

Б.Е. ДАНЧЕНКО, В.Б. БЕЛОЗЕРОВ, Н.А. БРЫЛИНА

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И  
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ  
ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ  
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ  
ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ

**Е. Е. ДАНЕНБЕРГ, В. Б. БЕЛОЗЕРОВ, Н. А. БРЫЛИНА**

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ  
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Под редакцией  
академика *РАН В. С. Суркова*

ТОМСК  
ИЗДАТЕЛЬСТВО  
2006



УДК 553.982+551.24

ББК 26.343.1

Д-177

Д-177 **Даненберг Е. Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А.** Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 291 с.

В монографии обобщены и систематизированы многолетние исследования по геологии и нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемелового комплекса отложений рассматриваемой территории. Приведены результаты комплексных детальных исследований геолого-геофизических материалов бурения скважин и сейсмогеологических данных МОГТ для решения вопросов реконструкции условий формирования осадков кратковременных циклов седиментации. Пересмотрена и дополнена ранее созданная серия зональных карт по детальному прогнозу развития коллекторов васюганской свиты. Впервые для всей территории Томской области создана клиноформная модель строения верхнеюрско-нижнемелового комплекса отложений с выделением отдельных циклитов. Выполнено картирование и описание циклитов и зон различных обстановок осадконакопления (фондоформы, клиноформы, бровки шельфа, ундаформы, прибрежно-морской и суши). Рассмотрены основные закономерности размещения залежей УВ и резервуаров. На основе анализа выявленных критериев нефтегазоносности на конкретных геологических объектах выполнен прогноз перспектив поисков резервуаров и залежей УВ.

Для научных работников, геологов и геофизиков.

#### Рецензенты

Профессор, д-р геол.-мин. наук *Ф.Г. Гурари* (ФГУП СНИИГГиМС)

Профессор, д-р геол.-мин.наук, *В.И. Москвин* (ИГНГ СО РАН)

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ .....	5
1. ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИЗУЧЕННОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА .....	7
1.1. Обзор существующих представлений.....	7
1.2. Методы исследования.....	10
1.2.1. Методы и приемы фациальной диагностики отложений.....	11
1.3. Литостратиграфия верхнеюрско-нижнемелового комплекса отложений .....	37
2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕЛЛОВЕЙ—ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ .....	43
2.1. Литостратиграфия келловей- волжских отложений.....	43
2.2. Палеогеография.....	53
2.3. Нефтегазоносность.....	62
2.3.1. Перспективы нефтегазоносности.....	66
2.3.2. Залежи нефти в отложениях дельтового комплекса (Крапивинское месторождение, пласт Ю <sub>1</sub> <sup>3</sup> ).....	70
2.3.3. Залежи углеводородов в баровых песчаниках дальней зоны (Игольское месторождение нефти, пласт Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ).....	95
2.3.4. Залежи углеводородов в «русловых» песчаниках приливно-отливной зоны (Карасёвское, Северо-Карасёвское месторождения – пласта Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup> ).....	108
2.3.5. Перспективы нефтегазоносности, связанные с поиском залежей нефти и газа в ловушках структурно-литологического и структурно-стратиграфического типов.....	113
3. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ.....	127
3.1. Основные положения об условиях формирования и строения клиноформного комплекса.....	127
3.1.1. Основы литолого-геофизической корреляции разрезов.....	131
3.2. Геологическое строение верхнеюрско-нижнемелового комплекса.....	134
3.2.1. Строение, закономерности размещения, условия формирования циклитов (палеогеоморфология, литолого-фациальный состав).....	137
3.3. Нефтегазоносность и прогноз перспектив.....	182
3.3.1. Критерии прогноза перспектив нефтегазоносности .....	185
3.3.2. Нефтегазоносность и прогноз перспектив.....	190
3.3.2.1. Резервуары клиноформ.....	192
3.3.2.2. Резервуары шельфа (бровки шельфа, прибрежно-морской зоны, субконтинента и суши).....	234
3.3.2. 2. Резервуары шельфа (прибрежно-морской зоны) .....	267
3.4. Районирование территории .....	278

Восемь лет прошло с тех пор, как не стало Евгения Евгеньевича Даненберга. Это достаточный срок, чтобы осмыслить его вклад в развитие нефтегазовой отрасли Томской области. Результаты его исследований отражены более чем в 120 трудах, многие из которых стали настольной книгой для геологов и геофизиков – производственников.

Есть имена, вызывающие почтительный трепет. Евгений Евгеньевич Даненберг в Томской геологии - фигура незаурядной величины. Классик, чье имя обросло легендами. Открывал Советское, Малореченское, Северное, Чебачье месторождения. Публиковал научные работы. Готовил учеников. Создал, по существу, свою научную школу. Но главное, с чем вошел в историю Края и "Томскнефтегазгеологии" некогда главный геолог Александровской нефтеразведочной экспедиции, - его замечательное открытие. Чутье и опыт Даненберга позволили появиться одному из крупнейших в регионе Советско-Соснинскому месторождению, которое дало начало Стрежевому и всей Томской нефтяной промышленности.

Евгений Евгеньевич Даненберг родился в г.Винница УССР 12 мая 1926 г., семью которого репрессировали, а отец был расстрелян в 1937 г. В 1944 году Е.Е. Даненберг добровольно «пробился» на фронт и после окончания войны прослужил в Армии до 1950 года.

В 1951 году Евгений поступает в Московский нефтяной институт им. И.М.Губкина, в 1956 году его блестяще заканчивает и приезжает молодым специалистом на Томские земли. За годы работы Е.Е. Даненберг прошел путь от ст. техника, ст. геолога, до главного геолога НРЭ, затем – треста и начальника геологического отдела Томского территориального геологического управления. Здесь Е.Е.Даненберг становится легендарной личностью. Геологи – его коллеги по работе отзывались о своем руководителе с большим почтением и любовью.

В 1973 г. Е.Е. Даненберг уходит в науку в Томское отделение СНИИГГиМС, где работает более четверти века, сначала в должности заведующего сектором, затем защищает кандидатскую диссертацию и занимает должность заведующего отделом геологии нефти и газа.

За годы работы в институте он занимался изучением геологического строения и нефтегазоносности Томской области с целью решения разнообразных как стратегических для отрасли направлений, так и задач, связанных с выработкой научных обоснований направлений поисково-разведочных работ на территории Томской области.

Нельзя не подчеркнуть, что в эти годы он воспитал высококвалифицированных специалистов-геологов так называемой " научной школы Даненберга", многие из его учеников защитили кандидатские диссертации и все они сегодня востребованы в различных организациях Томской области на поприще административно-производственных и учебно-научных направлений деятельности, активно пропагандируя те методы и подходы, а также ту скрупулезность и добросовестность в изучении всех многообразных процессов, связанных с геологией и нефтегазоносностью отложений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Е.Е. Даненберг имел много наград, среди которых наиболее значимыми представляются: медали: за "Победу над Германией", за "Освобождение Варшавы" 1945г.; Орден Трудового Красного Знамени 1966 г. Медали: "За освоение недр и нефтегазового комплекса Западной Сибири", "За заслуги в разведке недр". Знаки: "Первооткрыватель месторождения" – 1978г.; "Отличник разведки недр"; "Заслуженный геолог РФ" –1996 г.

В 2004 году в честь признания его заслуг перед нефтяной отраслью Томской области и Российской Федерацией по представлению геологической общественности многопластовое месторождение нефти, приуроченное к Южно-Александровскому поднятию, было названо Даненберговским.



Памяти  
*Евгения Евгеньевича Даненберга*  
посвящается



## ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая монография охватывает определённый этап изучения верхнеюрского и неокомского нефтегазоносных комплексов и является результатом многолетних исследований нефтегазоносности отложений чехла на территории юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) коллектива Отдела геологии нефти и газа Томского отделения СНИИГГиМС, многие годы возглавляемого выдающимся специалистом и ученым, одним из первооткрывателей Томской нефти – **Евгением Евгеньевичем Даненбергом**.

В работе обобщены и систематизированы результаты детальных исследований геолого-геофизических материалов в решении методических вопросов картирования зон распространения коллекторов, флюидоупоров и вмещающих их осадков отдельных кратковременных циклов седиментации верхнеюрского (васюганская свита) и верхнеюрско-нижнемелового комплексов, а также перспектив их нефтегазоносности.

Актуальность этой работы по верхнеюрскому и неокомскому комплексам отложений обусловлена практическим интересом к ним как к самостоятельным нефтегазоносным объектам минерально-сырьевой базы углеводородного сырья Томской области.

В последние годы в Томской области на фоне роста добычи нефти и газа частными компаниями уменьшились объемы нефтепоисковых работ. Это, в совокупности с полным освоением фонда средних по размерам антиклинальных структур в большинстве нефтегазоносных районов, ставит перед нефтеразведчиками серьезные проблемы воспроизводства минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности.

Почти все обнаруженные залежи нефти и газа связаны с ловушками комбинированного типа, где одновременно со структурным фактором формирования, выступает литологический, тектонический и стратиграфический. Все это вызывает необходимость проведения многоплановых исследований по поиску углеводородного сырья в сложнопостроенных ловушках в объемах наиболее продуктивных нефтегазоносных комплексов: верхнеюрского и неокомского.

Достаточно высокая степень геолого-геофизической изученности отложений платформенного чехла западных, наиболее перспективных земель области глубоким бурением и высокая степень разведанности основного нефтегазоносного комплекса - горизонта Ю1, тем не менее оставляют малоэффективным процесс открытия новых залежей. Это отражается на снижении темпов прироста запасов углеводородного сырья. Новые геолого-геофизические данные, полученные в результате бурения эксплуатационных скважин, сейсмические исследования МОГТ и анализ результатов разработки месторождений позволили нам пересмотреть и дополнить ранее построенную серию зональных карт по детальному прогнозу развития коллекторов васюганской свиты, в том числе и в областях ее перехода в наунакскую.

Выявление высокодебитных залежей нефти и газа в нижнемеловом комплексе отложений (Мыльджинское, Южно-Черемшанское, Гураринское, Южно-Александровское, Столбовое, Соболиное и др.) и его неясные перспективы, обосновывают необходимость дальнейшего изучения и развития клиноформной модели неокома Широкого Приобья в пределах юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Томская область). Эта модель подтверждается на всех этапах создания зональных палеогеоморфологических карт с элементами литолого-фациального анализа и прогноза развития песчаных пластов, а также вмещающих их циклитов.

В работе на конкретных нефтегазоносных объектах верхней юры и неокома территории Томской области рассмотрены способы и методы традиционных геоло-

гических исследований, целесообразность и последовательность их применения, а также необходимость комплексирования данных глубокого бурения с материалами сейсморазведочных работ МОГТ, направленных на решение проблем прогнозирования зон и участков размещения резервуаров, благоприятных для поисков залежей нефти и газа.

Представленные исследования базируются на фактических материалах более полутора тысяч скважин, пробуренных на территории Томской области и сейсмических данных МОГТ, информативных в композитных профилях и детальном площадных исследованиях, выполненных, в значительной степени, Томскими геологами и геофизиками.

В работе над созданием графических материалов к монографии участвовал коллектив сектора мезозоя разных лет Отдела геологии нефти и газа Томского отделения СНИИГГиМС, возглавляемого более двух десятков лет Даненбергом Евгением Евгеньевичем и сподвигшего написание настоящего труда. Всем коллегам авторы выражают искреннюю признательность.

Соратниками и единомышленниками по основным вопросам моделирования геологического строения и оценке перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений в соответствии с их публикациями, авторы считают Ю.Н. Карогодина, А.А. Нежданова, О.М. Мкртчяна, В.С. Муромцева, которым авторы выражают благодарность за поддержку в формировании многих взглядов, изложенных в монографии.

На формирование научного геологического мировоззрения авторов огромное непосредственное влияние оказали такие выдающиеся ученые и специалисты, как Ф.Г. Гурари, В.П. Девятов, И.А. Иванов, А.Э. Конторович, Л.Я. Трушкова, Л.Г. Маркова, К.И. Микуленко, И.А. Мушин, В.С. Сурков и многие другие, которым авторы безмерно обязаны и благодарны.



# Г Л А В А 1

## ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ ИЗУЧЕННОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА

### 1.1. ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ

История изучения келловей-оксфордских отложений в объёме выделяемых свит (васюганская, наунакская, тяжинская) охватывает более сорока лет, а представления о клиноформном строении неокома ЗСП формировались в течение более тридцатилетнего периода времени.

Вопросы строения, и условий формирования келловей-оксфордских отложений рассмотрены в работах В.Я. Шерихора (1961), Т.И. Гуровой и В.П. Казаринова (1962, 1971), Ф.Г. Гурари (1962, 1999), З.Я. Сердюк (1966), И.И. Нестерова (1966), Г.Э. Прозоровича и З.Л. Валуженича (1966, 1968), Г.Н. Перозио (1967, 1970, 1995), Л.В. Залазаевой и Н.П. Запивалова (1972), С.И. Филиной и др. (1973, 1976, 1979), М.С. Зонн и др. (1973, 1975), Е.Е. Даненберга (1973, 1980, 1984), А.Э. Конторовича (1977, 1999, 2000), М.В. Коржа и А.Ю. Ульмасвай (1979), В.Б. Белозёрова (1980, 1985, 2001), Г.М. Волощука (1985), Ю.Н. Карогодина и Е.А. Гайдебуровой (1985), Н.А. Брылиной (1986, 1989), И.А. Иванова и Г.И. Кириенко (1987), В.А. Конторовича (1992, 1998, 2002), А.В. Ежовой и М.Р. Цибульниковой (1989), В.С. Славкина и др. (1995), Г.Ф. Степаненко и Л.С. Черновой (1998), М.Ю. Зубакова (1999, 2001), В.В. Казарбина и С.А. Моисеева (2000), Г.Ф. Ильиной (2002), Н.М. Недоливко (2003), Т.Г. Тен (2003) и многих других.

На раннем этапе изучения (1962-1975 гг.) в составе васюганской свиты были выделены две самостоятельных пачки – мелководно-морская, глинистая (нижневасюганская подсвита) и прибрежно-морская, песчано-глинистая (горизонт Ю1). В восточном направлении васюганская свита замещалась своими континентальными аналогами – наунакской и тяжинской свитами. При этом латеральная граница замещения определялась неоднозначно.

Более детальные исследования по литологии и корреляции отдельных песчаных пластов горизонта Ю1 (1975-1980 гг.) способствовали его делению на прибрежно-морскую, регрессивную (подугольную), континентальную, трансгрессивно-регрессивную (межугольную) и прибрежно-морскую, трансгрессивную (надугольную) толщи. В каждой из толщ были выделены самостоятельные песчаные пласты и проведена их стратификация (Татьянин Г.М.)

Детальные палеогеографические реконструкции условий формирования толщ и отдельных резервуаров (1980-1990 гг.) позволили установить характер переходной зоны васюганской и наунакской свит в виде клиновидного взаимопроникновения прибрежно-морских и континентальных осадочных пачек (фациальный закон Головкинского - Вальтера). В этот же период были построены детальные палеогеографические карты на время формирования отдельных продуктивных песчаных пластов с целью выработки стратегии поиска ловушек структурно-литологического и структурно-стратиграфического типа. Проводились масштабные литологические исследования, позволяющие детализировать условия формирования коллекторов на уровне конкретных фациальных обстановок.

Сокращение объёмов поисково-разведочного бурения в период 1990-2005 гг. усилило научно-исследовательские работы в пределах разрабатываемых месторождений и лицензионных участков недропользователей. Информация по эксплуатационному фонду скважин существенно расширила представления о локальной неоднород-

ности строения продуктивного коллектора, влияющей на особенности разработки залежей углеводородов.

У истоков создания современных представлений о регионально-косослоистой модели неокомских отложений и детальной схемы их стратификации /1956-1966/ стоят В.П.Маркевич, Ф.Г.Гурари, Л.Я.Трушкова. Наиболее значимыми являются многоаспектные исследования (стратиграфия, литология, геохимия, геологическое строение, нефтегазоносность) Т.С.Безруковой, М.М.Бинштока, В.С. Бочкарева, Ю.В.Брадучан, А.М. Брехунцова, Н.А. Брылиной, Г.Н. Гогоненкова, А.В.Гольберта, В.П. Девятова, С.В. Ершова, А.В. Еханина, А.М. Жаркова, В.П.Игошкина, В.А. Казаненкова, Ю.Н.Карогодина, А.Э.Конторовича, В.А. Конторовича, В.А.Корнева, Н.Я. Кунина, Н.В. Мельникова, О.М. Мкртчяна, В.С. Муромцева, А.Л.Наумова, А.А.Нежданова, И.И. Нестерова, Т.М.Онищука, А.А. Преженцева, М.В.Проничевой, Д.И.Рудницкой, Р.С. Сахибгареева, А.П.Соколовский, В.С.Соседкова, Г.Д. Ухловой, В.В. Шелепова, В.В. Шиманского, А.Е. Шлезингера, В.И. Шпильмана и других на территории Западно-Сибирского региона, хронология, тематика и аналитический обзор работ которых блестяще освещены в монографии Ф.Г. Гурари (2003 г.).

Верхнеюрско-неокомские отложения по существующей стратиграфической схеме на территории юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) сложены взаимозаменяющимися осадками георгиевской, баженовской, марьяновской, максимоярской свит кимеридж-волжского возраста и отложениями куломзинской, тарской, вартовской, киялинской, илекской и алымской свит берриаспского ярусов.

В настоящее время по ряду позиций официальные стратиграфические схемы неокома 1978, 1986, 1991 г.г. находятся в противоречии с моделями залегания ачимовских отложений, составленных по фактическим сейсмогеологическим данным, появившимся в 80-е годы. И хотя в основу разработки этих схем были заложены преобладающие в то время воззрения о горизонтально (параллельно) - слоистой модели верхнеюрско-нижнемеловых образований, в целом, представленная на рисунке 1.1 схема, верно отражает временные и пространственные взаимоотношения свит, вкладывая в их понятие формационное содержание. Особо значимыми они становятся в свете современных представлений о регионально-косослоистой модели неокомских отложений, заложенной в конце 70-х годов в работах А.Л. Наумова Т.М. Онищука, М.М. Бинштока и их соавторами (1974). Авторами установлены: закономерный седиментационный наклон песчаных пластов неокома, их последовательная региональная глинизация с востока на запад, сопровождающаяся переходом в косонаслоенные отложения, песчано-алевролитовые разности которых известны как ачимовская пачка.

Суть имеющихся противоречий кроется в различии форм и поверхностей залегания (субгоризонтальное и косонаклонное) изохронных пачек осадков, обусловленных седиментационными особенностями их формирования в морском бассейне.

Отражением сложности строения пород неокома являются различные представления о формировании, в основном, ачимовских отложений, несмотря на солидный опыт их исследований, не имеющих видимых закономерностей в

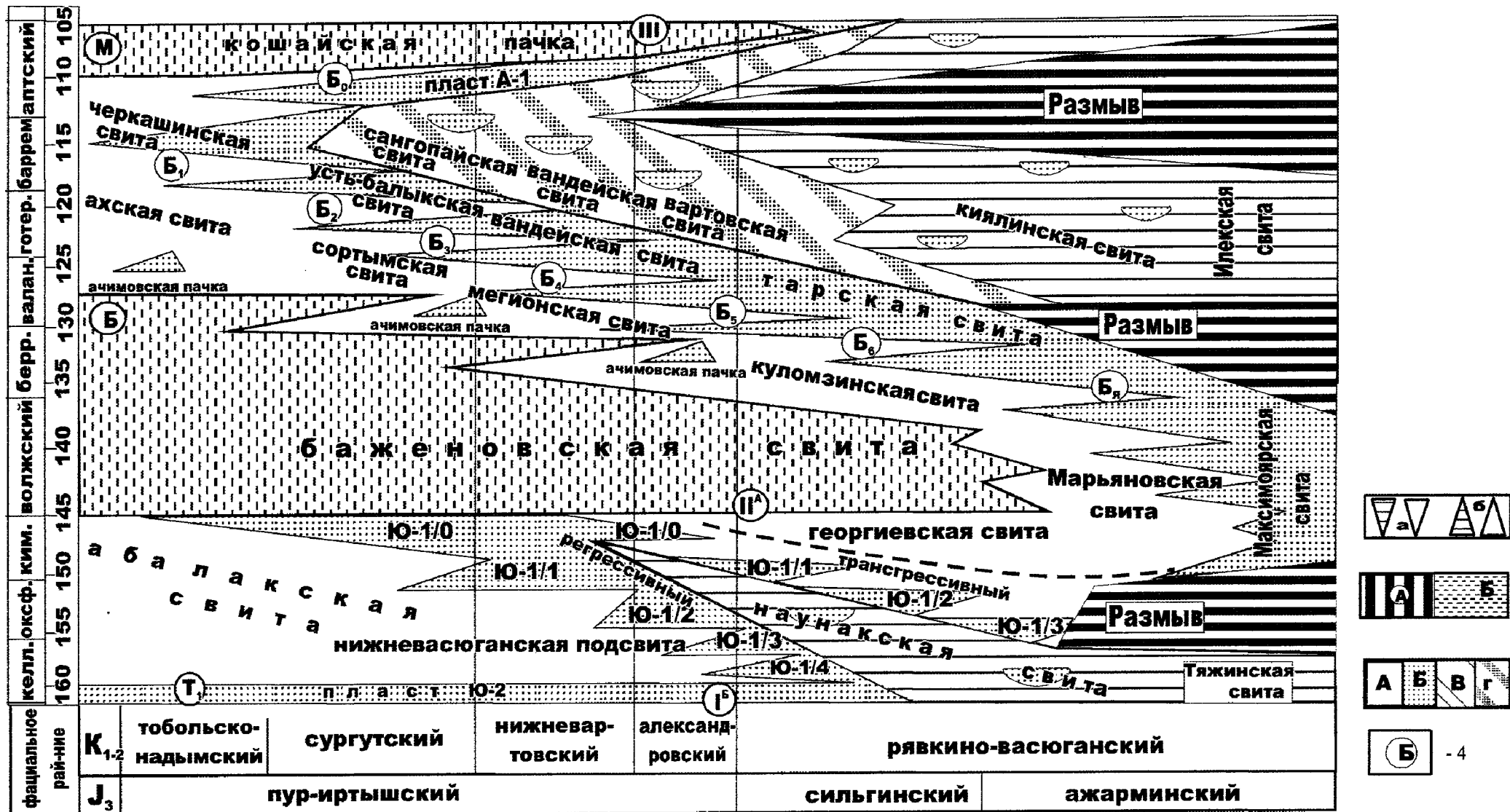


Рис. 1.1. Литолого-стратиграфический разрез верхнеюрско-нижнемеловых отложений платформенного чехла Западно-Сибирской плиты

Условные обозначения: 1-регрессивные (а) и трансгрессивные (б) макро и мезоциклы; 2-размывы (а) и реперные глинистые толщи(б); 3-морские глинистые (а) и песчаные (б) отложения, прибрежно- континентальные (в) и континентальные угленосные (г) осадки; 4-глинистые пачки - сейсмические горизонты



распределении песчаных тел по площади и в разрезе, с крайне изменчивыми мощностями и резким замещением или выклиниванием на небольших расстояниях. Вместе с такой же тенденцией изменения коллекторских свойств все это вызывает определенные трудности в воссоздании обстановки осадконакопления и значительно затрудняет прогнозирование коллекторов.

Однако, несмотря на разнообразие взглядов, все исследователи отмечают признаки накопления ачимовских песчаников в морской обстановке, подчеркивая то ритмичное чередование в разрезе песчаного и глинистого материала, то неустойчивость и хаотичность их появления, при котором обломочный материал находится в подчиненном значении. Отсюда и расхождения об условиях осадконакопления тех или иных ачимовских пачек. Например, при ритмичном чередовании песчаных и глинистых разностей, отложение материала предположительно происходило в наиболее погруженных участках бассейна, а при хаотичном - скорее всего в наиболее приподнятых участках, попадавших под влияние волноприбойных сил. Условия же постоянства ритмичности осадконакопления связываются со слаборасчлененными обширными площадями водного бассейна.

В созданной генерализованной модели осадконакопления прослеживаются основные черты главных палеогеоморфологических и фациальных зон бассейна, отмеченных сторонниками различных, перечисленных выше точек зрения об условиях формирования пород неокомского разреза.

Следует подчеркнуть, что наличие в настоящее время обширного ряда опубликованных и фондовых работ по районам Среднего Приобья, в том числе научного, теоретического плана, в которых авторы обосновывая сейсмогеологические и литолого-стратиграфические косослоистые модели строения неокомского комплекса и решая прогностические задачи нефтегазоносности, в целом создали для центральной части Западно-Сибирской плиты взаимоувязанную схему индексации морских пластов неокома, а исследования, изложенные в настоящей монографии, получили одобрение на последних региональных стратиграфических совещаниях в г. Новосибирске и Тюмени (2000 – 2003гг.).

## 1.2. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Одним из важнейших аспектов решения задач успешного выделения песчаных тел – коллекторов, формирующих ловушки и залежи УВ, установления генезиса этих тел, прогноза и формы их размещения является задача дробного расчленения разрезов отложений и детальной их корреляции. Рациональный комплекс способов и методов для решения этих задач определяется основными особенностями литологического облика осадочных пород – формаций, обусловленных в значительной мере такими факторами осадкообразования как тектонический и ландшафтный. Наиболее глубоко ландшафтно-тектонические условия просматриваются на уровне *осадочных формаций*. Вследствие этого выбор рациональной методики исследований разнофациальных осадочных комплексов базировался на *формационном* анализе исследуемых объектов.

В разрезе верхнеюрско-нижнемелового осадочного комплекса юго-востока ЗСП выделяется последовательное залегание сообществ геологических тел формаций [40] *терригенно-глауконитовой* (келловей, оксфорд, кимеридж), *битуминозных аргиллитов* (кимеридж-волжский). Большая часть отложений валанжина представлена *терригенно-известково-олигомиктовой* формацией – климатическим аналогом терригенно-глауконитовой формации. Вартовскую свиту слагает *терригенно-мезомиктовая пестроцветная* формация.

Принимая во внимание полифациальный характер строения осадочных комплексов в качестве основного метода исследования был применен *парагенетический*

**анализ**, который для терригенно-глауконитовой формации и терригенно-известково-олигомиктовой субформации использовался совместно с *биостратиграфическим, фациально-циклическим и фациально-тектоническим*. Подобный подход к решению задач геологии на территории Томской области весьма распространен, а рациональный набор методик исследования подробно освещен в целом ряде работ ТО СНИИГ-ГиМС (1975-2000гг.).

**Парагенетический анализ** предусматривает выявление в разрезе осадочной толщи основных плоскостей напластования реперных горизонтов, какими для верхнеюрско-неокомской толщи исследуемой территории являются угольные пласты и толщи глин. Выделение угольных пластов производилось по кривым ГК, НГК, АК по скорости, а глинистых толщ по кривым ПС, КС, ГК, НГК и кавернометрии. В верхнеюрском разрезе нами выделено 3 основных реперных горизонтов (рис. 1.2.), из которых два представлены толщами аргиллитов: нижневасюганской подсвиты, баженовской свиты и 1 охарактеризован угольным пластом У<sub>1</sub>, либо их серией (*междуугольной пачкой*). В нижнемеловом морском разрезе отложений выделено 7 реперных глин, залегающих в основании распространенных на территории циклитов.

Применение *фациально-циклического* анализа позволило детально изучить и проследить ритмичное чередование пород в объемах верхнеюрского разреза с выделением в их составе аллювиальных ритмов.

При анализе осадков морской, прибрежно-морской и континентальной терригенно-глауконитовой и терригенно-известково-олигомиктовой формаций основное внимание акцентировалось на трех факторах.

*Первый фактор* отражает литологическую особенность строения келловей-валанжинского стратиграфического диапазона. Учитывая, что морской генезис выделенных стратиграфических подразделений предполагает хронологически скользящий характер существующих литологических границ (закон Головкинского – Вальтера), в каждом из них были выделены наиболее выдержанные по площади монофациальные толщи. С позиции геотектоники формирование подобных толщ должно осуществляться в эпохи максимального угасания структурных перестроек, а сами они, являясь надежными геологическими реперами и в то же время полигенетическими поверхностями выравнивания, могут быть использованы в качестве инструмента для изучения осадочных формаций.

*Второй фактор* исследований учитывал детальность биостратиграфического расчленения разрезов отложений.

*Третий фактор* охватывал вопросы фациально-геотектонического анализа, при котором основное внимание было уделено влиянию условий формирования переходной угленосной толщи на исследуемом участке и положению пласта У<sub>1</sub> в разрезе верхневасюганской подсвиты.

### 1.2.1. Методы и приемы фациальной диагностики отложений

Учитывая, что условия осадконакопления влияют на характер сортировки обломочного материала, распределение аутигенных, акцессорных минералов и цемента, пространственное развитие внутрипластовой слоистости, интерпретация фаций является важным элементом в пространственном прогнозе песчаных тел и построении фильтрационной модели продуктивных коллекторов. Вопросы фациального анализа ископаемых и современных осадков достаточно подробно отражены в опубликованной литературе [14, 41, 65, 73, 83, 103, 104, 105, 109 и др.].

Фациальный анализ продуктивных пластов в нефтегазовой геологии базируется как на интерпретации данных каротажа, так и изучении кернового материала поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин. Ограниченные объемы каменного материала и значительные расстояния между поисковыми и

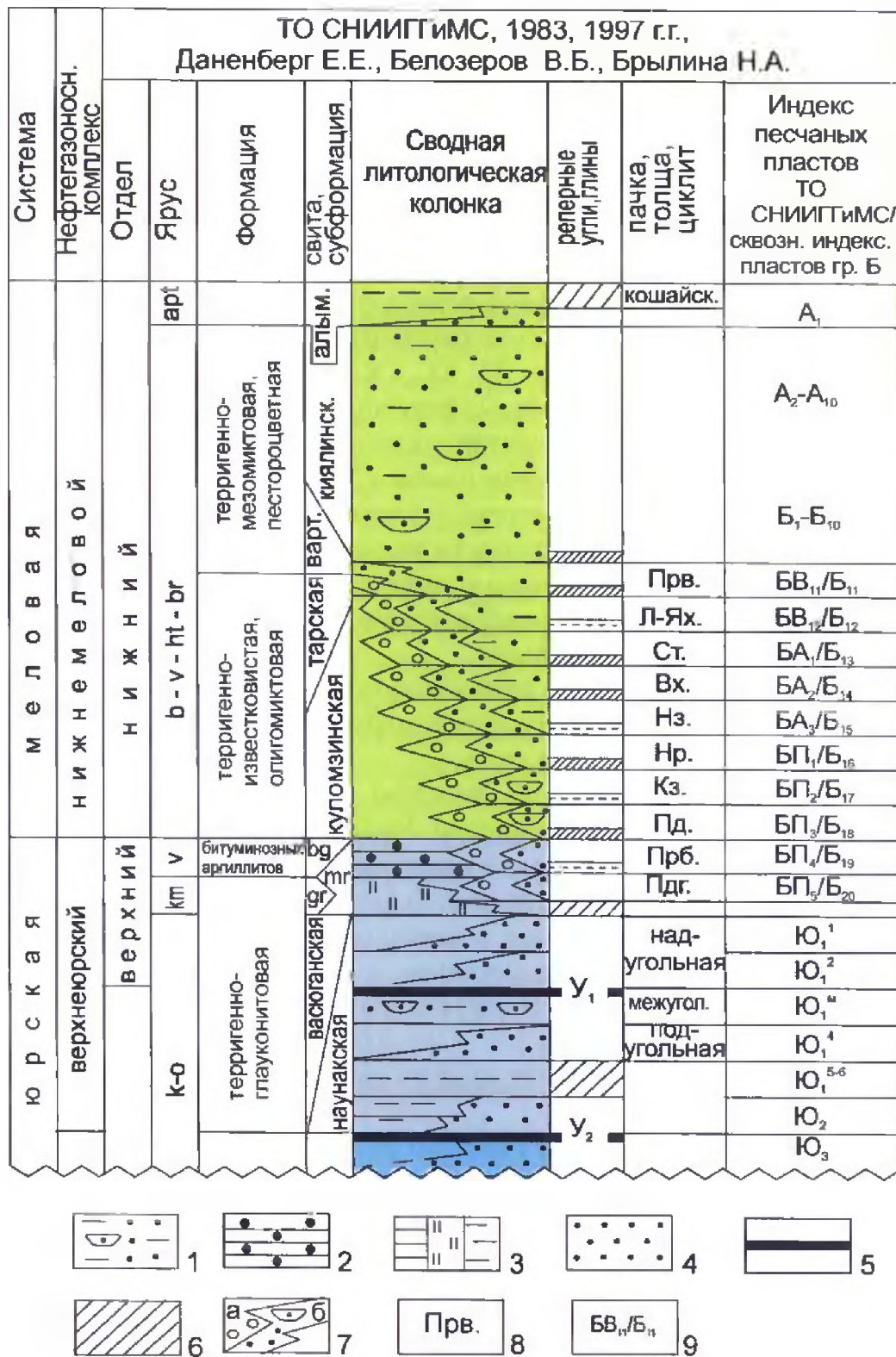


Рис. 1.2. Литостратиграфический разрез верхнеюрско-нижнемеловых формационных и нефтегазоносных комплексов отложений юго-востока ЗСП (Томская область)

**Условные обозначения:** Литологический состав: 1 - переслаивание алевролитов, аргилитов и песчаников; 2 - битуминозные аргилиты; 3 - аргилиты; 4 - песчаники; 5 - угли; 6 - маркирующие глинистые пачки; 7 - шельфовые пласты (а), ачимовские пласты (б); 8 - циклиты (Прв. - Первомайский, Л-Ях. - Лонтынь-Яхский, Ст. - Столбовой, Вх. - Вахский, Нз. - Назинский, Нр. - Нюрольский, Кз. - Казанский, Пд. - Пудинский, Пдг. - Пайдугинский); 9 - песчаные пласты.



разведочными скважинами затрудняют использование традиционных геологических методик фациального анализа открытых территорий, вследствие чего широко используются генерализованные модели осадконакопления, в рамках которых и проводится интерпретация скважинной информации.

Наиболее распространённой и хорошо разработанной в нефтяной геологии является методика комплексного фациального анализа, проводимая на основе конфигурации каротажных диаграмм ПС, ГК и кернового материала [11, 65, 83].

Существенный недостаток этой методики заключается в неоднозначности фациальной интерпретации одних и тех же форм ПС (ГК)-каротажа в отложениях различных фациальных групп, что значительно усиливает роль субъективного фактора в интерпретации палеобстановок осадконакопления. Повышение объективности интерпретации предполагает существенное расширение диагностических признаков фаций по данным ГИС на основе комплексного подхода, использующего современные представления по седиментационным моделям осадочных образований и анализа кернового материала.

В комплексной интерпретации необходимо выделять ряд стадий.

На *первой стадии* фациального анализа выясняют условия формирования анализируемой части осадочного разреза и прогнозируют возможный характер преобразования осадка. Для этого проводят детальное изучение кернового материала и по остаткам фауны, флоры, литологическим исследованиям породы, включающим её текстурный, вещественный анализы, цвет, комплекс аутигенные минералов, геохимические показатели, определяют к какой фациальной группе (континентальная, морская, переходная) относится интересующий нас интервал разреза.

*Цвет осадка.* Коричневатый и красный оттенки породы свойственны окислительной обстановке осадконакопления на суше. Зеленоватый, за счёт включения глауконита, хлорита и сероватый цвет осадка обусловлен слабо восстановительной средой морского бассейна. Темно-серые, чёрные породы формируются в сильно-восстановительной обстановке лагун и закрытых водоёмов имеющих слабый водообмен.

*Аутигенные минералы* (образованные в процессе седиментации). Проведённая систематизация условий осадконакопления [41, 105] по группе аутигенных минералов входящих, как в состав породы, так и цемента показала, что устойчивое присутствие в разрезе карбонатов кальция и сульфидов характерно для морей и озёр со щелочной (восстановительной) средой осадконакопления.

В морях, лагунах и озёрах, в условиях слабо щелочной обстановки седиментации, карбонаты кальция присутствуют неустойчиво. Они замещаются, доломитом, кальцитом, сульфатом кальция, сульфидом железа (пирит), кремнезёмом и анкеритом. При этом, только послойное распределение пирита может свидетельствовать о восстановительной обстановке в период осадконакопления.

В морях, озёрах и застойных водах, где среда осадконакопления нейтральна, карбонаты кальция не накапливаются. Здесь отлагаются кремнистые осадки, лептохлорит, сидерит, глауконит, фосфориты, бокситы, гидроокислы железа.

Для рек и озёр, со слабо окислительной средой, характерно формирование кремнистых и железистых цементов обломочного материала.

В болотах, некоторых озёрах и реках, в условиях окислительной обстановки, сульфиды железа не образуются, для них характерен каолинит.

Присутствие в породе магнетита гематита, сидерита и шамозита указывает на мелководно-морской режим осадконакопления, наличие фосфорита - на формирование осадков в пределах шельфовой зоны, а конкреций марганца на морское глубоководье.

Достаточно уверенно группы фациальных обстановок и их отдельные составляющие могут быть интерпретированы по остаткам фауны, микрофауны и спорово-пыльцевому анализу.

*Акцессорные минералы* характеризуют источники сноса терригенного материала, что позволяет выделять тренды седиментации, связывающие области осадконакопления с определёнными источниками сноса.

Согласно существующей систематизации [109], для магматических источников сноса кислого состава (граниты, гранодиориты) комплекс акцессорных минералов представлен *цирконом, турмалином, апатитом, монацитом, биотитом*. Породообразующими минералами являются кварц, полевой шпат (микроклин, ортоклаз, кислый плагиоклаз), мусковит.

Для магматических источников сноса основного состава (габбро, диабазы, базальты) комплекс акцессорных минералов представлен *ильменитом, лейкоксеном, сфеном, рутилом, тироксенами, амфиболами и минералами группы этидота*. Породообразующими минералами являются обломки пород и основные плагиоклазы.

Для магматических источников сноса ультраосновного состава (пироксены, перидотиты, дуниты) комплекс акцессорных минералов представлен *ильменитом, магнетитом, лейкоксеном, сфеном, тироксенами, амфиболами, тикотитом и хромитом*. Породообразующими минералами являются обломки пород и основные плагиоклазы.

Для метаморфических источников сноса (гнейсы, кристаллические сланцы) комплекс акцессорных минералов представлен *дистеном, ставролитом, силлиманитом, андалузитом, гранатами и хлоритом*. Породообразующими минералами является кварц, значительная часть которого имеет волнистое погасание и мозаичное строение.

Для источников сноса осадочного происхождения (древние или формировавшиеся в обстановки интенсивного выветривания) комплекс акцессорных минералов представлен хорошо окатанными зёрнами *циркона, турмалина, рутила*.

*Геохимические показатели.* Большое значение при генетической диагностике осадков отводится геохимическим показателям. Так, повышенное содержание *бора* свидетельствует о морском режиме седиментации, а *галлия* – пресноводном. В осадках формирующихся в восстановительной обстановке повышены концентрации *меди, никеля, ванадия, молибдена*.

*Органические остатки* так же характеризуют среду осадконакопления.

Обломки древесины, угольные пласты свидетельствуют о континентальной, либо переходной группе отложений. Отпечатки листьев флоры свойственны континентальным отложениям, а фораминиферы, радиолярии, раковины морских моллюсков характерны для прибрежно-морских, морских и глубоководно-морских обстановок.

*Текстурный анализ* является одним из основных методов палеогеографических реконструкций и фациального анализа осадочных пород. Учитывая, что гидродинамические режимы различных обстановок осадконакопления формируют своеобразную, слоистую трёхмерную матрицу фаций, были разработаны соответствующие методики [41, 46, 103, 104, 105] фациальной диагностики по облику слоистой неоднородности осадка (рис. 1.3).

Однако, учитывая схожесть гидродинамических режимов в обстановках седиментации различных фациальных групп, одна и та же слоистость может быть характерна для различных фаций (рис. 1.4).

*На второй стадии* фациального анализа, в рамках выделенной фациальной группы, проводится интерпретация отдельных литологических объектов разреза. В соответствии с типом кривых ПС, ГК, формой их пространственного развития, лито-

логической и микропалеонтологической характеристикой породы, осуществляется предварительная диагностика фациальных обстановок формирования осадочных пакетов, слагающих коррелятивную толщу.

Тип		Вид	
несплошные	неоднородная	однородная (массивная)	
		беспорядочная	
		пятнистая	
		узловатая	
		комковатая	
		гранулированная	
неясностойкие	слоеватость	неотчётливая (градационная)	
		редкие включения	
		слойками	
		сплошная	
стойкие	скрытая (микрослойная)	скрывающаяся	
		параллельная	
	косая	слабосрезанная	
		Сильносрезанная	
		слабосрезанная	
	косо-волнистая	слабосрезанная	
		Сильносрезанная	
		*** Перекрестная мультислойная	

Тип		Вид	
Слоистые	полого-волнистая	параллельная	
		смещённая	
		линзовидная	
	горизонтальная	равномерная	
		направленно-изменяющаяся	
		неравномерная	
Сложностойкие	чередование разных типов	косая с горизонтальной (диагональная)	
		полого-волнистая с косо-волнистой	
	чередование слоев и серий	полосчатая	
		полосчатая (биогенная)	
Нарушения стойкости	изгибанием (оползанием)		
	разрывом		
	внедрением (взмучиванием)		
	следами жизнедеятельности	частичное	
		полное	

Рис. 1.3. Типы текстур осадочных пород (Алексеев В.П., 2002)

Как правило, в области нефтегазоносности продуктивного песчаника выделяется несколько пространственно обособленных фациальных форм, характеризующих фрагменты развития определённой палеоландшафтной обстановки.

В случае высокой плотности бурения, что характерно для разрабатываемых месторождений, пространственная форма развития конкретных фациальных обстановок может быть определена по данным интерпретации диаграмм ПС и ГК в скважинах. На стадии разведочного бурения картирование фациальных обстановок может приводиться исходя из данных по скважинам и сейсмогеологической интерпретации временных разрезов ОГТ.

Условия формирования осадка			Континентальные						Морские										
			Отложения склонов			Речные		Водоёмы и застойные водоёмы	Переходные		Прибрежные			Более глубоководные					
			Дельтовий	Конуса выноса	Сухие дельты	Русло	Пойма	Озеро(внутр. часть)	Болото	Лагуна	Подводные дельты	Бары, пересыпи	Пляжи, бичи	Ватты	Мелководная зона	Донные течения	Мутьевые течения	Слоистая седиментация	
Слоистые текстуры	Простые типы	Косая	Очень крупная				⊗			■						⊗			
			Крупная				■				■	■	■				■		
			Мелкая				■	■			●	●	⊗				■		
			Очень мелкая					⊗											
		Кососволнистая					⊗	■			■	●	●		■	■			
		Волнистая	Несимметричная	Крупная													⊗		
				Мелкая				⊗	■				●	■		■	■		⊗
	Симметричная		Крупная												⊗		—		
			Мелкая									⊗	⊗		⊗	■		—	
	Пологоволнистая						■	⊗			■			■	■			⊗	
Горизонтальная					⊗	■	■	●	■	⊗ <sup>1</sup>	●	● <sup>1</sup>	●		⊗	■	■		
Слоист. обусрель еф. дна	Наклонная		●	●	●														
	Заполнен. и Облекан.		●	●										⊗				○	
Сложные типы слоистости	Диагональная															○			
	Пучковидная										●!	●!	●!						
	Ёлочная																		
	Сложная волнистая						■						⊗	■					
	Сложная полосчатая								⊗										
Текстуры нарушений слоистости	Заворот верха слоя					●!													
	Воздушные карманы									●!		⊗!							
	Взмучиван. и оплыв.									●				●					
	Оползание смятие.		⊗										■	■		⊗			
	Нарушение илоедами									■			■	■	⊗				
Некот-е. не-слоист. текст.	Однородная																■		
	Комковатая																		

- Основной, ведущий тип слоистости, определяющий фацию
- Тип, часто встречающийся в данной фации, но не определяющий её
- ⊗ Тип, встречающийся не часто или не характерный
- Тип, ещё никем не отмеченный, но теоретически возможный в данной фации не характерный
- ! Особенно характерен для данной фации, хотя может быть встречен редко, в особых условиях
- Характерное отсутствие данного типа
- 1 - по Р.Е. Кингу, Д. Бруссарду, Х. Редингу

Рис. 1.4. Связь текстурной характеристики отложений с условиями их образования (Ботвинкина Л.Н., 1965г)

Р.Ч. Селли разработал критерии фациального прогноза по совокупности литологических и промыслово-геофизических признаков (рис. 1.5). Им отмечено, что расчленённая форма кривой ГК и ПС песчаного коллектора в сочетании с присутствием в

керна глауконита и растительного детрита интерпретируется как *подводный конус выноса или турбидит*.

Аналогичный литологический и промыслово-геофизический облик породы, но с участием слюды и углистого детрита, свойственен *дистальной части дельты или ложбине поймы*.

Для песчаников имеющих воронковидную форму кривой ПС, присутствие углистого материала может указывать на продвигающуюся в сторону моря *дельтовую протоку*, а наличие глауконита на *песчаный бар*.

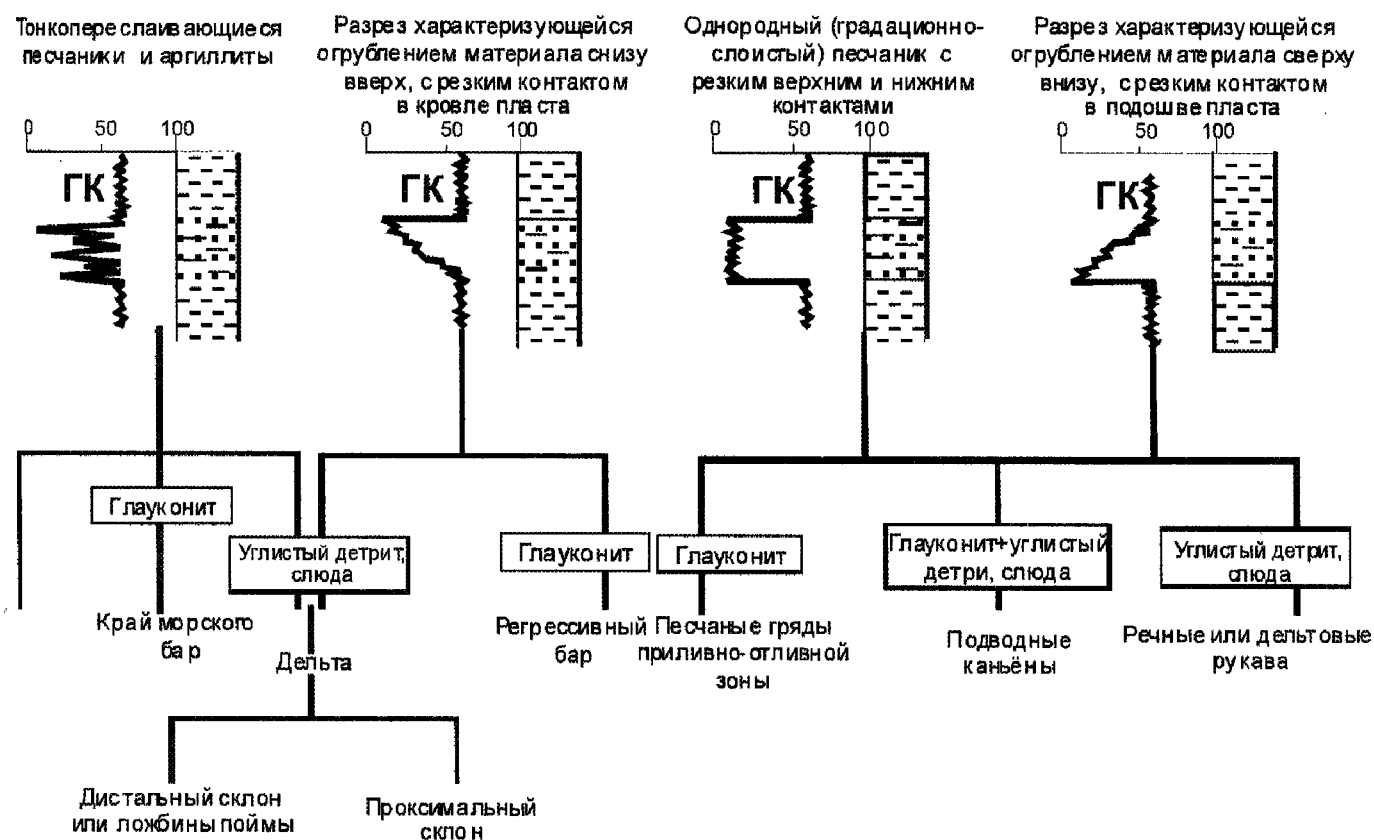


Рис. 1.5. Фациальная диагностика терригенных отложений по форме кривых гаммакаротажа [112].

В случае блоковой конфигурации ПС и ГК песчаного пласта, разные включения предопределяют различия и в обстановках осадконакопления так:

- глауконита и/или обломков раковин могут указывать на *морское мелководье и песчаные гряды приливо-отливных течений*;
- слюда, углистый детрит, без глауконита и обломков раковин - *спрямлённое русло, дельтовая протока*;
- глауконит, и/или обломки раковин, углистый детрит - *подводный каньон*;

Песчаные пласты с колоколовидной формой ПС, ГК, где отмечено присутствие слюды и/или углистого детрита относятся к *речным и дельтовым рукавам*, а в случае наличия дополнительно глауконита и обломков раковин - к *подводным конусам выноса*.

**Третья стадия**, наиболее трудоёмкая, включает в себя сопоставление априорной фациальной модели, полученной в результате комплексной интерпретации данных глубокого бурения, сейсморазведки и представлений о пространственном распределении условно прогнозируемых фаций, с моделями современных обстановок осадконакопления, генерализованные схемы которых будут приведены далее. При таком сопоставлении учитывается как схожесть геометрии фациальных обстановок и их пространственная взаимосвязь, так и литологические, фаунистические, текстурные

особенности пород, слагающих разрезы условно выделенных фаций. В результате проведённого анализа из ряда альтернативных обстановок осадконакопления, удовлетворяющих построенную литолого-фациальную модель, на основе целенаправленной систематизации диагностических признаков подбирается наиболее вероятностная седиментационная модель.

С учётом возможных постседиментационных изменений, проявление которых, как правило, так же предопределено фациальной неоднородностью коллектора, все имеющиеся знания по строению современных фациальных обстановок могут быть использованы при изучении древних песчаных тел.

Проведённые сопоставления результатов фациального анализа по данным ГИС [65, 111, 112] с исследованиями по седиментологии современных осадочных образований [14, 73, 103, 126] позволили расширить спектр электрофациальных моделей и более конкретно определить их место в обобщённых моделях осадконакопления континентальной, переходной и прибрежно-морской групп фаций.

Ниже приведены примеры фациальной интерпретации кривой ПС для континентальных, дельтовых и морских отложений по различным авторам, а также показано возможное пространственное сообщество седиментационных обстановок в каждой выделенной группе фаций.

***В континентальной группе фаций*** основными обстановками, формирующими песчаные тела, являются русла рек, береговые линии озёр, пространства пустынь, прибрежные дюны и пролювиально-аллювиальные конуса выноса.

Речные системы, в зависимости от гидродинамической активности, делятся на разветвлённые и меандрирующие (рис. 1.6., 1.7.). На отдельных участках речные долины могут иметь прямолинейное русло и относится к анастомозирующему типу.

*Разветвлённые (фуркирующие) реки* характерны предгорным ландшафтам (рис. 1.7а). В результате постоянного перемещения русла реки по латерали, что обусловлено избытком твёрдого стока, разветвлённые реки формируют обширные по территории песчаные покровы. В этих покровах отмечаются многочисленные эрозионные поверхности, являющиеся результатом наложения песчаных толщ в процессе бокового перемещения потока. В составе песчаной составляющей разветвлённой речной системы можно выделить осадки действующего русла, с воронковидной формой кривой ПС и отложения внутрирусловой отмели, для которых характерна блоковая форма кривой ПС. В ряде случаев, в песчаниках может отмечаться полосовидная зона глинизация коллектора, сформированная в результате заиливания отчленённого участка реки от основной водной артерии.

Для *меандрирующих рек*, где величина скоростного напора потока незначительная, а твёрдый сток избыточный, создаются предпосылки для меандрирования русла, в результате которого избыток терригенного материала аккумулируется в виде обособленных песчаных тел.

На рисунке (рис. 1.7б) приведён фрагмент меандрирующего русла с возможным перечнем фациальных обстановок. Наиболее значительными по размерам и площади является *система береговых валов*, образованная в результате развития меандровой отмели. Эти осадки на кривых ПС и ГК отображаются колоколообразной формой.

*Головная часть берегового вала* характеризуется воронковидной формой ПС и является редко встречаемым фациальным элементом, в силу размыва головной части берегового вала при продвижении меандровой отмели. Этот фациальный элемент осложняет боковую часть берегового вал вверх по течению реки.

В области действующего русла могут быть встречены *ленточные гряды* (воронкообразная форма ПС) и *побочни* (колоколовидная форма кривой ПС), а в пределах отчленённого русла глинистые *осадки стариц*.

андрирующих рек, являются *приусловые валы* и *кревассовые глифы*, формирующиеся в периоды разлива рек.

*Пойменные равнины*, в зависимости от их формирования относительно перемещения меандрирующего русла могут относиться к песчаному (внешняя пойма), либо глинистому (внутренняя пойма) типам.

*Озёрные отложения*. Осаждение терригенного материала в крупных озёрах аналогично условиям седиментации в мелководных морях. Характерной особенностью большинства озёрных осадков является значительная латеральная протяжённость пластов, наличие тонкой слоистости и биотурбационных текстур. Озёрные осадки не обладают индивидуальными диагностическими признаками, вследствие чего предлагается двухэтапный генетический анализ (М.Д. Пикар).

На первом этапе по физическим особенностям осадка (седиментационные текстуры, цикличность осадконакопления, пространственное размещение фаций и т. д.) выясняется принадлежность отложений либо к текучим водам рек, либо застойным водоёмам (озеро, море).

На втором этапе по составу комплекса аутигенных минералов, геохимических показателей, остаткам фауны и флоры проводят отличия озёрных и морских осадков.

Однако, следует отметить условность приведённых параметров, так как речные системы и озёрные водоёмы имеют различные размеры, а следовательно и площадь развития конкретных фациальных обстановок может значительно изменяться. Кроме того, в процессе меандрирования реки отложения более древних фациальных обстановок могут частично или полностью уничтожаться.

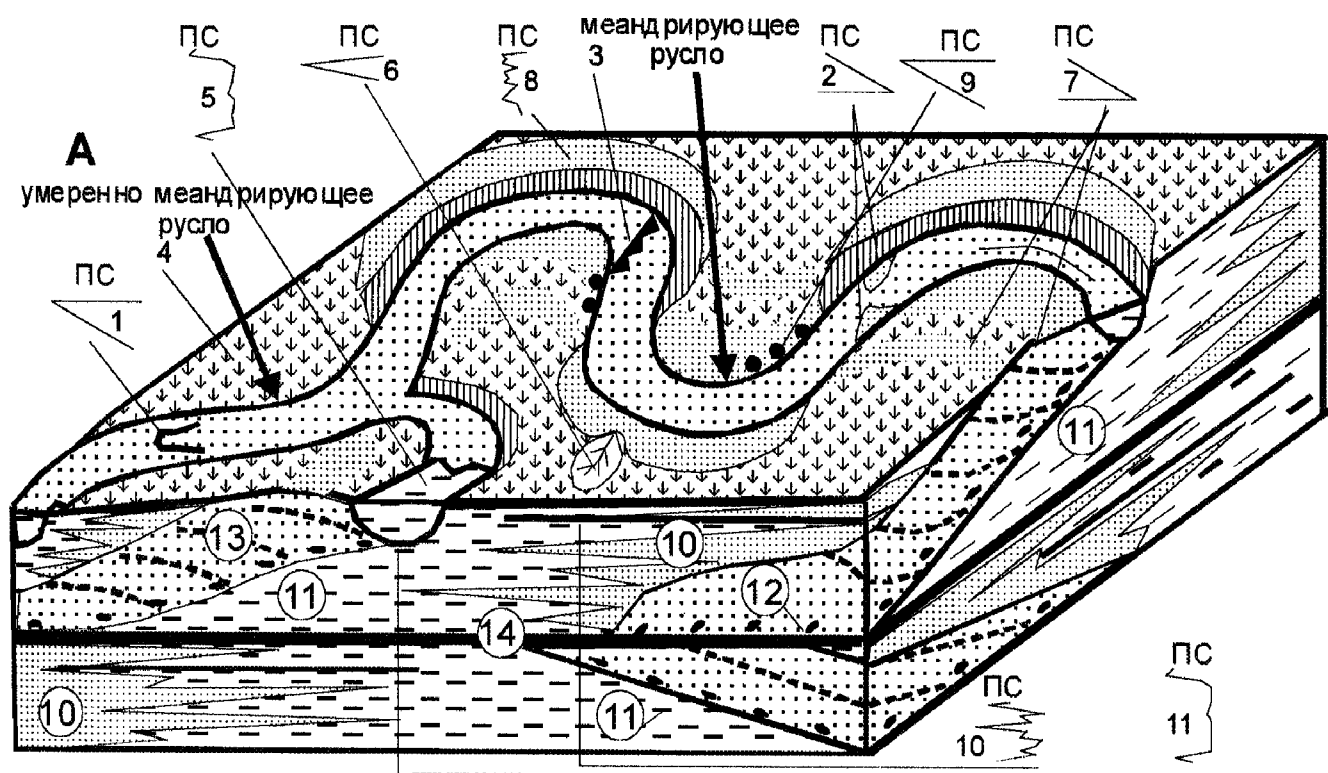
*Переходная группа фаций* включает в себя многообразие дельтовых обстановок осадконакопления, а также ряд элементов морского побережья (лагуны, приливно-отливные равнины).

Формирование дельт связано с деятельностью речных систем, приливным и волноприбойным воздействием моря. По доминирующему фактору, контролирующему перераспределение осадков (речной, волновой, приливной), выделяют выдвигающиеся, лопастные, серповидные и эстуариевые типы дельт.

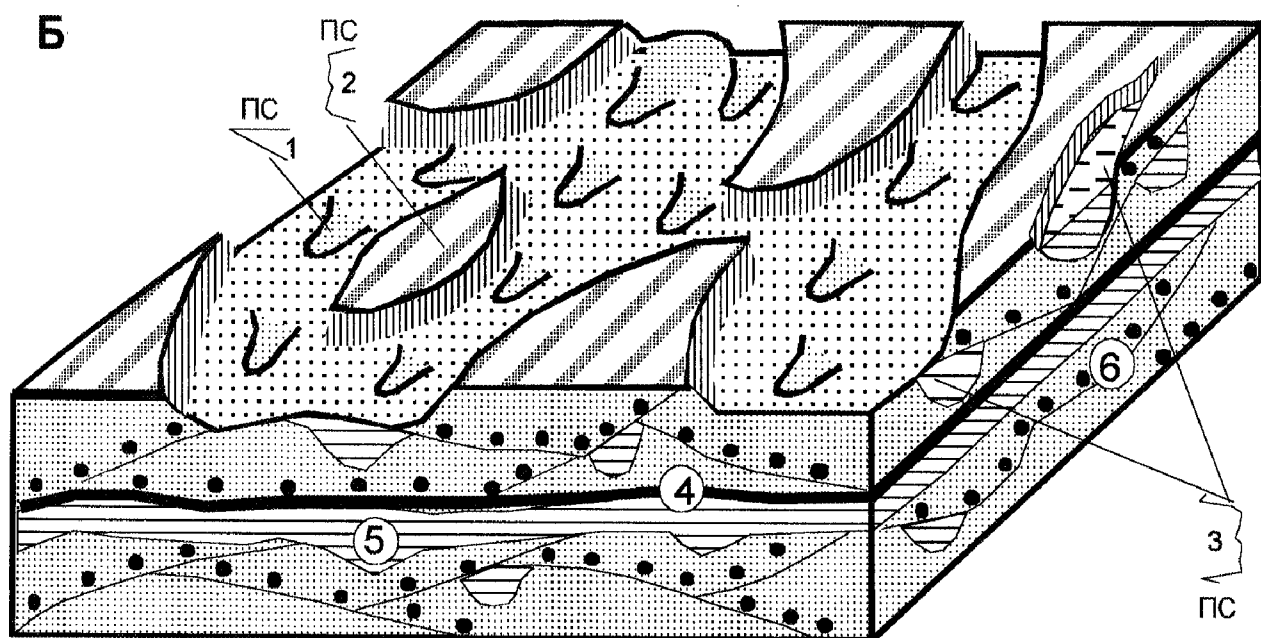
Примеры интерпретации фациальных обстановок характерных для всех типов дельтовых комплексов приведены на рис. 1.8, 1.9.







1- ленточная гряда; 2-побочни; 3-перекаты; 4-пойменное болото; 5- старица (брошенное русло); 6-клевасовый глиф; 7-береговые валы кос (меандровые отмели); 8-прирусловой вал (пески разлива); 9-головная часть берегового вала; 10-внешняя, песчаная часть поймы; 11-внутренняя, глинистая часть поймы; 12-базальный горизонт (крупнозернистые песчаники); 13-граница сегментов наращивания песчаной толщи; 14-торфяники (угли)



1- песчаные осадки действующего русла; 2- песчаные осадки внутри русловой отмели; 3- глинистые отложения брошенного русла; 4- торфяники (угли); 5- алеврито-глинистые осадки завершающей стадии развития аллювиального ритма; 6- базальные горизонты песчаных толщ

Рис.1.7. Интерпретация фациальных обстановок осадконакопления меандрирующих (А) и разветвлённых (Б) рек по форме кривой ПС терригенно-угленосной формации юры юго-восточной части Западно-Сибирской плиты

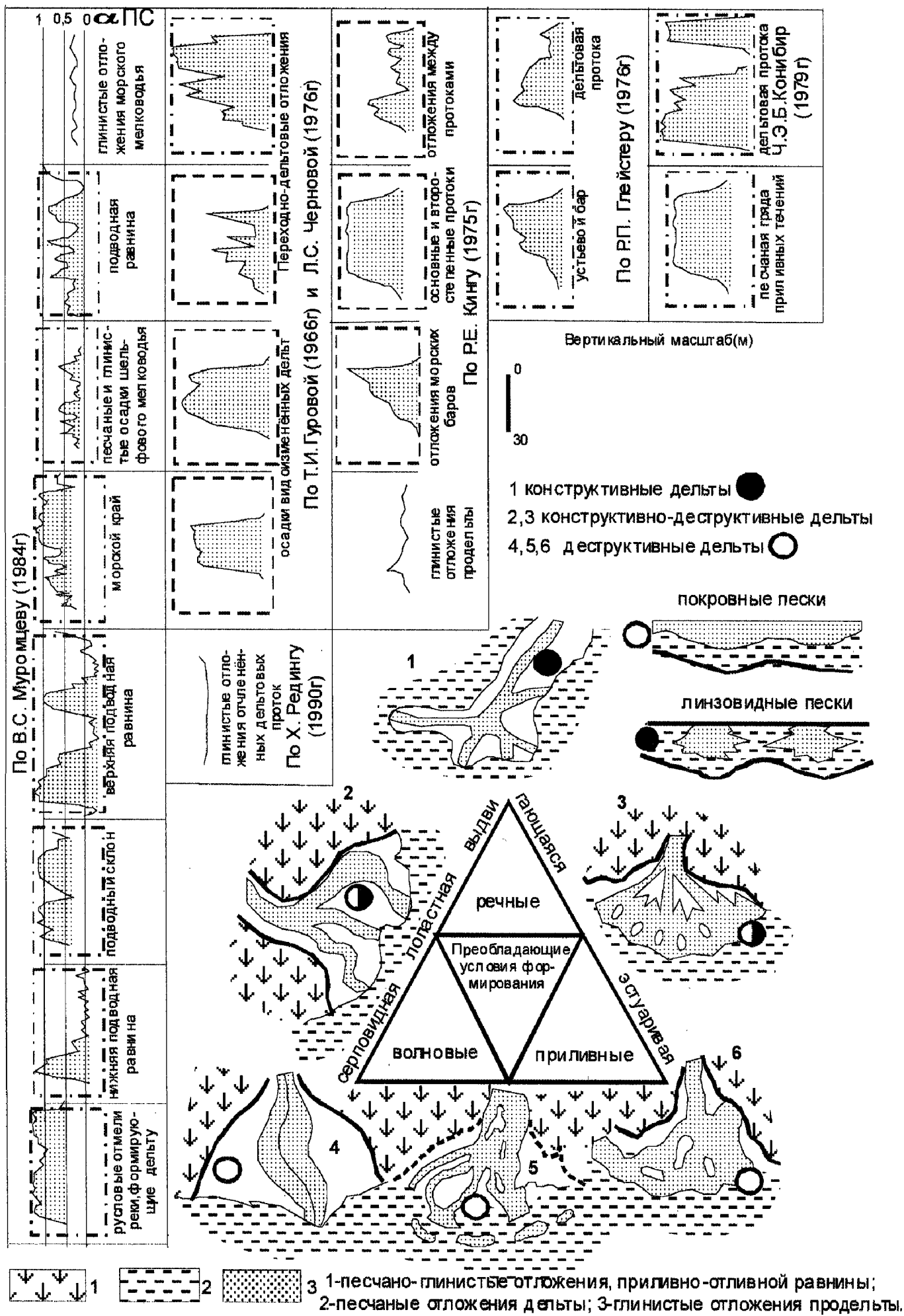


Рис. 1.8. Фациальная интерпретация кривой ПС дельтовых отложений

Более детальное распределение конкретных фациальных обстановок в пределах каждого из выделяемых типов дельт приведено на рис. 1.9.

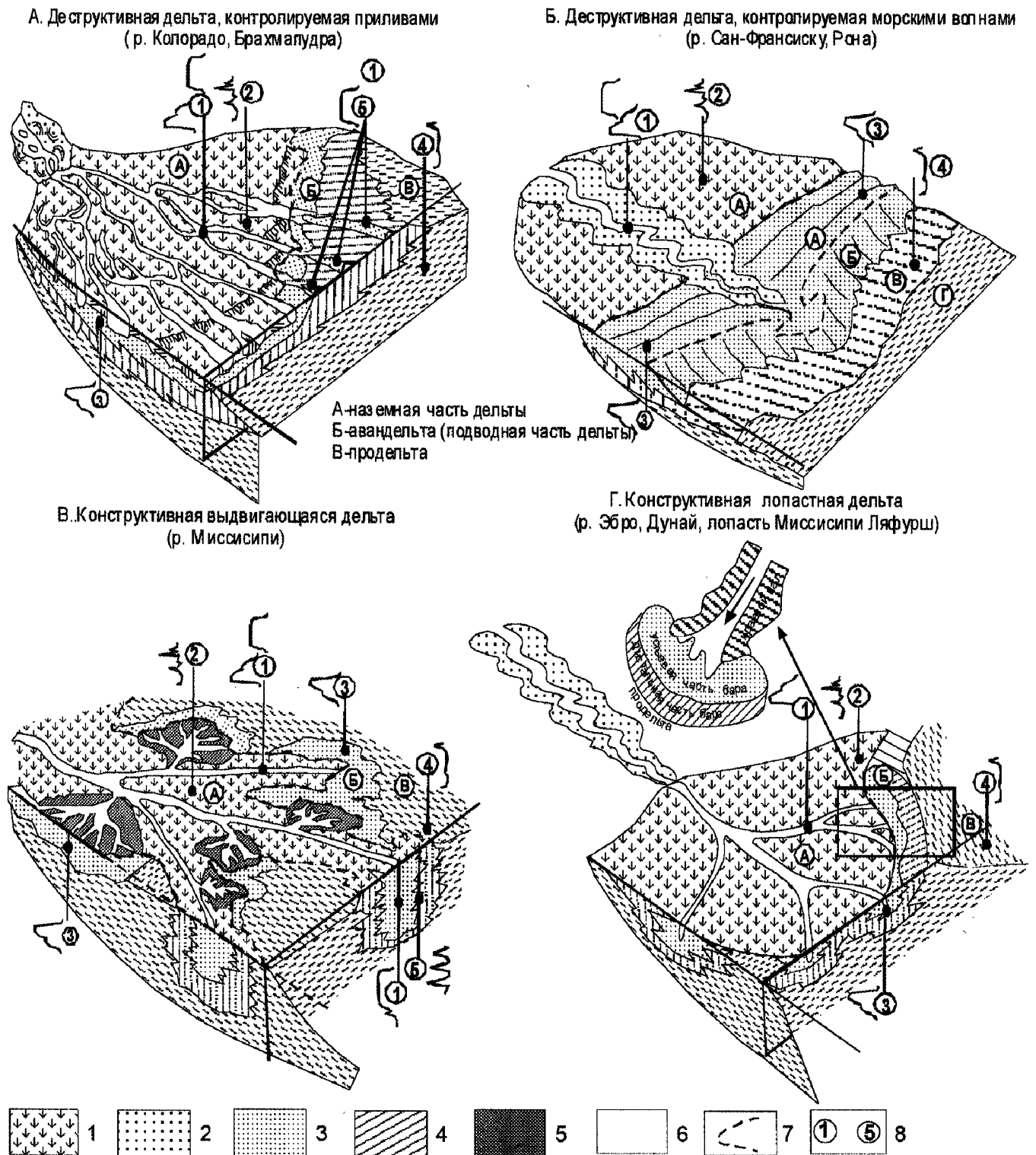


Рис.1.9. Типы деструктивных (а, б) и конструктивных (в, г) дельт и электрофацциальная характеристика основных элементов дельты [14].

По последовательности пространственной взаимосвязи седиментационных обстановок, в переходной (дельтовой) группе фаций могут быть выделены фации наземной части дельты, авандельты и продельты.

Формирование наземной части дельты связано с континентальной равниной периодически заливаемой водой, где осаждаются как песчаный, так и глинистый материал. Здесь выделяются осадки лагун, приливно-отливных равнин.

*Осадки авандельты* отлагаются в прибрежной части моря и представлены, в основном, песчаными образованиями.

*Продельта* характеризует наиболее удалённую, морскую часть дельтового комплекса, для которой характерно накопление глин и алевролитов.

На рис. 1.9в,г приведён пример конструктивных дельт (выдвигающаяся, лопастная), строение которых обусловлено, в основном, влиянием русловых процессов на распределение песчаных и глинистых осадков.

В *выдвигающихся дельтах* (рис. 1.9в) влияние русловых процессов преобладает, вследствие чего песчаная составляющая локализуется в линейных зонах, приуроченных к действующим дельтовым протокам. В пространстве, конфигурация трендов дельтовых протоков напоминает «птичью лапу» и это название часто является синонимом для дельт рассматриваемого типа.

Отличие *лопастных дельт* (рис. 1.9г) от выдвигающихся обусловлено преобладанием волновых процессов в перераспределении терригенного материала при формировании дельт лопастного типа. Вследствие этого песчаный покров авандельты более обширен.

Песчаные «рукава» представляют собой сообщество русловых песчаников и устьевых баров.

По каротажным диаграммам ПС и ГК, собственно *дельтовые протоки* характеризуются блоковой и колоколовидной формами. *Устьевые бары и покровы авандельты* имеют воронкообразную конфигурацию кривых ПС и ГК. *Отложения между дельтовыми протоками* представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

В *деструктивных, серповидных* (рис. 1.9а) и *эстуариевых* (рис. 1.9б) дельтах распределение терригенного материала обусловлено волновой и приливной деятельностью моря. Песчаные покровы авандельты значительны по площади. Для них свойственна воронковидная форма кривых ПС и ГК.

Фациальная характеристика отложений дельтовых протоков и осадков их разобщающих по данным промысловой геофизики подобна аналогичным обстановкам для конструктивных дельт.

Отличительной особенностью строения эстуариевой авандельты является наличие серии *песчаных гряд приливных течений* как «морское» продолжение дельтовых каналов, для которых характерна блоковая форма кривых ПС и ГК. Для авандельтовых отложений свойственно наличие разрывных и деформационных текстур, связанных с перемещением грубообломочных осадков в процессе седиментации, вследствие поступления избыточного объема терригенного материала в морской бассейн.

**Морская и прибрежно-морская группа фаций** включает в себя наиболее значительное многообразие обстановок осадконакопления.

На рис. 1.10 показано возможное сообщество фаций, выделяемых как в пределах морского бассейна, так и осложняющего его побережья.

*Лагуны* (рис. 1.10) обычно сложены тонкозернистым материалом, но в зависимости от их размера и глубины могут включать осадки от песков, до илистой мути. При малом поступлении терригенного материала в лагунах могут накапливаться карбонаты, а при значительной солёности воды - эвапориты. Учитывая слабую аэрацию лагун, для них характерно накопление сульфидов и органического вещества, что придаёт осадку тёмную до чёрной окраску.

*Приливно-отливные равнины (ватты)* – часть плоского морского побережья, где отложение осадков связано с приливно-отливной деятельностью моря (рис. 1.10). На приливно-отливных равнинах осаждаются главным образом глинистые отложения и пески. В зависимости от количества приносимого песка приливно-отливные равнины могут быть преимущественно глинистые и песчаные. Слои песка, в составе осадков приливной равнины, как правило, резко ограничены от глинистых слоёв, вследствие чего накапливающиеся отложения имеют хорошо выраженную слоистость.

В качестве диагностических критериев отложений приливно-отливной зоны могут служить следующие признаки:

- хорошо выраженная бимодальность направлений диагональной слоистости;
- наличие следов эрозии;
- полосчатая и линзовидная слоистость;
- наличие морской фауны обеднённой в количественном виде;
- наличие слоёв, сложенных из гальки глинистых отложений.

*Русловые промоины приливно-отливных равнин* представлены латерально мигрирующими эрозионно-седиментационными каналами, осложняющими пространства приливных равнин. Скорость латеральной миграции в песчаных приливно-отливных зонах в 3-4 раза выше, чем в глинистых. Миграция происходит в основном за счет меандрирования русла канала. Для русловых промоин свойственна блоковая и колоколовидная форма кривых ПС и ГК, характеризующая песчаный коллектор.

По особенностям формирования песчаной составляющей, можно выделять две группы фаций.

*Первая группа* образуется при относительно стабильном положении береговой линии. Это конкретные песчаные постройки береговой зоны (бары, русловые песчаники приливно-отливной зоны, приливно-отливные каналы, дюны), морского мелководья (штормовые песчаники, бары дальней зоны, песчаные валы приливных течений) и глубоководья (глубоководные конуса выноса).

*Вторая группа* включает песчаные толщи, накопление которых связано с процессом трансгрессии и регрессии моря. В этом случае латерально выдержанный песчаный покров представляет собой систему наложенных друг на друга песчаников береговой зоны, сформированных в различные этапы трансгрессии и регрессии.

Береговая зона (рис. 1.11) является сложнопостроенным геоморфологическим элементом морского побережья, где накопление песчаников связано с волновым базисом (рис. 1.11б) и особенностями трансформации волн при их продвижении из глубины на побережье (рис. 1.11а).

В зависимости от глубины воздействия волн (волнового базиса) по профилю береговой зоны (рис. 1.11б) выделяют верхний пляж (от нижнего уровня штормового заплеиска до среднего уровня прилива), нижний пляж (между средним уровнем прилива и отлива), предфронтальную зону (от среднего уровня отлива до глубины средней величины максимального волнового базиса), далее переходную зону, нижняя граница которой ограничена максимальной глубиной штормовых воздействий и шельф (дальний пляж).

В области развития песчаного покрова береговой зоны расположено ряд чередующихся построек с улучшенными коллекторскими свойствами, повышенной толщины и упорядоченной слоистости (пляжная ступень, волноприбойный бар, серия береговых валов), разобшённых осадочными образованиями с более низкими фильтрационными характеристиками и хаотичной внутрипластовой слоистостью.

При последовательном наложении отложений ряда береговых зон формируются трансгрессивные и регрессивные песчаники (рис. 1.11в) покровного типа, для которых характерна воронковидная (регрессивные песчаники) и колоколообразная (трансгрессивные песчаники) форма кривой ПС и ГК. Границы наложения различных стадий перемещения морского бассейна в объеме песчаной



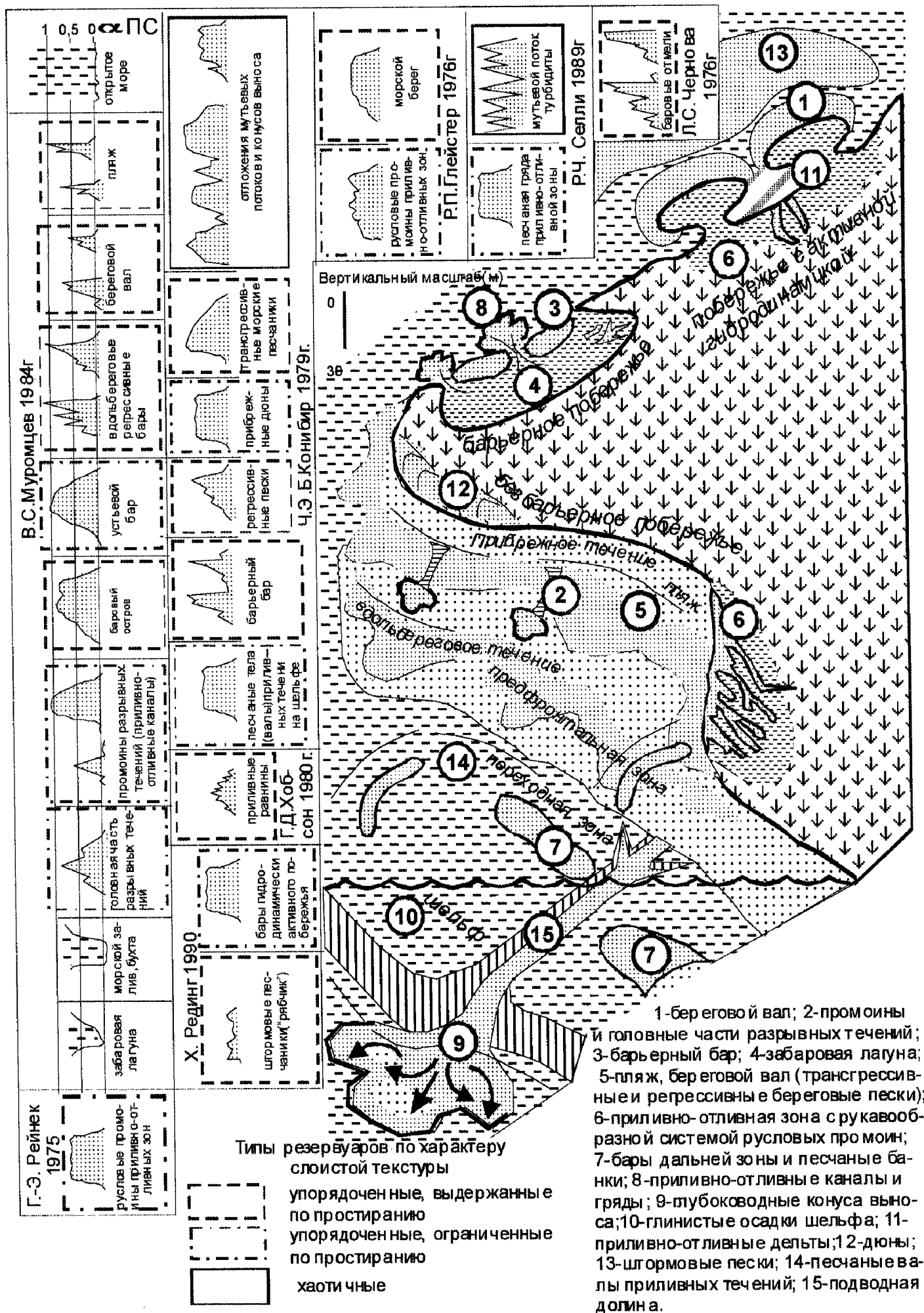


Рис. 1.10. Фациальная интерпретация кривой ПС морских отложений

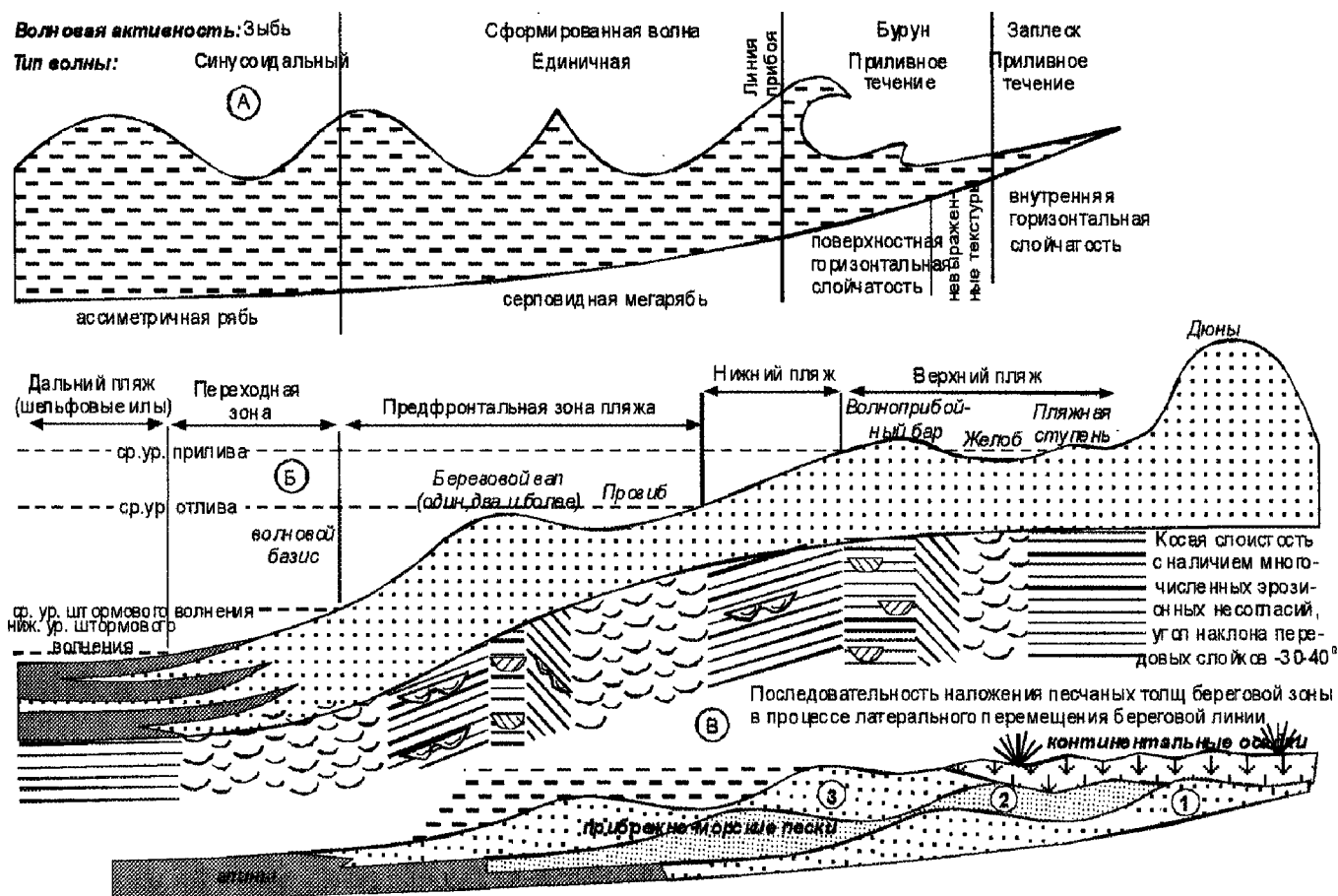


Рис. 1.11. Схема геоморфологических единиц береговой зоны и соотношение между текстурами донных осадков и структурой волн в прибрежной зоне (Greenwood В., 1976, Emery К.О., 1960)

толщи представляют собой сиквенсстратиграфические поверхности и могут являться гидродинамическими барьерами. Учитывая различное качество коллекторов в пределах отдельно взятой береговой зоны, при их наложении могут быть образованы песчаные толщи с разнообразной фильтрационной характеристикой разреза.

Фациальная диагностика трансгрессивных, а особенно регрессивных песчаников, благодаря своеобразию форм кривых ПС и значительной латеральной выдержанности покрова коллектора не вызывает больших затруднений.

Интерпретация песчаных тел, формирующихся при стабильном положении береговой линии более трудоёмка. Она требует изучения литологии латерально вмещающих отложений. Такой анализ позволяет охарактеризовать фрагмент палеоландшафтной обстановки на время формирования пласта и в зависимости от этого, более однозначно решить вопрос о его генезисе.

Так, диагностика вдольбереговых баров предполагает наличие со стороны суши приливно-отливной равнины, а в направлении моря отложений с генетическими признаками морского бассейна. Возможное пространственное соотношение основных фаций в пределах моря и его береговой линии показано на рисунке 1.10.

Учитывая однотипный облик кривых ПС и ГК ряда отложений моря и приморской равнины, для успешного анализа фаций, прежде всего, необходимо определить часть профиля береговой зоны (шельф, переходная зона, предфронтальная зона, нижний пляж, верхний пляж), в которой расположено анализируемое песчаное тело.

Для зоны шельфа охватывающей часть морского побережья от уровня проявления максимальных штормовых воздействий (глубина моря 10-30 м) до начала континентального склона (глубина моря 200м), характерно отложение шельфовых илов от

алевритовых глин до глинистых алевритов. Из аутигенных минералов – индикаторов фациальной обстановки, здесь присутствуют фосфорит, шамозит, глауконит.

Несмотря на преимущественно глинистый состав осадочного покрова шельфа, в его пределах формируется ряд песчаных осадочных тел, к которым относятся *валы приливных течений, бары дальней зоны и дальняя (дистальная) периферия штормовых песчаников.*

*Валы приливных течений* – удлинённые формы песчаных тел, в виде валов, встречающихся группой на приливных равнинах шельфа. Они имеют блоковую конфигурацию кривых ПС и ГК, косослоистое строение с падением слойков (до  $25^{\circ}$ ) в сторону наращивания берегового вала и ориентированы параллельно или под углом к береговой линии. В современных условиях максимальная длина валов может достигать 65 км при ширине 5 км и высоте 40 м.

Диагностические признаки интерпретации валов приливных течений:

- боковая связь исследуемых осадков с типичными прибрежными или глубоководными отложениями;
- их положение в трансгрессивном или регрессивном циклах;
- наличие крупнозернистого скелетового детрита;
- наличие тонких пластов мелкозернистых песчаников с параллельной слоистостью;
- частые биотурбационные нарушения;
- наличие автохтонных придонных организмов.

*Бары дальней зоны*, в пределах шельфовой равнины связаны как с проявлением приливо-отливных и океанических течений, так и морфологическими особенностями строения дна осадочного бассейна. В случае наличия морфоструктурной возвышенности, поднимающейся выше уровня штормового воздействия, отлагающийся на её вершине алеврито-глинистый материал подвергается волновой переработке в периоды проявления штормов. Это обуславливает сортировку обломочного материала и вынос глинистых фракций за пределы поднятия. Аналогичное воздействие на осадок оказывают приливо-отливные и океанические течения.

Формирование бара дальней зоны связано с его боковым наращиванием в определённых направлениях, что обусловлено чередованием спокойных и штормовых этапов осадконакопления. В спокойные этапы косая слоистость отложений проявляется в виде слоистостей ряби, а в периоды штормов, границы перемещения носят более резко выраженный характер с образованием полого наклонённых эрозионных (аккреционных) поверхностей, ограничивающих крупные сегменты бокового наращивания баровой постройки.

К характерным признакам фации песчаных баров дальней зоны относятся

- хорошая или средняя сортировка преимущественно мелкозернистых глауконитовых или кварцевых песчаников;
- укрупнение зернистости от подошвы к кровле пласта (воронковидная форма ПС, ГК);
- наличие как резко выраженных эрозионных (аккреционных), так и слабо проявляющихся (слоистость ряби) внутрипластовых косослоистых поверхностей;
- наличие косослоистых глинистых кластов (или карбонатизированных песчаников), генетически связанных с аккреционными поверхностями;
- латеральная связь песчаной постройки с шельфовыми илами;
- высокая степень биотурбации шельфовых илов;

*Штормовые песчаники* являются ещё одним элементом песчаной составляющей шельфовой зоны. Их формирование связано с участками побережий подверженных воздействию штормов (рис. 1.12).

