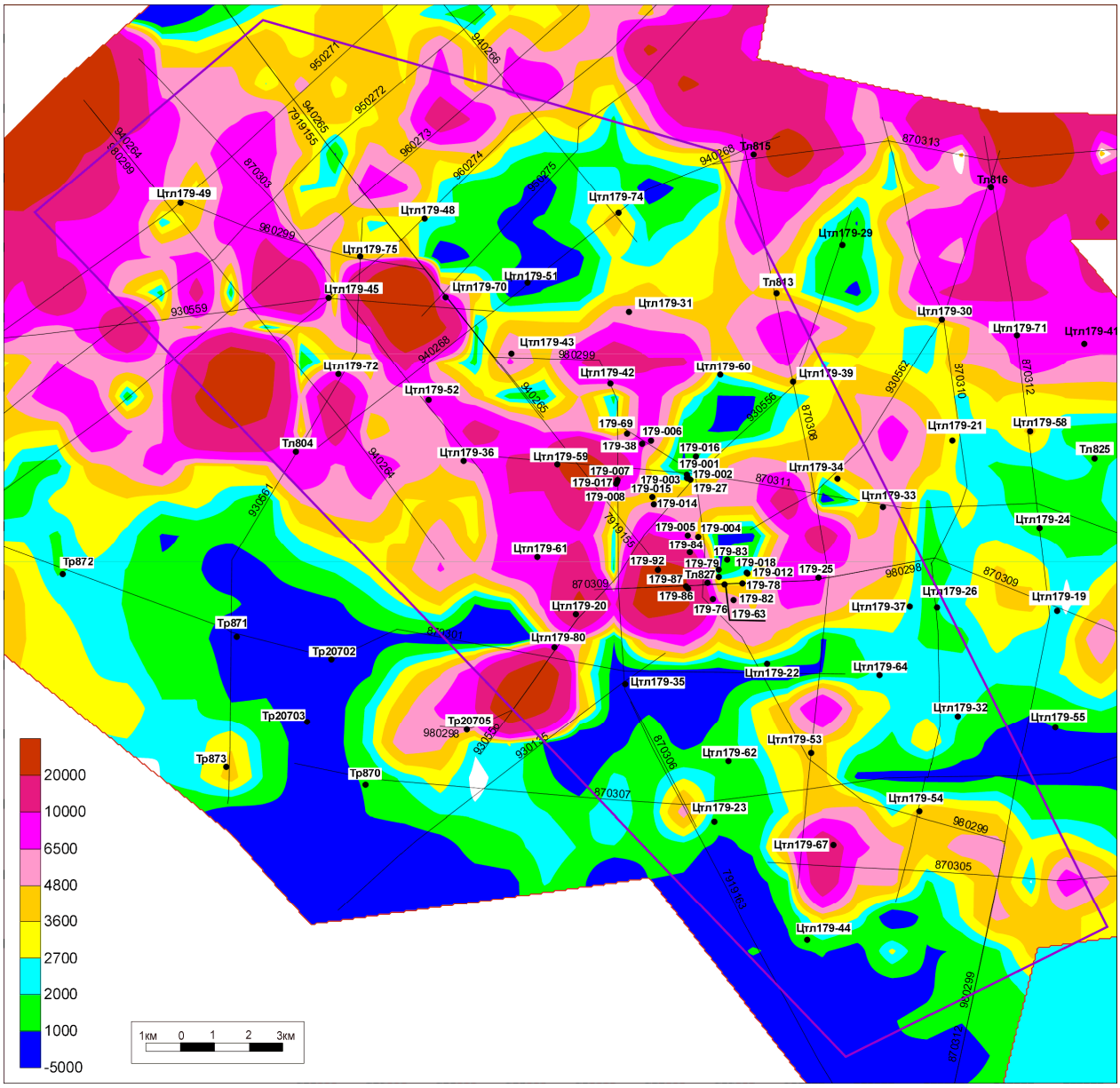



Рис. 3.2. Комбинированный временной разрез МОГТ и разрез энергии рассеянных волн. ПР 980299




Условные обозначения:

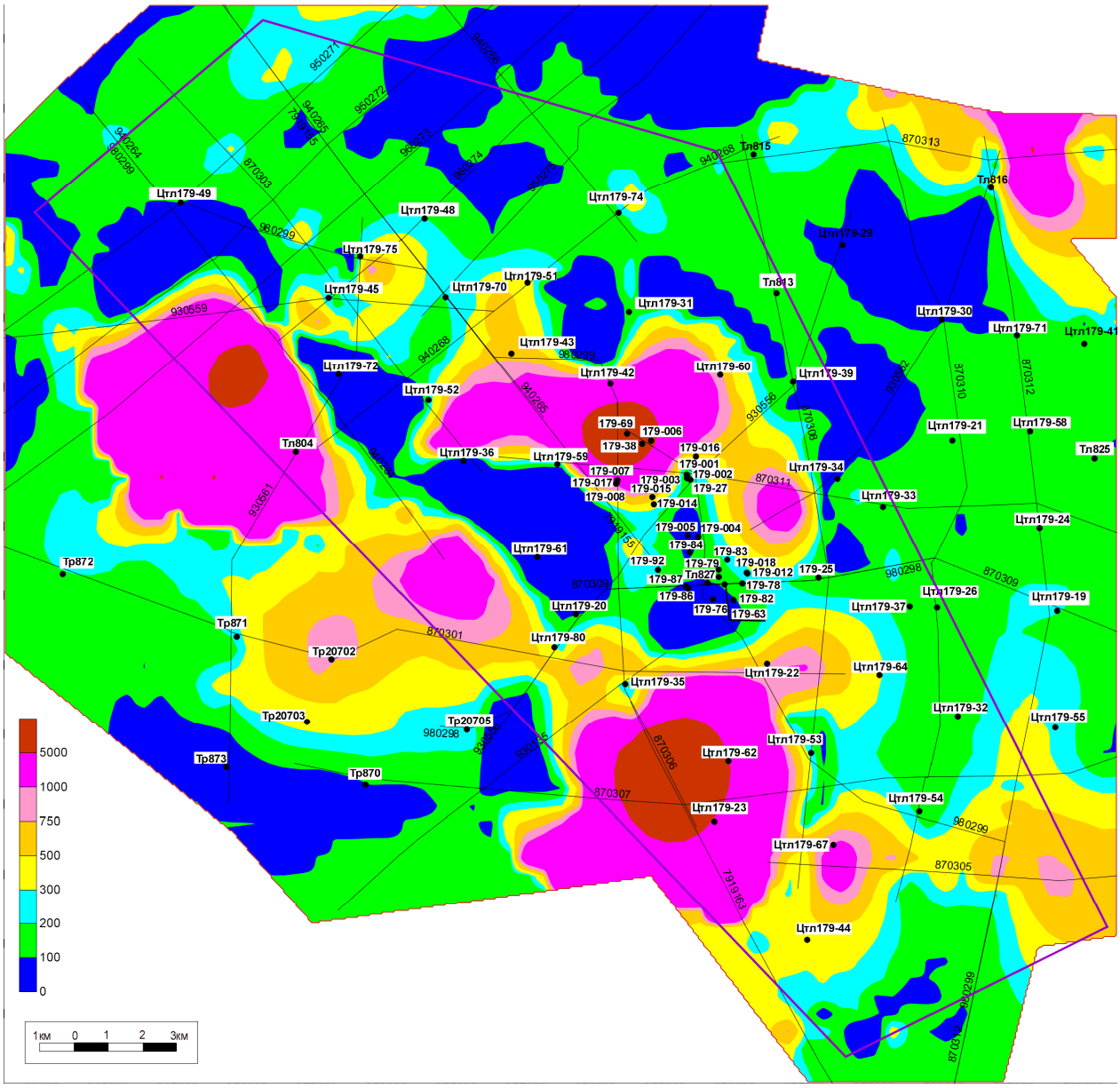
граница лицензионного участка

разломы

Цтл179-30 скважины

870310 Сейсморазведочные профили используемые при построении 87-год обработки,03-номер партии, 10-номер профиля

Рис.3.3. Среднеквадратическая амплитуда вдоль горизонта А(II) поля 3-го параметра AVO (Intersept*Gradient) в окне 30 мс