Электрокаротажная характеристика фациальных обстановок (кривая ПС)

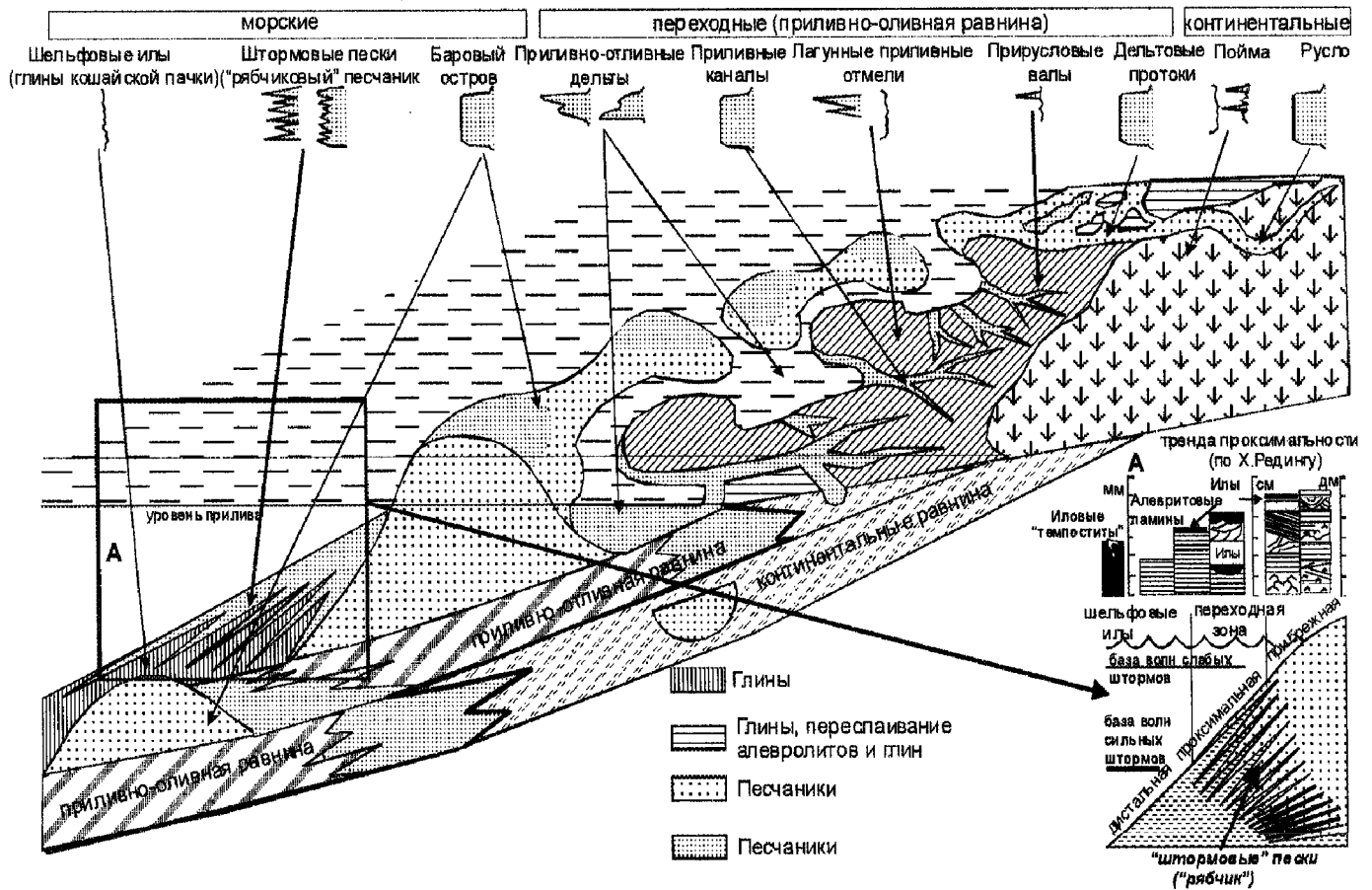


Рис. 1.12. Седиментационная модель гидродинамически активного побережья (условия формирования баррем-аптских песчаных пластов группы А<sub>1</sub> Западно-Сибирской низменности

Разрушение вдольбереговых баровых построек в условиях сильной гидродинамической активности, способствует транспортировке грубообломочного материала на значительное расстояние в удалённые, шельфовые участки морского бассейна. Чередование проявлений штормовых периодов со спокойными этапами седиментации благоприятно для переслаивания хорошо отсортированного песчаного и глинистого материала. Однако глинистые прослои в «штормовых» песчаниках шельфовой зоны не образуют литологически однородную среду. Это связано с тем, что на сформированный в период спокойной седиментации маломощный глинистый покров оказывает сильное гидродинамическое воздействие последующая штормовая обстановка. При этом глинистый материал «смешивается» с песчаными разностями образуя песчано-глинистый прослой с волнистой, прерывистой («рябчиковой») текстурой. Одной из важных особенностей штормовых песчаников – значительное латеральное развитие отдельных маломощных хорошо осортированных песчаных прослоев..

По промыслово-геофизической характеристике, отдельные пачки штормовых песчаников характеризуются преимущественно блоковой слабо дифференцированной формой кривых ПС с пониженными значениями альфа ПС, что связано с частым чередованием тонких прослоев, сложенных песчаными и глинистыми разностями.

По удалённости от берега, относительно размываемой баровой постройки, выделяют береговые, проксимальные и дистальные штормовые пески, для которых характерно своеобразие литологического состава и слоистости (рис. 1.12а). Для шельфовой обстановки характерно развитие дистальных штормовых песков.

Несмотря на то, что интерпретация «штормовых» песчаников проблематична, основными признаками их диагностики могут являться:

-тонкое чередование в осадке хорошо отсортированных песчаных и песчано-глинистых прослоев;

-наличие в осадке прерывисто-волнистой слоистости;

-обширное территориальное развитие покрова штормовых песчаников;

-присутствие эрозионных поверхностей;

-параллельная или косая слоистость под небольшими углами;

-биотурбация осадков, увеличивающаяся от проксимальной к дистальной зоне;

Переходная зона расположена между береговыми песчаниками и илами шельфа. В литологическом отношении она представлена осадками от глинистого алевролита до глинистого песчаника, где фаунистическая насыщенность по количеству и видам максимальна. Степень биотурбированности отложений весьма высокая. Аналогично шельфовой зоне, здесь могут присутствовать *валы приливных течений, бары дальней зоны и проксимальные штормовые песчаники*.

Предфронтальная зона постоянно находится под водой. Её ложе слагают в основном песчаные осадки, зернистость которых уменьшается по направлению к глубокой воде. Обычно в этой зоне расположены два или более *береговых бара* (рис. 1.11б), являющихся основными аккумулятивными песчаными постройками. Кроме того, в пределах побережья, где преобладает штормовая деятельность, широкое развитие могут получить осадки *береговых штормовых песчаников* (рис. 1.12.).

Зона нижнего пляжа выделяется между средним уровнем прилива и средним уровнем отлива. Граница нижнего пляжа с предфронтальной зоной характеризуется увеличением угла наклона поверхности дна. В морфологическом и литологическом отношении это плоская, выровненная поверхность накопления маломощных тонкослоистых песков, в пределах которых возможно формирование *берегового бара*.

В качестве диагностических признаков отложений нижнего пляжа могут служить:

-незначительная толщина осадочного (песчаного) покрова;

-хорошая сортировка песка;

-наличие внутри пластовой косо́й слоистости ( $6-30^{\circ}$ );

-хорошая окатанность обломков;

-окаменелости несут следы абразии;

Зона верхнего пляжа это обычно заливаемая водой верхняя часть приливно-отливной зоны, где формируются почти горизонтально слоистые пески обогащенные обломками раковин и отмечаются поверхности выдувания. Переход верхнего пляжа в нижний, происходит через фестончатые уступы.

Основными песчаными постройками рассматриваемой зоны являются береговые валы (волноприбойные бары), пляжевые гребни. В случае долгопериодических воздействий на береговую линию штормовых или приливных процессов, могут формироваться вдольбереговые и барьерные бары с сопутствующими им лагунами, русловые промоины приливно-отливной зоны, конуса намывов, приливно-отливные каналы в составе барьерных баровых построек. Завершает профиль береговой зоны донный комплекс осадков.

Береговые валы и пляжевые гребни это сплошная линия песчаных построек, вытянутая по линии, расположенной вблизи уровня максимального и среднего прилива, ширина которых составляет десятки метров, высота несколько метров и протяжённость сотни метров и километры. Сложены они относительно грубозернистыми осадками с косо́й внутрпластовой слоистостью ( $7-28^{\circ}$ ), отмечается многочисленное включение обломков раковин. Формирование отложений связано со штормовыми и приливными процессами.

Барьерные бары - тела "шнурковой" формы, вытянутые вдоль береговой линии и отчленённые от суши пространствами лагун. Барьеры представляют собой

внешний береговой бар, который может либо выходить из под уровня моря при незначительном отливе, либо формировать остров с наличием эоловых дюн.

Диагностическими признаками барьерных баровых построек могут являться следующие особенности их строения:

-различие литологического состава пород и фаунистических остатков со стороны лагуны и открытого моря;

-глинистые образования лагун имеют более тёмную, до чёрной, окраску, обогащены включениями пирита, песчаники содержат корневые остатки и угнетённую фауну опреснённых бассейнов;

-глинистые образования морского бассейна имеют серую окраску, обогащены морской фауной, песчаники хорошо отсортированы, содержат глауконит;

-характерной особенностью внутренней структуры баровых песчаников - наличие косо́й слоистости;

-форма кривой ПС, ГК баровых песчаников имеет вид воронки.

*Приливо-отливные каналы (протоки)*, расчленяющие бар на ряд самостоятельных сегментов, способствуют гидродинамической связи лагуны с открытым морем. По этим каналам осуществляется транспортировка терригенного материала как со стороны моря в лагуну, так и наоборот. В приливо-отливных каналах отмечается тип косо́й слоистости с крутыми углами наклона слойков.

Значительное снижение скорости напора воды после прохождения её наиболее узкой части приливо-отливного канала, сопровождается осаждением взвешенного терригенного материала с образованием *приливных и отливных дельт*. *Приливные и отливные дельты* формируются по типу конуса выноса и характеризуются умеренно дифференцированной конфигурацией кривых ПС и ГК.

В случае отчленения приливо-отливного канала от активной гидродинамической зоны, эрозионная протока заполняется глинистым материалом и в ископаемом состоянии представляет собой глинистый "рукав".

На побережьях испытывающих сильное штормовое воздействие формируются своеобразные песчаные постройки – *барьерные острова (бары «штормового» побережья)*. Гидродинамика штормового бассейна предопределяет заливообразную конфигурацию береговой линии морского побережья (рис. 1.12, 1.10), представленную серией чередующихся заливов и выступов. *Барьерные острова* осложняют «головную» часть выступов. Охватывая большую его часть, барьерные острова имеют значительные толщины и блоковую форму кривой ПС. Форма кривой ПС обусловлена гранулометрической однородностью песчаников, что связано с периодичной эрозией песчаников штормами. В заливах формируются осадки *приливо-отливных дельт*. Продукты разрушения барьерных островов уносятся в удалённые части морского бассейна, образуя «штормовые» песчаники.

*Трансгрессивные и регрессивные песчаные тела* не относятся к конкретной фациальной обстановке. Это осадочные комплексы связаны с перемещением береговой линии в процессе трансгрессии и регрессии морского побережья.

Отличительной чертой этих динамических обстановок осадконакопления является их значительное пространственное развитие. При этом, воронковидный облик кривых ПС, ГК отражает последовательную смену более глубоководных осадков на мелководные в случае регрессии моря, а колоколовидная форма ПС, ГК имеет обратный порядок литологической последовательности и обусловлена трансгрессией морского бассейна.

Трансгрессивные плащеобразные песчаные покровы маломощны и широко распространены. Учитывая, что в трансгрессивную фазу объём приносимого реками осадочного материала значительно меньше, чем в условиях регрессии, скорость седиментации трансгрессивных песчаников незначительна. Это, в условиях активной вол-



новой переработки, выражается в относительно высоком содержании кварца в терригенной составляющей сравнительно маломощных песчаных тел.

*Конуса намыва.* В период сильных штормов, значительная часть материала береговых песков может эродироваться и выноситься в пределы суши в виде маломощных толщ - конусов намыва. В основе конуса намыва с размывом на подстилающих отложениях залегает прослой, содержащий большое количество раковин.

*Дюны* осложняют береговую зону морского бассейна. Согласно Гриппу (Gripp, 1968) прибрежные дюны формируются главным образом на наступающих и стабильных побережьях. Чаще всего они занимают достаточно широкую зону, протягивающуюся вдоль побережья на 5 до 9 км. На каротажных диаграммах ПС и ГК дюны отображаются блоковой формой. Угол наклона косой слоистости в них достигает  $40^{\circ}$ . Для дюнных осадков характерно наличие многочисленных эрозионных несогласий, обогащение тяжелыми фракциями, увеличение степени округлости зёрен кварца, увеличение в процентном отношении, относительно береговых песков, количества фракций близких к алевролитам, наличие следов "штриховки" на поверхности зёрен.

Осадки относительного глубоководья формируются за пределами шельфа.

*Турбидиты* широко распространены в прибрежных районах, на материковом склоне, на абиссальных равнинах, в глубоководных океанических желобах, в рифтовых ущельях, на склонах подводных хребтов и возвышенностях. Их формирование связано с деятельностью мутьевых суспензионных потоков.

В идеальной последовательности турбидиты состоят из пяти разновидностей имеющих следующую характеристику снизу вверх: интервал с градиционной слоистостью; интервал с параллельной слоистостью и значительной толщиной слоя; интервал со слоистостью ряби течений, имеющий резкие контакты; интервал переслаивания тонких параллельно слоистых песков и алевролитов; интервал глинистых осадков. Диагностическими признаками турбидитов являются - свойственная им вертикальная литологическая последовательность, четкая литологическая выраженность границы песчаников в подошве и постепенный их переход в глины в кровле слоя, эрозионная граница в подошве осадочного комплекса турбидитов. По данным каротажа турбидиты характеризуются изрезанной формой кривых КС и ГК.

*Осадки подводных долин и связанные с ними подводные конуса* отлагаются в долинах, расположенных на внешних краях континентального шельфа, в каньонах, врезанных в континентальные склоны (рис. 1.13). Конуса выноса могут распространяться до нижней части континентального шельфа и далее на абиссальную равнину. Их обычно относят к флишевым фациям, для которых характерны мощные толщи осадков, отложенных в пределах активно погружающихся седиментационных бассейнов, в условиях морского глубоководья.

В качестве отдельных фациальных элементов, в составе конусов выноса выделяют седиментационные лопасти и распределительные каналы. Для распределительных каналов форма кривой ПС имеет колоколовидную форму, а для седиментационной лопасти - воронкообразную.

Песчаные тела подводных долин и конусов выноса являются линейно вытянутыми осадочными образованиями, разветвляющимися в пределах подводного конуса выноса и устья каньона. Некоторые тела формируются в течение долгих периодов спокойной седиментации, а другие образуются за короткий период в результате деятельности мутьевого потока. В первом случае пески могут быть хорошо отсортированы, а во втором - отмечается плохая сортировка обломочного материала и последовательное уменьшение зернистости осадка вверх по разрезу толщи.

В целом разрез отложений подводной долины или конуса выноса в основании каньона представляет собой сложную последовательность песчаных тел, сформиро-

ванных в разных гидродинамических условиях, где отмечается переслаивание как песчаных, так и глинистых разностей.

Серии слоёв, в которых отмечается гранулометрическая ритмичность, отображаются на каротажных кривых ПС в виде зазубренного или довольно плавно очерченного цилиндра.

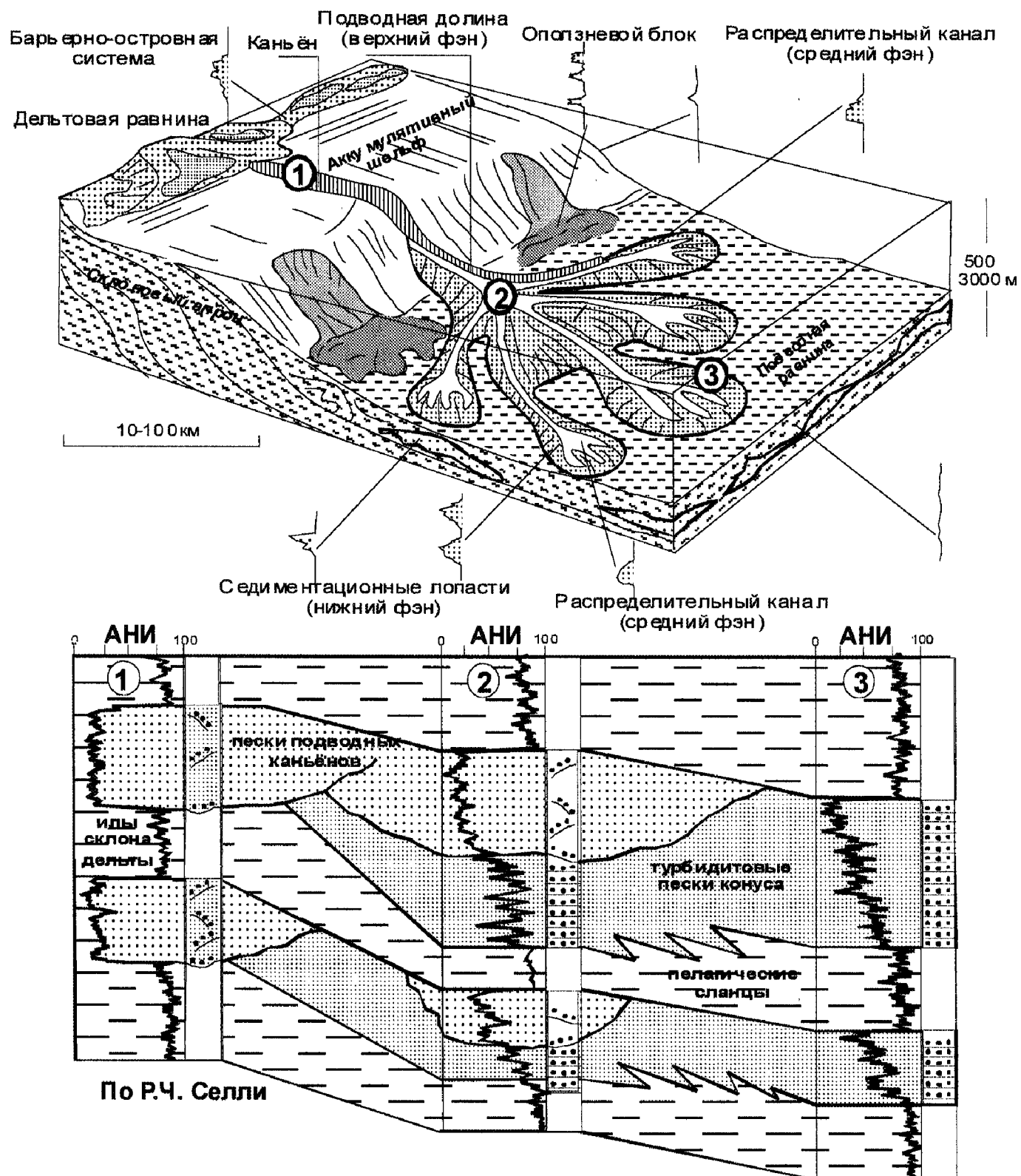


Рис. 1.13. Электрофациальная характеристика подводного конуса выноса [112]

Особый тип турбидитов выделяется в отложениях неокома Западной Сибири. Для этого типа характерно преимущественно покровное развитие турбидитовых

осадков и отсутствие классического каньона, что связано с палеогеоморфологическими особенностями нижнемелового осадочного бассейна.

Для отложений неокома свойственны сходные группы вышеперечисленных обстановок формирования осадка, отличающихся большими глубинами морского бассейна, удаленностью мелководно-шельфовой зоны (*ундаформы*), наличием глубоководно-шельфовой, склоновой (*клиноформной*) зоны и континентального склона депрессионной (*фондоформной*) зоны.

В условиях относительного глубоководья **фондоформной** зоны формировались маломощные пелитовые и битуминозно-пелитовые осадки. Мощности их варьируют в пределах первых метров и к центру бассейна выклиниваются. Тонкоотмученные битуминозные глины краевых частей циклитов выполняют объемы баженовской свиты. К этой части циклита можно отнести также и краевые области развития клиноформных ачимовских песчаников, в зоне последнего этапа их накопления, где происходит глинизация, карбонатизация и утонение их мощности вблизи кровли баженовских глин.

В зоне перехода от мелководных обстановок седиментации к глубоководным - **клиноформной** - накапливались мощные (до 250- 500 м), косослоистые, от алевролитоглинистых до песчано-глинистых, образования. Здесь, в силу максимально благоприятных условий для осаждения и захоронения осадка, формируются наиболее полные циклы глубоководного комплекса фаций, среди которых значительное место занимают *группы стоковых течений и мутьевых потоков* (рис.1.14).

В этой зоне происходит наращивание шельфовых террас, на их бровках образовывались полосовидные песчаные тела, связанные с *каналами авандельт, барами и подводными валами*. Кластический материал этой группы фаций перераспределялся турбидитными потоками, которые образовывались при нарушении устойчивости равновесия склона и его лавинообразных обвалов. За счет разгрузки мутьевых потоков и подводно-оползневых дислокаций формировались песчаные тела *подводных конусов выноса*. В клиноформных постройках превалируют осадки регрессивного этапа цикла, при котором увеличивался вынос грубозернистого терригенного материала и происходило интенсивное латеральное наращивание и продвижение внутрь бассейна края аккумулятивного шельфа. В периферийных частях происходило расширение областей распространения континентальных фаций.

Отложения *ачимовских* песчано-алевролитовых толщ, формирующихся в объемах клино- и фондоформных частей циклитов, характеризуются сложным строением и многообразием морфологических форм, обусловленных спецификой морских обстановок осадконакопления, существовавших в берриасс-валанжинское время. Так, зафиксированные в многочисленных работах исследователей и приведенные в обзоре, условия образования пород в равной степени обуславливают как *покровное* распространение песчано-алевролитовых пластов при субмеридиональном простирании их вдоль бровок палеошельфов, так и *узких рукавообразных форм* залегания, включая *линзовидные*.

На внешней части шельфа основную роль в транспортировке осадков играют *направленные донные течения*. Течения могли быть вызваны ветровой деятельностью, различием плотностных характеристик вод, направленностью впадающих в бассейн рек и т.д. Транспортировка материала чаще всего происходила путем волочения придонными течениями и в виде взвесей более легких частиц мутьевыми потоками, отложения из которых прослеживаются в направлении открытого океана на большие расстояния. Глубоководными потоками распределялся и осаждался материал от илового содержания до песчаных разностей. Часто под водой формировались разрезы с перерывами в осадконакоплении или с размывами. По мнению Д.В.Наливкина это

происходило за счет кратковременности потоков, изменяющих свое направление и силу сравнительно быстро. Таким образом, размывы образовывались под водой, без всякого участия суши. На отложения в зоне внешнего шельфа оказывала сильное влияние топография морского дна.

В мелководно-морской и субконтинентальной зонах **ундаформы** осадочный, в основном песчаный, материал накапливался в толщах вертикального наращивания, образуя толщины порядка 100-150 м. Часть материала отлагалась в условиях активной динамики водной среды, но большая часть переходила в более глубоководные (клино- и фондоформные) зоны. Нижние - глинистые (трансгрессивные) пачки сложены тонкоотмученными алевритистыми глинами, толщиной 10-30 м с отдельными тонкими прослоями алевролитов, реже песчаников. На восток глинистые пачки опесчаниваются, толщина их уменьшается. Песчаные пачки, особенно в средней и верхней частях толщи, хорошо отсортированы, представлены мелко- и среднезернистыми разностями, являются регрессивными. В пределах этой мелководно-морской зоны формировался наиболее обширный ряд песчаных образований. Это - *покровные песчаные тела и пятнистые или рукавообразные песчаники руслового типа, а также пласты, образованные дельтовыми протоками, пляжами, барами.*

Процессы осадконакопления в зоне внутреннего шельфа объясняются действием волн, движущихся как в сторону берега и от него, так и вдольбереговой их направленностью. Волны, идущие из открытого моря к берегу, воздействуют на поверхность дна, на котором при благоприятных условиях могут образовываться такие формы рельефа как бары. Направленные береговые течения, имеющие /по Ф.Шепарду, 1969/, протяженность до первых тысяч метров могут образовывать как каналовые формы, направленные вдоль берега, так и вкрест их простираения за счет узких разрывных течений. Песчано-алевролитовые отложения, образованные впадающими в море реками, прослеживаются на значительные расстояния, вплоть до континентального склона. Не исключено, что реки могут давать начало морским течениям.

*Регрессивные шельфовые* песчано-алевролитовые пласты циклита, перекрывающие клиноформные отложения, отличаются черепицеобразным строением, что обусловлено миграцией шельфовых фаций при формировании. В некоторых случаях миграция сопровождается отслаиванием от нижней части шельфового пласта и разрастанием отклоняющихся от него более молодых, "подшельфовых" пластов. Чешуйчатое, или черепицеобразное, строение шельфовых и залегающих непосредственно под ними пластов отмечается в ряде работ О.М.Мкртчяна [78-80], А.И.Сидоренкова, А.И.Наумова и др. [86-89]. Этот комплекс песчано-алевролитовых фаций формируется в заключительные моменты регрессий и перекрывает клиноформные отложения.

Зона мелководного шельфа в сторону берега сменяется по латерали **прибрежно-морской** зоной, которая несет в себе все черты осадконакопления, свойственные ундаформе, отличаясь повышенной динамикой водной среды, благодаря близости к континенту, и как следствие этого характеризуется большими объемами размывов и переотложения ранее накопившихся осадков.

Здесь формируется прибрежно-морской комплекс осадков, среди песчаных образований которых наиболее распространенными являются *группы вдольбереговых и устьевых баров, пляжей и разрывных течений.*

В **переходных-субконтинентальных** обстановках формируется прибрежно-аллювиальный комплекс фаций, среди которых выделяются *группы фаций песчаных тел направленных потоков рек в областях дельт, устьевых баров, разрывных течений*, а также глинисто-алевролитовых осадков *лагун и приморских болот.*

В **континентальных** обстановках образования циклитов распространен аллювиальный комплекс пород, среди которых отличаются *группы речных русел и пойм.* В

верхних регрессивных частях осадков изохронных циклитов всегда присутствуют перерывы в седиментации вследствие транзита терригенного материала в пределы мелководного шельфа.

Достаточно успешно вопросы фациальной принадлежности песчаных образований решаются на базе *гранулометрических исследований* [41, 103]. Использование метода кумулятивных кривых, медианного, среднего размера зёрен, коэффициента сортировки, асимметрии и эксцесса, а так же динамогенетических диаграмм Р. Пасега и Г.Ф. Рожкова позволяют определить круг альтернативных обстановок осадко-накопления.

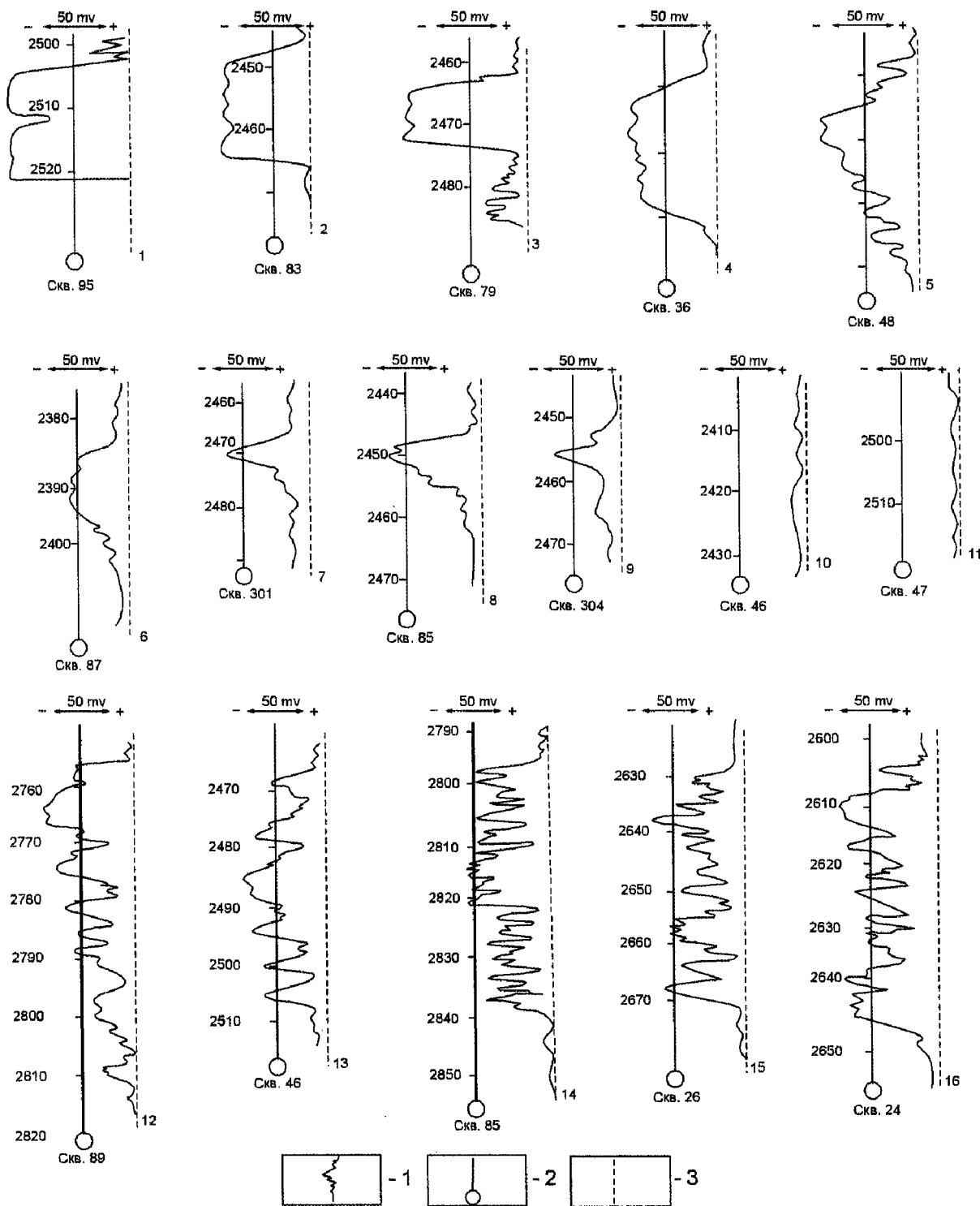


Рис. 1.14. Электрометрические модели группы фаций отложений стоковых течений и турбидитных потоков (по В.С. Муромцеву)

**Условные обозначения:** 1 - кривая ПС; 2 - линия глин; 3 - разделительная линия ( $\alpha$  ПС) и глубины скважины; модели фаций: 1-3-основного подводящего желоба; 4-6-осевые части подводного веера выноса стокового течения; 7-9-веера-спутники, возникшие в головных частях радиальных течений; 10,11-глинистых отложений морского шельфа; 12-16 мутьевых потоков

### 1.3. ЛИТОСТРАТИГРАФИЯ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА ОТЛОЖЕНИЙ

Основные черты геологического строения верхнеюрско-неокомских образований обусловлены морскими условиями осадконакопления, которые, в первую очередь, проявлялись в виде мелкой трансгрессивно-регрессивной цикличности **формационного комплекса**. Это представило возможность провести более дробное сейсмогеологическое расчленение и корреляцию отложений с целью воссоздания пространственно-временных взаимоотношений составляющих частей формаций, а также разнообразных реконструкций.

Как известно, для любых геологических исследований региона необходима базовая основа расчленения в виде региональных и субрегиональных корреляционных стратиграфических или литолого - стратиграфических схем. Вопрос об объективности последних в этом свете приобретает практическое значение. Поскольку на начальных этапах исследования картируемыми являются границы реальных литологических тел, следовательно, только последние следует считать исходными объектами стратиграфических исследований.

Учитывая, что в понятии «свита» объединены не только литологические, но и возрастные (стратиграфические) признаки изучаемого осадочного комплекса, анализ литологического состава одновозрастных свит даёт представление о палеогеографических и палеогеоморфологических особенностях развития осадочного бассейна.

Однако, невозможность детального стратиграфического расчленения, вследствие ограниченных возможностей биостратиграфического метода, значительно огрубляет пространственную взаимосвязь формационных рядов, искажая истинное положение границ палеогеографических обстановок прошлого.

Существующая база данных по вопросам цикличности, ритмичности, периодичности строения платформенного чехла ЗСП, использующая обширный литологический, промыслово-геофизический, сейсмический материал позволяет значительно детализировать строение осадочной толщи, но не может провести эту систематизацию в рамках единой временной шкалы. И только совместный анализ территориального стратиграфического районирования, на базе выделяемой совокупности свит и разработок по цикличности строения отложений различных частей осадочного бассейна позволяет сформировать литостратиграфическую схему, в которой формационные ряды и свиты дополняют друг друга.

Таким образом, выделение литостратиграфических подразделений (комплексов, серий, свит, пачек и пластов) считается стратиграфическим лишь постольку, поскольку их выделением занимаются стратиграфы, а не литологи и только **серии и свиты** в этом случае можно считать основными. Лишь они в своей совокупности обычно представляют весь разрез каждого региона. Это положение возвращает нас к свитам, как к основным исходным объектам исследований, для выделения которых как целостного тела можно использовать самые различные признаки (биостратиграфия, литология, электрокаротажная характеристика, ритмичность пород и т.д.).

На основе существующего пространственного взаимоотношения субрегиональных и зональных литологических тел, слагающих разрез юго-восточной части осадочного чехла Западно-Сибирской плиты, описание строения и условий формирования осадков верхнеюрско-неокомского комплекса в рамках представленной генерализованной литостратиграфической схемы (см.рис. 1.1.) проведено как с позиции свит и подсвит, так и на уровне **формаций**.

Верхнеюрско-неокомский комплекс, как было показано выше, сложен терригенно-глауконитовой, битуминозных аргиллитов, терригенно-известково олигомикто-



вой и терригенно-мезомиктовой пестроцветной формациями осадков георгиевской-васюганской-наунакской-тяжинской, баженовской-марьяновской максимоярской, куломзинской, тарской, вартовской-киялинской-илекской свит, основные особенности строения и взаимозамещения которых приведены на рисунках 1.1, 1.14, 1.15.

### *Васюганская, георгиевская свиты (келловей-оксфорд-кимеридж ранний)*

**Терригенно-глауконитовая формация** (келловей-оксфорд-кимеридж ранний), объединяющая отложения георгиевской и васюганской свит, осадкообразование которых происходило в морских, прибрежно-морских и континентальных условиях, на востоке сменяется отложениями терригенно-полимиктовой угленосной формации наунакской и тяжинской свит. Детальность биостратиграфического и литолого-геофизического расчленения отложений формаций позволило авторам датировать их на изучаемой территории ранним, средним келловеем – оксфордом и ранним киммериджем [167].

С учетом результатов ранее проведенных в ТО СНИИГГиМС научно-исследовательских работ, при непосредственном участии и под руководством Даненберга Е.Е., касающихся в основном западных, наиболее продуктивных районов [4, 16, 50, 52, 53, 145, 147], в настоящей работе на основе детальной схемы строения и развития мелких интервалов разреза, уточнены границы распространения отложений васюганской, наунакской и тяжинской свит, определены палеогеоморфологические и литолого-фациальные обстановки их формирования.

Васюганская свита по литологическому составу разбита на три части (сверху вниз): верхневасюганскую подсвиту – горизонт ЮI, нижневасюганскую – глинистую и горизонт ЮII (см. рис. 1.2, 1.15). Горизонт ЮI, в свою очередь, также разделяется на три *толщи*: верхнюю – надугольную, нижнюю – подугольную и среднюю – межугольную, имеющую клинообразный характер строения и являющуюся литологическим и стратиграфическим аналогом наунакской свиты.

### *Баженовская свита (волга-берриас-валанжин)*

В основании верхнеюрско-неокомского регрессивного комплекса залегает морская, наиболее глубоководная **формация битуминозных аргиллитов**, подстилаемая глинами георгиевской свиты. В восточном направлении возрастная граница кровли баженовской свиты "стареет", перемещаясь вниз по стратиграфической шкале, от берриас-валанжина до киммеридж-волжского возраста. В этом же направлении битуминозная формация замещается менее глубоководными темно-серыми аргиллитами марьяновской свиты **сероцветной субформации**.

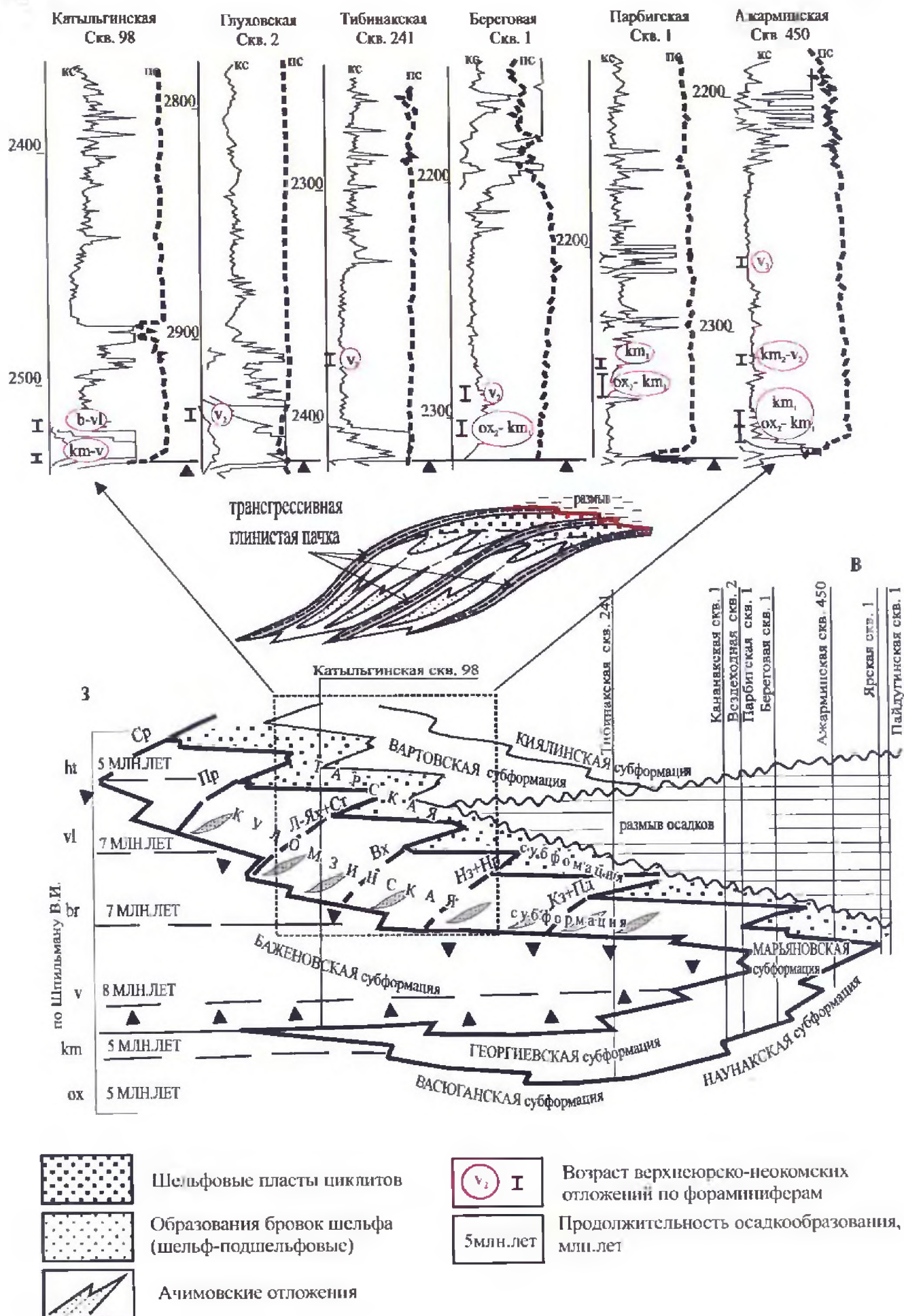


Рис. 1.15. Принципиальная модель строения верхнеюрско-неокомских отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область)

**Марьяновская свита** (кимеридж-волга) в восточном направлении постепенно замещает породы георгиевской и баженовской свит. Зона замещения проходит между восточным бортом Усть-Тымской впадины и западными склонами Пыль-Караминского и Пайдугинского мегавалов и далее - западнее Колпашевской группы поднятий. Можно предполагать развитие отложений баженовской и георгиевской свит в осевой части Варгатского прогиба, не изученного глубоким бурением. Образования свиты достигают 80 м, представленными темно-серыми тонкоотмученными аргиллитами с редкими прослоями алевролитов и песчаников, в которых встречены как спорово-пыльцевые комплексы, так и комплексы фораминифер кимеридж-волжского времени. Далее на восток отложения марьяновской свиты переходят в одновозрастные образования *максимоярской свиты*, состоящей из зеленовато-серых мелкозернистых песчаников, алевролитов, мергелей, красновато-серых аргиллитов. Баженовская и марьяновская свиты согласно (или со скрытым несогласием) перекрываются глинами и алевролитами куломзинской свиты нижнего мела, максимоярская с размывом – илекской.

### ***Куломзинская свита (берриас-валанжин)***

Куломзинская свита представлена относительно глубоководной **терригенно-известково-олигомиктовой формацией**, формирующейся в зонах перехода мелководного и глубоководного морского шельфа, сложенной серыми до черных аргиллитами, плотными, тонкослоистыми, известковистыми в верхней части с прослоями кварц-полевошпатовых известковистых песчаников и алевролитов мелкозернистых, с глинисто-карбонатным цементом.

В отложениях куломзинской свиты по литологическому облику осадков выделяется сочетание *трех типов пачек*. К пачкам первого типа относятся, как правило, три толщи "чистых" трансгрессивных глин, интерпретируемых на стандартном каротаже по наблюдаемому "зиганию" кривых ПС и КС. В пачках второго типа - в средней, иногда и в нижней, части свиты отмечается глинисто-карбонатная толща, вмещающая ачимовские песчано-алевролитовые отложения. Ачимовские отложения бывают, в свою очередь, приурочены к различным частям глинисто-карбонатной толщи. И, наконец, к третьему следует отнести тип, в котором в верхней части свиты залегают сравнительно выдержанные маломощные группы преимущественно песчано-алевролитовых регрессивного сложения пластов шельф-подшельфового генезиса.

Эти подшельфовые песчано-алевролитовые пласты регрессивной части циклитов формируются в финальные фазы микрорегрессий в пределах бровок шельфа, на границе с зоной латерального наращивания осадков циклита. Они парагенетически связаны с образованиями изохронных песчаных пластов в зоне ундаформы, отождествляемыми с тарской свитой (субформацией).

Мощность отложений куломзинской свиты изменяется в пределах от 50 до 320 и более метров.

### ***Тарская свита (берриасс-валанжин)***

В отложениях этой же **терригенно-известково-олигомиктовой формации**, преимущественно *тарской свиты*, в разрезах скважин прослеживаются осадки шельфовых обстановок формирования всех выделенных неокомских циклитов [18, 138]. Они характеризуются косо-горизонтально слоистыми полимиктовыми песчаниками от светло - до темно-серого цвета, мелкозернистыми, средне- и крепко сцементированными с включениями слюды и обуглившегося растительного материала. Алевролиты в разрезе светло-, темно-серые, косослоистые с включениями углефицированной

растительности и отпечатками и обломками раковин пелеципод, аргиллиты темно-серые, крепкие, плитчатые.

В силу своего образования в обстановке регрессирующего моря, отложения тарской субформации представляют собой толщу вертикального наращивания кровля и толщина которой повышается в западном направлении.

На восток территории шельфа последовательно сменяются прибрежно-морскими участками с накоплением пород терригенно-мезомиктовой пестроцветной формации, характеризующихся процессами размыва и переотложения материала в объемах осадков вартовской, затем киялинской и илекской свит.

Мощность отложений *тарской свиты* изменяется в пределах от 40 до 110 и более метров.

#### ***Вартовская свита (валанжин - готерив - баррем)***

Вещественный состав прибрежно-морских осадков **терригенно-мезомиктовой пестроцветной** формации *вартовской свиты* в целом можно охарактеризовать светло-серыми, местами с зеленоватым оттенком, средне- и мелкозернистыми песчаниками, слюдистыми, с глинистым, местами с карбонатным цементом, массивными с богатой фауной пелеципод. Алевролиты серые с зеленоватым оттенком, местами глинистые, тонкослюдистые, неяснослоистые, крепкие. Аргиллиты темно-серые, плотные, местами жирные, комковатые, с зеленоватым оттенком, тонкослюдистые. Изредка наблюдаются мергели и мелкозернистые прослои известняков. Часто встречаются аргиллитоподобные глины с подчиненными прослоями алевритов и песчаников.

Прибрежно-морские и субконтинентальные отложения вартовской свиты перекрывают в разрезе и сменяют по латерали осадки тарской и киялинской свит, "захватывая" последнюю как бы в клин. Это обусловлено скользяще циклическим характером прохождения регрессивно-трансгрессивного этапа осадконакопления в готерив-барремское время.

На восток, по латерали и вверх по разрезу свита замещается континентальными отложениями киялинской, затем илекской свит. Верхняя ее часть, формируемая, в основном, в лагунной и прибрежно-морской обстановках, сменяется вверх по разрезу мелководно-морскими осадками алымской свиты.

Мощность отложений вартовской свиты изменяется в пределах от 300 до 750 и более метров.

#### ***Киялинская, илекская свиты (валанжин-готерив-баррем)***

Отложения **терригенно-мезомиктовой пестроцветной** формации *киялинской свиты* сложены группами пластов А и Б. Они являются континентальным пестроцветным аналогом вартовской свиты и представлены, главным образом, глинами жирными, пластичными, комковатыми, часто алевролитовыми или песчанистыми. Окраска глин в основном кирпично-красная, реже зеленовато-серая. Песчаники полимиктовые, мелко- и среднезернистые с косой, волнистой и горизонтальной слоистостью, средней крепости и крепкие светло-серые до белого с голубоватым оттенком, местами наблюдаются буроватые и зеленоватые оттенки.

Как было сказано выше, отложения киялинской свиты клинообразно внедряются в отложения вартовской свиты и порой от них почти неотличимы. На востоке они замещаются своим зеленоцветным аналогом - *илекской свиты*. Последняя характеризуется зеленовато-серыми косослоистыми песками, ритмично переслаивающимися с пачками тонкослоистых, зеленого цвета алевролитов, мергельных глин, мергелей, реже известняков.

### *Алымская свита (апт)*

Морские отложения алымской свиты, преимущественно представленные аргиллитами, делятся на две подсвиты. Верхняя подсвита темно-серых аргиллитов формировалась в мелководно-морской обстановке и соответствует в разрезе глинам кошайской пачки, являющимися сейсмогеологическим репером первой категории по степени своей выдержанности в разрезе и на территории. Нижняя подсвита образовалась в прибрежно-морской обстановке и представлена столь же выдержанным на значительной части площади песчаным пластом А<sub>1</sub>, мощностью от 15 до 20 м, который является базальным пластом аптской трансгрессии.

Мощность отложений свиты изменяется в пределах 20 до 80 и более метров.

## Г Л А В А 2

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЕЛЛОВЕЙ—ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

#### 2.1. ЛИТОСТРАТИГРАФИЯ КЕЛЛОВЕЙ- ВОЛЖСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Верхнеюрские отложения в а с ю г а н с к о й свиты, относимые к терригенно-глауконитовой формации, датируются средним к е л л о в е е м - о к с ф о р д о м и по литологической характеристике подразделяются на верхнюю и нижнюю подсвиты. Детальное литолого-стратиграфическое расчленение пород васюганской свиты на территории Томской области выполнено Е.Е.Даненбергом, В.Б. Белозеровым, Н.А. Брылиной и др. [5, 6, 7, 8, 15, 16, 50, 51, 53] на основе данных спорово-пыльцевого анализа Марковой Л.Г. и др. [75], микрофаунистических определений Татьянина Г.М. и др. [118], посредством тщательной увязки осадков с выделением толщ и пластов, корреляция которых в пределах исследуемого района, учитывая наличие реперных горизонтов, проводится довольно уверенно (см. рис.1.1).

Наиболее полные разрезы н и ж н е в а с ю г а н с к о й подсвиты подразделяются на три литологические пачки. Верхняя и нижняя пачки сложены аргиллитами с подчиненными прослоями алевролитов, средняя – глинистой толщей. Наиболее латерально и литологически выдержанной в пределах распространения свиты является средняя пачка, которая опесчанивается лишь в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Толщина нижневасюганской подсвиты изменяется от 0 до 55 и более метров. Граница выклинивания нижневасюганской подсвиты отмечается вдоль восточного склона Александровского свода, восточнее Средневасюганского, захватывая западную часть Пудинского мезоподнятия и прилегающие части Усть-Тымской мегавпадины и является границей распространения васюганской свиты на территории Томской области.

Верхняя пачка нижневасюганской подсвиты не имеет широкого распространения в пределах исследуемой территории и характеризуется частым фациальным замещением на песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, а в некоторых случаях и на песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup>. Нижняя пачка присутствует, в основном, только во впадинах. В пределах сводов и мегавалов она замещается на песчаный пласт Ю<sub>2</sub>.

Пласт Ю<sub>2</sub> в генетическом отношении трактуется неоднозначно. Одними исследователями он относится к континентальным осадкам тюменской свиты, а другие, и мы разделяем этот взгляд, считают его базальным горизонтом верхнеюрской морской трансгрессии и относят его к низам васюганской свиты. Пласт распространен не повсеместно, а его толщины в пределах отдельных структур варьируют в пределах от 3-5 до 20, иногда достигая 50 и более метров.

В глинистой средней пачке нижневасюганской подсвиты и песчаном пласте Ю<sub>2</sub> выделяется палинокомплекс среднего-позднего келловея с соответствующими представителями доминант: *Classopollis*, *Disaccites* и субдоминант: *Cyathidites*, *Ginkgocycadophytus*, *Pinaceae*.

Нередко в небольшом количестве встречается проблематичный микрофитопланктон, акритархи, диноцисты.

В е р х н е в а с ю г а н с к а я подсвита сложена песчаниками и алевролитами, переслаивающимися с аргиллитами и редкими пластами углей. Отложения подсвиты слагают в горизонт Ю1. В составе горизонта Ю1 выделяются латерально



развитые песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и зонально приуроченные резервуары Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup>.

Согласно существующему расчленению горизонт Ю<sub>1</sub> повсеместно разделяется выдержанным пластом У<sub>1</sub> на две толщи. Нижняя, подугольная толща, включает пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup>. Верхняя – надугольная толща объединяет пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>.

Довольно часто морские отложения подугольной и надугольной толщ отделены не угольным пластом У<sub>1</sub>, а песчано-углисто-глинистой пачкой континентального генезиса (межугольной толщей). Верхняя граница ее фиксируется реперным углем У<sub>1</sub><sup>1</sup>, в то время как нижняя может выделяться либо угольным пропластком У<sub>1</sub><sup>п</sup>, либо интерпретироваться по фациальному облику пород слагающих междугольную толщу.

В соответствии с тектоническим режимом осадконакопления надугольная толща формировалась в трансгрессивный этап развития осадочного бассейна, а подугольная – в регрессивная. Междугольная толща, в области ее развития содержит осадки как регрессивной, так и трансгрессивной последовательности являясь, таким образом, переходной толщей.

Подугольная толща выделяется на территории распространения нижне-васюганской подсвиты (рис. 2.1). Её толщины находятся в прямой пропорциональной зависимости от толщин песчаных пластов слагающих эту осадочную пачку. Зоны наибольших значений приурочены к понижениям отрицательных структур первого порядка, где в разрезах подугольной толщи развиты оба песчаных пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (рис. 2.2). Здесь мощность ее достигает 50 и более метров.

В кровле подугольной толщи выделяется пласт угля У<sub>1</sub><sup>1</sup> (в случае отсутствия междугольной толщи) или пропласток углистого аргиллита, хорошо интерпретируемого по комплексу радиоактивного и акустического каротажей и являющегося нижней границей междугольной толщи. Возраст подугольной толщи по данным микрофаунистических определений изменяется от среднего-позднего келловея до раннего ксфорда.

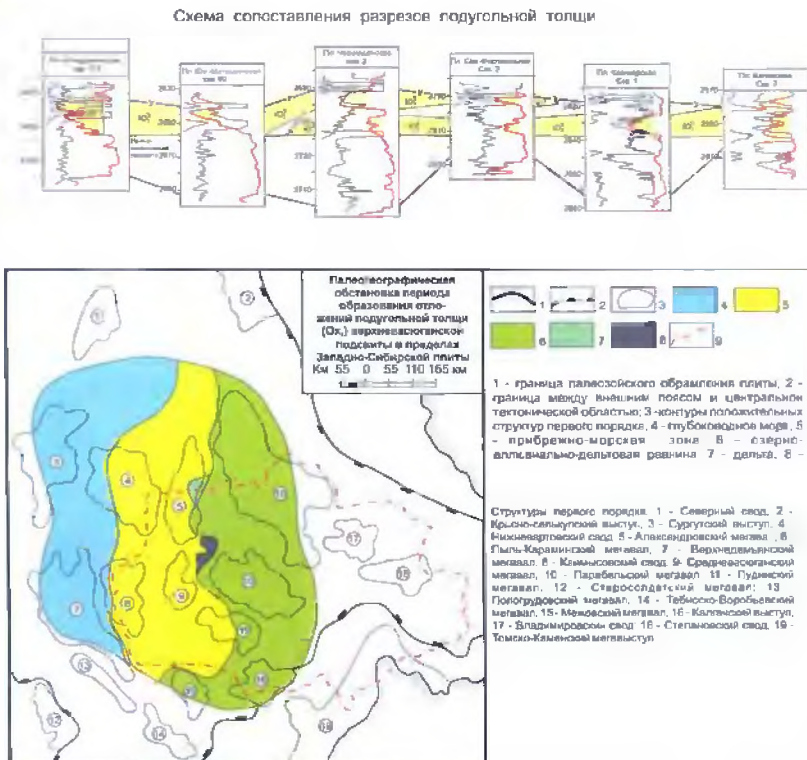
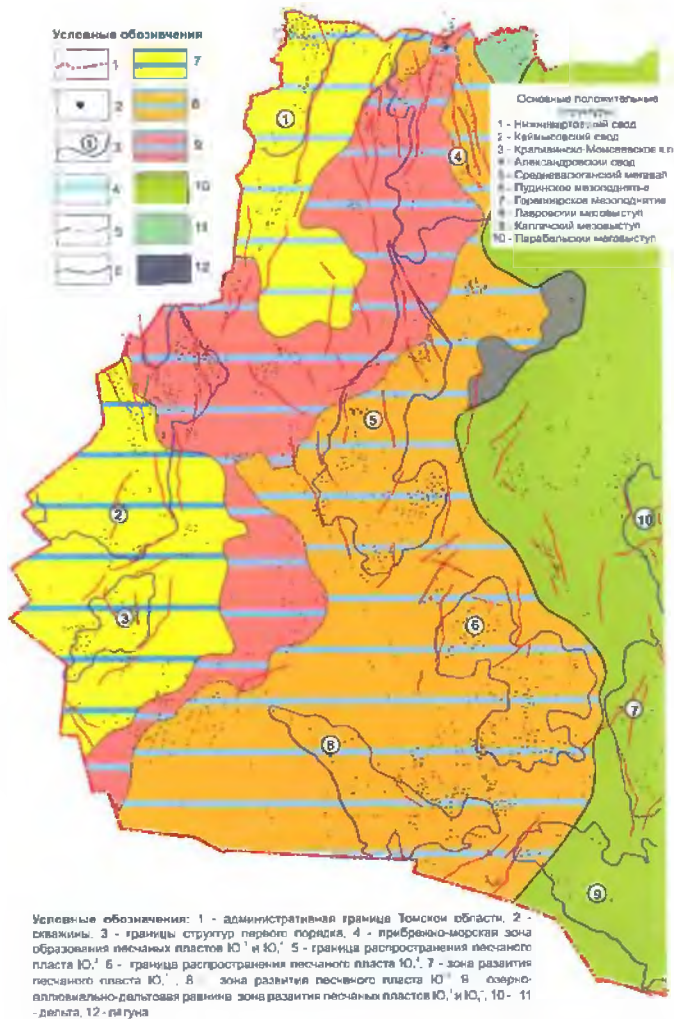
Верхневасюганская подсвита, а в некоторых разрезах и верхняя часть нижневасюганской, охарактеризованы палинокомплексом оксфордского времени, где выделяются соответствующие доминанты: *Cyathidites spp.*, *Disaccites*, *Pinaceae* и субдоминанты: *Ciathidites*, *Classopollis*, *Gingocycadophytus*, *Podocarpus spp.*

Микрофитопланктон: *акрипархи*, *Pterospermopsis*, *Nannoceratopsis pellucidus*, *Hystriosphæridium*, *Goniaulax sp.*, *Cyclonephelium sp.*, *Lithodinia sp.* и др.

Междугольная толща мощностью от 0 до 40 метров сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Характерным отличием толщи является её высокая угленосность, обусловленная наличием в разрезе углистого детрита, линз и прослоев углей, глинистого аргиллита и углистого детрита. Нередко в толще встречаются песчаные пласты значительной мощности. Литологическое описание пород междугольной толщи аналогично характеристике отложений наунакской свиты.

По особенностям строения междугольной толщи можно выделить две зоны её развития. (рис. 2.3). Первая зона, где междугольная толща выделена в объёме угольного пласта У<sub>1</sub>, выявлена в пределах Каймысовского и южной периклинали.



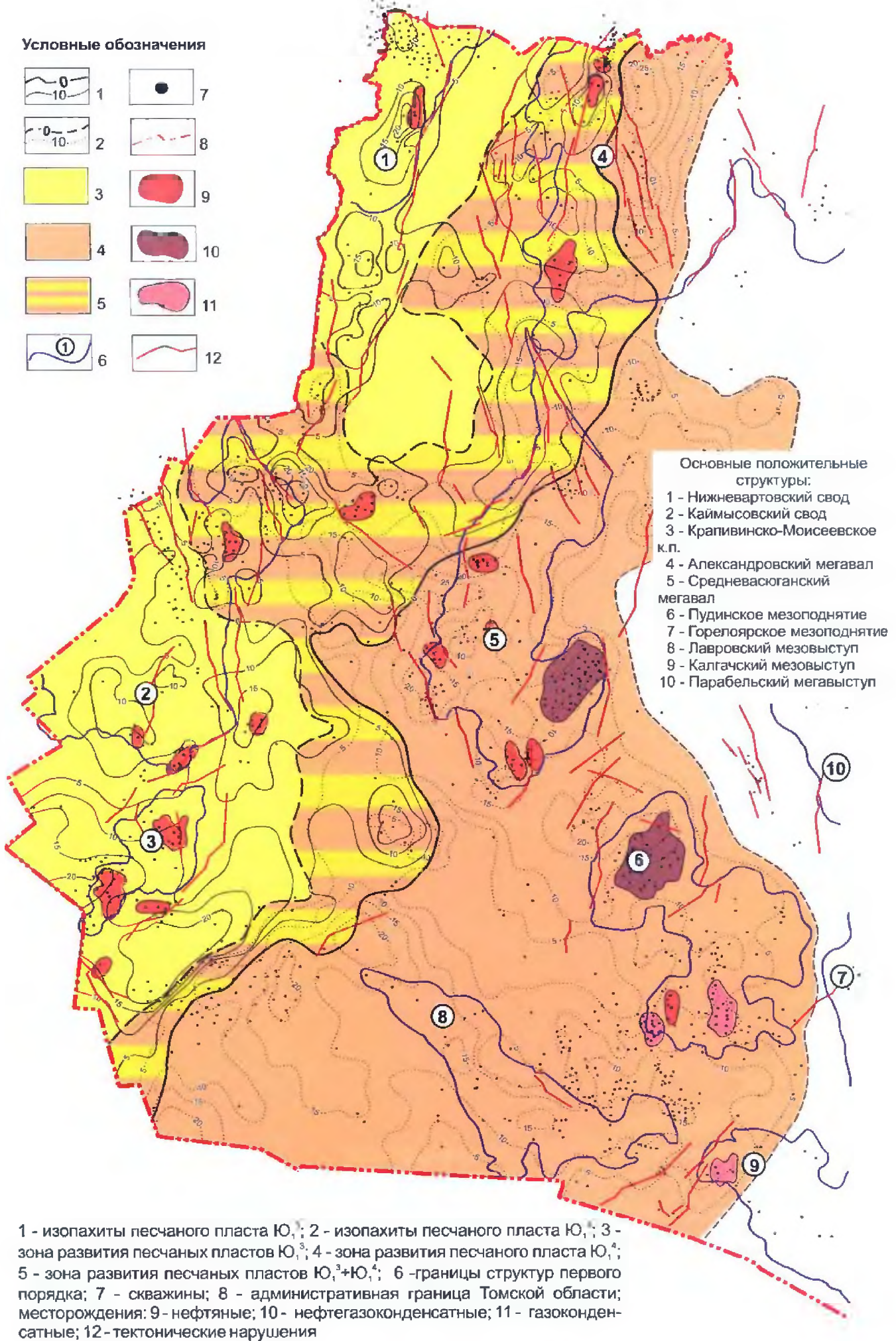
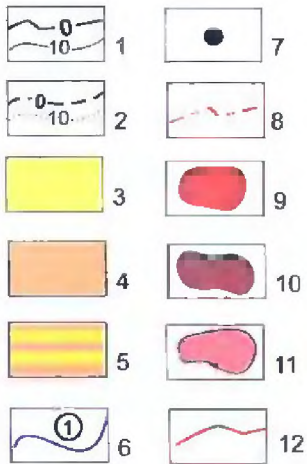


Условные обозначения: 1 - административная граница Томской области, 2 - складки, 3 - границы структур первого порядка, 4 - прибрежно-морская зона образования песчаных пластов Ю<sup>1</sup> и Ю<sup>2</sup>, 5 - граница распространения песчаного пласта Ю<sup>2</sup>, 6 - граница распространения песчаного пласта Ю<sup>1</sup>, 7 - зона развития песчаного пласта Ю<sup>1</sup>, 8 - зона развития песчаного пласта Ю<sup>2</sup>, 9 - озерно-аллювиально-дельтовая равнина, зона развития песчаных пластов Ю<sup>1</sup> и Ю<sup>2</sup>, 10 - 11 - дельта, 12 - глина

Рис. 2.1 Палеогеографическая карта времени формирования горизонта Ю<sub>1</sub> (подугольная толща)



Условные обозначения



Основные положительные структуры:  
 1 - Нижневартовский свод  
 2 - Каймысовский свод  
 3 - Крапивинско-Моисеевское к.п.  
 4 - Александровский мегавал  
 5 - Средневасюганский мегавал  
 6 - Пудинское мезоподняtie  
 7 - Горелоярское мезоподняtie  
 8 - Лавровский мезовыступ  
 9 - Калгачский мезовыступ  
 10 - Парабельский мегавыступ

1 - изопахиты песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>; 2 - изопахиты песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>; 3 - зона развития песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>; 4 - зона развития песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>; 5 - зона развития песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>+Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>; 6 - границы структур первого порядка; 7 - скважины; 8 - административная граница Томской области; месторождения: 9 - нефтяные; 10 - нефтегазоконденсатные; 11 - газоконденсатные; 12 - тектонические нарушения

Рис. 2.2. Карта резервуаров горизонта Ю<sub>1</sub> (подугольная толща)



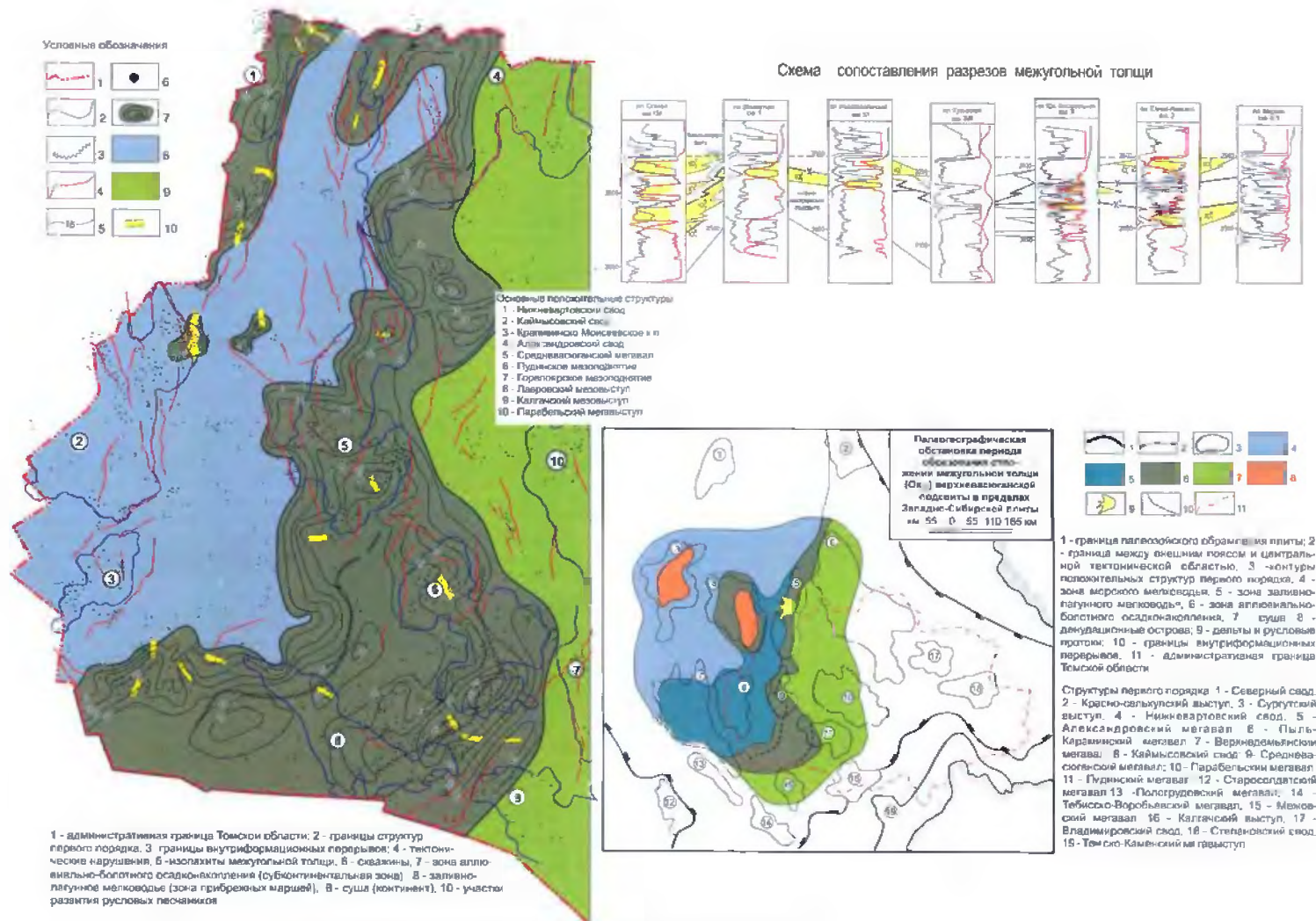
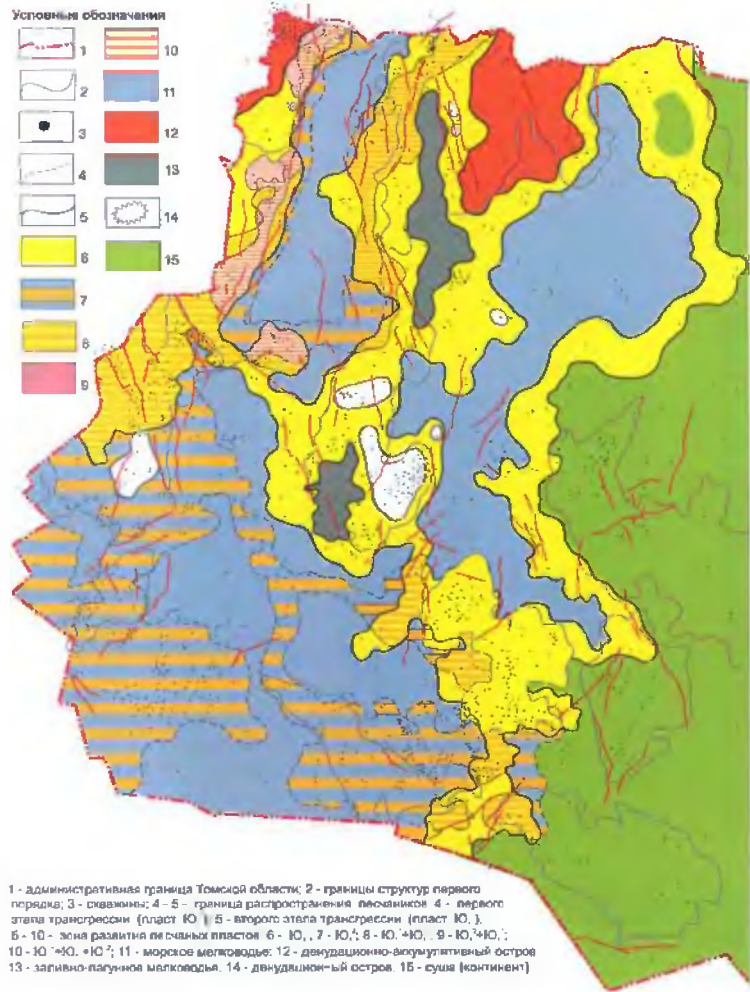


Рис. 2.3. Палеогеографическая карта времени формирования угольного горизонта У1 (межугольная толща)



- Основные похозяйительные структуры**
- 1 - Нижневартанский свод
  - 2 - Каймысовский свод
  - 3 - Крапивинско-Моржеевское пл.
  - 4 - Александровский мегавал
  - 5 - Средневасюганский мегавал
  - 6 - Пудинское мезоподнятие
  - 7 - Горловское мезоподнятие
  - 8 - Паравельский мезовыступ
  - 9 - Калачинский мезовыступ
  - 10 - Паравельский мегавыступ
  - 11 - Пыль-Караминский мегавал
  - 12 - Пандуринский мегавал
  - 13 - Владимирский мезовыступ
  - 14 - Ярославский мезовыступ
  - 15 - Степановское мезоподнятия
  - 16 - Белоярский мезовыступ

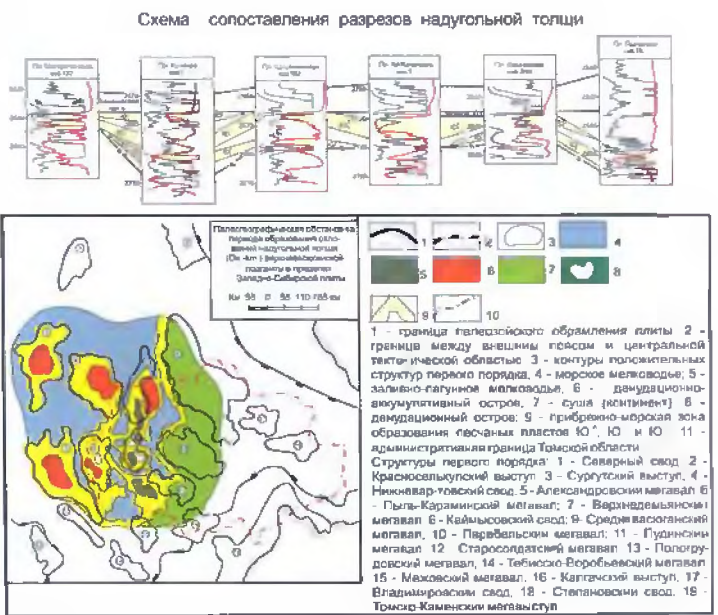


Рис. 2.4. Палеогеографическая карта времени формирования горизонта Ю<sub>1</sub> (надугольная толща)

Нижневартовского сводов. Вторая представлена континентальным осадочным комплексом, который «клинообразно» увеличиваясь в разрезе, развивается в восточном направлении охватывая большую часть территории Александровского свода, Среднеvasюганский мегавал, значительную часть Пудинского мезоподнятия и юг Нюрольской мегавпадины. В зоне фациального замещения аргиллитов нижнеvasюганской подсвиты континентальными осадками, объёмы межугольной толщи выделяются в наунакскую свиту.

При изучении особенностей строения межугольной пачки отмечено, что постепенное нарастание её толщины сменяется резким скачком в сторону уменьшения и далее на восток осадки этого осадочного комплекса вновь имеют тенденцию увеличения объёма. Учитывая переходный генезис межугольной толщи, этот факт может объяснять проявлением формационного перерыва на границе регрессивного и трансгрессивного этапов её формирования.

Надугольная толща выделяется в кровле горизонта Ю<sub>1</sub>, между угольным пластом У<sub>1</sub> и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней - подошвой баженовской свиты. Толщу на большей части территории изучения слагают песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и лишь на крайнем северо-западе её стратиграфический объём наращивается пластом Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> (рис. 2.4, 2.5, 2.6). Глинисто-алевролитовые прослойки, разделяющие песчаные пласты невыдержаны, как и сами песчаники. Поэтому разобщение пластов иногда наблюдается только на уровне их литологической неоднородности.

Распространение отложений надугольной толщи наиболее обширно, по сравнению с нижележащими толщами. В районах восточного склона Александровского свода, большей части Усть-Тымской мегавпадины и юго-восточной части Пудинского мезоподнятия она подстилается непосредственно осадками наунакской свиты. Толщина отложений изменяется в пределах от 5 до 35-40 метров, достигая наивысших значений в периклинальных и склоновых частях положительных структур первого порядка, а также в местах развития дельтовых образований.

Минимальные мощности осадков надугольной толщи распространены восточнее границы замещения васюганской свиты и наунакской. Значительное сокращение её толщин отмечается в центральных частях крупных платформенных поднятий и впадин.

Распространение песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, в виде отдельных линз и полос, приурочено к склоновым частям Нижневартовского Александровского сводов, Среднеvasюганского мегавала, а также в зонах перехода этих тектонических элементов в отрицательные структуры I порядка.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> получил более широкое распространение. Покровный характер его развития отмечается в пределах северной периклинали Каймысовского и на Нижневартовском сводах, северной части Колтогорского мезопрогиба.

Наличие песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> фиксируется на северо-западе Томских земель, где он формируется в основном за счет замещения аргиллитов георгиевской свиты.

Толщины песчаных пластов надугольной толщи варьируют преимущественно в пределах от 3 до 7 метров, редко превышая их в местах развития дельтовых фаций или баровых отложений.

В палинокомплексах из надугольной толщи вновь увеличивается количество пыльцы *Classopollis* и появляется микрофитопланктон. В некоторых разрезах наблюдались палиноспектры близкие по составу к кимериджским.

Детальность биостратиграфического расчленения отложений верхнеvasюганской подсвиты позволила отнести пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> к стратиграфическому диапазону среднего-верхнего келловея, пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> - нижнего оксфорда, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> - среднего оксфорда, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> - верхнего оксфорда и пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> оксфорд - кимериджа. Литолого-

палеонтологическое сопоставление верхнеюрских отложений рассматриваемой территории приведено на рисунке 2.7, б.

Контролирующая роль тектонического фактора в процессе реализации регрессивно-трансгрессивного цикла осадконакопления способствовала латеральной миграции фаций лагун и маршей, вследствие чего стратиграфическое положение угольного пласта  $У_1^1$  носит скользящий характер. Эта особенность проявилась в изменении возраста угля  $У_1^1$  от верхов нижнего оксфорда на западе до верхов оксфорд-кимериджа на востоке исследуемой территории.

Аргиллиты георгиевской свиты (ранний кимеридж) согласно, а в ряде случаев со стратиграфическим перерывом залегают на отложениях васюганской свиты.

Палинокомплексы кимериджа имеют «бедный» видовой состав. Доминирует пыльца *Classopolis*, в значительно меньшем количестве присутствуют *Disaccites*, *Protopicea*, *Piceapollenites*, *Pinacea*, спор мало. Микрофитопланктон встречается постоянно, присутствует масса акритарх.

Глинистые, с включением глауконита, морские образования георгиевской свиты выделялись в юрском разрезе согласно следующим критериям ГИС; 1 - значение естественной гамма-активности больше, чем у залегающих ниже аргиллитов нижневасюганской подсвиты, но меньше, чем у перекрывающих ее аргиллитов баженовской свиты; 2- аномально низкие значения индукционного каротажа, 2 - довольно часто, но не всегда, кривые микроградиент и микропотенциал зондов сливаются в единую, практически прямую линию; 3 - величина "зияния" между кривыми ПС и КС у глин георгиевской свиты больше, чем у мелководно-морских осадков васюганской свиты.

Отложения свиты на территории области имеют преимущественно небольшие толщины, составляющие 3-5 метров. Наибольших значений (13-15м) они достигают в погруженных частях Усть-Тымской и в юго-восточной части Нюрольской мегавпадин. Максимальная толщина свиты фиксируется в разрезах Кулгинской, Кузырской площадях, где она составляет 18-22 метра.

Битуминозные аргиллиты баженовской свиты, соотносимые с формацией битуминозных глин, трансгрессивно, с несогласием залегают на отложениях верхневасюганской подсвиты или согласно перекрывают аргиллиты георгиевской свиты. Свита распространена на большей части территории, ее толщины изменяется в диапазоне 12 - 20 метров, достигая наибольших значений в южной и юго-восточной частях области, где они приближаются к 30 метрам, а иногда и превышают эти значения. В восточном направлении баженовские аргиллиты последовательно замещаются глинами марьяновской и далее песчано-алевролитовыми отложениями максимоярской свит. Возраст выделяемых свит повсеместно датируется как волжский, хотя скользящий характер границ толщ, подстилающих и перекрывающих свиту, предполагает возрастное скольжение их границ.

В палинокомплексах волжского времени преобладают акритархи. Кроме форм, встреченных в кимеридже, отмечены *Baltisphaeridium*, *Scrinodinium*, *Parcodinia ceratofora*, *Deflandrea*, *Lethodinia*. Спор практически нет, изредка встречаются *Classopollis* и *Disaccites*.



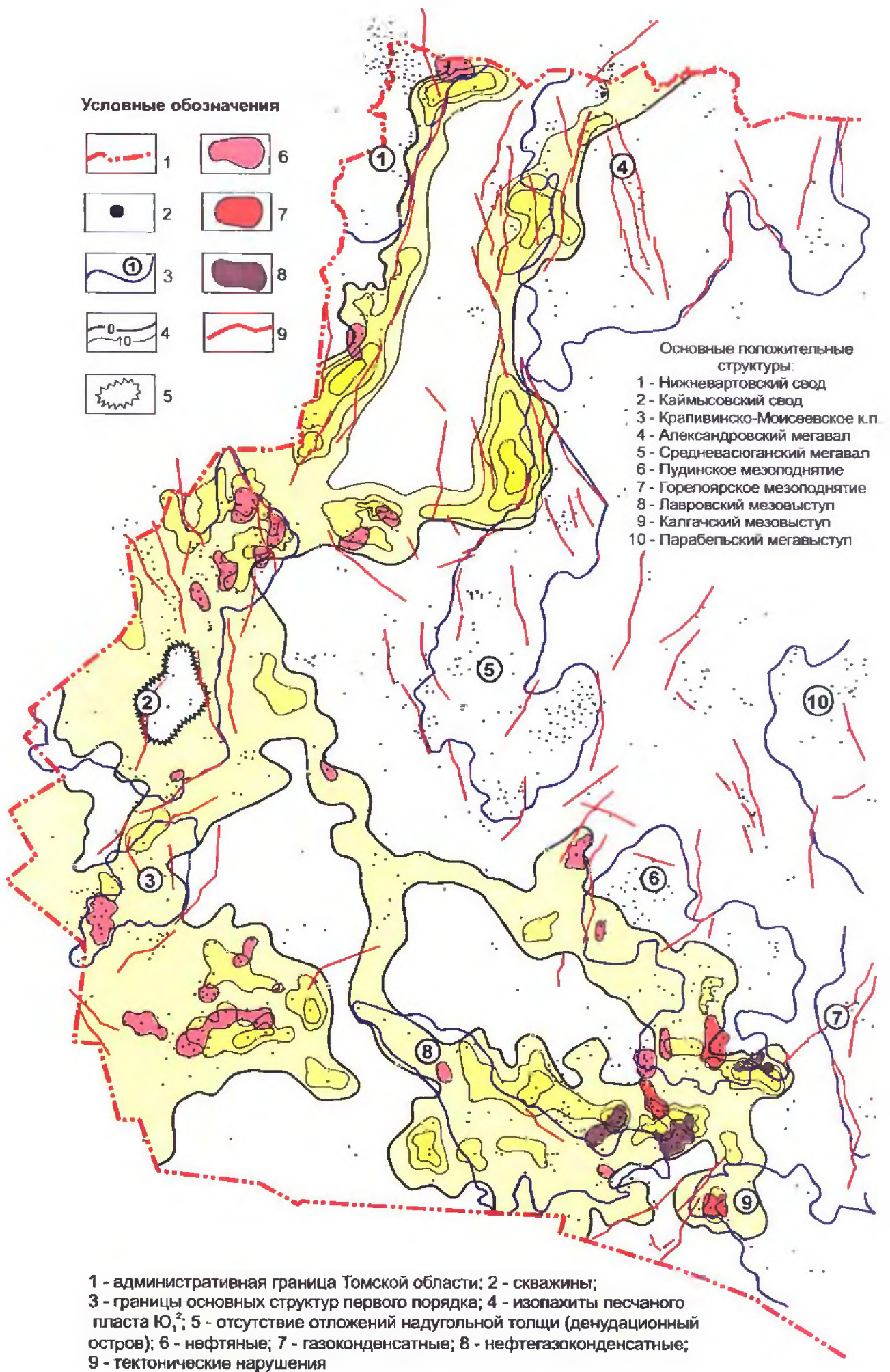
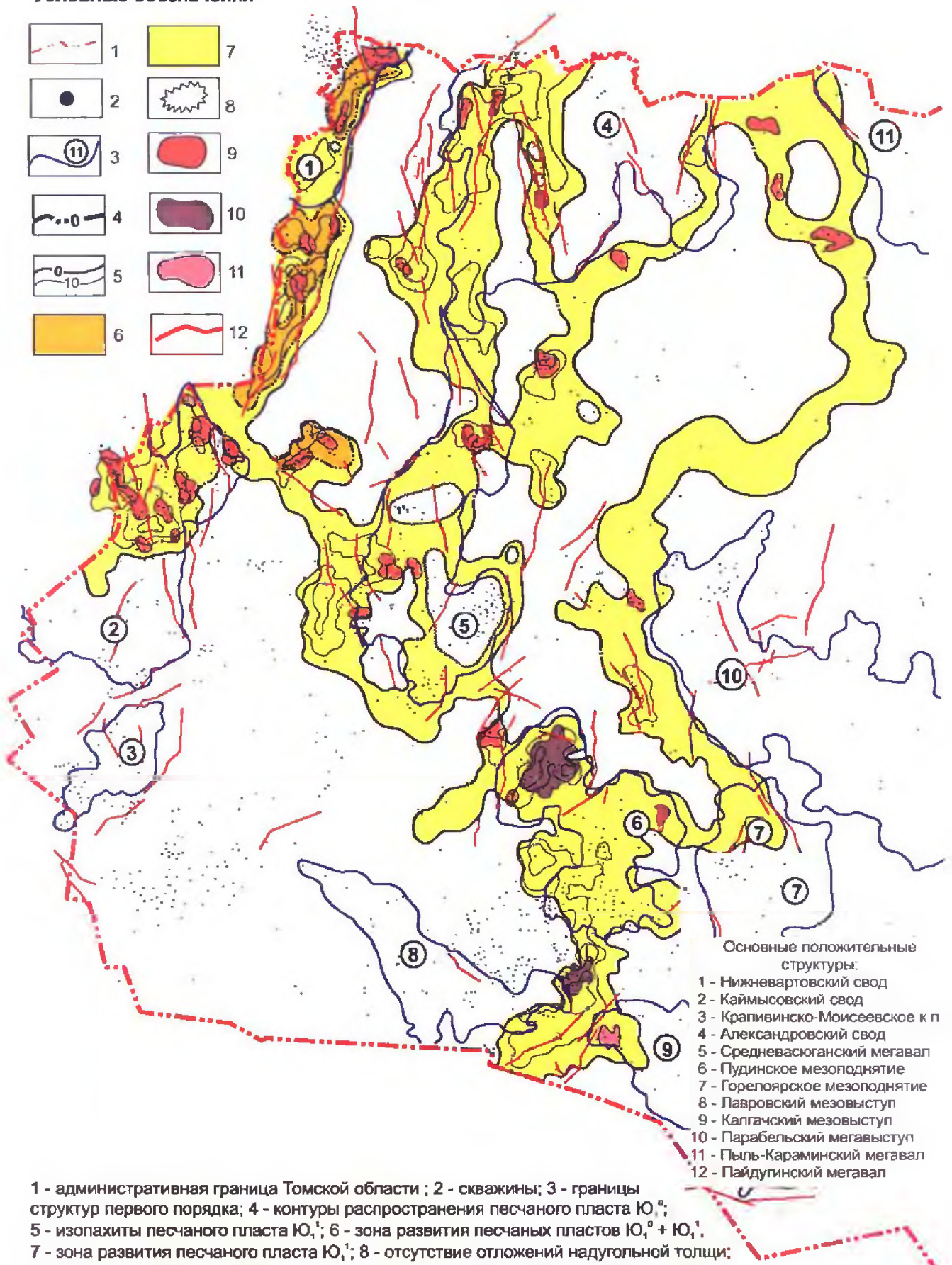
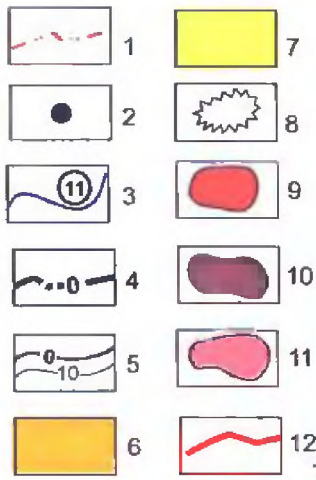


Рис. 2.5. Карта резервуаров горизонта Ю<sub>1</sub> (надугольная толща - пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>)



Условные обозначения



Основные положительные структуры:

- 1 - Нижневартовский свод
- 2 - Каймысовский свод
- 3 - Крапивинско-Моисеевское к п
- 4 - Александровский свод
- 5 - Средневазюганский мегавал
- 6 - Пудинское мезоподняtie
- 7 - Горелоярское мезоподняtie
- 8 - Лавровский мезовыступ
- 9 - Калгачский мезовыступ
- 10 - Парабельский мегавыступ
- 11 - Пыль-Караминский мегавал
- 12 - Пайдугинский мегавал

1 - административная граница Томской области ; 2 - скважины; 3 - границы структур первого порядка; 4 - контуры распространения песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>; 5 - изопахиты песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 6 - зона развития песчаных пластов Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> + Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 7 - зона развития песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 8 - отсутствие отложений надугольной толщи; месторождения: 9 - нефтяные; 10 - нефтегазоконденсатные; 11 - газоконденсатные; 12 - тектонические нарушения

Рис. 2.6. Карта резервуаров горизонта Ю<sub>1</sub> (надугольная толща - пласты Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>)

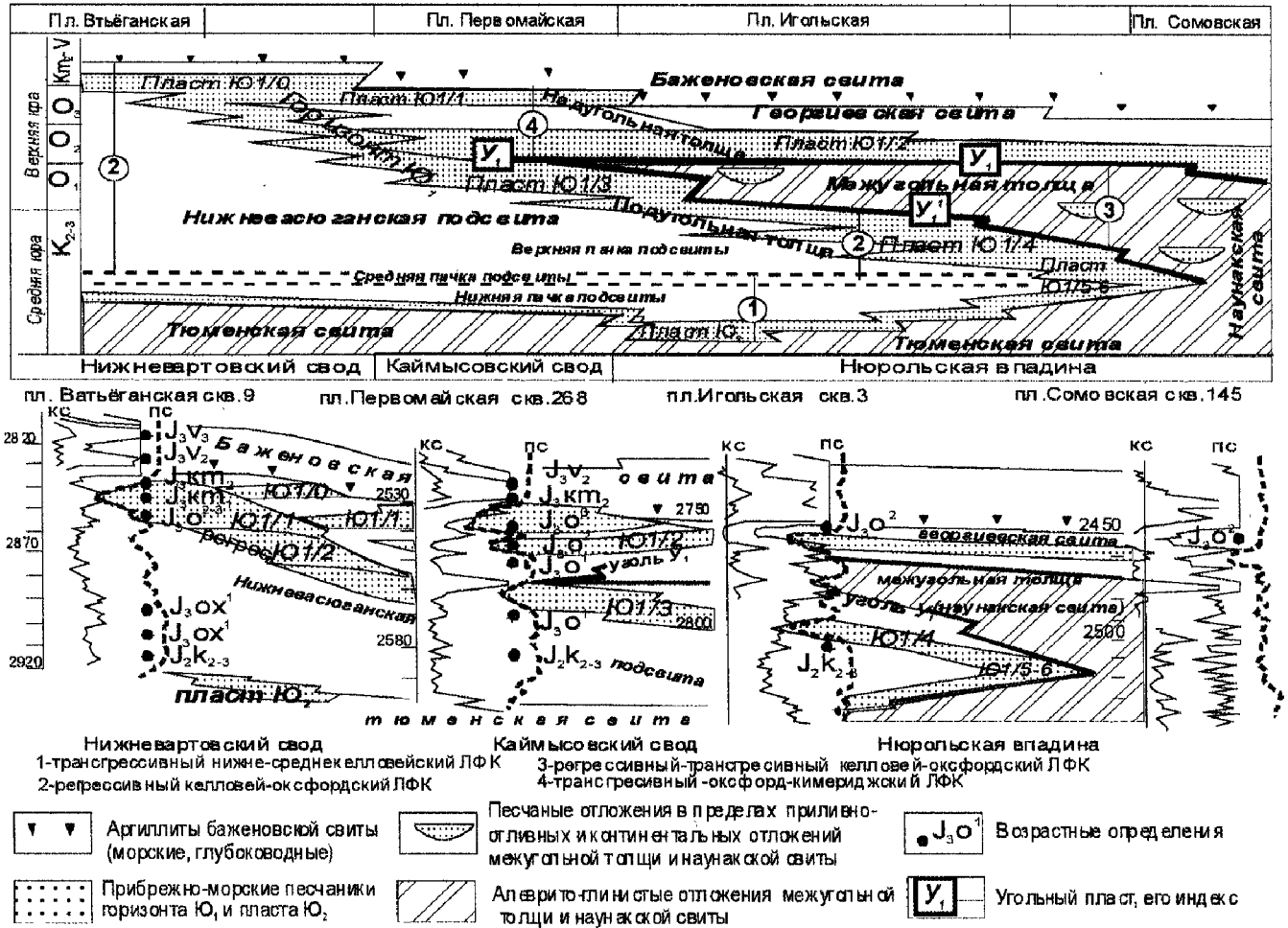


Рис. 2.7 Литолого-палеонтологическая схема сопоставления верхнеюрских отложений центральной и юго-восточной частей Западно-Сибирской плиты (по материалам Ю.В. Брадучана и Г.М. Татьяна 1987 г.)

### 2.2. ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ

Анализ строения и стратиграфическая приуроченность выделяемых толщ васюганской свиты свидетельствует о том, что их формирование в большей мере контролировалось проявлением тектонического фактора, влияющего на особенности пространственного распределения фациальных обстановок верхнеюрских климатических зон.

Учитывая регрессивно-трансгрессивный, колебательный характер развития тектонических процессов в верхнеюрскую эпоху в качестве основного объекта изучения отложений васюганской свиты принимался литолого-фациальный комплекс. По определению С.И. Филиной [125] литолого-фациальный комплекс соответствует объему одновозрастной, ритмично построенной терригенной толщ, сформировавшейся в определенных палеогеографических и палеотектонических условиях под действием волновых колебательных движений Земной коры. По направленности тектонических процессов седиментации, отложения васюганской свиты разделяются на два трансгрессивных, один регрессивный и переходный – трансгрессивно-регрессивный литолого-фациальные осадочные комплексы (рис.2.7, а).

Первый трансгрессивный нижне-среднекелловейский мелководно-морской комплекс выделяется в основании васюганской свиты. Он залегает над серией пластов углей и пропластков углистого аргиллита (У<sub>2</sub>), и представлен песчано-

алевролитовыми отложениями группы песчаных пластов Ю<sub>2</sub> и глинами нижевасюганской подсвиты.

Регрессивный келловей-раннеоксфордский прибрежно-морской комплекс вмещает глинисто-алевролитовые отложения верхней части нижевасюганской подсвиты и преимущественно песчаные осадки - подугольной толщи.

Следующий, трансгрессивный литолого-фациальный комплекс оксфорд-кимериджа включает в себя прибрежно-морские отложения надугольной толщи.

Отложения переходного, трансгрессивно-регрессивного литолого-фациального комплекса келловей-оксфорда, представленного *межугольной* толщиной, сформированы на завершающей стадии келловей - нижеоксфордской регрессии и начальной стадии оксфорд-кимериджской трансгрессии. Комплекс выделяется на ограниченной части территории распространения васюганской свиты. Стратиграфически скользящий характер кровельной и подошвенной границ этой толщи предопределил клиновидную форму ее развития от единичного угольного пласта У<sub>1</sub> на западе до мощной континентальной осадочной толщи, занимающей большую часть объема васюганской свиты в центральном районе области.

*Осадки ниже-среднекелловейского мелководно-морского литолого-фациального комплекса*, представленные преимущественно глинистыми образованиями нижевасюганской подсвиты и песчаными или песчано-алевролитовыми отложениями пласта (горизонта) Ю<sub>2</sub> развиты на большей части изучаемой территории.

Толщина осадочного комплекса по латерали непостоянна и постепенно уменьшается в восточном направлении от 50 метров до полного исчезновения его осадков. Наибольшие мощности келловейских осадков (более 40 м) отмечаются в центральных участках Нюрольской мегавпадины и Колтогорского мезопрогиба. Распространение отложений комплекса играет решающую роль при определении границ размещения осадков всей васюганской свиты, так как глины нижевасюганской подсвиты служат реперным горизонтом подошвы горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты.

В рамках деления нижевасюганской подсвиты на три коррелятивные пачки (рис.2.7а), грубообломочная составляющая комплекса (пласт Ю<sub>2</sub>) формируется вследствие опесчанивания нижней пачки подсвиты. На величины толщин и состава отложений комплекса в условиях мелководного шельфа значительное влияние оказывали палеогеоморфологические особенности строения морского дна. Поступая в основном с юго-восточного обрамления, песчаная составляющая откладывалась в прибрежных частях, задерживаясь на приподнятых участках сводов. В более удаленные и погруженные участки бассейна поступал отсортированный материал глинистой фракции. При этом на востоке и юго-востоке исследуемого района осадконакопление протекало в условиях низменного приливно-заливного побережья типа ватт под действием волн и морских течений.

В литологическом отношении аргиллиты представлены гидрослюдистой, с примесями каолинита и хлорита. Они нередко содержат до 15-40% алевролитового материала в виде линзовидных прослоев. Обломочный материал слагают мелкозернистые кварц-полевошпатовые песчаник и алевролиты. Цементирующий материал глинистый, гидрослюдисто-каолинитового состава.

*Прибрежно-морской литолого-фациальный комплекс келловей - раннего оксфорда*, объединяющий отложения подугольной толщ, представлен совокупностью разрезов регрессивного ряда (рис. 2.8б).

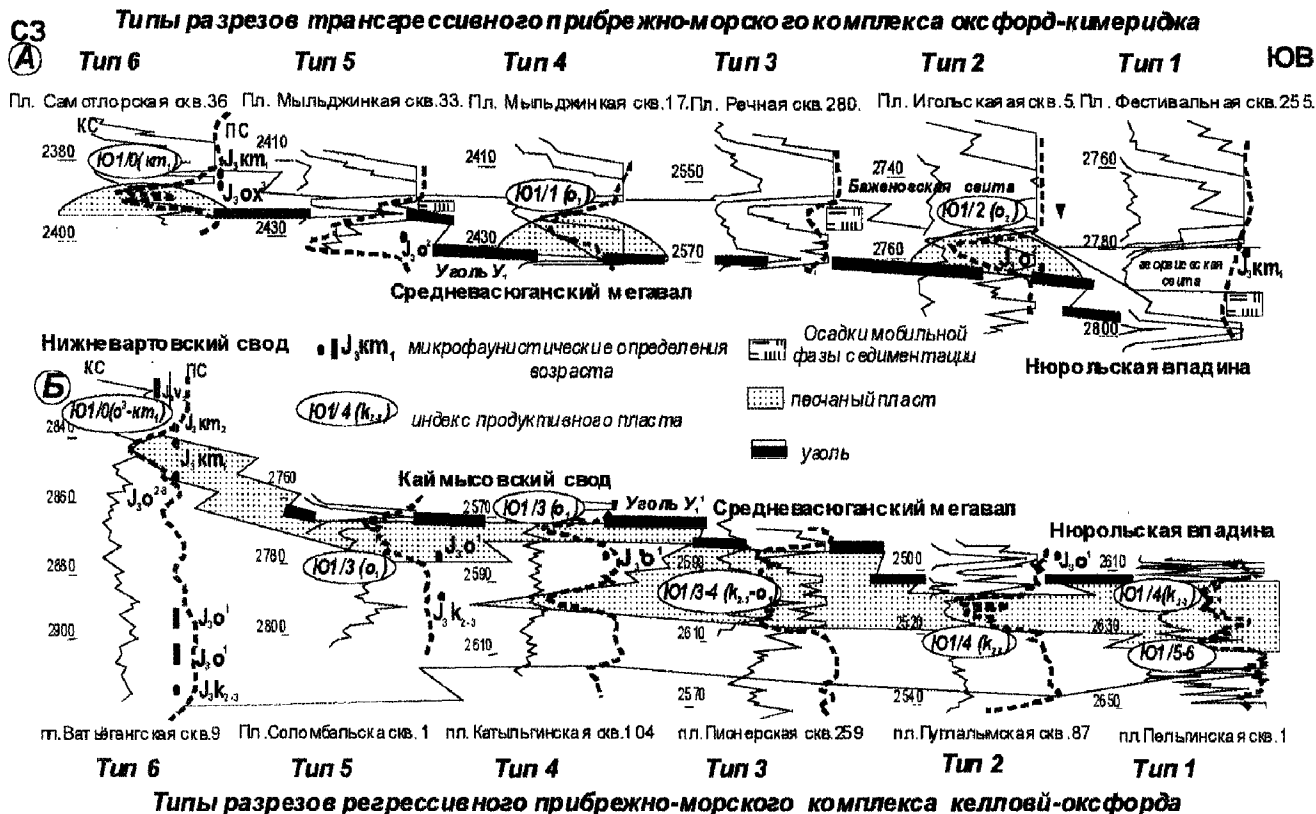


Рис. 2.8 Фациально-динамические модели трансгрессивного (а) и регрессивного (б) осадочных комплексов васюганской свиты

В подугольной толще выделено шесть типов разреза. Для первого типа свойственно опесчанивание разреза, где выделяются песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup> (средний-поздний келловей) и пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (поздний келловей). Во втором типе, в отличие от первого, пласт Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup> отсутствует, замещаясь глинами нижевазюганской подсвиты. Третьему типу характерны повышенные толщины песчаной составляющей подугольной пачки, вследствие объединения пластов Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. В четвёртом типе раннеоксфордский пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> отделён от пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> глинистым разделом. В сравнении с четвёртым типом разреза, в пятом типе отмечается замещение песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> на глинистые отложения нижевазюганской подсвиты. В шестом типе стратиграфические объёмы келловей-оксфорда представлены глинистыми отложениями и опесчанивание разреза наблюдается лишь в верхнем оксфорде-кимеридже.

Характеризуя кровельную границу выделенных типов разреза, следует отметить, что с первого по пятый типы она представлена стратиграфически скользящим угольным пластом У<sub>1</sub>, а для шестого - перекрывающей толщей являются глинистые отложения георгиевской свиты.

Приведённое на рисунке 2.8 чередование типов разреза от первого к шестому отображает классическую последовательность регрессивной осадочной серии, где отмечается возрастное «скольжение» береговой линии песков от среднего-позднего келловей (пласт Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup>) до верхнего оксфорда-кимериджа (пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>).

Пульсирующий характер поднятия дна осадочного бассейна, обусловивший возвратно-поступательное перемещение береговой линии, способствовал значительному развитию по площади (см. рис. 2.1, 2.8) и кулисообразному залеганию в разрезе пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (тип 5) и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (тип 2). Формирование песчаных резервуаров было связано с проявлением положительных фаз высокочастотной составляющей регрессивного цикла. В зоне взаимного наложения (тип 4) эти пласты довольно часто объединяются (тип 3), а в области перехода морских глин васюганской свиты в континентальные отложения наунакской, отмечается появление прибрежно-морских песчаных пластов



Ю<sub>1</sub><sup>5</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>6</sup> (тип разреза 1). В западном направлении (западная часть Нижневартовского свода) регрессивный цикл осадконакопления проявился и в верхнеоксфорд-кимериджское время (тип разреза б).

В результате первого этапа регрессии в среднем-верхнем келловее морской бассейн значительно обмелел и береговая линия переместилась в западном направлении. Это способствовало отложению обширной полосы грубообломочного материала (пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>). В фаціальном отношении пласт сложен регрессивными, покровными, прибрежно-морскими песчаниками, осложненными аккумулятивными постройками типа вдольбереговых, барьерных баров и валов. Латеральное распространение пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> ограничено полосой субмеридионального простирания, охватывающей центральную и восточную части Нюрольской мегавпадины, Среднеvasюганский мегавал, западную часть Пудинского мезоподнятия, восточную периклиналь Каймысовского и почти весь Александровский свода, а также северо-западный борт Усть-Тымской мегавпадины и часть Колтогорского мезопргиба. Западнее этой зоны, на Нижневартовском, Каймысовском сводах, прилегающих к ним западных бортах Колтогорского мезопргиба и Нюрольской мегавпадины, продолжалось накопление морских алеврито-глинистых отложений нижеvasюганской подсвиты. На востоке, в пределах Пудинского мезоподнятия, восточного борта Александровского свода и приподнятых бортовых частей Усть-Тымской мегавпадины сохранились условия для отложений аллювиально-озерных осадков наунакской свиты.

Последующий восходящий импульс тектонических подвижек в раннем оксфорде повлек за собой дальнейшее отступление моря и формирование второй ступени покровных песков прибрежно-морского генезиса (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>), расположенных западнее первой. Отмечается две обстановки осадконакопления - континентальная и прибрежно-морская. Граница раздела этих обстановок в пределах Нюрольской мегавпадины почти совпадает с границей мелководно-морского побережья предыдущего этапа регрессии. Севернее, повторяя контуры Среднеvasюганского мегавала, она выходит на Александровский свод, разделяет его, оставляя центральную приподнятую часть свода в качестве континентальной равнины.

На востоке территории, начиная с Усть-Тымской мегавпадины, Среднеvasюганского мегавала, Пудинского мезоподнятия и восточной части Александровского свода, формировались континентальные отложения межугольной толщи, сопоставимые по стратиграфическому положению в разрезе и литологическому составу с осадками наунакской свиты. Прибрежно-морские осадки пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> представлены, так же как и пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> регрессивными покровными песками, иногда баровыми постройками и образованиями дельт. Толщина пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> изменяется от 5 до 10-15 м. В случае их объединения она составляет 20-30 м.

Регрессивные морские песчаники и баровые постройки сложены мелко и среднезернистыми разностями, часто глинистыми, с остатками морской фауны и растительным детритом. В них, как правило, отмечается закономерное уменьшение зернистости обломочного материала от кровли пласта к его подошве. Песчаные пласты характеризуются двучленным строением, фиксируемом как на гранулометрическом, так и на литологическом уровнях.

Обломочные породы представлены мелко-среднезернистыми, реже, крупнозернистыми песчаниками и алевролитами. Содержание кварца в них достигает 50-60%, полевых шпатов - 20-30%, обломков пород - 30-20%. Отмечается переслаивание пород с кальцитовым цементом с песчаниками и алевролитами, сцементированными гидрослюдистым цементом. Иногда в породах встречается обуглившийся растительный детрит.

В пределах южной и юго-восточной частей Каймысовского свода (Карасевская, Моисеевская пл.) выделяется серия приподнятых участков, где прибрежно-

морская обстановка осадконакопления была осложнена зоной приливно-отливных равнин и лагун.

В завершающую стадию регрессии на большей части описываемой территории установился прибрежно-континентальный и континентальный режимы. Прибрежно-морская обстановка существовала лишь на крайнем западе (Тайлаковская, Ютымская пл.). Обширная зона прибрежных маршей сменялась на востоке низменной аллювиальной равниной, в пределах которой накапливались отложения межугольной толщи.

*Отложения переходного регрессивно-трансгрессивного литолого-фациального комплекса межугольной толщи* (см. рис. 2.3) сформировались в основном в восточных районах (Александровский свод, Нюрольская мегавпадина, Средне-васюганский мегавал, северная половина Пудинского мезоподнятия).

В соответствии с палеогеографической схемой среднего оксфорда на Каймысовском своде, западном борту Нюрольской впадины и в Колтогорском мезопрогибе преобладало интенсивное торфонакопление, связанное с обширной зоной развития прибрежных маршей. На восток ее сменяла полоса аллювиально-озерной равнины, примыкающая далее к области денудации. В области континентального осадконакопления преобладали пойменно-аллювиальные и озерно-болотные фации, среди которых отмечены русловые осадки.

Области аллювиально-озерной равнины обрамлялись песчаной полосой побережья (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> или Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – см. рис. 2.6), в пределах которого широкое развитие получили образования вдольбереговых баров (Озерная, Катильгинская, Оленья, Куланская пл.) и баров дальней зоны (Игольская, Таловая, Ледовая пл.).

Слабонаклонные и выровненные участки рельефа сочленения моря и суши являлись благоприятными морфоструктурными элементами для широкого развития переходной группы фаций лагун (Сельвейкинская, Горело-Ярская, Урманская, Тамбаевская, Квензорская, Нюльгинская, Карайская, Чкаловская и др. площади) и дельт (Герасимовская, Нижнетабаганская, Калиновая, Западно-Останинская площади).

Для отложений межугольной толщи и сопутствующих им фациальным обстановкам переходной группы характерно значительное содержание растительного детрита, пирита, наличие отпечатков фауны и флоры.

Среди литологических разностей, слагающих комплекс пород, преобладает глинисто-углистая составляющая. Пласты, пропластки углей и углистых аргиллитов формировались как в обстановке прибрежных болот, типа маршей, так и в болотистых низменных участках суши, пойменных долин. Нередко толща содержит песчаные пласты руслового генезиса, иногда значительной толщины, индексируемые как Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>. Иногда песчаные образования межугольной толщи генетически связаны с песчаными осадками подугольной или надугольной толщ. В таких случаях наблюдается слияние пластов Ю<sub>1</sub><sup>М</sup> с подстилающими или перекрывающими песчаными пластами. Это происходит по всей видимости в местах развития "сквозных" дельтовых комплексов.

Анализ изменения толщин межугольного комплекса по латерали (см. рис. 2.3) свидетельствует о наличии внутриформационных перерывов, связанных с денудационными процессами, имеющими место в обстановках континентального осадконакопления.

Стабилизация тектонической деятельности к концу нижнего оксфорда, в среднем оксфорде сменилась этапом трансгрессии, что способствовало формированию прибрежно-морского литолого-фациального комплекса надугольной толщи. Пульсационное развитие трансгрессии происходило в условиях активного конседиментационного роста структур первого порядка, что оказало значительное влияние на конфигурацию береговой линии морского бассейна и на распределение фациальных обстановок в области седиментации. Незначительный объем терригенного материала,

поступающего в осадочный бассейн, в большей степени predetermined формированием фаций лагун, приливно-отливных равнин, морского мелководья и в меньшей степени, образований прибрежной зоны, в пределах которой основная масса песчаного материала была сосредоточена в аккумулятивных постройках типа вдольбереговых, барьерных баров и валов (см. рис. 2.5, 2.6).

*Литолого-фациальный прибрежно-морской комплекс оксфорд-кимериджа* представлен совокупностью разрезов трансгрессивного ряда (см. рис. 2.8 а), где выделено шесть типов разреза. Подошвенной границей для всех типов является стратиграфически «скользящий» угольный пласт  $У_1$ , кровельной – аргиллиты георгиевской и баженовской свит. В надугольной толще первого типа отмечается последовательная смена вверх по разрезу маломощной пачки алеврито-глинистых осадков мобильной фазы седиментации глинами георгиевской свиты. Осадки мобильной фазы, формируются в условиях быстрого перемещения береговой линии в процессе активно развивающейся трансгрессии, что «.. не оставляет времени для установления равновесия, обусловленного скоростью поступления осадков и скоростью подъёма уровня моря» [105].

В разрезах второго типа выделяется среднеоксфордский песчаный пласт  $Ю_1^2$ . Для третьего типа объёмы надугольной толщи сложены последовательной сменой глинистых отложений приливно-отливной зоны алеврито-глинистыми отложениями мобильной фазы седиментации. Четвёртому типу разреза свойственно развитие верхнеоксфордского пласта  $Ю_1^1$ . В пятом типе анализируемый интервал разреза представлен сокращённой толщиной алеврито-глинистых отложений мобильной фазы седиментации и в шестом литотипе выделяется оксфорд-кимериджский пласт  $Ю_1^0$ .

Анализ генетического ряда свидетельствует об эпизодичности проявления пластовых резервуаров по фронту развития трансгрессии, что обусловлено последовательным чередованием осадков, сформированных в периоды стабильных (литотипы 2, 4, 6) и мобильных (литотипы 1, 3, 5) фаз осадконакопления.

В условиях стабилизации береговой линии (типы разреза 2, 4, 6) отложение песчаных образований проходило более активно. Связано это было с тем, что незначительные объёмы грубообломочного материала, поступающие в осадочный бассейн, могли формировать проницаемые коллектора повышенной толщины лишь в условиях пространственной стабилизации береговой линии в конкретных фациальных обстановках, где этот материал длительное время накапливался и сортировался. К таким обстановкам можно отнести все разновидности баровых построек, дельты, приливно-отливные каналы и гряды.

В периоды быстрого перемещения береговой линии (мобильная фаза седиментации) отлагался незначительный по толщине песчано-алеврито-глинистый осадочный покров с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками (типы разреза 1, 3, 5).

Для периклинальных частей крупных положительных структур первого порядка и седловин их разделяющих, в трансгрессивный этап развития было свойственно противоборство тенденций погружения со стороны крупных впадин и поднятия - со стороны сводов и мегавалов. Это способствовало формированию многопластовых разрезов надугольной толщи, связанных с чередованием, мелководно-морских, прибрежно-морских и прибрежно-континентальных отложений. Здесь осадочные объёмы надугольной толщи достигают 40 и более метров.

В наиболее погруженных частях отрицательных структур первого порядка, которые активно прогибались уже на ранней стадии развития трансгрессии, отмечается полная глинизация надугольной толщи и значительные толщины георгиевской свиты (Кузырская, Фестивальная, Колтогорская и др. пл.).



Для зон некомпенсированной седиментации, приуроченных к наиболее приподнятым частям положительных структур первого порядка, характерны незначительные толщины надугольной пачки - первые метры (Густореченская, Шахматная, Средневасюганская пл.), либо её отсутствие (Чебачья площадь). Наличие в разрезах этих зон микрофаунистических комплексов среднего и позднего оксфорда (Шахматная пл.) свидетельствует об их стратиграфической полноте, а незначительные толщины - о низких скоростях осадконакопления, что было обусловлено высокой гидродинамической активностью вод и значительной удалённостью этих участков от источников сноса. Палеогеографическая схема начальной фазы трансгрессии (средний оксфорд) характеризует всю сложность распределения зон осадконакопления в пределах юго-восточной части ЗСП (см. рис. 2.4).

Начальная фаза трансгрессии наиболее полно проявила себя в юго-восточной части ЗСП и развивалась на фоне активного конседиментационного роста структур первого и второго порядка, при котором отрицательные тектонические элементы (мегавпадины, мзопрогибы) испытывали активное прогибание, а положительные (свод, мегавал) - поднятие. На момент затухания прогибания бассейна седиментации в среднем оксфорде, что было обусловлено проявлением более кратковременной регрессивной составляющей трансгрессивного цикла, континентальная обстановка продолжала существовать на Средневасюганском мегавалу, Александровском своде большей части Пудинского мезоподытия, в центральной части Каймысовского и северо-западной части Нижневартовского сводов. Обширные зоны лагун и приливо-отливных равнин выделены в пределах Каймысовского свода и юго-восточной части Нюрольской мегавпадины. Относительно глубоководная зона была характерна для центральной и южной частей Нюрольской мегавпадины, южной части Колтогорского мезопрогиба. В узкой зоне песчаной полосы побережья, обрамляющего прибрежно-континентальную обстановку осадконакопления, формировался пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (см. рис. 2.5).

В фациальном отношении он представлен вдольбереговыми и барьерными баровыми постройками (Ломовое, Катыльгинское, Дуклинское поднятия), барами дальней зоны (Игольско-Таловое поднятие), обстановками дельтовой седиментации (Вахская, Калиновая, Нижнетабаганская, Герасимовская, Западно-Отсанинская другие площади). Толщина песчаников в среднем составляет 2-6 метров, увеличиваясь в дельтовых комплексах до 10-15 и более метров. Пальцевидная форма этих прерывистых песчаных полос контролируется склоновыми погружениями положительных структур первого порядка, далеко выдвигающимися в морской бассейн.

Для приливо-отливной и континентальной равнин Каймысовского, Нижневартовского, Александровского сводов, Пудинского мезоподытия, Верхнедемьянского, Парабельского и Средневасюганского мегавалов было характерно развитие приливо-отливных каналов и речных систем, где толщина песчаников изменяется от первых единиц до 15 и более метров (Карасёвская, Весенняя, Стрежевская, Малореченская и другие площади).

Благоприятные палеогеографические условия для накопления грубообломочных разностей существовали в северной части Колтогорского мезопрогиба и прилегающих к нему бортовых зонах Александровского и Нижневартовского сводов.

Последующий импульс трансгрессии на рубеже среднего и позднего оксфорда изменил распределение фациальных зон в пределах рассматриваемой территории (см. рис. 2.6).

На момент стабилизации береговой линии, в позднем оксфорде, в наиболее погруженных участках Нюрольской и Усть-Тымской мегавпадин формировались, в соответствии с проведённой корреляцией битуминозных глин баженовской свиты по данным гамма каротажа [8] более древние её пачки.

Береговая линия, в общих чертах повторяя конфигурацию побережья среднего оксфорда, переместилась в северном и северо-западном направлениях (см. рис. 2.5).

Покровный характер развития песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, отмечается в пределах северной периклинали Каймысовского и на Нижневартковском сводах, северной части Колтогорского мезопрогиба. Менее значительные по ширине песчаники береговой зоны выявлены в пределах Средневасюганского мегавала, Пудинского мезоподнятия, Александровского свода и борта зонах Усть-Тымской мегавпадины.

Осадки прибрежно-континентальной и континентальной равнины отмечены на Средневасюганском мегавалу, центральной части Александровского свода.

За пределами прибрежно-морской полосы, в сторону относительного глубоководья (Нюрольская, Усть-Тымская мегавпадины, Колтогорский мезопрогиб и прилегающие к ним склоновые погружения крупных платформенных поднятий), формировались глинистые отложения георгиевской свиты. По условиям образования их можно отнести к шельфовым илам, скорость накопления которых зависит от гидродинамики придонных вод бассейна седиментации. Вследствие этого, толщина этих глинистых образований значительно изменяется даже в пределах локальных структур. Повышенные мощности свиты отмечены в наиболее прогнутых зонах впадин и мегaproгибов.

В фациальном отношении прибрежно-морской пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> формируют трансгрессивные береговые пески, вдольбереговые, барьерные бары, дельты. Толщины позднеоксфордских песчаных построек для различных фациальных зон аналогичны среднеоксфордским.

Фациальная природа осадочных образований надугольной толщи хорошо идентифицируется по литологическим и промыслово-геофизическим данным. Так, фация лагун в литологическом отношении представлена толщей черных, однородных аргиллитов, в которых отмечается присутствие пирита, углистого детрита, маломощных карбонатных прослоев, алевролитов, остатки пресноводной и морской фауны. На электрокаротажных диаграммах отложения лагун характеризуются низкими значениями диаграммы КС и слабо дифференцированной формой кривой ПС, расположенной на уровне глин.

Отложениям приливно-отливной полосы свойственно переслаивание песчано-алевролитовых и аргиллитовых прослоев. Песчаная составляющая имеет, как правило, глинистый цемент. В пределах приливно-отливной равнины проницаемые пласты повышенной толщины (до 9 - 20 м) с улучшенными коллекторскими свойствами связаны с русловыми промоинами (Карасевская, Северо-Карасевская, Игольская пл.). Для них характерно наличие в разрезе прослоев внутриформационной гальки, постоянство гранулометрического состава в объеме пласта, что выражается блоковой (цилиндрической) формой кривой ПС.

Периферийные участки этих песчаных тел могут быть представлены одним или серией маломощных песчаных пластов с хорошей фильтрационно-емкостной характеристикой (пл. Карасевская скв. 64, Северо-Карасевская скв. 67, Колотушная скв. 268).

Диагностика дельтового комплекса складывается из фациального анализа отложений наземной части дельты и авандельты. В наземной части дельты, в свою очередь, выделяются осадки дельтовых протоков и песчано-глинистые отложения, накапливающиеся между протоками. Наземная часть дельты, как правило, представлена достаточно мощной осадочной толщей (15-20 м). Песчаники дельтовой протоки имеют вид тел "шнуркового типа", толщиной 5 - 10 и более метров. В зависимости от типа строения дельты (конструктивная или деструктивная) они могут характеризоваться воронкообразной или колоколовидной формой кривой ПС. Песчано-глинистым осадкам междельтовых протоков свойственно частое переслаивание пород

различного литологического состава, пиритизация, карбонатизация, наличие углестого детрита и маломощных прослоев углей. Их электрокаротажная характеристика аналогична осадкам приливно-отливной зоны. Авандельтовый комплекс включает в себя систему баровых построек.

Толщина этих аккумулятивных песчаных тел не превышает 10 м, а литологическая характеристика аналогична береговым и барьерным барам. Отложения проделты большей частью представлены глинистыми, алевроито-глинистыми образованиями.

Трансгрессивные береговые пески и осложняющие их баровые постройки в литологическом отношении представлены серыми мелко- и среднезернистыми песчаниками, в которых отмечается присутствие морской фауны, растительного детрита, глауконита, маломощных карбонатных прослоев. Гранулометрическая структура трансгрессивных морских песчаников отображается уменьшением зернистости от подошвы к кровле пласта, а для баровых построек эта закономерность носит противоположный характер. Соответственно форма кривой ПС для первых имеет колоколовидный, а для вторых – воронкообразный вид.

Морские отложения, в зависимости от удаления от береговой линии подразделяются на осадки переходной зоны, прибрежно-морские и глубоководно-морские. Отложения переходной зоны, по особенностям электрометрической характеристики, сходны с осадками приливно-отливной равнины. Различия отмечаются в литологическом составе породы. Так, общим для этих обстановок является присутствие глинистой или карбонатной составляющей в цементирующей массе песчаников, биотурбация отложений, присутствие морской фауны. Однако, если для осадков приливно-отливной зоны характерна пиритизация, то для отложений переходной зоны свойственно присутствие глауконита. В ряде случаев к отложениям переходной зоны могут быть отнесены баровые образования дальней зоны, формирование которых происходит на значительном удалении от береговой линии. Диагностическим критерием этих аккумулятивных построек является наличие фосфатного вещества в составе песчаников. К фациям морской и глубоководно-морской обстановок стратиграфически связанных с отложениями надугольной толщи можно отнести соответственно отложения георгиевской и бажендовской свит.

Песчано-алевролитовые породы пластов надугольной толщи состоят на 60-65% из кварца, 30-35 - из полевого шпата, 10 -20% из обломков пород. Из аутигенных минералов отмечается повышенное содержание пирита и глауконита. В породе встречаются углефицированные и кальцитизированные остатки растений. Породы с кальцитовым цементом переслаиваются с песчаниками и алевролитами, сцементированными гидрослюдистым цементом. Аргиллиты характеризуются гидрослюдистым составом с примесью хлорита. Среди аргиллитов встречаются тонкие прослои известняка, реже сидерита. Текстурным особенностям пород присуще большое разнообразие. Наиболее типичными для пород являются горизонтальная, косая и линзовидная слоистости.

*В кимериджский век с расширением морской трансгрессии большая часть бассейна осадконакопления заполняется монотонными глинистыми толщами георгиевской свиты относительно глубоководной части морского шельфа. Толщины аргиллитов свиты варьируют в пределах первого десятка метров. Однако, в пределах погруженной части Ньюрольской мегавпадины (Кузырская площадь) и её юго-восточной периферии (Южно-Табаганская, Кулгинская пл.) мощность георгиевских глин достигают 20 метров. В то же время, на крайнем северо-западе, на территории Нижневартовского свода, кимериджский век характеризуется накоплением прибрежно-морских и прибрежно-континентальных осадков. Отсутствие глин георгиевской свиты, а также замещающих их по площади песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup> отмечено в пре-*

делах отдельных локальных поднятий, являвшихся подводными палеоотмелями киммериджского моря.

Палеогеография *волжского века* характеризуется развитием на большей (западной и центральной) части территории Томской области однотипных условий относительно глубоководной части шельфа, в пределах которого отлагались тонкоотмученные, битуминозные, глинистые осадки баженовской свиты.

### 2.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Проведённый анализ по нефтегазоносности Томской области показывает, что из 109 открытых месторождений нефти и газа в отложениях верхней юры (васюганская свита) выявлено 91 месторождение или 84% от всей совокупности.

Рассматривая распределение нефтегазоносности *васюганской свиты* по толщам, её слагающим, следует отметить, что в результате поисково-разведочного бурения на локальных поднятиях получены следующие результаты:

*надугольная толща* – открыто 68 залежей (59 нефтяных, 4 газовых, 5 газоконденсатных), получено при испытании скважин непромышленных притоков нефти на 11, а газа на одной структуре, выявлено нефтепроявлений при испытании скважин на 37 площадях, признаки нефтеносности по керну отмечены на 33 локальных поднятиях;

*межугольная толща* – открыто 28 залежей (20 нефтяных, 4 газовых, 4 газоконденсатных);

*подугольная толща* – открыто 38 залежей (31 нефтяных, 3 газовых, 4 газоконденсатных), получено при испытании непромышленных притоков нефти на пяти площадях, нефтепроявлений на двух структурах, признаки нефтеносности по керну отмечены на трёх локальных поднятиях;

В *баженовской свите* - непромышленные притоки нефти получены на 5 площадях, нефтепроявления при испытании – на 4 и в керне – на 35 структурах.

Как следует из вышеизложенного, наиболее продуктивной является надугольная толща васюганской свиты, нефтегазоносность которой связана с нефтегенерационным потенциалом баженовской свиты.

Рассматривая роль пластовых флюидоупоров в рамках представленной схемы строения васюганской свиты следует отметить, что по степени их выдержанности в разрезе и по латерали выделяются региональные зональные и локальные покрывки.

*Региональной покрывкой для верхнеюрского НКК* в целом и надугольной толще в частности, служат аргиллиты георгиевской, баженовской и низов куломзинской свит. Роль зональной покрывки выполняет преимущественно алеврито-глинистая межугольная толща, а в качестве локальных флюидоупоров выделяются глинисто-алевролитовые прослои пород, разобщающие песчаные пласты в пределах структур второго порядка.

Учитывая, что все открытые месторождения приурочены к локальным поднятиям, общим контролирующим элементом для залежей горизонта Ю<sub>1</sub> следует считать структурный фактор. В то же время, более детальное изучение их строения показывает, что значительную, а в некоторых случаях и определяющую роль в формировании залежей углеводородов играет литологический фактор, обусловленный фациальной неоднородностью коллектора.

## Надугольная толща

Как следует из описания особенностей строения надугольной толщи, в центральных частях положительных структур первого порядка она либо значительно сокращена по толщине и в литологическом отношении представлена песчано-глинистыми отложениями переходной группы фаций (Средневасюганский, Пудинский мегавалы, Нижневартовский свод), либо частично (Каймысовский, Александровский свода), а на ряде площадей (Чебачья, Средневасюганская) и полностью, размыта. Всё это приводит к тому, что в «ядрах» положительных структур первого порядка месторождения нефти и газа в отложениях надугольной толщи отсутствуют или залежи нефти приурочены к ловушкам структурно-литологического типа (Лонтын-Яхское, Карасёвское, Колотушное, Советское, Квартовое месторождения). Аналогичная ситуация отмечается для погруженных частей впадин и мегапрогибов, где объёмы надугольной толщи представлены морскими, преимущественно глинистыми образованиями (см. рис. 2.5, 2.6).

Основное большинство выявленных месторождений нефти и газа в отложениях надугольной толщи приурочено к склоновым погружениям и бортовому обрамлению положительных и отрицательных структур первого порядка, в пределах которых существовали благоприятные условия для формирования песчаных резервуаров, накапливающихся в прибрежно-континентальной и прибрежно-морской обстановках. С песчаными рукавообразными резервуарами приливно-отливной зоны связаны месторождения нефти и газоконденсата на Карасёвской, Северо-Карасёвской структурах (Каймысовский свод), Квартовой, Хвойной (Нижневартовский свод), Куль-Ёганской (Колтогорский мезопрогиб), Снежной (Парабельский мегавыступ), Северо-Васюганской (Средневасюганский мегавал), Пельгинской, Герасимовской (Нюрольская впадина) площадях.

В отложениях баров и прибрежно-морских трансгрессивных песчаниках выявлены залежи нефти на Тагайской, Ларломкинской, Крапивинской, Первомайской, Весенней, Катыльгинской, Западно-Катыльгинской, Оленьей, Озёрной, Столбовой площадях в пределах Каймысовского свода, Ломовой, Ледовой, Грушевой - в Колтогорском мезопрогибе, Матюшкинской, Советской, Хвойной - на Нижневартовском своде, Никольской, Чкаловской, Линейной, Киев-Ёганской, Тунгольской, Двойной - в Усть-Тымской мегавпадине, Пуглалымской, Колотушной, Верхнесалатской, Глухариной - на Средневасюганском мегавалу, Рыбальной, Селимхановской, Мирной, Лугинецкой - на Пудинском мегавалу, Казанской, Елейской, Игольской, Тамратской, Дуклинской, Карайской, Таловой, Федюшкинской - в Нюрольской мегавпадине, Южно-Охтеурской - на Александровском своде.

В отложениях дельтового комплекса, включающего в себя рукавообразные песчаные тела дельтовых протоков и плащеобразно развитые резервуары авандельты, скопления углеводородов открыты на Калиновой, Нижнетабаганской, Северо-Калиновой, Южно-Тамбаевской, Герасимовской, Западно-Останинской, Пинджинской Кыкинской, Шингинской структурах (Нюрольская мегавпадина), Вахской, Проточной (Александровский свод), Стрежевской, Малореченской (Нижневартовский свод), Лугинецкой (Пудинский мегавал) площадях.

Величина запасов нефти и газа, как правило, контролируются размерами структуры и площадью развития коллектора в её пределах. Благоприятное сочетание этих факторов способствовало формированию значительных запасов УВ в объёме надугольной толщи на Первомайском, Оленьем, Малореченском, Лугинецком, Игольском, Вахском поднятиях. Как правило, эти площади приурочены к структурам второго порядка, расположенным на моноклиналином склоне и бортах крупных платформенных поднятий. Мелкие залежи нефти тяготеют к незначительным по площади ло-

кальным поднятиям, выявленным в межструктурных зонах более крупных поднятий (Карасёвское, Пуглалымское, Колотушное, Хвойное и другие).

По фазовому состоянию в надугольной толще выделяются в основном нефтяные месторождения. Исключение составляет лишь юго-восточная часть Нюрольской мегавпадины, где на Калиновой, Северо-Калиновой, Нижнетабаганской, Герасимовской, Казанской площадях выявлены скопления газа и газоконденсата.

### Подугольная толща

В подугольной толще, где наблюдается латеральное развитие песчаного резервуара, структурный фактор является определяющим при формировании залежей углеводородов (см. рис. 2.2). В то же время, не каждое локальное поднятие, в пределах которого отмечается развитие коллектора, контролирует скопления углеводородов. Выявленные в подугольной толще месторождения УВ можно разделить на две группы.

В первой группе наличие залежей нефти и газа сопровождается присутствием таковой и в надугольной толще. При этом последняя, как правило, более обширна по площади развития. Примером тому может служить Вахское, Оленье, Катыйгинское, Столбовое, Западно-Моисеевское, Крапивинское, Малореченское, Калиновое, Герасимовское, Казанское, Северо-Васюганское, Верхнесалатское, Лугинецкое месторождения. В ряде случаев наличие залежи нефти в подугольной толще в сводовой части структуры сочетается с наличием структурно-литологической залежи нефти в надугольной толще на периферии локального поднятия (Тагайское, Чворовое, Западно-Ключевское месторождения).

Анализ результатов эксплуатационного и разведочного бурения на месторождениях даёт основание утверждать, что формирование залежей первого типа в подугольной толще связано с перетоками флюида через «литологические окна» из вышележащей надугольной толщи.

Во второй группе месторождений, подугольная толща является самостоятельным нефтегазоносным объектом - Поселковое, Моисеевское, Полудённое, Ключевское, Средневасюганское, Средненюрольское, Южно-Мыльджинское месторождения.

Однако, проведённые литолого-фациальные реконструкции и пространственное положение месторождений УВ второй группы, позволяют сделать вывод о том, что их формирование связано также с перетоком углеводородов из залежей надугольной толщи, сосредоточенных в ловушках структурно-литологического типа.

Наиболее значительные по запасам месторождения нефти и газа выявлены в зоне фациального перехода васюганской свиты в наунакскую. Здесь открыты крупные по запасам: Вахское нефтяное месторождение, Северо-Васюганское, Мыльджинское газоконденсатное месторождение, Лугинецкое газоконденсатно-нефтяное месторождение.

По фазовому состоянию углеводородов, газоконденсатные и газоконденсатно-нефтяные месторождения приурочены к зоне перехода васюганской и наунакской свит (Мыльджинское, Лугинецкое, Северо-Васюганское, Казанское, Селимхановское месторождения). В юго-восточной части Нюрольской впадины, где широкое развитие получили отложения георгиевской свиты и межугольной толщи, в горизонте Ю<sub>1</sub> также выявлены залежи газоконденсата (Герасимовское, Нижнетабаганское, Северо-Калиновое, Калиновое месторождения).

Детальные работы по изучению особенностей строения пластовых резервуаров в отложениях надугольной и подугольной толщ показали довольно сложное их строение, обусловленное как пространственными изменениями фильтрационно-емкостных свойств коллектора (Крапивинское), так и присутствием в объёме продуктивных пластов латерально выдержанных, маломощных (0,5-2 м) внутрирезервуарных экранов,

представленных глинистыми прослоями и пропластками карбонатизированных песчаников.

Эти экраны способствуют перераспределению углеводородов в объеме пласта и определяют различную степень насыщения отдельных его частей.

### Межугольная толща (наунакская свита)

Скопления нефти и газа в отложениях межугольной толщи незначительны как по количеству залежей, так и по запасам. Выявлены они на Мыльджинской, Нижнетабаганской, Западно-Останинской, Вахской площадях. Природный резервуар имеет, как правило, рукавообразную форму и генетически связан с руслами палеорек. В процессе поисково-разведочного бурения выявление таких залежей маловероятно, однако возможность их открытия увеличивается при проведении эксплуатационного бурения. Примером тому служат результаты разработки Малореченского, Западно-Останинского, Вахского, Пылинского, Первомайско-Весеннего других месторождений.

Различный генезис толщ, слагающих горизонт Ю<sub>1</sub> верхнеюрского НГК предопределил различия и в их фильтрационно-емкостных характеристиках. При этом параметры коллекторских свойств зависят как от типа фациальной обстановки, формирующей песчаные тела, так и от того, в какой части осадочного комплекса, трансгрессивного или регрессивного, эти отложения накапливались.

В целом, коллектора надугольной толщи обладают более высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), чем подугольной. Обусловлено это тем, что их накопление было связано с переотложением ранее осажденных осадков межугольной и подугольной толщ. Процессы седиментации, как правило, определяют первичную фильтрационно-емкостную характеристику коллектора, которая затем, в процессе эпигенеза, может значительно измениться.

Если не затрагивать вопросы вторичных изменений в песчаных резервуарах, то лучшими коллекторскими свойствами обладают баровые песчаники, осевые части дельтовых протоков, авандельтовые комплексы, трансгрессивные песчаные пласты. Менее продуктивны рукавообразные резервуары приливно-отливных зон, регрессивные песчаники, периферийные участки дельтовых протоков.

Согласно имеющимся данным ФЕС песчаных резервуаров надугольной толщи горизонта Ю<sub>1</sub> изменяются от 10-28%, в среднем составляя 15-20%. Проницаемость изменяется от первых миллиарди до 3 и более дарси (Малореченская пл.). В среднем величина этого параметра не превышает первых десятков миллиарди. Зоны аномально высоких значений пористости и проницаемости представлены, как правило, мало мощными прослоями и не являются определяющими при общей характеристике пласта. Устойчивость коллекторских свойств по латерали зависит от фациальной однородности строения песчаного резервуара.

В подугольной толще значения ФЕС, в целом аналогичны таковым в надугольной толще. Пористость изменяется от первых единиц до 25 и более процентов, проницаемость от первых миллиарди до 2 и более дарси (Крапивинская, Западно-Моисеевская, Среднеюрольская пл.). Средние значения этих параметров по пористости составляют 15-18%, а по проницаемости - первые десятки миллиарди. Изменение фильтрационно-емкостной характеристики по площади связано с латеральной сложностью строения коллектора (Крапивинская пл.).

По составу нефти горизонта Ю<sub>1</sub> нефтеново-метановые. Плотность нефти и конденсата изменяется соответственно в пределах 0,8-0,9 г/см<sup>3</sup> и 0,7-0,8 г/см<sup>3</sup>. Содержание серы в нефтях составляет менее 1%, парафинов от 1 до 6%, асфальтенов от 1 до



3%. Растворённый и свободный газ в основном метанового состава (от 60 до 80%), плотность его изменяется от 0,6 до 1,3 г/м<sup>3</sup>, содержание двуокиси углерода 0,5-2,9%.

### 2.3.1. Перспективы нефтегазоносности

Верхнеюрский НГК является достаточно хорошо изученным комплексом во всех аспектах нефтегазоносности. В аспекте нефтематеринских толщ геохимическими методами доказано, что основной нефтепроизводящей толщей верхнеюрского и мелового разреза являются битуминозные глины баженовской свиты, где содержание органического вещества составляет от 5-10 и более % [44]. В отложениях васюганской свиты диапазон этого параметра изменяется от 1 до 3%, но в чёрных аргиллитах лагунных фаций он может быть и выше.

Полифациальный генезис васюганской свиты predetermined различия в генерации углеводородов по фазовому составу. В районах, где преимущественное развитие в разрезе получили отложения межугольной толщи и наунакской свиты формировались, в основном, газовые и газоконденсатные залежи. На территориях в пределах, которых верхнеюрские комплекс слагают осадки морского и прибрежно-морского генезиса преобладают нефтяные месторождения. Особую роль, как основного поставщика жидких углеводородов в горизонт Ю<sub>1</sub> играет баженовская свита.

Значительная величина открытых запасов нефти в надугольной толще относительно общих запасов верхнеюрского комплекса является свидетельством того, что именно надугольная толща является основным аккумулятором углеводородов, генерируемых баженовской свитой.

Исходя из вышеизложенного, прогноз перспектив нефтегазоносности верхнеюрского НГК основывается на:

- анализе особенностей пространственного развития нефтегазоносных резервуаров подугольной, надугольной и межугольной толщ;
- анализе стратиграфической и пространственной приуроченности месторождений нефти и газа;
- анализе генерационных возможностей баженовской свиты;
- результатах сеймогеологического прогноза зон развития продуктивных коллекторов пределах зон слабоизученных глубоким бурением и на разрабатываемых месторождениях;
- анализе особенностей структурно-тектонического строения территории;

В силу высокой степени изученности локальных антиклинальных структур, перспективы верхнеюрского разреза следует связывать с ловушками неантиклинального типа. Более рационально прогнозирование НАЛ следует проводить с учётом предполагаемого генетического типа ловушки (рис. 2.9).

По первому признаку – генетический тип ловушки, большинство из них относится к структурно-литологическим (Колотушное, Хвойное, Лонтынъ-Яхское, Павловское, Весеннее и др. месторождения) и литологическим. Незначительная часть – к структурно-стратиграфическим (Чебачье, Средневасюганское месторождение) и литолого-стратиграфическим. В зависимости от морфологии экранной поверхности залежи могут быть отнесены к «kozyрьковым», «заливообразным» и «шнурковым».

По второму признаку – генетический тип резервуара, рассматриваемые ловушки принадлежат к сообществу фациальных обстановок трёх фациальных групп (морской, переходной, континентальной), выделяемых в терригенных коллекторах верхнеюрского НГК.

Анализ размещения залежей нефти и газа в отложениях верхней юры свидетельствует о том, что рассматриваемый НГК весьма чётко подразделяется на три самостоятельных подкомплекса - надугольный, межугольный, подугольный.

Для каждого из подкомплексов характерны свои закономерности пространственного развития резервуаров и взаимосвязь с нефтематеринской толщей (баженовской свитой).

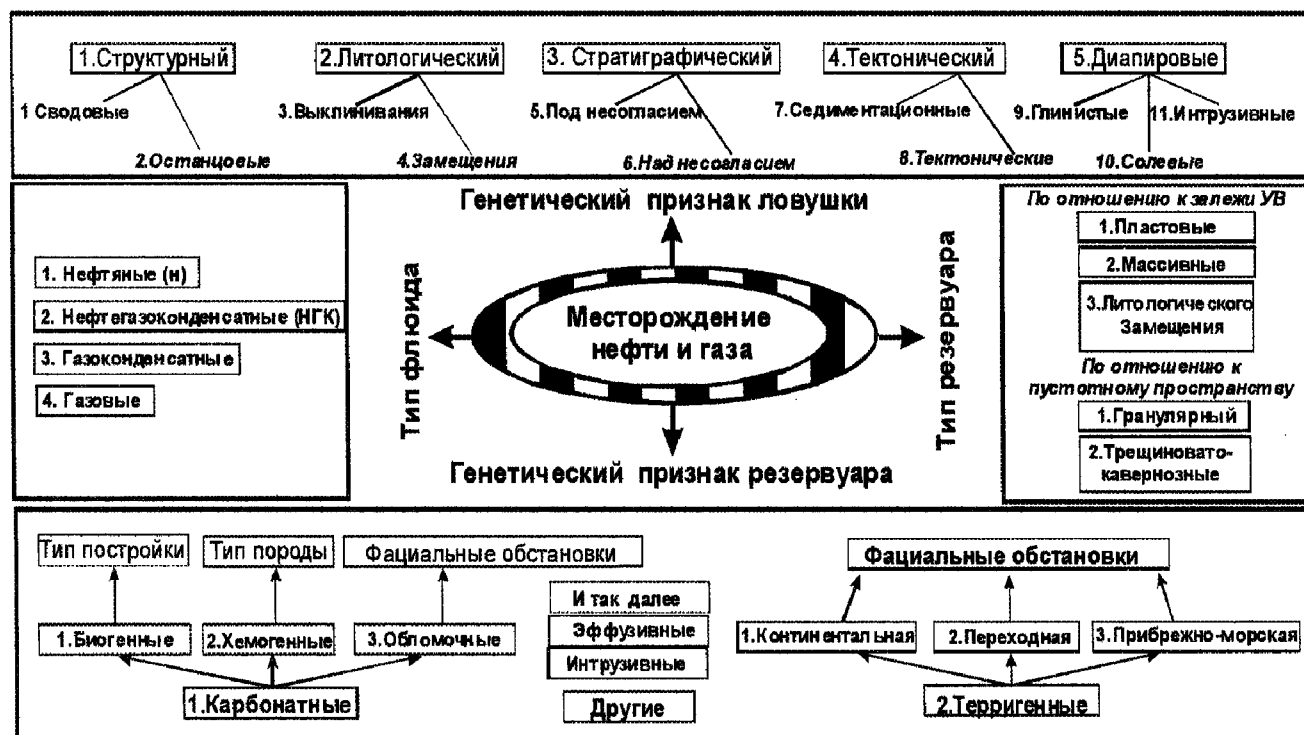


Рис. 2.9. Генетическая классификация ловушек нефти и газа

Менее перспективный для формирования и размещения НАЛ - подугольный комплекс с высокой пространственной выдержанностью пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>, образованных, в основном, песчаниками покровного типа. Прогнозируемые НАЛ подугольного подкомплекса в основном располагаются в пограничных районах перехода прибрежно-морских осадков в мелководно-морские отложения нижневасюганской подсвиты. Первая зона протягивается в меридиональном направлении, занимая центральную часть Нюрольской мегавпадины и восточный борт Колтогорского мезопрогиба, вторая - охватывает восточную и северную части Пудинского мезоподнятия, восточный склон Средневасюганского мегавала, Александровского свода.

Особый интерес представляет юго-восточная периклиналь Каймысовского свода, где на ряде площадей (Моисеевская, Карасёвская, Северо-Карасёвская, Мелимовская) отмечается замещение пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> низкопроницаемыми песчаными разностями, формирование которых происходило, вероятно, в условиях приливно-отливной равнины. Периферийные части этой области перспективны на поиск залежей в ловушках неантиклинального типа в отложениях подугольной толщи. Подтверждением тому могут служить открытие структурно-литологических ловушек на Моисеевской, Павловской, Тагайской, Крапивинской структурах, где скопления нефти связаны русловыми промоинами приливно-отливной зоны (Карасёвская, Моисеевская площадь), дельтовыми комплексами (Крапивинская, Западно-Моисеевская, Двуреченская площади), береговыми песками и барами (Тагайская, Павловская площади).

Поиски неантиклинальных ловушек в междугольной толще и наунакской свите связаны с отложениями континентальной группы, где скопления углеводородов приурочены к руслам рек, незначительным дельтам и береговым пескам озёрных водоёмов. Перспективы междугольной толщи территориально ограничены областью её развития, к которой относятся: юго-восточная часть Нюрольской мегавпадины, Пудинское мезоподнятия, Средневасюганский мегавал, Александровский и Нижневартов-

ский свода, восточный борт Колтогорского мезопргиба. В отложениях наунакской свиты неантиклинальные ловушки могут быть выявлены на Парабельском мегавыступе в Усть-Тымской мегавпадине, Бакчарской мезовпадине.

Наиболее оптимистические перспективы поиска неантиклинальных ловушек в надугольной толще, где значительная литологическая изменчивость продуктивных пластов по латерали в совокупности с широким развитием фронтальных экранов литологического и стратиграфического типов предопределяют благоприятные условия для аккумуляции значительных запасов УВ в ловушках сложнопостроенного типа.

В отложениях морской группы фаций перспективы поиска залежей нефти и газа связаны с барями дальней зоны. Возможные участки формирования этих песчаных тел - бортовые и центральные участки мегавпадин и мегапргибов, где они могут быть приурочены либо к морфоструктурным барьерам типа Игольского куполовидного поднятия, либо флексурным перегибам, осложняющим рельеф морского дна. Целенаправленный поиск таких песчаных образований должен быть связан с детальным анализом временных разрезов ОГТ, направленным на изучение особенностей строения надугольной толщи в целом и локальных изменений мощности георгиевской свиты в частности. Эталонном для исследований баров дальней зоны может служить Игольско-Таловое поднятие, в пределах которого возможно открытие ряда НАЛ.

В прибрежно-морской группе фаций, поисковыми объектами залежей УВ являются трансгрессивные береговые пески, барьерные и вдольбереговые бары.

Трансгрессивные береговые пески, в силу своей малой толщины (Хвойная, Чворовая, Ломовая - пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), с одной стороны экономически нецелесообразны для разработки, с другой - прогнозирование зон их распространения при помощи данных сейсморазведки практически невозможно.

Более успешным может быть прогноз развития баровых отложений. В соответствии с проведённой сейсмогеологической интерпретацией разрезов ОГТ в пределах Каймысовского свода, зона формирования таких песчаников охватывает практически всю периферию свода, где она локализована в виде извилистой полосы субмеридионального простирания восточнее Моисеевского, Карасёвского, Соломбальского поднятий. В промежутке от Моисеевской до Соломбальской площадей конфигурация развития коллектора способствует выделению ряда «заливообразных» ловушек, а в пределах структурного «носа», северо-восточнее Соломбальского поднятия возможно формирование ловушек «kozyрькового» типа. Аналогичные ловушки прогнозируются в районе Восточно-Моисеевской структуры и к западу от Павловской и Восточно-Павловской площадей.

На Средневасюганском мегавалу залежи нефти «kozyрькового» типа ожидаются к югу от Южно-Колотушной и к северо-востоку от Речной структур, на юго-западной периклинали мегавала. «Заливообразные» ловушки возможны северо-восточнее Пуглалымского поднятия, западнее Пологой и восточнее Мыльджинской структур.

В пределах Усть-Тымской мегавпадины, перспективными на поиски НАЛ в баровых песчаниках являются юго-восточная периферия Эмторского поднятия и западный склон Траверской структуры. По геологическим предпосылкам скопления углеводородов в ловушках сложнопостроенного типа могут быть выявлены на юго-восточной периклинали Вартовского и юго-восточной периферии Никольского куполовидных поднятий.

В восточной части Нижневартовского свода нефтегазопроисковые объекты НАЛ сосредоточены в пределах его восточного склона, а также на западном борту Кедровского к.п.

В качестве эталона для изучения вдольбереговых баров можно выделить зону, охватывающую Южно-Колотушное, Колотушное, Пуглалымское и Пологое поднятия (Средневасюганский мегавал).

Поисковыми объектами приливо-отливной равнины, являются песчаные осадки русловых промоин. Незначительная ширина коллектора и его извилистая форма значительно затрудняют выявление скоплений углеводородов в этих отложениях. Более успешно этот процесс решается в случае комплексного подхода к интерпретации данных глубокого бурения и сейсморазведки. Территория, в пределах которой возможно развитие приливо-отливных каналов, обширна, так как этот комплекс осадков присутствует в разрезах надугольной толщи всей исследуемой территории. На склоновых погружениях и бортовых участках положительных и отрицательных структур первого порядка выявление залежей нефти и газа в этих отложениях можно осуществлять совместно с проведением поисково-разведочных работ в баровых песчаниках. В гипсометрически погруженных зонах мегавпадин и присводовых областях положительных структур первого порядка коллектора приливо-отливных каналов являются самостоятельными поисковыми объектами на нефть и газ.

Эталоном для анализа особенностей строения русловых промоин может служить пласт

Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Игольско-Талового месторождения, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на Карасёвской и Северо-Карасёвской структурах.

В отложениях дельтового комплекса формирование залежей нефти и газа возможно как в рукавообразных песчаниках дельтовых протоков, так и покровных коллекторах аванделът. Учитывая местоположение развития дельтовых комплексов в осадках верхней юры наличие скоплений УВ в этих отложениях можно ожидать в пределах юго-восточной части Нюрольской мегавпадины (район Урманской, Нижнетабаганской, Широкой, Герасимовской, Калиновой, Пономарёвской, Западно-Останинской, Южно-Табаганской структур), северной периклинали Александровского свода (район Вахской группы поднятий, Северной, Горстовой, Поисковой структур), северо-восточного склона Нижневартовского свода (Стрежевская, Звёздная площади).

Эталоном для изучения дельтовых отложений может служить Вахская группа поднятий, юго-восточная часть Нюрольской впадины (Калиновое, Герасимовское, Нижнетабаганское, Северо-Калиновое поднятия), юго-западный склон Каймысовского свода (Крапивинская, Западно-Моисеевская, Двуреченская структуры).

Для залежей структурно-стратиграфического типа перспективная область их открытия приурочена к центральным, наиболее гипсометрически приподнятым, зонам положительных структур первого порядка, где отмечается частичная (Лонтынь-Яхская площадь) или полная (Средневасюганская, Чебачья площади) денудация отложений надугольной толщи. К таким участкам можно отнести: южную периклинали Нововасюганского куполовидного поднятия (Каймысовский свод), центральную часть Тевризского к.п. и восточную часть Мыльджинского вала (Средневасюганский мегавал), южную периклинали Советско-Соснинского куполовидного поднятия (Нижневартовский свод), центральную часть Криволуцкого вала (Александровский свод).

Эталонами залежи структурно-стратиграфического типа может служить Лонтынь-Яхская, Чебачья, Средневасюганская площади.

### 2.3.2 Залежи нефти в отложениях дельтового комплекса (Крапивинское месторождение, пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>)

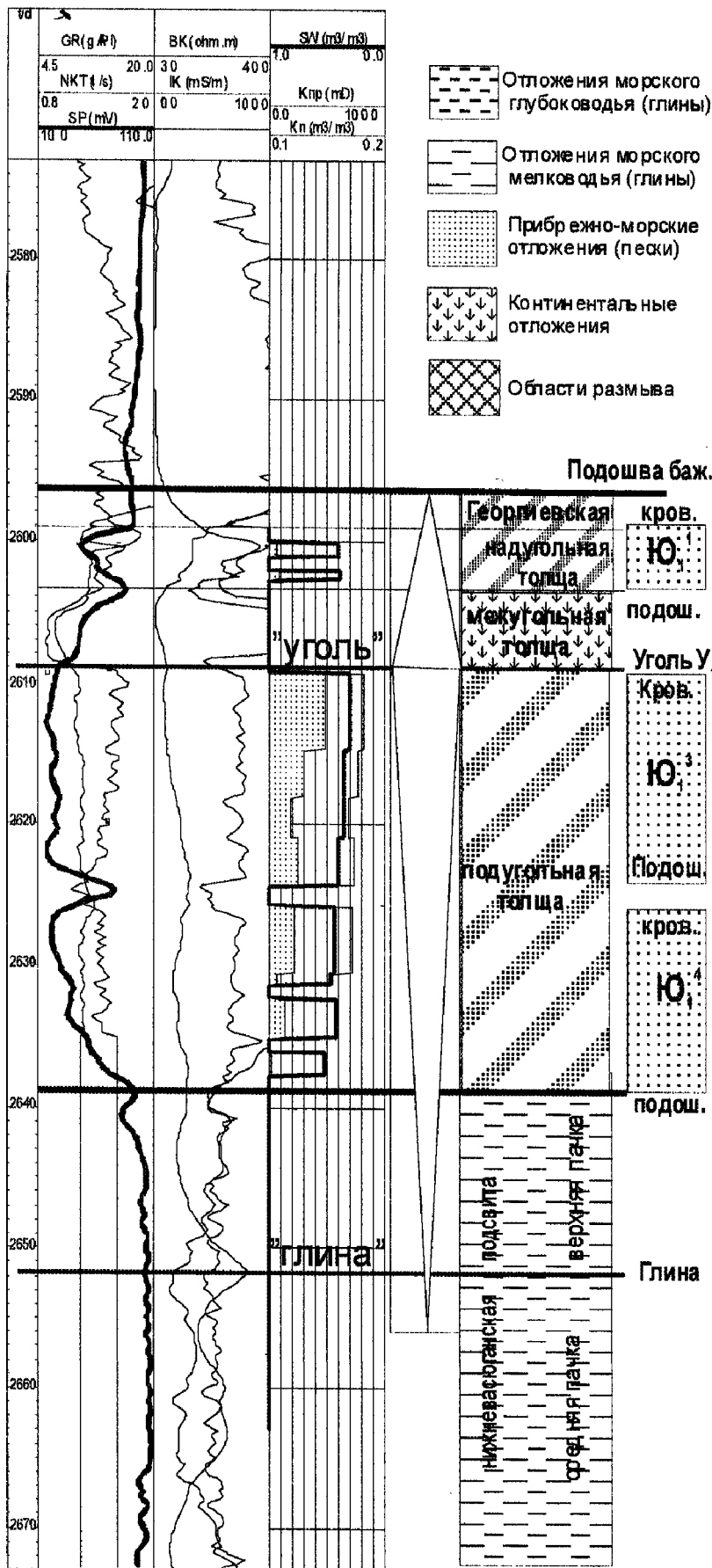
Нефтегазоносность Крапивинской площади связана с верхнеюрскими отложениями васюганской свиты (рис. 2.10). В разрезе баженовской свиты толщиной 20-30 м отмечаются прослои кремнистых и известковистых разностей, ленточные прослои известняков и включения фауны с фосфатными конкрециями. Георгиевскую свиту составляют темно-серые, серые глины с включением фауны. Толщина свиты в пределах площади не превышает первых метров. Васюганская свита по особенностям литологического строения делится на преимущественно глинистую нижневасюганскую подсвиту и три осадочных пачки песчано-глинистого горизонта Ю<sub>1</sub> (рис. 2.10 а): подугольную – прибрежно-морскую, регрессивную с пластами Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>; межугольную – прибрежно-континентальную, трансгрессивно-регрессивную, преимущественно глинистую; надугольную – прибрежно-морскую, трансгрессивную с пластом Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Детальное изучение кернового материала позволило достаточно надёжно стратифицировать продуктивную часть разреза месторождения. Песчаный пласты Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> подугольной толщи имеют соответственно келловей-оксфордский и нижнеоксфордский возраст. Межугольная толща по времени формирования соответствует среднему оксфорду, а песчаный пласт надугольной толщи можно индексировать как Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Подстилающим реперным горизонтом анализируемого интервала разреза служит средняя пачка глин нижневасюганской подсвиты, хорошо выделяемая по высоким значениям индукционного каротажа. Кровельная граница этой пачки принята за маркирующий горизонт «глина». В качестве других реперных границ приняты прослои углей и углистых глин «уголь У<sub>1</sub>», залегающие в кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. Они хорошо интерпретируются по данным гамма и нейтронного каротажей. За маркирующий горизонт кровли изучаемого интервала принята подошва баженовской свиты, граница которой однозначно выделяется по комплексу каротажных диаграмм (КС, ГК, НГК, НКТ и др.).

Основная продуктивность на месторождении связана с песчаниками подугольной толщи, где сосредоточено 80% извлекаемых запасов нефти.

**а) Промыслово-геофизическая характеристика продуктивной части разреза (скв.124).**



**б) Макропалеогеография формации отложений верхней юры.**

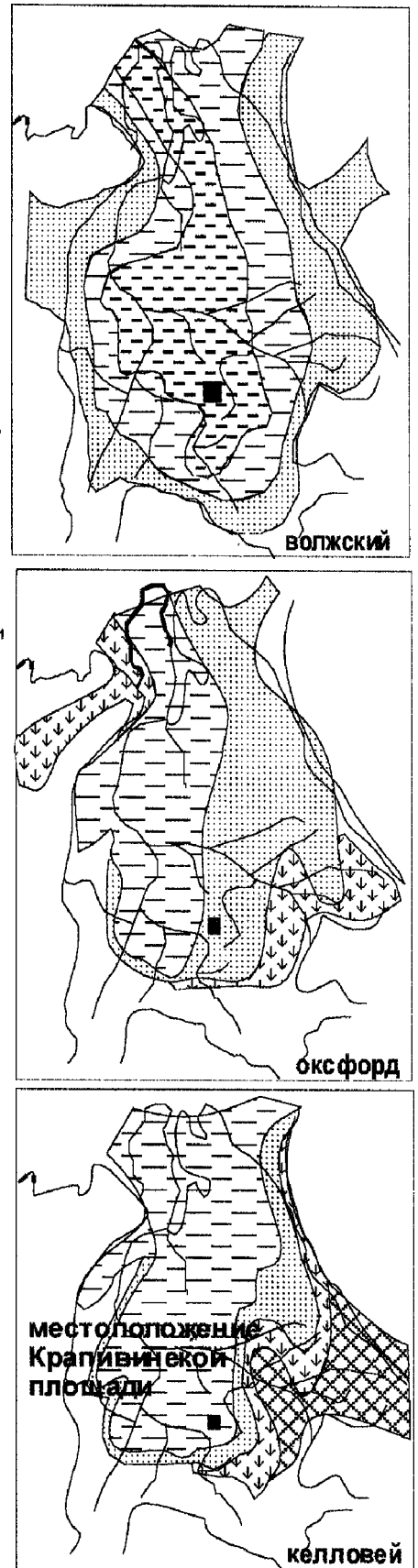


Рис. 2.10. Объект изучения и характеристика реперных горизонтов по комплексу ГИС



## Структурно-палеотектонический анализ

В соответствии с существующей схемой распределения отражающих сейсмических горизонтов платформенного чехла ЗСП, к подошве отложений баженовской свиты приурочен региональный сейсмический горизонт Па.

Согласно данным сейсморазведки 3D, Крапивинское поднятие по подошве баженовской свиты представляет собой изометричную структуру «звездчатой» формы с размерами 30x20 км. Оно объединяет серию более мелких локальных поднятий, не оконтуренных единой изогипсой (рис. 2.11а). Анализ временных разрезов ОГТ позволил наиболее уверенно выявить два тектонических нарушения, имеющих северо-восточную ориентировку и приуроченных к градиентным зонам структурной поверхности.

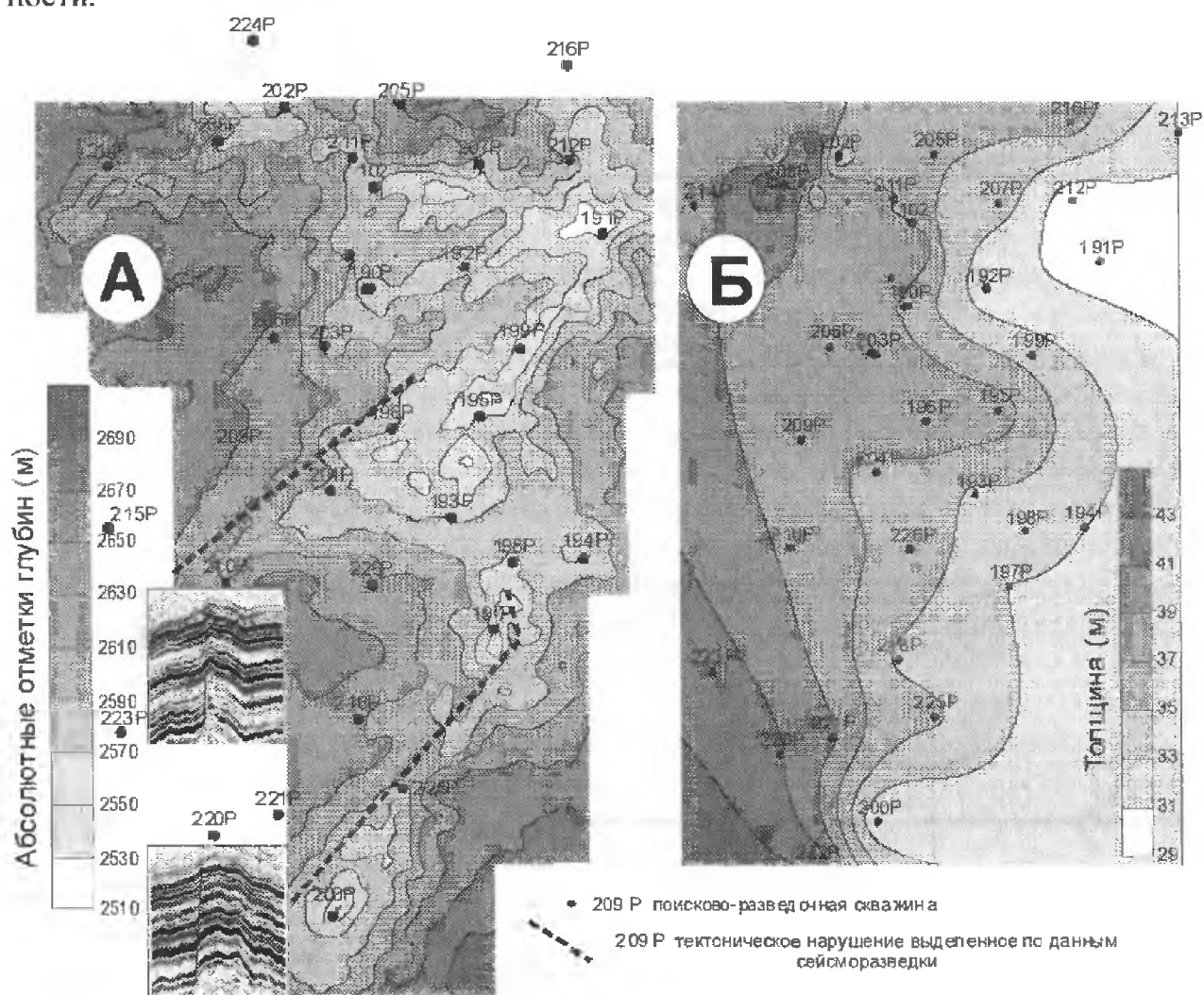
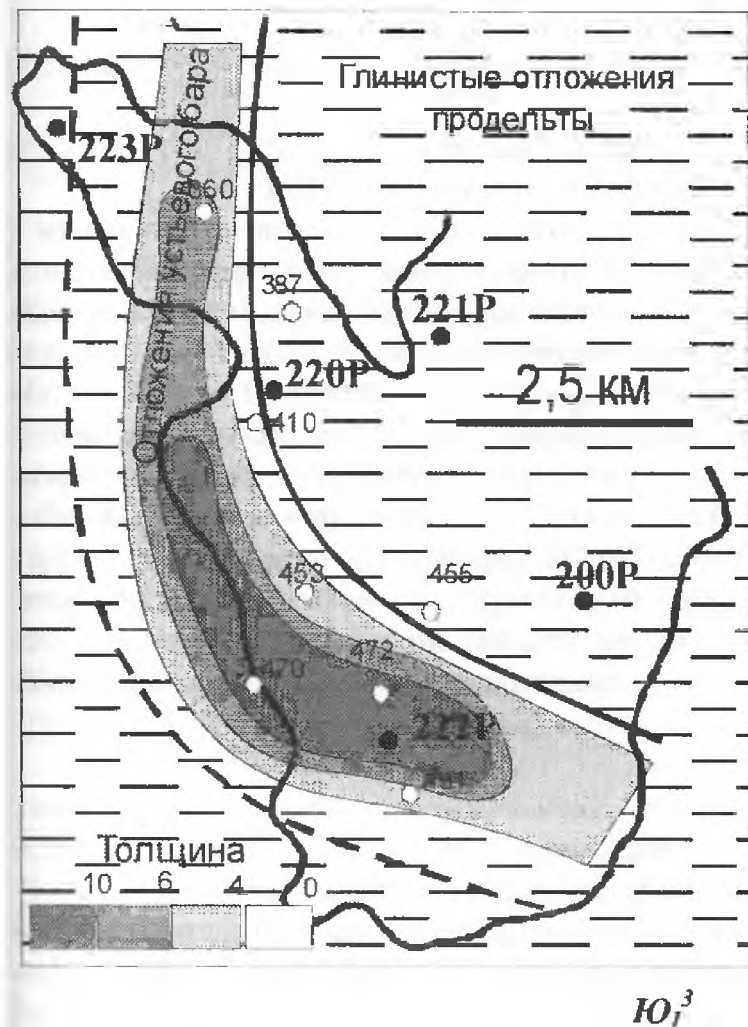


Рис. 2.11. Структурная карта Крапивинского поднятия по горизонту Па (подошва баженовской свиты) – (а), карта изопахит интервала «глина - подошва  $U_1$ » - (б)

Построенная карта изопахит между поверхностями выравнивания – глинистая пачка нижневасюганской подсвиты («глина») и подошва угольного пласта  $U_1$  свидетельствует о северо-западном тренде седиментации, что отражается в наращивании толщин анализируемой пачки с 29 до 44 м. Это согласуется с общей палеогеографической схемой келловей-нижнего оксфорда, в соответствии с которой регрессия морского бассейна отмечается в этом же направлении (рис. 2.10б). Аналогичные тенденции изменения мощности отмечаются и по продуктивному пласту  $Ю_1^3$ , толщина которого с 14 метров на востоке увеличивается до 24 м на западе. Кроме того, в юго-западной периклинали поднятия отмечается прогнутая зона северо-западной ориентировки. К ней приурочен пласт  $Ю_1^4$  подугольной толщи, выявленный разведочными и эксплуа-

тационными скважинами в виде узкого, ограниченного по площади песчаного «рукава» (рис. 2.12). Пласт, толщиной до 10 и более метров, керном не охарактеризован. Он имеет воронковидную форму кривой ПС, свойственную отложениям устьевых баров и с эрозионным контактом врзается в мелководно-морские глины нижневасюганской подситы, что характерно для устьевых баров крупных дельтовых каналов регрессирующего морского побережья. От пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> он отделён глинистым прослоем толщиной 1,5-2 метра.



для устьевых баров крупных дельтовых каналов регрессирующего морского побережья. От пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> он отделён глинистым прослоем толщиной 1,5-2 метра.

Формирование этой зоны возможно связано с наличием в фундаменте грабен-рифтовой зоны – Чекинского прогиба, разграничивающего Верхнедемьянский мегаантиклинорий и Верхневасюганский антиклинорий.

Рис. 2.12 Литолого-фациальная карта формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> Крапивинского месторождения

*Выделение литотипов и литофаций в составе пласта*

К общей характеристике пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> можно отнести следующее: по своей granulometric structure он относится как к песчаникам регрессивного типа, где отмечается закономерное увеличение зернистости обломочного материала от подошвы пласта к его кровле, так и потоковым фациям, для которых свойственна однородная зернистость в объёме коллектора. Пласт имеет покровный характер развития и прослеживается на обширной территории юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Особенности литологического строения и фильтрационно-емкостной неоднородности пласта, изученные по результатам поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, позволяют выделить в пределах Крапивинского поднятия **четыре литотипа разреза** (рис. 2.13).

Для **первого литотипа** разреза характерна следующая последовательность фильтрационной неоднородности коллектора по разрезу: высокопроницаемая (сотни и тысячи миллиарда) песчаная пачка выделяется в кровле пласта; среднепроницаемая (единицы и первые десятки миллиарда) песчаная пачка характерна для средней части пласта; низкопроницаемая (менее одного миллиарда) песчаная пачка свойственна нижней части пласта.

Форма кривой ПС каротажа для данного типа разреза имеет воронкообразный вид.

В первом литотипе, в зависимости от изменения коллекторских свойств в кровельной части пласта, выделяется три подтипа разреза: *подтип 1а* - величина прони-

цаемости кровельной части пласта составляет сотни и первые тысячи  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, дебиты нефти на 8мм штуцере достигали 230 м<sup>3</sup>/сут.; *подтип 1б* – величина проницаемости кровельной части пласта изменяется от десятков до сотен  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, дебиты нефти в скважинах на 8мм штуцере изменяются в пределах от 56 до 95 м<sup>3</sup>/сут.; *подтип 1в* – проницаемость кровельной части пласта снижается до первых десятков  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, дебиты нефти в разведочных скважинах изменяются в пределах от 4,6 (штуцер 2,4 мм) до 7,6 (штуцер 3,2 мм) м<sup>3</sup>/сут.

В песчаниках первого литотипа разреза по литологическим особенностям строения (О.А. Чернова, 2003г.), можно выделить четыре литофации.

*Литофация мелкозернистых, горизонтально – и косослоистых песчаников и алевритов* характеризует подошвенную часть разреза пласта всех выделяемых подтипов первого литотипа разреза (рис. 2.14). Значения проницаемости пачки не превышают одного  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Для песчано-алевритовых отложений характерно наличие крупных растительных остатков, отмечается присутствие глинистой гальки. В текстурном отношении песчаникам свойственна параллельная, слабонаклонная и мелко-волнистая слоистость, рябь течений, деформационные текстуры, текстуры биотурбации и послойная пиритизация осадка. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,17-0,13, медианный размер (Md) – 0,06 – 0,08, коэффициент сортировки (S<sub>0</sub>) – 1,6 – 1,3. Из аутигенных минералов преобладает гидрослюда, пирит, отмечается каолинит, сидерит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова (рис. 2.15) формирование осадка происходило в условиях мелководного шельфа.

*Литофация средне-мелкозернистого, среднесцементированного, массивного, градационно- и горизонтальнослоистого песчаника с послойным нефтенасыщением* выделяется в средней части пласта всех выделяемых подтипов разреза (см. рис. 2.14). Отложения литофации характеризуются частым чередованием прослоев, пониженной (от 0,1 до 1  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) и повышенной (первые десятки  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) проницаемости. Неоднородность фильтрационной характеристики коллектора отражается в его послойном нефтенасыщении. Цемент чаще вторичный, поровый, гидрослюдисто-каолинитовый. Отмечаются следы жизнедеятельности донных животных. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,3-0,14, медианный размер (Md) – 0,16 – 0,09, коэффициент сортировки (S<sub>0</sub>) – 1,3 – 1,2. Из аутигенных минералов преобладает каолинит, отмечается гидрослюда, пирит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова формирование осадка происходило в прибрежной зоне при участии вдольбереговых течений.

*Литофация крупно-средне-мелкозернистых, слабо и среднесцементированных, массивных песчаников* выделяется в кровельной части разреза подтипа 1б (рис. 2.14). Толщина пачки составляет 1-8 метров. Проницаемость песчаников изменяется от десятков до первых сотен  $\cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Очень редко присутствуют тонкие нитевидные углесто-глинистые прослойки. Отмечается регенерация кварца и каолинизация песчаника на стадии катагенеза. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,4-0,5, медианный размер (Md) – 0,19 – 0,11, коэффициент сортировки (S<sub>0</sub>) – 1,3. Из аутигенных минералов преобладает каолинит, отмечается гидрослюда, редко сидерит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова формирование осадка происходило в условиях пляжа и мелководной зоны при участии сильных вдольбереговых течений.

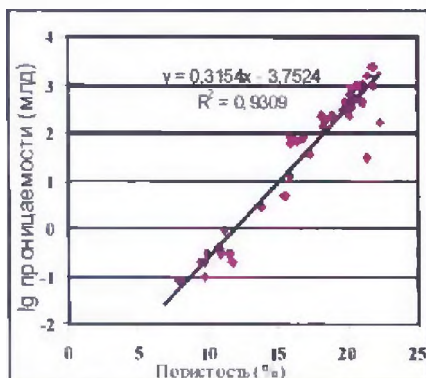
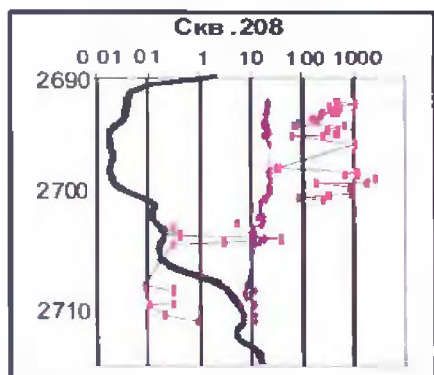
*Литофация крупно-среднезернистого, массивного, слабосцементированного песчаника* выделяется в кровельной части разреза подтипа 1а (рис. 2.14). Её толщина

изменяется от 1 до 10 м. Значения проницаемости достигают от 170 до  $2500 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , при значениях открытой пористости 17-22%. Песчаники имеют хорошую сортировку и преимущественно кварцевый состав (до 55-60%) обломочного материала. Отмечается интенсивная регенерация кварца и каолинизация песчаника на стадии катагенеза. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,6-0,4, медианный размер (Md) – 0,2 – 0,17, коэффициент сортировки ( $S_0$ ) – 1,39. Из аутигенных минералов преобладает каолинит, отмечается гидрослюда. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова формирование осадка происходило в условиях пляжа при участии сильных вдольбереговых течений.

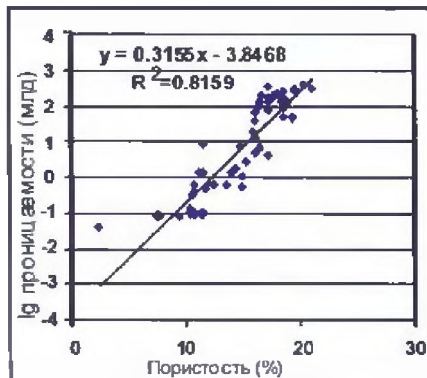
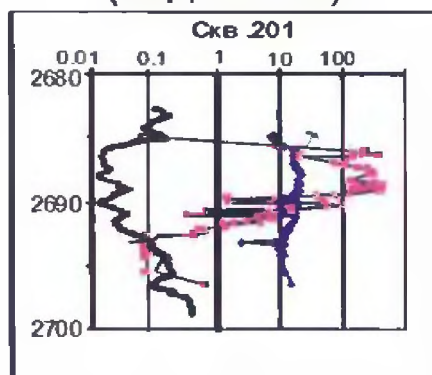
**Второму литотипу** разреза свойственно более однородное распределение фильтрационно-емкостных характеристик. Значения проницаемости здесь изменяются в пределах  $10-100 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ , дебиты нефти в разведочных скважинах составляют от 26 (при Ндин. -847м) до 50 (штуцер 8 мм)  $\text{м}^3/\text{сут}$ . Форма кривой ПС каротажа имеет блоковый вид. Разрезы выделяемого литотипа слагает *литофация массивных, неясно либо горизонтальнослоистых, мелкозернистых слабоглинистых песчаников и алевролитов* (рис. 2.14). Отмечаются следы жизнедеятельности животных. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,38-0,2, медианный размер (Md) – 0,15 – 0,1, коэффициент сортировки ( $S_0$ ) – 1,4 - 1,3, из аутигенных минералов отмечаются каолинит, гидрослюда. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова формирование осадка связано с микрофациями пляжей больших равнинных рек, золотой переработкой речных осадков, с фацией направленных течений.



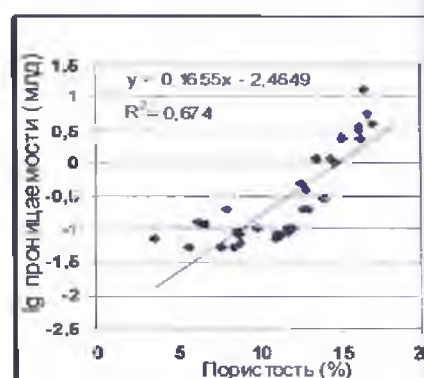
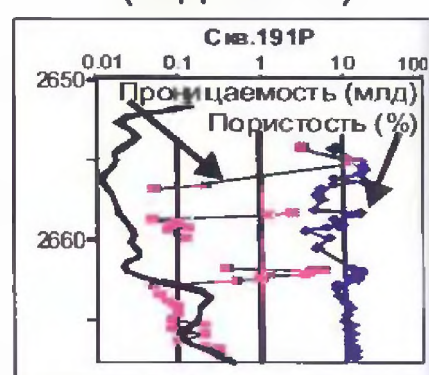
Литотип 1  
(подтип 1а)



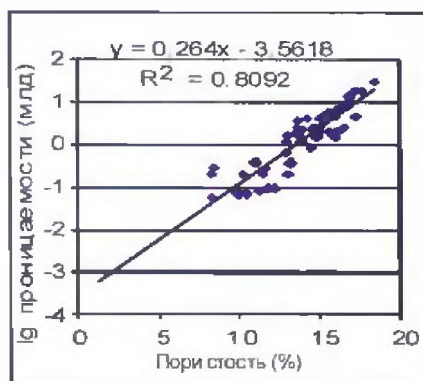
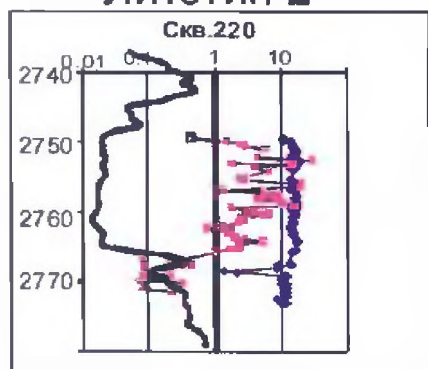
Литотип 1  
(подтип 1б)



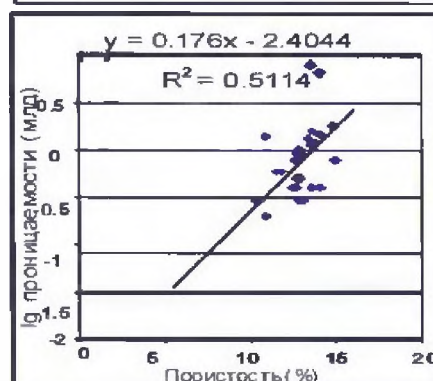
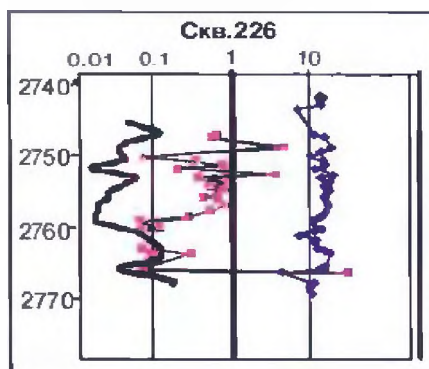
Литотип 1  
(подтип 1в)



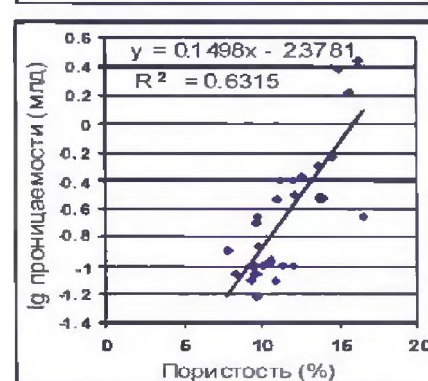
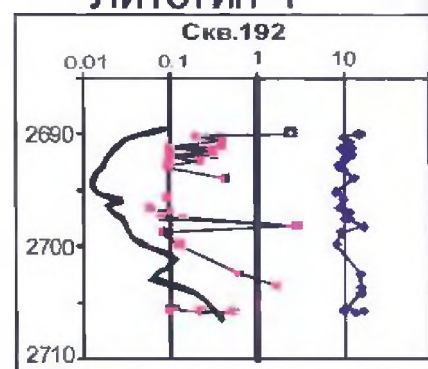
Литотип 2



Литотип 3

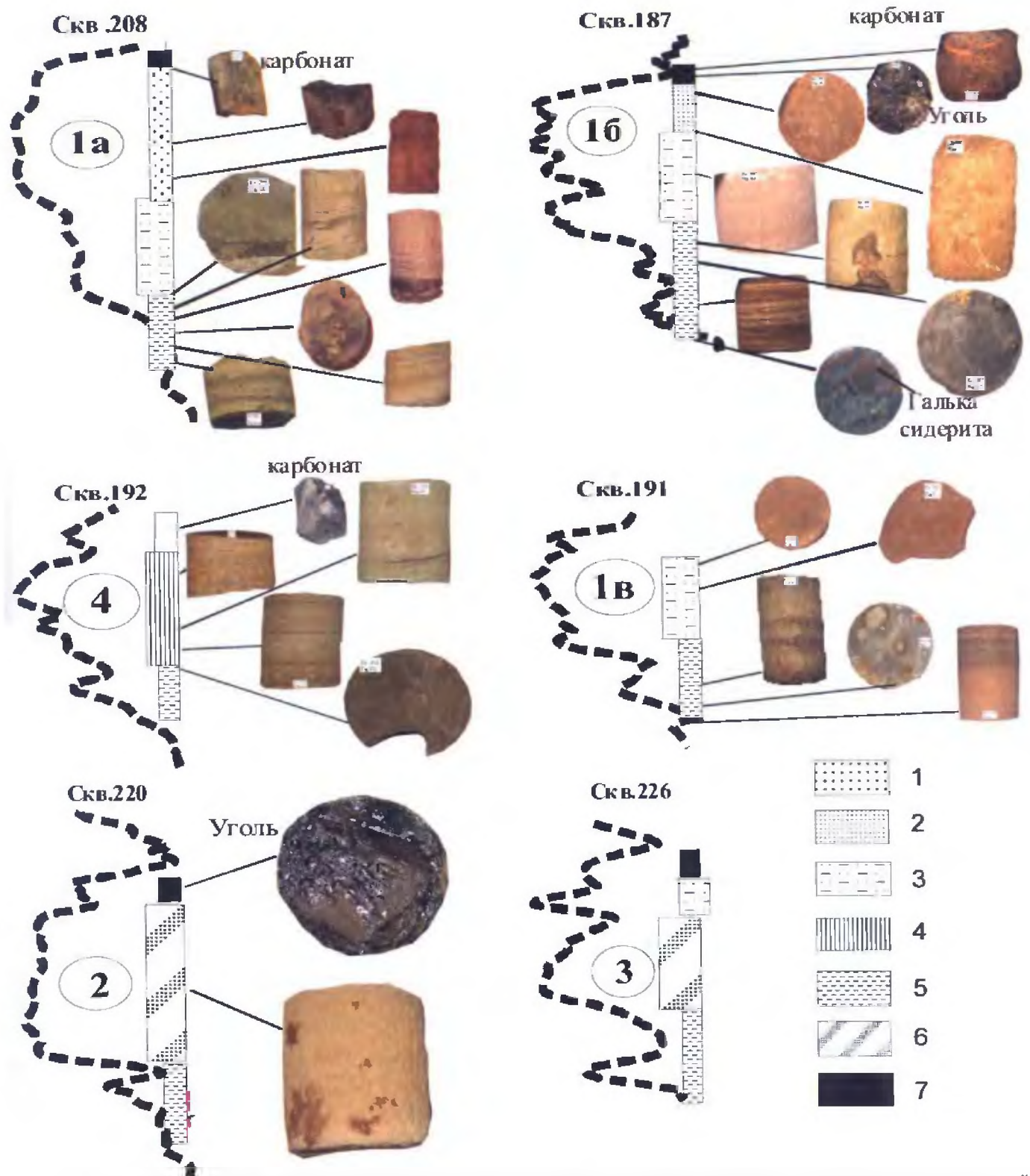


Литотип 4



Литотип 1 –отложения прибрежного барового комплекса  
Литотип 2 –отложения потоковой фации (дельтовый канал)  
Литотип 3 –отложения переходной зоны (барово-русловые)  
Литотип 4 –баровые низкопроницаемые осадки

Рис. 2.13. Типы разрезов фильтрационно-емкостной неоднородности пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения



- 1-крупно-среднезернистые, слабоцементированные, массивные песчаники (отложения пляжей);
- 2-крупно-средне-мелкозернистые, слабо и среднецементированные, массивные песчаники (отложения пляжей);
- 3-средне-мелкозернистые, среднецементированные, массивные, градационно и горизонтальнослоистые песчаники (авандельта пассивной стадии и выдвигения);
- 4-мелкозернистые, горизонтально и косослоистый, глинистые песчаники и алевролиты (фронт дельты активной стадии выдвигения);
- 5-переслаивание алевролитов и глин (продельта);
- 6-массивные, неясно либо горизонтальнослоистые, мелкозернистые, слабоглинистые песчаники и алевролиты (дельтовые протоки);
- 7-темно-серые, чёрные глинистые карбонаты, угли и углистые глины (отложения маршей и пресноводных озёр)

Рис. 2.14 Литолого-петрофизическая характеристика типов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинской площади



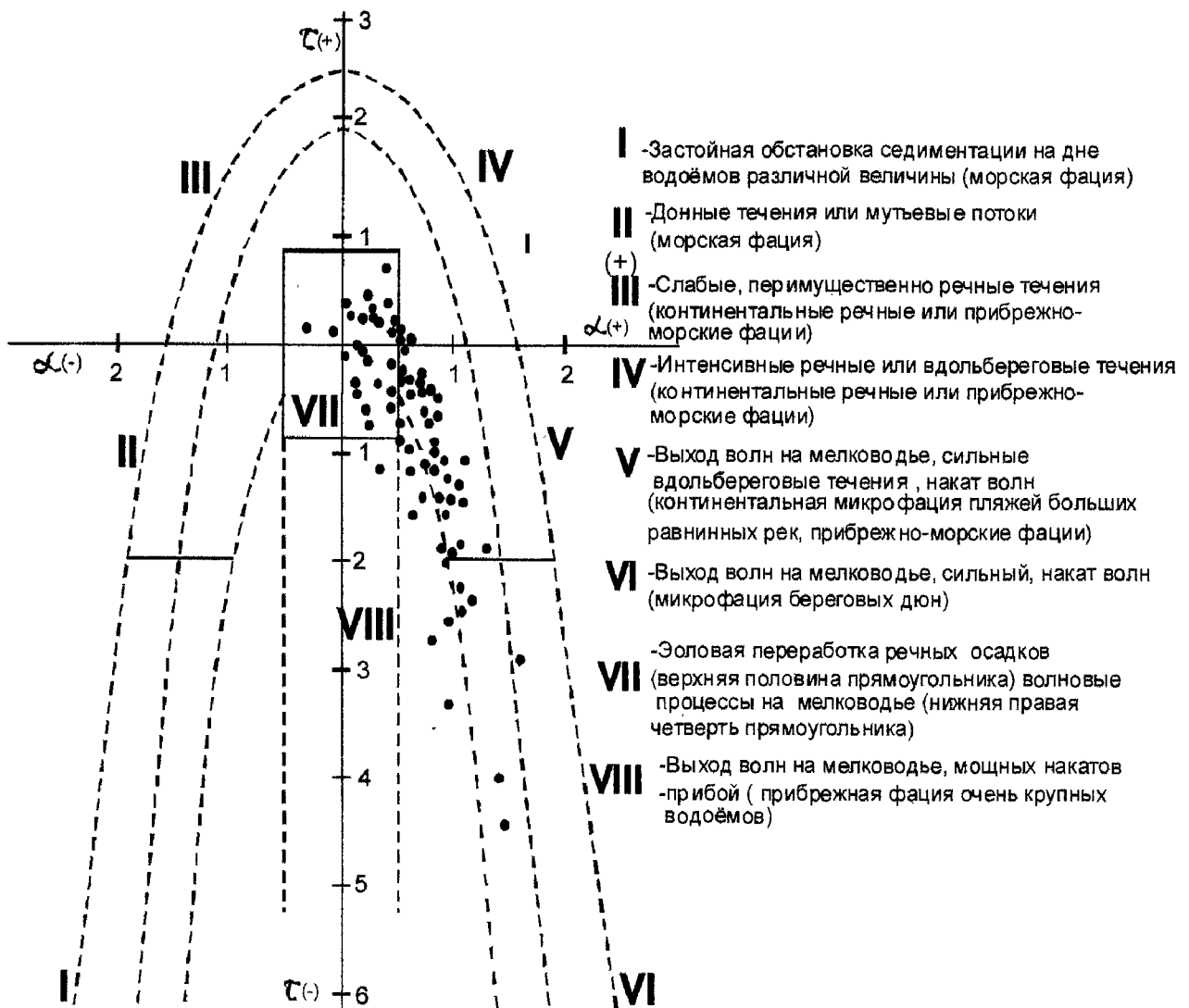


Рис. 2.15. Динамогенетическая диаграмма для песчаников и алевролитов пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения (Г.Е. Перозио)

**В третьем литотипе** значения проницаемости пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> изменяются в пределах от 1-2 до  $10 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ . Участки повышенной проницаемости могут быть приурочены как к кровельной (скв. 225, 197), так и подошвенной (скв. 218) частям пласта, что отражается в сложнопостроенной форме кривой ПС. Дебиты нефти в скважинах на 3 мм штуцере составляют 3,6 – 3,2 м<sup>3</sup>/сут.