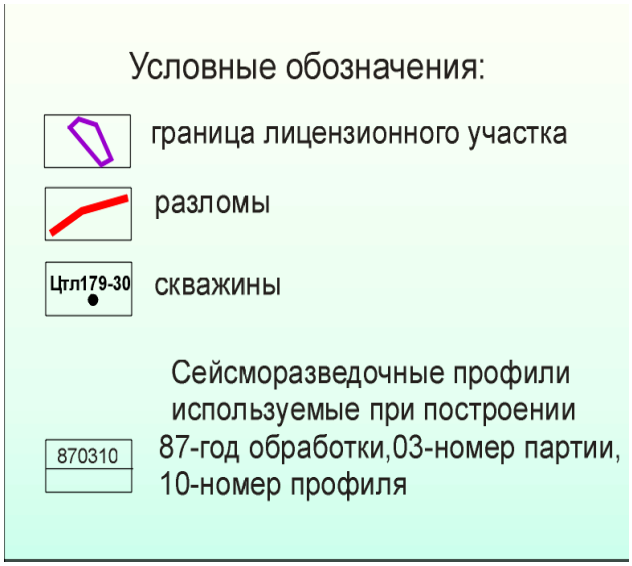
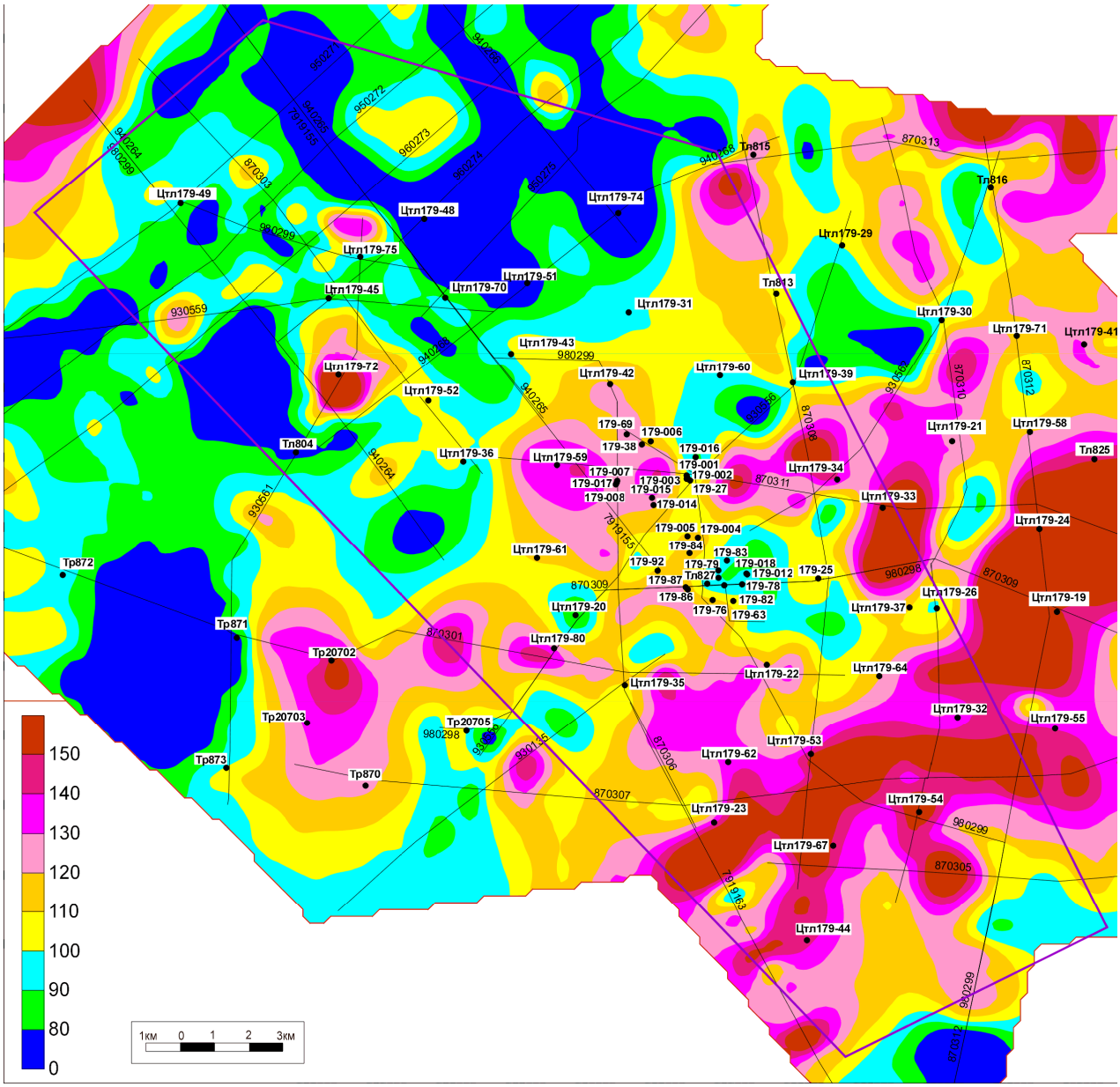




Рис.3.4. Среднеквадратическая амплитуда рассеянной компоненты сейсмического поля вдоль горизонта А(II).




Условные обозначения:

граница лицензионного участка

разломы

Цтл179-30 скважины

870310 Сейсморазведочные профили используемые при построении 87-год обработки,03-номер партии, 10-номер профиля

Рис.3.5. Мгновенная амплитуда вдоль горизонта А(II) в окне 30 мс, нормированная на значение амплитуды вдоль горизонта $M_2$ в окне 50 мс.

Для прогноза зон повышенной трещиноватости был привлечён аппарат F-преобразования, позволяющий разделять зеркальную и рассеянную компоненты волнового поля. Как известно, рассеяние сейсмической энергии происходит на неоднородностях среды не превышающих по размеру длину волны, в том числе на участках повышенной пустотности отложений. Собственно изображения границ осадочных напластований с различными сейсмоакустическими свойствами формируются как суперпозиция волновых образов точек, каждая из которых может порождать свою рассеянную волну. Даже если сейсмоакустические параметры меняются по латерали незначительно, реальные отражающие границы в среде не всегда является гладкими (зеркальными). В связи с наличием в среде локально-неоднородных либо нечетко выраженных литологических замещений, зон повышенной трещиноватости либо зон аномального напряженного состояния горных пород границы объектов являются шероховатыми (незеркальными). Наличие в осадочных толщах локально-анизотропных объектов типа тектонических нарушений, зон выклинивания, органогенных построек, эрозионных поверхностей, контактов различных флюидов (например, вода-нефть-газ) приводит к локальным изменениям фона рассеянных волн. Таким образом, при наличии локальных сейсмоакустических неоднородностей в среде, зарегистрированное волновое поле можно представить как суперпозицию зеркальных (отражения от протяженных, гладких границ раздела в среде) и незеркальных (рассеивающие, шероховатые объекты) компонент. Зачастую, незеркальные объекты проявляется в виде локальных амплитудно-фазовых изменений интерференционной картины с аномально низкой энергетикой. Нередко, именно поле рассеянных волн дает весьма ценную информацию о слабоконтрастных объектах в геологической среде, которые являются предметом поиска и обнаружения нефтегазовых залежей [Поздняков В.А., Кабанов Р.В., 2005 г., Прогноз фильтрационно-емкостных свойств

нефтенасыщенного коллектора по сейсмическим данным: Геология нефти и газа -2].

До настоящего времени селекция рассеянных волн остается одной из важных и, вместе с тем, сложных задач при обработке и интерпретации сейсморазведочных данных. Для прогноза фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенного коллектора используется технология фокусирующего преобразования (F- технология) сейсмограмм. Технология базируется на модифицированном интегральном миграционном преобразовании Кирхгофа. В ЗАО «Красноярскгеофизика» развивалась методика и создано специализированное программное обеспечение, реализующее F-технологию в рамках обрабатывающей системы ProMAX [Поздняков В.А., Практика построения сейсмических изображений в рассеянных волнах на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонаколения, 2005 г., Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №7, с.27-36.].

Физической основой фокусирующего преобразования является принцип Гюйгенса-Френеля. Его математическая реализация состоит в обратном продолжении волнового поля с помощью модифицированной интегральной формулы Кирхгофа. Для того чтобы осуществить фокусирующее преобразование зарегистрированного волнового поля из имеющегося набора исходных данных, производится группирование источников и приемников в интерференционные системы с регулируемыми характеристиками пространственной направленности.

Практическая реализация методики заключается в том, что фокусирующее преобразование нисходящего волнового поля может трактоваться, как интегральное преобразование Кирхгофа, скорректированное с тем, чтобы минимизировать динамические искажения волнового изображения геологической среды.

Технология дает возможность в интерактивном режиме рассчитывать и осуществлять анализ миграционных скоростей, формировать волновые

изображения среды по отдельности для отраженных и рассеянных (от дифрагирующих объектов) полей времен. С целью прогноза параметров карбонатного пласта-коллектора осинского горизонта и была выполнена специальная обработка сейсмических данных с использованием оригинальных программно-технологических разработок ЗАО «Красноярскгеофизика», направленная на выделение рассеянной компоненты сейсмического поля [Поздняков В.А., Конторович А.А., Гафуров О.М., Гафуров Д.О., Красильникова Н.Б., Мерецкий А.А.,2009 г. Результаты комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля на примере месторождений Восточной Сибири: материалы научно-практической конференции “Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопоисковых объектов на Сибирской платформе ( в Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)”, главный редактор Ефимов А.С., зам. главного редактора; Варламов А.И., Герт А.А., Старосельцев В.С., Тригубович Г.М., Сурков В.С.: Новосибирск, СНИИГГиМС, 2009.- 318 с.].

В настоящей работе фокусирующее преобразование использовалось для выделения рассеянных волн, т. е. для оценки «мутности» среды. На рис. 3.2 приведён комбинированный разрез МОГТ и энергии рассеянных волн по профилю 980299. Положение зон повышенной энергии рассеянных волн хорошо согласуется с представлениями по данным бурения о расположении разломных зон и областей улучшенных коллекторов осинского горизонта (изменение литологии, мощности осинского уровня и т.п.) [Поздняков В.А., Конторович А.А., Гафуров О.М., Гафуров Д.О., Мерецкий А.А., 2008 г., Результаты нейросетевого моделирования и комплексного анализа атрибутов сейсмического волнового поля на примере месторождений Восточной Сибири: УДК 551.1/4(063) Тезисы докладов Четвертой Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле. Новосибирск: ИГМ СО РАН, 302 с. (210с.)].