Осадки третьего литотипа (рис. 2.14) в нижней части разреза представлены литофацией массивных, неясно либо горизонтальнослоистых, мелкозернистых слабоглинистых песчаников, а в верхней - средне-мелкозернистыми, среднесцементированными, массивными, градационно- и горизонтальнослоистыми песчаниками. Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,3-0,16, медианный размер (Md) – 0,11 – 0,06, коэффициент сортировки (S<sub>0</sub>) – 1,4 -1,2. Из аутигенных минералов преобладает гидрослюда, каолинит, пирит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова формирование осадка происходило в условиях морского мелководья при участии направленных течений.

**Для четвертого литотипа** разреза (рис. 2.13) значения проницаемости по пласту в целом не превышают  $1-2 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  и лишь в редких случаях отмечаются единичные прослои со значениями проницаемости первых десятков и даже сотни миллиарды. При испытании скважин на значительных депрессиях получены непромышленные притоки нефти, нефти и пластовой воды, либо пластовая вода. Так, в скважине 192 на динамическом уровне – 1087м получена плёнка нефти и 0,29 м<sup>3</sup>/сут. пластовой

воды. Форма кривой ПС каротажа пласта характеризуется воронкообразным видом. Отложения четвертого литотипа разреза (рис. 2.14) можно отнести к *литофаши мелкозернистых, горизонтально и косослоистых глинистых песчаников и алевролитов*. Отмечается присутствие растительного детрита, следы жизнедеятельности морских организмов.

Максимальный размер зерен песчаников (С) – 0,3-0,16, медианный размер (Md) – 0,11 – 0,09, коэффициент сортировки ( $S_0$ ) – 1,3 -1,2. Из аутигенных минералов преобладает гидрослюда, сидерит, пирит. Цемент глинистый. По данным генетических диаграмм Р. Пассега и Г.Ф. Рожкова формирование осадка происходило в условиях морского мелководья при участии вдольбереговых течений.

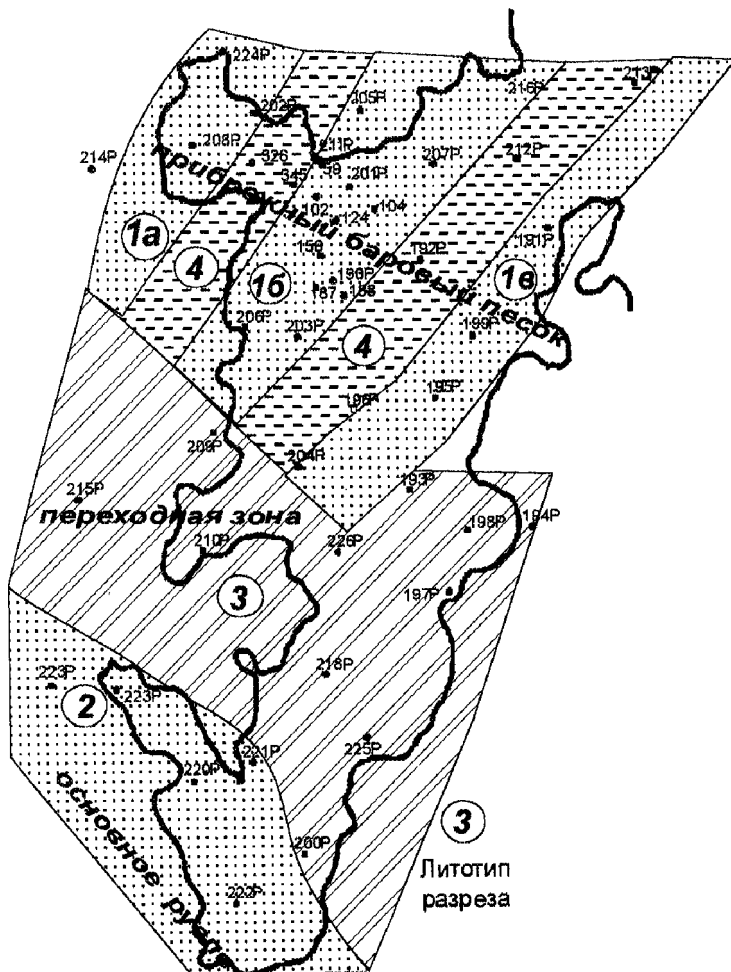
Рассматривая территориальную приуроченность вышеописанных фильтрационных литотипов разреза можно отметить, что первый и четвертый литотипы выявлены в северной части Крапивинского поднятия, второй характерен южным и юго-западным районам, третий - центральной и восточной частям площади (рис. 2.16). Для северной части месторождения свойственно чередование подтипов первого и четвертого литотипов разреза.

Рассматривая пространственные особенности развития выделенных литотипов следует отметить, что первому и четвертому литотипам свойственна северо-восточная, а третьему и второму - северо-западная ориентировки. Наблюдаемое распределение литотипов можно связать с блоковой неоднородностью фундамента (см. рис. 3.6). Наличие Чекинского прогиба, как тектонического элемента унаследованного прогибания, предопределило формирование второго и третьего, а блок Верхневасюганского антиклинория - первого литотипов разреза.

Учитывая, что фильтрационно-литологическая неоднородность песчаных тел связана с

условиями их формирования, проведены работы по подбору седиментационной модели формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на основе литологического изучения осадочного разреза и представлений об общей палеогеографической обстановке осадконакопления на момент формирования как самого пласта, так и толщ подстилающих и перекрывающих его.

Рис. 2.16 Районирование территории Крапивинского месторождения по литотипам разреза



рошо согласуется со строением резервуара Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> на Крапивинской площади, может

свидетельствовать о его принадлежности либо к регрессивным песчаникам (см. рис. 1.9), либо дельтовому комплексу (см. рис. 1.7). По особенностям строения песчаников эти две обстановки трудно различимы и одним из критериев для их разделения может служить наличие элементов внутриформационных перерывов, характерных для отложений дельтового комплекса.

Как показывают исследования кернового материала: прослой, содержащие включения гальки и окатышей аргиллитов, выявленных в скважинах 187, 156, 102, 200, 203 и присутствие в керне галечных образований; наличие в керне крупных растительных остатков, пирита; характерная слоистость выделенных литофаций, - даёт основание связывать накопление пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения с дельтовой обстановкой. На переходный (дельтовый) характер строения коллектора указывает фациальная интерпретация песчаников по генетическим диаграммам Р. Пассега и Г. Рожкова. в скв.220, согласно которой формирование коллектора было связано как с русловыми, так и с прибрежно-морскими отложениями. Не противоречит этому и блоковый вид каротажных кривых ПС в скв.222, 220, 221, 223, свойственный потоковым фациям и воронковидный в скважинах северной части месторождения характерный для баровых и прибрежно-морских регрессивных песчаников.

В соответствии с фациальной интерпретацией ГИС (см. рис. 1.7) дельтовых отложений, блоковая и колоколовидная формы кривой ПС (разрезы второго литотипа) связаны с осадками дельтовых протоков и каналов. Воронковидная форма кривой ПС (разрезы первого и четвёртого литотипов) свойственна устьевым и морским барам, сложнопостроенная форма кривой ПС (третий литотип разреза) характерна для переходо-дельтовых отложений.

Тип прогнозируемой палеodelты может быть определён исходя как из общей палеогеографии территории в целом, так и палеогеоморфологии Крапивинского поднятия на момент формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

По данным палеогеографических реконструкций (см. рис. 2.10), в келловее и оксфорде на исследуемой территории преобладал мелководно-морской (келловей) и прибрежно-морской (оксфорд) режимы осадконакопления [68]. Обширная площадь келловейского морского бассейна, (1,5 млн. км<sup>2</sup>) обусловила довольно активную волноприбойную деятельность морского побережья [68-стр. 232], а регрессивный характер направленности тектонического процесса способствовал широкому развитию речных систем и поступлению значительных объёмов грубообломочного материала в осадочный бассейн.

Всё это должно было отразиться на типе строения оксфордских дельтовых систем. В соответствии с проведёнными исследованиями по строению дельтовых комплексов, учитывающими форму приёмного бассейна, его глубину, гидродинамическую активность морского побережья, представления о режиме речных потоков [103, 105], дельты подугольной толщи могли относиться к серповидному типу, либо промежуточному, серповидно-лопастному (см. рис. 1.8). К наиболее изученным дельтам этого типа относятся дельты рек Сан-Франсиску, Роны (волновые процессы) и Меконга (приливно-волновые процессы).

На рис. 2.17 приведено сопоставление сводного стратиграфического разреза дельтового комплекса р. Сан-Франсиску и разрез пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения на примере скважины 156. Представленные разрезы похожи как по последовательности переслаивания осадочных пачек, так и особенностям их литологического состава. В целом фронт выбранного типа дельты включает систему пляжевых валов, развитых параллельно береговой линии (рис. 2.18). Продвижение береговой линии осуществляется за счёт наращивания валов в сторону моря, вследствие перемещения устьевого бара, приуроченного к головной части руслового потока дельты.

С учётом выделенных типов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, их предварительной фациальной интерпретации по данным литологического описания и изучения кернового материала, область развития системы пляжевых валов (баров) соответствует северной и частично центральной частям Крапивинской площади (скв. 203, 195, 214, 213 и др.). Зона развития значительного по размерам дельтового рукава локализована, вероятно, в юго-западной части поднятия (скв.220,223, 222), а переходная зона расположена между двумя вышеназванными (рис. 2.19).

Исходя из седиментационной модели, формирование пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> северной части Крапивинского месторождения можно связывать с комплексом баровых построек регрессирующего моря (рис. 2.19).

Внутреннее строение подобных резервуаров хорошо изучено на примере нижнемеловых песчаников Северной Америки и изложено в работах Ч.Э.Б Конибира и Р.Ч Селли [65, 112]. Так, на месторождении Пембино (Северная Америка) регрессивный меловой песчаный покров представлен сообществом чешуйчато прилегающих баровых песков, в которые фрагментарно врезаны пески руслового заполнения.

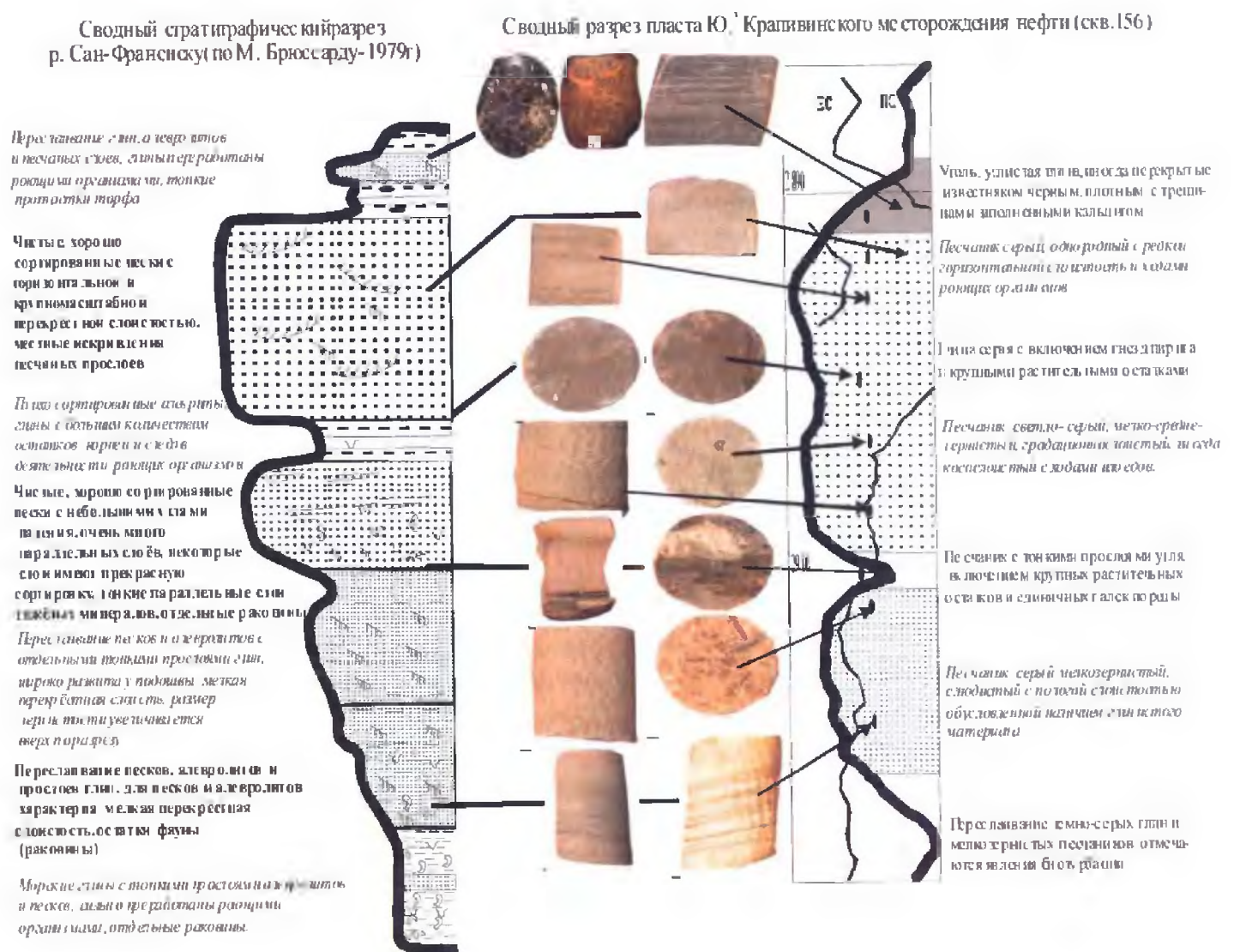


Рис.2.17. Сравнительная характеристика разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Крапивинского месторождения со сводным разрезом дельты серповидного типа

Деструктивная (серповидная) дельта, контролируемая волновыми процессами по Х. Редингу (р. Сан-Франсиску, Рона).

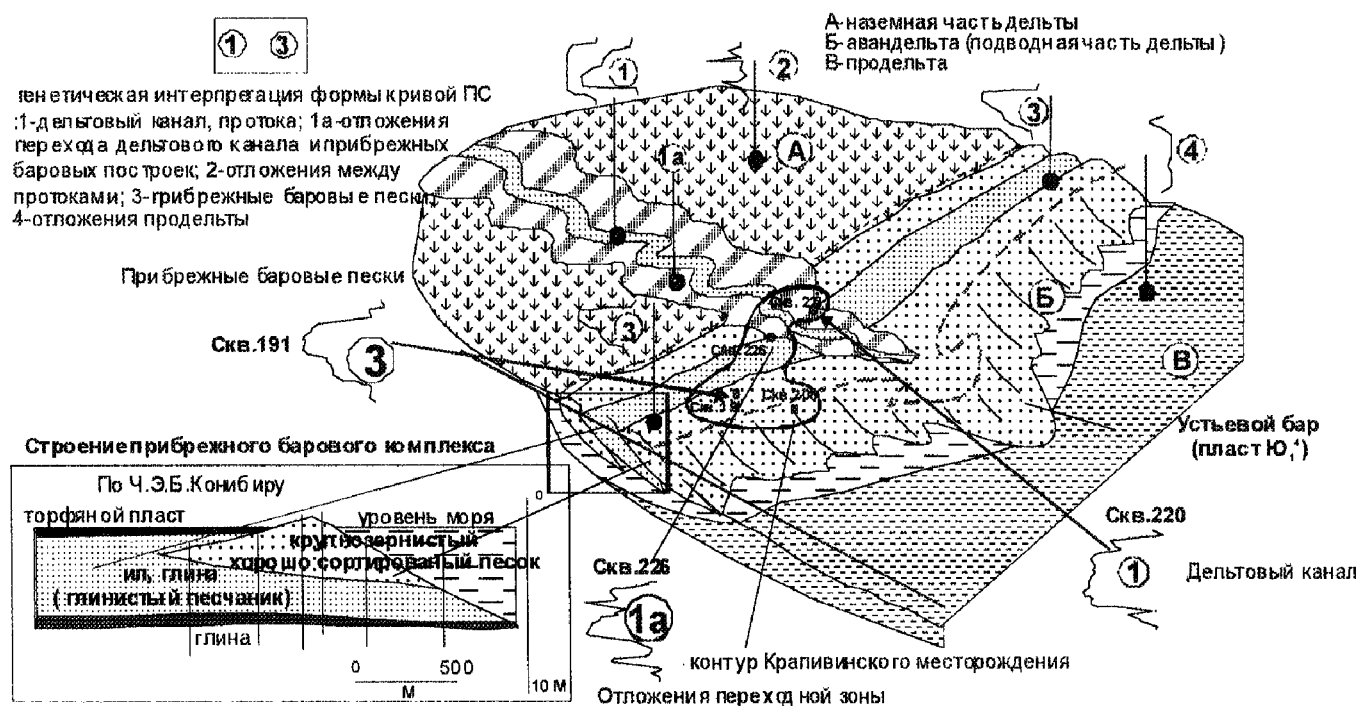


Рис. 2.18. Сопоставление седиментационной обстановки пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения с фациальной обстановкой серповидной дельты

Плоскости наложения отдельных баровых построек могут быть выражены присутствием в разрезе глинистых прослоев, зон вторичной карбонатизации и внутриформационными перерывами. Однако в ряде случаев по данным каротажа они практически не выделяются и могут быть выявлены только при детальном изучении кернового материала.

Достаточно образно чередование высокопроницаемых и низкопроницаемых коллекторов при формировании регрессивных осадочных серий описал Р.Ч. Селли на примере меловых песчаников Скалистых гор [112]. Он пишет: «Имея форму покровов, эти песчаники хорошо и однозначно интерпретируются. Однако отыскать участки с хорошими коллекторскими свойствами не так просто. За счёт глинистого матрикса значения пористости и проницаемости коллектора низкие. Оптимальные свойства отмечаются в кровле пласта на участках, где повышенная пористость обусловлена значительным снижением в песчанике глинистого материала вследствие высокой степени его сортировки в мощных песчаных бенчах. Поскольку последние встречаются в виде узких полос шириной около 3-5 км, локализовать их не всегда просто, и даже когда они найдены, нелегко установить их региональный тренд».



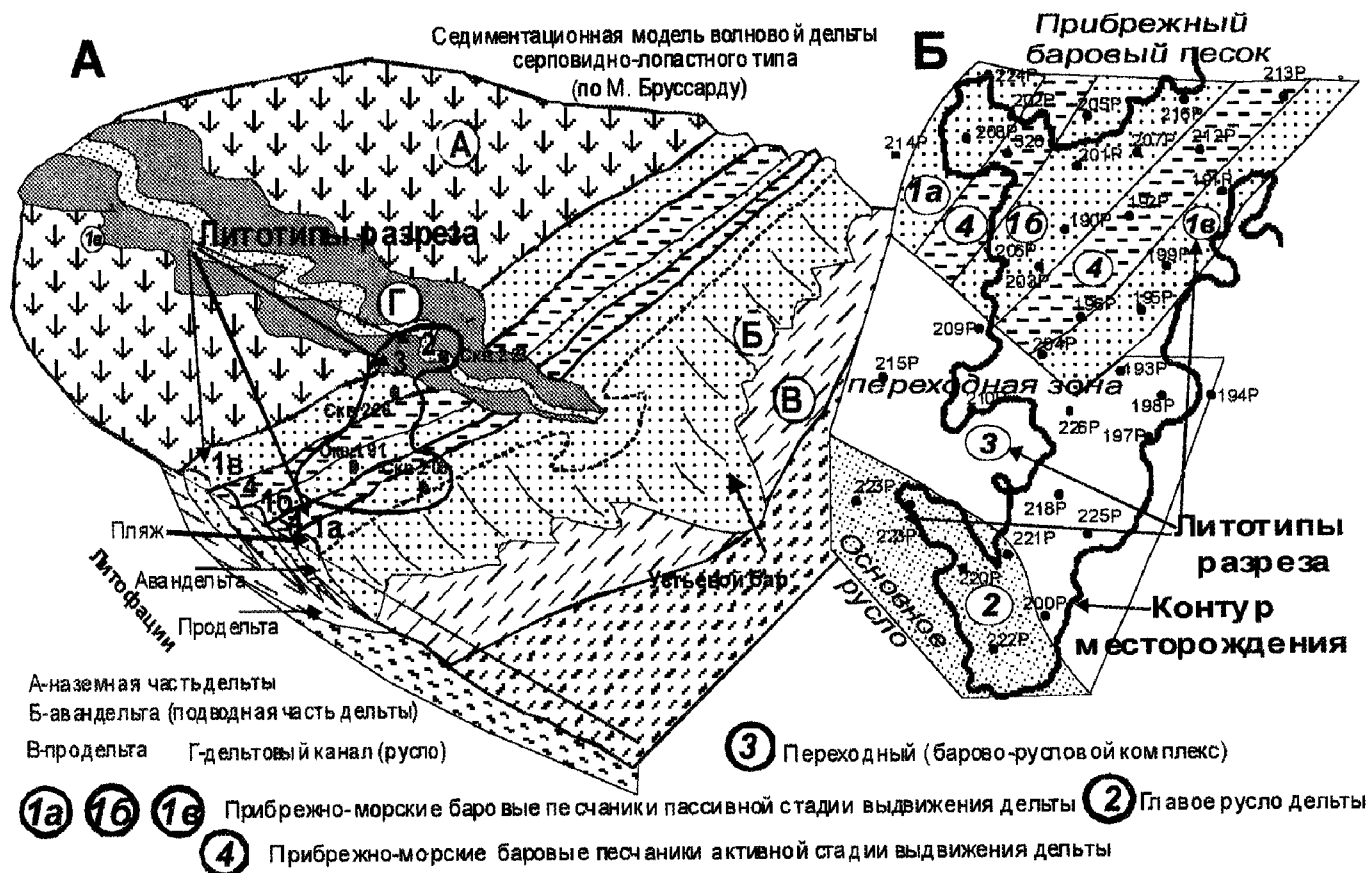


Рис. 2.19. Сопоставление литолого-фациальной (А) и седиментационной (Б) моделей Крапивинского месторождения

Приведённая цитата хорошо согласуется с особенностью строения пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в северной части Крапивинского месторождения, где на фоне «чешуйчатого» прилегания баровых построек отмечается чередование разрезов первого (высокопроницаемого) и четвёртого (низкопроницаемого) типов. Формирование такой последовательности связано с неравномерной скоростью продвижения береговой зоны. Ч.Э.Б. Конибир так объясняет это: «В периоды седиментации, когда скорость осадконакопления достаточно высокая, у береговой линии накапливается преимущественно тонкозернистый материал.

Это проявляется в быстром росте в сторону моря береговых песчано-алевритовых равнин. В периоды, когда скорость осадконакопления намного ниже, отлагающийся материал вдоль береговой линии перемывается под действием течений и волновой деятельности. Ил выносится и из оставшегося песка образуется пляж (см. рис. 2.18). Развитие береговых валов определяется периодичностью накопления осадков у берега. Наступает время, когда скорость седиментации увеличивается настолько, что она подавляет процессы вымывания, приводящие к сортировке песка и его накоплению» [65].

Наиболее сходные по геологическим особенностям строения Крапивинскому месторождению – залежи нефти и газа в меловых и каменноугольных песчаниках на месторождениях Бербанк, Сейсфорд, Гамельтон-Лейк, Саскачеван и др. Так, на месторождении Бербанк промышленная нефтеносность связана с рядом песчаных тел позднекарбонического возраста, которые образуют четыре параллельных и дугообразных зоны. Песчаные тела, составляющие центральную и северную зоны, расположены эшелонировано. Они образуют пояс, наиболее мощная и более продуктивная часть которого имеет ширину 5 км и длину - 25 км. Толщина отдельных песчаников достигает 30 м и более. Сложены они хорошо отсортированными зёрнами, в которых обнаруживается переход от тонких разностей в более мощной части тела до очень тонких

на его периферии. Пористость и проницаемость песчаных тел, слагающих коллектор, определяется трендом осадконакопления. Они выше там, где толщина пласта увеличена, т.е. в осевой части каждого песчаного тела. В связи с этим наблюдается *неравномерное насыщение песчаников углеводородами по площади месторождения*.

В южной и юго-западной части Крапивинской структуры прогнозируется крупная дельтовая протока, которая и являлась поставщиком терригенного материала в оксфордский морской бассейн.

О наличии крупного дельтового канала свидетельствует блоковая форма кривой ПС в скважинах 222, 221, 223, 220 и более однородная фильтрационная структура коллектора, что является характерным признаком русловых фаций дельтовых комплексов.

Значительное количество железистого цемента (до 9%) по ряду образцов керна также может указывать на присутствие речной системы. По данным Л. Б. Рухина [109] выпадение гидроокислов железа коллоидной формы из потоков, несущих терригенный материал, происходит при смешивании пресных и морских вод. Не противоречит этому и образование маломощных, локально развитых линз тёмно-серых, чёрных карбонатов и углистых глин в кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, формирование которых происходило в мелководных водоёмах с переменной солёностью [14]. Наблюдаемая массивная, неясная либо горизонтальная слоистость песчаников также характерна для русловых отложений дельтовых систем.

Местоположение русла рассматриваемой дельтовой системы контролировалось Чекинским прогибом - тектоническим элементом унаследованного прогибания. Его пространственное развитие способствовало транспортировке грубообломочного кварцевого материала с верхнеюрских останцовых возвышенностей, какими являлись гранитные Межовский срединный массив и остовы южной части Верхнедемьянского мегавала, в пределы Крапивинского поднятия. Это отразилось в слабой окатанности кварцевых зёрен обломочного материала.

Наличие русла объясняет и генезис формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> подугольной толщи. Образование этого линейно вытянутого песчаного тела с баровой характеристикой кривой ПС (см. рис. 2.12) можно связывать с устьевым баром русловой системы, который отлагался в области накопления глин продельты. Последовательное перемещение дельтового комплекса в западном направлении при регрессии морского побережья способствовало захоронению отложений устьевого бара (пласт Ю<sub>1</sub><sup>4</sup>) осадками авандельты (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>).

Примеры описания литологических особенностей строения дельт серповидного и серповидно-лопастного типа [14] позволяют провести фациальную интерпретацию выделенных литофаций пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>.

*Литофация мелкозернистых, горизонтально и косослоистых глинистых песчаников и алевролитов* – отложения фронта дельты активной стадии выдвигения (четвёртый литотип разреза).

*Литофация средне-мелкозернистого, среднесцементированного, массивного, градационно- и горизонтальнослоистого песчаника* – баровые отложения фронта дельты пассивной стадии выдвигения (средняя часть пласта в разрезах первого литотипа).

*Литофация крупно-средне-мелкозернистых, слабо и среднесцементированных, массивных песчаников* – отложения пляжей (пляжевые фации баровых построек в разрезе подтипа 1б, первого литотипа).

*Литофация крупно-среднезернистого, массивного, слабосцементированного песчаника* - отложения пляжей (пляжевые фации баровых построек в разрезе подтипа 1а, первого литотипа).

*Литофация массивных, неясно либо горизонтальнослоистых, мелкозернистых слабоглинистых песчаников и алевролитов* – отложения дельтового канала (второй литотип разреза).

*Литофация массивных, неясно либо горизонтальнослоистых, мелкозернистых слабоглинистых песчаников* в подошве пласта и *средне-мелкозернистых, среднесцементированных, массивных, градационно- и горизонтальнослоистых песчаников* в его кровле – переходно-дельтовые отложения (разрезы третьего литотипа)

*Литофация мелкозернистых, горизонтально и косослоистых песчаников и алевролитов* – отложения проделты (присутствуют в подошве пласта разрезов всех литотипов).

На рис. 2.20, 2.21, 2.22 представлены корреляционные схемы, характеризующие строение пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в области развития основного русла дельты и его перехода в песчаные постройки вдольбереговых баров.

Как следует из приведённых примеров, если отложения русла дельты характеризуются устойчивостью типа разреза (рис. 2.20), то в переходной области отмечается клиновидное переслаивание песчаников руслового и дельтового генезиса (рис. 2.21). В зоне развития комплекса баровых построек (рис. 2.22) в северо-западном направлении отмечается последовательная смена литотипов разреза активной и пассивной стадий выдвижения дельты.

В соответствии с предлагаемой седиментационной моделью, нефтегазонасность пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского поднятия можно разделить на три зоны нефтегазонасности: береговых баровых песчаников, для которой свойственно чередование по площади полосовидных участков улучшенных (литотипы разреза 1а, 1б и 1в) и ухудшенных (литотип разреза 4) коллекторов, имеющих сложную конфигурацию линии литологического замещения; русла дельты (литотип 2), где прогнозируется устойчивый по площади коллектор и как следствие этого - более простой тип залежи нефти; переходной зоны (литотип 3) обусловлена характером переслаивания фациально разнородных песчаных тел и их гидродинамической связью с нефтяными полями первых двух зон;

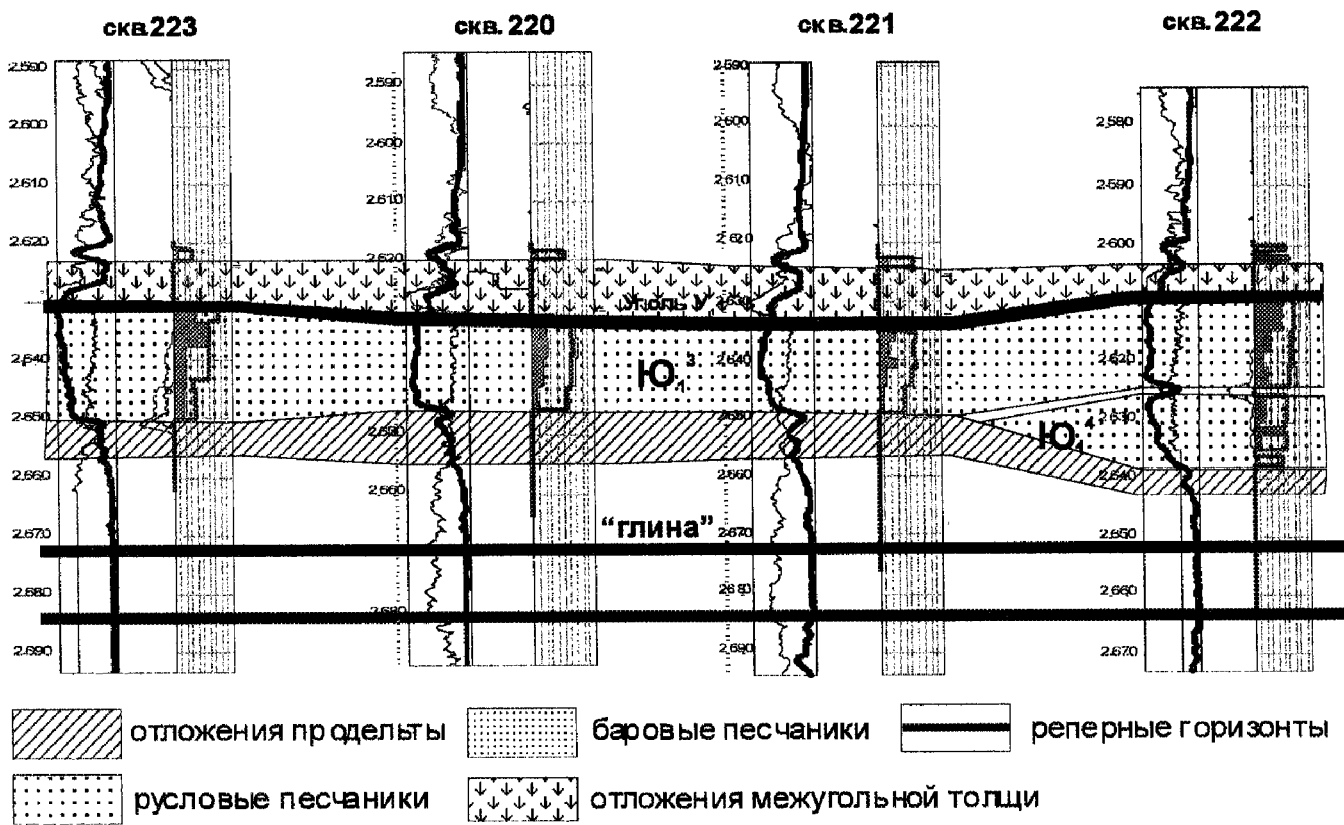


Рис. 2.20. Схема корреляции пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения (юго-запад - крупный дельтовый канал и восток - отложения переходной зоны)

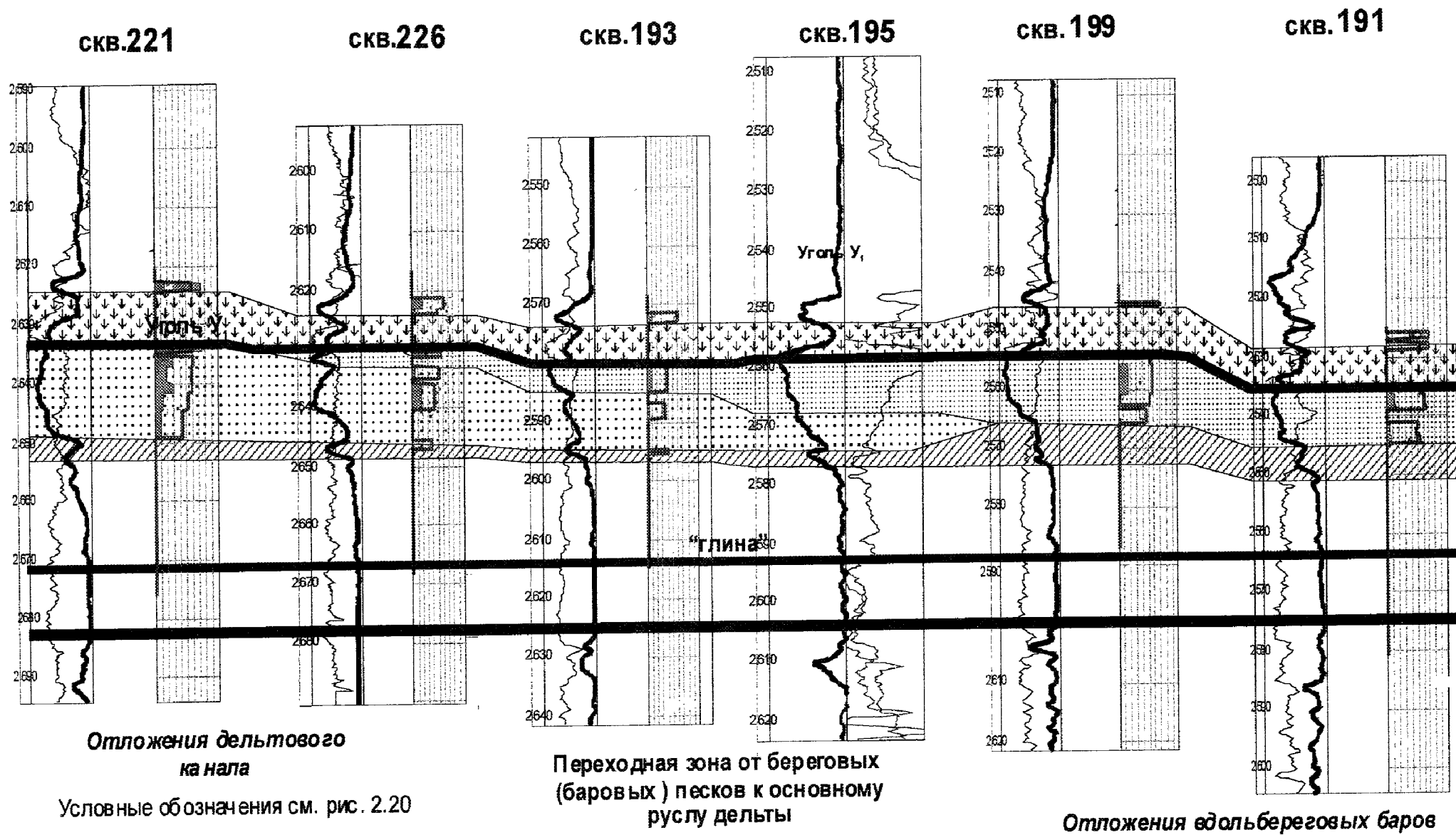


Рис. 2.21 Схема корреляции пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> центральной и юго-восточной частей Крапивинского месторождения (песчаные отложения переходной зоны).



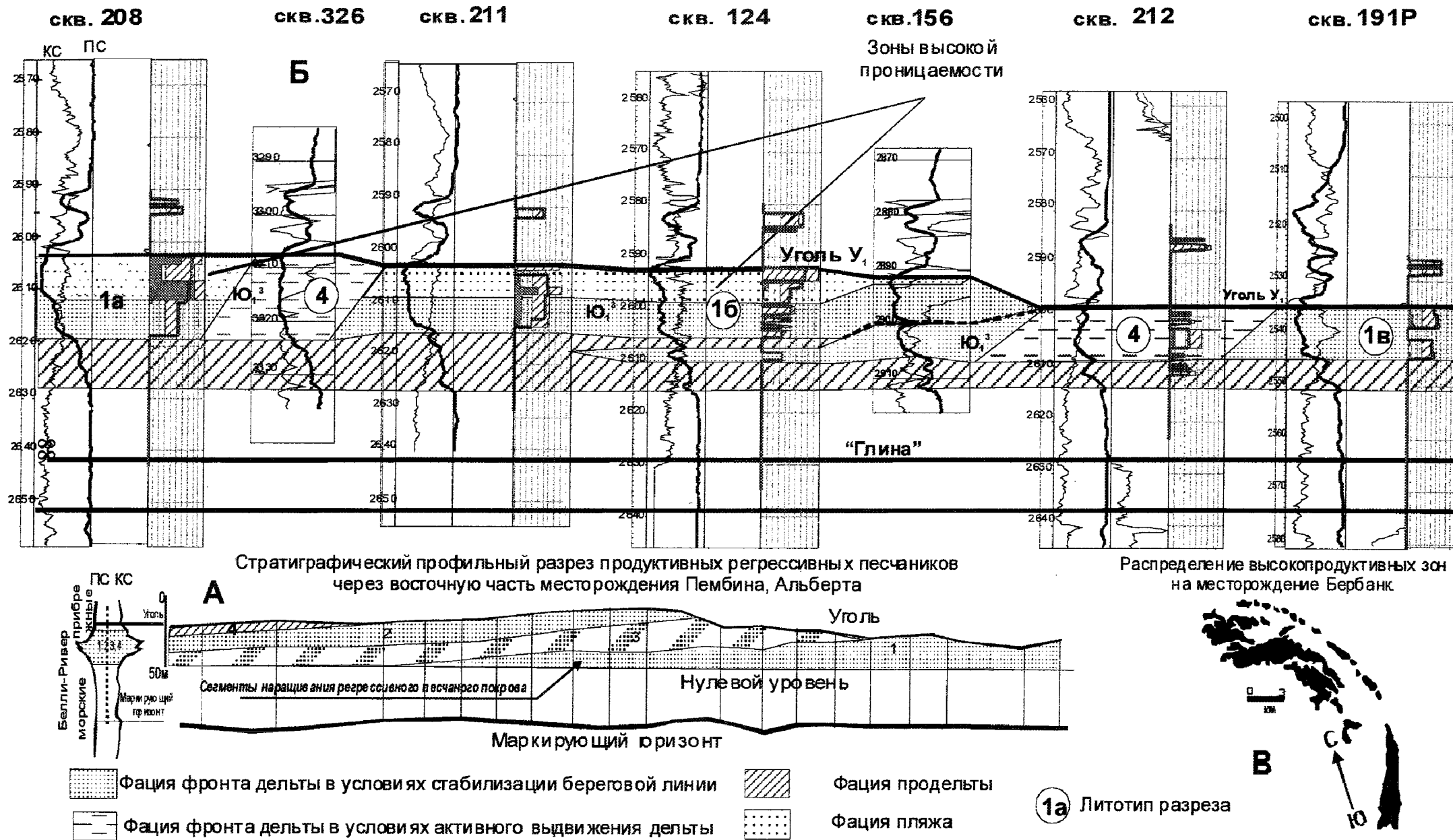


Рис. 2.22 Схема корреляции пласта Ю<sub>3</sub> северной части Крапивинского месторождения (область развития вдоль береговых песчаных баров).

### *Корректировка зон фациальной неоднородности коллектора с учётом сейсмогеологической интерпретации временных разрезов ОГТ*

В процессе формирования сейсмогеологической модели конфигурация выделенных литотипов разрезов пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> была уточнена.

Наличие качественной аналогии построенной литолого-фациальной модели со значением сейсмического параметра мгновенных фаз на временном срезе кровля пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>+20 мс, позволило провести пространственную переинтерпретацию зон выделенных литотипов разреза.

Так, наличие полосовидных зон пониженных значений параметра мгновенных фаз (рис. 2.23), связанных с формированием улучшенных коллекторов в северо-западной части Крапивинского поднятия (скв.208, 201, 203, 207), уточнило конфигурацию пространственного развития литотипов разреза 1а, 1б и, частично, 1в (рис. 2.24).

Более того, в пределах развития литотипа 1б выделено два участка, проинтерпретированных в качестве устьевых баров второстепенных дельтовых каналов. Дельтовые каналы в сейсмическом атрибуте мгновенных фаз отражаются узкими линейными зонами пониженного параметра, проходящими вблизи скважин 203,196, 195 и имеющих северо-западную ориентировку. Достоверность наличия дельтовых каналов подтверждается наличием гальки в разрезах пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> по скважинам 203, 156, 189, что характерно для отложений потоковых фаций.

Первый участок устьевых баровых песчаников локализован в районе скв.442, 1002, 407, 427, 203, а второй - скв. 156, 187, 437. На карте сейсмического атрибута эти участки выделяются самостоятельными зонами, осложняющими головную часть дельтовых рукавов.

Область развития литотипа 1в довольно отчётливо проявляется лишь в северо-восточной части площади.

Наличие промышленно продуктивного коллектора, ранее относимого к литотипу 1в в районе скважины 204, наиболее вероятно связано с зоной развития устьевых баровых построек, осложняющих второстепенный дельтовый канал. Этот канал выделяется восточнее скв. 193, имеет юго-западную ориентировку и расположен под прямым углом к вышеописанным дельтовым рукавам (см. рис. 2.23, 2.24).

Осадков переходной зоны выделены по границе пониженных параметров атрибута мгновенных фаз в южной и юго-восточной части 3D съёмки (скв.225, 218, 210).

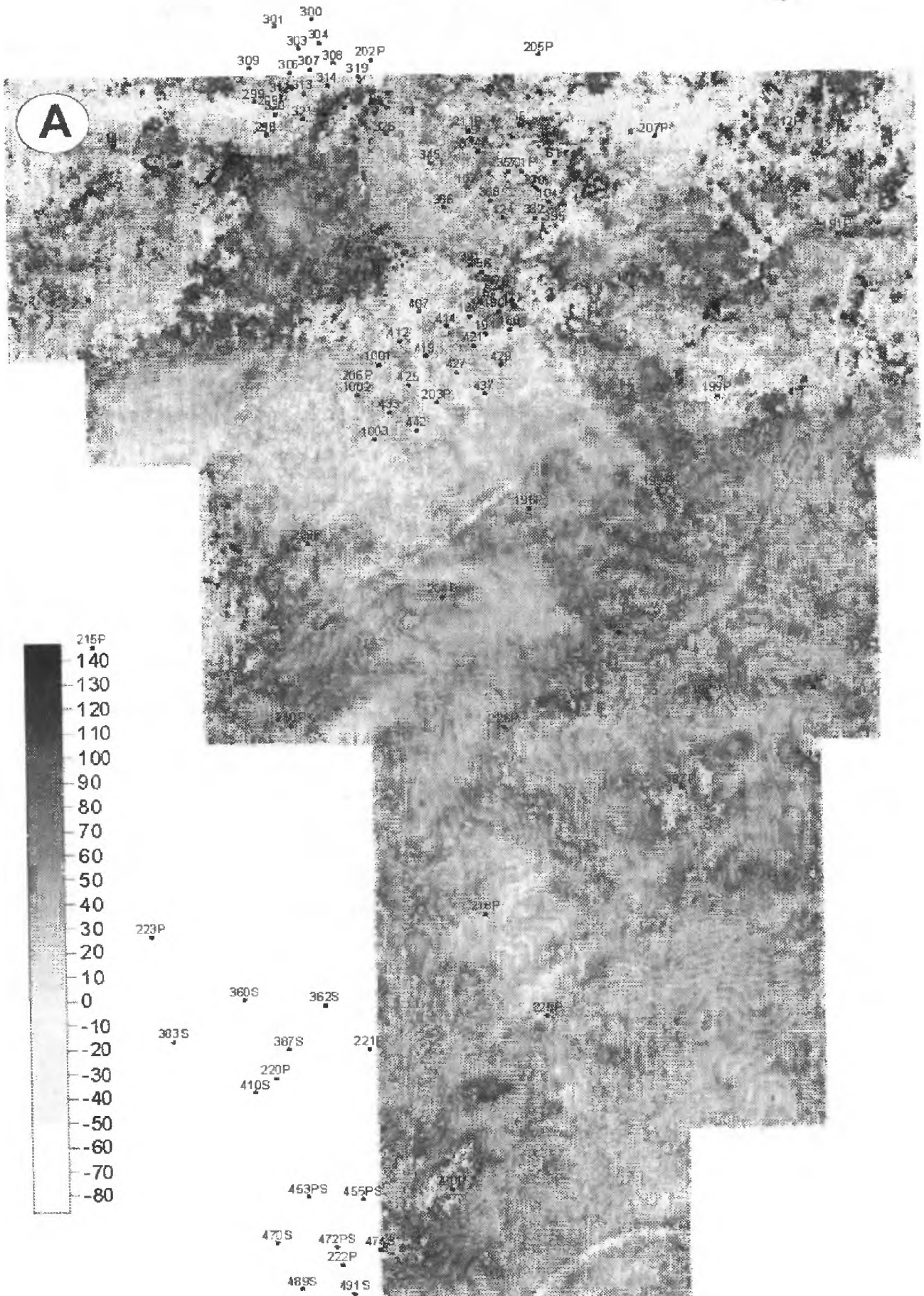


Рис. 2.23. Карта мгновенных фаз временного среза кровля пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> + 20мс Крапивинской площади

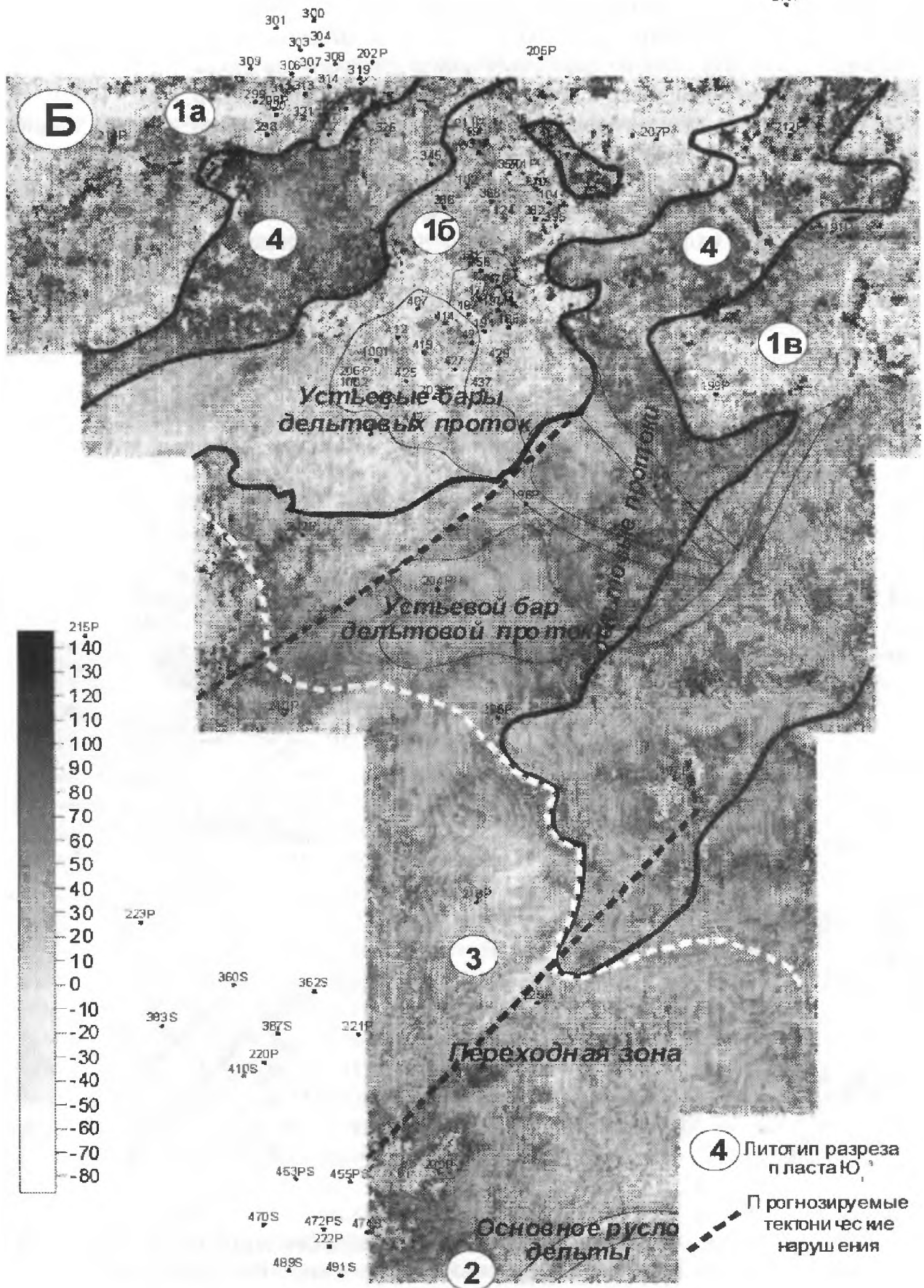


Рис. 2.24. Сейсмофациальная интерпретация карты мгновенных фаз временного среза кровля пласта Ю<sup>3</sup> + 20м Крапивинской площади

В южной части площади по атрибуту мгновенных фаз выделяется фрагмент меандры основного русла Крапивинской палеodelьты.



Кроме того, по этому параметру можно выделить две тектонически нарушенные зоны северо-восточной ориентировки. Наличие разрывных нарушений, ориентированных вдоль простирания береговых линий (седиментационные разломы), характерно для дельт серповидного и лопастного типа, например дельта р. Нигер [103]

Сопоставляя литолого-фациальную карту, построенную по данным бурения (рис. 2.25а) и уточнённую по результатам сейсмогеологической интерпретации (рис. 2.25б), следует отметить существенную детализацию строения барового песчаного комплекса по данным сейсморазведки. Выявленные второстепенные фациальные элементы, такие как малоразмерные дельтовые рукава и устьевые бары, на границах различных фациальных обстановок могут формировать непроницаемые экраны, представленные прослоями (1,5-2 м) карбонатизированных песчаников и аргиллитов. Карбонатизированные песчаные прослои выявлены по керну в скважинах 156, 191, 206, 187, расположенных в пределах устьевых баров осложняющих песчаную зону литотипа 16.

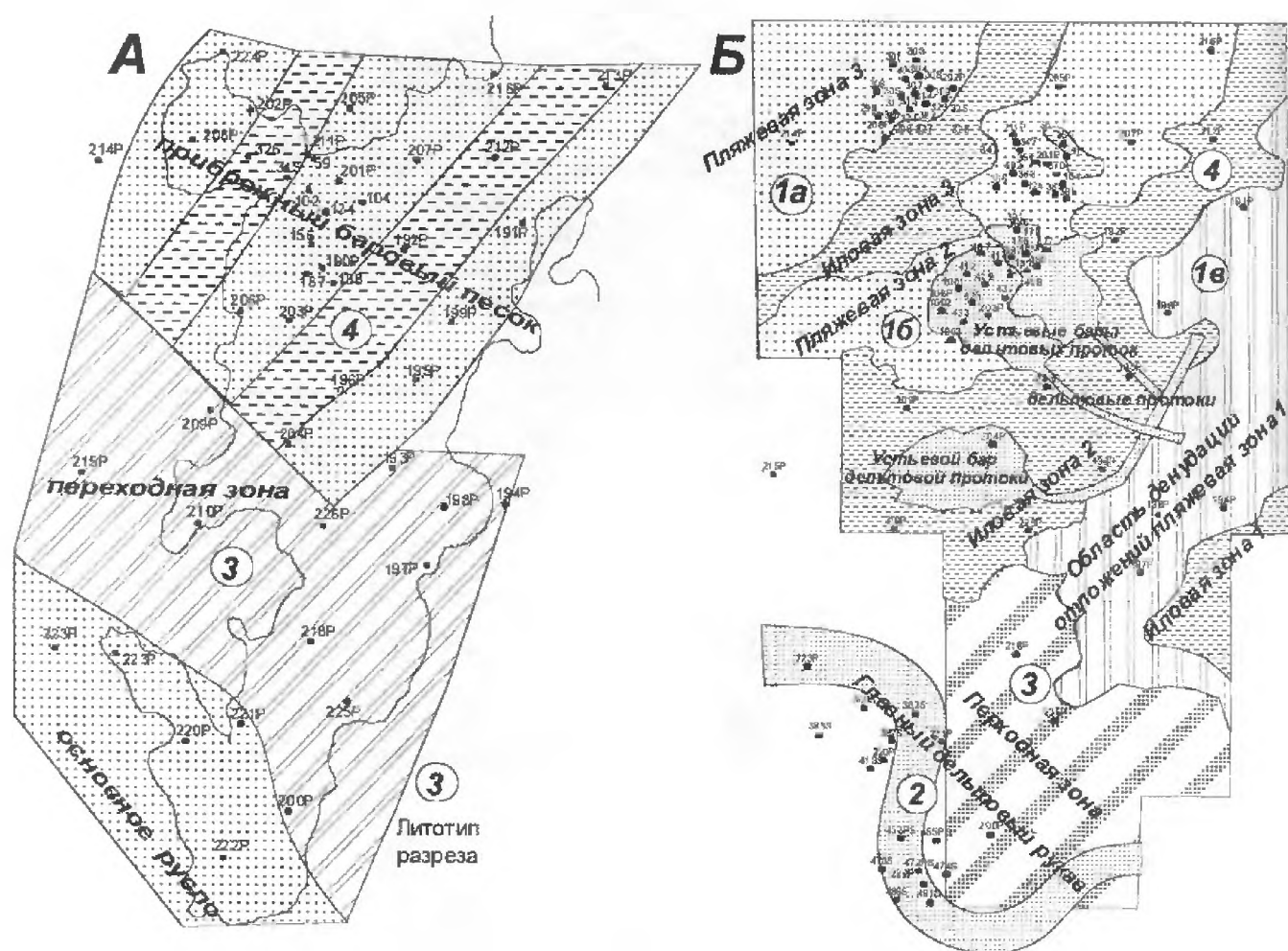


Рис. 2.25. Сопоставление результатов фациальной интерпретации пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинской площади по данным бурения (а) и с учётом сейсморазведки (б)



## *Анализ постседиментационных изменений коллектора*

Литолого-петрографический анализ кернового материала свидетельствует о том, что формирование современного облика пород-коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> было predeterminedено еще на стадии седиментогенеза.

При этом на интенсивность вторичных преобразований на стадии диагенеза и катагенеза влияли как состав обломочного материала и цемента, так степень отсортированности обломочного материала.

Учитывая, что каждый литотип разреза и входящая в него литофаия формируются в определенном гидродинамическом режиме и слагаются своим «набором» обломочного материала и цемента им свойственны свои спектры диагенетических преобразований.

**Стадия диагенеза.** Процессы, происходящие в диагенезе, в значительной мере связаны с преобразованием темных слюд (биотита). Наибольшая концентрация, (часто до 15-30%) последних фиксируется в тонкослоистых алевролитах, переслаивающихся с аргиллитами. Слюды преобразуются в: а) чешуйчатый агрегат хлорита, часто разбухающий; б) хлорит и тонкодисперсный сидерит и в) сидерит. Преобразование темных слюд сопровождается разбуханием и увеличением их первичного объема и приводит к заполнению поровых пространств и цементации пород.

Этот процесс наиболее значительно проявился в отложениях проделты и обусловил значительное снижение фильтрационно-емкостных свойств этой части разреза. Также повышенное содержание биотита (до 21%) отмечено в четвертом литотипе разреза (скв. 192).

**Стадия катагенеза.** В катагенезе происходит дальнейшая цементация пород всех выделенных литотипов разреза, за счет порово-пойкилитовой карбонатизации и кварцевой регенерации. Если первый процесс приводит к запечатыванию поровых пространств и, следовательно, ухудшению коллекторских свойств, то второй процесс может влиять на породу-коллектор двояко: в первом случае, при развитии регенерации, часто частичной и с образованием граней, происходит упрочение скелетной части с сохранением остаточных пор треугольной и щелевидной формы; во втором случае происходит спайка кварцевых зерен за счет частичной регенерации и выполнения кварцем ближайших пор; при этом образуются укрупненные пятна из спаянных кварцевых зерен, что обуславливает ухудшение коллекторских свойств.

Карбонатизация и формирование вторичного кварца происходит пульсационно в два этапа. Первый этап проявляется до образования вторичного кварца; второй - в начальный момент этого формирования, т.к. при протравливании карбоната на кварце обнаружены каемки регенерации.

Карбонатизация прослеживается в изученных разрезах крайне неравномерно; редкие прослой отмечены в разрезах скважин 190, 197, 199, 201, 203, несколько чаще в скважинах 191, 205, 206, более интенсивно в скважине 191, и практически по всему разрезу в скважине 200. Так как формирование вторичного карбоната (кальцит, доломит) связано с подтоком вещества по разломам (Г.Н. Перозио, 1971) можно полагать, что скважина 200 находится вблизи такового, что и подтверждается данными сейсморазведки.

При литификации осадка на стадии катагенеза преобразования протекали избирательно, поскольку наличие глин способствовало большему уплотнению таких прослоев, среди которых существовали пористые прослой с регенерацией кварца и

каолинитом. Поэтому повсюду наблюдается пятнистое проникновение нефти, и такие породы приобретают серо-бурую пятнистую окраску. Эти процессы наиболее характерны для отложений *авандельты первого литотипа разреза*.

Для *второго литотипа* (дельтовый канал) вторичные изменения предопределены как минералогическим составом породы, так и общими процессами её уплотнения на стадии катагенеза. Для песчаников характерна регенерация и спайка кварца гнёздами, каолинизация полевых шпатов, пластическая деформация глин и слюд.

Наиболее значительно формирование регенерационного кварца и каолинита проявилось в пляжевых песчаниках литотипов разреза 1а и 1б. Эти осадочные образования изначально имели хорошую сортировку обломочного материала, что предопределило интенсивное продвижение по ним пластовых вод на стадии диагенеза и катагенеза.

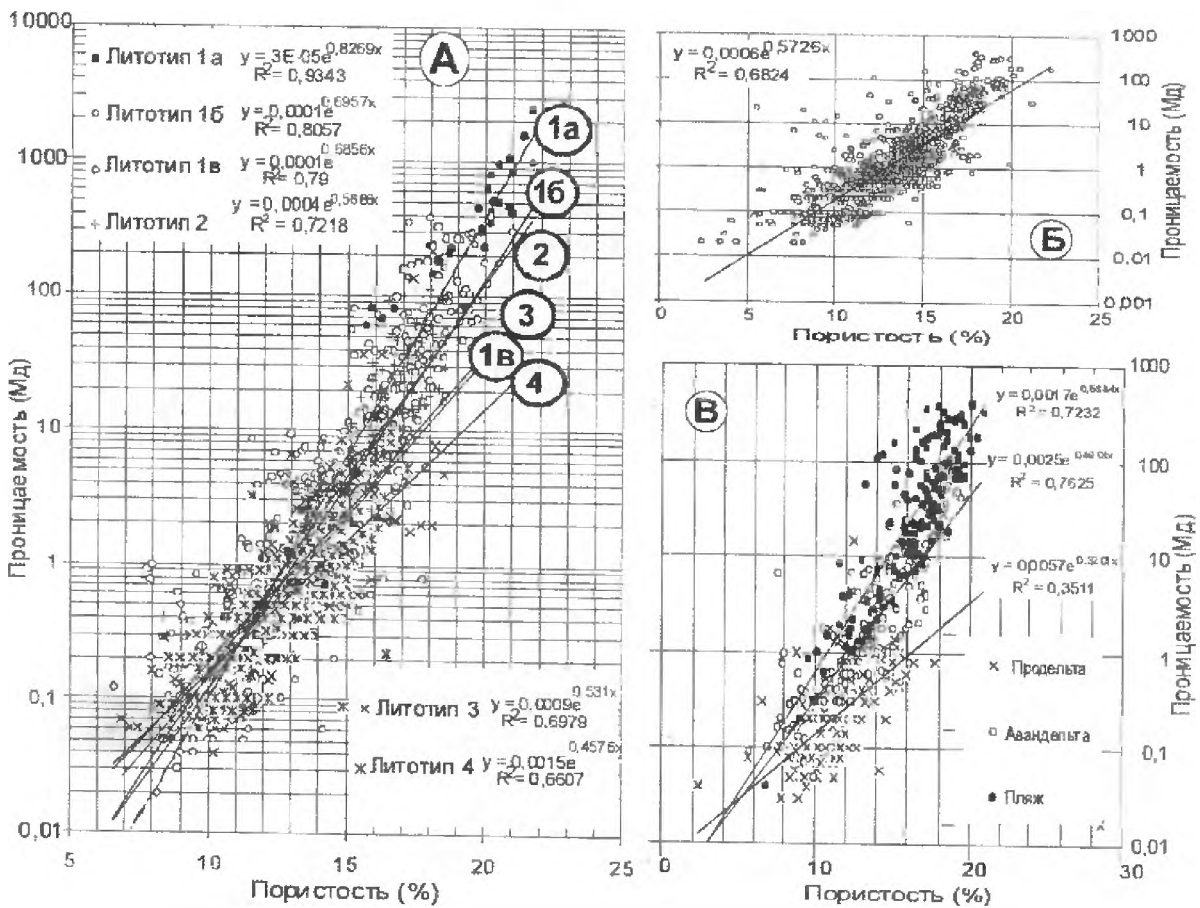


Рис. 2.26. Общая (б) и индивидуальные зависимости пористости и проницаемости по литотифациям (в) и литотипам разреза (а) пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения

Согласно проведенным исследованиям [110], в хорошо проницаемых песчаниках и крупнозернистых алевролитах, обеспечивающих активный водообмен, пропорционально увеличению количества седиментационного глинистого цемента, увеличивается содержание каолинита. Процесс «промывания» песчаника способствует гидролизу седиментационных глинистых минералов и синтезу на их месте каолинита, что значительно повышает фильтрационно-емкостные свойства пласта.

Как следует из анализа постседиментационных изменений пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения все они, в зависимости от его первичных фильтрационно-емкостных характеристик, вещественного состава обломочных разностей и цемента, предсказуемо проявились на стадии диагенеза и катагенеза. Это позволяет сделать вывод о доминирующем влиянии фациальных условий формирования песчаников на их коллекторские свойства.

Детализация строения пласта открывает возможность расчёта индивидуальных зависимостей фильтрационно-емкостных свойств коллектора (пористости и проницаемости) для выделенных литотипов разреза (рис. 2.26 а) и литофаций (рис. 2.26 в). Это значительно повышает достоверность расчёта проницаемости песчаников по значениям пористости относительно общей зависимости для пласта (рис. 2.26 в).

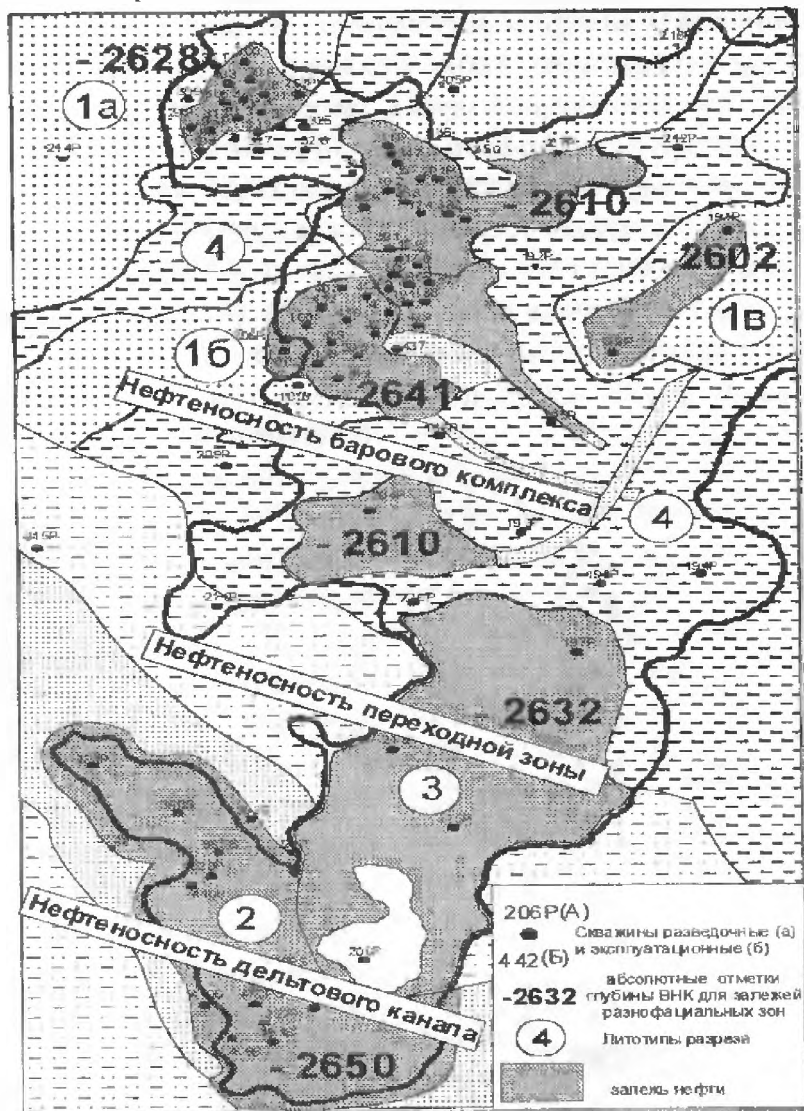


Рис. 2.27. Нефтеносность пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> Крапивинского месторождения

Рассматривая особенности распределения нефтеносности по пласту Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (рис. 2.27), следует отметить, что она контролируется как развитием основных элементов дельты (дельтовый канал, переходная зона и баровый комплекс), так и распределением второстепенных фациальных элементов (литотипы барового комплекса песчаников, малоразмерные дельтовые протоки и осложняющие их устьевые бары).

В баровом комплексе песчаников можно выделить пять самостоятельных залежей нефти. В пределах песчаной зоны литотипа 1а водонефтяной контакт залежи ограничен отметкой -2628м. Для литотипа 1б можно выделить две залежи – южную и северную. Южная, с отметкой ВНК -2641м, связана с устьевыми барями второстепенных дельтовых протоков, а северная - с отметкой ВНК -2610 м, с баровыми песчаниками литотипа 1б. В пределах зоны развития баровых песчаников

литотипа 1в залежь нефти ограничена отметкой ВНК -2565 м. Самостоятельная залежь нефти с условной отметкой ВНК -2610 м приурочена к устьевому бару дельтовой протоки, расположенному в пределах слабопроницаемой зоны литотипа 4. Залежь нефти дельтового канала ограничена отметкой ВНК – 2650м. Самостоятельная залежь выделяется в переходной зоне с отметкой ВНК -2632 м.

### 2.3.3. Залежи углеводородов в баровых песчанках дальнейшей зоны (Игольское месторождение нефти, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>)

Нефтегазоносность Игольско-Галового поднятия связана с коллекторами надугольной толщи. В зависимости от стадийности формирования надугольной толщи, в её объеме выделяются три осадочные пачки (рис. 2.28). Нижняя - залегает непосредственно на отложениях межугольной толщи. Представлена она аргиллитами с включением прослоев алевролита. Аргиллит чёрный, с раковистым изломом, с включением стяжений пирита, сидерита, растительных остатков. Алевролит серый с буроватым

оттенком с горизонтальными, пологими прослоями глинисто-углистого материала. Биотурбационная текстура породы, обусловлена ходами илоедов. Учитывая литологические особенности строения пачки (чёрный цвет осадка, включения пирита, биотурбационная текстура), её формирование можно связывать с приливно-отливной равниной. Средняя пачка, соотносится с продуктивным пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, а верхняя представлена аргиллитами георгиевской свиты, интерпретируемыми как шельфовые илы.

В литологическом отношении, по описанию керн в скважинах 5, 9, 11, 14, 16, пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в верхней части представлен *литофацией серых, светло-серых, среднелкозернистых, среднесцементированных, участками известковистых песчаников*. Отмечается косая, волнистая, прерывистая, горизонтальная слоистость за счёт включений глинисто-углистого материала, послойная трещиноватость, умеренная биотурбация и включения остатков фауны (скв.1061, 375, 1087, 1107 и др.). Нижнюю часть пласта слагает *литофация серых мелкозернистых песчаников и алевролитов*. Осадки биотурбированы, содержат фаунистические остатки и стяжения пирита.

Выявленные остатки морской фауны пелеципод, белемнитов и аммонитов

(скв.406), а также наличие фосфатного материала в шлифах свидетельствуют о формировании песчаника в условиях относительно глубоководного морского бассейна. Наблюдаемые в керне раковины в большинстве случаев не разрушены, что характеризует их накопление в условиях *in situ*, а не в результате совместной транспортировки с осадочным материалом из внутренней области шельфа. Рельефная скульптура аммонита *Amoboseras s.s.*, выделенного в средней части пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> скв.406, свидетельствует об активной гидродинамике морского бассейна в период накопления терригенного коллектора. Наличие в разрезе песчаников не единичных включений, а целых прослоев, обогащённых остатками раковин пелеципод, скорее всего можно связывать не с массовой гибелью

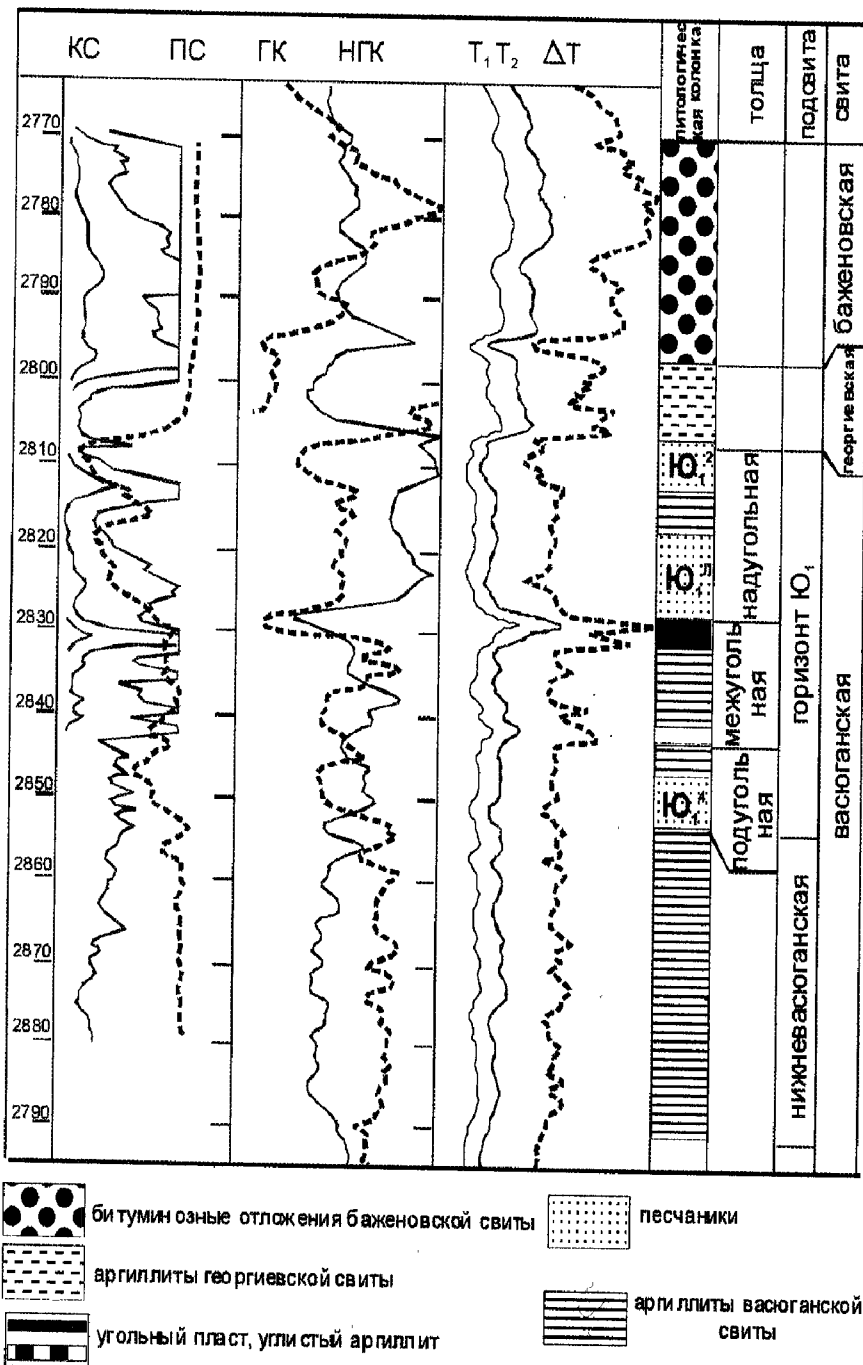


Рис. 2.28. Схема расчленения отложений васюганской свиты Игольской площади

этих организмов, а с периодами усиления гидродинамической активности. В результате этого процесса более легкий (песчаный) материал выносился за пределы палеоподнятия, а более тяжёлый (раковины), оставаясь на месте, концентрировался, образуя отдельные биогенно обогащенные прослои. В кровельной части исследуемого интервала повсеместно наблюдаются маломощные прослои зеленовато-темно-серых, глауконитовых песчаников, соотносимых с отложениями барабинского горизонта.

Форма кривой ПС продуктивного коллектора, как правило, воронкообразная, что в сочетании с трансгрессивным характером формирования надугольной толщи, может свидетельствовать о баровом генезисе песчаников. «Блоковый» и смешанный «блоково-воронковидный» типы кривых ПС, выявленные по целому ряду эксплуатационных скважин, предполагают присутствие в разрезе потоковых фаций. Единично встречены формы ПС овального вида, генетическая интерпретация которых проблематична.

В зоне выклинивания баровых образований (скв. 20, 6, 7) маломощным песчаникам и алевролитам свойственно присутствие глауконита, пирита, известковистого цемента, многочисленных остатков морской фауны. Все это является свидетельством того, что в разрезах этих скважин выделяются лишь отложения барабинского горизонта, характеризующие самую верхнюю часть продуктивного пласта.

Более детальные литолого-промыслово-геофизические исследования коллектора позволили выделить в его объеме ряд плотных, непроницаемых, маломощных (0,5-1м) пропластков, играющих важную роль, как в понимании генезиса песчаного тела, так и в распределении нефтегазоносности.

По данным микрозондирования такие пропластки выделены на Карайской (скв. 4, 5, 7), Таловой (скв. 1, 2, 5, 7, 8, 9, 11), Резервной (скв. 5) площадях и по многочисленным эксплуатационным и разведочным скважинам Игольского поднятия. Местоположение пропластка в объеме коллектора строго не определено. Так, он может находиться в его кровле, подошве или средней части. В литологическом отношении эти прослои, в единичных случаях, представлены темно-серыми, до черных, плитчатыми аргиллитами (Игольская пл., скв. 5), а в своём большинстве это серые, тонкозернистые, очень крепкоцементированные, сильно известковистые песчаники, с многочисленными включениями заизвесткованной фауны пелеципод, с гнездами пирита.

В опубликованной литературе, посвященной строению песчаных пластов фанерозоя Западно-Сибирской плиты, изучению генезиса карбонатизированных песчаных пропластков уделено большое внимание.

А.И.Нежданов [90], рассматривая карбонатные образования в терригенных коллекторах неокома и юры ЗСП, выделил две их разновидности:

Первая разновидность карбонатных образований (песчаники и алевролиты с известковым и известково-глинистым цементом) отмечается на контакте песчаных и глинистых пластов и связана с отжатием седиментационных вод в коллектор из глин в процессе уплотнения последних. Для этой группы пород характерна плохая сортировка терригенного материала, высокое содержание глинистой фракции, тонкая горизонтальная и пологонаклонная слоистость. Кальцит здесь имеет пелитоморфную структуру и связан с позднегенетическим отжатием поровых растворов глин в коллектор. Вторая разновидность карбонатов - массивная, приурочена к относительно крупнозернистым песчаникам, слагающим обычно среднюю часть пласта.

Местоположение плотных прослоев в объеме пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> непостоянно. Они встречаются в кровле, подошве и средней части коллектора. Хорошо выделяются они по данным микрозондирования. В случае же отсутствия таковых, при выделении песчано-карбонатных прослоев, можно рекомендовать методику Ф.Н.Зосимова, основан-



ную на комплексном анализе электрического, гамма и нейтронного каротажей [57]. Однозначно такие прослои выделяются на акустическом виде каротажа по скорости.

### *Выделение литотипов и характеристика литофаций пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>*

Предварительный анализ данных промысловой геофизики по фонду эксплуатационных и разведочных скважин, с учётом детальных исследований кернового материала на Игольском месторождении, позволил провести систематизацию продуктивного пласта по признаку наличия в его объеме прослоев карбонатизированных песчаников. Следует отметить, что довольно часто выделяемые по керну прослои карбонатизированного песчаника, особенно песчаника, обогащённого фаунистическими остатками, не имеют четких критериев диагностики по данным ГК и НКТ.

Примеры выделения "карбонатизированных" прослоев в объеме продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, их местоположение в разрезе и предлагаемая индексация показаны на рис. 2.29.

Отмечается четыре уровня проявления таких прослоев - в кровле пласта (прослой  $K_1$ ), в подошве (прослой  $K_4$ ) и в средней его части (прослои  $K_2$  и  $K_3$ ).

В свете ранее изложенных взглядов на процесс формирования прослоев карбонатизированных песчаников, образование прослоев  $K_1$  и  $K_4$  можно связывать с процессами отжатия в коллектор вод из перекрывающих и подстилающих его покровов. Степень латеральной выдержанности этих пропластков достаточно высокая.

Прослои  $K_2$  и  $K_3$  более логично связывать с крупномасштабными эрозионными поверхностями, отмеченными скоплением раковин. Их проявление носит зональный характер.

По набору карбонатизированных песчаных прослоев, выделяемых в объеме продуктивного пласта, все разрезы были разделены на два литотипа.

Для первого – «чистого» литотипа, свойственно присутствие прослоев  $K_3$  и  $K_4$ . В качестве подтипа, в первом типе приняты разрезы, где прослой  $K_3$  расположен в непосредственной близости от  $K_4$ .

Второй тип – «карбонатизированный», характеризуется наличием в теле коллектора прослоев  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_4$ . Менее значимые в площадном проявлении разрезы с полным набором прослоев ( $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ,  $K_4$ ). Они выделяются в ранг подтипа второго литотипа.

Схема распределения выделяемых литотипов и подтипов разрезов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на Игольской площади приведена на рис. 2.30.

Анализируя схему можно сделать вывод, что выделяемым литотипам свойственно определенное «полосовидное» проявление по площади. Имея либо хорошую латеральную выдержанность, либо фрагментарную «пятнистую» прослеживаемость северо-восточной ориентировки, они «эшелонировано» сменяют друг друга в северо-западном направлении. Степень латеральной выдержанности выделяемых литотипов разреза различна.

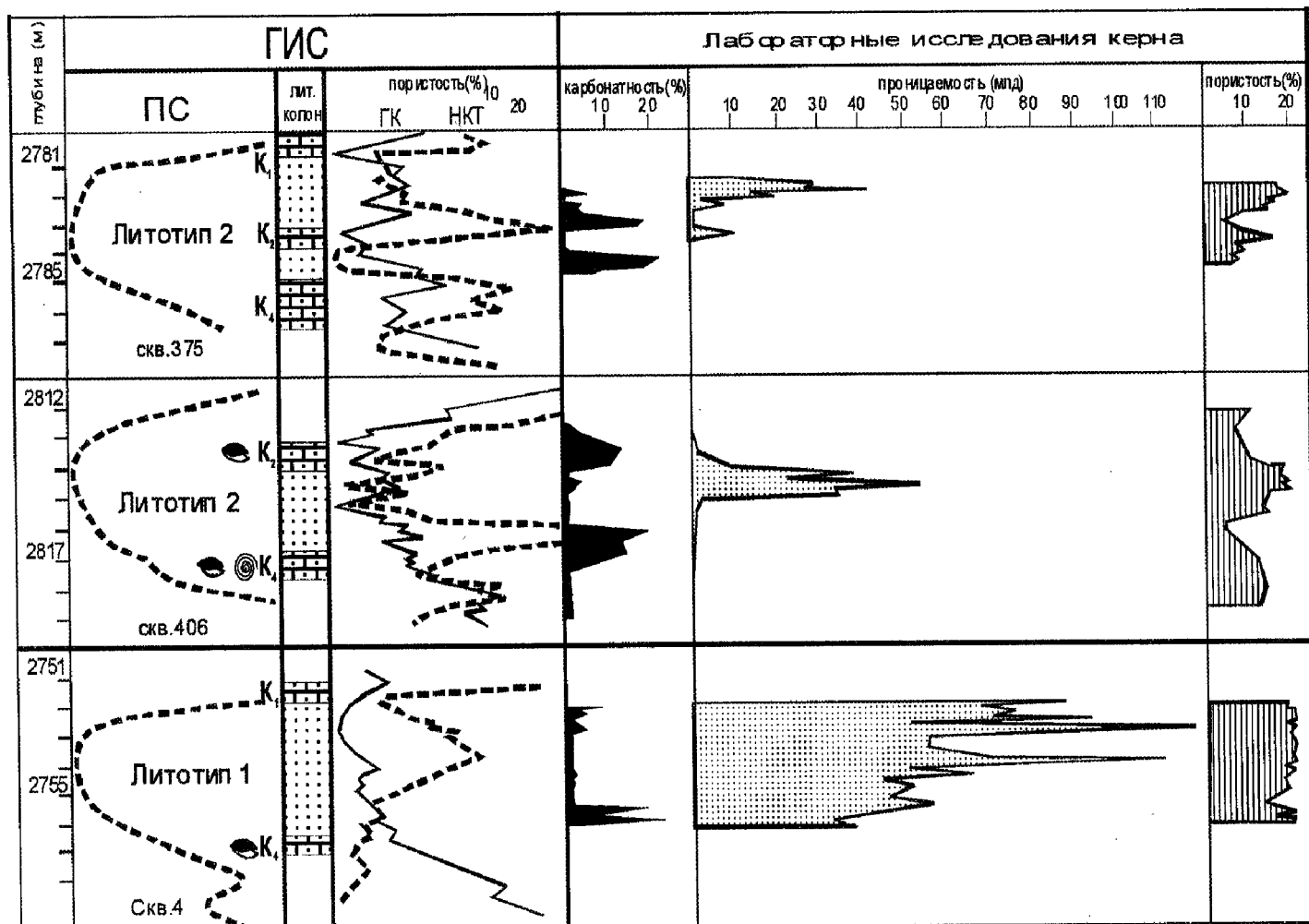


Рис. 2.29. Литотипы разрезов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольской площади

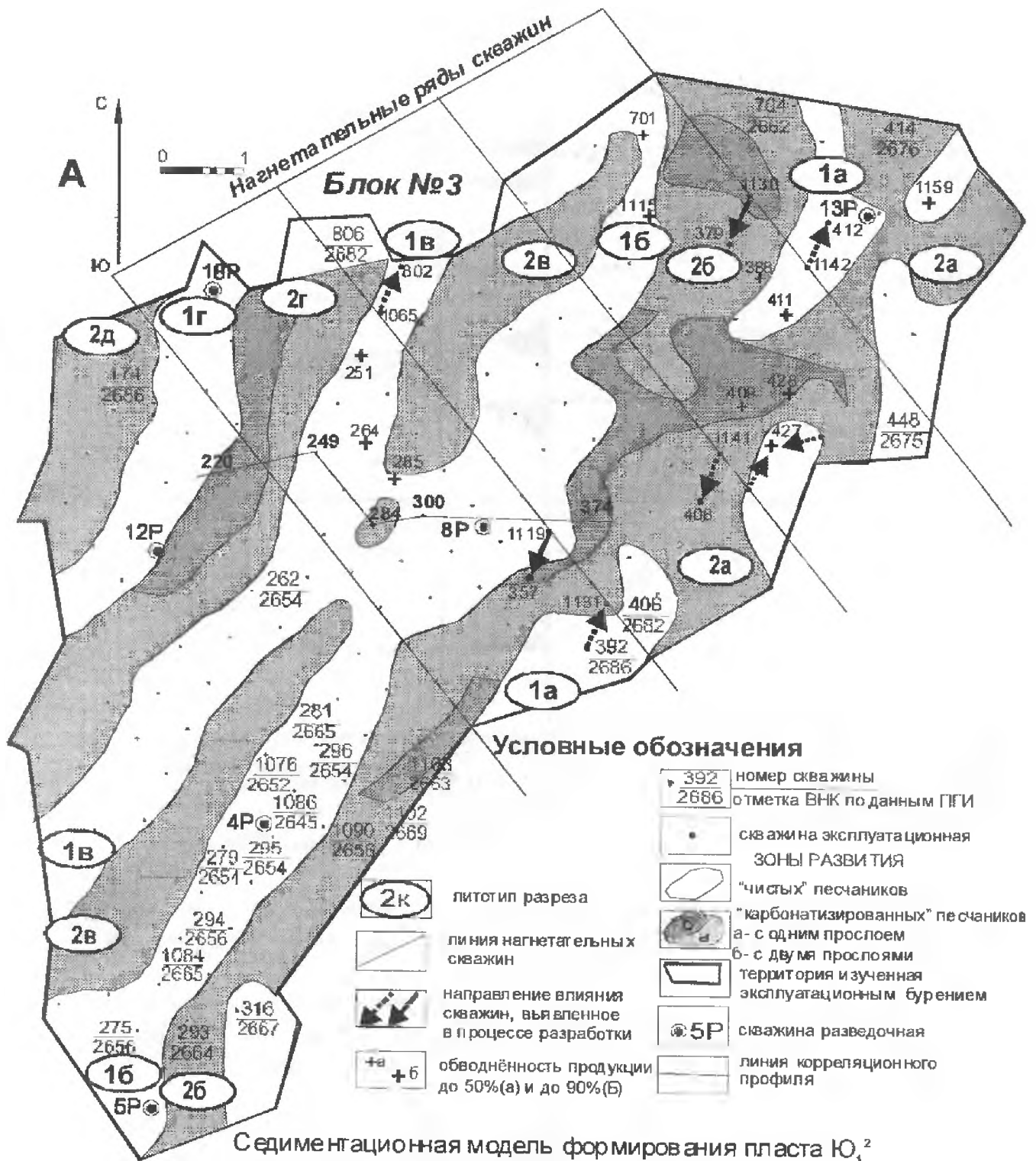
Характер распределения общей мощности продуктивного пласта по данным разведочных скважин в пределах Игольского куполовидного поднятия показан на рис. 2.31.

Выклинивание коллектора отмечается по периферии куполовидного поднятия (Поньжевая, Глуховская, Западно-Карайская пл.). В центральной, осевой, его части (Игольское, Таловое, Карайское поднятия), наблюдается постепенное увеличение толщины пласта до 5-8 м.

Результаты эксплуатационного бурения свидетельствуют о более сложном «бугорчатом» распределении толщин коллектора (рис. 2.32). В то же время, в поведении изопахит пласта можно усмотреть определённую тенденцию сохранения мощности выделяемых песчаных «валов» в юго-западном направлении и эшелонированное их распределение на северо-запад.

### *Подбор седиментационной модели формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>*

Из всех существующих и описанных морских и прибрежно-морских седиментологических моделей [103] наиболее хорошо с фактическим материалом согласуется модель, приведенная на рис. 2.33а. В соответствии с ней, в пределах шельфового склона морского бассейна выделяются песчаные образования двух генераций.



**Седиментационная модель формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>**

аккреционные поверхности наращивания баровой постройке (карбонатизированные песчаники)



Рис. 2.30. Схема распределения литотипов разрезов продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольского месторождения (по данным эксплуатационного бурения)

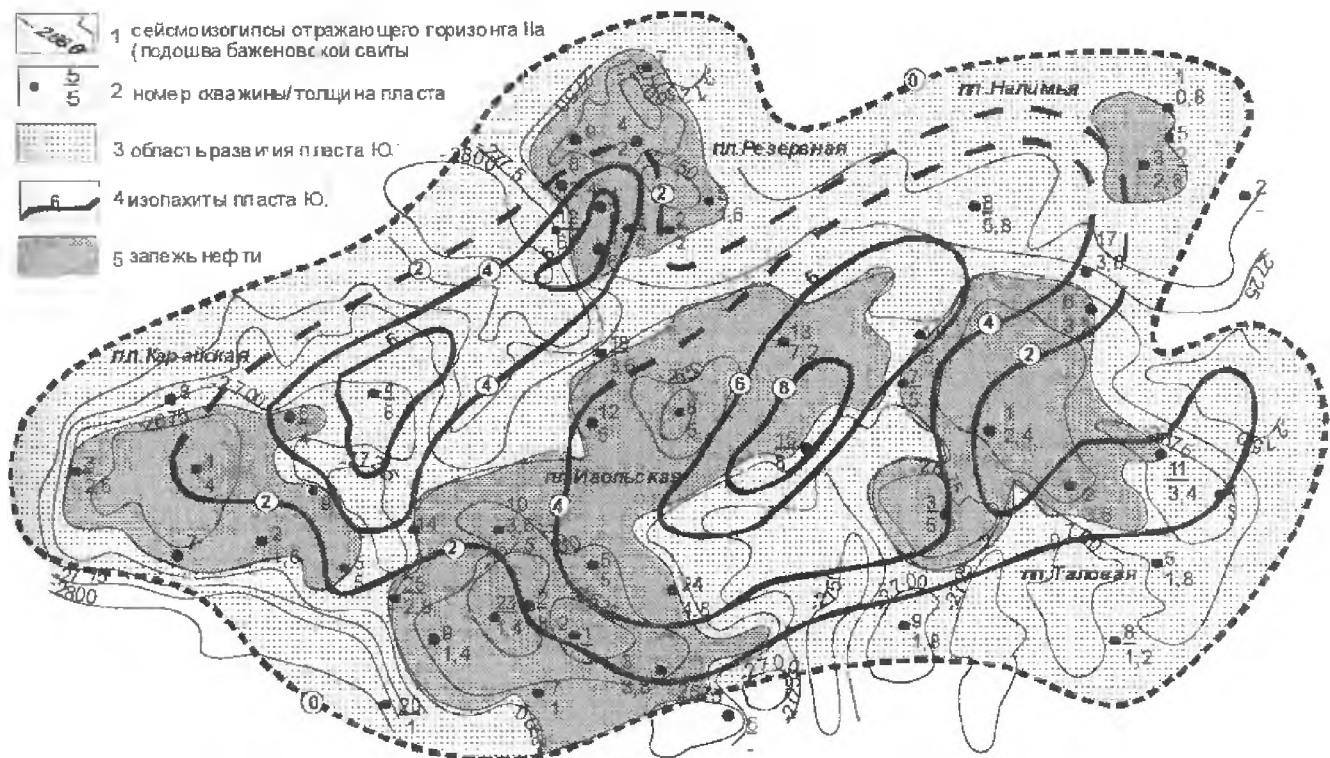


Рис. 2.31. Карта изопахит пласта  $Ju_1^2$  в пределах Игольского куполовидного поднятия

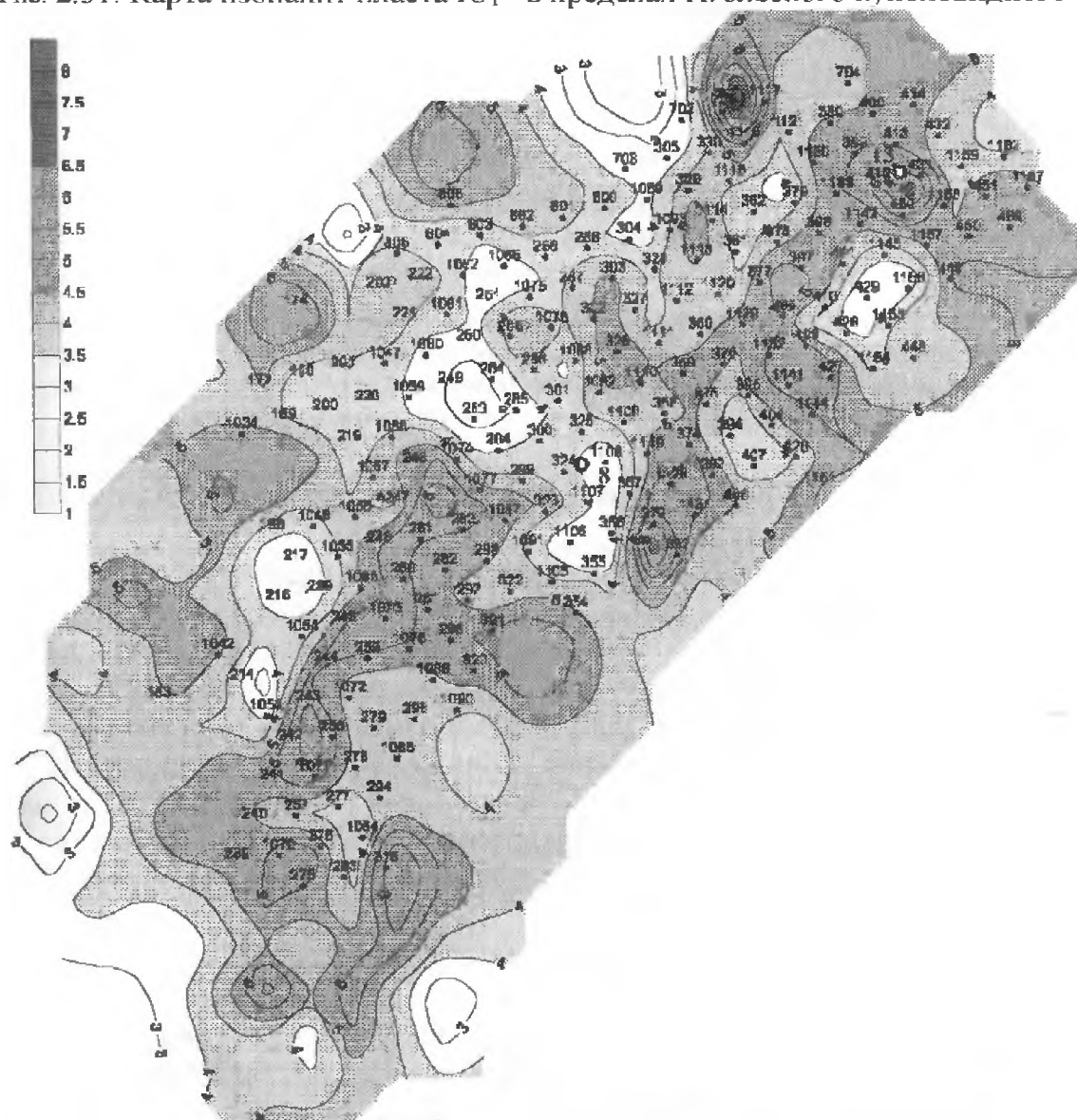
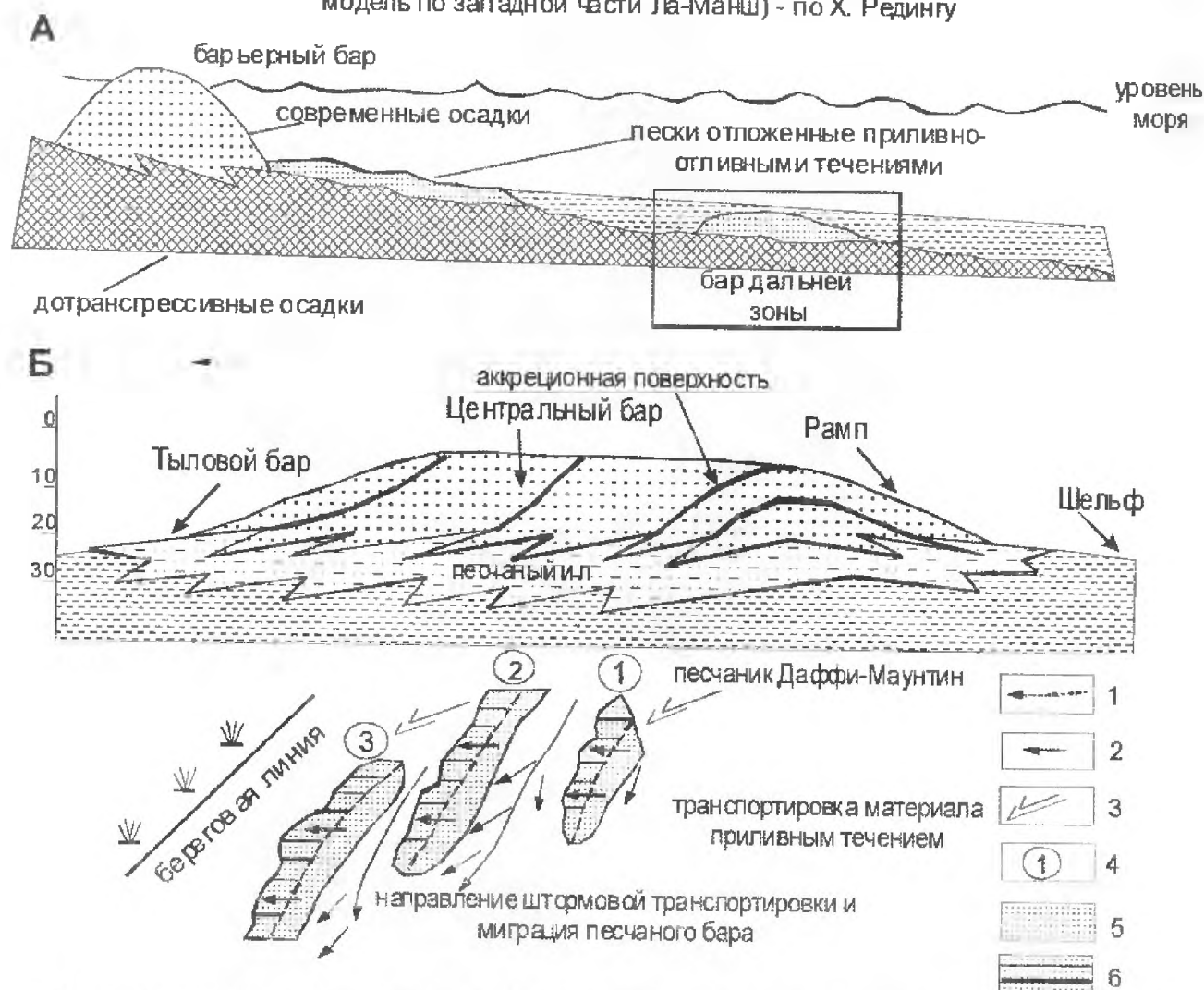


Рис. 2.32. Изменение толщин пласта  $Ju_1^2$  Игольского месторождения по данным ГИС

Типы современного шельфового профиля (гипотетическая трансгрессивная фациальная модель по западной части Ла-Манш) - по Х. Редингу



1-преобладающее направление транспортировки осадка (приливными или океаническими течениями); 2- направление штормовой транспортировки осадка (течениями, образуемыми ветром/волнами); 3- направление миграции песчаного бара; 4- последовательность расположения песчаного бара; 5- фация центрального бара и рампа; 6- фация тылового бара.

Рис. 2.33. Примеры седиментационной модели формирования бара дальней зоны [103]

В непосредственной близости от берега формируются песчаники, заново принесенные из обстановки внешнего шельфа. Такие пески слагают береговые валы или береговые и барьерные бары предфронтальной зоны пляжа. За песчаным барьером, в сторону открытого моря, отлагаются переотложенные осадки, поступившие из внутренней шельфовой зоны. Этот песчаный покров маломощный, но в пределах геоморфологических барьеров возможно накопление линз повышенной толщины, выделяемых как бары дальней зоны. Характерной чертой таких обстановок является тесное сообщество песчаных тел с илистыми образованиями - типичными отложениями дальней зоны. В пределах рассматриваемой территории эти илистые образования представлены осадками георгиевской свиты.

Роль геоморфологического барьера и инициатора формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в пределах исследуемой территории, вероятно, выполняло Игольское куполовидное поднятие. Конседиментационный рост этой положительной структуры второго порядка, на фоне развивающейся верхнеюрской трансгрессии, способствовал накоплению обширного песчаного покрова на значительном удалении от морского побережья. Этот покров охватывал не только Игольско-Таловую структуру, но и частично Карайскую, Резервную и Налимью площади. Отсутствие коллектора на Пешеходной, Чергалинской, Западно-Карайской, Восточно-Моисеевской площадях, а также выклини-



вание коллектора на Игольском (скв. 20, 6, 7), Налимьем (скв. 1, 2), Резервном (скв. 7), Карайском (скв. 7) поднятиях свидетельствует о пространственной ограниченности песчаного тела.

Аналогичные особенности строения свойственны хорошо изученным песчаникам Даффи Маунтин [103], для которых характерна последовательность напластования с укрупняющейся вверх зернистостью, позволяющая отнести их к баровым образованиям (рис. 2.33,б). Геометрия песчаных тел, их расположение в пространстве и особенности палеотечений указывают на то, что эти отложения представляют собой вытянутый покров песчаников, постепенно сдвигающихся на северо-запад. Одним из характерных признаков этого аккумулятивного тела является совокупность большого числа аккреционных поверхностей в центральной части бара, которые полого наклонены в сторону суши (на северо-запад). Повышенное влияние штормов при образовании фаций баров дальней зоны, может отражаться в присутствии ундулирующих поверхностей размыва.

В литологическом отношении в составе бара дальней зоны выделяют центральный бар и тыловой бар. Центральный бар слагают тонкозернистые глинистые пески с косослоистыми глинистыми прослоями. Отмечаются следы зарывателей. Зернистость обломочного материала увеличивается вверх по разрезу. Подобная характеристика свойственна описанию литофации кровельной части пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Тыловой бар имеет аналогичную последовательность изменения гранулометрии в разрезе и представлен песчаными илами, для которых характерна биотурбация осадка. По особенностям строения эти осадки сравнимы с литофацией нижней части разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Поверхности эрозии баров дальней зоны, в зависимости от гидродинамической активности морского бассейна, могут быть представлены несколькими иерархическими уровнями. Поверхности коротких периодов, отражающих миграцию формы дна, характеризуются основными плоскостями напластования и биогенно переработанными поверхностями, не связанными с седиментацией.

*Крупномасштабные поверхности эрозии* имеют широкое латеральное развитие (сотни и тысячи метров), низкий рельеф (в основном менее метра) и не имеют глубоких врезов в виде каньонов. Часто им сопутствуют слои, *обогащенные раковинами, биотурбация, фосфатная и глауконитовая* минерализация и - или повышенное содержание в перекрывающих слоях гальки. Формируются эти поверхности либо в течение кратковременных событий высокой энергии, либо в результате воздействия более долгопериодичных приливно-отливных течений. В зависимости от силы гидродинамического воздействия штормовых или приливных вод на баровую постройку в пределах дальней зоны возможны и различные модификации слоистой текстуры песчаных тел от типично косой до шевроновой. Последняя преобладает в разрезах продуктивного пласта Игольской площади, что также является косвенным свидетельством активной гидродинамики наряду с присутствием прослоев ракушняка и грубой скульптурой раковин аммонитов.

Подводя итог по представленным выше исследованиям осадконакопления баровых песчаников дальней зоны и сопоставляя их с условиями формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольского месторождения можно отметить следующие их главные свойства: песчаные образования дальней зоны являются сложнопостроенными геологическими объектами, состоящими из серии тел бокового наращивания. Плоскости наложения отдельных песчаных образований (отдельных баровых построек) фиксируются либо глинистыми прослоями, либо крупномасштабными поверхностями эрозии, с которыми связано накопление раковин и крупнообломочного материала, либо сочетанием тех и других.

В результате особенностей седиментации терригенных отложений и последующих их изменений в стадии диа- и катагенеза в объеме песчаного покрова баров дальней зоны формируются наклоннозалегающие плотные пласты глинистого или песчано-карбонатного состава, разделяющие коллектор на отдельные гидродинамически изолированные резервуары. В соответствии с седиментационной моделью, эти обособленные песчаные тела в различных своих частях могут иметь различный литологический состав, влияющий на фильтрационно-емкостные свойства коллектора. Наличие в разрезах таких флюидоупоров влияет на характер распределения нефти в пределах резервуара.

Примером тому может служить месторождение Белл-Крик, где продуктивными являются нижнемеловые песчаники Мадди [81]. Первоначально предполагалось, что они образуют единое тело длиной 20 км и шириной 10 км. Однако результаты опробования скважин это опровергли. Из некоторых скважин, расположенных ниже по структурному плану относительно нефтяных, получали газ, а выше - воду. Детальные исследования показали, что в пределах продуктивной площади выделяется 2-3 обособленных разновозрастных песчаных тела барового генезиса шириной 2-5 км и мощностью 10-12 м. Расположены они субпараллельно друг другу. В разрезе тела разделены глинистыми пропластками и представляют собой самостоятельные ловушки.

Рассматривая пласт  $Ю_1^2$  не в качестве единого седиментационного объекта, а как сообщество отдельных песчаных тел бокового наращивания, можно провести корреляцию выделяемых в скважинах плотных прослоев по профилю эксплуатационных скважин вкострости баровой постройки (рис. 2.34).

Такое сопоставление позволяет наметить в пределах представленного профиля три песчаных тела. Участки «наложения» выделяемых песчаных тел формируют «карбонатизированный» литотип разреза, а центральные части отдельных баровых образований характеризуют «чистые» литотипы разреза.

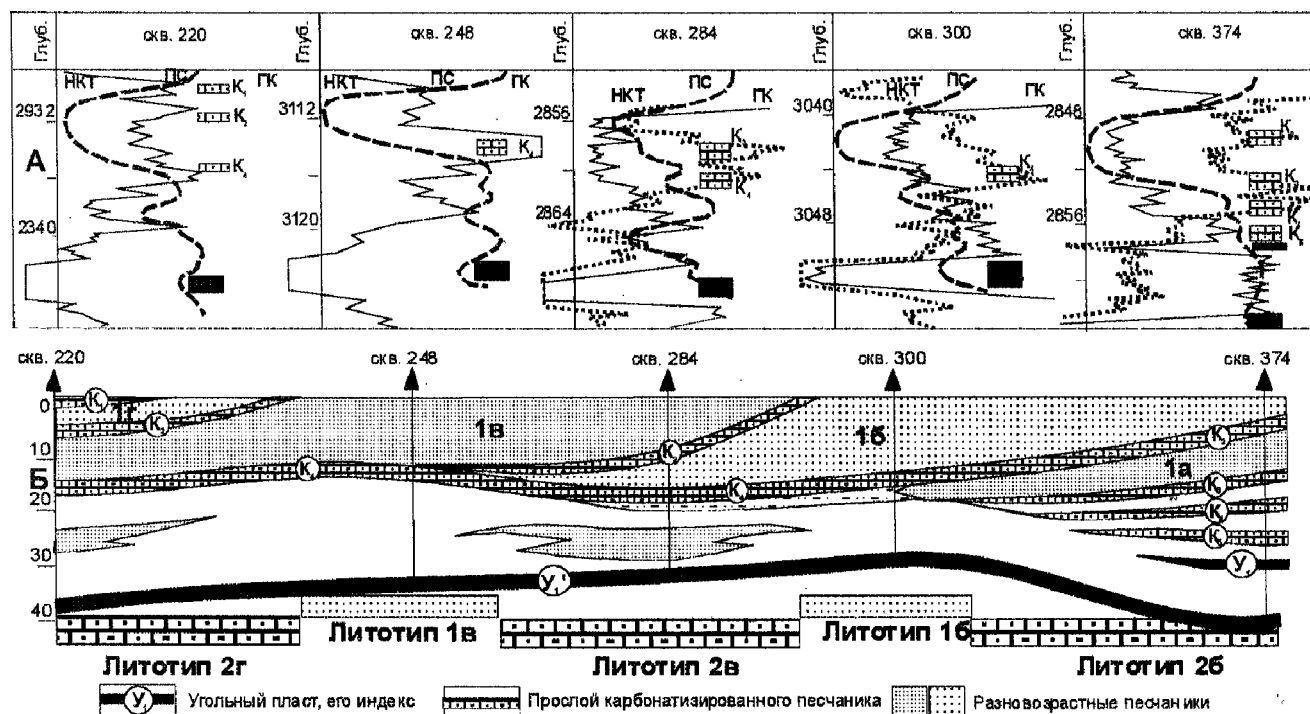


Рис. 2.34. Промыслово-геофизическая характеристика (А) и геологический разрез (Б) пласта  $Ю_1^2$  Игольского месторождения по профилю скважин

## Прогноз литотипов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по данным сейсморазведки

Анализ временных разрезов ОГТ показал, что зоны коллектора с «карбонатизированным» литотипом разреза характеризуются локальным повышением амплитуды положительной фазы волны Па (подошва баженовской свиты), что связано с увеличением акустической жёсткости в интервале надугольной толщи за счёт проявления карбонатных прослоев (рис. 2.35). Сейсмогеологическая интерпретация данных сейсморазведки 2D позволила выделить чистые и «карбонатизированные» литотипы разрезов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в пределах Игольского поднятия, увязав их с результатами эксплуатационного бурения в северной части месторождения. Как следует из рисунка 2.36, прогнозируемые зоны выделенных литотипов разреза не меняют своей северо-восточной ориентировки в пределах всего месторождения.

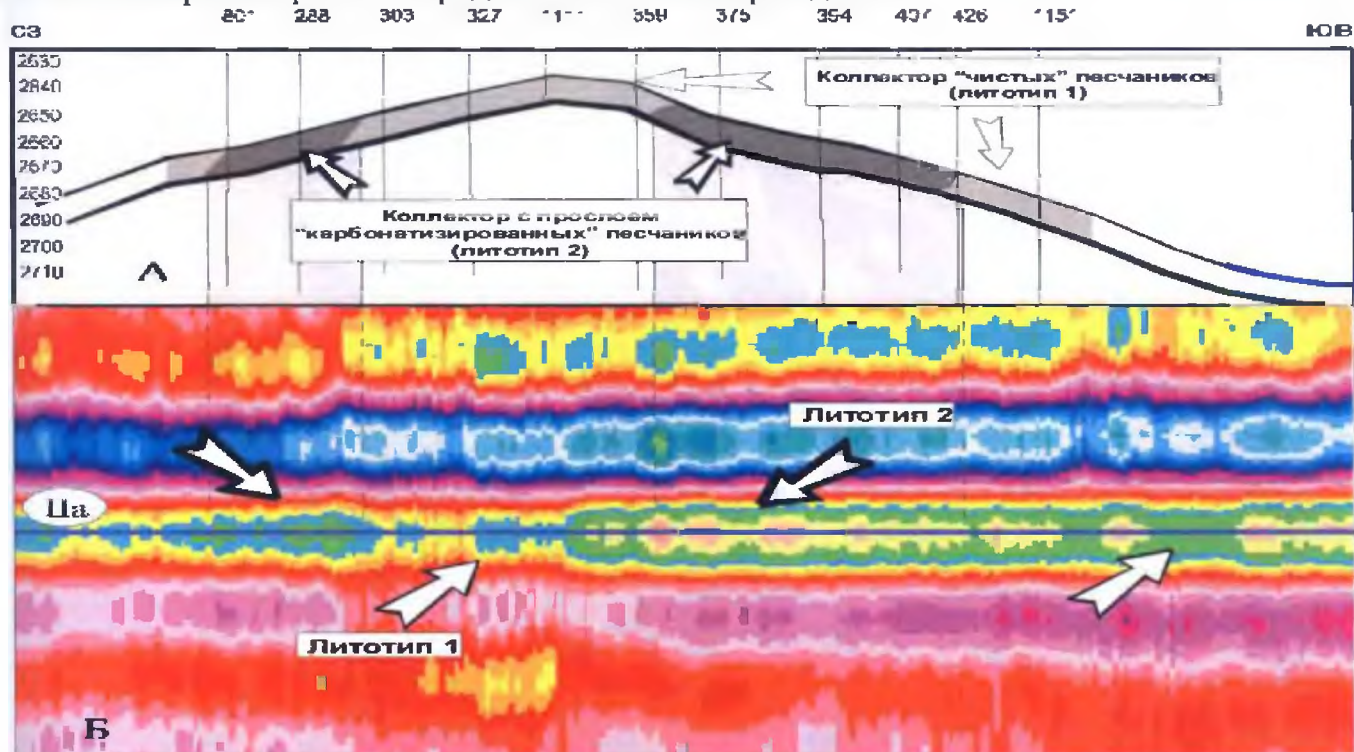


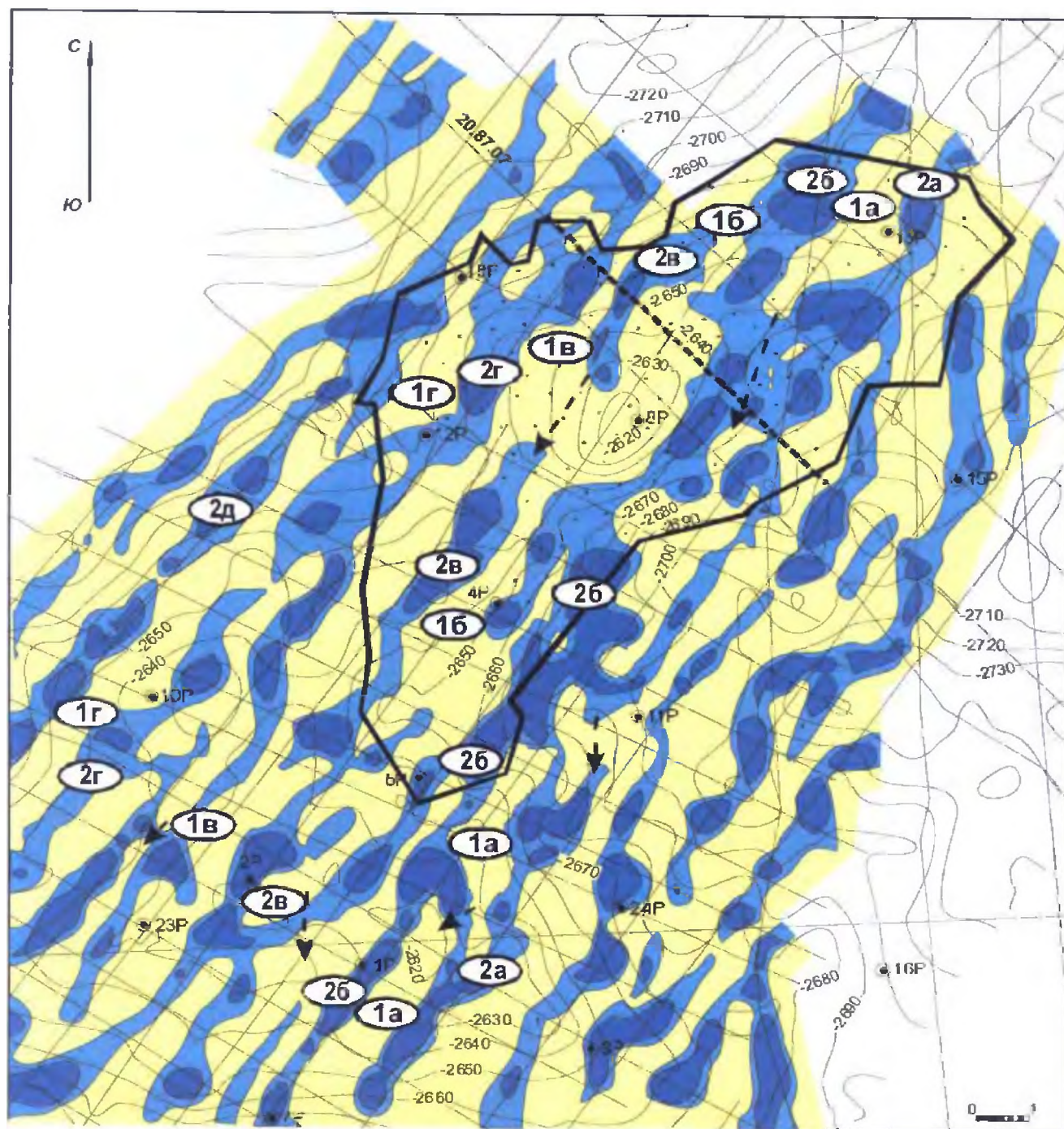
Рис. 2.35. Сопоставление зон развития литотипов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по данным бурения (А) и сейсморазведки (Б) на профиле 20.87.7 [9]

### Влияние прогнозируемой седиментационной модели (и!) геологической неоднородности коллектора на процессы разработки залежи нефти

Сейсмогеологическое районирование коллектора представило возможность построения индивидуальных фильтрационно-емкостных зависимостей для каждого из выделенных литотипов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> (рис. 2.37а). Анализируя график можно отметить, что лучшие коллекторские свойства свойственны литотипам 2б (скв. 375.4,5), 2а (скв.107), 1в (скв.23), 1б (скв.1187), приуроченным к центральной, наиболее гипсометрически приподнятой части поднятия, где продуктивные песчаники имеют наибольшую гидродинамическую проработку, а, следовательно, и более высокие характеристики ФЕС. В литотипах 1а (скв.13) и 2Г (скв.12), тяготеющих к периферии куполовидного поднятия, фильтрационно-емкостные характеристики пласта имеют более низкие значения. В отличие от общей по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> зависимости фильтрационно-емкостных свойств (рис. 2.37б), индивидуальные - позволяют более точно восстанавливать фильтрационную структуру коллектора по значениям открытой пористости для различных частей месторождения.



Наличие внутривязервуарных гидродинамических разделов в продуктивном коллекторе, обоснованных подобранной седиментационной моделью, должно отразиться как на особенностях нефтенасыщения отдельных баровых систем, так и на пространственном распределении фильтрационных потоков.



Условные обозначения

- |  |  |
|--|--|
| изогипсы отражающего горизонта IIa с шагом 10 м (тематическая партия 4/95-96 АО "Сибнефтегеофизика") | зоны развития первого литотипа разреза (отрицательные аномалии локальной составляющей амплитуды волны IIa - интерпретационный вариант) |
| сейсмический профиль, его номер  | зоны развития второго литотипа разреза (положительные аномалии локальной составляющей амплитуды волны IIa - интерпретационный вариант) |
| индексы зон различных типов коллектора   | линия прослеживания одноименных литотипов разреза  |
| скважина разведочная, ее номер   | территория, изученная эксплуатационным бурением (см. рис.94)   |
| скважины эксплуатационные  |  |

Рис. 2.36. Распределение литотипов разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> с использованием интерпретационных сейсмических данных

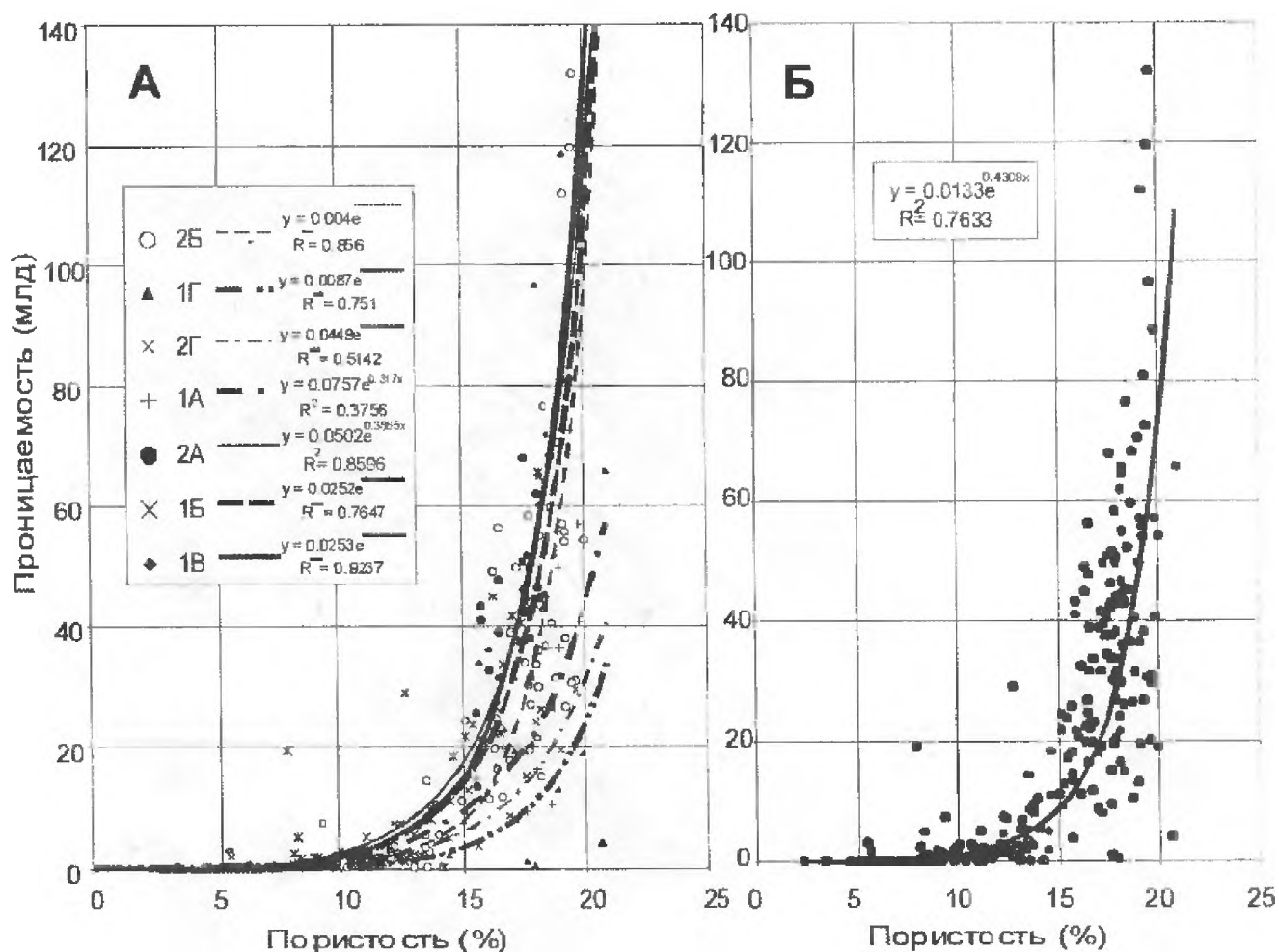


Рис. 2.37. Зависимости пористости и проницаемости для отдельных литотипов разреза (А), для пласта в целом (Б)

Анализ отметок водонефтяного контакта (ВНК), выявленных по данным промысловой геофизики и результатам испытания скважин (см. рис. 2.30, а), показывает, что в литотипе 2а контакт нефть-вода прослежен на абсолютных отметках -2676 (скв.414) и -2675 метров (скв.448). Для литотипа 1а ВНК определен на отметках -2686 -2685 метров (скв.392 и 406). По литотипу 2б он составляет -2662 (скв.703)-2669(скв.1102) метров. Для литотипов 1б и 2в ВНК выделен на отметках-2654 (скв.295)-2658 (скв.258) метров, а для литотипа 2г -2682 (скв.806) метров. На этой же близкой отметке (-2686 м) определен водонефтяной контакт в литотипе 2д (скв.174).

Гиисометрическую «неустойчивость» водонефтяного раздела можно связывать с гидродинамической изоляцией отдельных баровых построек.

На пространственную гидродинамическую изоляцию отдельных сегментов баровой постройки указывает и карта распределения значений газового фактора по залежи пласта Ю<sup>2</sup> Игольского месторождения. Как следует из рис. 2.38 в пределах поднятия отмечается полосовидное чередование зон повышенных и пониженных значений газового фактора при общем его увеличении в северо-восточном направлении от 40-60 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> до 80-100 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>. Конфигурация изолиний повторяет ориентировку распределения литотипов разреза, а изменение газового фактора от 40 (скв.174) до 115 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (скв.221) в скважинах соседних литотипов может свидетельствовать об их гидродинамической самостоятельности.



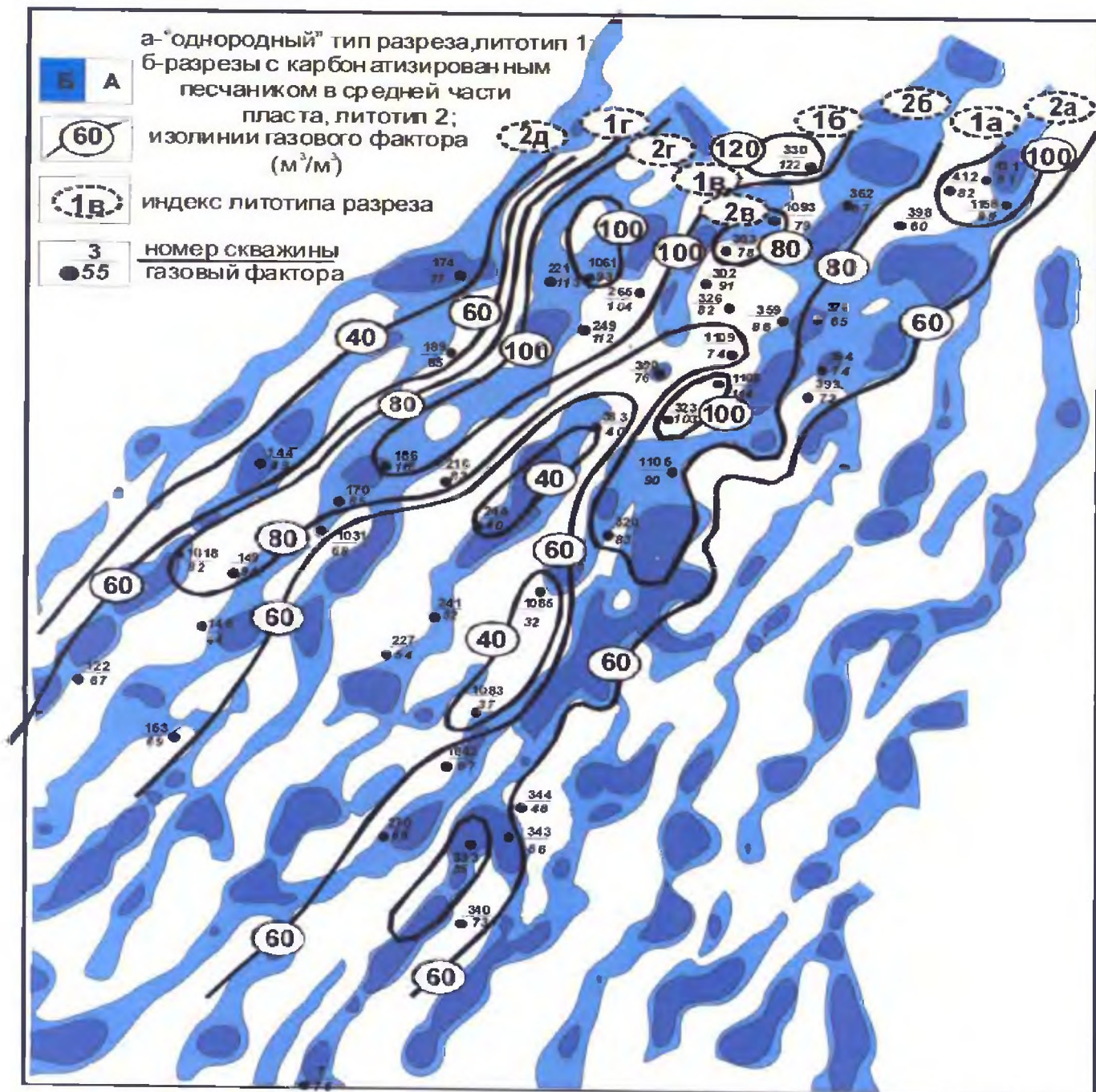


Рис. 2.38. Распределение газового фактора в пласте  $\text{Ю}_1^2$  Игольского месторождения (по данным И.В. Гончарова)

#### 2.3.4. Залежи углеводородов в «русловых» песчаниках приливно-отливной зоны (Карасёвское, Северо-Карасёвское месторождения – пласта $\text{Ю}_1^2$ )

Карасёвская и Северо-Карасёвская структуры подготовлены к поисковому бурению площадными работами ОГТ в 1963 (Карасёвская пл.), 1987 годах (Северо-Карасёвская пл.) и введены в поисковое бурение соответственно в 1985 и 1988 г.г.

Продуктивность на месторождении связана с отложениями васюганской свиты, в состав которой входят нижневасюганская подсвета, подугольная, межугольная и надугольная пачки.

Нижневасюганская подсвета имеет толщину 35-40 м и сложена переслаиванием алевролитов и аргиллитов. Она литологически однородна и прослеживается на всей изучаемой территории.

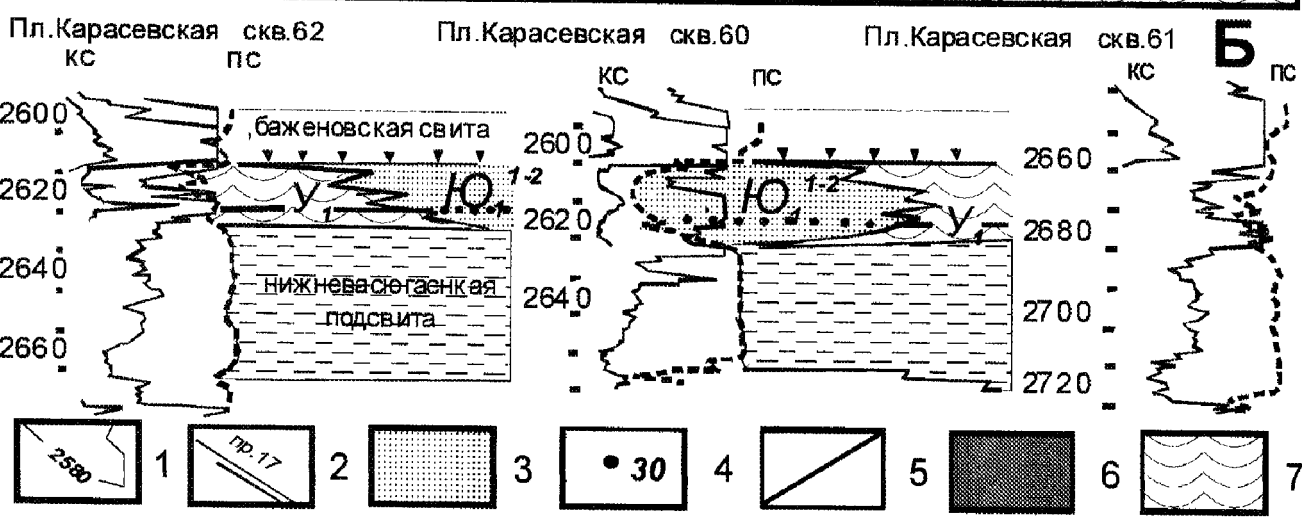
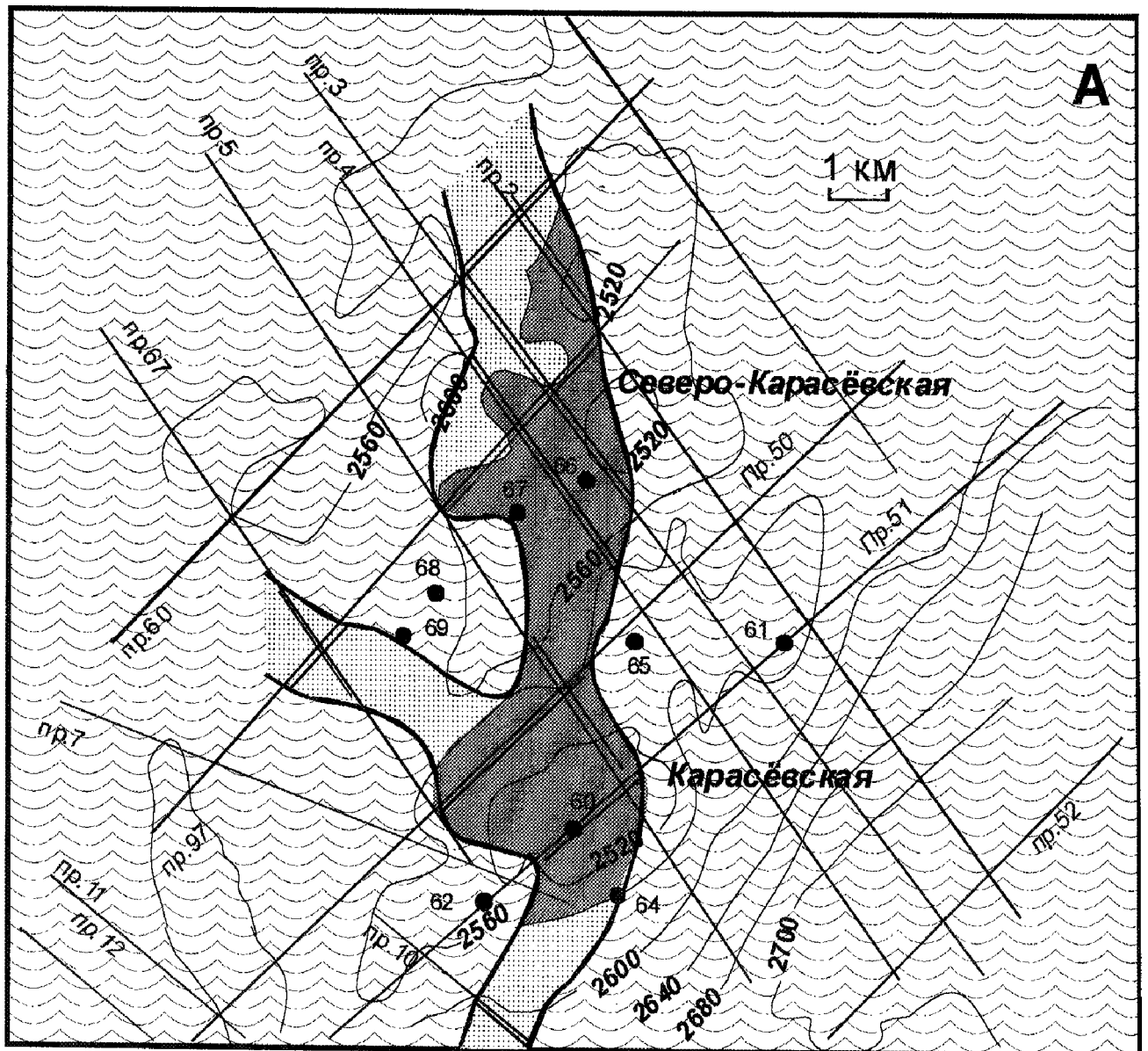
Подугольная толща включает в себя пласт  $\text{Ю}_1^3$ . Как коллектор пласт получил свое развитие на Западно-Карасёвской и Павловской структурах, где он сложен се-

рым, мелко-, средне-, крупнозернистым, крепкоцементированным песчаником с обугленным растительным детритом. Толщина его достигает 15-20 м. На ряде площадей, тяготеющих к юго-восточному обрамлению свода, отмечается частичное или полное замещение коллектора на непроницаемые разности, что обусловлено присутствием в песчаниках глинистого и известковистого материала.

Межугольная толща в исследуемом районе представлена маломощным угольным пластом, разделяющим регрессивные (подугольная толща) и трансгрессивные (надугольная толща) части разреза горизонта Ю<sub>1</sub>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, входящий в состав надугольной толщи, на большинстве площадей изучаемой территории (Западно-Карасёвская, Южно-Карасёвская, Карасёвская, Северо-Карасёвская, Северо-Моисеевская, Моисеевская структуры) слабо выражен, имеет незначительную толщину и низкие фильтрационно-емкостные параметры. Сложен он серым, мелкозернистым, крепко цементированным, глинистым, слабослюдистым, слабоизвестковистым песчаником с редкими остатками морской фауны. Мощность надугольной толщи составляет 15-20 м.

Аномальный тип разреза горизонта Ю<sub>1</sub> выявлен на Карасёвской (скв.60.) и Северо-Карасёвской (скв.66) площадях, где непосредственно под баженовской свитой отмечается развитие песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> повышенной толщины (15-25 м), залегающего непосредственно на глинистых образованиях нижневасюганской подсвиты (рис. 2.39в). В литологическом отношении он сложен средне- и мелкозернистыми, слабо- и среднесцементированными разностями светло-серого цвета. Наличие в составе песчаного пласта прослоев, содержащих гальку аргиллитов, и отсутствие межугольной толщи в разрезе васюганской свиты дают основание предположить наличие внутриформационных перерывов в объеме коллектора связанного, вероятно, с размывом межугольной и частично подугольной толщ в процессе формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.



Условные обозначения

1-изогипсы отражающего горизонта II<sup>а</sup>; 2-сейсмический профиль с фрагментом сейсмообраза; 3-зона развития песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>; 4-скважина, ее номер; 5-залежь нефти; 6-профиль разреза; 7-алеврито-глинистые отложения приливо-отливной зоны;

Рис. 2.39. Залежь нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Карасëвского и Северо-Карасëвского месторождений

Детальное изучение строения надугольной толщи в пределах Карасëвского поднятия указывает на узко локализованную форму развития коллектора. Из пяти пробуренных на этой структуре скважин, в полном объеме он присутствует лишь в скважине 60 и отчасти в скважине 64. Наличие этого пласта в скважине 66 на Северо-

Карасёвской площади может свидетельствовать о том, что песчаное тело имеет преимущественно меридиональную направленность развития, что хорошо объясняет отсутствие коллектора в скважинах 69, 68 и 67 Северо-Карасёвской и скв. 62, 61, 65 Карасёвской площадей, пробуренных к востоку и западу от прогнозной зоны развития коллектора.

Значительная толщина песчаника, присутствие в составе пласта внутрiformационной гальки, незначительная ширина коллектора и резкое боковое замещение его осадками алевролитоглинистого состава, позволяет отнести песчаное тело к фации русловой промоины приливно-отливной полосы. Аналогичные образования выявлены эксплуатационным бурением в межрезервуарных покрышках на Ломовой, Оленьей, Катильгинской площадях, где при толщине пласта 10-15 м и ширине 0,6-1,5 км коллектор имеет значительную протяженность линейного типа.

Для прогнозирования развития песчаника Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в пределах Карасёвской, Северо-Карасёвской структур на временных сейсмических разрезах, полученных сеймопартиями 5,4,7/81-82 и 4,5,7/85-86 анализировался временной интервал II<sup>a</sup> - I<sup>b</sup> (подошва баженовской - кровля тюменской свит). Разнообразие волновой картины, наблюдаемое по профилям можно сгруппировать в два типа (рис. 2.40 а).

*Первому типу (А)* свойственно наличие во временном интервале II<sup>a</sup> - I<sup>b</sup> самостоятельной фазы II<sup>a1</sup>, приуроченной, вероятнее всего, к зоне значительного опесчанивания разреза васюганской свиты.

*Второй тип (Б)* характеризуется более сложной интерференционной картиной горизонта I<sup>b</sup>. Здесь наблюдается неустойчивость отражающей границы, а присутствие хаотично расположенных фазовых осложнений нарушает четкость границы I<sup>b</sup>. В литологическом отношении разрезы этого типа характеризуются замещением пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на алевролитоглинистые отложения надугольной и подугольной толщ (скв. 62,65).

С целью подтверждения надежности выработанных критериев прогноза развития коллектора по характеру волновой записи, было проведено сейсмогеологическое моделирование прогнозируемой геологической ситуации по скважинам 62, 60, 61 Карасёвской площади (рис. 2.40 в). Использование при моделировании поличастотного импульса показало, что на синтетических сейсмограммах в зоне развития коллектора отмечается осложнение временного окна II<sup>a</sup>-I<sup>b</sup> фазой II<sup>a1</sup>, вследствие чего форма отражающего горизонта I<sup>b</sup> усложняется, сама фаза как бы расширяется, а временной интервал II<sup>a</sup>-I<sup>b</sup> уменьшается (рис. 2.40 б). Подобная сейсмическая запись наблюдается на временных разрезах ОГТ Северо-Карасёвской (скв.66) структуры.



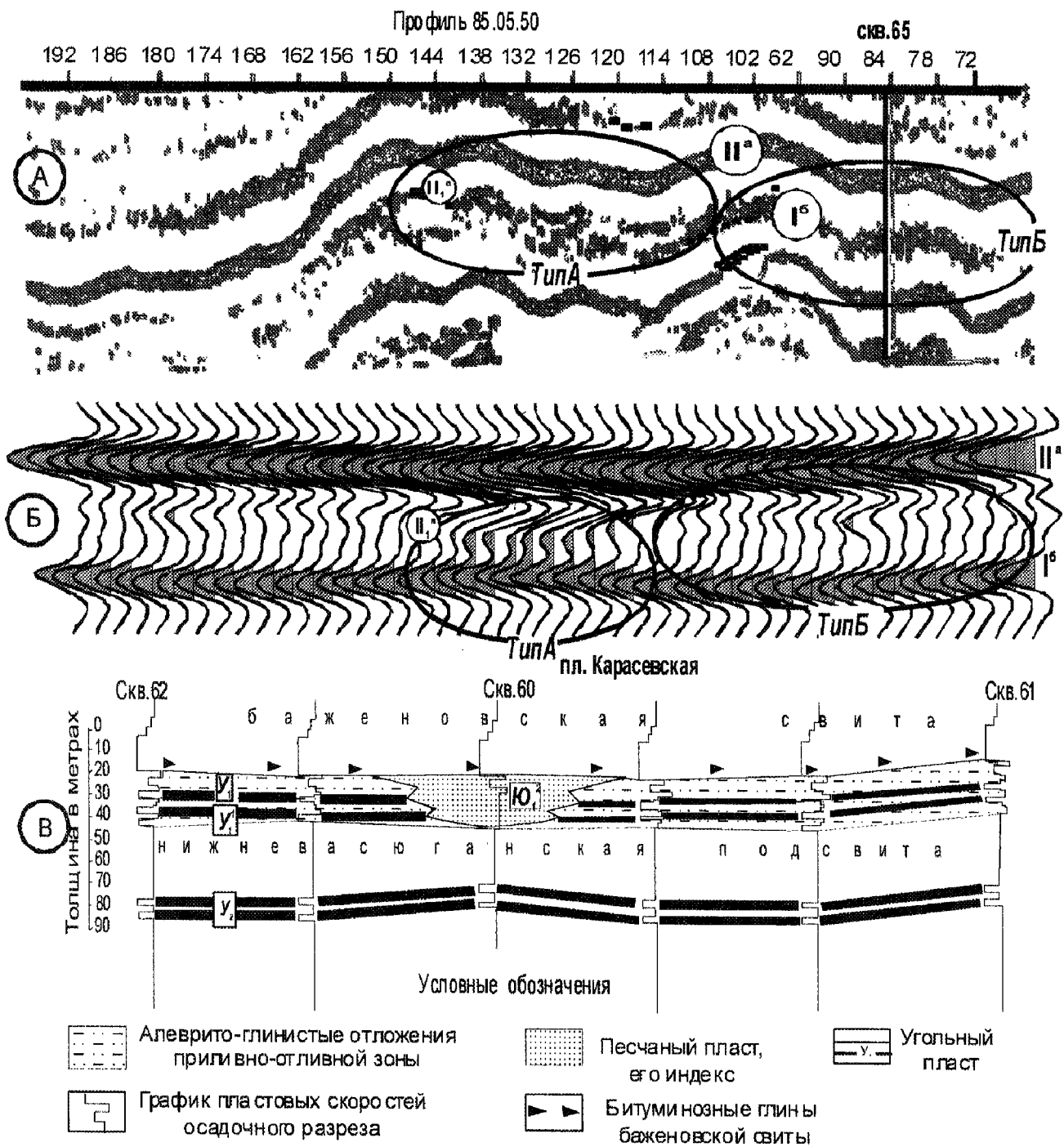


Рис. 2.40. Сопоставление реальной (а) и синтетической (б, в) сейсмограмм верхнеорского разреза

В целом, если по имеющимся сейсмическим профилям провести площадную трассировку волнового образа первого типа, то прогнозируемый коллектор представит собой узкую, порядка 1-2 км, меридионально вытянутую зону, проходящую через купольные части Северо-Карасёвской, Карасёвской, Южно-Карасёвской (рис. 2.39а) структур.

Рассматривая нефтегазоносность трассируемого песчаного тела можно отметить, что продуктивность его подтверждена в скважинах 60, 66 и отчасти 64 и 67. Более того, приток безводной нефти в скважине 64 (0,64 м<sup>3</sup>/сут. на 2мм штуцере), пробуренной в пределах оконтуривающей изогипсы Карасёвской структуры, дает основание предполагать наличие скопления углеводородов и в гипсометрически погруженных межструктурных зонах.



### 2.3.5. Перспективы нефтегазоносности связанные с поиском залежей нефти и газа в ловушках структурно-литологического и структурно-стратиграфического типов

Рассматривая прогнозную оценку нефтегазоносности верхнеюрского НГК на основе эталонных участков, следует отметить, что использованный подход расчета ресурсной базы по эталонным участкам, в силу сложности геологического строения комплекса, возможно, не отражает действительности. Корректировку прогнозных ресурсов углеводородного сырья верхнеюрского комплекса можно провести, используя объёмно-генетический метод, привлекая для этого данные по распределению и катагенезу органического вещества в баженовской свите - главном поставщике УВ для отложений васюганской свиты.

Достаточно значительная работа в этом направлении была выполнена В.А.Конторовичем [69], который провел сопоставление лабораторных исследований по содержанию  $C_{орг}$  в отложениях баженовской свиты с данными промыслово-геофизических исследований (ГК, КС). Полученные зависимости содержания  $C_{орг}$  от значений параметров ГК и КС для различных районов рассматриваемой территории позволили построить детальную карту распределения  $C_{орг}$  по всему фонду поисково-разведочных скважин Томской области (рис. 2.41).

Принципы расчёта удельной генерационной продуктивности отложений баженовской свиты хорошо изложены в работе «Условия формирования и методика поиска залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты» [44]. В соответствии с представленными в этой работе результатами исследований, оценка начальной нефтенасыщенности пород баженовской свиты рассчитывается как произведение массы органического углерода на коэффициент генерационной продуктивности породы в пределах участков, где степень катагенеза пород соответствует главной фазе нефтеобразования. Коэффициент генерации характеризует количество углеводородов находящихся в  $1\text{ м}^3$  материнской породы, содержащей одну тонну ОВ на данной стадии катагенеза. Согласно проведённым исследованиям при содержании  $C_{орг}$  10-15% коэффициент генерации составляет от 0,087 до 0,18 [44 - стр. 127]. Учитывая, что на рассматриваемой территории  $C_{орг}$  составляет 6-13% коэффициент генерации можно условно принять равным 0,1.

Коэффициент генерации очень удобен при оценке «пассивных» ресурсов УВ на большой территории, так как с его помощью можно вычислить удельную генерационную продуктивность пород. Последняя будет равна произведению коэффициента генерации на концентрацию  $C_{орг}$  в породе.

Учитывая, что отложения баженовской свиты изучаемого района находятся в главной фазе нефтеобразования, общий генерационный потенциал баженовской свиты можно рассчитать, умножив содержание органического вещества на значения коэффициента генерации (0,1) и на толщину баженовской свиты (рис. 2.41). Полученные результаты расчёта представлены на рис. 2.42.

Согласно Ф.Г.Гурари и др., [44] восьми-десяти и более значительные по толщине глинистые пачки, подстилающие и перекрывающие баженовскую свиту, исключают поступление углеводородов во вмещающие песчаники и способствуют формированию месторождений в самой баженовской свите. Принимая во внимание тот факт, что наличие георгиевских глин, подстилающих баженовскую свиту препятствует эмиграции углеводородов в нижезалегающие песчаные пласты горизонта Ю<sub>1</sub>, на представленной карте были введены поправки на территории с толщиной георгиевской свиты более 9 метров (рис. 2.42).

Согласно карте генерационного потенциала баженовской свиты повышенные потенциальные возможности первичной миграции углеводородов отмечаются в пре-

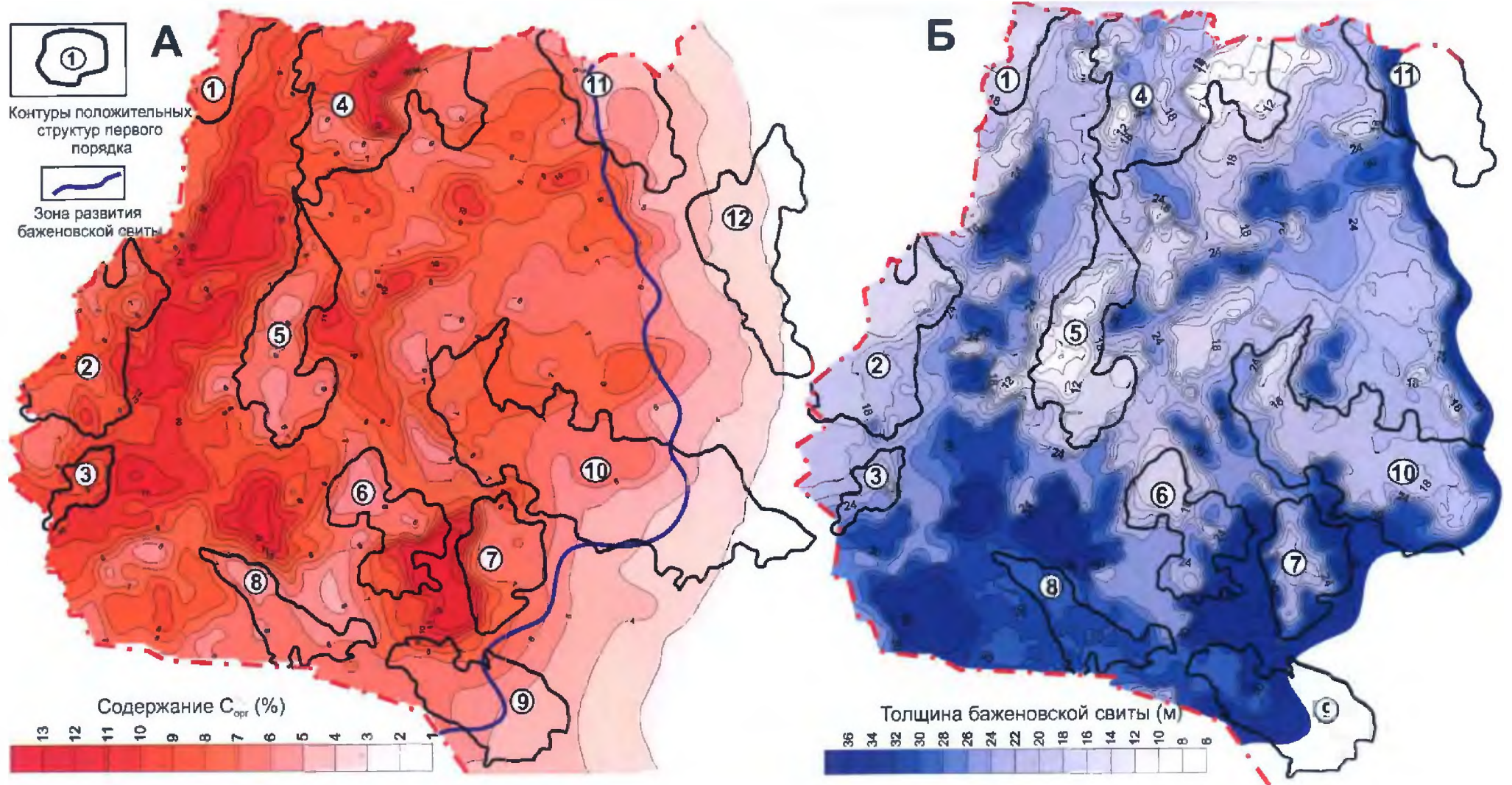
делах депрессионных зон впадин и склоновых частей крупных платформенных поднятий.

На основе построенной карты генерационного потенциала (см. рис. 2.42) возможно провести сейсмогеологический прогноз поиска ловушек сложнопостроенного типа в пределах участков, имеющих повышенные значения этого параметра.

Исследования по обобщению геолого-геофизической информации в пределах Каймысовского свода [3] свидетельствуют, что пространственное расположение высокоёмких продуктивных резервуаров надугольной толщи контролируется блоковой структурой фундамента. Как показывает прогнозная литолого-фациальная схема на время седиментации пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, границы блоков являлись активными элементами формирования палеорельефа и играли роль морфоструктурных барьеров, к которым были приурочены песчаные тела повышенной толщины. Одна из таких нефтеперспективных зон связана с палеобереговой линией верхнего оксфорда (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>). Поисково-разведочным бурением она выявлена в пределах Дуклинской, Западно-Катыльгинской, Озёрной площадей и прогнозируется вдоль восточного крутопадающего склона этой крупной платформенной структуры (рис. 2.43).

Реальность существования зоны можно рассмотреть на примере сейсмофациального анализа, проведённого для юго-восточной части Каймысовского свода.

В геологическом строении горизонта Ю<sub>1</sub> васюганской свиты рассматриваемой территории, включающей в себя Поселковое, Южно-Поселковое, Соломбальское, Кузырское, Центральное, Мельничное поднятия принимают участие отложения надугольной и подугольной толщ.



Основные положительные структуры: 1 - Нижневартовский свод 2 - Каймысовский свод, 3 - Крапивинско-Моисеевское к.п., 4 - Александровский свод, 5 - Среднеवासюганский мегавал, 6 - Пудинское мезоподняtie, 7 - Горелоярское мезоподняtie, 8 - Лавровский мезовыступ, 9 - Калгачский мезовыступ, 10 - Парабельский мегавыступ, 11 - Пыль-Караминский мегавал, 12 - Пайдугинский мегавал

Рис. 2.41 Карта толщин (б) и содержание  $C_{орг}$ (а) баженовской свиты [69]



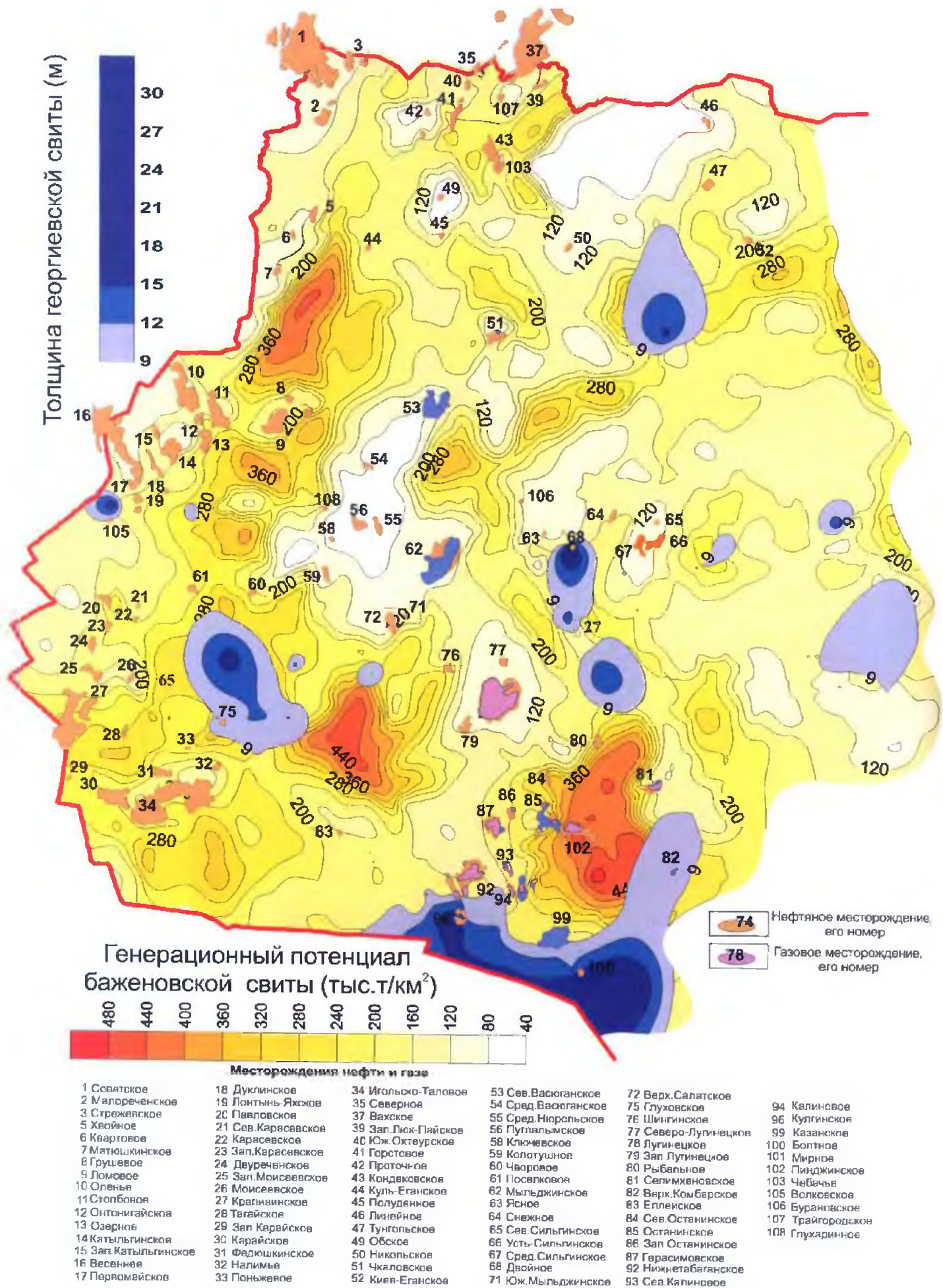
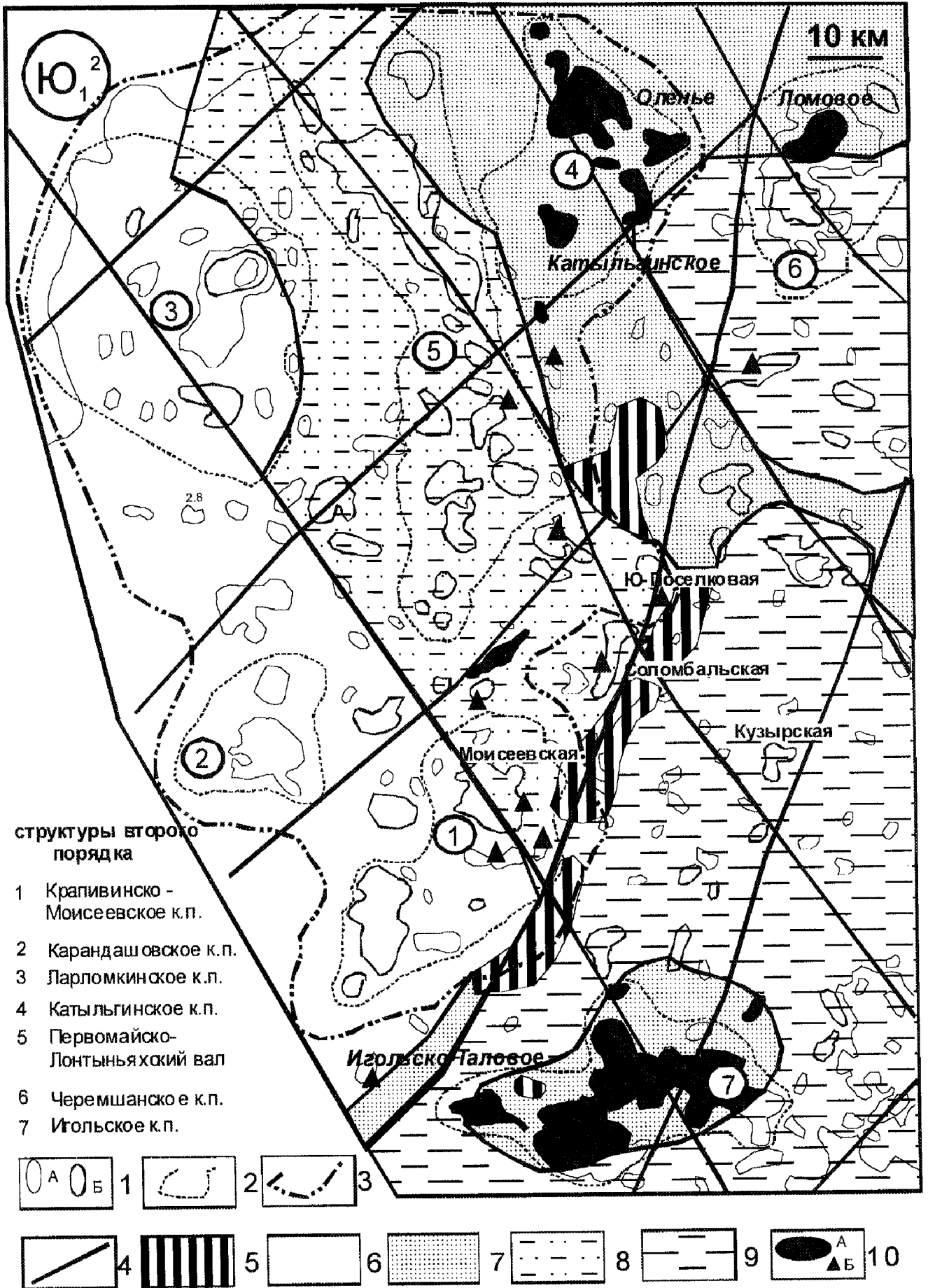


Рис.2.42 Генерационный потенциал базеновской свиты (тыс.т/км<sup>2</sup>), с учетом экранирующих свойств георгиевских глин.



Условные обозначения: 1-локальные структуры изученные бурением (а) и не изученные бурением (б); 2-структуры второго порядка; 3-структуры первого порядка; 4-разломы фундамента (по В.С Суркову и В.У.Петракову); 5-нефтеперспективные структуры и участки; 6-континентальная равнина; 7-песчаные осадки береговой зоны; 8-глинистые и алевроито-глинистые отложения лагун; 9- глинистые морские осадки георгиевской свиты; 10-залежи нефти (а) и нефтепроявления (б).

Рис. 2.43. Литолого-фациальная схема формирования пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в пределах Каймысовского свода



Осадки нижневасюганской подсвиты, мощность которых составляет 40-50 метров с тенденцией некоторого увеличения толщин в погруженные участки Нюрольской впадины, представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с преобладанием последних.

Подугольная толща включает в себя пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, литологически выдержанный в пределах исследуемой территории. Коллектор мощностью 10-15 метров сложен светло-серым, средне-мелкозернистым песчаником. Хорошие фильтрационно-емкостные характеристики пласта, наблюдаемые в пределах Соломбальской и Поселковой площадей, заметно ухудшаются в районе Моисеевского к. п.

Межугольная пачка представлена угольным пластом У<sub>1</sub>, толщина которого составляет первые метры. Латеральная выдержанность пласта подтверждается бурением скважин на Моисеевской, Южно-Моисеевской, Соломбальской, Кузырской площадях.

Надугольная толща имеет полифациальный характер строения и условно может быть разделена на три пачки.

Нижняя пачка, перекрывающая непосредственно угольный пласт У<sub>1</sub>, сложена переслаиванием темно-серого до черного, плитчатого аргиллита и светло-серого, мелкозернистого, среднесцементированного, глинистого, слабослюдистого, слабоизвестковистого песчаника. В осадке отмечаются линзы и желваки пирита, остатки морской фауны. Мощность пачки в разрезах скважин Соломбальской и Южно-Поселковой площадей достигает 8-10 метров. В районе Моисеевского к.п. она сокращается до полного выклинивания. Литологические особенности отложений (их темная, почти черная окраска, присутствие пирита и остатков морской фауны) свидетельствуют об их формировании в условиях лагуны или приливно-отливной равнины.

Средняя пачка надугольной толщи в пределах Соломбальской, Южно-Чворовой, Мельничной и Моисеевской структур представлена 4-6 метровым серым, средне-мелкозернистым, средне-крепкосцементированным, глинистым песчаником, в котором отмечаются остатки и отпечатки морской фауны (Соломбальская скв.2, Южно-Поселковая скв.1), следы жизнедеятельности роющих организмов, желваки пирита (Моисеевская площадь, скв.3, 9). В верхней части пласта повсеместно присутствуют маломощные, непроницаемые прослои темно-серого с зеленоватым оттенком, глауконитового песчаника, выделяемого в барабинскую пачку. Низкая проницаемость песчаников, обусловленная плохой сортировкой обломочного материала, наличие морской фауны и присутствие следов жизнедеятельности роющих организмов могут свидетельствовать о формировании этих отложений в условиях переходной зоны шельфа.

Верхняя пачка надугольной толщи сложена осадками георгиевской свиты - темно-серые аргиллиты с неясно выраженной слоистостью, с редкими желваками пирита и остатками морской фауны. Отсутствуя в пределах Моисеевского к.п., георгиевская свита постепенно нарастает в направлении структурного погружения, достигая на Кузырской площади 15 метров.

Анализ сейсмического материала в районе исследований позволяет отметить интересные особенности строения волнового пакета П<sup>а</sup>-Г<sup>б</sup> на разрезах ОГТ. В общем, плане, по широтному направлению, в сейсмической записи отмечается последовательное чередование четырех типов волновой картины (рис. 2.44а).

*Первый тип* свойственен наиболее гипсометрически повышенным участкам территории (Соломбальская, Поселковая, Мельничная, Моисеевская структуры), где во временном интервале между отрицательными фазами П<sup>а</sup> и Г<sup>б</sup> отмечается хаотичная запись единичных сейсмических трасс.

*Второй тип* записи выделяется северо-восточнее Моисеевского и восточнее Соломбальского и Южно-Поселкового поднятий. Для него характерно присутствие отрицательной фазы  $\Pi^{a1}$  во временном интервале васюганской свиты.

*Третий тип* в восточном направлении сменяет второй и по своим особенностям сейсмической записи подобен первому типу.

*Четвёртый тип.* В наиболее погруженных участках структурного плана, также отмечается присутствие фазы  $\Pi^{a1}$ . Однако по сравнению со вторым типом, в этом типе фаза  $\Pi^{a1}$  имеет более чёткую выразительность, наблюдается расширение временного окна  $\Pi^a$ - $\Gamma^b$  (Кузырская площадь).

Сейсмогеологическая интерпретация временных разрезов ОГТ проводилась на базе двухмерного моделирования с построением синтетических сейсмограмм. Основные принципы моделирования были изложены выше. В качестве опорных разрезов для модели были взяты осредненные графики пластовых скоростей по Соломбальской, Моисеевской и Кузырской площадям, расположенным в пределах развития первого (Соломбальская, Поселковая, Моисеевская площади) и четвертого (Кузырская площадь) типов (см. рис. 2.44, в). Разрезы второго и третьего типов сейсмической записи реконструировались сообразно возможной геологической ситуации. Согласно предположению, северо-восточнее Моисеевского поднятия и юго-восточнее Соломбальской площади песчаные отложения переходной зоны, соотносимые со средней пачкой надугольной толщи, должны замещаться баровыми отложениями (пласт  $\text{Ю}_1^2$ ).

Формированию последних, вероятно, способствовало наличие морфоструктурной террасы (Южно-Соломбальская, Северо-Мельничная группа структур). Разрез на-

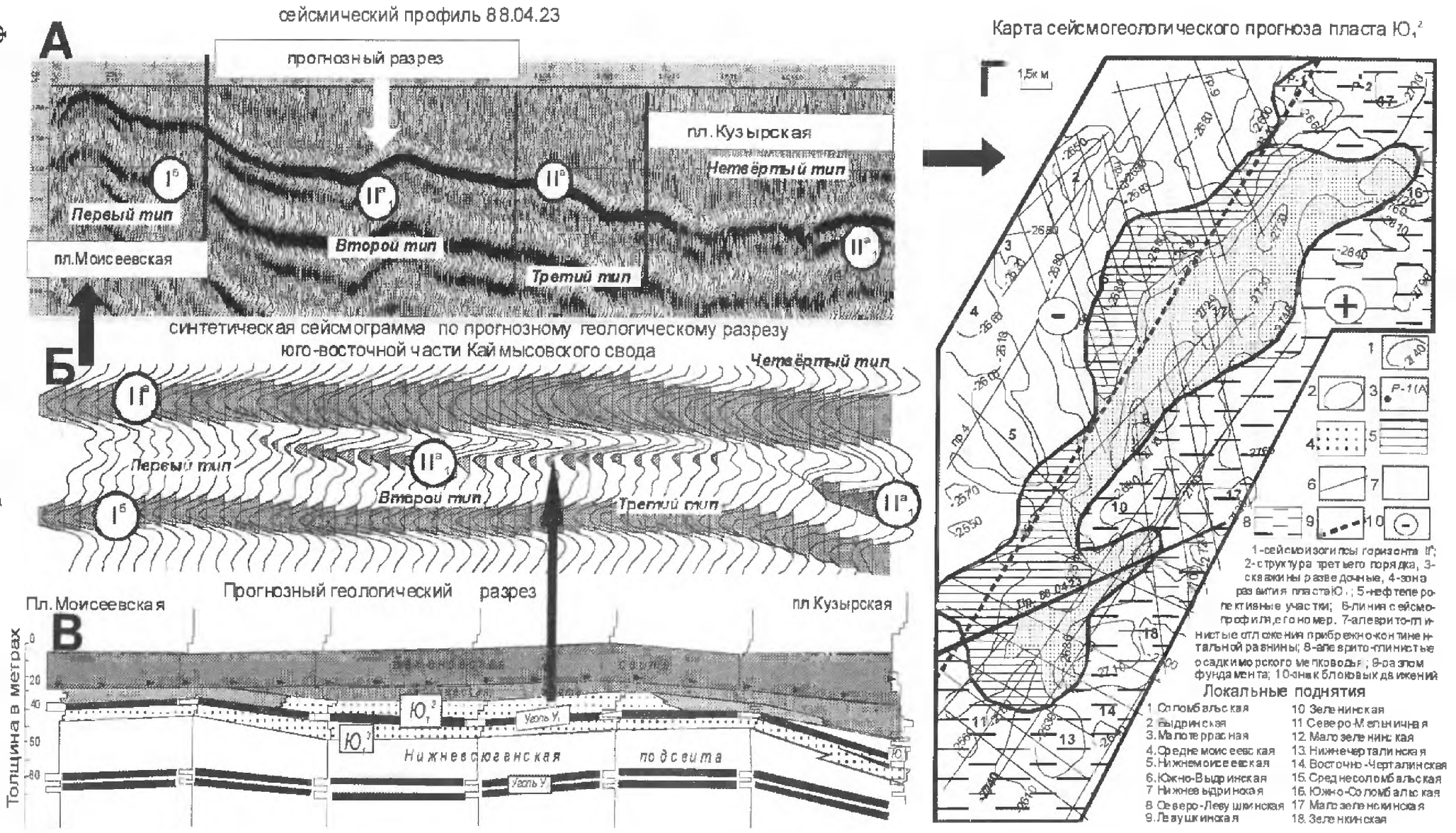


Рис. 244 Сейсмогеологический прогноз пласта Ю<sup>2</sup> в пределах юго-восточной части Каймысовского свода.

дугольной толщи в пределах прогнозируемой зоны должен характеризоваться повышенной мощностью, а градиент скоростного перехода от кровли надугольной толщи к кровле межугольной, учитывая последовательную смену вниз по разрезу песчаных отложений бара аргиллитами приливно-отливной равнины и далее углями маршевой зоны, будет отображать постепенное снижение этого параметра.

Двухмерное сейсмогеологическое моделирование показало, что формирование фазы  $\Pi_1^a$  в пределах второго типа сейсмической записи может быть связано с наличием песчаного пласта повышенной мощности в составе надугольной толщи (см. рис. 2.44, в). В то же время появление аналогичной фазы в разрезах четвертого типа обусловлено увеличением мощности бажендовской свиты.

Площадное картирование сейсмического образа второго типа по временным разрезам ОГТ в пределах восточного склона Моисеевского к.п. позволяет выделить ряд нефтепоисковых объектов неантиклинального типа. Одним из таких является структурно-литологическая Северо-Мельничная ловушка (рис. 2.44г). Нефтеперспективная площадь двух прогнозируемых залежей составляет 72 и 60 км<sup>2</sup>, а прогнозируемые извлекаемые запасы нефти соответственно 5 и 4 млн. т.

### ***Возможность реального прогноза***

По аналогии с восточной частью Каймысовского свода, в сейсмической записи отложений васюганской свиты восточного склона Средневасюганского мегавала между горизонтами  $\Pi_a$  и  $\Pi_b$  можно выделить три самостоятельных группы отражений (рис. 2.45). Первая, для которой свойственно наличие фазового осложнения  $\Pi_a^1$ , характерна для скважин с коллектором в надугольной толще (см. рис. 2.45а). Во второй группе наблюдается непостоянство в записи отдельных сейсмических трасс. Она тяготеет к зонам развития предбаровых и забаровых фаций. Третья группа, относящаяся к области уменьшения толщин надугольной толщи, имеет сокращённый временной интервал между сейсмическими горизонтами  $\Pi_a$  и  $\Pi_b$ .

Проведенная в 1989г (ТОСНИИГГиМС) интерпретация выделенных групп сейсмической записи по профилям ОГТ западного склона Средневасюганского мегавала [5] позволила выделить зону площадного развития песчаного пласта  $\Pi_1^2$  и отметить четыре нефтеперспективные ловушки структурно-литологического типа. (рис. 2.46). Последующие разведочные работы на территории подтвердили состоятельность сейсмогеологического прогноза.

Так, бурением скважин 1 и 2 на Глухарином поднятии было открыто месторождение нефти. На Колотушном месторождении бурением скважин 273, 274, 270, 272 доказано отсутствие продуктивного коллектора в восточной и центральной частях поднятия. Кроме того, полученные при испытании в колонне с отметки -2477 м вода и плёнка нефти в скважине 269 и с отметки -2500 м безводная нефть в скважине 277, свидетельствуют о наличии двух самостоятельных залежей в верхней части Колотушного месторождения. На это указывает морфология линии литологического замещения в районе скважин 272, 261 (рис. 2.46).

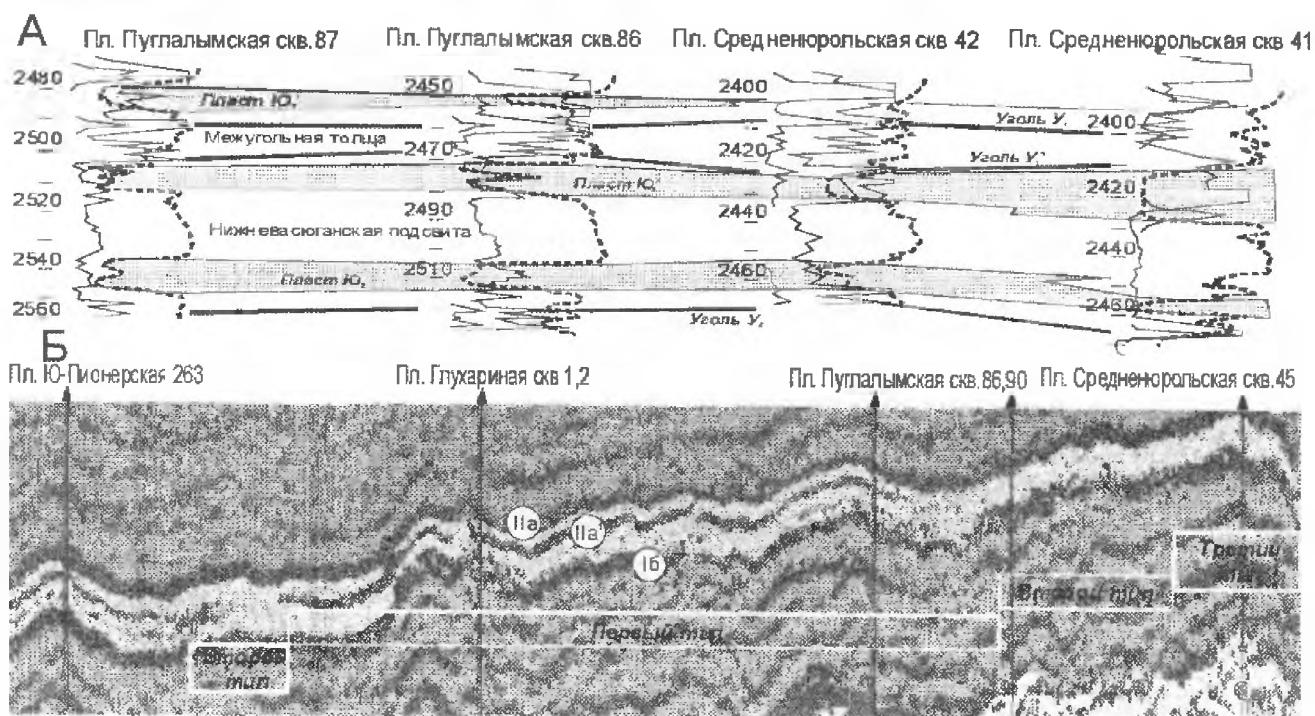


Рис. 2.45. Схема корреляции (а) и сейсмическая характеристика отложений васюганской свиты (б) западного склона Средневазюганского мегавала

На Пуглалымском месторождении скважиной 89 расширено поле нефтеносности, а скважиной 93 уточнено положение водонефтяного контакта на отметке – 2378 м.