Таким образом динамические параметры и их трансформанты анализировались с точки зрения их информативности при прогнозе параметров месторождения – мощности коллектора и его газо- и нефтенасыщенной части, пористости и проницаемости. На первом этапе анализ проводился в профильном варианте, а затем по наиболее информативным характеристикам волнового поля строились схемы изменения этих характеристик по площади (рис.3.3-3.5) и далее производилось комплексирование математическим аппаратом нейронных сетей.

В соответствии с методикой нейронная сеть обучалась, и осуществлялось ее тестирование (проверка). Для проверки результатов обучения, осуществлялся прогноз в зонах тестовых скважинах которые не использовались при обучении. Это скважины Таранского блока (Тр-871, Тр-870) и скважины 179-59, 179-71, 179-74 Центрального блока. В зоне Таранского блока были выделены участки повышенной мощности, что подтверждается скважинными данными. Скважины 179-59, 179-71, 179- 74 также совпали с прогнозируемыми зонами таблица 3.2.

*Таблица 3.2 Сопоставление прогнозных значений эффективных толщин с определенными в скважинах по ГИС*

| ***Тестовые скважины находящиеся от профилей на расстоянии менее 1 км.*** | ***Значения $H_{эф}$ в скважинах определенное по ГИС в метрах*** | ***Прогноз зон $H_{эф}$ по комплексу сейсмических атрибутов*** | | |
|---|---|---|---|---|
| | | ***Середина интервала $H_{эф}$ в метрах*** | ***Интервал значений $H_{эф}$ в метрах*** | |
| ***179-59*** | ***35.8*** | ***32.5*** | ***30*** | ***35*** |
| ***179-71*** | ***16.9*** | ***17.5*** | ***15*** | ***20*** |
| ***179-74*** | ***5.4*** | ***7.5*** | ***5*** | ***10*** |
| ***Тр-870*** | ***26.2*** | ***37.5*** | ***35*** | ***40*** |
| ***Тр-871*** | ***38.8*** | ***42.5*** | ***40*** | ***45*** |
| ***Тр-873*** | ***15.2*** | ***17.5*** | ***15*** | ***20*** |

Сопоставление определенных значений эффективных толщин в скважинах по ГИС с серединами интервалов прогнозируемых эффективных толщин показало наличие высокого значения коэффициента корреляции R=0.935.

Принимая во внимание малое количество скважин на исследуемую площадь с заданным радиусом обучения 1 км. использована номограмма оценки вероятности корреляционной связи рассчитанная по формуле Левянта В.Б - Шурыгина А.М. Была произведена оценка характера статистической взаимосвязи прогноза классов и значений эффективных толщин коллектора в тестовых скважинах, всего 6 точек, в результате определен истинный коэффициент корреляции, который оказался равен R=0.75. Он находится на границе поля высокой - допустимой вероятности, это означает, что прогноз удовлетворяет критерию достоверности. В результате всё многомерное признаковое пространство разбито на классы принадлежности или подобия тому или другому эталону и на выходе сформирована прогнозная карта эталонов эффективных толщин коллектора для осинского горизонта Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения рис. 3.6.

В процессе картопостроения в методическом отношении этап межпрофильного уравнивания характеристик, шаг регулярной сети при построении карт был принят 1.0 км, что связано достаточно редкой сетью сейсмических профилей, в среднем составляющей 2 км на 3 км. Применение более плотной регулярной сети не привнесло бы добавочной информации, усилив при этом шумы интерполяции.

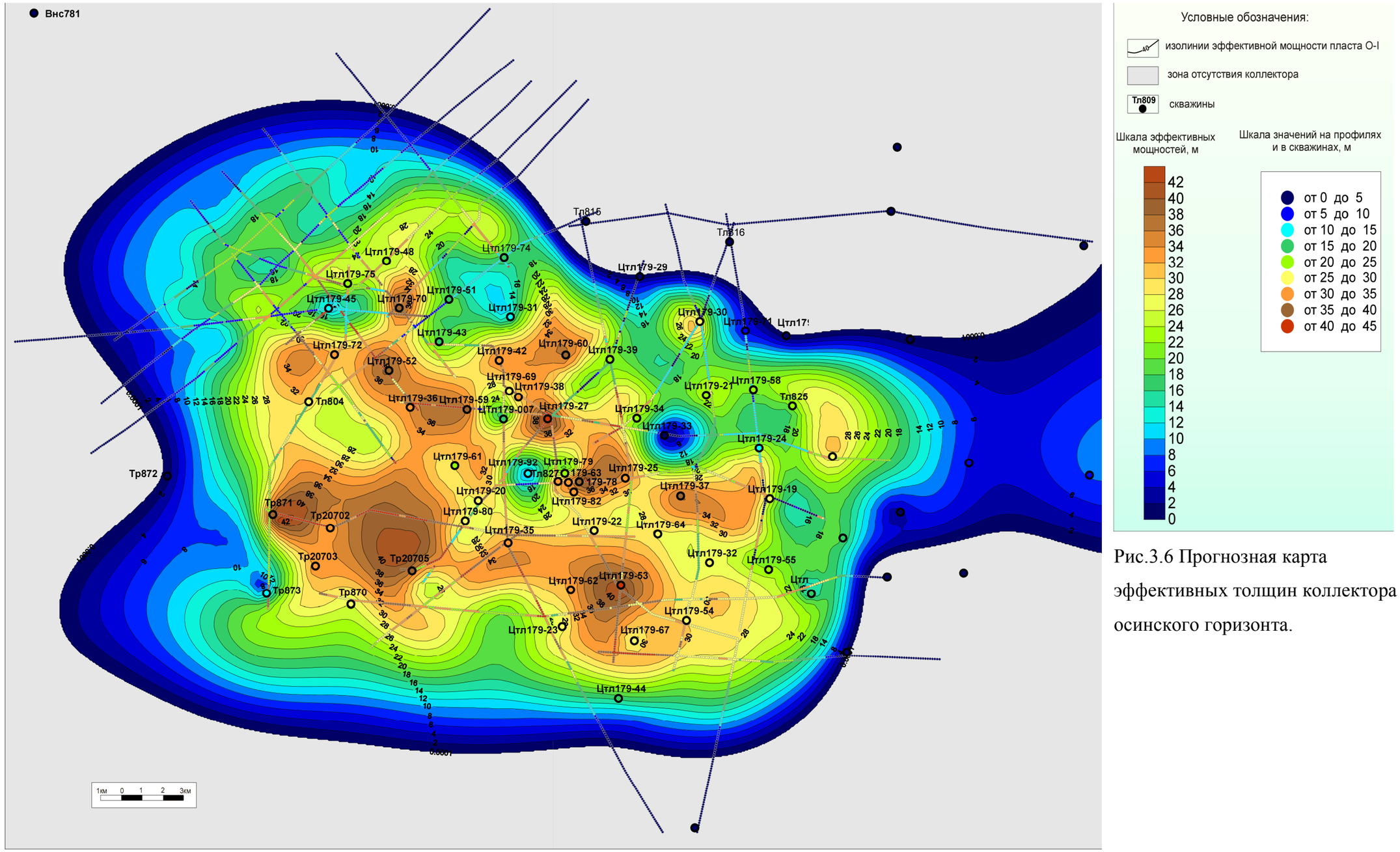



Рис.3.6 Прогнозная карта эффективных толщин коллектора осинского горизонта.

**Выводы по третьей главе**

**1.** Разработана методика интерпретации комплекса атрибутов сейсмического волнового поля позволяющая осуществлять прогнозирование границ распространения по площади продуктивного пласта и его геолого-промысловых параметров в межскважинном пространстве с определением значимости используемых атрибутов. По осинскому горизонту Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения осуществлен прогноз эффективных толщин по площади.

**2.** Выделены инвариантные атрибуты с высоким коэффициентом значимости, характеризующие эффективную мощность карбонатного коллектора каверна-порово-трещинного типа осинского горизонта Талаканского месторождения.

**3.** Установленные зависимости потенциально применимы для изучения данного типа коллектора за пределами изучаемого месторождения по Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в условиях сокращения, во-первых, объектов разведочной информации (скважин), и, во-вторых, признаковых аргументов анализа с учетом полученных коэффициентов, их значимости для прогноза карбонатного коллектора порово-каверно-трещинного типа осинского продуктивного горизонта, что может способствовать сокращению временных и материальных затрат на полевые и камеральные работы по интерпретации геологоразведочных данных.

# ГЛАВА 4. ЛИТОЛО-ФАЦИАЛЬНАЯ СХЕМА ТАЛАКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Наиболее продуктивными отложениями Талаканского месторождения являются карбонатные породы верхнебилирской подсвиты. Скважинами вскрыт неоднородный разрез подсвиты. В одних - это однородная проницаемая толща, в других - переслаивание проницаемых и непроницаемых пород. Проницаемые толщи подсвиты объединяются в продуктивный пласт О-I. Отмечается довольно сильная латеральная изменчивость пласта О-I - не очень уверенно можно проследить в двух, максимум в трех скважинах. Такая неоднородность разреза обусловлена условиями седиментации и, как следствие, разным составом пород и вторичными процессами преобразования отложений.