В скважинах пробуренных в непосредственной близости от зоны выклинивания коллектора (скважины 90, 91, 92 Пуглалымской и скважины 1, 2 Южно-Ельцовой площадей) на динамических уровнях и при испытании в колонне получены слабые притоки (0,1-0,8 м<sup>3</sup>/сут.) воды и нефти. При этом, приток воды с плёнкой нефти в скважине 92 с абсолютной отметки -2394 м, что на 16 метров ниже уровня принятого водонефтяного контакта на Пуглалымском месторождении. является свидетельством возможного существования структурно-литологической ловушки на юго-западном борту Пологого поднятия (Пологая НАЛ).

Прогнозируемая площадь ловушки -30 км<sup>2</sup>. При толщине коллектора 3-5 метров (по аналогии с Пуглалымским месторождением) в ней может быть локализовано до 5 млн.т извлекаемых запасов нефти.

По аналогичной форме сейсмической записи (Южно-Колотушная пл.) и геологическим предпосылкам прогноза развития пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> возможно формирование структурно-литологических ловушек в северо-восточной и южной частях Колотушного поднятия и юго-восточной периклинали Западно-Ключевского поднятия (см рис 2.46).



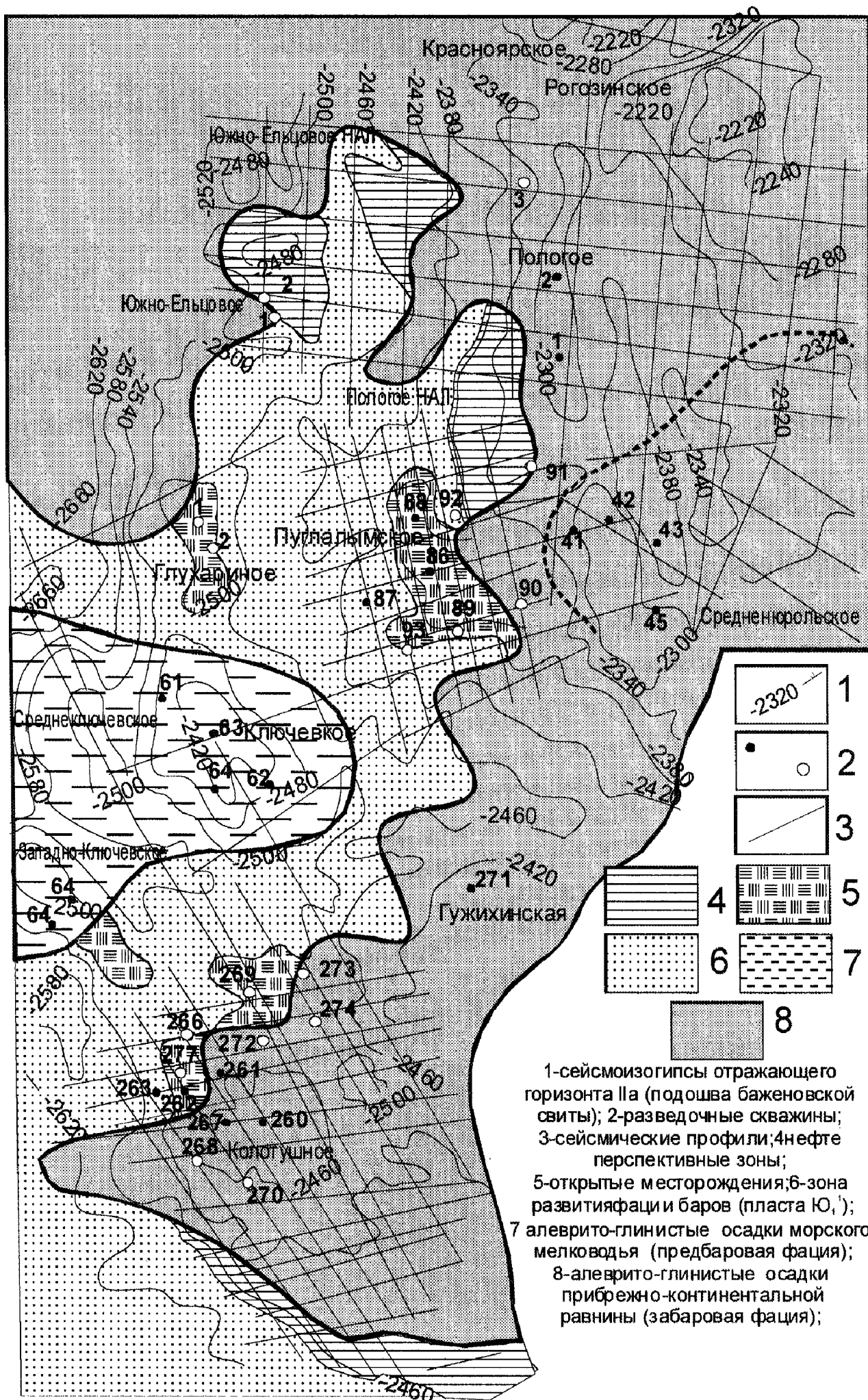


Рис. 2.46. Прогноз развития продуктивного коллектора Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и возможная локализация залежей нефти структурно-литологического типа на западном склоне Средневасюганского мегавала

***Сейсмогеологический прогноз сложнопостроенных структурно-литологических объектов, выявленных в процессе эксплуатационного бурения на разрабатываемых месторождениях***

Перспективное направление наращивания запасов углеводородов в пределах уже разрабатываемых месторождений связано с более углублённым фациальным анализом продуктивных коллекторов.

Учитывая, что разнофациальные песчаные тела имеют индивидуальные тренды пространственного развития, диагностика фациальных обстановок формирования продуктивных коллекторов на месторождениях нефти и газа, способствует их доразведке и поиску залежей спутников. Примером тому может служить Первомайское месторождение, где нефтеносность связана с пластом Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> надугольной толщи васюганской свиты.

Коллектор, толщина которого изменяется в пределах 5-10 метров, имеет покровный характер развития в пределах Первомайско-Весеннего поднятия, за исключением северо-западной периклинали Весенней структуры, где он выклинивается. Продуктивный пласт по своему генезису можно отнести к баровому песчанику, формирование которого было связано с последовательным боковым наращиванием отдельных баровых построек в юго-восточном направлении. Гидродинамическая изоляция баровых песчаных тел и структурные особенности поднятия предопределили разные уровни водонефтяных контактов в различных частях месторождения.

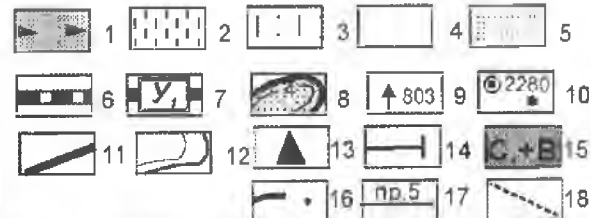
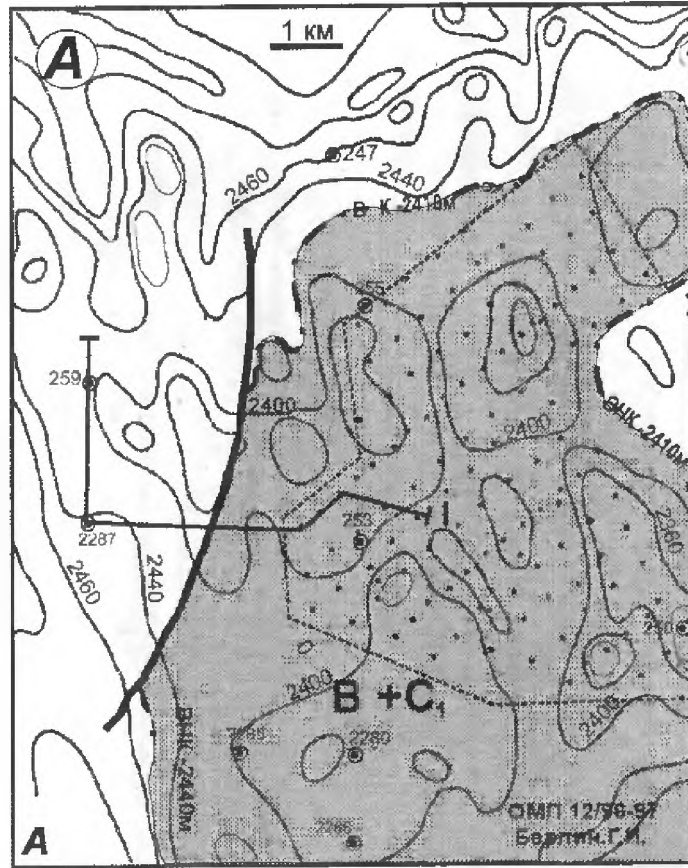
В процессе эксплуатационного бурения на Весеннем поднятии в зоне сокращения толщин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> были выявлены разрезы повышенной мощности песчаников надугольной толщи (до 10 м). Отсутствие фациального анализа коллектора не изменило общих представлений на распределение нефтеносности в пределах месторождения (см. рис. 2.47а).

Детальное изучение строения продуктивных резервуаров на основе построенной седиментационной модели формирования верхнеюрских отложений Каймысовского свода позволило выделить в отложениях надугольной толщи Весеннего поднятия два генетически разнородных песчаных тела – прибрежно-морские баровые песчаники (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>) и приливно-отливной канал (пласт Ю<sub>1</sub><sup>П</sup>).

Баровый песчаник, толщиной 5-7 метров, закономерно сокращаясь в северном направлении, выклинивается в северо-западной части Весеннего поднятия. Песчаники приливно-отливных каналов, вмещающаяся в чёрные, пиритизированные, глинистые образования лагун, имеют локализованное развитие. В пределах разбуренной части месторождения это фрагменты руслоподобных систем северо-западной и субширотной ориентировки.

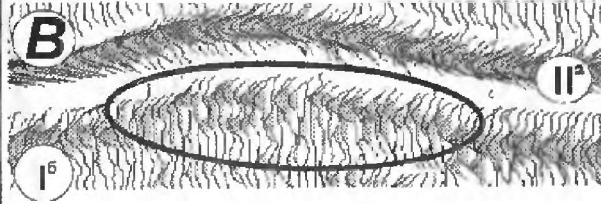
В разрезах скважин, где отмечается совместное присутствие пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>П</sup>, на границе раздела пластов отмечаются прослой карбонатизированного песчаника (рис. 2.48а, в). Учитывая тенденцию развития трендов выделяемых приливно-отливных каналов по данным

Строение залежи нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> без учёта фациального анализа продуктивного резервуара.



А - прогнозное строение пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; Б - геологический профиль по линии I-I'; 1 - битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 2 - лагунные глины; 3 - алеврито-глинистые отложения; 4 - покровные песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 5 - рукавообразные песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 6 - карбонизированные песчаники; 7 - угольный пласт; 8 - пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и его изопахиты; 9 - эксплуатационные и разведочные скважины на разрезе; 10 - эксплуатационные и разведочные скважины на плане; 11 - линия литологического выклинивания пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>; 12 - изогипсы отражающего горизонта II<sup>а</sup> по Берлину Г.И.; 13 - проектные скважины; 14 - линия геологического разреза; 15 - категории запасов; 16 - линия ВНК; 17 - сейсмический профиль; 18 - район эксплуатационного бурения

Проявление русловых песчаников в сейсмической записи (профиль 86.5.7.3)



Строение залежи нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на основе сейсмического фациального анализа продуктивного резервуара.

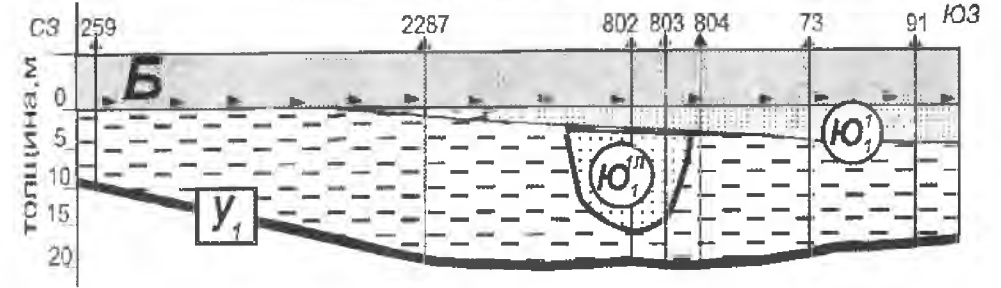
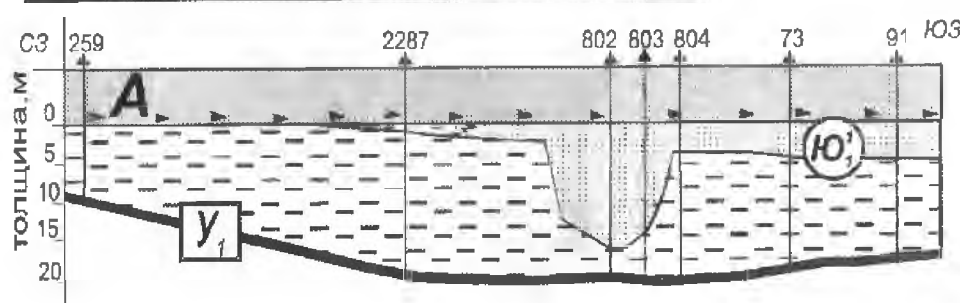
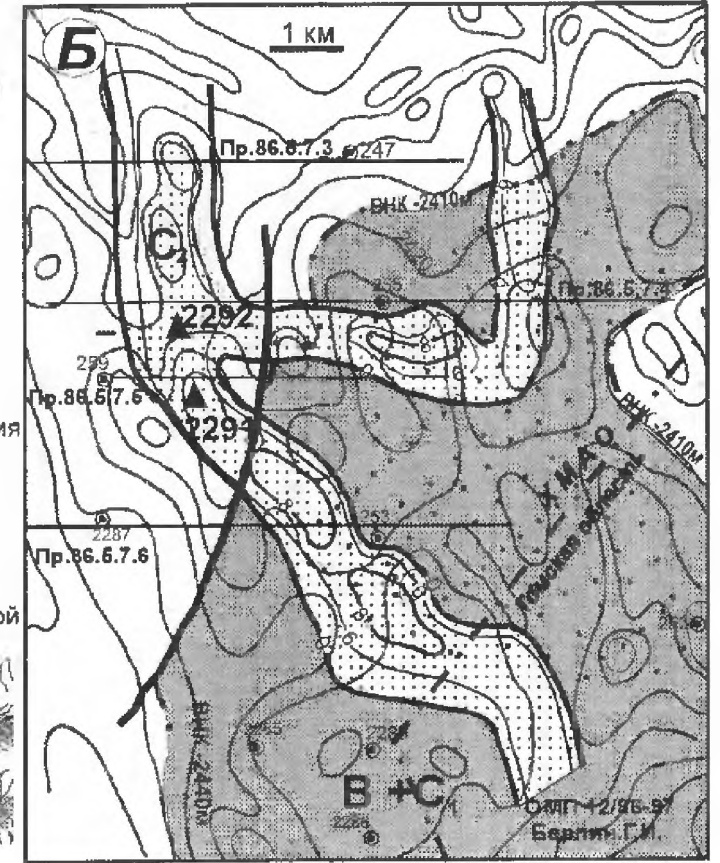


Рис. 2.47 Особенности строения пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>11</sup> Первомайско-Весеннего месторождения

эксплуатационного бурения, коллектор Ю<sub>1</sub><sup>Л</sup> прогнозировался в северо-западной части Весеннего поднятия, за пределами линии выклинивания основного нефтеносного пласта Ю<sub>1</sub><sup>Г</sup>.

Проведенный анализ временных разрезов ОГТ в пределах разнофациальных зон надугольной толщи позволил выделить три типа сейсмической записи (рис. 2.48б).

Первый тип, свойственный для зоны присутствия пласта Ю<sub>1</sub><sup>Г</sup>, характеризуется наиболее полной фазовой выразительностью волнового пакета II<sup>а</sup> - I<sup>б</sup> (подошва баженновской свиты - кровля тюменской свиты). Здесь можно выделить две положительные (Б, Г) и три отрицательных (А, В, Д) фазы.

Для второго типа, где отмечается развитие значительного по толщине (до 6-10 метров) дельтового канала и маломощного (1-1,5м) песчаного пласта Ю<sub>1</sub><sup>Л</sup>, временная величина волнового пакета II<sup>а</sup> - I<sup>б</sup> увеличивается, а интенсивность фаз Б-Д уменьшается.

Для третьего типа, выделяемого в области развития лагунных фаций надугольной толщи, наблюдается значительное сокращение волнового пакета II<sup>а</sup> - I<sup>б</sup> и объединение фаз Б,В и Г в одну положительную фазу.

Проведенный анализ волнового поля в зоне развития лагунных фаций северной части Весеннего поднятия (рис. 2.47в) позволил спрогнозировать зону развития пласта Ю<sub>1</sub><sup>Л</sup> и рекомендовать в её пределах проведение поисково-разведочных работ (рис. 2.47б).

Последующее бурение скважин 2291 и 2292 подтвердило развитие продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>Л</sup>. Так, в скважине 2292 промышленный приток нефти была получен с абсолютных отметок -2417-2421 м, что на 11метров ниже уровня водонефтяного контакта по северной части залежи пласта Ю<sub>1</sub><sup>Г</sup>. Результаты испытания скважины свидетельствуют о гидродинамической связи пласта Ю<sub>1</sub><sup>Л</sup> с восточной залежью основного продуктивного коллектора Ю<sub>1</sub><sup>Г</sup>, где отметка ВНК принята на а.о. -2440 м, что расширяет перспективы нефтеносности прогнозируемого коллектора Ю<sub>1</sub><sup>Л</sup>.

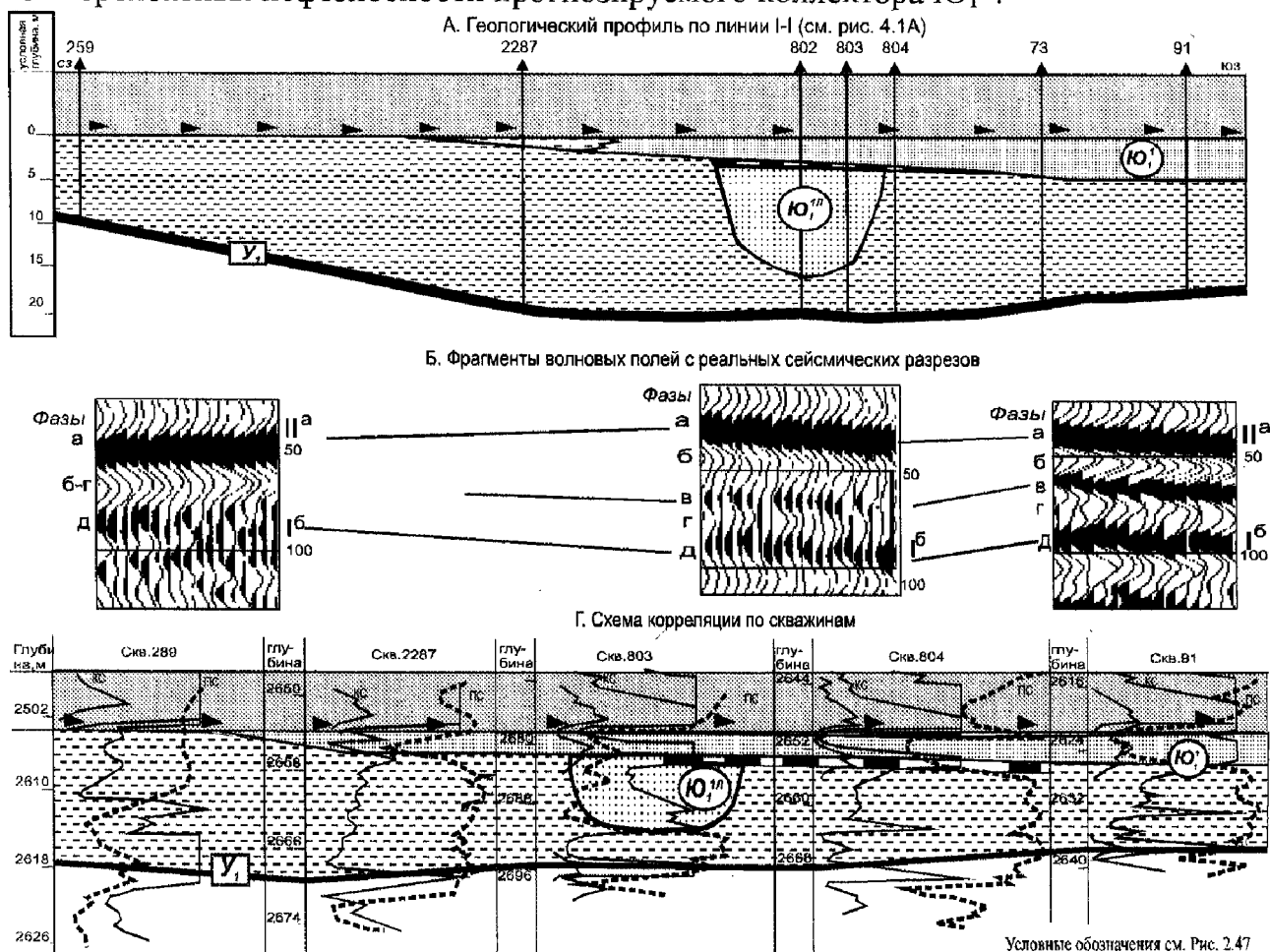


Рис. 2.48. Сейсмогеологическая характеристика надугольной толщи северо-западной части Первомайского - Весеннего месторождения

## ГЛАВА 3

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

#### 3.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОБ УСЛОВИЯХ ФОРМИРОВАНИЯ И СТРОЕНИЯ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА

Следует сразу подчеркнуть, что на протяжении всего времени исследований верхнеюрско-нижнемелового комплекса осадков авторы старались сохранить преемственность терминологии и индексации, а также исходили из принципов приоритета в исследованиях нижнемеловых отложений как на территории Западной Сибири в целом, так и на сопредельных территориях, примыкающих к Томской области [42, 43, 63, 78, 86, 121, 122] (рис. 3.1).

Неокомский разрез представлен частым, относительно равномерным чередованием глинистых и песчано-алевролитовых пачек (см. рис. 1.1), свидетельствующих о мелкоциклическом характере осадочного процесса, который проявлялся на фоне общерегрессивной направленности развития бассейна. В Западной Сибири, согласно существующим схемам строения и индексации циклитов волжско-неокомских отложений (рис. 3.2), их насчитывается около 30 [63, 79, 91, 92], отнесенных Ю.П. Карогодиным к прогрессивно-регрессивным циклитам зонального ранга.

При этом под термином **циклит** понимается "целостная во времени формирования породно-слоевая *ассоциация, тело*, отвечающее *седиментационному циклу*, фазы которого связаны во времени" /Н.С. Шагский/ Такие циклиты формировались в эпоху глобальной неокомской регрессии, в периоды более мелких - зональных и субрегиональных трансгрессий. Трансгрессивные этапы, маркируемые устойчивыми в разрезе глинистыми пачками сменяются периодами регрессий формирования преимущественно алевро-псаммитовыми осадками.

В составе каждого циклита выделяются отложения трех основных палеогеоморфологических зон бассейна или критических обстановок седиментации: фондоформной, клиноформной и ундаформной. По латерали в парагенетическом ряду с ундаформной обстановкой или зоной мелководного шельфа располагаются прибрежно-морская и далее – континентальная обстановки осадконакопления, сменяющие друг друга.

Вышеназванные основные палеогеоморфологические зоны формировали единый *седиментационный циклит*, являющийся основным элементом регионально-зонального районирования клиноформных комплексов. *Клиноформные части циклитов* предлагается [42] именовать *клиноформами*, т.е. геологическими телами, имеющими в поперечном сечении линзовидную форму. В каждой клиноформе различают: склоны - тыловой и фронтальный, два основания, две границы - верхнюю и нижнюю. За основание клиноформы принимается кровля баженовской свиты (см. рис. 1.14).

*Тыловая часть клиноформ*, соответствующая трансгрессивным элементам циклита, сложена преимущественно глинистыми осадками, нередко с наклонными линзами песчано-алевролитовых пород, отслаивающихся от шельфовых пластов. *В зоне крутого склона* формируются в основном глинистые отложения.

*В нижней части склона* песчанистость увеличивается. По направлению к фондоформе пласты выклиниваются. Каждая последующая пачка смещается относительно предыдущей в направлении к фронтальной части клиноформы и вверх по стратигра-



фическому разрезу, создавая характерную косослоистую, черепицеобразную структуру

Внешняя или фронтально-склоновая поверхность клиноформы на восток сменяется диахронной границей, характеризующей взаимозамещение шельфовых и склоновых фаций, скользящей во времени и в пространстве. Тыловая склоновая граница к западу сменяется нижней границей клиноформы, которая приурочена к поверхности баженовских отложений.

Положение каждого отдельного циклита, таким образом, по отношению к другому также черепицеобразно, так как они перекрывают друг друга, в разной мере последовательно заполняя глубоководную часть бассейна, латерально и вертикально наращивая толщину осадков и продвигаясь к центру бассейна.

В плане клиноформы простираются субмеридиональными зонами вдоль бровок изохронных палеошельфов. Их протяженность в палеобассейне во много раз превышает ширину. Однако, меридиональная зональность как циклитов, так и клиноформных зон и продуктивных пластов в частности, изучена слабо, поскольку для этого требовалось проведение комплекса специальных, довольно трудоемких исследований, а также подготовка методической основы.

Меридиональное простирание и чешуйчатое соотношение циклитов и клиноформ обусловило соответствующее размещение и составляющих их песчано-алевролитовых слоев. *Доля песчаных фаций* в общем объеме циклитов различна. Она изменяется и по простиранию, хотя в распределении пород внутри циклитов можно проследить и некоторые общие черты.

Наращивание неокотских клиноформ и шельфов происходило с разными скоростями и эти преобразования связаны с изменением условий образования пород, слагающих циклиты и, в первую очередь, с наличием либо отсутствием крупных и мелких источников питания шельфа терригенным материалом. Различия литологического состава и морфологии клиноформ определяются, помимо этого, наличием целого ряда факторов: глубиной бассейна седиментации, уровнем моря, соотношением трансгрессивного и регрессивного этапов, особенностями палеорельефа края шельфа и его склонов, тектонической активностью, количеством и составом поступающих осадков, характером и размещением источников и путей переноса терригенного материала, энергией волн и течений в приемном бассейне.

Поскольку меняются размеры клиноформ и их части (элементы), мощности и литологический состав возможно и *перерождение* структуры отдельного циклита, его *конвергенция* в различных структурно-тектонических зонах, предопределивших различные морфологические особенности палеорельефа и различия скоростей трансгрессий в разных участках бассейна [91]. Это объясняется тем, что на плоских равнинах даже незначительный подъем уровня моря мог вызвать обширные трансгрессии, протекавшие в геологическом масштабе времени практически мгновенно. Пространства суши с расчлененным рельефом затапливались морем значительно медленнее, а трансгрессии имели меньший по площади масштаб. При этом наиболее резкие фациальные изменения фиксируются в зоне клиноформы, часто появлением в них новых литологических тел, либо их литологическим замещением. В таких случаях наблюдаются участки, где шельф является общей областью осадконакопления для нескольких ундаформных зон разных циклитов.

Поскольку основные соотношения шельфовых и клиноформных отложений, характер их взаимопереходов по латерали и черты внутреннего строения клиноформ наиболее наглядно и в общих чертах объективно проявляются на региональных сейсмических разрезах, в понятие основного термина /Р.К.Шерифф и др., 1982, О.М.Мкртчян и др., 1990, А.Л.Наумов и др., 1986/ сейсмической стратиграфии - *осадочный (седиментационный) комплекс* входит "стратиграфическая единица",

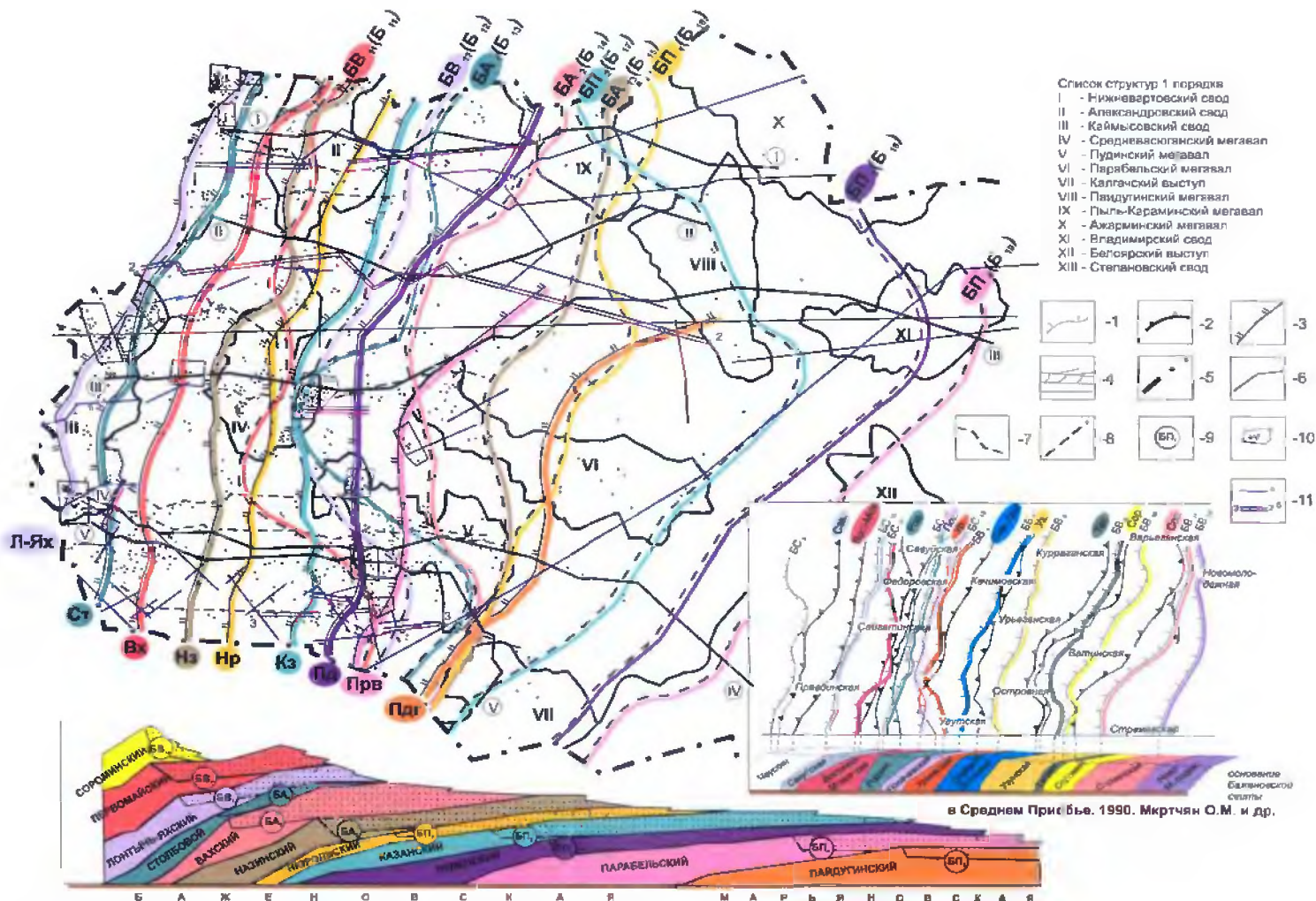


Рис. 3.1. Схема изученности и распространения циклитов несокома и верхней юры юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область)

Условные обозначения: 1 - линии бровок палеосоляфлы; 2-3 - границы выклинивания циклитов; 4 - симметричный профилированный палеоразрез клиноформного комплекса; 5 - административная граница Томской области; 6-7 - линии профилей корреляции; 8 - региональные; 7 - зональные; 8 - границы шельфа; 9 - индекс группы шельфовых пластов циклит; 10 - детальная корреляция в том числе по эксплуатационным скважинам; 11 - линии сейсмичности профилей МОГТ а - просмотренных; б - предствленных

ярус		П л а с т ы	А.А.Нежданов 1996		выделяемые в осадочном разрезе пачки глин (зональные реперные горизонты)				
			зонциклит	субрегоциклит	Н.А.Крылов 1990	О.М.Мкртчян 1987	Ю.Н.Карогодин	Н.А.Брыляна	
Альб	105								
Аптский	112			М(III)					
				альымский					
Барремский	118	БЯ <sub>6</sub>	К-29		В <sub>0</sub>				
		БЯ <sub>4</sub>	К-28	1					
		БЯ <sub>10</sub> , АС <sub>4</sub> , АВ <sub>2</sub> *	К-27	2			сахалинская		
Готеривский	124	БЯ <sub>12</sub> , АС <sub>3</sub> , АВ <sub>3</sub> *	К-26	3	быстринский				
		БЯ <sub>14</sub> , АС <sub>2</sub>	К-25	4				быстринская	
		НЦ <sub>6,3</sub> , АС <sub>7</sub>	К-24	1					
		НЦ <sub>4,9</sub> , АС <sub>8,9</sub>	К-23	2	пимский			вост.горшковая	
		НЦ <sub>10-12</sub> , АС <sub>10</sub>	К-22	3				метельная	
		БН <sub>1</sub> , АС <sub>11-12</sub>	К-21	4			пимская	пимская	пимская
		БН <sub>2</sub> , БС <sub>1</sub> , АВ <sub>5</sub> *	К-20	1					
		БС <sub>2,3</sub>	К-19	2	сармановский		маслиховская	маслиховская	
		БН <sub>3</sub> , БС <sub>4</sub> , БП <sub>3</sub> , БС <sub>5</sub> *	К-18	3			лянторская	лянторская	правдинская
		БН <sub>11</sub> , БС <sub>6,7</sub> , БП <sub>1</sub> , АВ <sub>6,7</sub>	К-17	4			сармановская	сармановская	сармановская
Валанжинский	130	БН <sub>12</sub> , БС <sub>8,9</sub> , БН <sub>5,6</sub> , АВ <sub>8</sub> *	К-16		савуйский		чеускинская	чеускинская	чеускинская
		БН <sub>17</sub> , БУ <sub>10</sub> , БС <sub>10</sub> , БП <sub>7</sub>	К-15				савуйская	савуйская	савуйская
		БС <sub>11</sub> , БВ <sub>9</sub> , БП <sub>7/2</sub> , БВ <sub>1</sub> *, БВ <sub>1</sub> **	К-14			В <sub>3</sub>	вост.моховая	вост.моховая	
		БС <sub>12</sub> , БВ <sub>1</sub> , БП <sub>7/2</sub> , БВ <sub>2</sub> *	К-13		ноябрьский		родниковая	родниковая	
		БВ <sub>2</sub> , БУ <sub>13</sub> , БН <sub>2</sub> , БВ <sub>3</sub> *, БВ <sub>13</sub> *	К-12				покачёвская	покачёвская	
		БВ <sub>1</sub> , БП <sub>1</sub> , БВ <sub>3</sub> *, БВ <sub>4</sub> , БС <sub>14</sub>	К-11	1			урьевская	урьевская	
		БВ <sub>4</sub> , БП <sub>5</sub> , БВ <sub>6</sub> *, БС <sub>15</sub>	К-10	2	пурпейский		сев.поточная	сев.поточная	поточная
		БВ <sub>5</sub> , БП <sub>10</sub> , БУ <sub>14</sub>	К-9	3					
		БВ <sub>6</sub> , БП <sub>11</sub> , БУ <sub>15</sub> , БВ <sub>7</sub> *	К-8	4				ватинская	
		БВ <sub>8</sub> , БП <sub>12</sub> , БУ <sub>16</sub> , БВ <sub>8</sub> *	К-7	1			В <sub>5</sub>	узинская	узинская
		БВ <sub>1</sub> , БП <sub>14</sub> , БУ <sub>18</sub> , БТ <sub>1</sub> , БВ <sub>9</sub> *	К-6	2	таркосалинский		тагринская	тагринская	
		БВ <sub>2</sub> , БП <sub>16</sub> , БУ <sub>20</sub> , БВ <sub>10</sub> *	К-5	3			сороминская	сороминская	
		БВ <sub>10</sub> , БП <sub>17</sub> , БТ <sub>12</sub> , БВ <sub>11</sub> *	К-4	4	тазовский		соснинская	соснинская	приозерная
Берриасский	136	БП <sub>18</sub> , БТ <sub>14</sub> , БВ <sub>12</sub> , БА <sub>1</sub> ***	К-3			нов.молодежная		лобазная	Первомайская
		БТ <sub>15</sub> , БА <sub>2</sub> ***	К-2		елогуйский			сабунская	Вяхская
		БТ <sub>16</sub> , БА <sub>3</sub> ***, БП <sub>1</sub> ***	К-1						Назинско-Нисольская
Волжский	145	БП <sub>7</sub> ***	Я-3						Казанская
		БП <sub>3</sub> ***	Я-2		яновстанский				
		БП <sub>4</sub> ***, БП <sub>5</sub> ***	Я-1						Шарабельская

БТ - по А.А.Нежданову, Ю.Н. Карогодину; БВ<sub>11</sub>\* - по О.М. Мкртчяну; БВ\*\* - по Н.А. Крылову; БП\*\*\* - по Н.А. Брыляной; (В<sub>0</sub>) - отражающий сейсмический горизонт

Рис. 3.2. Схема сопоставления расчленения отложений неокома и индексация шельфовых продуктивных пластов по различным авторам

сложенная относительно согласной последовательностью взаимосвязанных слоев, ограниченная в кровле и подошве поверхностями несогласия или эквивалентными им согласными поверхностями.

Аналогом *осадочного комплекса* на временных разрезах является *сейсмический комплекс*, критерием выделения которого служит характер прекращения прослеживания отражений. Необходимо отметить, что в отечественной геологической литературе термин "*комплекс*" является термином свободного пользования, здесь же следует подчеркнуть неразработанность в сейсмостратиграфии вопросов об иерархии осадочных сейсмических комплексов.

Так, одни подразделения в нефтегазоносных толщах, отвечающие понятию *седиментационного комплекса* имеют хроностратиграфическую значимость (например - васюганская, тюменская *свиты*), другие же выделены по *формационному* принципу (ачимовская толща, алымская свита и т.д.). Одни исследователи делят верхнеюрско-неокомские отложения на ряд сейсмических комплексов, другие, называя их циклитами, расчленяют на шельфовый, клиноформный и депрессионный сейсмогеологические комплексы, вкладывая в них *формационное* содержание.

Изучение особенностей пространственного размещения песчано-алевролитовых пород на основе регионального сейсмогеологического районирования клиноформных отложений, предполагает, что песчано-алевролитовые линзовидные пласты смежных клиноформ являются разновозрастными. Все они в стратиграфическом отношении относятся к соответствующему разновозрастному комплексу пород, составным элементом которого является *клиноформа*. Распространение изохронных, коррелируемых между собой песчано-алевролитовых или глинистых слоев и пачек ограничивается объемом конкретной вмещающей их клиноформы или отдельных ее частей.

### 3.1.1. Основы литолого-геофизической корреляции разрезов

В основу разработки принципиальной модели строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений на территории юго-востока ЗСП (Томская область), представленной на рисунке 1.14, как уже было сказано, заложены преобладающие представления о горизонтально (параллельно) - косослоистой модели верхнеюрско-нижнемеловых образований, разработанные в конце 70-х годов А.Л.Наумовым, и его соавторами [86-89], позднее развитые в трудах Г.Н.Гогоненкова, Ю.Н.Карогодина, А.А.Нежданова и многих других.

Для получения детальной информации о геологическом строении неокомских отложений и, в первую очередь, песчаных тел, их морфологии, закономерностей пространственного размещения и фациальных условий формирования было проведено детальное литолого-геофизическое расчленение и детальная корреляция верхнеюрско-неокомских разрезов скважин.

При построении схем и карт распространения неокомских циклитов на территории юго-востока ЗСП был проанализирован большой объем (см. рис. 3.1) скважинного фактического материала, включающий в себя диаграммы ГИС, в основном ПС и КС, результаты литолого-минералогических исследований имеющегося кернового материала, результаты испытания скважин, более полутора тысяч погонных километров временных сейсмических разрезов МОГТ композитных профилей. Кроме того были учтены и проанализированы результаты микрофаунистических и палинологических исследований керна, выполненных специалистами Томского отделения СНИИГГиМС, Томского Государственного университета, ЗапСибНИГНИ, ВНИГРИ [75, 76, 128, 130, 149, 159, 160, 163].

В геолого-геофизическом (500 – 1100 м) разрезе скважин в интервале от подошвы глин баженовской, георгиевской, марьяновской свит до алымской свиты вы-

делялись и картировались толщи и пачки различного литологического состава, образующие определенные последовательности напластований – циклиты (рис. 3.3).

К основным маркирующим горизонтам регионально-зонального ранга относились: низкоомные глинистые трансгрессивные слои основания циклитов; песчано-алевролитовые, "ачимовские" толщи и вмещающие их глинисто-карбонатные, высокоомные, клиноформные образования; песчано-алевролитовые, шельф-подшельфовые толщи - с характерной регрессивной последовательностью сложения песчаных разностей в зоне бровки шельфа.

Дополнительными реперами служили: группы выдержанных в широтном направлении песчаных серий шельфов (ундаформ) различных циклитов, характеризующихся единым набором чередования пластов и прослоев, их толщиной и формой кривых ПС и др. сходными признаками; разнофациальные толщи с хаотичным, как по площади, так и в разрезе, переслаиванием литологических разностей, не прослеживаемых в широтном направлении. К последним относятся прибрежно-морские и субконтинентальные отложения, сменяющие осадки морской части неокомских циклитов на востоке, в направлении к суше.

Среди приведенных маркирующих слоев, помимо отложений баженовской свиты и кошайской пачки, наиболее надежным при субширотном профилировании являются репера *первой категории*: пачки глин, залегающие в основании циклитов, которые характеризуются однородным глинистым составом, монотонной рисовкой кривых ПС и "зиянием" с кривой КС. Зарождаясь вблизи кровли баженовских глин, в трансгрессивный этап осадкообразования эти глины, известные в качестве "подачимовской" пачки, в восточном направлении воздымаются, затем выполаживаются и, субпараллельно кровле баженовской свиты, прослеживаются иногда на большие расстояния, уверенно трассируя кровлю подстилающего их циклита (рис. 3.4).

Репером *второй категории* выступает клиноформная часть циклита, характеризующаяся двумя литологическими пачками, выделяющимися в разрезе скважин: первая - песчано-алевролитовая ачимовская; вторая - вмещающая ее, глинисто-карбонатная. И, если первая не всегда присутствует в разрезе, то вторая - более надежна, так как является обязательным элементом строения каждой клиноформы и прослеживается на большей части ее распространения как высокоомный разрез. В зоне бровки шельфа карбонатная составляющая "высокоомного" глинистого разреза и уменьшение толщины "низкоомных" глин вышележащего циклита "скрывают" границу раздела осадков *клино- и ундаформы*.

Репером *третьей категории* являются мощные песчаные пачки с регрессивным сложением терригенного материала. Они представляют собой чередование глинисто-алевролитово-песчаных прослоев с увеличением зернистости песчаной составляющей снизу вверх. Эти серии формируются в заключительный этап регрессивного периода накопления осадков клиноформ и являются весьма информативными при картировании границ циклитов в зонах бровок шельфа, когда наблюдается отслаивание "подшельфовых" пластов от основной группы песчаных пластов шельфа и довольно резкий наклон их по сравнению с шельфовыми частями циклитов.

Взаимоотношение между перекрывающимися друг друга и выклинивающимися морскими осадками (литолого-геофизическими реперами) отражает поведение поверхности осадконакопления. И хотя степень взаимосвязи циклического осадконакопления с циклическим характером изменения уровня моря наверняка не известен, направленность отложения осадков, подобных нашей схеме, удобнее связывать с регрессивным изменением уровня моря, понимая под регрессией миграцию береговой линии в сторону моря. Аналогичные взаимосвязи осадконакопления имели бы место, если бы уровень моря оставался постоянным, а поверхность осадконакопления воздымалась или понижалась постоянно или циклически.



Описанные реперные пачки и слои, помимо задач вычленения циклитов неокомского комплекса, играли также определяющую роль и при реконструкции палеообстановок формирования отдельных элементов циклита: фондоформы (наиболее погруженной части моря), клиноформы (склоновой поверхности), ундаформы (пологого шельфа), прибрежно-континентальной зоны и суши (рис. 3.4).

Решающая роль и здесь отводится *реперу I* категории. Выделяясь в фондоформной части циклита трансгрессивная пачка глин, по существу контролирует положение фронтального склона подстилающей клиноформы и выводит его до уровня бровки пологого шельфа. При прекращении прослеживания в широтном направлении, этот репер определяет положение береговой линии субконтинента для подстилающего циклита. Размыв или опесчанивание этих глин восточнее дает границу перехода ундаформы в прибрежно-морскую зону (рис. 3.4).

Репер *второй категории* – песчано-алевролитовые ачимовские и вмещающие их отложения, являясь продуктом лавинной седиментации, символизируют положение глубоководного склона, определяя фондоформные и клиноформные границы осадков циклита

Регрессивные песчаные серии позволяют вычленять и картировать не только полого залегающие пласты ундаформ, но и, по появлению "подшельфовых" пластов, отчленяющихся от реперов *III категории*, выделять и трассировать зону бровки шельфа.

Опираясь на вышеперечисленные принципы и субрегиональные, ранее созданные схемы размещения циклитов и корреляционные схемы, проводилась площадная, межплощадная и зональная детальная корреляция элементов циклитов по всем поисково-разведочным (на отдельных блоках территорий месторождений - и по эксплуатационным) скважинам Томской области с учетом материалов по профилям МОГТ. Для уточнения разбивок по скважинам для каждого циклита строились карты ΔН ( подошва баженовской, марьяновской, максимоярской свит - кровля соответствующего циклита ) и только после этого - карты изопахит циклитов (в том числе и ачимовских клиноформ) и карты эффективных толщин песчаных пластов, выделяемых по  $L_{пс} \geq 0.3$  или  $L_{пс} \geq 0.4$ . Эта работа потребовала неоднократного возвращения к исходным материалам и корректировке получаемых карт.

### 3.2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВОГО КОМПЛЕКСА

Основные результаты региональной и зональной корреляции, с детальным геологическим анализом клиноформного комплекса верхней юры-неокома по данным бурения и сейсмических исследований, представлены на восьми опорных корреляционных, в том числе, на трех сейсмических композитных профилях, ориентированных в субширотном направлении (см. рис. 3.1). Они пересекают нефтегазоносные земли Томской области в северной, средней и южной её частях. Широтное направление выбранных профилей (рис. 3.5-3.12) при субмеридиональном простираии пластов, слагающих отложения неокома, показывает в разрезе черепицеобразный характер залегания ачимовских песчаных пластов. Появление в разрезе скважин песчано-алевролитовых отложений на разных уровнях носит закономерный характер. При картировании ачимовских пластов в объемах изохронной клиноформы их уровень в разрезе в направлении с запада на восток повышается.

Используя традиционный геологический подход к изучению в разрезе и по площади (рис. 3.3, 3.4) литологических разновидностей пород по промыслово-геофизическим материалам скважин в объемах верхнеюрско-нижнемелового разреза с учетом довольно внушительных (для субрегиональных построений) материалов стратиграфической их привязки [75, 76, 128, 130, 149, 159, 160, 163], на исследованной территории выделено (рис. 3.5-3.13) и закартировано 10 субмеридионально протяженных циклитов, черепицеобразно накладывающихся друг на друга (рис. 3.14-3.31)

Таким образом, опираясь на косослоистую модель строения неокомского осадочного комплекса и парагенетическую взаимосвязь формирования осадков смежных палеогеоморфологических и фациальных зон, в результате многочисленного площадного и межплощадного субширотного профилирования разрезов скважин с учетом имеющихся материалов сейсмопрофилирования МОГТ (см. рис. 3.1) на территории Томской области, как было сказано выше, выделено 10 субмеридионально протяженных циклитов, два более молодые из которых, в силу административного пограничного положения с прилегающими областями, закартированы лишь частично (их ундаформные части). Все выделенные клиноформы приведены в соответствие со схемой распространения неокомских клиноформ близлежащих территорий Среднего Приобья, выполненной О.М.Мкртчяном и др., 1990 [1, 2, 12, 61-63, 78-80]. Авторами учтены также материалы аналогичных, более поздних схем, составленных (ред. А.В. Шпильман) НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, в частности, изданного в 2004 г. Атласа «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа».

В плане циклиты простираются субмеридионально вдоль бровок изохронных палеошельфов. Их протяженность в палеобассейне во много раз превышает ширину. Меридиональное простираение и чешуйчатое соотношение отложений циклитов и клиноформ обусловило соответствующее размещение и слагающих их песчано-алевролитовых слоев и резервуаров.





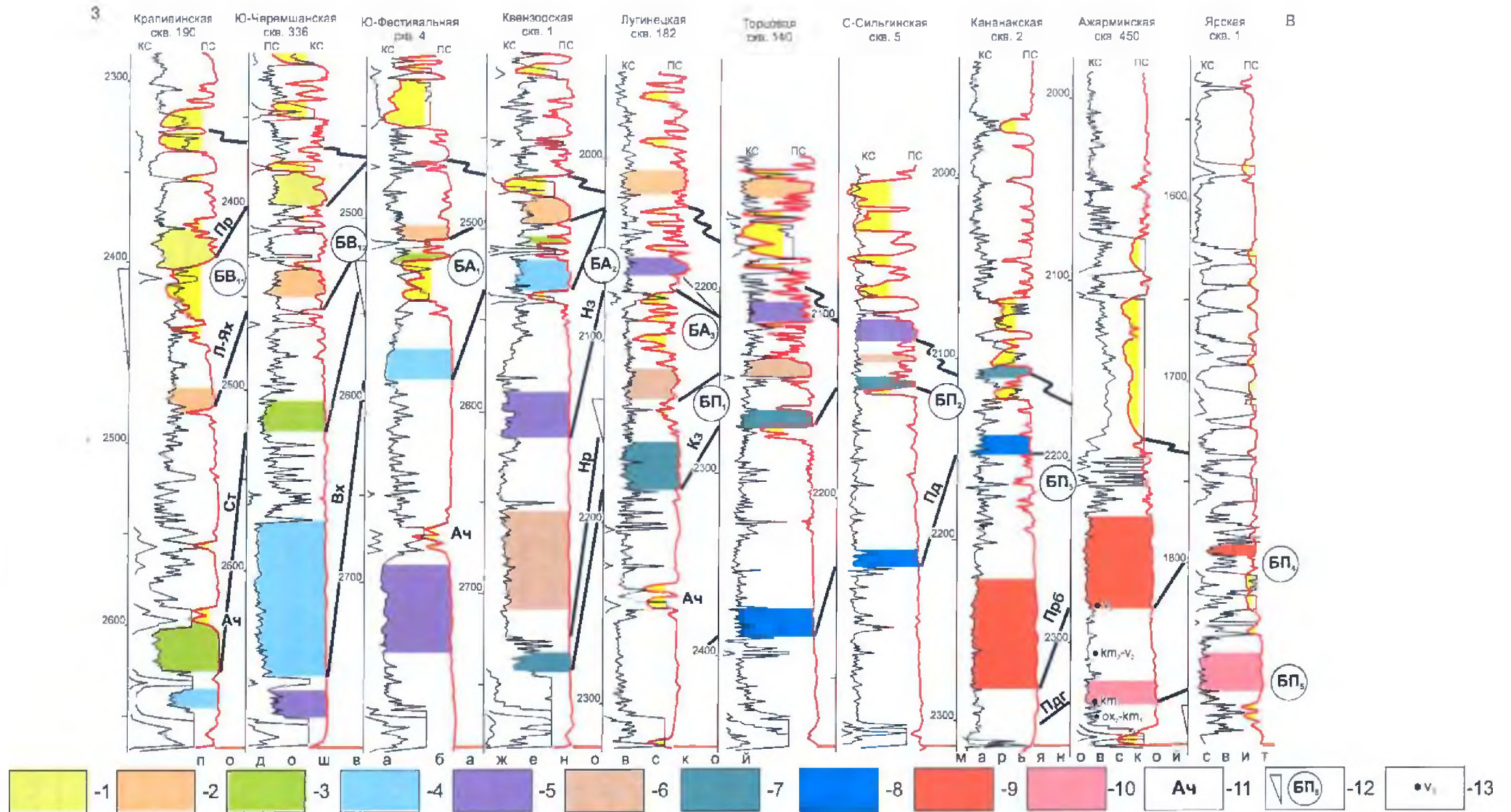


Рис. 3.4. Промыслово-геофизическая характеристика и прослеживание основных реперных слоев морского неокома юго-востока ЗСП (Томская область)

**Условные обозначения:** 1 - 11 - литолого-геофизические репера разных категорий: 1 - 10 - репера I категории - трансгрессивные пакеты глин циклитов: Первомайского, Лонтын-Яхского, Столбового, Вахского, Назинского, Нюрольского, Казанского, Пудинского, Парабельского, Пайдугинского; 11 - репера II категории, ачимовские отложения; 12 - репера III категории - регрессивные песчаные группы пластов циклитов, их индекс; 13 - определение возраста по фораминиферам (Г.М. Татьяна)

Установлено (см. рис. 3.1), что наиболее молодому циклиту – Первомайскому (Прв), выделенному на территории Каймысовского свода, соответствует на Нижневартовском своде - Соснинский, с шельфовым пластом БВ<sub>11</sub>. Подстилающему его, Лонтынь-Яхскому (Л-Ях) циклиту на Нижневартовском своде, изохронен Новомолодежный, с шельфовым пластом, индексированным - БВ<sub>12</sub>. Следующим на восток, более древним циклитам, зафиксированным в бортовой части Каймысовского свода, Александровского мегавала и далее на восток, а также на прилегающих склонах отрицательных структур I порядка, присвоены следующие названия: Столбовой (Ст), с шельфовой группой пластов БА<sub>1</sub>; Вахский - (Вх) БА<sub>2</sub>; Назинский - (Нз) БА<sub>3</sub>; Нюрольский - (Нр) БП<sub>1</sub>; Казанский - (Кз) БП<sub>2</sub>; Пудинский – (Пд) БП<sub>3</sub>; Парабельский (Прб) БП<sub>4</sub>; и Пайдугинский - (Пдг) БП<sub>5</sub>.

Название циклитам, аналогов которых на территории Тюменского Приобья не выделено, дано по месту структурной приуроченности зон депоцентров склоновых частей циклитов (клиноформ), а также наибольшей выразительности их шельфовых составляющих, полно представленных по данным геолого-геофизических исследований.

Основной особенностью строения морской составляющей более древних циклитов (см. рис. 3.1) – Пайдугинского, Парабельского и значительной части Пудинского, помимо их верхнеюрского возраста, является пологое залегание напластований шельфового комплекса осадков, большая протяженность шельфов, отсутствие клиноформной части разреза. Принимая во внимание явную фрагментарность геологической и сейсмической информации на большей части распространения этих циклитов (восток), справедливости ради следует отметить завершенность исследования их строения лишь на региональном уровне. Вполне вероятно, в последующей классификации циклитов по рангам они окажутся неравнозначны как друг другу, так и более молодым циклитам.

Следующие 7 циклитов (см. рис. 3.1): Казанский, Нюрольский, Назинский, Вахский, Столбовой, Лонтынь-Яхский и Первомайский – имеют полное строение. Их осадки в том или ином объеме представлены ундаформной, клиноформной и фондоформной частями. Следует заметить, что ачимовские отложения, соответствующие группе шельфовых пластов БВ<sub>11</sub> Первомайского циклита (Соснинского по Мкртчяну), а также БВ<sub>10</sub> – Сороминского и БВ<sub>9</sub> – Тагринского циклитов размещаются на Тюменских землях.

В результате имеющихся палинологических и палеонтологических определений отложения более древних циклитов, – Пайдугинского, Парабельского и большей частью Пудинского (Л.Г.Марковой, А.В.Скуратенко и др. - споро-пыльца; В.М. Подобинной, Г.М. Татьянаина - фораминиферы, аммониты), датируются кимеридж – волжским веками верхней юры (рис. 3.13). Спорово-пыльцевые, микро- и макрофаунистические определения возраста отложений разрезов более молодых 7 циклитов: Казанского, Нюрольского, Назинского, Вахского, Столбового, Лонтынь-Яхского и Первомайского - по всему набору данных датируют нерасчлененный берриас-валанжин-готеривский века (см. рис. 3.5, 3.7, 3.9, 3.10, 3.11) [76, 95, 149, 159, 160].

### **3.2.1. Строение, закономерности размещения, условия формирования циклитов (палеогеоморфология, литолого-фациальный состав)**

Рассматривая формирование отдельного циклита с парагенетических позиций образования его осадков, с той или иной степенью уверенности выделяется ряд палеогеоморфологических обстановок осадконакопления (с востока на запад): континентальная - суша, прибрежно-морская, мелководно-шельфовая, склоновая и наиболее погруженная – депрессионная. Пользуясь терминологией Дж.Рича и не вдаваясь в сравни-



тельный анализ предполагаемых глубин образования осадков, три последние морские обстановки мы называем, вслед за ним - ундаформной, клиноформной и фондоформной, делая акцент на строении морских отложений неокома.

На палеогеоморфологических картах циклитов по характерным признакам строения и взаимоотношения, как по площади, так и по разрезу, литолого-геофизических реперных слоев и результатам их сопоставления, о чем было сказано выше, выделяются территории: суши, прибрежно-морские, мелководно-морские, бровки шельфа, склона шельфа и подножия склона (рис. 3.14, 3.16, 3.18, 3.20, 3.22, 3.26, 3.28, 3.30). Каждая из этих обстановок характеризуется преобладающим распространением свойственных именно ей набором фациальных типов пород (см. рис. главы 1) [35, 38, 65, 83, 85, 99, 101, 103, 104, 125].

Так, среди **клиноформных** песчано-алевролитовых ачимовских осадков первое место занимают *турбидитные фации мутьевых потоков*, небольшая доля принадлежит *русловым фациям подводных каналов* (по сути подводных рек) и *направленных донных течений*, ориентированных вдоль склонов подводных палеовозвышенностей и ориентированных, как правило, вдоль береговой линии. Мелководно-морским **шельфам** свойственно субгоризонтальное залегание серий песчаных и песчано-алевролитовых пластов, толщины и число которых прослеживаются на большие в поперечнике расстояния. Им характерны песчаные *фации регрессивных вдольбереговых и барьерных баров и валов, промоин разрывных и стоковых течений*.

#### **Первомайский циклит пласта БВ<sub>11</sub>** (рис. 3.14, 3.15).

Кровля Первомайского циклита проводится по подошве Сороминской пачки трансгрессивных глин, прослеживаемых на большей части его распространения. Кровля циклита фиксируется величиной  $\Delta H$ , которая от границ Томской области в восточном направлении возрастает от 40 до 430 метров.

Отложения циклита на Нижневартовском своде представлены ундаформной частью и зоной, предшествующей разрастанию шельфовых пластов вблизи его бровки. На Каймысовском своде развита и клиноформная часть циклита. Сороминская перекрывающая пачка глин, толщиной от 12 до 25 метров, прослеживается от западных границ области до склонов Александровского и Средневажуганского мегавалов. Часто внутри этих глин наблюдается слой алевролитопесчаного состава толщиной от 2 до 12 м. Восточнее, в зоне шириной от 70 до 120 км, шельфовые пласты циклита замещаются прибрежно-морскими - вартовской субформации, которые далее сменяются субконтинентальными осадками киялинской субформации.

**Шельф** клиноформы характеризуется толщиной осадков от 70 до 110 м, в разрезе которых, как правило, выделяется 3 песчаных пласта толщиной до 25 метров. Песчаные пласты изменяются по мощности, наблюдается расщепление и слияние его песчано-алевролитовых прослоев, глинистые прослои, более выдержаны и увеличиваются в мощности ближе к глубоководному склону. Суммарная эффективная толщина шельфовых песчаников (по  $L_{пс} \geq 0.4$ ) колеблется от 20 до 65 м.

Зона **бровки** шельфа протягивается от Колтогорского мегапрогиба, вдоль Нижневартовского и Каймысовского сводов. Западнее этой границы мощность осадков резко возрастает до 140 и более метров. Часть зоны бровки шельфа прослеживается на западе почти до середины Каймысовского свода, с максимальной шириной около 60 км.

**Клиноформный** комплекс установлен на Каймысовском своде. Здесь выделяется два депоцентра развития ачимовских отложений, приуроченные к структурным понижениям Весенне-Первомайской группы поднятий и Ларломкинским локальным поднятием, Крапивинской группы поднятий и Карандашовским локальным поднятием. Максимальная толщина песчано-алевролитовых осадков в депоцентрах превышает 100 м. На Нижневартовском своде отмечены мощности более 60 метров.

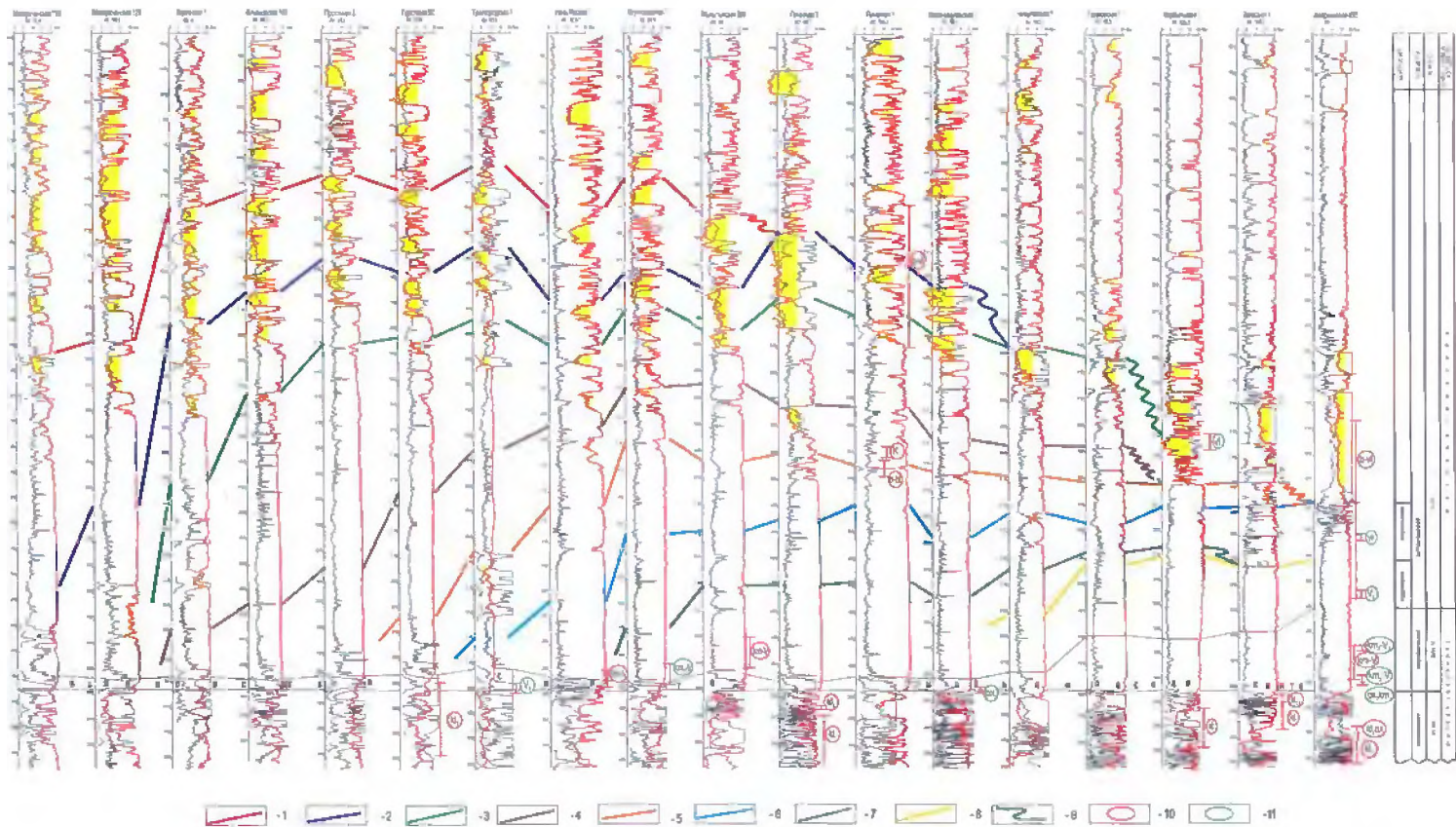
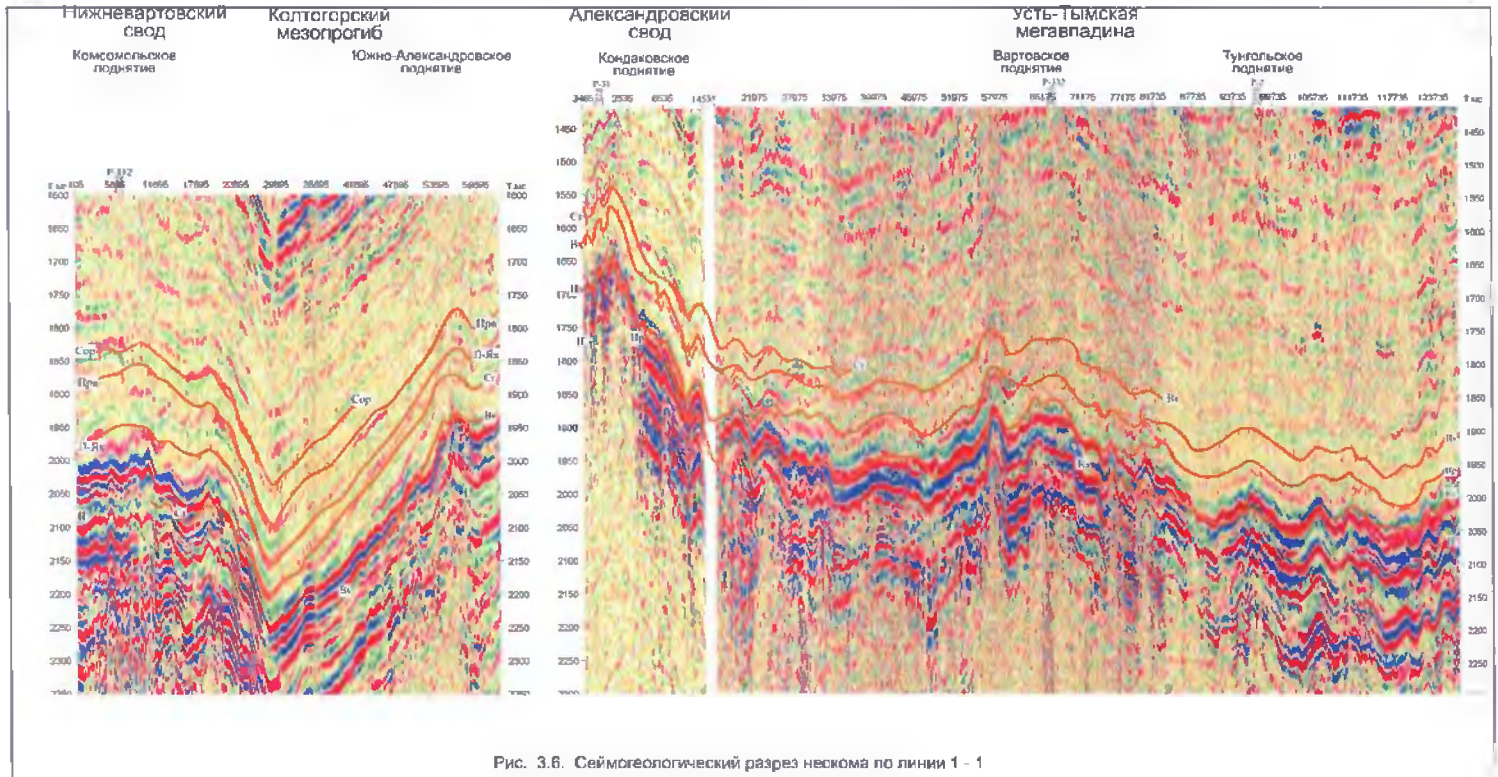


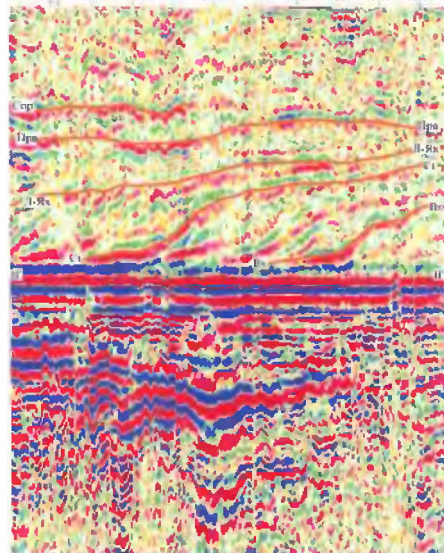
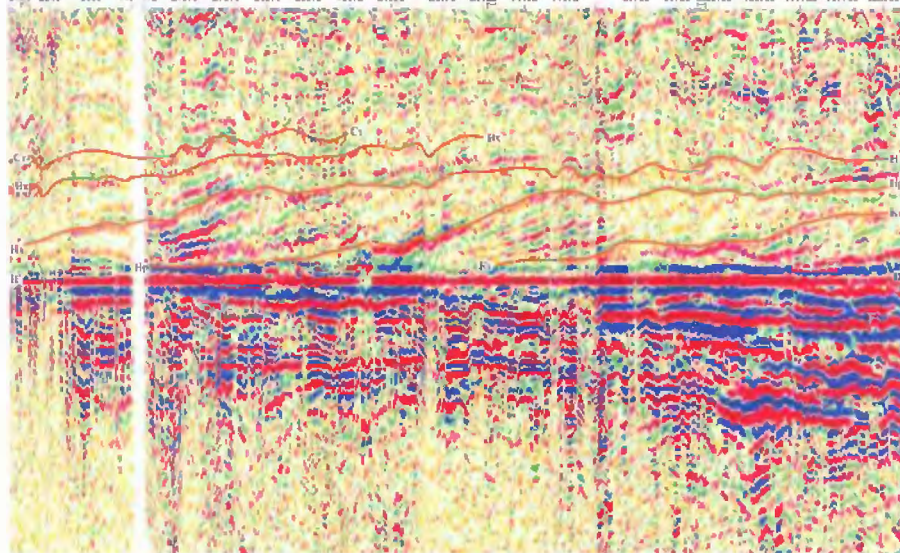
Рис. 3.5. Корреляция некомских циклов по линии I-I' юго-востока ЗСП (Томская область)

Условные обозначения: 1-8 кровли циклов: 1-первямейского; 2-фонтань-важского; 3-стойбового; 4-важского; 5-назизского; 6-нюрольского; 7-кряжского; 8-гудинского; 9-граница формационного комплекса осадков некома; 10-11 интервалы определения возраста: 10-по спорыльце; 11-по микрофуне





3

Нижневартовский  
сводКолтогорский  
мезопргибКомсомольское  
подняtieЮжно-Александровское  
подняtieP-111  
5465 11895 17895 23895 29895 35895 41895 47895 53895 59895Александровский  
сводУсть-Тымская  
мегапaдинаКондаковское  
подняtieВартовское  
подняtieТумгoльское  
подняtieP-111  
0000 2665 8595 145 21075 27075 33075 39075 45075 51075 56175 62175 71175 77175  
P-2  
87735 93735 100735 106735 111735 117735 123735

B

Рис. 3.6\* Папеоразрез неокма по линии 1 - 1

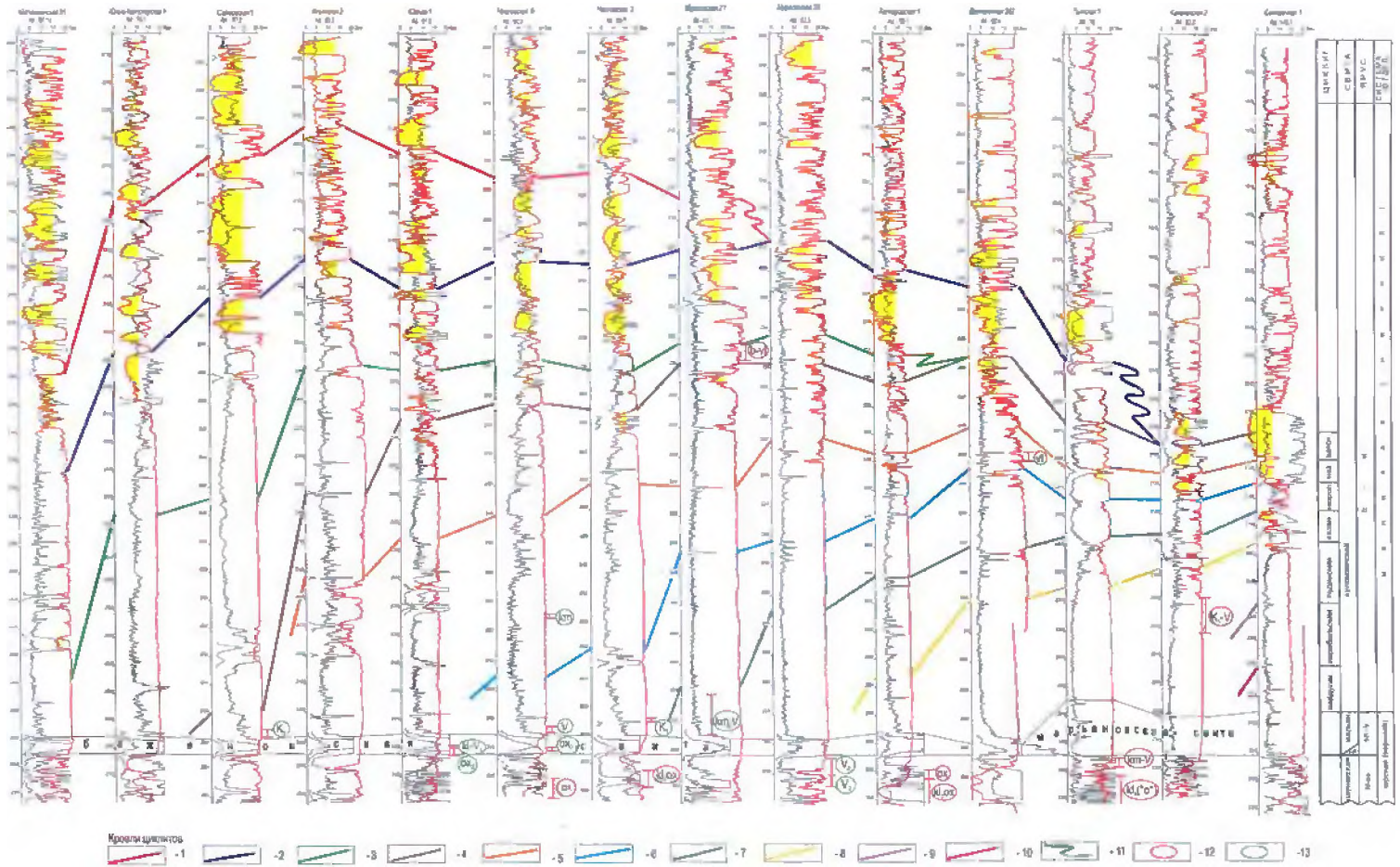
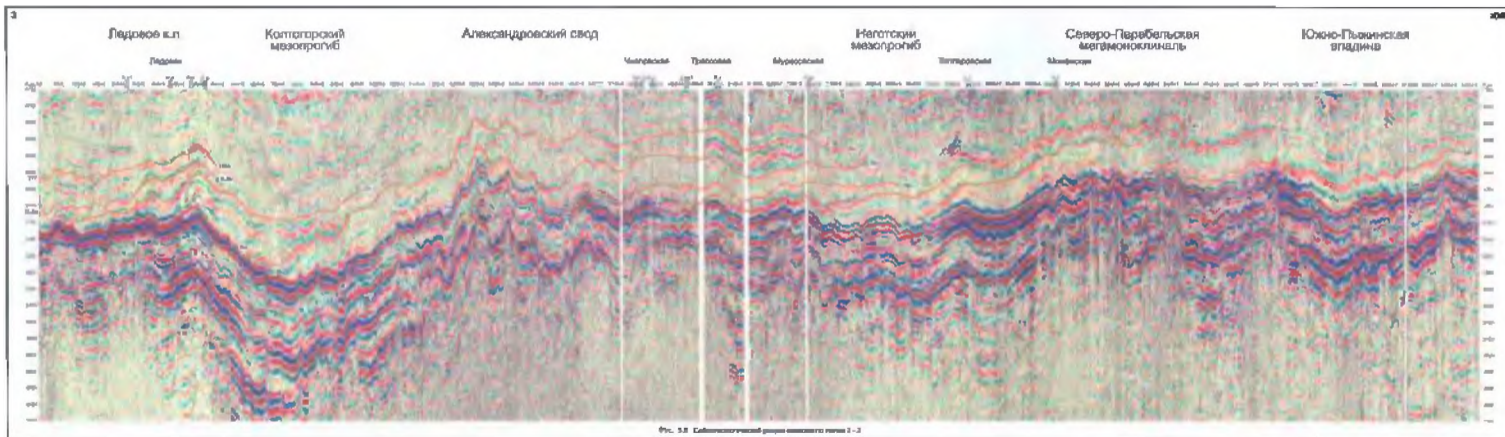
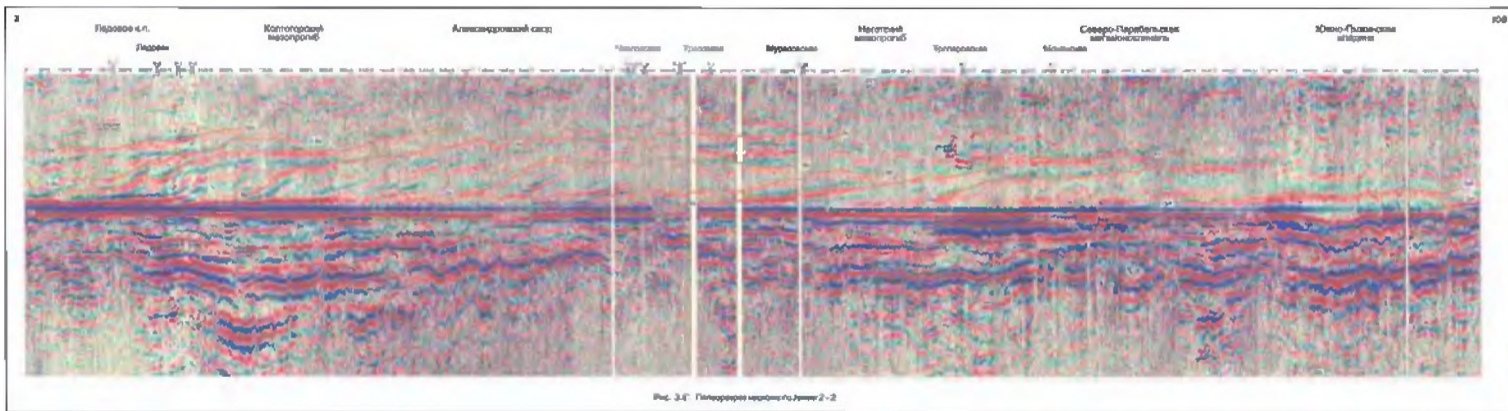


Рис. 3.7. Корреляция неомских циклитов по линии II - II юго-востока ЗСП (Томская область)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ: 1-8 кроули циклитов: 1-первомайского; 2-пиктинь-язского; 3-столбового; 4-казанского; 5-назмиского; 6-корольского; 7-казанского; 8-визанского; 9-тудинского; 10-адрельского; 11-пидугинского; 12-интервалы осредления возраста: 12-по спорелльце; 13-по микрофауне









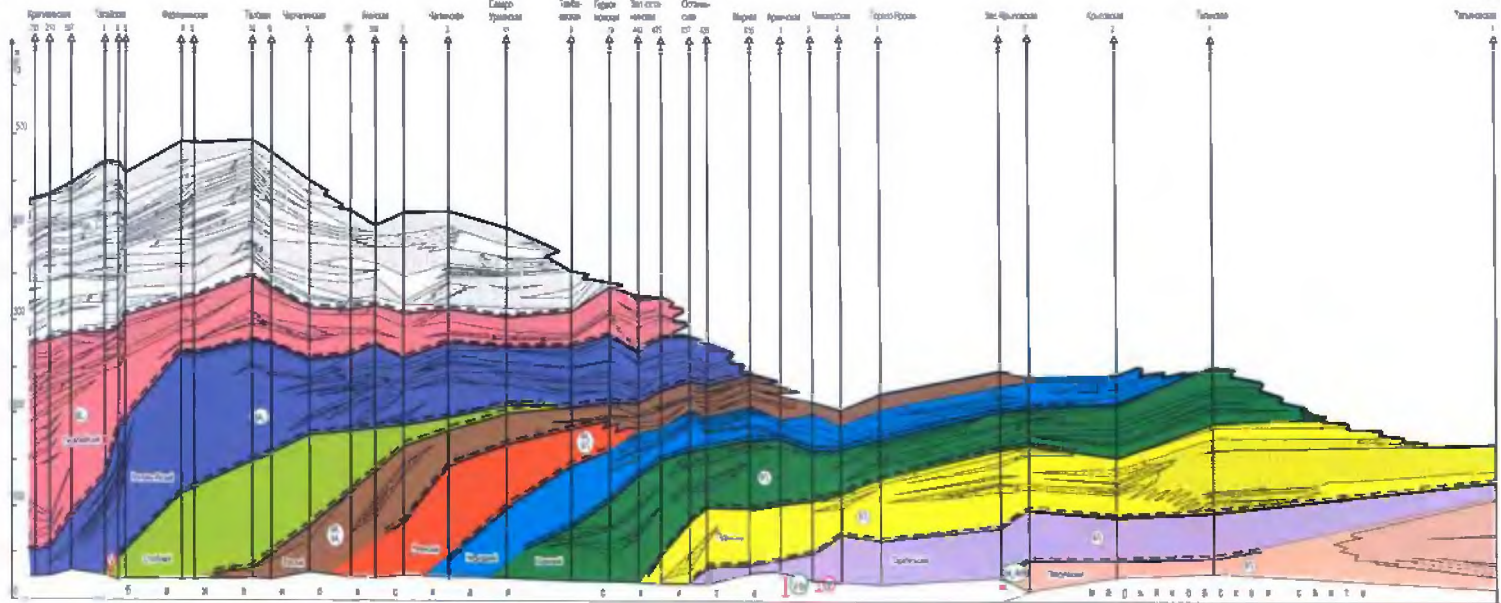


Рис. 3.10. Корреляция неомских циклов 10 линии IV-IV юго-востока ЗСП (Томская область)



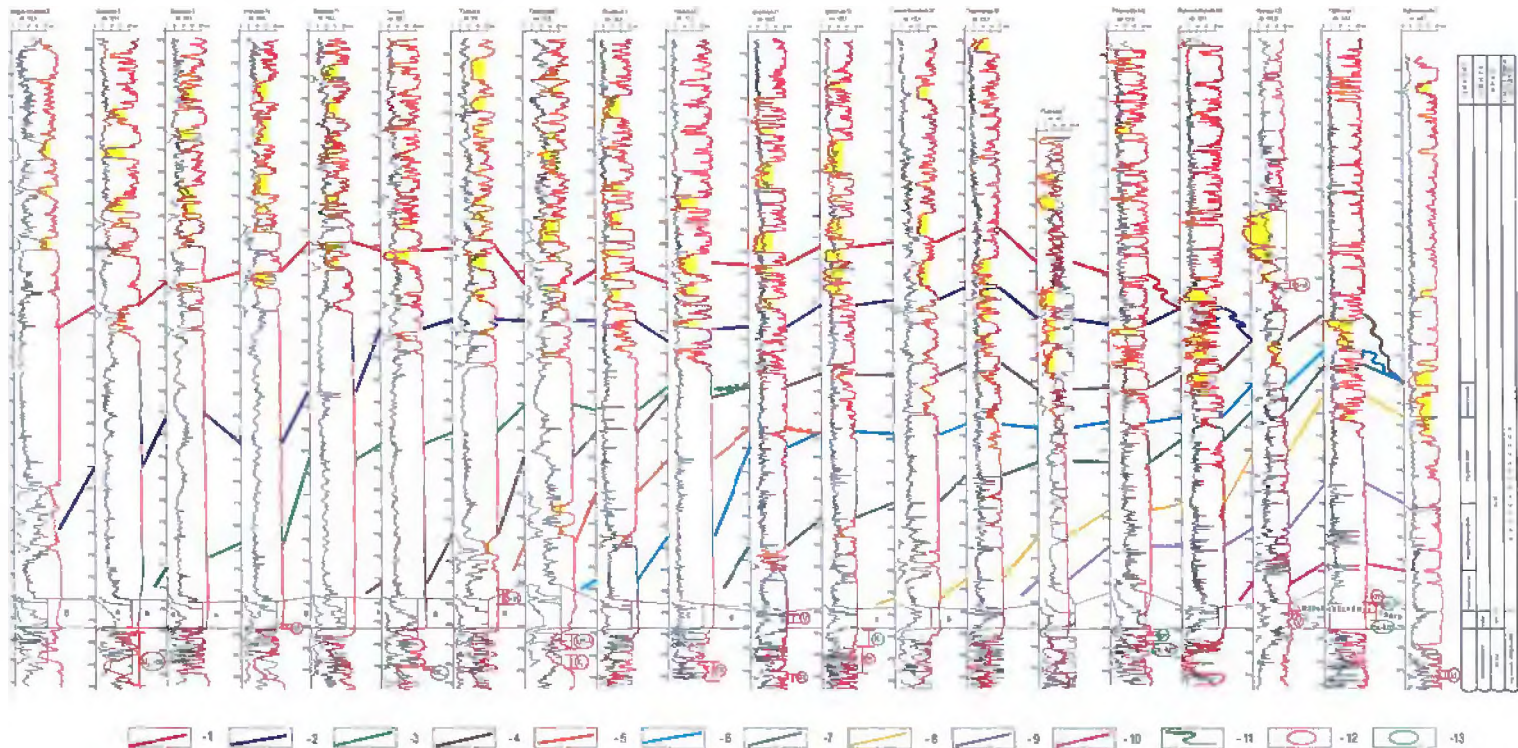


Рис. 3.11. Корреляция неомских циклов по линии V-V юго-востока ЗСП (Томская область)

Условные обозначения: 1-6 уровни циклов: 1-первомайского; 2-летьянь-якского; 3-стайбового; 4-вахского; 5-назинского; 6-королевского; 7-казанского; 8-удинского; 9-парабельского; 10-падудинского; 11-граница формационного комплекса осадков неомы; 12-13-интервалы определения возраста; 12-по спорной флоре; 13-по микрофауне



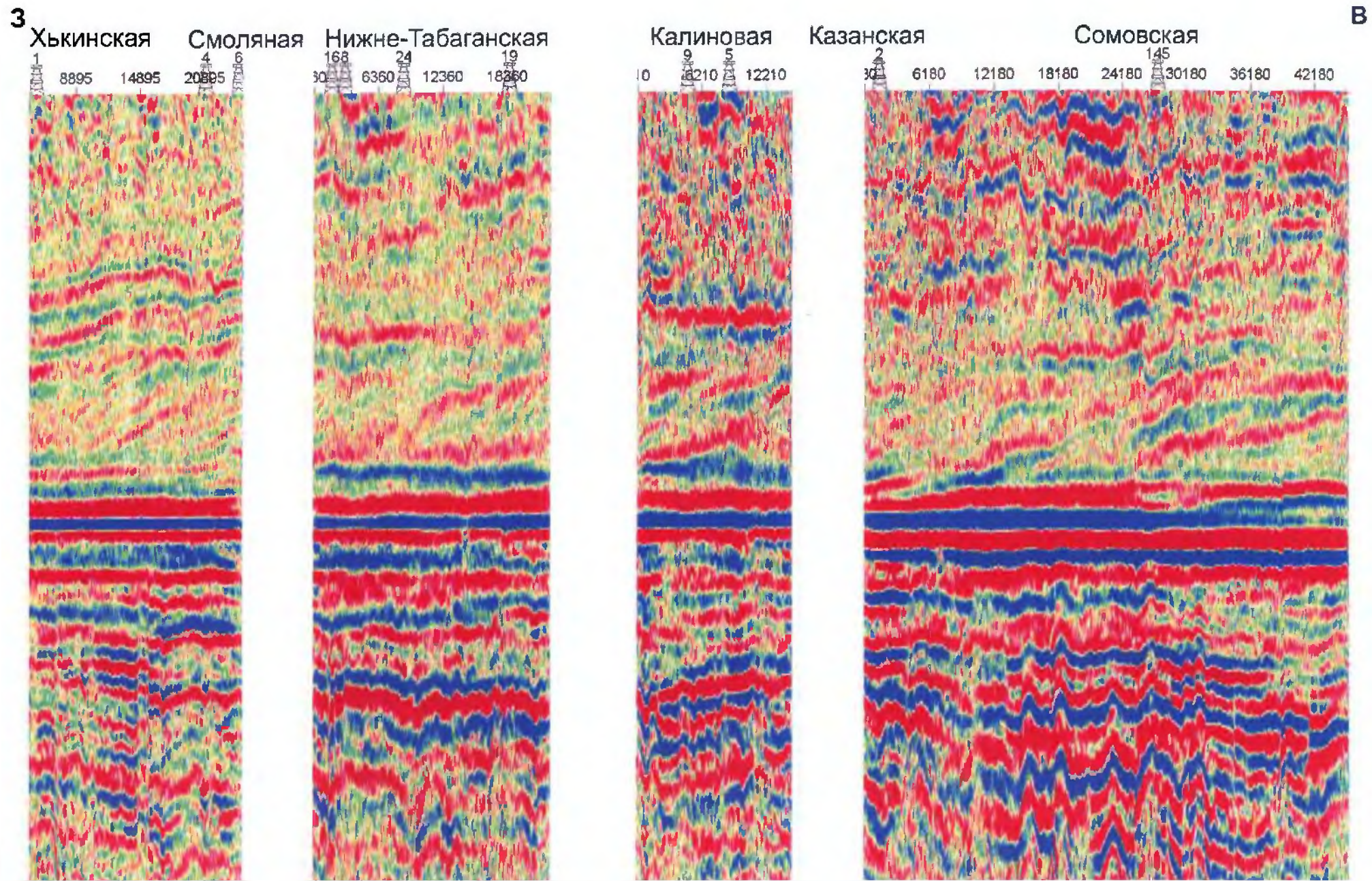


Рис. 3.12. Палеоразрез неокома по линии 3 - 3







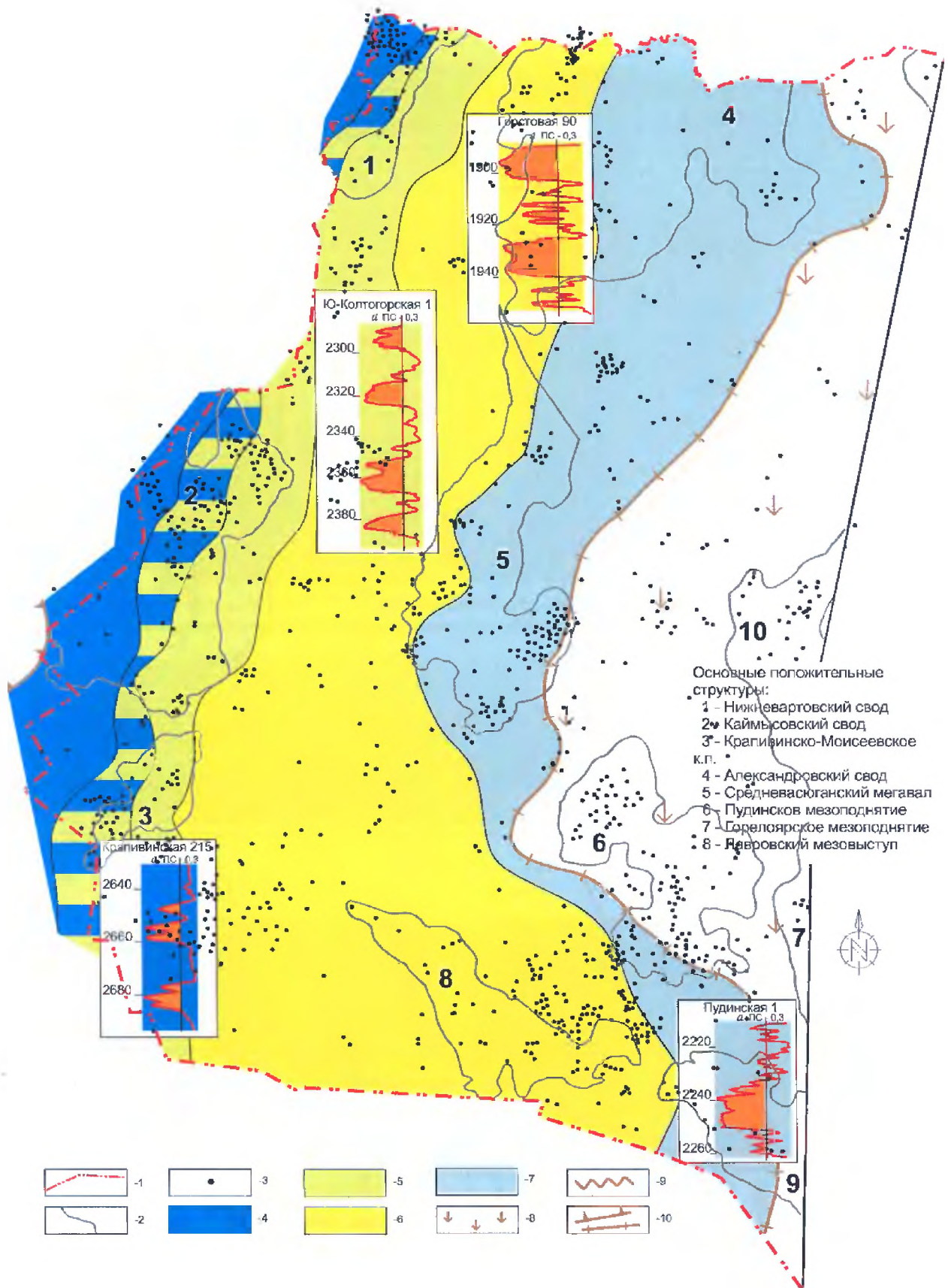


Рис. 3.14. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Первомайского цикла (Томская область)

**Условные обозначения:** 1- граница Томской области; 2 - границы основных положительных структур (Конторович В.А., 2002г.); 3 - поисково-разведочная скважина; 4 - 8 - палеообстановки формирования осадков: 4 - зона склона шельфа; 5 - зона бровки шельфа - переход ундаформы в клиноформу; 6 - мелководно-морской шельф; 7 - прибрежно-морская зона; 8 - суша; 9 - линия размыва; 10 - границы отложений цикла

Первомайская клиноформа является наиболее молодой по возрасту в разрезе берриас-ранневаланжинских клиноформных отложений на территории Томской области. Частично перекрывая предыдущие, она приурочена к западной части Каймысовского свода и к западной и центральной частям Малореченского к.п. и Соснинскому валу на Томском участке Нижневартковского свода (рис. 3.15). В Первомайской клиноформе на Каймысовском своде выявлено два депоцентра, в районе одноименной и Крапивинской структур. Протяженность Первомайской клиноформы здесь составляет около 200 км с юго-запада на северо-восток. Ширина ее меняется от 30 до 60 км. Западная граница, по-видимому, осталась вообще за пределами Томской области, хотя в скважинах Ларломкинской, Коим-Лыхской и Пограничной площадей ее, возможно, удалось зафиксировать. Восточная граница клиноформы проходит по Оленьему, Западно-Катыльгинскому, Первомайскому поднятиям. Она также прослеживается в разрезах скважин на Северо-Залесной, Западно-Кельватской, Шахматной, Павловской структурах и далее уходит за пределы Нововасюганского вала и прилегающих к нему площадей.