На основе детального литологического расчленения отложений подсвиты геоинформационной системой «НейроИнформГео, прогноза эффективных толщин коллектора и результатов исследований керна, предложена литофациальная схема Талаканского месторождения. На литофациальной схеме и разрезе (рис. 4.1, 4.2) представлены выделенные фации и их распределение по площади месторождения (латерали) и по разрезу верхнебилирской подсвиты.

Ниже представлены результаты исследования кернового материала, каротажных диаграмм, прогноза литотипов по результатам обработки комплекса ГИС системой «НейроИнформГео» и предложена литофациальная схема Талаканского месторождения.

**Литофациальные условия образования отложений**

Накопление отложений верхнебилирской подсвиты и продуктивного пласта О-I происходило в условиях мелководного эпиконтинентального морского бассейна. Площадь месторождения представляет собой приподнятую субширотную зону, в которой мощности верхнебилирской подсвиты и продуктивного пласта О-I меняются незначительно за исключением нескольких участков, где фиксируются их максимальные значения . В южной части площади происходит довольно резкое уменьшение мощностей подсвиты

и пласта О-I, что может свидетельствовать о наличие склона в рельефе дна. Близость склона хорошо прослеживается в характере разреза верхнебилирской подсвиты и пласта О-I в скважинах Цтл179-23,44,67, верхняя часть которых заглинизирована. Несколько обособленно выделяются скважины западной части Талаканского месторождения (Таранский блок). Максимальная мощность верхнебилирской подсвиты и пласта О-I наблюдаются в скважине Тр-871. Близость склона, как и в скважине Цтл179-44 , наблюдается в разрезе скважины Тр-870, где верхняя часть подсвиты и пласта О-I также заглинизированы.

На литофациальной схеме и разрезах (рис4.1, 4.2) представлены выделенные фации и их распределение по площади месторождения (латерали) и по разрезу верхнебилирской подсвиты. Ниже приводится краткая характеристика каждой.

В зависимости от глубины и гидродинамики бассейна седиментации на Талаканской площади выделяются:

1) органогенные постройки (биостромы), с которыми связана основная продуктивность месторождения;
2) отложения лагун;
3) отложения палеосклона;
4) отложения открытого моря;

В целом для разреза верхнебилирской подсвиты (для всех типов седиментации) характерно наличие в подошве подсвиты пачки мощностью 1.5-2м. (реже 3м.) глинистых доломитов с тонкими прослоями аргиллитов. Далее разрез подсвиты отличается в зависимости от условий седиментации. Органогенные породы постройки выделяются сразу над пачкой заглинизированных пород. Разрез лагунных отложений начинается с толщи известковистых доломитов, доломито-ангидритов, содержащих тонкие прослои известняков или же с пачки частично засульфаченных известняков. Разрезы скважин окружения Талаканского месторождения, представлены переслаивающимися толщами известняков, доломитов и их переходных

разностей. Известняки в разрезе преобладают. Кое-где в известняках встречаются прослои реликтово – водорослевых структур, в которых отмечена повышенная битуминозность пород (скв. Тл 816, Цтл 179-71).

В кровле подсвиты выделяется пачка переслаивающихся глинистых доломитов, доломито-ангидритов, известняков, органогенных пород. Отложения очень часто засолоненные, вплоть до тонких прослоев солей. В керне среди органогенных пород отмечают строматолитоподобные биолититы. Толщина пачки увеличивается в меридианальном направлении от 10м в скв.Цтл179-48 до 26м в скв. Цтл179-44 в южной части площади.

Различие разрезов отражается на каротажных характеристиках. В целом органогенные породы характеризуются пониженными значениями ГК и НГК и повышенными значениями АК. По литологическому составу и результатам комплексной интерпретации каротажа системой «НейроИнформГео» в разрезе органогенных пород выделяются участки, сложенные:

а) преимущественно органогенными доломитами (однородный разрез);

б) органогенными доломитами с послойной примесью глинистого и глинисто-битуминозного материала;

в) органогенными доломитами с примесью глинисто-битуминозного материала с незначительным послойным эпигенетическим засульфачиванием, засолонением и известкованием пород.

Различие в разрезах «а и б», возможно, в разной седиментационной структуре органогенных пород. По имеющемуся материалу органогенные породы представлены водорослевыми, строматолитоподобными и фитоморфными образованиями. Детально разделить их не представляется возможным из-за отсутствия необходимых для этого исследований. По материалам предыдущих исследований (А.Ф. Сафронов, М.Д. Булгакова, В.В. Гайдук, 2004) водорослевые и строматолитоподобные образования кальцитовые, доломито-кальцитовые и доломитовые по составу, более засульфачены, содержат глинистую примесь, имеют более высокую плотность.

В ней широко развиты теневые структуры, свидетельствующие о первично водорослевой природе. Глинистые доломиты, встречающиеся в этой группе фаций, микро-тонкозернистые, глинистые, темно-серого цвета, как правило, тонкослоистые, слабо-волнистослоистые. Слоистость связана со строматолитоподобными образованиями. Глинистый материал распределяется в виде тонких слоев между доломитовыми прослоями, подчеркивая органогенную структуру породы. Кроме водорослевых и строматолитоподобных биолититов скважинами вскрыты толщи, в которых выделяются фитоморфные образования овальной формы (обычно), сложенные криптокристаллическим карбонатом. Вероятно такие образования отвечают так называемым «пелоидам» (А.Ф. Сафронов, М.Д. Булгакова, В.В. Гайдук, 2004). По мнению исследователей они делятся по времени и способу образования. «Пелоиды» изначально имели крустификационные оторочки, что указывает на их высокую седиментационную пористость и в ходе постседиментационных преобразований большей частью сохранили высокие фильтрационно - емкостные свойства. Отложения отличаются довольно значительной степенью перекристаллизации – до 70%, как форменных элементов, так и цементирующей массы. Этот тип отложений представлен доломитами разнокристаллическими, темно-коричневого, бурого цвета, участками темно-серого, неравномерно слоистого, местами с желваковой, биогенной структурой, кавернозные. Каверны располагаются неравномерно, имеют размеры от 1-2 мм до 3-5 мм, часто приурочены к поверхностям напластования, к контакту желваков более темного карбоната с цементирующей массой. Каверны часто заполнены каменной солью. Порода сильно перекристаллизована, состоит из четко выраженных ромбоэдров доломита размером от 0.1 до 1.5 мм. К участкам наиболее интенсивной перекристаллизации приурочены поры и каверны. Пористость пород составляет от 3% до 20%. Порода участками незначительно сульфатизирована. Ангидрит располагается в виде отдельных иголочек, пронизывающий породу. Отдельные трещины и пустоты часто заполнены

крупнокристаллическим кальцитом. Этот тип микрофаций довольно хорошо выделяется по ГИС – уменьшением значений ГК и НГК, увеличением значений АК (скв. Цтл 179-51 прослои).

Разрез, представленный преимущественно органогенными доломитами (1а,б,в,) вскрыт основной частью скважин Центрального блока (рис 4.1.,4.2.). Причем органогенные доломиты типа «а и б» представляют центральную зону биостромов и по своим характеристикам отличаются незначительно, а типа «в» - периферийную. Периферийная зона биостромов выделяется и отличается по наличию и степени вторичных преобразований органогенных пород. Ниже приводится характеристика выделенных литофаций органогенной постройки.

Центральная зона биостромов представляет собой, преимущественно, однородную органогенную толщу доломитов. По разрезу до 90% органогенных пород и до 10% непроницаемых, представленных прослоями глинистых и глинисто- битуминозных пород. В отложениях этих микрофаций могут встречаться волнистые, косоволнистые, слоистые текстуры, микро-тонкозернистые структуры. При микроскопическом описании пород в основной массе выделяется до 60%- 80% форменных элементов. Матрикс представлен мелко – и разнозернистыми доломитами. Форменные элементы замещены кремнистым материалом, агрегатный кварц образует крустификационные каемки вокруг комков, наблюдается в порах. В породе встречается неравномерная, рассеянная поровая и в виде линз и гнезд сульфатизация и доломитизация (до 5%), незначительное засолонение, реже известкование по трещинам и порам. Глинистый материал и битум (3%), образует линзочки, прожилки, выполняет поры, пигментируют зерна. Часто встречаются пленки нефти. Для пород характерна послойная эпигенетическая перекристаллизация (до 60%) , затрагивающая межформенное пространство с увеличением зерен доломита вниз по разрезу до 0.25 - 0.5мм.

Литофации периферийной зоны биостромов отличаются количеством органогенных пород по разрезу - 75-90%, наличием и степенью вторичных

преобразований. Замечено, что с внешней стороны биостромов больше развиты процессы известкования доломитов, здесь же встречаются тонкие прослои кальцита. С внутренней части – сульфатизация и засолонение пород. Под микроскопом форменных элементов в прослоях 20-50%. Глинисто-органического материала 2-3%, выполняет поры, трещины, стилолитовые швы, образует линзочки и тонкие прослои. Перекристаллизация неравномерная, преимущественно эпигенетическая реже диагенетическая, полосчатая или пятнистая от слабой (5-10%) до сильной (40-70%). Для пород этого типа характерны поры перекристаллизации и выщелачивания.

Выделенные литофации органогенной постройки отвечают, преимущественно, 1 и 2 классу пород, в меньшей степени 3 классу. Непроницаемые отложения соответствуют глинистым породам, засульфаченным и засолоненным доломитам.

В пределах органогенной банки преимущественно за биостромом выделяются практически изолированные участки, где осадконакопление происходило в засолоненных лагунах с отсутствующей или с незначительной циркуляцией вод. Отличаются они степенью обмеления, стадией эвапоритового процесса и наличием водообмена в бассейне седиментации. Общим признаком лагунных фаций является появление прослоев ангидрита и солей среди органогенных доломитов. Здесь же встречаются прослои известняков. Сложностью в выделении этих фаций является то, что выше перечисленные породы могут быть генетически связаны с процессами вторичного преобразования пород, так и иметь первичное осадочно - хемогенное происхождение. В лагунных фациях среди вторичных процессов преобразования пород основными являются процессы диагенеза. Для пород характерны нечетко выраженные горизонтальнослоистые текстуры, в отдельных слоях комковатые, сгустковые, реликтово комковатые. Под микроскопом в органогенных прослоях выделяется 20-50% форменных элементов, сложенных пелитоморфным доломитом. К этим участкам

приурочена перекристаллизация пород с увеличение зерен, преимущественно, до 0.25мм Перекристаллизация пород послойная, диа-эпигенетическая. В породе встречается глинисто-органический материал по стилолитовым швам, пигментирует поры. Поры и каверны приурочены к перекристаллизованным участкам, засульфачены частично засолонены. Среди лагунных фаций выделяются:

a) - изолированные с практически отсутствующей циркуляцией вод (застойные зоны);

b) со слабой циркуляцией вод (зоны слабого водообмена);

c) со средней циркуляцией вод.

В изолированных лагунах до 60% литофаций занимают непроницаемые породы, представленные ангидритами и известняками. Органогенные породы засульфачены и незначительно засолонены, представляют, преимущественно3 класс коллектора(среднее значение 65%).

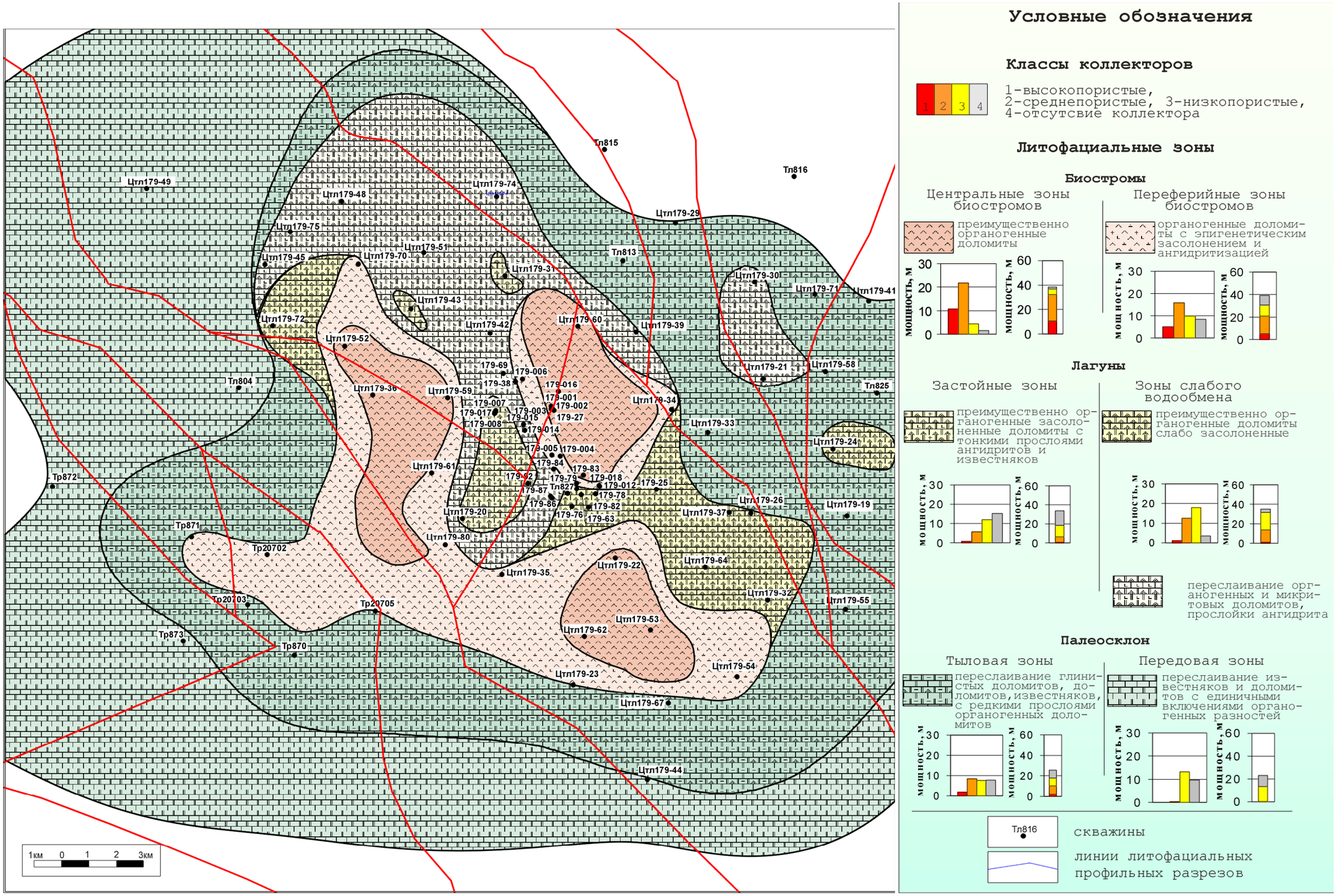
В лагунах со слабой циркуляцией вод отмечается начальная стадия эвапоритового процесса. 90% литофаций такого типа лагун занимают засульфаченные и засолоненные органогенные доломиты, содержащие тонкие прослои известняков. Коллектора 3 и в меньшей степени 2 класса, соответственно 53% и 37%.

К лагунам со средней циркуляцией вод относятся циклически слоистые литофации, которые выделяются, преимущественно, в северной части месторождения. От предыдущих отличаются достаточно дифференцированным разрезом. Хорошо выделяются переслаивающиеся толщи известняков (в нижней части разреза) и сульфатно-доломитовых пород, связанных с начальной стадией эвапоритового процесса в мелеющих водоемах и органогенных доломитов. Текстура органогенных прослоев реликтовая комковато-пятнистая, сгустково-комковатая. Под микроскопом в органогенной породе 30-70% форменных элементов. Вероятнее всего для этой группы фаций характерны так

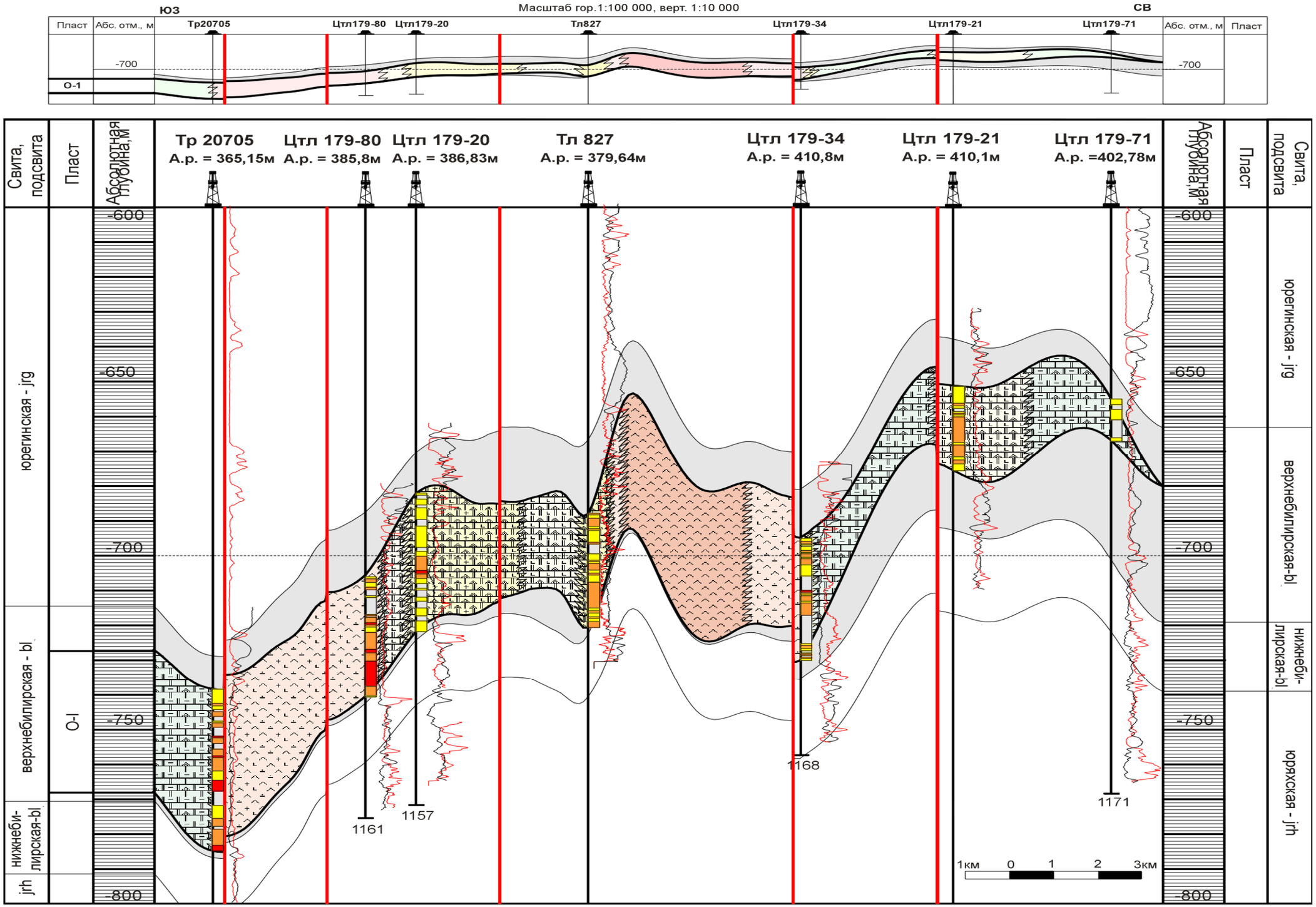
называемые «пелоиды». Перекристаллизация приурочена, преимущественно, к органогенным толщам, эпи- и диагенетическая,. Для пород характерно послойное засолонение и засульфачивание порового пространства. По трещинам и в порах кое-где просматривается глинисто-органический материал.