Депоцентр на Первомайской площади простирается на запад от Западно-Катыльгинского поднятия (рис. 3.15). Предположительно, в него входит и территория Аэросейсмического поднятия. Повышенные толщины терригенного материала обусловлены здесь, по-видимому, наличием двух, довольно больших по площади, структурных понижений палеорельефа, осложняющих склон морского шельфа и охватывающих гряду Весенне-Первомайской группы поднятий с востока и запада. В таких условиях, понижения палеорельефа могли служить литологическими карманами для терригенного осадконакопления, а барьеры локальных поднятий способствовали улавливанию наиболее крупнозернистых осадков подводных конусов выноса или мутьевых образований. Район Весенне-Первомайского месторождения нефти исследован более детально, благодаря плотной сети эксплуатационных скважин. В приведенной модели в пределах подводного конуса выделяются зоны, трассы и участки развития фаций стоковых течений, подводных каналов, вееро-спутников и вееров - головных частей радиальных течений, о чем подробнее будет сказано ниже.

На юго-восточном окончании свода по характеристикам кривых ПС разрезов скважин Крапивинской площади (подробности в следующем разделе) можно говорить о равнинной обстановке предконтинентального склона, осложненного Нижнекаймысовским террасовидным гипсометрическим понижением палеорельефа. На Крапивинской структуре на фоне пилообразно-построенных кривых ПС, характеризующих плохую сортировку материала, отлагающегося в долинах подводных конусов выноса турбидитными потоками, разрезами скважин 192, 203, 206 и другими фиксируется трасса направленного подводного канала.

#### **Лонтынь-Яхский циклит пласта БВ<sub>12</sub> (рис. 3.16, 3.17).**

Отложения циклита прослеживаются выдержанной пачкой трансгрессивных глин Первомайского циклита, границы распространения которой занимают Александровский и Средневасюганский мегавалы, захватывают склон Пудинского и меридионально пересекают территорию Казанского района. Мощность пачки от 45 метров на восток уменьшается до 10-2 м. Величина  $\Delta N_z$  фиксирующая положение кровли циклита изменяется на территории его распространения от 40 до 380 метров.

*Шельф* в наибольшей области своего развития достигает мощности 50 м и представлен преимущественно двумя песчаными пластами (15-20 м), часто расщепляемыми на 2-3 прослоя. Иногда, сливаясь, пласты достигают 30-ти метровой мощности. В зоне *бровки* шельфа толщина комплекса увеличивается примерно до 80-100 м, при более крутых углах поверхности склона иногда отмечаются значения 120 м. Максимальная ширина шельфовой полосы равна около 170 км, в более узком месте - 70 км.

Западная граница бровки шельфа проходит по контуру Нижневартовского и Каймысовского сводов, а восточная - огибающая Александровский и Средневасюганский мегавалы, субмеридионально уходит по осевой части Нюрольской впадины.

*Клиноформный* комплекс осадков занимает территории Каймысовского и Нижневартовского сводов. Двум депоцентрам, приуроченным к Комсомольскому локальному поднятию и структурному понижению между Магюшкинским и Верхнеколтогорским локальными поднятиями Нижневартовского свода, свойственны мощности песчано-алевролитовой толщи около 60 м. Депоцентры на Каймысовском своде приурочены к Лонтынью-Яхскому поднятию (100 м) и Павловской структуре (80 м). Ширина клиноформной части варьирует от 30 км до 55 км.

Лонтынью-Яхская клиноформа залегающая под Первомайской имеет более древний возраст, субмеридиональное простирание и приурочена к центральной части Каймысовского и Нижневартовского сводов (рис. 3.16). В пределах Каймысовского свода она занимает территории Оленьего, юго-восточную часть Первомайского, Лонтынью-Яхского, группу Кельватских, Шахматного и Павловского поднятий, а также группу Моисеевских поднятий и Тагайскую структуру. Далее на юг, в Нюрольской впадине она представлена глинистыми породами. На Томской части Нижневартовского свода Лонтынью-Яхская клиноформа распространена на Стрежевской группе поднятий, Малореченском, Кедровском куполовидных поднятиях и в Колтогорском мегапрогибе на Ледовом к.п. Восточная граница распространения песчано-алевролитовых отложений клиноформы зафиксирована в разрезах скважин на Оленьей, Катильгинской, Южно-Катильгинской, Нововасюганской, Тагайской площадях. Западная граница выклинивания ачимовских отложений этой клиноформы отмечена на Оленьей, Первомайской, Пограничной площадях и далее на юг она уходит на Крапивинскую площадь.

Протяженность всей клиноформы составляет около 400 км, в том числе на Каймысовском своде 170 км, где она наиболее полно изучена. Ширина ее варьирует от 30 км в самой узкой части - на Оленьем поднятии, где клиноформа сложена только глинистыми осадками, до 55 км в районе Павловского и Северо-Карасевского поднятий. Мощность песчано-алевролитовой толщи изменяется в пределах от 5 до 115 м, включая и глинистые пропластки. Повышенные толщины песчано-алевролитовых отложений отмечаются в двух депоцентрах, которые располагаются: первый в районе Лонтынью-Яхской и Дуклинской, а второй - Павловской и Карасевской структур, также отмечается увеличение мощности в районе Стрежевской площади.

Количество песчаных пластов изменяется от 1 до 5. Наибольшее число пластов приурочено к депоцентрам: в первом их насчитывается 4, а во втором - 5. Эффективная толщина песчаных прослоев при  $L_{пс} \geq 0.4$  составляет 5-35 метров. При отсутствии хорошо отбивающихся по кривым ПС глинистых прослоев, разделяющих песчаные пласты Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>, а также Ач<sub>4</sub> и Ач<sub>5</sub>, эти сдвоенные пласты коррелировались как один пласт. Подобная условность при корреляции сдвоенных пластов дает более высокую степень достоверности прослеживания пачки пластов, при некоторой неоднозначности расчленения разреза на отдельные литологические объекты.



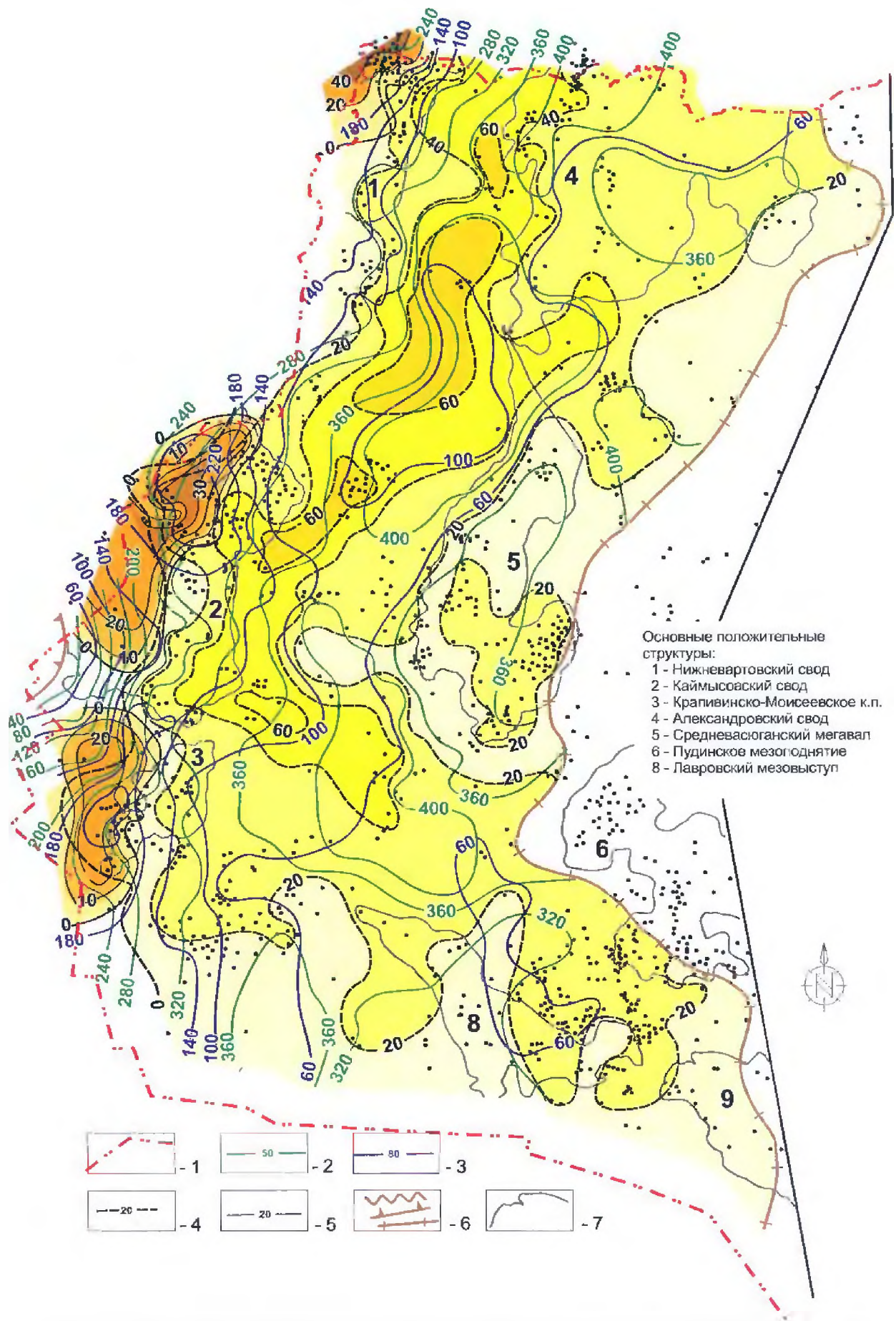
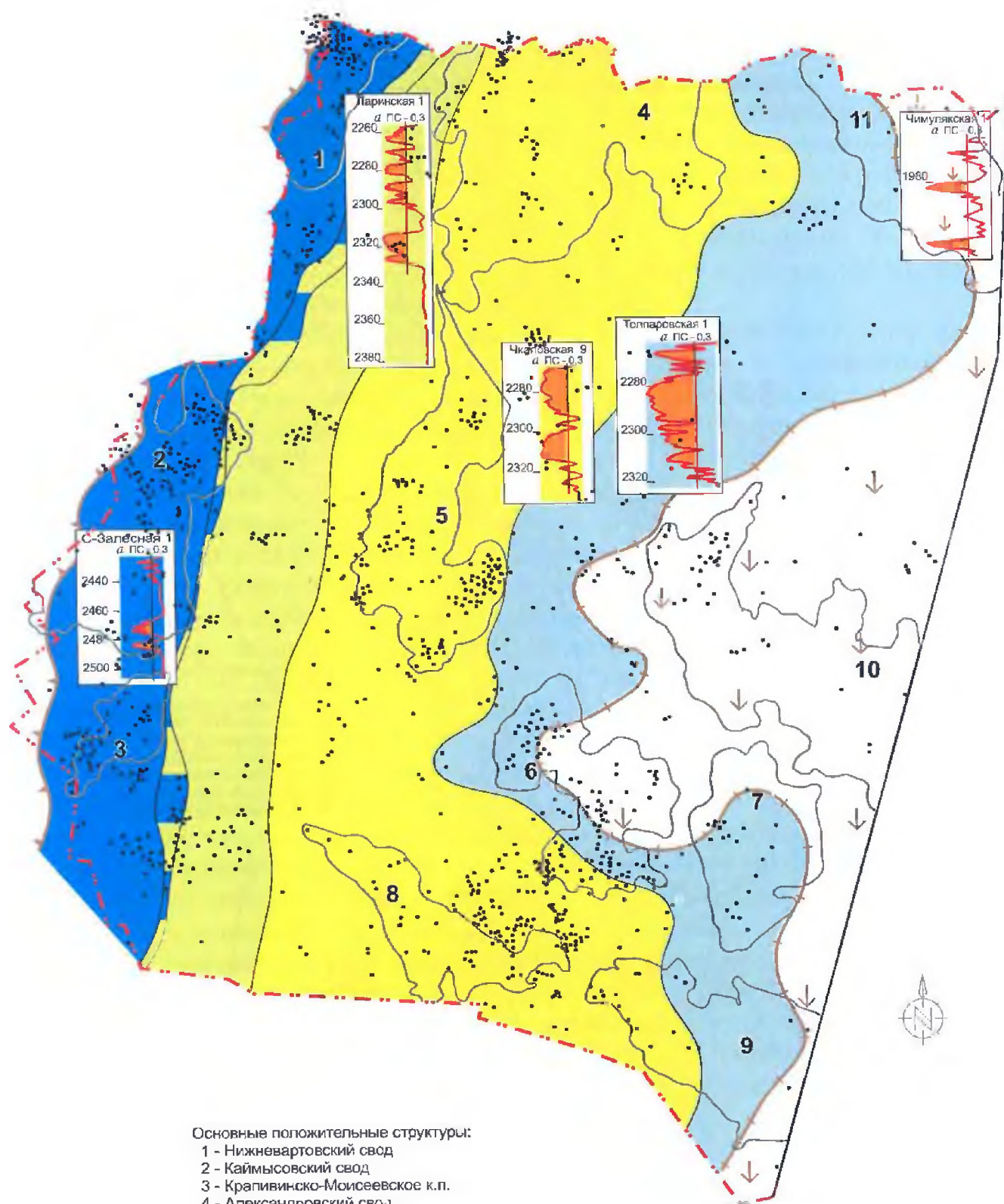


Рис. 3.15. Карта развития осадков неокома Первомайского циклита (Томская область)

**Условные обозначения:** 1- административная граница Томской области; 2 - изолинии  $\Delta H$  (подошва баженовской свиты- кровля циклита); 3 - изопакиты циклита; 4 - 5 - изопакиты песчаных пластов: 4 - шельфа, 5 - ачимовских пластов; граница перехода обстановок; 6 - границы отложений циклита; 7 - границы основных положительных структур (Конторович В.А., 2002г.)





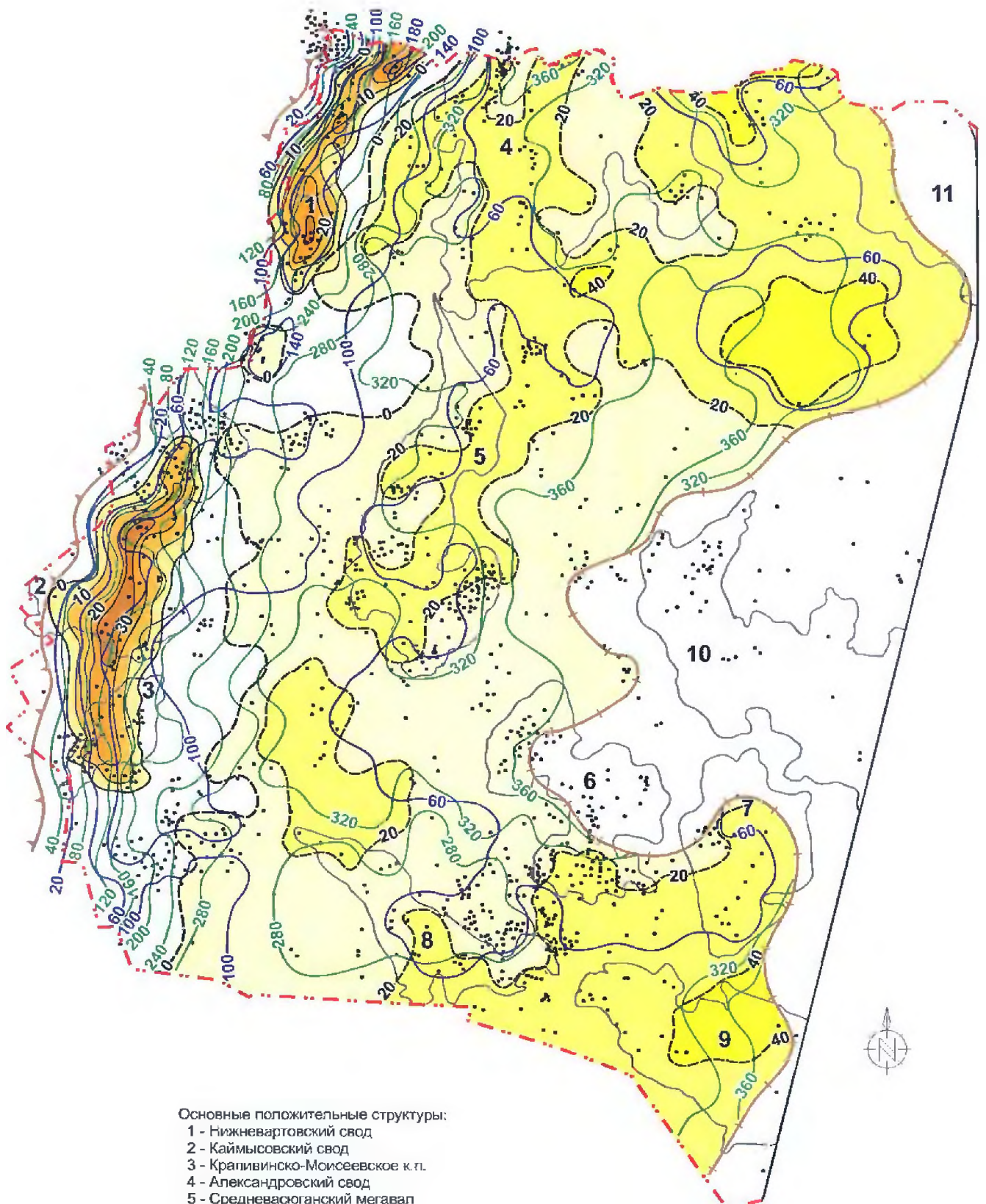
Основные положительные структуры:

- 1 - Нижневартровский свод
- 2 - Каймысовский свод
- 3 - Крапивинско-Моисеевское к.п.
- 4 - Александровский свод
- 5 - Средневасюганский мегавал
- 6 - Пудинское мезоподняtie
- 7 - Горелоярское мезоподняtie
- 8 - Лаеровский мезовыступ
- 9 - Калгачский мезовыступ
- 10 - Парабельский мегавыступ
- 11 - Пыль-Караминский мегавал

Условные обозначения: см. рис. 3.14.

Рис. 3.16. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Лонтынь-Яхского циклита (Томская область)



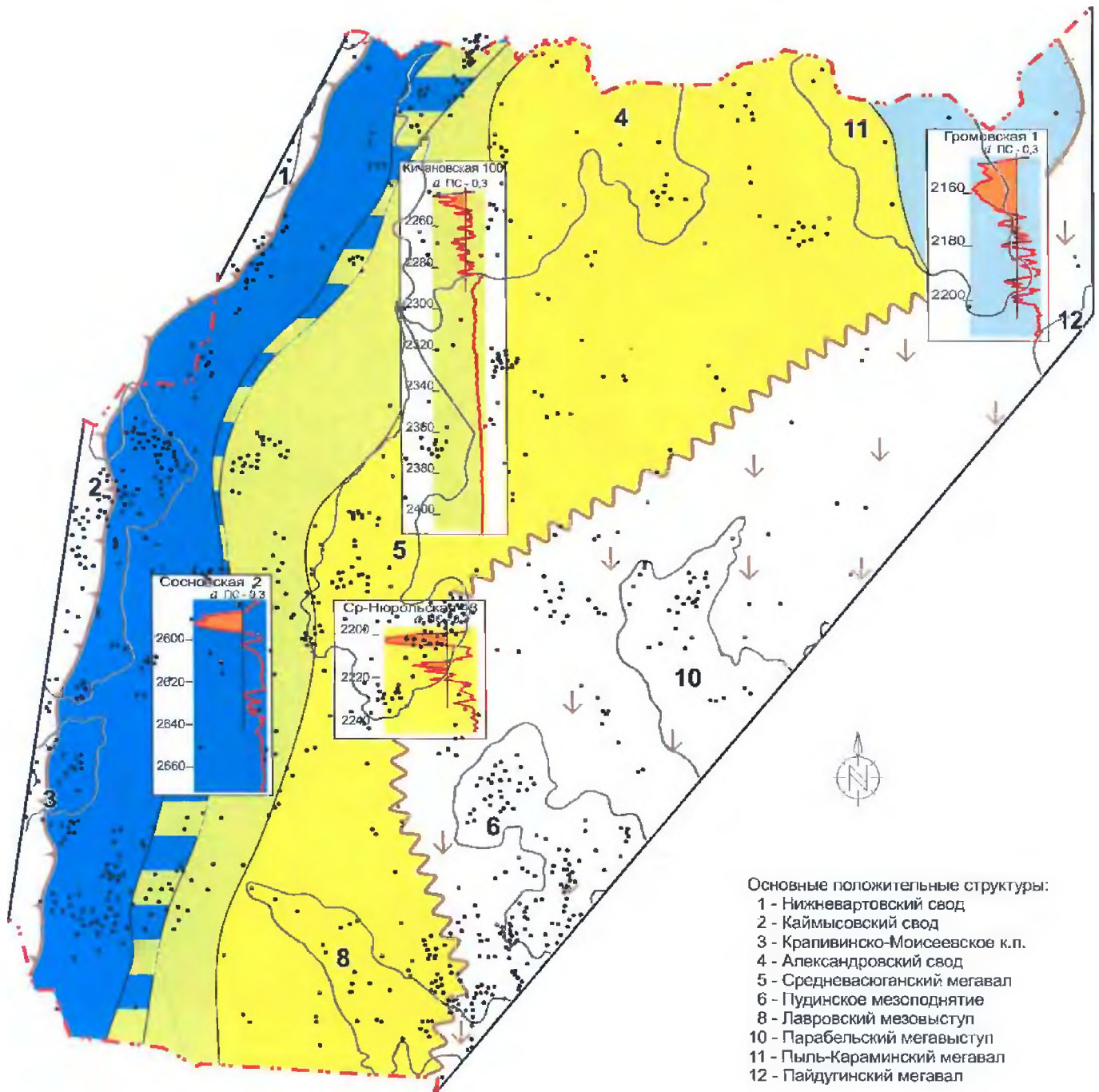


Основные положительные структуры:

- 1 - Нижневартовский свод
- 2 - Каймысовский свод
- 3 - Крапивинско-Моисеевское к.п.
- 4 - Александровский свод
- 5 - Средневажганский мегавал
- 6 - Пудинское мезоподнятие
- 7 - Горелоярское мезоподнятие
- 8 - Лавровский мезовыступ
- 9 - Калганский мезовыступ
- 10 - Парабельский мегавыступ
- 11 - Пыль-Караминский мегавал

Условные обозначения: см. рис. 3.15.

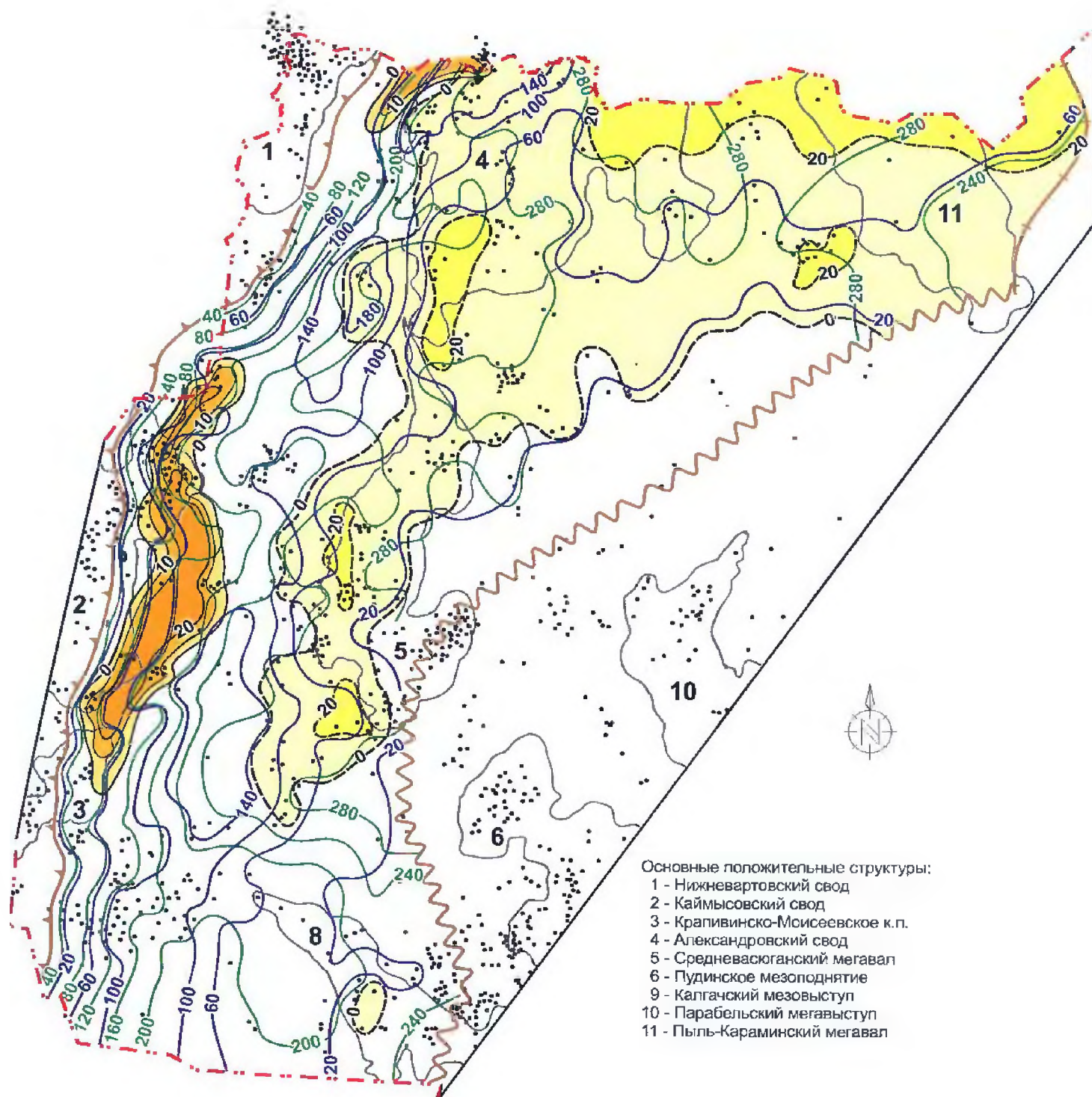
Рис. 3.17. Карта развития осадков неокома Лонтынь-Яхского циклита (Томская область)



Условные обозначения: см. рис. 3.14.

Рис. 3.18. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Столбового циклита (Томская область)





Условные обозначения: см. рис. 3.15.

Рис. 3.19. Карта развития осадков неокома Столбового циклита (Томская область)

Осадки Лонтынъ-Яхской клиноформы накапливались на склоне глубоководного шельфа, поэтому разновидности зафиксированных фаций в результате проведения литолого-фациального анализа кривых ПС интервала ачимовских отложений этой клиноформы представляют в основном обстановку подводных конусов выноса, как на территории первого, так и на участке второго депоцентров. При детальном анализе электрометрических диаграмм как по площади, так и по разрезу отмечаются практически все фации, выделенные В.С. Муромцевым для этой группы фаций. Пласты Ач<sub>4-5</sub> относятся, как правило, к фации турбидитного потока. Для них характерна сильная изрезанность боковой линии кривой ПС. Такие отложения характеризуются невысокими коллекторскими свойствами, за счет большого содержания глинистых частиц, понижающих проницаемость пород при их уплотнении и дальнейшем преобразовании. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладают песчаные пласты Ач<sub>2-3</sub>, благодаря высокой степени сортировки частиц, осаждающихся в условиях направленных потоков (скв.63, 64 Лонтынъ-Яхской пл., скв.1 Павловской пл.). Пласт Ач<sub>1</sub> развит эпизодически, небольшими линзами и в пределах данной клиноформы не очерчен. Перекрываются отложения ачимовской толщи монотонными глинами фаций открытого моря.

Анализ фаций в районе Моисеевской, Крапивинской и Тагайской групп поднятий предполагает развитие пластов в зоне подводного конуса выноса. Пласты Ач<sub>4-5</sub>, как правило, относятся к фациям турбидитных потоков. Помимо этого прослежены фации, выполняющие питающий канал и фации головных частей радиальных течений.

Зоны размыва и замещения осадков шельфа отложениями фаций *субконтинента* размещаются на Пыль-Караминском, Парабельском мегавалах и выходят на Калгачский выступ. Ширина зоны размыва колеблется от 60 до 120 км.

**Столбовой циклит пласта БА<sub>1</sub>** (рис. 3.18, 3.19). Кровля циклита картируется распространением Лонтынъ-Яхских трансгрессивных глин, залегающих выше реперной поверхности подошвы баженовской свиты (ДН) на величину 40-340 метров. На юге области объемы шельфового комплекса осадков является общей областью осадконакопления для двух ундаформных зон Столбового и Лонтынъ-Яхского циклитов. Это вероятно, по мнению А.А.Нежданова, объясняется тем, что «на участках плоских равнин (типа Нюрольской палеовпадины) даже незначительный подъем уровня моря мог вызвать обширные трансгрессии, протекавшие в геологическом масштабе времени практически мгновенно», не отлагая реперной пачки глин [91, 92].

*Шельфовые* пласты циклита, развитые в северной части области насчитывают один-два пласта, мощностью от 3 до 15 м. Ширина ундаформной зоны изменяется от 35 км на Средневасюганском мегавале до 150 - в Казанском районе. *Бровка* шельфа, шириной от 35 до 65 км формируется на западных склонах Александровского и Средневасюганского мегавалах. Дефицит шельфовых осадков свидетельствует о влиянии на время их формирование сочетания таких факторов, как высокая скорость поступления осадков на шельф от местных близ расположенных (Калгачский выступ) источников сноса и крутые углы наклона поверхности шельфа, когда распределение фациальных обстановок способствовало транзиту основной массы терригенного материала на бровку шельфа и лавинной его седиментации на склоне и у его подножия.

*Столбовая клиноформа* более древняя, чем Лонтынъ-Яхская, территориально приурочена к восточному склону Каймысовского свода и западному борту Нюрольской впадины, а также к западному борту Колтогорского мегапрогиба в районе южной периклинали Нижневартовского свода, и далее на север к центральной части мегапрогиба и западному склону Александровского мегавала (рис. 3.18). Клиноформа циклита фрагментами картируется в осевых частях отрицательных структур I порядка. Два де-

поцентра клиноформы, толщиной осадков 100-110 м, приурочены к структурным понижениям восточных склонов Каймысовского свода и северо-западным - Александровского. Клиноформный комплекс в южной части представлен преимущественно глинистым составом.

Ачимовские отложения в пределах Каймысовского свода развиты (рис. 3.19) на Оленьем, Столбовом, Южно-Черемшанском, в восточной части Катильгинского, Поселковом, Карасевском, Северо-Карасевском, Нововасюганском, Черноозерном и Соломбальском локальных поднятиях. Ширина зоны распространения осадков Столбовой клиноформы колеблется в довольно широких пределах - от 35 (Матюшкинское, Квартовое поднятия) до 60 км (Нововасюганская, Поселковая структуры). Прослеженная длина ее составляет около 160 км. Клиноформа простирается с юго-востока на северо-запад и дальше на север направление становится северо-восточным. Восточная граница клиноформы (выклинивание отложений вверх по восстанию) проходит по Столбовой, Южно-Черемшанской, Чворовой площадям.

Нижняя граница выклинивания клиноформы приурочена к восточным склонам Каймысовского и Нижневартовского сводов вниз и по падению пластов проходит по Оленьей, Катильгинской, Дуклинской, Северо-Залесной, Западно-Кельватской, Шахматной, Павловской, Корсево-Мелимовской, Моисеевским площадям. На юге она, возможно, сливается краевыми частями с осадками примыкающих клиноформ.

Максимальные толщины ачимовских отложений выявлены на участках трех депоцентров, где они составляют: 124 м - в районе Столбовой скв.84; -100 м - в разрезе скв.337 Южно-Черемшанской структуры и 50-70 м - в районе Поселковой и Соломбальской структур. В Колтогорском мегапрогибе отмечается небольшой депоцентр между Малореченским куполовидным поднятием и Проточной площадью.

Наиболее полные разрезы осадков Столбовой клиноформы зафиксированы на одноименной площади. Здесь выделяется до семи песчаных пластов, более типичный разрез толщи составляет от двух до пяти песчаных прослоев, разделяемых, как правило, глинистыми прослоями достаточной толщины. Иногда глинистые отложения между пластами верхнего и нижнего уровня Ач<sub>2</sub>-Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub>-Ач<sub>5</sub> замещаются алевролитоглинистым или песчано-алевролитовым составом осадков. В этом случае, разделение пластов становится возможным лишь на гранулометрическом уровне и тогда вдвоенные пласты рассматриваются совместно.

По результатам литолого-фациального анализа характера записи кривых ПС в разрезах скважин в пределах Столбовой клиноформы с разной степенью достоверности удалось выделить несколько фациальных обстановок накопления песчано-алевролитового материала. В основном ими являются обстановки подводного конуса выноса, в пределах которых в условиях направленного водного потока отлагаются песчаники с улучшенными коллекторскими свойствами. Установлено также наличие подводного палеоканала, направленного от границ мелководного палеошельфа на востоке, от которого в сторону Столбового и Поселкового локальных поднятий отходили подводные веера выноса стоковых течений. Район Карасевской группы поднятий находился, по-видимому, в зоне образований турбидитных и оползневых форм осадконакопления.

#### **Вахский циклит пласта БА<sub>2</sub> (рис. 3.20, 3.21)**

Отложения Вахского циклита перекрываются трансгрессивной пачкой глин Столбового и Лонтынь-Яхского циклитов мощностью в среднем 10 м, которая, увеличиваясь в зоне бровки шельфа, сливается с клиноформными глинистыми осадками Столбового циклита. Величина ΔН, фиксирующая положение кровли циклита изменяется на территории его распространения от 40 до 310 метров.

*Шельф*, толщиной около 70 м, слагается из трех песчано-алевролитовых пластов. Полоса шельфа, шириной 60-170 км, проходит на востоке от Пыль-

Караминского мегавала через Усть-Тымскую впадину и по западному склону Парабельского мегавала уходит на Калгачский выступ.

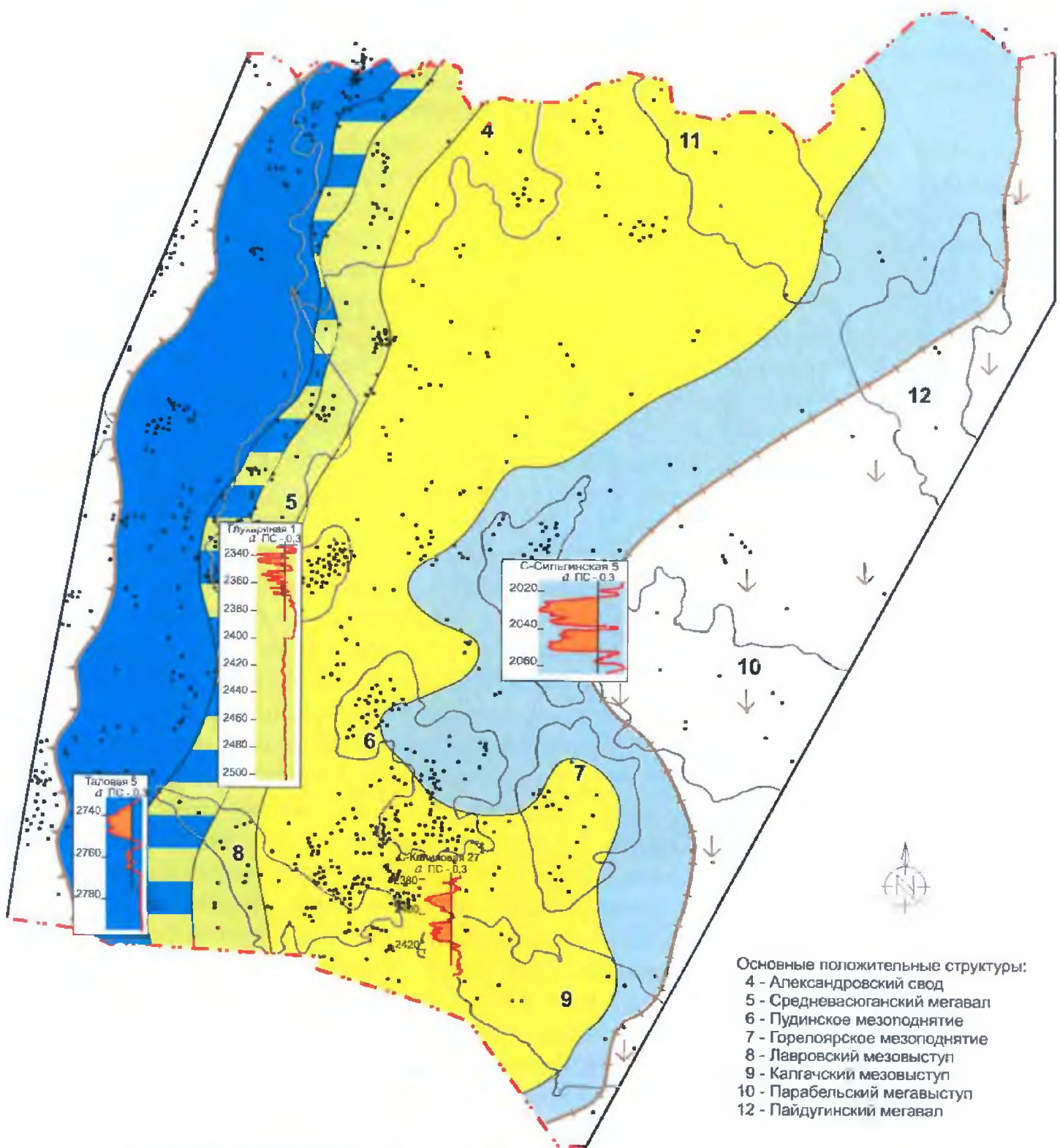
Границы зоны *бровки* субпараллельны шельфу и отстоят от нее в среднем на 5-6 км. Зона бровки шельфа в значительной мере перекрывает клиноформные образования. В южной части поверхности палеосклона разрастание шельф-подшельфовых пластов связано с их расщеплением и резким погружением в глинистые клиноформные образования. Ширина шельфа варьирует от 60 до 170 км.

*Клиноформные* осадки в месте перекрытия с зоной бровки шельфа превышают 140 м. В целом клиноформа приурочена к Александровскому, Средневасюганскому мегавалам и Нюрольской впадине.

**Вахская клиноформа** более древняя и расположена к востоку от Столбовой. Она тяготеет к западным склонам Александровского и Средневасюганского мегавалов, а также зоне их сочленения, к восточному борту Колтогорского мегапрогиба, захватывая Черемшанское куполовидное поднятие и далее в Нюрольской впадине располагается между Игольским к.п. и Лавровским наклонным валом, охватывая их соответственно восточную и северо-западную периклинали (рис. 3.20). Западная граница клиноформы проходит между одноименной структурой и Северным месторождением. Далее идет на Горстовую, Проточную, западнее Александровской, через Саймовскую структуру и между Столбовым и Ломовым поднятиями протягивается в Нюрольскую впадину, где проходит по Южно-Черемшанской, Айполовской, Южно-Поселковой, Таловой площадям. Восточная граница установлена на севере области, в восточных частях одноименной группы поднятий, далее проходит в направлении Кондаковской, западнее Назинской, между Полуденной и Южно-Назинской структурами - на Полонскую, Северо-Васюганскую, Рагозинскую, Усть-Пуглалымскую, Коленсальскую, Речную. В Нюрольской мегавпадине она проходит между Майской и Еллейской структурами.

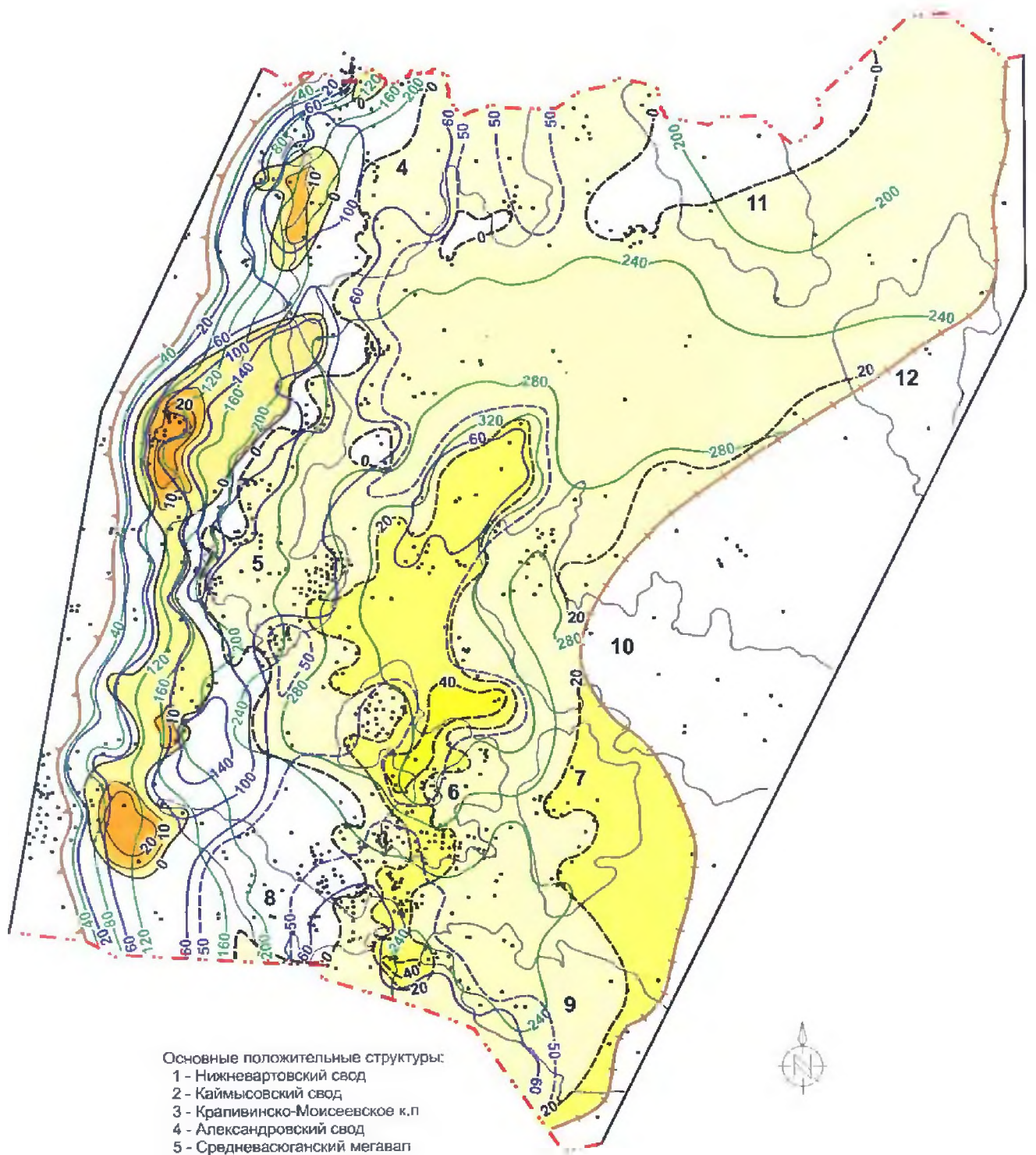
Клиноформа имеет северо-восточное простираие, ширина полосы распространения осадков клиноформы на исследуемой территории колеблется от 45 до





Условные обозначения: см рис. 3.14.

Рис. 3.20. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Вахского цикла (Томская область)



- Основные положительные структуры:
- 1 - Нижнеартовский свод
  - 2 - Каймысовский свод
  - 3 - Крапивинско-Моисеевское к.п
  - 4 - Александровский свод
  - 5 - Средневасюганский мегавал
  - 6 - Пудинское мезоподняtie
  - 7 - Горелоярское мезоподняtie
  - 8 - Лавровский мезовыступ
  - 9 - Калгачский мезовыступ
  - 10 - Парабельский мегавыступ
  - 11 - Пыль-Караминский мегавал
  - 12 - Пайдугинский мегавал

Условные обозначения: см. рис. 3.15.

Рис. 3.21. Карта развития осадков неокома Вахского цикла (Томская область)



80 км, протяженность составляет 410 км. В пределах зоны развития клиноформы песчано-алевролитовые ачимовские образования формируют четыре крупных участка. Глинизируется разрез только на самом юге (Тальянская, Зимняя группы поднятий).

При суммарной толщине песчаной составляющей от 20 до 40 м, зоны максимальных толщин очерчены тремя участками: северным - с депоцентрами на Вахской и Ильяжской площадях (>60 м), Космической скв.1 Южная зона повышенных толщин более 40 м расположена в районах Черемшанской и Таловой площадей.

В южной части клиноформы находится депоцентр, охватывающий Таловую, Черталинскую, Майскую, Пешеходную группы поднятий, Налимью площадь, Фестивальную группу поднятий, Кузырскую, Угольную структуры. Наибольшая толщина песчано-алевролитовых образований достигает 47 м, песчаных – 26 м (скв.4, Таловая пл.). Другой депоцентр отложений клиноформы расположен в районе Южно-Пионерской структуры и приурочен к Пионерской группе поднятий, Черемшанскому, Ломовому, Грушевому локальным поднятиям, где мощность ачимовской песчано-алевролитовой толщи достигает 116 м, с суммарной толщиной песчаных пропластков 26 м (скв.259, Пионерская пл.). Следующий, третий депоцентр распространяется в пределах Полонской, Северо-Сутыгинской, Ильяжской, Космической, Обской, Александровской, Южно-Александровской и Панковской структур. Здесь толщина ачимовских отложений достигает 62 м (скв.1, Космическая пл.), а песчаных прослоев – 30 м (скв.2, Ильяжская пл.)

Все перечисленные депоцентры имеют удлиненную в субмеридиональном направлении форму распространения. Образование песчано-алевролитовых ачимовских отложений происходило, в основном, в обстановке подводных конусов выноса турбидитных потоков и подводных вееро-выноса (рис. 3.20), согласно схеме В.С. Муромцева (см. рис. 1.13). Благоприятную роль для накопления толщи очевидно играл восточный склон Каймысовского свода, являясь своеобразным седиментационным барьером, препятствующим выносу грубообломочного материала.

Четвертый депоцентр, приуроченный к северной части Криволуцкого вала, фрагмент которого зафиксирован на границе области на территории Вахской площади и прилегающих к ней участках рассмотрен ниже (раздел 3.3) более подробно.

Корреляционные профили, ориентированные как вкрест, так и по простиранию ачимовских отложений, дают основные представления о строении нижней части неокомского осадочного комплекса в пределах исследуемого района, взаимосвязях песчано-алевролитовой ачимовской толщи с перекрывающими и подстилающими их реперными глинистыми маркерами. Трудность корреляции и прослеживания площадного распространения ачимовских отложений заключается в частой глинизации интервала толщи не только в контуре разбуренных участков Вахской группы поднятий, но и восточной ее части. Наличие здесь широкой и извилистой полосы (от 400 м до 2 км) полного замещения песчано-алевролитовых пород глинистыми, которые на прежнем гипсометрическом уровне появляются восточнее, оставляет сомнения в оконтуривании восточной границы Вахской клиноформы. Однако установленная схема взаимозамещения реперных промыслово-геофизических горизонтов эталонного разреза Вахской площади дает основание полагать, что вновь развивающиеся песчано-алевролитовые слои относятся к осадкам этой же клиноформы, выделенной на Центральном Вахе.

В целом распространение ачимовских отложений носит субмеридиональный характер, который представлен на карте изопахит толщ (рис. 3.21). Хаотичность в распределении толщин ачимовских отложений, которые колеблются от 5 м до 60 м, частое линзовидное замещение их по латерали обуславливается лавинными условиями седиментации и турбидитными потоками, распределяющими отлагаемый материал.

Таким образом, можно определенно полагать, что ни одна из границ размещения осадков склоновой (клиноформной) части морского шельфа рассматриваемого циклита не трассируется данными бурения скважин. Восточная граница вверх по восстанию пластов выходит за пределы Восточного Ваха. Западная, по мнению авторов, установлена фрагментарно по нескольким поисково-разведочным скважинам Охтеурского поднятия. Здесь же, на западе, намечаются песчано-алевролитовые ачимовские слои, отнесенные нами с определенной долей условности к Столбовой клиноформе. К сожалению, границы последней проследить по материалам ГИС не представляется возможным.

#### **Назинский циклит пласта БА<sub>3</sub> (рис. 3.22, 3.23).**

Осадки Назинского циклита перекрываются трансгрессивной глинистой пачкой мощностью 5-8 м Вахского циклита, которая выклинивается на Ажарминском, Парабельском мегавалах и Калгачском выступе. Кровля циклита в зоне полого шельфа отстоит от подошвы глин баженовской свиты ( $\Delta H$ ) на 40-300 м.

Пласты *шельфа* Назинского циклита, шириной до 220 км, в южной части Пудинского мегаподнятия (Горелоярское поднятие) размывты и появляются севернее, занимая территорию Ажарминского мегавала и значительную часть Усть-Тымской впадины. В предкалгачской зоне фиксируется две песчаные серии пластов, толщиной до 35-40 м.

Зона *бровки* шельфа не широкая (30-60 км), в средней части она перекрывает в плане клиноформную часть циклита. Отложения зоны бровки шельфа занимают северо-западную часть Пудинского мезоподнятия, юго-восточную Среднеवासюганского мегавала, Усть-Тымскую впадину и зону перехода ее в Александровский мегавал. На север зона бровки шельфа постепенно сужается до 30 км.

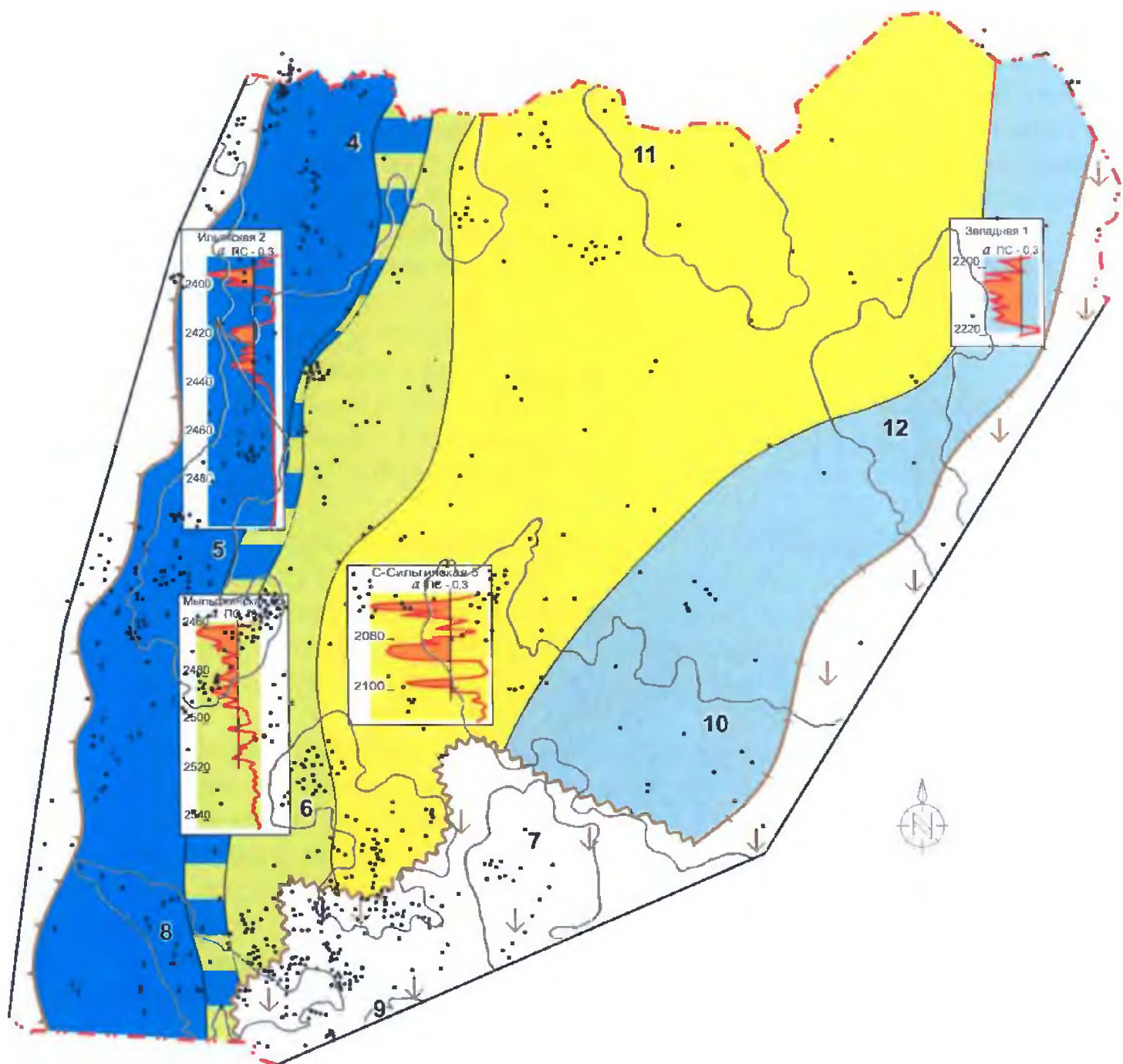
*Клиноформные* отложения Назинского циклита, в среднем толщиной 140 м, приурочены к Александровскому, Среднеवासюганскому мегавалам, и Нюрольской впадине. Максимальная суммарная толщина ачимовских коллекторов по  $I > 0.4$  в этих участках равняется 25, 15 и 35 м соответственно.

Назинская клиноформа, также как и Вахская, имеет северо-восточное простирание, ширину от 50 км до 80 км и длину около 420 км, то-есть, наблюдается от северной до южной границ Томской области.

Зоны повышенных толщин ачимовских песчано-алевролитовых отложений в объемах клиноформы развиты повсеместно и сосредоточены, в основном, в трёх депоцентрах, приуроченных к положительным структурам первого и второго порядка, примыкающих к восточному склону Александровского мегавала, центральной части Среднеवासюганского, Фестивального и Лавровского валам, а также участкам Нюрольской впадины, расположенным соответственно восточнее и западнее упомянутых валов. Западная её граница проходит по Вахскому месторождению, Таежной структуре, отмечена в разрезе Космической скважины, проходит западнее Чапаевского, восточнее Ильяжского и Сутыгинского локальных поднятий, западнее Северо-Васюганского, Новотевризского куполовидных поднятий, Колотушной структуры, Фестивального вала и протягивается до Пешеходного поднятия и далее на юг. Восточная граница располагается в районе Круглоозерной структуры, восточнее Ноябрьской, идет через Никольскую, Амбарскую и Чкаловскую структуры, затем пересекая Межозерный и Мылъджинский валы, уходит на юге к Южно-Урманской структуре.

На самом юге клиноформы находится депоцентр, ачимовские отложения которого наблюдаются на Еллейской, Юлжавской группах поднятий, а также на Еллей-Игайской и Лосинской структурах, уходя на юг за пределы области. Мощность песчано-алевролитовых образований здесь достигает 56 м, а песчаных 48 м (скв.1, Северо-Юлжавская пл.). Согласно формам электрометрических кривых ПС (рис. 3.23), характеру изменения толщины песчано-алевролитовой пачки, а также приуроченности к западному склону Лавровского вала и далее на запад в Нюрольскую впадину.



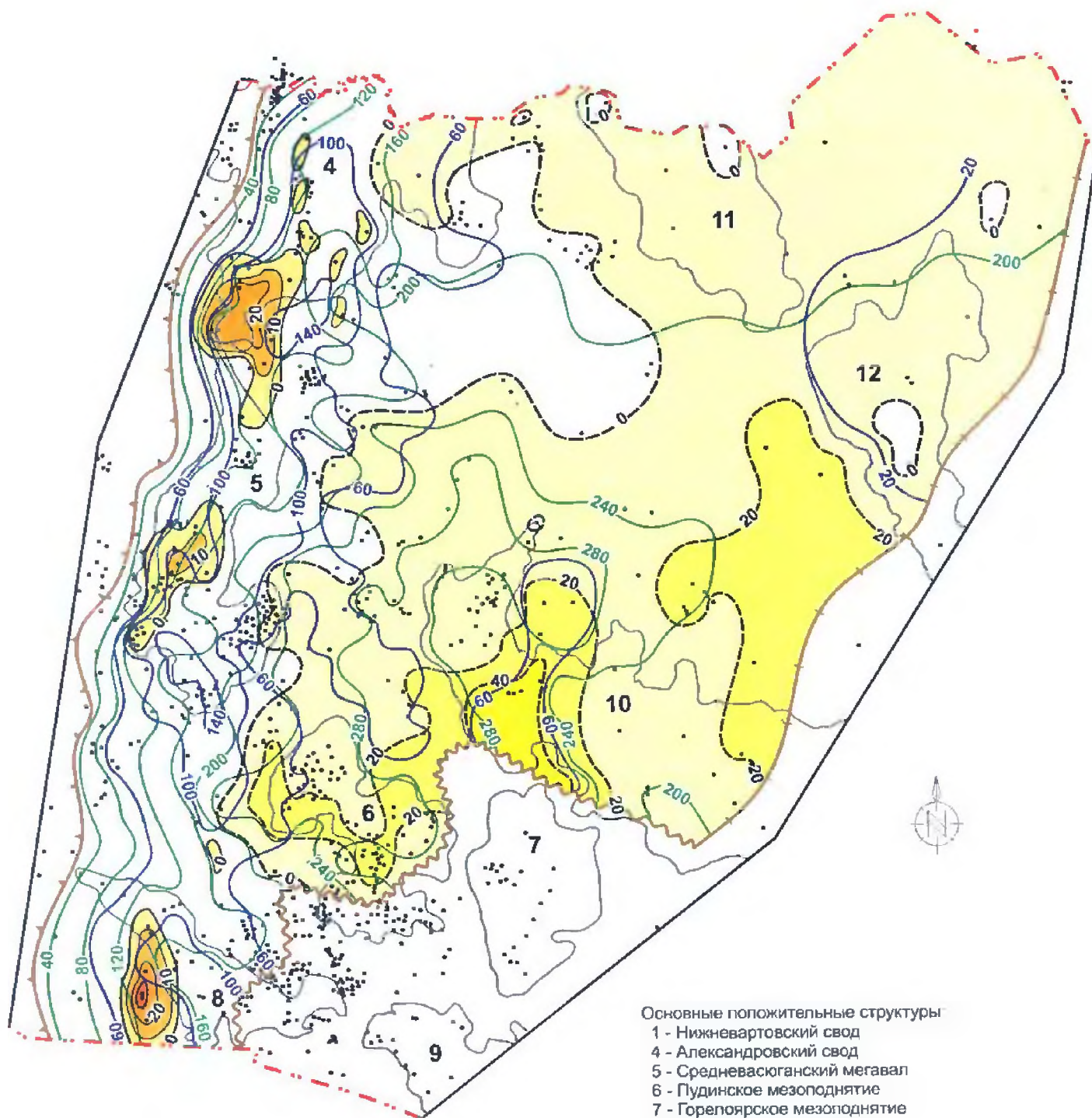


Основные положительные структуры:

- 4 - Александровский свод
- 5 - Средневасюганский мегавал
- 6 - Пудинское мезоподнятие
- 7 - Горепсярское мезоподнятие
- 8 - Лавровский мезовыступ
- 9 - Калгачский мезовыступ
- 10 - Парабельский мегавыступ
- 11 - Пыль-Караминский мегавал
- 12 - Пайдугинский мегавал

Условные обозначения: см. рис. 3.14.

Рис. 3.22. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Назинского циклита (Томская область)



- Основные положительные структуры:
- 1 - Нижнеартовский свод
  - 4 - Александровский свод
  - 5 - Средневасюганский мегавал
  - 6 - Пудинское мезоподняtie
  - 7 - Горепоярское мезоподняtie
  - 8 - Лавровский мезовыступ
  - 9 - Калгачский мезовыступ
  - 10 - Парабельский мезовыступ
  - 11 - Пыль-Караминский мегавал
  - 12 - Пайдугинский мегавал

Условные обозначения: см. рис. 3.15.

Рис. 3.23. Карта развития осадков неокома Назинского циклита (Томская область)



ачимовские отложения здесь формировались в условиях конуса выноса турбидитного потока.

Следующий депоцентр находится в центральной части Среднеवासюганского мегавала, на Среднеवासюганской, Пологой, Пуглалымской, Средненюрольской, Колотушной структурах, где толщина ачимовских отложений достигает 46 м (скв.8, Среднеवासюганская площадь).

На севере депоцентр приурочен к Полуденной, Чапаевской, Полонской, Южной, Южно-Полонской, Назинской, Лукашин-Ярской площадям. Максимальные толщины песчано-алевролитовых отложений 57 м, толщина песчаников по  $L_{пс} \geq 0.4$  равная 26 м отмечается на Полуденном поднятии в скв. 222. Вероятнее всего здесь развиты, согласно форме кривых ПС скважин, вдольсклоновые фации, выполняющие подводные каналы и фации головных частей радиальных течений.

В Нюрольской впадине между Среднеवासюганским мегавалом и Лавровским валом образования Назинской клиноформы представлены глинистыми отложениями, которые отмечаются на Северо-Васюганской и Кильсинской площадях.

#### **Нюрольский циклит пласта БП<sub>1</sub> (рис. 3.24, 3.25).**

Кровля Нюрольского циклита проходит по подошве Назинских глин и на юге территории имеет общий с Назинским циклитом шельф и отстоит от подошвы глин баженовской свиты (ДН) на 40-250 м. Состав клиноформного комплекса преимущественно глинистый.

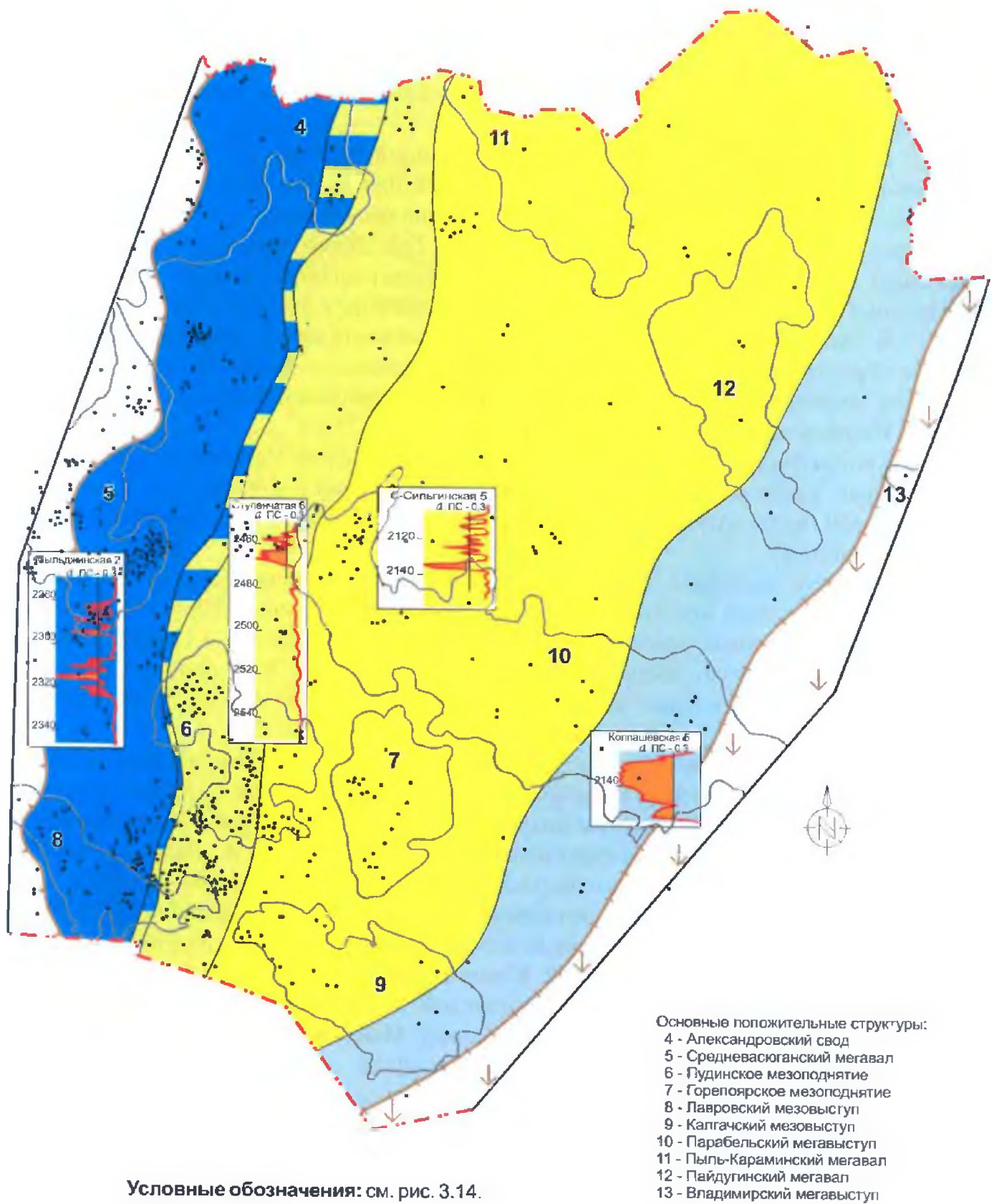
На части *шельфа* с толщиной осадков 30-40 м отмечается один-два песчано-алевролитовых пласта мощностью 3-5 м. Полоса шельфа шириной 80-200 км на востоке ограничивается линией, проходящей по Пайдугинскому мегавалу и Парабельский мегавыступ на восточную часть Калгачского мезовыступа. Зона *бровки* перекрывает клиноформную часть в плане на 5-20 км и имеет ширину от 65 до 35 км, сужаясь с севера на юг.

*Клиноформный* комплекс осадков циклита занимает восточные склоны Александровского, Среднеवासюганского мегавалов, а также западный склон Пудинского мезоподнятия. Отмечаются два депоцентра, приуроченные к Мыльджинской и Гордеевской площадям, где толщина песчано-алевролитовых отложений более 40 м. Далее на юг осадки клиноформы располагаются в центральной части Лавровского мезовыступа (рис. 3.25). Клиноформа имеет северо-восточное простирание, ширину 50-70 км и длину 410-420 км.

Западная ее граница проходит между Нань-Яхской и Трайгородской, Назинской и Ноябрьской, Западно-Назинской и Южно-Назинской структурами и далее между Чкаловской и Полонской, Северо-Васюганской и Передовой выходит на Пологую, Речную площади, а затем трассируется между Майским и Чагвинским, Зимним и Северо-Юлжавским поднятиями. Восточная граница в северной части прослежена не совсем уверенно из-за недостаточной освещенности бурением. Она протягивается от Линейной до Мурасовской, затем - Ступенчатой структур и идет далее до Лугинецкого и Нижнетабаганского поднятий.

Участки развития ачимовских отложений клиноформы ограничены по площади. В южной части Нюрольской впадины находится небольшой депоцентр, приуроченный к восточному склону Смоляного поднятия (скв. 1, 4, 6) и тяготеющий к восточной границе клиноформы, где песчано-алевролитовые отложения находятся в верхней части толщи (рис. 3.25) и достигают 26 м (скв.1).

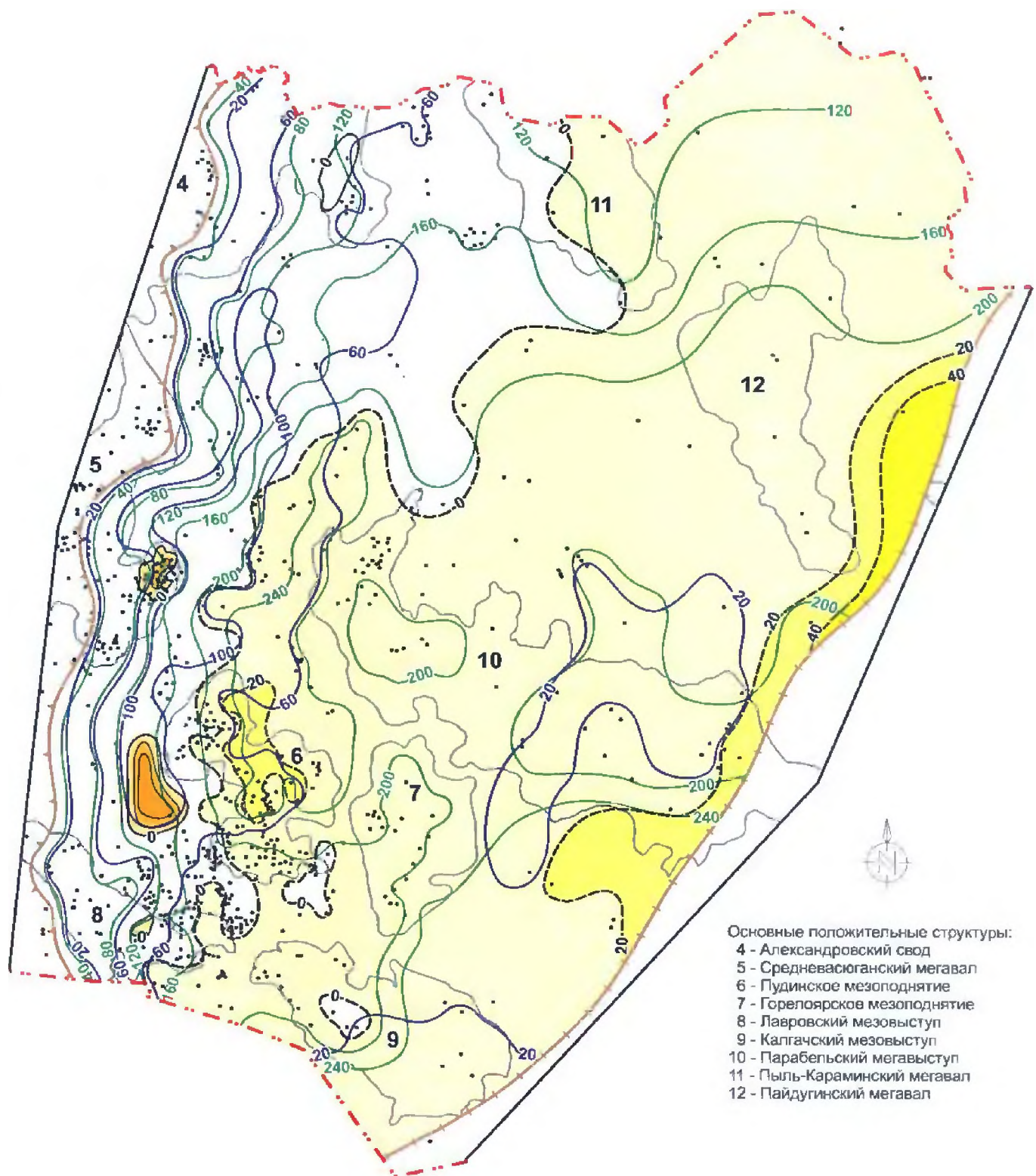
На Гордеевской, южной оконечности Западно-Лугинецкой (скв.181), западной части Шингинской (скв.298), юго-восточной периклинали Верхнесалатской (скв.27), Западно-Шингинской, Верхнешингинской структур развиты ачимовские отложения, представленные в разрезе переслаиванием песчаников, алевролитов, глинистых пород, достигающих суммарной толщины до 55 м (скв.1, Гордеевская). Эти отложения, очевидно, являются фрагментом конуса выноса турбидитного потока, о чем говорят:



Условные обозначения: см. рис. 3.14.

Рис. 3.24. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Нюральского циклита (Томская область)





Условные обозначения: см. рис. 3.15.

Рис. 3.25. Карта развития осадков неокома Нюрольского циклита (Томская область)

характерный вид электрометрической кривой ПС в скважине 1 Гордеевской площади и расположение депоцентра западнее Пудинского мегавала с которого, вероятно, и мог поставляться обломочный материал.

Следующий депоцентр расположен на Мыльджинской и Северо-Мыльджинской площадях (рис. 3.25), где отмечается толщина песчано-алевролитовых отложений более 40 м (скв. 22, 12, 16, 23, 2) и песчаных - более 20 м (скв. 53, 12), которые в центральной части образуют два пласта. Далее на север отмечается еще два депоцентра: первый расположен между Чкаловской (скв. 3), Трассовой (скв. 317) и Передовой (скв. 191) структурами, включая Южно-Чкаловскую, другой - на Мыгытынской и северо-западной части Вартовской площадей (рис. 3.25), в которых ачимовские отложения представлены алевролитами небольшой мощности, в среднем 3-5 м. В разрезе скважин они представляют маломощные прослойки в глинистой толще осадков клиноформы.

#### **Казанский циклит пласта БП<sub>2</sub> (рис. 3.26, 3.27)**

Осадки циклита перекрываются трансгрессивной пачкой глин Назинского циклита, ДН кровли которого в зоне шельфа составляет около 240 метров. Распространение осадков циклита связано с территориями, заключенными между Пыль-Караминским, Парабельским мегавалами и Калгачским выступом на востоке и Александровским, Среднеवासюганским и Пудинским мегавалами на западе.

Кровля циклита почти на всей территории его размещения залегает полого, фронтальный склон шельфа также пологий и террасовидный, по сравнению с более молодыми циклитами. *Шельф* толщиной 30-40 м характеризуется одним-двумя песчано-алевролитовыми пластами, мощностью 3-5 метров, ширина полосы размещения циклита равна в среднем 250 км. В зоне *бровки* шельфа большой процент глинистой составляющей, песчано-алевролитовые прослойки очень редки.

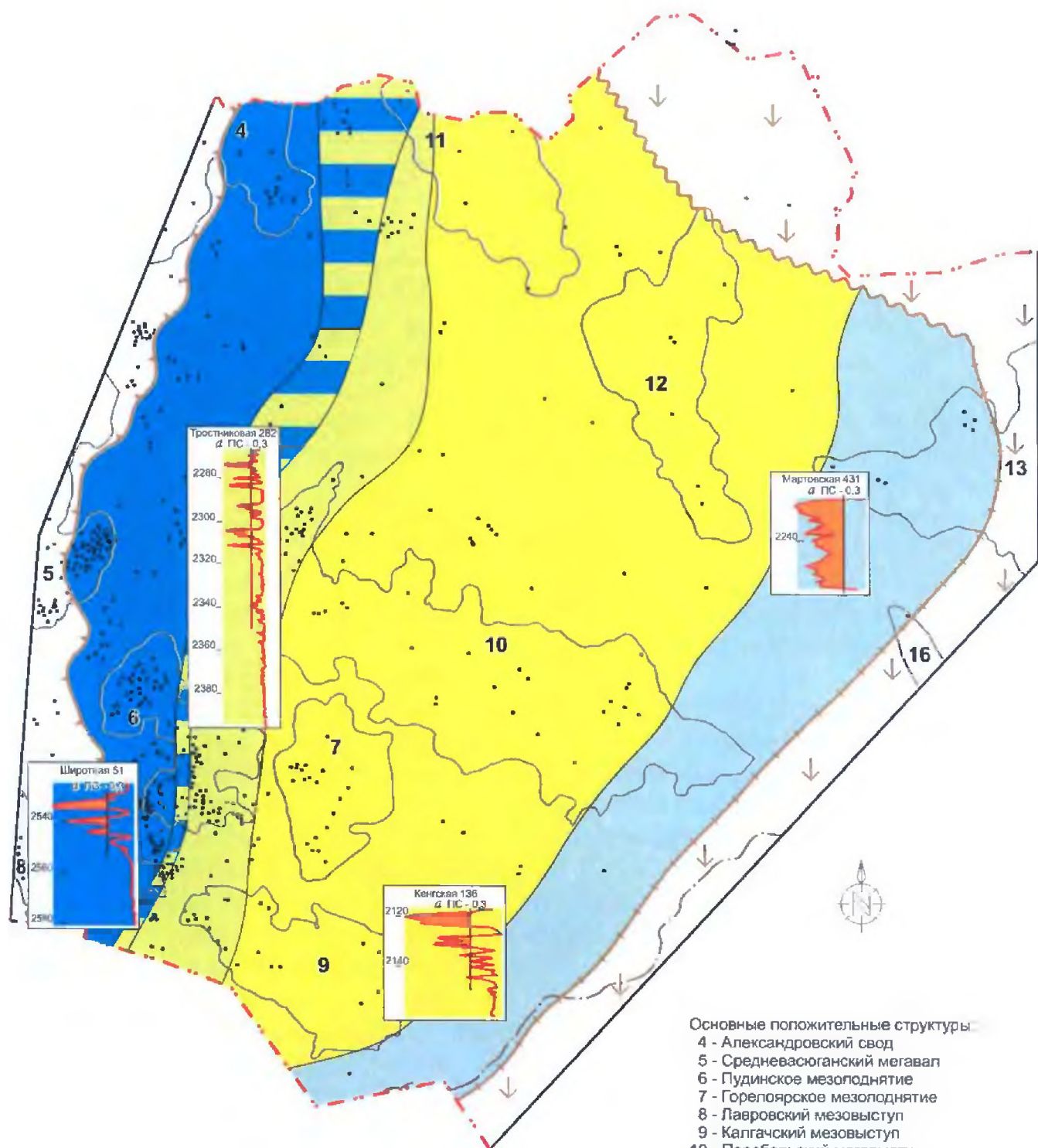
Фронтальная граница *клиноформы* на юге следует близко от подошвы баженовской свиты. Ширина клиноформы в плане колеблется от 20 до 50 км, в среднем составляя 35 км. Намечается три депоцентра клиноформных отложений: один, на юге, в Казанском районе (Широтная площадь), где максимальная суммарная толщина песчано-алевролитовых составляющих доходит до 50 м, второй - на Лугинецком куполовидном поднятии (40 м); третий - в районе Мыльджинского вала, с толщиной свыше 20 м. Еще один депоцентр намечается вблизи восточных склонов Криволуцкого вала.

*Казанская клиноформа* на юге имеет субмеридиональное простирание до Мыльджинской структуры, где потом меняет направление на северо-восточное (рис. 3.26). Осадки клиноформы размещаются в Усть-Тымской мегавпадине, восточнее Александровского свода и Среднеवासюганского мегавала, частично захватывают Мыльджинское поднятие, западную часть Пудинского мезоподнятия и полосу Нюрольской впадины, южнее Лугинецкого куполовидного поднятия.

Ее западная граница на севере проходит между Нань-Яхской и Круглоозерной, Амбарской и Никольской, Чкаловской и Трассовой структурами, затем далее на юг пересекает Мыльджинское, Тамбаевское поднятия и поворачивая на юго-запад, проходит через Арчинскую площадь. Восточная граница клиноформы в северной части проведена условно, где она проходит по Усть-Тымской впадине, западнее Ажарминского мегавала. На Парабельском мегавалу она фиксируется в районе Тростниковой и Снежной структур, далее на юг проходит восточнее Лугинецкого вала на Калиновое, а затем - Кулгинское поднятия.

Ширина клиноформы меняется от 35 км на юге до 85 км на севере, длина такая же как и предыдущих более молодых клиноформ - 410-420 км, также от южной до северной границы области. Ачимовские песчано-алевролитовые отложения развиты только в южной, наиболее узкой части клиноформы, где отмечается четыре депоцентра, на севере, в Усть-Тымской впадине осадки клиноформы представлены глинистыми разностями.

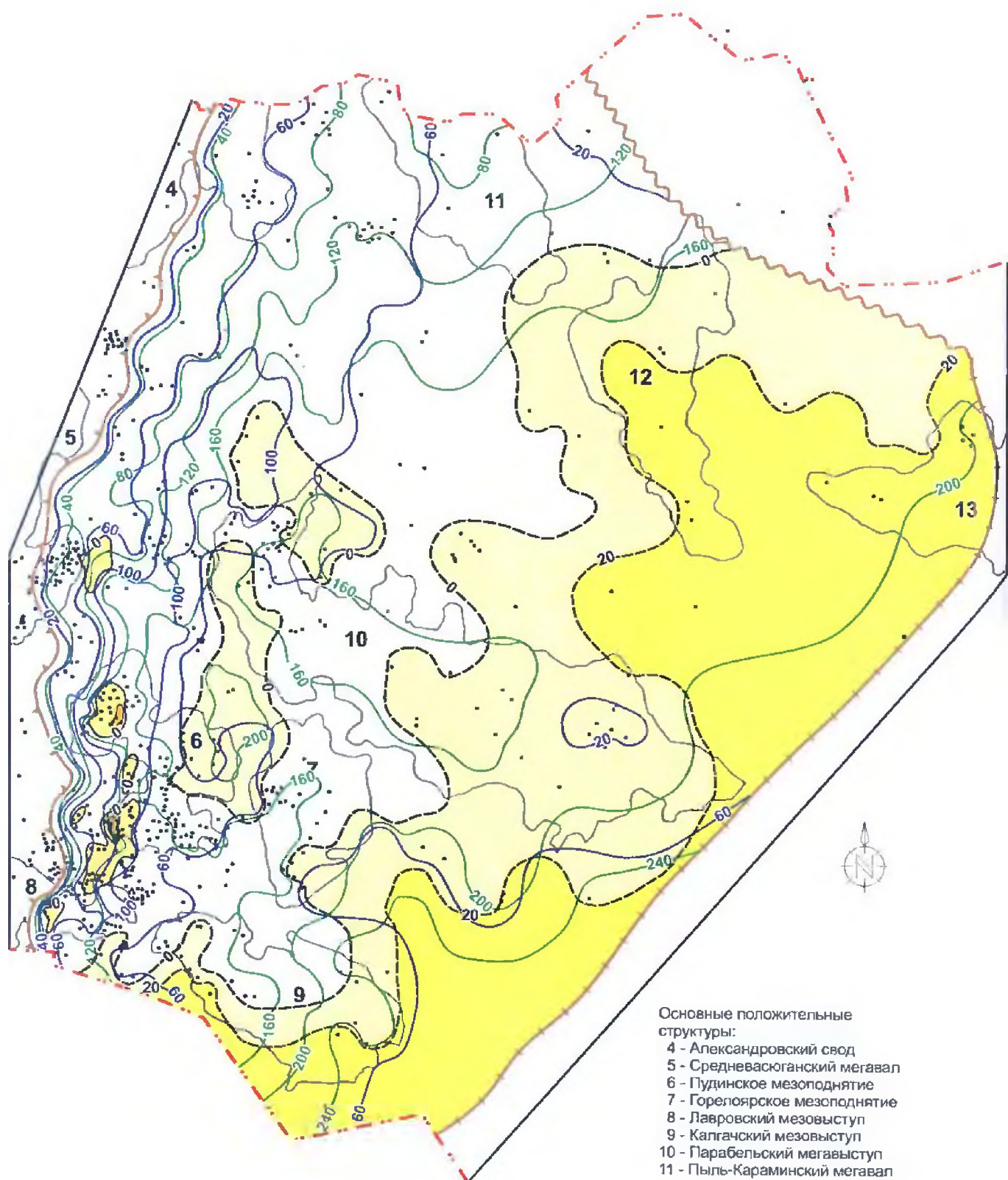




Условные обозначения: см. рис. 3.14.

- Основные положительные структуры:
- 4 - Александровский свод
  - 5 - Средневасюганский мегавал
  - 6 - Пудинское мезоподнятие
  - 7 - Горелоярское мезоподнятие
  - 8 - Лавровский мезовыступ
  - 9 - Калгачский мезовыступ
  - 10 - Парабельский мегавыступ
  - 11 - Пыль-Караминский мегавал
  - 12 - Пайдугинский мегавал
  - 13 - Владимирский мегавыступ
  - 16 - Белоярский мезовыступ

Рис. 3.26. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Казанского циклита (Томская область)



Условные обозначения: см. рис. 3.15.

Рис. 3.27. Карта развития осадков неокома Казанского циклита (Томская область)



Наиболее представительными являются два депоцентра ачимовских образований: один из которых приурочен к западному склону Лугинецкого поднятия и охватывает Западно-Лугинецкое, второй находится на Нижнетабаганской, Широтной, Южно-Тамбаевской, Тамбаевской, Герасимовской, Западно-Останинской, Сельвейкинской структурах. Толщина песчано-алевролитовой толщи на участке первого депоцентра достигает 42 м (скв.159, Лугинецкая пл.) и на втором- 60 м (скв.53, Широтная пл.), суммарная песчаных (по  $L_{пс} \geq 0.4$ ) пропластков - более 10 м. Учитывая приуроченность этих депоцентров к западным склонам структур второго и первого порядков соответственно Лугинецкому куполовидному поднятию и Пудинскому мегавалу, а также анализируя форму кривых ПС, можно предположить, что ачимовские песчано-алевролитовые отложения здесь формировались в условиях конусов выноса турбидитных потоков и подводных вееров выноса.

Небольшой по размерам депоцентр приурочен к участку, расположенному восточнее Смоляной площади (скв. 2), где песчано-алевролитовая пачка достигает 18 м и, возможно, представлена фацией головных частей радиальных течений. Следующий депоцентр располагается на восточном склоне Мыльджинского поднятия, Самлатской, Воскресенской, Косальской, Ступенчатой структурах. Здесь мощность песчано-алевролитовой толщи составляет более 20 м (скв. 2 Воскресенской и скв. 15 Косальской площадей).

Зона замещения или размыва отложений шельфа характеризуется прибрежно-морским генезисом, континентальные слои диагностируются редкой сетью скважин.