Отложения палеосклона имеют тыловую и передовую зоны. Передовая зона склона окаймляет бассейн с низкой, возможно средней энергией волн, Склон пологий и на нем в тыловой части могли расти холмообразные постройки. Среди переслаивающихся толщ глинистых доломитов, доломитов и известняков встречаются прослои органогенных доломитов (до 50%). Представлены, преимущественно 3 и 2 классом коллектора. Передовая зона склона сложена переслаивающей толщей известковых доломитов, известняков доломитизированных, в которых встречаются реликтово-органогенные текстуры. Такого типа известняков до 30% литофаций передового склона. Коллектора низкопористые, 3 класса.

Фации открытого моря представлены переслаивающимися толщами известняков, доломитов и их переходных разностей. Известняки в разрезе преобладают. Порода практически непроницаема и как коллектор не представляет интереса. При обработке комплекса ГИС системой «НейроИнформГео» породы относятся к 6 и 7 классу.




4.1 Литолого-фациальная схема Талаканского месторождения




4.2. Литолого-фациальный разрез

**Выводы по четвертой главе**

На основе предложенного методического подхода построена литолофациальная модель месторождения.

В зависимости от глубины и гидродинамики бассейна седиментации на Талаканской площади выделены:

1) органогенные постройки (биостромы), с которыми связана основная продуктивность месторождения;
2) отложения лагун;
3) отложения палеосклона;
4) отложения открытого моря;

Литолого –фациальная схема позволяет уточнить оценку запасов и перспективы нефтегазоносности.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В результате исследований получены следующие результаты:

1) Разработана методика интерпретации данных ГИС на основе нейроинформационных технологий реализованных в геоинформационной системе «НейроИнформГео»;

2) Методика позволила спрогнозировать литологические типы пород в интервале продуктивного осинского горизонта Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения для 24-х скважин имеющих полный комплекс ГИС (ГК, НГК, ДС, АК, ГГКП, МБК, БК). Спрогнозированные классы литологических типов пород коррелирует с имеющейся керновой информацией со значением линейного коэффициента корреляции превышающего $R > 0.7$. Для скважин с отсутствием выполненного ГГКП, 23 скважины, коэффициент корреляции с керном составляет $R=0.67$. Выделение коллектора подтверждается как керном, так и прямыми методами исследования пласта с коэффициентом корреляции $R > 0.9$ как для скважин первого цикла обучения - 24 скважины, так и второго - 23 скважины. При дальнейшем уменьшении комплекса ГИС, прогнозирование литологических типов для осинского карбонатного колектора Талаканского месторождения, является нецелесообразным. Однако остается возможным отбивать границы коллектора и определять его мощность комплексом ГИС включающем в себя методы: ГК, НГК, ДС, АК;

3) Для 24-х скважин первого цикла обучения, показано, что нелинейная аппроксимация нейронными сетями может превышать точность решения задачи моделью системы линейных петрофизических уравнений, в частности за счет возможности нейронной сети расширения используемого комплекса данных ГИС, а соответственно увеличения физических признаков характеризующих коллекторские свойства;

4) Разработана методика интерпретации комплекса атрибутов сейсмического волнового поля позволяющая осуществлять прогнозирование

наиболее вероятных границ распространения по площади продуктивного пласта и его геолого-промысловых параметров в межскважинном пространстве с определением значимости используемых атрибутов. По осинскому горизонту Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения осуществлен прогноз эффективных толщин по площади;

5) Выделены инвариантные атрибуты с высоким коэффициентом значимости характеризующие эффективную мощность карбонатного коллектора каверна-порово-трещинного типа осинского горизонта Талаканского месторождения;

6) Построена геологическая модель Талаканского месторождения, прогнозная точность которой проверена тестовыми скважинами и содержит в себе знания о зависимости наличия коллектора и его свойств в данной точке месторождения от геофизических параметров.

Установленные зависимости потенциально применимы для изучения данного типа коллектора за пределами изучаемого месторождения по Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области, в условиях сокращения, во-первых, объектов разведочной информации (скважин), и, во-вторых, признаковых аргументов анализа с учетом полученных коэффициентов, их значимости для прогноза карбонатного коллектора порово-каверно-трещинного типа осинского продуктивного горизонта, что может способствовать сокращению временных и материальных затрат на полевые и камеральные работы по интерпретации геологоразведочных данных.

**Список публикаций**

*Публикация в журнале перечня ВАК и эквиваленты: Патент РФ и Свидетельства Федеральной службы по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам РФ.*

1. **Гафуров Д.О.** Геологическая интерпретация с применением обучаемых нейронных сетей в "НейроИнформГео" данных ГИС Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Томского политехнического университета. – 2006. – Т. 309.– № 3. – С. 32–37.

2. Патент РФ на изобретение № 2477499 «Способ определения мест заложения эксплуатационных скважин при разработке месторождений углеводородов» заявка №2011125437. Приоритет изобретения 20 июня 2011г. Зарегистрировано 10 марта 2013 г. Срок действия патента истекает 20 июня 2031 г. Авторы: Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Гафуров А.О., Панков М.В., Битнер А.К., Красильникова Н.Б. – 2012 г.

3. Свидетельство о государственной регистрации базы данных в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам: "База данных блока автоматизированного формирования эталонов в интеллектуальной геоинформационной системе "НейроИнформГео"" №201162031 зарегистрирована в Реестре баз данных 23 мая 2011 г., Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Гафуров А.О.

4. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ в Федеральной службе по интеллектуальной собственности, патентам и товарным знакам: "Программа обработки сейсмоакустических и геофизических данных в формате сеток .dat на основе обучаемых нейронных сетей для формирования эталонов и расчета паттернов" №2011613919 зарегистрирована в Реестре программ для ЭВМ 19 мая 2011 г., Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Гафуров А.О.

*Материалы и тезисы совещаний, конференций:*

1. **Гафуров Д.О.,** Панов Д. В. Геоинформационная система «ИнформГео» // Труды Третьего Международного имени академика М. А. Усова научного симпозиума студентов аспирантов и молодых ученых, посвященного 100-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева.ТПУ. – Томск, 1999. – С. 198.

2. **Гафуров Д.О.** Геохимическая зональность Каратавского рудопроявления золота // Труды Пятого Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов, аспирантов, молодых ученых, посвященного 100-летию Горно-геологического образования в Сибири. – Томск: ТПУ, 2001. – С. 240–241.

3. **Гафуров Д.О.** Геолого-генетическая модель нефтегазоносного комплекса и литолого- геохимическая зональность нефтегазоносных разрезов // Труды Пятого Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов, аспирантов, молодых ученых, посвященного 100-летию Горно-геологического образования в Сибири. – Томск: ТПУ, 2001. – С. 318–319.

4. **Гафуров Д.О.** Возможности использования интеллектуальной геоиформационной системы «ИнформГео» для выявления геохимической зональности золоторудного поля // Труды Шестого Международного симпозиума им. академика М. А. Усова студентов, аспирантов, молодых ученых. – Томск: ТПУ, 2002. – С. 210.

5. **Гафуров Д.О.** Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств резервуара в межскважинном пространстве на основе данных испытания скважин и сейсморазведки с применением нейроинформационных технологий на примере ОГТ Юрубчено-Тохомского месторождения // Труды Восьмого Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых посвященного 400-летию города Томска «Проблемы геологии и освоения недр». – Томск: ТПУ, 2004. – С. 446–447.

6. **Гафуров Д.О.** Опыт обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) интеллектуальной геоинформационной системой

“ИнформГео”, на примере Талаканского нефтегазоконденсатного месторождения // Нейроинформатика и ее приложения (материалы XII Всероссийского семинара. – Красноярск: ИВМ СО РАН, 2004.. – С. 45–48.

7. **Гафуров Д.О.,** Ефимов А.С., Конторович А.А., Красильникова Н.Б., Гафуров О.М., Пономаренко З.Ф. Построение литолого-фациальной модели Талаканского месторождения на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки обучаемыми нейронными сетями // Сборник докладов 3 – го семинара – совещания Тюмень ОЕАГО «Возможности и проблемы обработки и интерпретации результатов сейсморазведочных работ». – Тюмень: ООО НТЦ «Неоком»,2006. – С. 113–119.

8. Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.** Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ, нейросетевая парадигма // Сборник докладов 3 – го семинара – совещания Тюмень ОЕАГО «Возможности и проблемы обработки и интерпретации результатов сейсморазведочных работ». – Тюмень: ООО НТЦ «Неоком»,2006. – С. 131–137.

9. **Гафуров Д.О.,** Ефимов А.С., Конторович А.А., Красильникова Н.Б., Пономаренко З.Ф., Гафуров О.М. Литологическое расчленение разреза и построение литолого-фациальной модели месторождения на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки обучаемыми нейронными сетями // Сборник научных материалов 7 Уральского регионального литологического совещания «Литологические аспекты геологии слоистых сред» – Екатеринбург: ИИО ИГГ УрО РАН, 2006. – С. 306–308.

10. **Гафуров Д.О.,** Гафуров О.М., Ефимов А.С., Конторович А.А., Красильникова Н.Б. Построение литофациальной модели и прогноз залежей углеводородов на основе нейроинформационных технологий, реализованных в ИНС “Нейроинформгео” на Талаканском нефтегазоконденсатном месторождении // Девятая научно-практическая конференция «Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО» – 2006. – Т.2.– С. 316–323.

11. Гафуров О.М., Городников М.А., **Гафуров Д.О.,** Беккерман А.И. Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ, нейросетевая парадигма // Сборник научных статей 2-ой выпуск “Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото”. – Томск: ТПУ, 2007. – С. 7–21.

12. **Гафуров Д.О.,** Ефимов А.С., Конторович А.А., Гафуров О.М., Красильникова Н.Б., Пономаренко З.Ф. Построение литолого-фациальной модели Талаканского месторождения в рамках единой нейросетевой парадигмы на основе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки в ИГС “НейроИнформГео” // Сборник научных статей 2-ой выпуск “Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото”.– Томск: ТПУ, 2007. – С. 22–27.

13. Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.** Нейроинформационная система “НейроИнформГео” // Сборник научных статей 2-ой выпуск “Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото”.– Томск: ТПУ, 2007. – С. 35–54.

14. **Гафуров Д.О.,** Конторович А.А., Худорожков П.В., Красильникова Н.Б., Молокова А.Н. Прогнозирование фильтрационно-емкостных свойств пород по стволу скважины на основе интерпретации комплекса ГИС, обучаемыми нейронными сетями на примере одного из месторождений Непско-Ботуобинского НГО // Сборник научных статей 2-ой выпуск “Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото”. – Томск: ТПУ, 2007. – С. 55–60.

15. Ефимов А.С., Конторович А.А., **Гафуров Д.О.,** Распутин С.Н., Красильникова Н.Б., Пономаренко З.Ф., Мерецкий А.А. Комплексная интерпретация атрибутов сейсмического волнового поля, обучаемыми нейронными сетями на примере месторождений Пур-Тазовской НГО // Сборник научных статей 2-ой выпуск “Инновационные технологии, нейросетевая

парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото”.– Томск: ТПУ, 2007. – С. 61–68.

16. **Гафуров Д.О.,** Конторович А.А., Ефимов А.С., Распутин С.Н., Красильникова Н.Б., Пономаренко З.Ф., Мерецкий А.А. Методика комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля, обучаемыми нейронными сетями на примере месторождений Пур-Тазовской НГО // Материалы научно-практической конференции “Геология и минерально-сырьевые ресурсы центральной Сибири и прилегающих территорий”.– Красноярск: Территориальное управление по недропользованию по Красноярскому краю РОСНЕДРА РФ, ОАО “Красноярскгеолсъемка”,2007. – С. 359

17. Поздняков В.А., Конторович А.А., Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Мерецкий А.А. Результаты нейросетевого моделирования и комплексного анализа атрибутов сейсмического волнового поля на примере месторождений Восточной Сибири // Тезисы докладов Четвертой Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле. – Новосибирск: ИГМ СО РАН,2008. – С. 210.

18. Поздняков В.А., Конторович А.А., Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Красильникова Н.Б., Мерецкий А.А. Результаты комплексной интерпретации атрибутов сейсмического волнового поля на примере месторождений Восточной Сибири // Материалы научно-практической конференции “Комплексирование геолого-геофизических методов при обосновании нефтегазопоисковых объектов на Сибирской платформе, в Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)”. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2009. – С. 142–146.

19. Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Красильникова Н.Б. Методика прогноза качества коллекторов, нефтегазоносности, промысловых и геологических параметров на лицензионных участках с применением нейроинформационных технологий на основе эталонов-месторождений // Тезисы докладов научно-

практической конференции «Современные вызовы при разработке и обустройстве месторождений нефти и газа Сибири» – Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть», 2011. – С.113-114.

20. Гафуров О.М., **Гафуров Д.О.,** Чумаченко В.А., Лю Дунчжоу, Методика прогноза качества коллекторов с применением нейроинформационных технологий для продуктивных горизонтов на основе эталонов // Материалы научно-практического форума, посвященного 50-летию открытия нефти и газа на территории Томской области и 60-летию нефтегазового образования в Сибири "Нефтегазовый комплекс Сибири: Современное состояние и перспективы развития". – Томск: ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2012. – С. 25 – 27.

**Список использованной литературы:**

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом, 2003 г., под редакцией Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г., Москва-Тверь, ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”.

2. Инновационные методы и технологии нефтегазопоисковых работ и возможные пути их реализации в юго-восточных районах Западной Сибири, 2000 г., сборник научных статей под ред. Гафурова О.М., Кривошеева Э.В., Тищенко Г.И., Шафтельского В.Е., Городникова М.А., Беккермана А.И., Меркулова В.П., Томск: ООО ”ИнформГеоСервис”, “Томский ЦНТИ”,– 177с.

3. Инновационные технологии, нейросетевая парадигма геологоразведочных работ на нефть, газ и золото, 2007 г., сборник научных статей 2-ой выпуск под ред. Гафурова О.М., Конторовича В.А., Конторовича А.А., Позднякова В.А., Ефимова А.С., Логинова Д.В., Битнера А.К., Гафурова Д.О.: Томск, ТПУ, 114 с.

4. Поздняков В.А., Практика построения сейсмических изображений в рассеянных волнах на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонаколения, 2005 г., Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №7, с.27-36.

5. Гафуров О.М., Горбачев С.В. и др. Разработка картографических методов анализа и интерпретации геофизических полей параметров в интерактивной картографической системе “ИНФОРМГЕО”.-Томск,1992.

6. Левянт В.Б., Билибин С.И., Шурыгин А.М., 2002 г., Граничные условия, способы оптимизации и подтверждаемость атрибутного прогнозирования параметров продуктивных пластов по данным 3D и ГИС: Геофизика. Спецвыпуск Технологий сейсморазведки-I

7. Поздняков В.А., Кабанов Р.В., 2005 г., Прогноз фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенного коллектора по сейсмическим данным: Геология нефти и газа -2

8. Поздняков В.А., Практика построения сейсмических изображений в рассеянных волнах на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонаколения, 2005 г., Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №7, с.27-36.

9. Rutherford S.R., Williams R.H., Amplitude-versus-offset variations in gas sands. Geophysics. 1989, V. 54, № 6, p.p. 680-688.

10. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М., Колесов В.В., Коростышевский М.Б., Птецов С.Н., Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. Министерство природных ресурсов Российской Федерации, ОАО «Центральная геофизическая экспедиция», УДК 553.98.2.048, Москва 2006 г. 39 стр.

11. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984.– 260 с.

12. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения академика И.М.Губкина в нефтяной геологии Сибири. Новосибирск, Наука, 1982, с.22-42.

13. Гафуров О.М., Горбачев С.В. и др. Разработка картографических методов анализа и интерпретации геофизических полей параметров в интерактивной картографической системе “ИНФОРМГЕО”.-Томск,1992.

14. Гафуров О.М., Богомолов С.И. Алгоритмическое обеспечение построений и анализа геометрических характеристик геолого-геофизической модели в ИКС “ИНФОРМГЕО”.-Томск: ЦНТИ, 1999.

15. Гафуров О.М., Горбачев С.В. Математика - алгоритмические методы апликативно-дизъюнктивных построений моделей месторождений в геоинформационной системе "ИнформГео" // Материалы Международного семинара "Структурный анализ в геологических исследованиях", Томск, ТГУ, 1999, с.88-92.

16. Гафуров О.М., Горбачев С. В.. Геоинформационная система "ИнформГео": алгоритмы и технологии // Труды Международной научно-технической конференции Геоинформатика-2000", Томск, ТГУ, НПО "Сибгеоинформатика", 2000, с, 102-106

17. Гафуров О.М., Горбачев С.В. Комплексная интерпретация геофизических и геохимических данных в геоинформационной системе "ИнформГео" с использованием нейроинформационных технологий // Материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием "Новые информационные технологии в исследовании дискретных структур", Томск, ТГУ, 2000, с. 97-103

18. Гафуров О.М., Меркулов В.П. Геоинформационная система "ИнформГео": функциональное наполнение и нейроинформационные технологии // Материалы региональной конференции геологов Сибири, Дальнего Востока и северо-востока России, 2000, с. 286-288

19. Гафуров О.М. Горбачев С.В., Интеллектуальная картографическая система "ИнформГео": опыт использования нейроинформационных технологий// Материалы VIII Всероссийского семинара "Нейроинформатика и ее приложения", Красноярск, 2000, с. 146-148.

20. Гафуров О.М. , Горбачев С.В., «Построение нейросетевой системы управления для решения задачи идентификации геологического тела 3-D»//Материалы IX Всероссийского семинара "Нейроинформатика и ее приложения", Красноярск, 2001, с. 113-114.

21. Гафуров О.М. , и др. Разработка нейроинформационных технологий прогноза и управления для решения задачи идентификации геологического тела 3-D в интеллектуальной картографической системе «ИнформГео» // Материалы Юбилейной Международной конференции по , посвященной 90-летию со дня рождения А.С. Когана, Ростов на Дону, 2002, с.84-87

22. Гафуров А.О., Гафуров О.М.«Алгоритмы оцифровки звука и нейросетевые методы распознавания слов человека или живого существа» // материалы Всероссийской научно-технической конференции «Наука. Промышленность. Оборона». г.Новосибирск. 2004г. с.34.

23. Анциферов А.А., Бакин В.Е., Воробьев Н.В. и др. (Под ред. Конторовича А.Э., Суркова В.С., Трофимука А.А.). Непско-Ботуобинская антеклиза-новая перспективная область добычи нефти и газа на востоке СССР / Новосибирск, Наука, 1986, 286 с.

24. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Потлова М.М. и др. Литология и формирование резервуаров нефти и газа Сибирской платформы (Министерство геологии СССР, СибНПО по геолого-разведочным работам) /М., Недра, 1988, 254 с.

25. Мельников Н.В., Шемин Г.Г., Сафронов И.Г. и др. Региональные резервуары нефти и газа Ленно-Тунгусской провинции // Результаты региональных геолого-геофизических исследований Сибири. Новосибирск, СНИИГиМС, 1989, с.37-49

26. Шемин Г.Г. Методика прогноза нефтегазоносности сложно построенных карбонатных резервуаров Ленно-Тунгусской НГП // Геология и

проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. Новосибирск, СНИИГиМС, 1996, с. 44-46.

27. Шемин Г.Г. Прогноз нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы // Геология и геофизика, 2001. т.42, № 11-12, с.1927-1944.

28. Кузнецов В.Г., Постникова О.В., Малинина А.К. Коллекторские свойства и строение осинского резервуара Талаканского месторождения (Восточная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М., ВНИПИОЭНГ, 1995, №1, с.24-30

29. Сафронов А.Ф., Булгаков М.Д., Гайдук В.В. Генетические типы карбонатных пород осинского горизонта-главного резервуара нефти крупного Талаканского месторождения (Западная Якутия) // Геология и геофизика, 2004, т.45 , №1, с 144-150.

30. Flugel E. Microfacies Analysis of Limestones. Berlin-Heidelberg, New York, Springers-Verlag, 1982, 663 p.

31. Методы нейроинформатики / Под ред. А.Н. Горбаня. – Красноярск: КГТУ, 1998. –232 с.

32. Тютерев В.В., Новосельцев В.Б. Теория нейронных сетей. – Томск: ТПУ, 2001. – 69 с.

33. Пудовкин, Александр Андреевич. Использование динамических характеристик отраженных волн в сейсморазведке МОГТ для литологического расчленения отложений : диссертация кандидата геолого-минералогических наук : 04.00.12 Москва, 1985 234 с. : 61 85-4/313.

34. Никитин А. А., Земцова Д. П., Долинин А. Н., 2003, Технология выделения малоразмерных залежей углеводородов в полях сейсмических параметров: Геофизика №6, с.3 – 8.

35. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа.- Москва: “Мир”, 1982.

36. Поздняков В.А., Кабанов Р.В., 2005 г., Прогноз фильтрационно-емкостных свойств нефтенасыщенного коллектора по сейсмическим данным: Геология нефти и газа -2

37. Поздняков В.А., Практика построения сейсмических изображений в рассеянных волнах на примере Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонаколения, 2005 г., Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №7, с.27-36.

38. Левянт В.Б., Билибин С.И., Шурыгин А.М. Граничные условия, способы оптимизации и подтверждаемость атрибутного прогнозирования параметров продуктивных пластов по данным ЗД и ГИС. Геофизика, Специальный выпуск, ЕАГО, М., 2002, с. 106-116.

39. Гафуров О.М., Солдатенко А.В. «Программа обработки аудиоданных с идентификацией человека или другого живого существа по голосу на основе обучаемых нейронных сетей в режиме реального времени (НейроАудиоИдентификатор)». Свидетельство № 2006613435 от 03.10.06.

40. Гафуров О.М., Солдатенко А.В. «Программа создания, обучения, переобучения автоматизировано в режиме реального времени нейронной сети для распознавания объектов в оцифрованном аудиопотоке (НейроАудиоРВ)». Свидетельство № 2006613436 от 03.10.06.

41. Заявка на патент № 2011125437, дата приоритета - 20.06.2011 «Способ определения мест заложения эксплуатационных скважин при разработке месторождений углеводородов».

42. Свидетельство № 2011613919 «Программа ЭВМ "Программа обработки сейсмоакустических и геофизических данных в формате сеток .dat на основе обучаемых нейронных сетей для формирования эталонов и расчета паттернов"».

43. Свидетельство № 2011620381 «База данных ЭВМ "База данных блока автоматического формирования эталонов в интеллектуальной нейроинформационной системе “НейроИнформГео”».

44. Дуда Р., Харт П. Распознавание образов и анализ сцен М.: Мир,1976. 512 с.

45. Минский М., Пайперт С. Персептроны. М.:Мир,1971.

46. Нефтегеологическое районирование Западной Якутии /В.В. Забалуев, В.Е. Бакин, Д.П. Сидоров, В.С. Ситников. - Труды ВНИГРИ, Л., 1976, вып. 385, с. 21-25. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск: Наука, 1986.

47. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / А.Э. Конторович, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков и др. // Тр. СНИИГиМС.- Новосибирск, 1994. -Вып. 5. Тунгусский бассейн.

48. Тектоника и перспективы нефтегазоносности рифейских и вендско-нижнекембрийских отложений Сибирской платформы / А.Н. Абрамов, Э.А. Базанов, В.С. Волхонин и др. – М.: АО "Геоинформмарк", 1993.

49. Трофимук А.А. Концепция создания крупных баз газонефтедобычи в Восточной Сибири. – Новосибирск: СО РАН, 1994.

50. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. – М.: Недра, 1982.

51. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Изосимова, А.А. Конторович и др. // Геология и геофизика. – 1996. – № 8. - С. 166-195.

52. Страхов П.Н. К вопросу о влиянии процессов перекристаллизации на каверно-поровое пространство известняков // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1993. - № 9. -С. 11-14.

53. Вопросы применения сейсморазведки для прогноза нефтегазонасыщенности, литологии, аномально высоких давлений и буримости горных пород / А.Г. Авербух, Э.М. Буцневий, В.А. Гельфанд, Г.Н. Гогоненков и др. М., ВНИИОЭНГ, 1976, с. 1-76.

54. Прогнозирование коллекторов и неантиклинальных ловушек в Западном Предкавказье по данным сейсморазведки /В.И. Корнеев, В.Л. Крипеневич, Б.С. Гамов, Б.М. Карасик. - Геология нефти и газа,1979, № 3 , с. 45-49.

55. Seismic Stratigraphy - application to hydrocarbon exploration. Edited by Payton C. E. -AAPG, 1977, N5, p. 1-518.

56. Мешбей В.И., Лозинский З.Н. Определение скоростной модели среды по данным МОГТ. М., ВНИИОЭНГ, 1978, с. 1 -56.

57. Геолого-геофизическое моделирование нефтегазоносных территорий / Под ред. Н.В. Неволина и В.М. Ковылина. - М.: Недра, 1993.

58. Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР / М.Ю. Васильева. Е.Г. Журавлев, В.С. Князев и др. - М.: Недра, 1992.

59. Гвоздецкий Н.А. Карстовые ландшафты. - М.: Изд-во МГУ, 1988.

60. Кнеллер Д.Е., Рыскаль О.З., Скрылев С.А. Выделение и оценка коллекторов в рифейских отложениях Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. -1990. - № 12 . - С. 10-14.

61. Колтуков В.А. Значение и методы построения реконструкций палеорельефа платформенных областей //Методы палеогеографических исследований. - М.: Недра, 1964. - С. 96-109.

62. Филиппов Г.А. Коррелятные отложения карста // Коррелятные отложения в геоморфологии. - Новосибирск: Наука, 1986. - С. 64-80.

63. Purdy E.G. Reef configurations: Cause and effect // Reef in time and space, Soc. of economic paleontologists and mineralogists. - Tulsa, Oklahoma. USA,1974. - Spec. Publ. № 18. - P. 9-76.

64. Фукс Б.А., Фукс А.Б. Причины различных пластовых давлений в газоконденсатных залежах Непского свода. - Геология нефти и газа, 1976, № 10 , с. 45-48.

65. Фукс А.Б. Термодинамические условия формирования углеводородов Непско-Ботуобинской антеклизы. Автореф. дис. на соиск. учен, степени канд. геол.-минер. наук. Иркутск,1978, 22 с. (ВостСибНИИГГиМС).

66. Фукс А.Б., Фукс Б.А. Генезис нефтяных оторочек залежей Непско-Ботуобинской антеклизы. - Геология нефти и газа, 1979, № 2 ,с. 47-50.

67. В. Н, Киркинская , Е. М. Смехов. Карбонатные породы — коллекторы нефти и газа.— JI.: Недра, 1981.— 255 с.