#### **Пудинский циклит пласта БП<sub>3</sub> (рис. 3.28, 3.29)**

Отложения Пудинского циклита перекрываются трансгрессивными глинами Казанского циклита, кровля которых расположена выше подошвы баженовской и марьяновской свит ( $\Delta H$ ) на 40-220 метров. Однако, следует заметить, что толщина реперных глин выклинивается в восточных районах, в таких разрезах кровля циклита выделяется по кровле песчаной серии пластов характерного регрессивного строения. Есть и такие разрезы (преимущественно пробуренных в прибрежно-морской, а не шельфовой зоне), в которых граница кровли циклита берется условно внутри песчаной толщи Казанского и Пудинского циклитов. В этом случае решающую роль в вычленении этой границы играет анализ поведения изолиний  $\Delta H$  (уровень поверхности кровли) совместно с биостратиграфическим фактором.

Ундаформная часть осадков циклита, толщиной в среднем 30 м, складывается одним-двумя песчано-алевролитовыми пластами мощностью 3-10 м. Ширина шельфа изменяется от 120 до 220 км, охватывая Ажарминский, части Пайдугинского, Парабельского и Пудинского мегавалов, а также часть Владимировского свода и Калгачского выступа. Юго-восточнее зона развития шельфа переходит в прибрежно-морскую зону и затем в субконтинентальную. Бровка шельфа пологая, её высота составляет относительно подошвы баженовской свиты. Понижаясь в северном направлении она переходит в "клин".

Осадки Пудинской клиноформы в средней части зоны своего развития имеют субмеридиональное простираение, а на самом юге и в северной части - северо-восточное. Ширина зоны распространения изменяется от 30-35 км на юге до 120 км на участке депоцентра, на север полоса клиноформы расширяется до 150 км и на территории Восточно-Пайдугинской впадины плавно переходит в пологий шельф. Ее осадки распространяются в Усть-Тымской впадине, восточнее Эмторского куполовидного поднятия, захватывают небольшую часть Ажарминского мегавала, Киев-Еганское, Толпаровское поднятия, северо-западную периклиналь Парабельского мегавала, среднюю часть Пудинского мезоподнятия и часть Нюрольской впадины (рис. 3.28).

Западная граница склоновых отложений циклита в Усть-Тымской впадине прослеживается условно из-за редкой сети скважин и потери характерного профиля

клиноформы. Она начинает более-менее уверенно следовать западнее северо-западной периклинали Парабельского мегавала и далее в восточной части Лугинецкой структуры, затем - между Пельгинским и Сельвейкинским поднятиями и на Герасимовской, Северо-Калиновой, Южно-Табаганской площадях. Восточная граница клиноформы в Усть-Тымской впадине предположительно вскрыта скважиной 1 Чунжельской площади. В пределах Парабельского мегавала она проходит в восточной части Усть-Сильгинской и через Западно-Сильгинскую структуры, затем идет восточнее Соболиного вала, на Юбилейную, Дорожную площади, потом поворачивает на запад до восточного склона Таволгинского поднятия.

В Пудинской клиноформе отмечается несколько небольших депоцентров, имеющих в плане вытянутую форму, согласно её простирацию. В южной части отмечается четыре депоцентра, приуроченных к Осиновской (толщина >40 м), Северо-Останинской (>20 м), Соболиной (>20 м), Снежной (>40 м) площадям.

На самом юге находится депоцентр, расположенный в восточной части Калиновой, юго-восточной - Южно-Табаганской структур, а также на Солоновском, Осиновском, Таволгинском поднятиях. Здесь мощность песчано-алевролитовых отложений составляет более 40 м, достигая на Калиновой площади в скв 1 – 51 м, мощность песчаных образований по  $L_{пс} \geq 0.4$  составляет не более 10 м. Возможно этот депоцентр формировался стоковыми течениями, учитывая его форму в плане, близость структур второго порядка и формы кривых ПС.

Второй депоцентр находится северней первого и приурочен к Северо-Останинской, восточному склону Останинской, западной части Дорожной, Мирной структур, где мощность ачимовских отложений достигает более 20 м (скв. 2, 3, 7, 9, 12, 13 Северо-Останинской, скв. 412, 436 Мирной площадей).

Третий депоцентр, небольшой по размерам, приурочен к западному склону Соболиной структуры, здесь толщина песчано-алевролитовых пород достигает 20 м.

Следующий депоцентр приурочен к Торцовой, южной части Снежной, а также западным участкам Усть-Сильгинской и Северо-Сильгинской структур. Ачимовские отложения представлены переслаиванием алевролитов с глинистыми породами (рис. 3.29), суммарная толщина которых достигает 42 м (скв. 132 Снежной пл.). Очевидно здесь в силу малых углов склоновой поверхности и слабой динамики водной среды не происходил процесс сортировки обломочного материала.

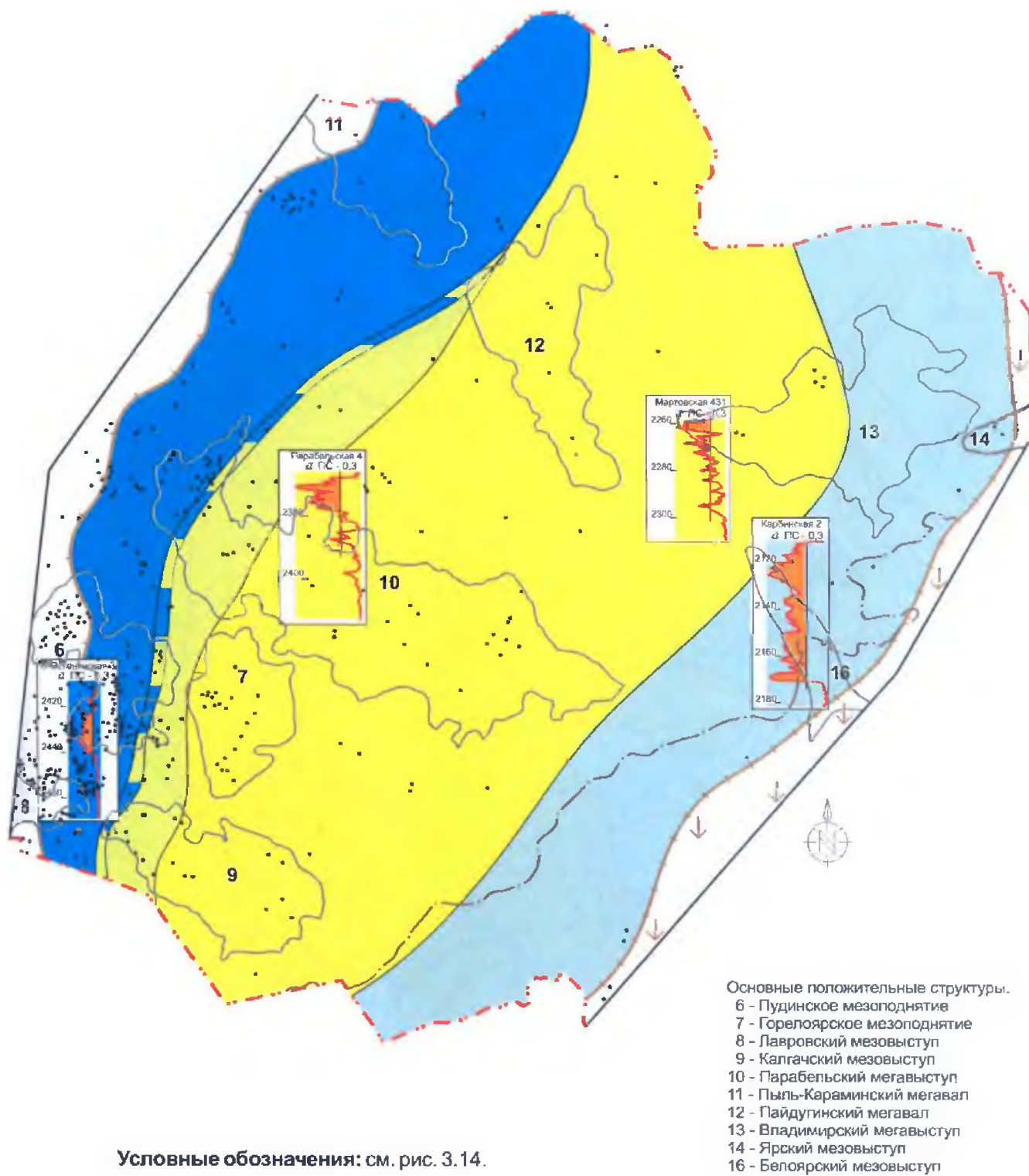
В Усть-Тымской впадине в юго-западной части Киев-Еганской площади отмечаются маломощные прослои алевролитов.

#### **Парабельский и Пайдугинский циклиты групп пластов БП<sub>4</sub> и БП<sub>5</sub> (рис. 3.30, 3.31).**

Строение циклитов значительно отличается от вышеописанных. Основное морфогенетическое отличие циклитов заключается в: геометрически треугольной форме профиля - "клина"; слабонаклонной почти субгоризонтальной, на всем протяжении своего развития кровле; отсутствии как таковой зоны бровки шельфа благодаря плавному переходу склоновой поверхности в шельф. В осадках Пайдугинского циклита полностью отсутствуют и отложения клиноформной склоновой части, обязательным элементом более молодых неокомских циклитов.

Отложения Парабельского циклита по спорово-пыльцевым (Вездеходная скв. 1,4, Мартовская 430, Ажарминская 450, Северо-Лымбельская 2) и по микрофаунистическим определениям в скважинах (Ванжильской, Куржинской, Береговой, Ажарминской и др.) соответствуют средне-верхневолжскому возрасту.

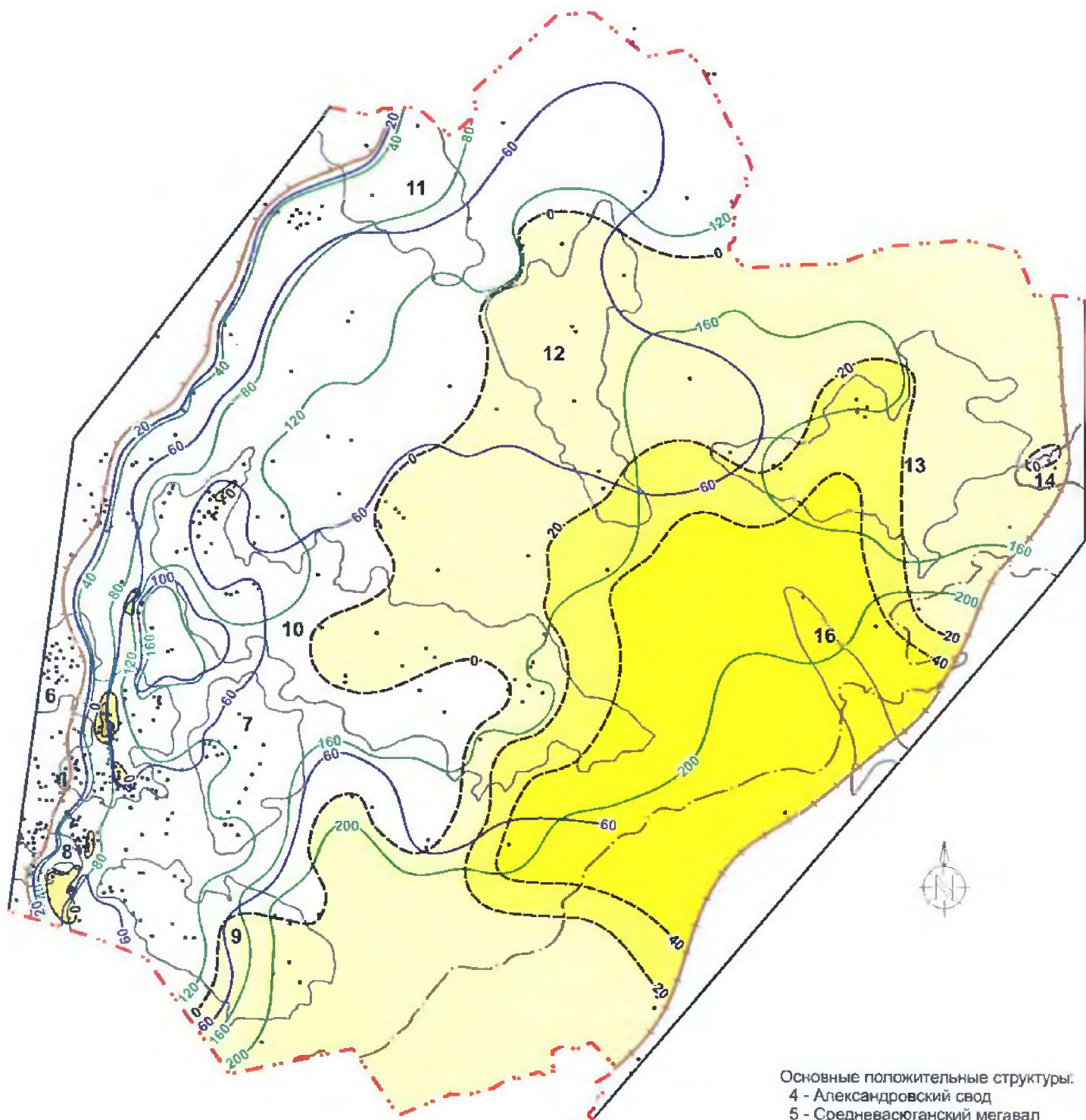
Кровля **Парабельского циклита** в области склоновой поверхности взята по кровле глинисто-известковистой пачки, вмещающей в центральной юго-западной части территории области алевролитопесчаные пропластки. Величина  $\Delta H$ , «взятая» подошвы марьяновской - максимоярской или от кровли наунакской - тяжинской свит, изменяется от 40 до 130 и более метров (рис. 3.30). Граница выклинивания осадков



Условные обозначения: см. рис. 3.14.

Рис. 3.28. Палеогеоморфологическая карта осадков неокома Пудинского циклита (Томская область)





Условные обозначения: см. рис. 3.15.

- Основные положительные структуры:
- 4 - Александровский свод
  - 5 - Средневасюганский мегавал
  - 6 - Пудинское мезоподнятие
  - 7 - Горелоярское мезоподняtie
  - 8 - Лавровский мезовыступ
  - 9 - Калгачский мезовыступ
  - 10 - Парабельский мегавыступ
  - 11 - Пыль-Караминский мегавал
  - 12 - Пайдугинский мегавал
  - 13 - Владимирский мегавыступ
  - 14 - Ярский мезовыступ
  - 16 - Белоярский мезовыступ

Рис. 3.29. Карта развития осадков неокома Пудинского циклита (Томская область)



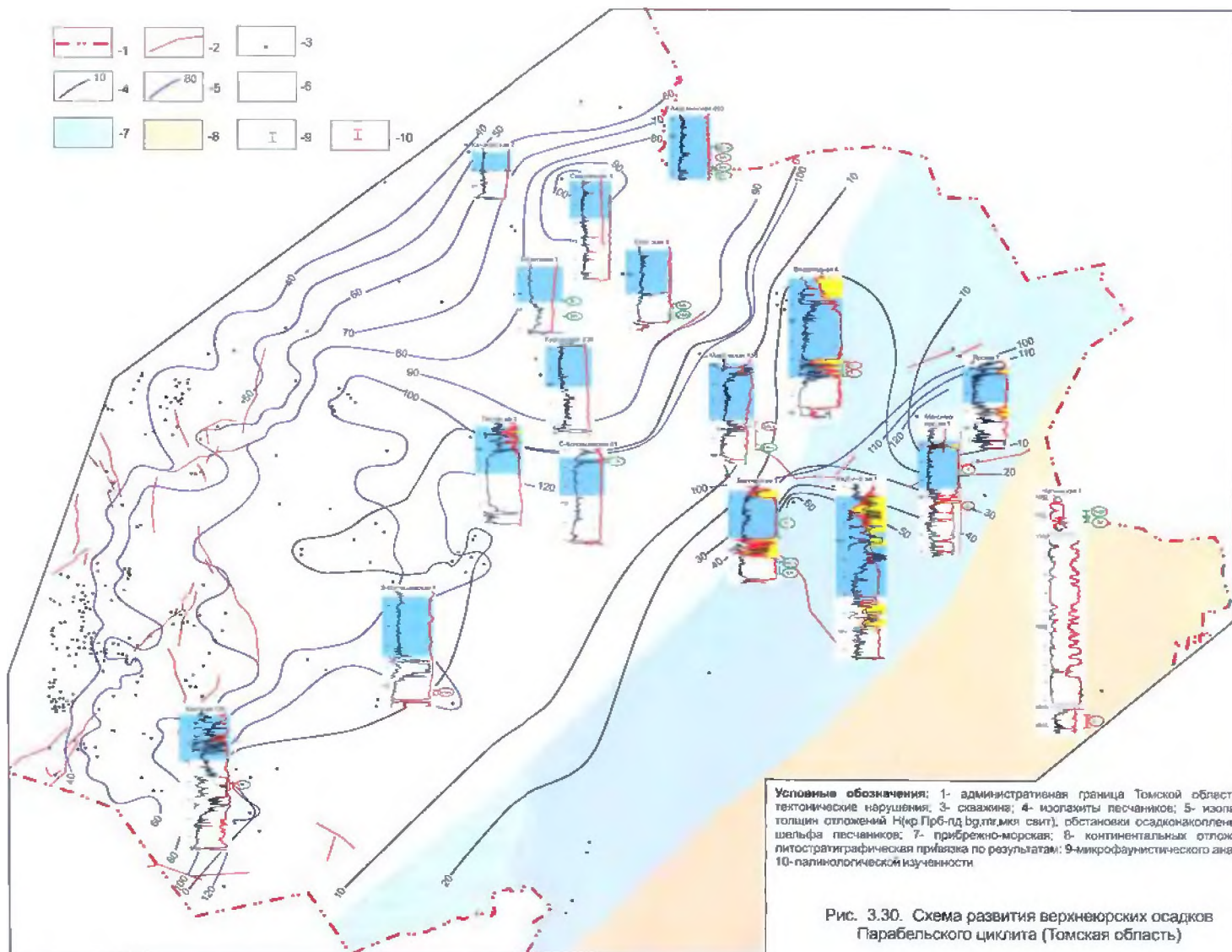


Рис. 3.30. Схема развития верхнеюрских осадков Парабельского циклита (Томская область)

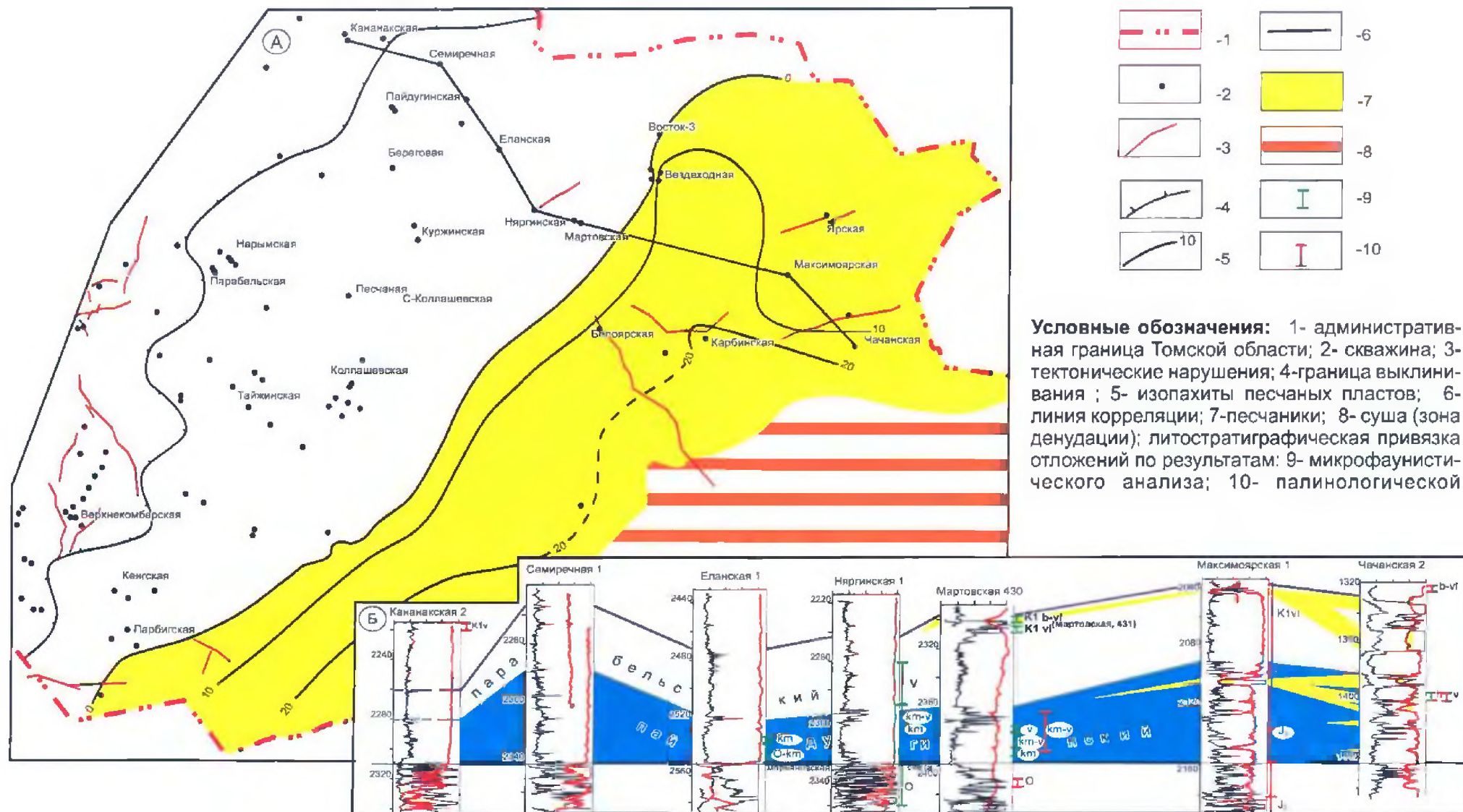


Рис. 3.31. Развитие верхнеюрских осадков Пайдугинского циклита (Томская область)

циклита вниз по падению от субмеридиональной ориентировки на юге так же, как у Пудинского циклита, на северо-востоке круто разворачивается в субширотном направлении.

Зона шельфа занимает обширное пространство преимущественно занимающее территории мегавпадин: Восточно-Пайдугинской, Бакчарской, частично Усть-Тымской. Из положительных структур первого порядка шельф распространялся на большей части Парабельского, юго-восточной – Пудинского, западной части – Владимировского мегавыступов и Калгачском мезовыступе. Шельфовые песчано-алевролитовые пласты толщиной до 20 метров отмечены в районе Вездеходной площади и юго-восточного окончания Парабельского мегавыступа (рис. 3.30). При этом субпараллельная линии выклинивания циклита рисовка изопакит песчаников в области шельфа, в узкой прибрежно-морской зоне резко меняется на перпендикулярную, возможно обозначающую направление местного источника сноса.

Участки склоновых отложений очерчены в центральной и южной частях области полосой шириной 30-60 км, расширяющейся с юга на север и пересекающей Пудинский мезовыступ и Парабельский мегавыступ. В районе Восточно-Пайдугинской впадины пологий склон постепенно переходит в шельф, протягивающийся до середины Владимировского свода на восток и Барабинско-Пихтовской моноклинали на юг.

Западная граница выклинивания осадков циклита проходит западнее Каргинской, Усть-Сильгинской, Среднесильгинской, Западно-Сильгинской, через Среднесоболиную, Юбилейную на Южно-Мирную и далее на Калиновую и Южно-Табаганскую. Восточная граница прослеживается между Кочебиловской и Высокоярской, восточнее Сенькинской, Паркаевской структурами, далее на юг - через Селимхановское, восточнее Югинского поднятия на юго-запад. Парабельская клиноформа также, как и Пудинская имеет в средней части субмеридиональное простирание, а в северной и южной северо-восточное, ширину в южной части - около 35-40 км и в северной – 50 км.

В пологой склоновой части палеорельефа отмечается несколько небольших по размерам участков, представленных в основном алевролитами.

Распространение склоновых отложений приурочено к Парабельскому мегавыступу, где они фиксируются в разрезах скважин Сильгинского вала и Сенькинского куполовидного поднятия, южнее Западно-Сильгинской и севернее Северо-Сильгинской площадей (толщина песчано-алевролитовых больше 10 м). На юге такой участок отмечается в восточных частях Пудинского куполовидного поднятия - Останинского вала и в прилегающей части Нюрольской впадины, на Таволгинском структурном мысу между северной периклиналью Казанского (скв. 2 - около 10 м), южной частью Пинджинского поднятий, и южным склоном Юбилейной структуры (скв. 403 > 10 м). Следующий участок находится на территории юго-западного окончания Усть-Тымской впадины, в районе Чарусной и Южно-Соболиной площадей, где толщина отложений склона составляет более 30 метров.

Несмотря на близость суши, питающей нижнемеловой седиментационный бассейн, ачимовские песчано-алевролитовые отложения не получили в древних первых клиноформах широкого развития, очевидно это связано с малыми углами наклона морского склона на начальных этапах формирования клиноформного комплекса, что не способствовало созданию необходимых условий для сортировки и аккумуляции крупнообломочного материала из мутьевых потоков.

С точки зрения клиноформно-циклической модели строения, как было сказано выше, осадки наиболее «древнего» Пайдугинского циклита имеют верхнеюрский, кимеридж-волжский возраст и его кровля проходит в верхней части марьяновской или максимоярской свит Кимеридж-волжский возраст отложений циклита датирован мик-



рофауной в разрезах скважин на Ажарминской, Вездеходной, Мартовской, Няргинской, Северо-Лымбельской, площадях.

В кровле Пайдугинского циклита хорошо выделяется пачка трансгрессивных глин Парабельского циклита, кровля которых ( $\Delta H$ ) отстоит от подошвы оксфорд-раннекимериджской поверхности (кровля наунакской-тяжинской свит) на величину от 40 до 60 метров.

У Пайдугинского циклита отслежена только западная граница, проходящая между Пудинским и Калгачским мезовыступами, по средней части Парабельского мега-выступа. Закартированная часть циклита сложена частым переслаиванием песчаных и глинистых, не выдержанных по площади и в разрезе прослоев.

Восточная граница выклинивания циклита вниз по падению слоев чуть смещена на юго-восток по отношению к таковой Парабельского циклита. На северо востоке она протягивается севернее Семиречной, Пайдугинской, Береговой, южнее Чунжельской структур. Далее граница циклита проходит между Восточно-Белоярской и Урынской, Западно-Сенькинской и Сенькинской, Паркаевской и Чарусной структурами Парабельского мегавала, на юго-западе фрагментарно намечается между Барачным и Армичским поднятиями, на Роголевской структуре, а затем уходит на Казанскую площадь.

Песчано-алевролитовые отложения циклита толщиной до 10 – 20 метров отмечаются южнее линии, проходящей через цепочку структур: Вездеходная, Мартовская, Песчаная, Тигинская, Крыловская, Кенгская.

На Кенгской площади песчано-алевролитовая толща в разрезе скважин лежит почти на глинах баженовской свиты и представлена толщиной до 40 м (скв. 135), в том числе песчаников до 7 м (скв. 136) (рис. 3.31).

### *Основные выводы*

*Фондоформные* границы циклитов довольно близко примыкают к глинистым образованиям баженовской, марьяновской и георгиевской свит. Высота наиболее древнего "клина" - Пайдугинского в среднем отстоит от подошвы баженовской свиты всего на 100 м, Парабельского - 140, Пудинского - 220 м, Казанского - 240 м.

Результаты проведенного картирования осадков морского неокомского комплекса на территории Томской области необходимы в первую очередь в качестве основы выделения изохронных песчаных пластов в нижнемеловом разрезе. Выявленные особенности строения и размещения осадков циклитов призваны способствовать дифференцированному подходу к выработке методик картирования объектов и прогнозу перспектив нефтегазоносности неокома, с учетом специфичности резервуаров УВ в различных обстановках формирования элементов строения отдельного циклита.

Построенные карты  $\Delta H$  (подошва баженовской свиты – кровля соответствующего циклита), демонстрируют последовательное увеличение этого параметра, то-есть, повышение кровли морского верхнеюрско-неокомского комплекса с востока на запад, которое свидетельствует о регрессии моря в этом направлении. Повышение кровли циклитов хорошо отображаются на временных сейсмических разрезах МОГТ (см.рис. 3.6, 3.8, 3.12). Их границы, положенные на схемы корреляции литолого-геофизических разрезов близки или совпадают с  $\Delta H$  кровли соответствующего циклита. Карты  $\Delta H$  позволяют также дополнительным (количественным) способом контролировать установленные литофациальными и палеогеоморфологическими исследованиями границы распространения вышеперечисленных обстановок осадконакопления: выклинивание циклита вниз по падению, бровок шельфов, перехода из шельфа в прибрежно-морскую зону и т.д.



Подводя основные итоги геологического строения и взаимозамещения осадков выделенных циклитов по особенностям строения их клиноформ, можно констатировать, что циклиты, выявленные на территории Томской области по характеру распространения их клиноформ, приуроченности к структурам первого порядка, а также зонам развития ачимовских песчано-алевролитовых отложений и их литолого-геологических параметров условно можно поделить на три группы.

*Первая группа включает Первомайский, Лонтын-Яхский, Столбовой* циклиты, которые приурочены к Каймысовскому, Нижневартовскому сводам, Колтогорскому мегапрогибу имеют характерный вид и соответствуют неокомским клиноформам, описанным рядом исследователей в пределах Среднего Приобья [10, 42, 61-64]. В них отмечается полное развитие всех элементов циклитов: развитых пачек ачимовских клиноформ (толщиной до 100 м), где суммарная мощность песчаников достигает в среднем 40-50 м, представленных несколькими пластами (Ач<sub>1</sub>-Ач<sub>6</sub>); вмещающих их глинистых образований, которые легко узнаются в литолого-геофизическом разрезе скважин как низкоомные глины с характерным "зиянием" кривых ПС и КС. Песчано-алевролитовые толщи этой группы приурочены к склонам и присводовым частям Нижневартовского и Каймысовского сводов.

Грубообломочный материал при региональном сносе с юго-востока на северо-запад в пределах обширной Нюрольской впадины не встречал на своем пути значительных препятствий и экранировался восточным склоном Каймысовского свода, где происходила разгрузка седиментационных потоков и образование аккумулятивных песчаных тел конусов выноса. В пределах южной периклинали Каймысовского свода в краевых частях конуса выноса мутьевые потоки растекались, образуя глинистые разрезы клиноформ. На Томской территории Нижневартовского свода ачимовские отложения развиты в сводовой и на северной части склона. В объемах клиноформ, приуроченных к западному борту Колтогорского мегапрогиба и южной периклинали Нижневартовского свода ачимовский интервал частично заглинизирован. Отчасти это вероятно явилось результатом его формирования в краевых частях клиноформ, а также благодаря структурно-тектоническим особенностям рельефа, свойственным этой части палеопрогиба, в условиях которого не происходило какой-либо сортировки обломочного материала мутьевых потоков.

*Вторая группа включает Вахский, Назинский и Нюрольский* циклиты, которые являются более древними, чем циклиты первой группы. Они приурочены к Александровскому, Средневасюганскому мегавалам и их склонам и, далее на юг в Нюрольскую впадину, к Лавровскому валу и западной части Игольского куполовидного поднятия, что и предопределило их северо-восточное простирание. Здесь мощность песчано-алевролитовых ачимовских отложений уменьшается, по сравнению с первой группой, и достигает в депоцентрах 40-50 м, редко больше 60 м. Мощность песчаных образований, в основном, не более 20 м, в которых развит, как правило, один-два песчаных пласта, реже - три (Вахская площадь).

Отмечается увеличение ширины клиноформной зоны с севера на юг, очевидно это связано с формированием клиноформ в южной части, в пределах депрессионных зон Колтогорского мегапрогиба и Нюрольской впадины и свободного в равнинных условиях распределения осадков, вследствие отсутствия седиментационных барьеров. Депоцентры сформированы, в основном, конусами выноса седиментационных потоков, имеют субмеридиональное северо-восточное простирание и прерывисто-шахматное расположение, что отмечается и для клиноформ Среднего Приобья [23, 45, 54, 79, 80, 94, 98, 115].

*В третью группу отнесены Казанский, Пудинский и частично Парабельский* циклиты, которые формировались в пределах Нюрольской впадины, Пудинского

мегавала и Усть-Тымской впадины на одном из начальных этапов нижнемелового регрессивного цикла развития палеобассейна. Для них характерны небольшая ширина клиноформных зон (30-40 км), развитие ачимовских песчано-алевролитовых отложений в южных их частях, расширение площади развития клиноформ до 70 км и глинизация на севере - в Усть-Тымской впадине, вследствие чего здесь границы клиноформ теряются. Все три клиноформы этой группы имеют одинаковое простирание: в южной части - юго-западное, в центральной - субмеридиональное и в северной - северо-восточное. Песчано-алевролитовые отложения сосредоточены в небольших депоцентрах удлиненной формы, соответствующей границам циклитов. Средняя толщина склоновых отложений равна 25-30 м, песчаников по  $L_{пс} \geq 0.4$  - 5-10 м. В восточном направлении размеры участков накопления склоновых отложений уменьшаются и чаще всего они представлены алевролитами. На севере, как уже отмечалось ранее, происходит полная глинизация разреза толщи. Здесь также можно отметить шахматно-прерывистый характер размещения депоцентров.

Депоцентры образовывались как конусами выноса турбидитных потоков, так и стоковыми течениями, формирование которых происходило на фоне конседиментационного развития Пудинского мегавала, который был своеобразным литологическим барьером, экранирующим обломочный материал с юго-востока и не дающим распространяться ему дальше на север.

*Пайдугинский циклит* можно отнести к четвертой, самой древней группе циклитов, сформировавшихся на первом этапе регрессивного цикла в обстановке мелководного и прибрежного шельфа.

### 3.3. НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ

Проведенный анализ по нефтегазоносности нижнемеловых отложений Томской области показывает, что в них выявлено 43 залежи нефти газа и газоконденсата на 15 локальных поднятиях с открытыми месторождениями в горизонте Ю1 (рис. 3.32). Из них 37 залежей с промышленной нефтегазоносностью. Еще на 16 локальных поднятиях выявлены нефтегазопроявления при испытании или по керну скважин. Наиболее продуктивными оказались территории Александровского мегавала, здесь нефтегазоносными оказались 11 локальных поднятий.

Рассматривая распределение нефтегазоносности *неокома* по формационным комплексам, следует отметить следующие результаты.

В отложениях клиноформной *куломзинской субформации* (ачимовских отложениях) выявлено 17 нефтегазопроявлений. Здесь доказаны пять промышленных залежей углеводородов: нефтяные в коллекторах Столбового, Пионерского, Вахского, Южно-Александровского (Даненберговского) месторождений, газоконденсатное - на Мыльджинском. Нефтепроявления в виде запахов нефти по керну и непромышленных притоков отмечались на Стрежевской, Северной, Аленкинской, Александровской, Южно-Назинской площадях, Трайгородской, Приграничной, Крапивинской, Онтонигайской, Ларломкинской площадях и Нововасюганской опорной скважине.

В коллекторах *тарской субформации* число нефтепроявлений наиболее значительно, оно составляет 34, открыто промышленных залежей - 18. В песчаных пластах тарской субформации открыты залежи нефти, газа и газоконденсата на Советской, Северной, Южно-Охтеурской, Григорьевской и других площадях (рис. 3.32), на Соболином и Мыльджинском валу. Непромышленные залежи и нефтегазопроявления зафиксированы на Тагайской, Горстовой, Амбарской, Речной, Средневасюганской, Лугинецкой, Таволгинской площадях.

В осадках вартовско-киялинской субформации нефтепроявлений 21, залежей - 18. В песчаных пластах вартовской свиты установлены залежи УВ и нефтепроявления на Южно-Черемшанской, Советской, Северной, Южно-Александровской,



Мыльджинской, Южно-Назинской и Средневасюганской площадях. Среди них по количеству залежей (8) лидирует Южно-Черемшанское месторождение, за ним следует группа залежей, приуроченных к Советскому и Северному месторождениям (рис. 3.32).

В резервуарах алымской свиты открыто 2 залежи углеводородов в числе многопластовых неокосских залежей Советского, Северного месторождений, а также наблюдается одно весьма интересное нефтегазопроявление на Колпашевской площади.

В отношении приуроченности нефтегазоносности нижнемеловых отложений как к структурно-тектоническим элементам территории, так и к нефтегазоносным районам (НГР) следует отметить приуроченность нефтегазопроявлений к ачимовским отложениям Н и ж н е в а р т о в с к о г о Н Г Р, где они обнаружены на Аленкинском и Стрежевском поднятиях.

В Колтогорском и Каймысовском НГР в ачимовских отложениях выявлены залежи нефти на Столбовом и Пионерском месторождениях. Пленка нефти получена на Крапивинской, Ларломкинской площадях, а также в Нововасюганской опорной скважине. Нефтепризнаки по керну отмечены на Онтонигайской структуре.

В пределах Александровского НГР в ачимовских отложениях открыты залежи на Южно-Александровском и Вахском месторождениях нефти, зафиксированы нефтепроявления на Северном месторождении нефти, а также на Александровской и Южно-Назинской и Приграничной площадях. В целом здесь продуктивными в разной степени на настоящий момент оказалось 10 локальных поднятия. Наиболее многоэтажным из открытых месторождений является Северное (Охтеурское).

В Средневасюганском НГР в ачимовских пластах открыто Мыльджинское газоконденсатное месторождение. Открытая пористость коллекторов колеблется от 4 до 23%, в среднем составляя 14-17%, проницаемость 3-26 мд. Залежи конденсата характеризуются открытой пористостью 2-29%, проницаемостью 50-150 мд (в среднем 100-150 мд), являются пластовыми с литологическим экранированием. Еще три залежи газоконденсата, открытых на месторождении, приурочены к осадкам Тарской и киялинской свитам. На Средневасюганском месторождении в куломзинских и тарских пластах получены притоки воды с пленкой нефти.

В Нюрольском и Усть-Тымском НГР многоэтажные залежи нижнемелового разреза связаны со структурами второго порядка: Южно-Черемшанским куполовидным поднятием и Соболиным валом, анализ строения которых будет приведен ниже.

Не останавливаясь на характеристике структуры запасов углеводородов, в настоящее время являющейся коммерческой тайной, рассмотрим основные характерные черты строения залежей нефти и газа нижнемелового разреза, геологические модели которых созданы в достаточно далекие «советские и постсоветские» годы в основном на материалах региональных и поисково-разведочных работ.

Основные признаки нефтегазоносности резервуаров в нижнемеловых отложениях Томской области проследим на примере условий формирования и строения залежей таких, наиболее значимых и типичных месторождений Томской области как Мыльджинское, Столбовое, Соболиное, Южно-Черемшанское. Основные признаки нефтегазоносности этих открытых залежей УВ войдут в прогнозную оценку в качестве базовых критериев перспектив нефтегазоносности отдельных формаций неокосма и районирования территорий по степени их нефтеперспективности.

Оценка нефтегазоносности морского нижнемелового нефтегазоносного комплекса, занимающего второе место по запасам УВ на территории Томской области свидетельствует, что перспективными в его объемах являются *прибрежно-морские песча-*



ные пласты вартовской, алымской свит, *шельфовые* коллектора куломзинской и тарской свит, а также *глубоководно-морские* песчаные резервуары ачимовских отложений.

### 3.3.1. Критерии прогноза перспектив нефтегазоносности

При исследовании нижнемеловых отложений, помимо точной и достоверной их корреляции, большое внимание уделено изучению *поисковых критериев* для выделения нефтегазоперспективных участков в резервуарах отдельных циклитов, на основании анализа которых осуществлялось прогнозирование зон и ловушек, благоприятных для нефтегазонакопления в различных обстановках образования коллекторов.

Известно, что месторождения УВ, связанные с зонами фациальных замещений, стратиграфических несогласий и различными погребенными формами рельефа, составляют значительную долю общего баланса запасов. Исходя из этого, а также учитывая описанные выше условия осадконакопления отложений неокома, на первый план в числе критериев поиска продуктивных пластов ачимовской толщи, выходит несколько основных признаков.

К поисковым критериям выделения зон и участков, благоприятных для обнаружения ловушек углеводородов в неокомском НГК относятся таким образом: ***литолого-стратиграфический, палеогеоморфологический, литофациальный, структурно-тектонический и собственно тектонический факторы.***

***Литолого-стратиграфический*** - относится к числу основных критериев, определяющих прогноз ловушек неокомских отложений, который при регионально-косослоистой модели строения пород, выходит на первое место. Так, исходя из рассмотренных выше условий осадконакопления интервала разреза, правильное трассирование песчаных пластов нижнего мела единственно зависит от точности литолого-стратиграфического расчленения разреза на коррелятные изохронные осадочные толщи циклиты и клиноформы ачимовских пластов.

Ачимовские пласты разрезами скважин вскрыты на разных уровнях и только требование учета характерных особенностей условий формирования пород позволяет выделить в объеме низов куломзинской свиты пять осадочных толщ, вмещающих ачимовскую. Вследствие этого, термин "ачимовская толща" в отношении песчано-алевролитовых отложений средней и нижней частей куломзинской свиты применим только при условии узко стратиграфической изохронности литологических составляющих разреза. Ввиду отсутствия возрастных определений интервала разреза детальное расчленение пород берриас-раннего валанжина проведено путем обработки литологических данных (при ограниченном количестве кернового материала). В настоящее время существуют достаточно хорошо зарекомендовавшие себя методики сейсмических исследований для выделения в разрезе неокома осадочных комплексов или клиноформ [39, 64, 79, 84], тогда как детальное возрастное идентифицирование их стратиграфическими методами представляется делом, по-видимому, более отдаленного будущего.

***Палеогеоморфологический*** фактор является следующим по значительности при прогнозных исследованиях неокомских отложений. Он определяет предпосылки выделения и картирования как отдельных циклитов и клиноформ, так и песчаных пластов в объемах этих клиноформ в узком промежутке времени их формирования.

Как известно, аккумулятивный рельеф дна бассейна, сложившийся к концу времени накопления баженовской свиты, содержал три основных элемента: пологую, слабонаклонную (около 1°), мелководную, шельфовую террасу (ундаформа); сменяющий её к западу относительно крутой (с углом наклона 4-5°) аккумулятивный склон (клиноформа); переходящий в более пологое подножие; относительно глубоководную некомпенсированную впадину (фондоформа).

Различия в геометрии и литологическом составе циклитов определяется действием множества факторов: от динамики и глубины палеобассейна до местоположений источников сноса. И, хотя доля песчаных фаций в общем объеме циклитов различна, в распределении песчано-алевролитовых пород внутри них существуют некоторые общие черты.

Так, в зоне крутого склона формируются глинистые осадки (ачимовские покрывки), которые в восточном направлении опесчаниваются, слагая мощные *регрессивные песчаные пачки* мелководно-шельфовой зоны - коллекторов *первой* группы объектов нефтегазоносности морского неокома.

В обстановке *переходной* от мелководного шельфа к глубоководному (в зоне бровки шельфа) формируются коллектора *второй* группы объектов неокомского комплекса, где сосредоточены основные песчаные ловушки неокома, среди которых высок процент ловушек литологического типа. Для прогноза коллекторов второй группы нефтегазоносности основным ориентиром будет служить граница перехода мелководного, полого-залегającego шельфа в глубоководный (бровка шельфа). Здесь регрессивные шельфовые песчаные пласты циклита, отличаются черепицеобразным строением, что обусловлено миграцией шельфовых фаций при формировании. В некоторых случаях миграция сопровождается отслаиванием от нижней части шельфового пласта и разрастанием отклоняющихся от него более молодых, как бы "подшельфовых" пластов. Замещение таких пластов глинистыми образованиями является основным благоприятным для прогноза нефтегазоносности палеогеоморфологическим фактором.

В нижней части склона и в зоне подножия песчаность также увеличивается. Здесь сосредоточены основные песчано-алевролитовые пласты, образовавшиеся в обстановке *переходной* от мелководной до глубоководной. На запад, по направлению к депрессионной части бассейна, пласты глинизируются, карбонатизируются и утоняются. Это ачимовские резервуары *третьей* группы неокомского комплекса. Наиболее важной геологической информацией для целей прогноза терригенных коллекторов ачимовской толщи являются основные палеогеоморфологические границы: между латерально-наращиваемой (краевой) и покровно-залегающей шельфовыми частями (верхняя граница выклинивания клиноформы), а также между поверхностью аккумулятивного склона при переходе его в подножие (нижняя граница выклинивания клиноформы).

Таким образом, неокомские циклиты контролируют распространение песчаных резервуаров как вдоль границ регионального выклинивания палеошельфов, вверх по восстанию для песчаников второй группы нефтегазоносности, так и вблизи нижних границ выклинивания, у подножий подводных конусов выноса для коллекторов третьей группы. Как правило, в пределах этих границ создаются особенно благоприятные литолого-фациальные предпосылки для развития ловушек структурно-литологического и литологического типов. Выделение этих границ предопределяет основные контуры терригенного осадконакопления. Возможность выявления в пределах шельфового склона наиболее благоприятно значимых форм рельефа и источников сноса, а также предполагаемых трасс направленных донных течений обуславливается, в первую очередь, знанием основных морфологических особенностей морского дна.

*Литолого-фациальные* предпосылки занимают ведущее место на уровне локального прогноза, когда самостоятельное значение приобретает специфика конкретных песчаных тел и толщ: условия их образования, морфология и характер выклинивания, эпигенетические процессы, приводящие к формированию латеральной неоднородности и т.п.

Возможность изучения и прогноза коллекторов перечисленных выше палеогеоморфологических зон в конечном счёте сводится к восстановлению литолого-фациальных условий их формирования как по керновым материалам скважин (состав,

структура, гранулометрия, текстурные особенности и др.), так и по литолого-электрометрическим скважинным данным с целью создания единого полигенетического морского ряда: подножие склона, область склона - внешний шельф и, наконец, мелководный - внутренний шельф.

Мелководно-морская зона шельфа характеризуется группой регрессивных песчаных пластов сложного строения (коллекторов *первой группы* объектов нефтегазонаосности). Среди них преимущественное распространение получили подводно-баровые образования. Широко развиты отложения подводных авандельт и русел, а также подводных валов. Трансгрессивная глинистая пачка, перекрывающая регрессивные песчаники, на восток, к аллювиальной равнине, временно заливаемой морем, сокращается в мощности и замещается песчаниками агтрадирующего пляжево-барового пояса, осадками плоских дельт (отложениями вартовской и киялинской свит). Регрессивным верхним пластам ундаформ в континентальной зоне соответствует фаза прерыва осадконакопления, обусловленная переотложением терригенного материала в конечный водоем стока. В этих зонах зернистость терригенного материала убывает вверх по разрезу, когда аналоги верхних регрессивных песчаных пластов формируются в условиях рек и озер континента (см. рис. 1.9).

Коллектора *второй группы* объектов нефтегазонаосности в разрезах циклитов, формируется на бровке шельфа и склонах шельфовых террас. Здесь происходит наращивание мелководных шельфовых террас, сбрасывающих избыток терригенного материала вниз по склону. Зона характеризуется резко увеличенной толщиной регрессивной части и сложена изолированными глинами и песчаными телами полосовидного типа, связанными с каналами авандельт, барами, подводными валами (см. рис. 1.8, 1.12). В прогнозном отношении фации зоны бровки шельфа являются наиболее интересными. К ним могут быть приурочены крупные и средние по запасам залежи углеводородов.

Среди выделенных типов фаций клиноформных ачимовских отложений - *третьей группы* большое место занимает группа турбидитных (мутьевых) потоков (см. рис. 1.12, 1.13), которая, несмотря на пристальный к ней интерес исследователей, изучена недостаточно хорошо. По обобщенным представлениям Ф.Шепарда (1951 г.), Э.Хэллеме (1983 г.) материал осадка таких потоков увлекался придонными течениями морских вод вниз по склону, пока не достигал каких-либо препятствий. Это могли быть: склоны более высокой плотности, углубления рельефа типа желоба, либо выровненная плоская поверхность. Тогда, теряя скорость, поток растекался, выпадал в осадок, формируя подводный конус выноса.

В этой группе выделены фации направленных донных течений (питающих каналов) и фации конусов выноса турбидитного потока (см. рис. 1.12). По В.С.Муромцеву [83, 84] эти фации, сменяя друг друга вкрест простирания осадка, составляют один генетический ряд. Взаимозамещение этих фаций различно как в разных частях конуса выноса, так и при различной направленности морского развития побережья. Так, при перемещении конуса выноса в сторону моря (регрессии), наибольшие амплитуды отклонения кривой ПС будут преобладать в верхней части аномалии, а фация турбидитных потоков будет сменяться вверх по разрезу фацией стоковых течений. Электрометрические модели фаций турбидитных потоков, несколько напоминают фации устьевого бара (см. рис. 1.13).

Для слоёв, образующих отложения турбидитных потоков, характерно частое чередование ритмов небольшой мощности. В большинстве случаев наблюдается постепенное уменьшение размеров обломочных частиц снизу вверх, хотя количество глинистого и песчаного материала в разрезах турбидитных отложений определяются скоростью течения и массой поступающего материала. Электрометрические модели этих отложений представляют собой сложные аномалии, напоминающие собой

вытянутый четырехугольник или трапецию Боковая линия зубчатая, чаще всего рассеченная, кровельная и подошвенная линии либо наклонные, либо прямые (см. рис. 1.13). Мощности таких серий бывают высокими (45-60 м).

Ч.Э.Б.Конибир [65] различает отложения подводных конусов выноса сформированных в периоды нормальной седиментации или кратковременными мутьевыми потоками. Серия слоёв, в разрезе которых наблюдается гранулометрическая ритмичность (градационная слоистость) отображается на кривой ПС в виде зазубренного или довольно плавно очерченного цилиндра с резким верхним и нижним контактами Зубцы отображают также отдельные слои, но не отражают зернистости внутри слоя Подобные пачки могут быть тридцатиметровой толщины и более Площади, занимаемые турбидитными осадками весьма разновелики - от небольших депоцентров до огромных территорий.

Вторая группа - фации стоковых течений (см. рис. 1.13) В отличие от турбидитных потоков стоковые течения действовали более кратковременно, менее протяженно, поэтому им свойственна однонаправленность как для вдольбереговых так и вдольсклоновых морских течений. В этой группе выделяются фации основного подводного желоба, осевых частей подводного веера выноса стоковых течений и вееров-спутников, возникших в головных частях радиальных течений.

Для отложений стоковых течений, так же как и для других однонаправленных морских течений, характерны электрометрические модели кривых ПС четырехугольной формы. По условиям образования эта группа фаций близка к электрометрическим моделям фаций проин разрывных течений и фаций русловых отмелей спрямленных рек (см. рис. 1.6). Сходство этих моделей объясняется близостью палеогеодинамических условий осадконакопления, существующих в однонаправленном водном потоке.

Электрометрические модели отложений вееров-спутников или головных частей радиальных течений представляют собой равнобедренные треугольники, а отложения этой фации формировались в периферийных частях вееров выноса, в устьях радиальных каналов, образуя более мелкие веера-спутники (см. рис. 1.13). Отложения стоковых течений отличаются однородным составом и меньшей мощностью, по сравнению с предыдущей фацией. Наиболее типичными породами, слагающими песчаные тела этой фации, являются мелкозернистые пески, переходящие в периферийных частях вееров выноса в алевролиты.

Выделяемая группа фаций открытого моря характеризуется прямой, слабоволнистой боковой линией кривых ПС, глинистых фаций открытого моря и крупных морских заливов (см. рис. 1.9).

**Тектонические и структурные** условия формирования осадков неоконских клиноформ при прогнозе нефтегазоносности на уровне зон нефтегазонакопления являются определяющими. Учитывая это, для их изучения необходимо литологические показатели преобразовывать в палеотектонические. Наиболее контрастно характеристика структурно-тектонических условий местонахождения залежей УВ в нижнемеловом нефтегазоносном комплексе Томской области проявляется, в основном, в бортовых частях Колтогорско-Уренгойского желоба, приуроченного к землям с высокими перспективами нефтегазоносности.

Оценка степени влияния разрывных тектонических нарушений на перспективы нефтегазоносности зон и участков нефтегазонакопления в свете невысокого генерационного потенциала меловых отложений - вопрос особой важности для отложений неокома. Это не только один из главных факторов формирования и сохранения залежей нефти в резервуарах неоконского разреза, в том числе - ачимовской толще, но и основной критерий улучшения качества коллекторов, седиментационно обладающих, как правило, невысокими коллекторскими свойствами.



Первостепенное значение для образования промышленных скоплений УВ имеет качество региональных и зональных покрышек. Для меловых отложений отмечено высокое качество верхней региональной покрышки (туронско-палеогеновой) и относительно невысокое - нижней региональной покрышки (верхнеюрско-валанжинской). На качество покрышек и сохранность залежей может оказывать сильное воздействие тектонический фактор. На участках с повышенной активностью структурообразующих движений при наличии благоприятных условий сохранности залежей в верхних комплексах наблюдается перебазировка запасов углеводородов вверх по разрезу. Миграция УВ сквозь покрышки может происходить по капиллярным и субкапиллярным порам, макро- и микротрещинам, а также путем диффузии. Миграция флюидов по макро- и микротрещинам происходит, в основном, в периоды тектонических движений, когда трещины приоткрываются и становятся более проницаемыми. Густота трещин резко возрастает в породах, потерявших пластичность. На больших глубинах с потерей пластичности они становятся более трещиноватыми. Возрастание мощности покрышек улучшает их качество, так же, как и переслаивание пород разного литологического состава, поскольку в каждом слое развивается своя система трещин и вероятность сквозной трещиноватости уменьшается.

Геохимически активные карбонатно-глинистые или глинистые толщи, типа баженовской свиты, при определенных условиях не могут выполнять роль покрышки. С одной стороны, высокий генерационный потенциал таких толщ препятствует диффузионному рассеиванию газа из нижележащего коллектора, с другой стороны, при хорошей запечатанности развивающиеся в них аномально высокие пластовые давления (АВДП) служат трудно преодолимым барьером для сквозной фильтрации. Однако, при нарушении герметичности таких толщ, то-есть, отсутствии АВДП, фильтрация нефти и газа по трещинам через них становится возможной. А именно такое состояние толщи баженовской свиты является типичным, что обуславливает, помимо латеральной миграции основной массы УВ в свободной фазе по кровельным проницаемым горизонтам нефтегазоносных комплексов, пути бокового и вертикального подтока в вышележащие ловушки, сформированные в песчаниках нижнемеловых отложений.

Оценка влияния *геохимического* фактора на объемы нефтегазонакопления опирается на широко распространенное мнение С. Г. Перучева (1977), согласно которому содержание рассеянного ОВ в меловых отложениях и степень его катагенетической преобразованности не позволяют признать, что нефть и газ в запасах современных меловых залежей сингенетична с меловыми отложениями. По всей вероятности, позднемеловые дифференцированные движения послужили причиной нарушения верхнеюрско-валанжинской региональной покрышки и прорыва юрских нефтей в неокомские горизонты.

Отсюда напрашивается вывод, что скопления УВ в нижнемеловом НГК, не соответствующие по масштабам его геохимическим возможностям, поступают снизу из юрских отложений. Завершившаяся в кайнозое концентрация нефти в неокоме на склонах Среднего Приобья и в линейных зонах миграции и концентрации нефти создала обстановку резкого обогащения нефтью центральных сводов. Этот процесс объясняется не только поступлением её по неокомским пластам при латеральной миграции, но и прорывом нефти из юрских залежей на вершинах этих сводов.

### ***Основные типы резервуаров***

Таким образом, в результате произведенной оценки совокупности влияния различных критериев нефтегазонакопления в отложениях неокрома на территории Томской области потенциально перспективными являются резервуары **пяти типов нефтегазоносных объектов**: **клиноформных** ачимовских коллекторах, формирую-

щиеся вблизи подножия склонов; *зоне бровки* шельфа, песчаных полого залегающих пластах *шельфа* циклитов, *прибрежно-морских* коллекторах вартовской; и *субконтинентальных* и *континентальных* образованиях киялинской субформаций, изохронных морским клиноформным комплексам нижнего мела.

В свете проведенного расчленения разреза, картирования циклически построенных регрессивных клиноформных отложений неокома, установленных закономерностей формирования и размещения песчаных резервуаров, а также критериев прогнозирования зон, участков и ловушек, благоприятных для нефтегазонакопления, появилась возможность научно-обоснованно подойти к прогнозированию перспектив нефтегазонакопления на неисследованных геологических объектах, и выявлению предполагаемых зон нефтенакопления в песчаных нижнемеловых резервуарах с целью открытия в них месторождений нефти и газа.

Участки территорий, выделенных по литолого-генетическому признаку песчаных тел и нанесенные на структурную основу по кровле представляют собой зоны, благоприятные для формирования в них неструктурных ловушек. Участкам, характеризующимся повышенными коллекторскими свойствами песчаного пласта внутри этой зоны, подтвержденными детальной проработкой промыслово-геофизического материала, отдается предпочтение в прогнозе возможного образования в них залежей нефти.

Принимая во внимание предпочтительную перспективность морского неокома, ввиду наличия у них фронтальных глинистых покрывок, при изучении нижнемелового комплекса, из числа названных, следует обратить внимание на резервуары трех наиболее перспективных типов: *клиноформные* - ачимовские, *зоны бровки шельфа* и полого залегающие - *ундаформные (шельфовые)*.

Ниже рассмотрены некоторые результаты проведенных исследований нефтегазонакопления неокома на примерах конкретных залежей и месторождений Томской области в соответствии с вышеприведенными типами резервуаров, а также прогнозные перспективные участки и ловушки, благоприятные для поисков нефти и газа.

### 3.3.2. Нефтегазонакопление и прогноз перспектив

Учитывая структурно-тектоническую приуроченность Томской области к юго-восточному обрамлению ЗСП, предпочтение необходимо отдать ачимовским коллекторам, залегающим над нефтегенерирующей баженовской свитой и имеющим выдержанную глинистую покрывку. Этот глинистый экран в паре с ачимовскими коллекторами представляет из себя резервуар *третьей* группы объектов нефтегазонакопления неокома.

Так, в силу седиментационных условий формирования ачимовских пород в толщах бокового наращивания на склоне глубоководного регрессирующего шельфа и учитывая морфологические особенности строения шельфового палеосклона, выраженные в структурных планах, становится очевидной руководящая роль литолого-фациального фактора в формировании коллектора. Здесь формируются пятнистые, полосовидные, линзовидные в плане осадки конусов выноса мутьевых потоков и зон подводно-оползневых дислокаций, фронтальных частей аванделът, направленных донных течений.

Выклинивание коллекторов вверх по восстанию и вниз по падению слоев, а также, при определенных условиях, надежная изоляция их глинистыми породами практически со всех сторон, создают хорошие предпосылки для сохранения залежей УВ в резервуарах ачимовской толщи. Однако, относительно небольшие по размерам и мощности тела в виде конусов выноса, отдельных линз и прослоев, характеризуются повышенным содержанием карбонатов, поэтому здесь редки коллектора высокого класса, но, при их наличии, вероятны крупные залежи углеводородов. Формирова-

нию нефтескоплений способствуют и такие факторы, как близость в разрезе отложений ачимовской толщи с нефтематеринскими породами баженовской свиты, а в последних - наличие зон повышенной проницаемости, ослабленных тектоническими и постдиагенетическими преобразованиями, создающими пути миграции УВ из нефтематеринской толщи.

В склоновой части шельфа и основании склона (клиноформа и фондоформа) наиболее благоприятны межструктурные понижения морского дна, ориентированные как вкрест простирания клиноформ (подводящие каналы конусов выноса), так и субпараллельные простиранию (ловушки для материала, выносимого с кромки шельфа, конуса выноса).

Ш е л ь ф о в ы е пласты *первой* группы объектов восточнее бровки становятся выдержанными и расстилаются покровом на больших пространствах мелководного шельфа. Песчаные пласты этих зон разделены локально развитыми глинистыми прослоями и вся группа пластов циклита сверху экранируется чистыми трансгрессивными глинами перекрывающего циклита. Резервуары этой зоны хотя и относятся к одной палеогеоморфологической зоне с предыдущими, однако характеризуются иными поисковыми критериями. В силу выдержанности песчаных пластов, в резервуарах этого типа условия для сохранения в них залежей УВ могут существовать лишь при наличии благоприятного структурно-тектонического фактора.

В зоне ундаформы в соответствии с гидродинамическим режимом, основным фациальным образованием являются песчаные валы, которые, по мере накопления песчаного материала, продвигаются к берегу и преобразуются в бары. Формирующаяся цепочка баров (Зенкович, 1962), последовательно примыкающих друг к другу создает песчаные поля, шириной в несколько километров, которые в присклоновых участках структур I и II порядка, а также в пределах конседиментационных поднятий создают предпосылки для создания условий формирования ловушек углеводородов. Аккумуляция песчаников в пределах конседиментационных поднятий обусловлена их ролью барьеров, рост которых предопределен унаследованным непрерывно-дискретным воздыманием горстовидных блоков, консолидированных доюрских отложений.

Шельф - подшельфовые песчаники б р о в к и ш е л ь ф а, выклинивающиеся вниз по падению глубоководного шельфа и часто отслаивающиеся от основных песчаных пластов, разобщенные по латерали с ачимовскими, представляют из себя резервуары *второй* группы объектов нефтегазоносности и по своим природным качествам обладают высокими емкостными и коллекторскими свойствами.

Основным поисковым критерием залежей УВ в песчаных коллекторах, формирующихся у бровки шельфа, на фоне описанных выше признаков, является структурный фактор. Так, выклинивание шельф-подшельфовых полосовидных образований единичных баров, валов и тел авандельтовых систем вниз по падению глубоководного склона, на встречных склонах структур I и II порядка, создают предпосылки, благоприятные для формирования ловушек структурно-литологического и литологического типа. А высокая гидродинамическая активность придонных вод, которая является следствием близости континентального склона, апвеллинга и различных течений, приводит к аккумуляции песков в виде отдельных, пространственно разобщенных линз, формирующих "бескорневые" малоамплитудные антиклинальные поднятия.

В зоне перехода мелководного и глубоководного шельфа (бровки шельфа) предпочтительными являются склоны шельфовых террас и структур I и II порядка.

И, наконец, резервуары п р и б р е ж н о - м о р с к о й зоны, с у б к о н т и н е н т а и с у ш и, отложений вартовской и киялинской свит, обладают всеми особенностями, характерными для прибрежно-морских и прибрежно-континентальных обстановок. Это подводные и надводные формы прибрежно-пляжевого пояса, сформированные приливно-отливными течениями, области дельтовых и анандельтовых равнин, фации

русловых и направленных вдольбереговых течений и т. д., основные особенности строения которых и поисковые критерии резервуаров этого типа изложены выше, а также в многочисленных работах авторов по верхнеюрскому нефтегазоносному комплексу.

Таким образом видно, что грубозернистые и высокочемкие коллектора присущи прибрежной части палеошельфа, на склонах структур I и II порядка, а также конседиментационных поднятий.

### 3.3.2.1. Резервуары клиноформ

#### *Резервуары Стрежевского месторождения*

Стрежевское месторождение нефти расположено на одноименном поднятии, в пределах восточного склона Нижневартовского свода. Залежь нефти выявлена в верхнеюрском горизонте Ю<sub>1</sub>, в скв. 13 при отборе керн из нижнемелового интервала (-2516 м) был зафиксирован запах нефти.

Песчаные ачимовские отложения на Стрежевском месторождении слабо представлены керном, небольшой объем керн из нижней части ачимовского интервала был отобран в скв. 12, 13, 15, 83, 84 и 85. Опробование песчаных пластов этого же интервала разреза было проведено в двух скважинах – 12 и 13. Испытание слишком большого ачимовского литологически неоднородного интервала было выполнено некачественно, получен отрицательный результат.

На Стрежевской площади ачимовские песчано-алевролитовые отложения, согласно генерализованной схеме строения нижнемеловых отложений территории юго-востока Западно-Сибирской плиты [17, 18, 22, 137, 138], приурочены к Первомайской и Лонтын-Яхской клиноформам (см. рис. 3.14, 3.16).

Детальное изучение разрезов по материалам ГИС более ста пятидесяти скважин, их типизация по литолого-геофизической характеристике, фациальный анализ, а также раздельное изучение строения и особенностей поведения пород реперных пачек и пластов в пространстве подтвердило, что ачимовские отложения нижней и верхней частей разреза неравнозначны по многим своим параметрам и относятся к разным клиноформам.

Эталоном, вскрывшим полный набор нижнемелового разреза Стрежевской площади, является разрез скважины 150, в нижней части неокомского комплекса осадков которого, выделяется пять реперных, разной степени выдержанности, литолого-геофизических пачек и их групп, две из которых преимущественно алевролитопесчаные, три - глинистые преимущественно "низкоомные". Песчаная, регрессивного сложения группа шельфовых пластов, перекрывает исследуемый интервал разреза сверху и выполняет при расчленении разреза также роль опорного репера.

При корреляции (рис. 3.33Б) четко прослеживаются две песчано-алевролитовых пачки ачимовских отложений: нижняя - Лонтын-Яхской клиноформы, и верхняя - Первомайской (Соснинской), которые разделяются глинистой пачкой толщиной 20 м. В разрезе Лонтын-Яхской клиноформы, наблюдается от одного до трех песчаных пластов, в Первомайской, присутствует от одного до 6 песчано-алевролитовых пластов и пропластков, разделенных маломощными (5 м) глинистыми прослоями. Ачимовские пласты Первомайской клиноформы, индексируются от Ач<sub>1</sub> до Ач<sub>6</sub>, Лонтын-Яхской — Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>.

По палеогеоморфологическому признаку, как было подробно освещено выше, формирование ачимовских клиноформ происходило на крутом морском склоне. Конкретные палеогеоморфологические условия исследуемого участка (см. рис. 3.14, 3.16), целиком контролировались и определялись Колтогорским мегапрогибом,



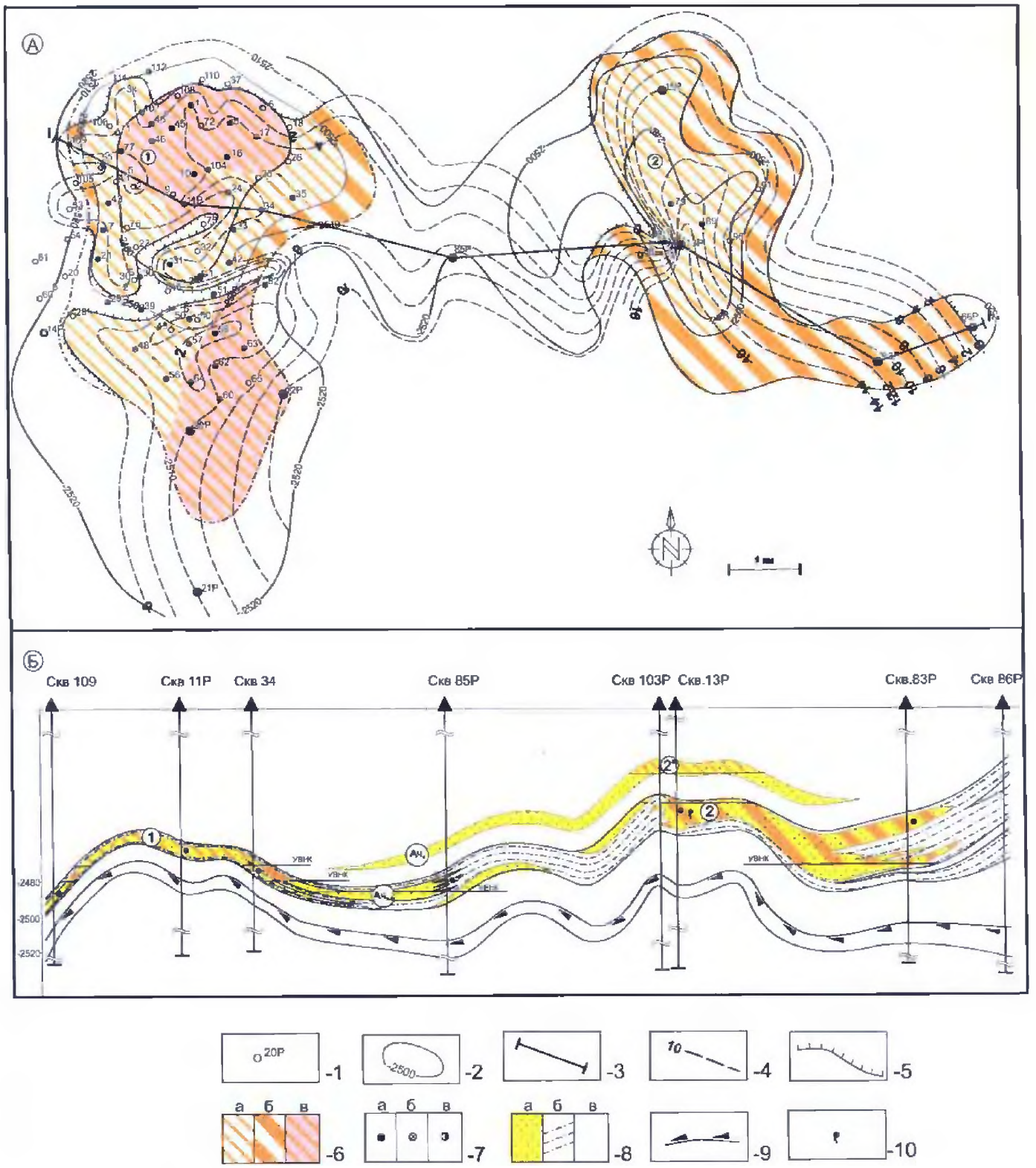


Рис. 3.33. Ловушки пластов Ач<sub>2-3</sub> Л-Ях клиноформы (Стрежевская площадь)  
 А - Карта распределения коллекторов пластов Ач<sub>2-3</sub> Л-Ях клиноформы;  
 Б - Геологический разрез

**Условные обозначения:** 1 - скважина и ее номер; 2 - изогипы отражающего горизонта II\* (Бродский В.П., 1989 г.); 3 - линия разреза; 4 - изопахиты пласта; 5 - выклинивание коллектора; 6 - прогнозируемые ловушки: а-пессимистические, б-оптимистические, в-по анализу ПГИ; 7 - насыщение скважин по ГИС: а-нефтью, б-водой, в-неясное; 8 - породы: а-коллектор, б-неколлектор, в-флюидупор; 9 - битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 10 - запах нефти по керну.

который своей резкой гипсометрической контрастностью с территорией Стрежевского палеоподнятия обусловил основные особенности строения ачимовских отложений. Так, во время образования Лонтынь-Яхского циклита, его борта служили мощным барьером для улавливания материала нижней части толщи латерального наращивания (клино- и фондоформы, что и предопределило формирование ачимовских отложений одноименной клиноформы именно на юго-восточных склонах объекта исследования (см. рис. 3.16). На несколько сглаженный барьер Стрежевских палеоподнятий, во время следующего этапа регрессии, уже более равномерным фронтом распределялись осадки толщи латерального наращивания Первомайского циклита (см. рис. 3.16). Это проявилось более изометричными формами распределения толщин ачимовских отложений на площади, при сохранении фронта перемещения их депоцентров.

Вниз по разрезу песчано-алевролитовые осадки клиноформ постепенно сменяются глинистыми отложениями оснований изохронных циклитов. В разрезах скважин подошвы ачимовских пачек разных клиноформ залегают, соответственно, в интервале от 110 до 100 м выше кровли баженовской свиты (см. рис. 3.15, 3.17).

*Литолого-фациальные* особенности пород клиноформ в соответствии с имеющимся керновым материалом охарактеризованы в разных интервалах разреза.

Так, пачка трансгрессивных глин, подстилающих ачимовские отложения Лонтынь-Яхского циклита, наиболее освещена керновым материалом. Она сложена темно-серыми аргиллитами, характеризующимися наличием в них серых и светло-серых микро- и макропрослоев алевролита, остатков рыб и стяжений пирита. Плотность пород изменяется от 2,3 до 2,52 г/см<sup>3</sup>. Удельная поверхность трещин составляет 0,02—м<sup>2</sup>/м<sup>3</sup>. Глинистые породы представляют собой монокристаллы, у которых основные элементы, состоящие из гидрослюдисто-хлоритовых чешуек, разобщены между собой алевролитовым материалом зернистого габитуса. За счет разной конфигурации частиц и отсутствия тонкодисперсного глинистого материала прослой этих пород весьма непрочные. Из-за необычной упаковки у пород повышаются фильтрационные способности.

Ачимовские отложения Лонтынь-Яхской клиноформы сложены серыми и светло-серыми песчаниками и алевролитами с частыми прослоями однородных плитчатых аргиллитов. Общая толщина ачимовских отложений изменяется от 0 до 52 м. Суммарная толщина песчаных пород колеблется от 5 до 30 м (на большей части участка в среднем составляет 7 м), достигая 41 м в разрезе Звездной скв.82Р (рис. 3.33).

Песчаная составляющая ачимовского разреза ( $L_{пс} \geq 0,4$ ) Лонтынь-Яхской клиноформы представлена серыми и светло-серыми алевролитами и преимущественно мелкозернистыми, средне-мелкозернистыми и алевролитовыми песчаниками. По гранулометрическому составу песчаники характеризуются хорошей степенью отсортированности, разным диаметром зерен, иногда незначительным количеством алевролитистой фракции (5%). Наиболее мощные прослой песчаных пород содержат минимальное количество пелитоморфного карбоната в цементе.

Обычно содержание глинистого цемента невелико (5%), широко развит цемент уплотнения, отмечаются структуры внедрения, взаимного приспособления зерен, иногда цемент регенерации и крупнокристаллический кальцитовый цемент в порах. Степень раскристаллизации глинистого цемента различная, с образованием волокон и каемок хлорита в местах соприкосновения и вокруг обломочных зерен. Последнее наблюдается наиболее часто в хорошо отсортированных и незначительных по мощности песчаных прослоях. В прослоях алевролитов количество глинистого цемента повышено (до 15%), степень раскристаллизации его довольно слабая, наблюдаются линзы, сложенные пелитовым материалом, тонкочешуйчатый хлоритом. Тип цементации соприкосновения и выполнения пор, количество его составляет 15%, структура крупнокристаллическая. Встречаются песчаники и алевролиты с обильным глинистым цементом.

По составу породообразующих минералов ачимовские песчаники полевошпат-

кварцевые и поликомпонентные, с содержанием кварца 35%, полевых шпатов - 25%, обломков пород - 5%. В алевролитах кварца - 45%, полевых шпатов - 15%, обломков пород - 5%. Среди полевых шпатов обычно преобладают кислые и средние плагиоклазы. Из обломков пород наибольшим распространением пользуются измененные (хлоритизированные и серитизированные) обломки эффузивных пород кремнисто-сланцев, реже кислых, изверженных и измененных осадочных пород. Для песчаников и алевролитов характерно постоянное присутствие слюдястых минералов как в обломочной части породы, так и в цементе.

Глинистая составляющая ачимовских клиноформ представлена аргиллитами, характеризующимися более светлым оттенком, чем нижележащие юрские и отличаются ярко выраженной полосчатостью за счёт более светлых песчано-алевролитовых микро- и макропрослоек, к которым часто приурочена карбонатная примесь. В сравнительно однородных разностях отмечается ступенчатый излом или слабо выраженная шитчатость, часто косой слой, особенно вверху толщи. Структура пород пелитовая, иногда алевро- и псаммо-алевропелитовая, содержание песчано-алевролитовых фракций от 5 до 40%, в среднем 10%. Встречаются гологенезированные остатки растений и рыб, мелкие стяжения пирита.

Глины Сороминской клиноформы, перекрывающие пачку ачимовских песчаников Первомайской клиноформы, серого и темно-серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, с редкими тонкими прослойками алевролитов, иногда известковистых. В целом пачка характеризуется монолитным однородным строением. В составе основной массы глин преобладают гидрослюды, нередко примесь хлорита и каолинита. Количество алевролитовых пород в глинистом разрезе не более 5%, реже достигает 40%. Экранирующие свойства пачки высокие.

*Литофациальный анализ* осадков, выполненный по форме кривых ПС интервалов ачимовского разреза, по сочетанию песчаных и алевролитовых пластов, а также степени их выраженности кривыми самопроизвольной поляризации, позволил все многообразие разрезов скважин сгруппировать в пять основных типов.

*Первый тип* представлен полностью заглинизированным разрезом скв. 20, в котором собственно ачимовскими являются маломощные, в пределах 2 м, непроницаемые алевролитовые или алевритистые прослои нижней пачки. Этот тип характеризует фации глинистых отложений открытого моря и зафиксирован в разрезе только вышеназванной скважины, в юго-западной части структуры.

*Второй тип* характеризуется развитием тонкослоистых песчано-алевролитовых отложений одного пласта в Лонтынь-Яхской клиноформе, возможных коллекторов нефти в (скв. 14, 25). Этот тип широко распространен в южной части территории Стржевского поднятия и фациально соответствует характеристике подводных вееров выноса (см. рис. 1.13).

*В третьем типе* разреза мощно представлена песчано-алевролитовая пачка Первомайской клиноформы, часто сливающихся между собой пластов Ач<sub>2-3-4</sub>. По формам кривых ПС этого интервала разреза отложения соответствуют турбидитным фациям (см. рис. 1.13). Объемы Лонтынь-Яхской клиноформы сложены как и в первом типе, одним пластом, по своей литофациальной характеристике относящимся также к подводным веерам выноса в их дистальной части (скв. 122, 139). Этот тип имеет распространение в северной части площади, тяготея к западу.

Разрезы *четвертого типа* представляют собой маломощные песчаные пласты Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub> или Ач<sub>5</sub> Первомайского циклита фаций радиальных течений турбидитных потоков и песчано-алевролитовую нижнюю пачку (Лонтынь-Яхской клиноформы) с пластами Ач<sub>2</sub> или Ач<sub>2-3</sub>, фациально относящихся к уже установленному для них типу подводных вееров выноса (скв. 5, 110б, см. рис. 1.13). Распространение этого типа тесно связано с размещением предыдущего - третьего типа, со смещением к югу. Отдельные

пропластки третьего пласта Первомайской клиноформы имеют линзовидную форму и распространены в центральной и восточной частях площади.

*Пятый тип* так же, как и первый, установлен в немногочисленных разрезах скважин и сложен пластами нижней песчано-алевролитовой пачки Лонтын-Яхской клиноформы. В этом типе присутствуют пласты Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub>, которые нередко сливаются в один, разъединяясь лишь на гранулометрическом уровне (скв. 82, 83). Фашиальная характеристика пласта Ач<sub>2</sub> по кривым ПС в центральной части планшета соответствует фации головных частей вееров спутников, которая в восточном направлении превращается в фацию подводного веера выноса (скв. 13, 82, см рис. 1.13). В разрезе самой восточной скважины (86) фиксируется алевролитовый пласт Ач<sub>1</sub>.

На схеме корреляции отложений Первомайской и Лонтын-Яхской клиноформ на Стрежевской группе поднятий показано соотношение вмещающих ачимовские пласты глинистых пачек, а также субширотная межплощадная увязка клиноформ (рис. 3.33).

Размещение ачимовских отложений Лонтын-Яхской клиноформы (рис. 3.33, 3.34) на центральном участке поднятия контролируется по существу наличием в разрезе пласта Ач<sub>3</sub> или Ач<sub>2-3</sub>. И только для восточного купола, в зоне развития пятого типа разреза, где распространены все три пласта этой клиноформы, карта распространения ачимовских отложений соответствует суммарной толщине пластов Ач<sub>1+2+3</sub>.

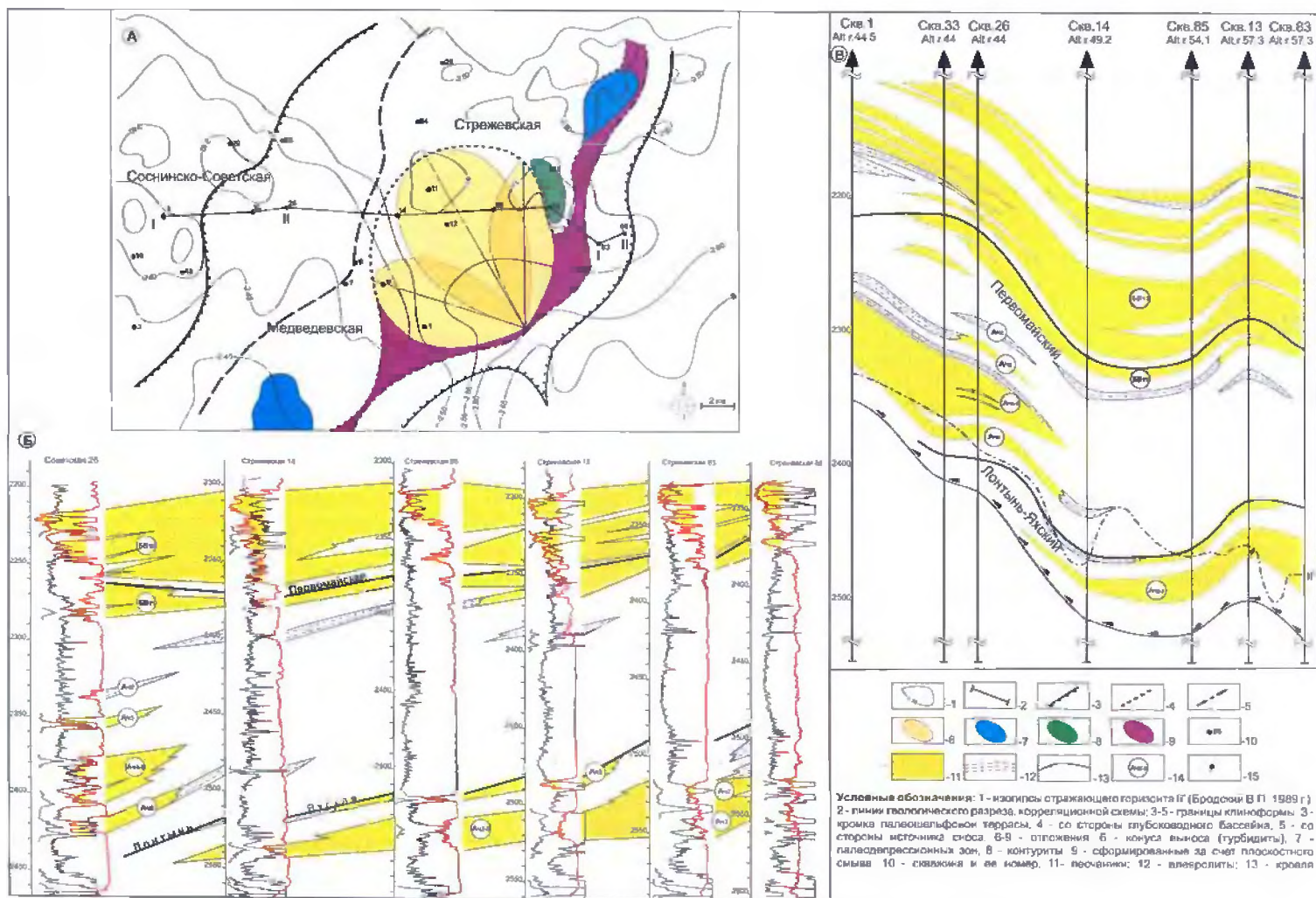
Основное тело пласта Ач<sub>3</sub> расположено в центральной, южной части основного поднятия, выклиниваясь на север, где отмечается лишь небольшая линза шириной 250 м, ориентированная меридионально. Рукавообразная форма распространения песчаного тела такой же ориентировки, зафиксированная на восточном куполе относится более, как говорилось выше, к пласту Ач<sub>2</sub>. Максимальные толщины пласта в центральной части планшета не достигают и десяти метров.

Ачимовский песчано-алевролитовый разрез Первомайской клиноформы распространен по всей площади Стрежевского поднятия. Зона наибольших толщин ачимовских отложений тяготеет к северу участка и проходит в субмеридиональном направлении, в целом нарастая на северо-запад. Вдоль восточного и южного склонов основного поднятия проходит линия выклинивания осадков вверх по восстанию Первомайской клиноформы и замещаясь глинисто-алевролитовыми породами бровки шельфа.

Наибольший объем в ачимовских отложениях этой клиноформы занимают часто сливающиеся между собой пласты Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub>, максимальные суммарные толщины которых (свыше 25 м) приурочены к северо-восточной периклинали центрального поднятия (скв. 128, 139, 138). На юг и северо-восток пласты расщепляются на пропластки, уменьшается их толщина, вплоть до полного исчезновения. Пласт Ач<sub>1</sub>, толщиной около 4-5 м, развит извилистой узкой полосой в северной части центрального поднятия и северо-западной Северо-Стрежевского купола. Маломощный пласт Ач<sub>2</sub>, развит также в восточной части центрального участка и зона наибольших его толщин широтно пересекает структуру примерно в том же месте, что и пласты Ач<sub>3-4</sub>. Площадь его развития значительно меньше, чем Ач<sub>3-4</sub>. Пласты Ач<sub>5-6</sub>, средней толщиной около 14 м, распространены в северной части планшета, на северо-западном участке (скв. 129) зафиксирована максимальная суммарная их толщина, равная 21 метрам.

Итоговым результатом анализа пространственного размещения ачимовских отложений, является выбор объектов - конкретных песчаных пластов, благоприятных для выявления ловушек и залежей УВ. Очевидно, что такие прогнозные участки ачимовских отложений Лонтын-Яхской клиноформы могут быть приурочены к юго-восточной, а для Первомайской - к северо-западной частям территории, требующих проведения дальнейших исследований параметров ловушек (фации, палеогидродинамика, характер возможного насыщения).





Пласты ачимовских отложений сложны как для выделения в них коллекторов, так и для определения характера их насыщения. Сложность интерпретации заключается в частом чередовании слабопроницаемых, плотных и уплотненных глинистых прослоев. Выделение пластов-коллекторов проводилось по качественным признакам, количественные критерии, из-за единичности результатов опробования и керновых данных, получить не удалось.

Значения эффективных толщин песчаных прослоев определялось по методике В.С. Муромцева. В первом приближении границей раздела коллектор-неколлектор для песчаных ачимовских пластов служило значение  $L_{пс} \geq 0.3$ , подтверждаемое результатами исследования комплекса методов ГИС. Для *Лонтынь-Яхской клиноформы* анализ карт распределения толщин ачимовских отложений и ее песчаных пропластков установил несоответствие простираний линии выклинивания толщи и изопакит песчаных пластов. Угол их взаимоположения составляет примерно  $60^{\circ}$ .

Характер подобного размещения составляющих разреза в пространстве, литофациальный анализ песчаных пластов в условиях палеоструктурного положения изучаемого участка на поверхности крутого склона неокомского моря, предопределили формирование толщи латерального наращивания в обстановке конуса выноса. Обобщенная схема строения подобной обстановки накопления ачимовских отложений для Восточно-Уренгойской зоны приводится В.С.Соседковым [115].

В свете вышесказанного, модель формирования осадков Лонтынь-Яхской клиноформы на Стрежевском участке представляется следующей (рис. 3.33А). Лавинообразная масса материала с бровки шельфа, приуроченной к западному склону Александровского мегавала, порционно (в два или три цикла) поступала на крутой склон и с высокой скоростью, усиленной крутизной склона мегавала, устремлялась вниз, отлагаясь на барьерообразном восточном склоне Нижневартовского свода [34]. Преобладающие направления подводных каналов были приурочены к долинообразным понижениям рельефа, носящим как правило, унаследованный характер развития, проявляющийся в структурном плане по горизонту Па. Установленный характер размещения проток дельтового комплекса в горизонте Ю1 [15, 148], оказался унаследованным и на время образования осадков Лонтынь-Яхского циклита. Распределение порций осадочного материала происходило в конусе выноса, подводными "работающими" каналами которого в тот или иной пульсационный цикл сброса осадочных масс, предопределялся последовательный характер (от более древних к более молодым) терригенного осадконакопления групп пластов.

В соответствии с предполагаемой моделью осадконакопления (рис. 3.33А) в конусе выноса преобладают осадки группы фаций стоковых течений. В ней выявлены следующие подгруппы фаций: подводных каналов, приуроченных к палеоструктурным врезам (скв.13, пласт Ач<sub>2-3</sub>) и контролирующих направление основных потоков; подводных вееров выноса (скв.12, пласт Ач<sub>2-3</sub>); головных частей радиальных течений и вееров-спутников (скв. 12, 85, пласт Ач<sub>1</sub>).

Проведенный анализ строения и закономерностей формирования песчаных интервалов ачимовского разреза Лонтынь—Яхской клиноформы, с учетом карт размещения коллекторов пластов Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2-3</sub> в структурных условиях Стрежевской площади, предполагает формирование (пессимистический вариант) четырех ловушек. Три из них относятся к пластам Ач<sub>2-3</sub>, одна - к Ач<sub>1</sub> (рис. 3.34). Оптимистический вариант прогноза позволяет добавить к этому числу одну ловушку - в пласте Ач<sub>1</sub>, а также расширить границы первых трех ловушек, приуроченных к пластам Ач<sub>2-3</sub> и рассматривать их в качестве одной зоны нефтегазонакопления (ЗНГН), ограниченной изогипсой (по Па) - 2520

м на востоке и линией выклинивания - на западе. Возможно образование литологической ловушки и на Звездной структуре (при уточнении структурного плана и благоприятной структурной обстановке - перспективы ловушки повышаются).

Проведенный совместный анализ карт размещения ачимовских отложений *Первомайской клиноформы* и суммарной толщины песчаных пластов указывают, в целом, на прямую зависимость распределения этих параметров, то-есть, зонам повышенных значений толщин клиноформ соответствуют депоцентры песчаной составляющей разреза.

Литофациальный анализ разрезов скважин в объеме Первомайской клиноформы выявил преобладание турбидитных фаций, которым свойственны: повышенные, до 45 м, толщины песчано-алевролитового разреза, изрезанность боковой линии кривых ПС, невыдержанность глинистых и песчаных прослоев как в разрезах, так и по площади.

В палеоструктурных условиях поднятия песчаные интервалы формировались в процессе двух, четко прослеживаемых циклов лавинообразных сбросов, объединивших пласты пласты Ач<sub>3-4</sub> и Ач<sub>5-6</sub>. Песчаные пласты Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub> имеют ограниченное распространение по площади и линзовидный характер залегания.

Группы пластов Ач<sub>3-4</sub> и Ач<sub>5-6</sub> (рис. 3.33Б) Первомайской клиноформы обладают повышенными коллекторскими свойствами, что в зонах депоцентров, позволяет предполагать (по пессимистическому варианту прогноза) формирование пяти структурно-литологических ловушек в контурах северного и центрального поднятий. Две из них относятся к пластам Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub>, следующие две — к пластам Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>, последняя, пятая — к пласту Ач<sub>1</sub>, в связи с ухудшением коллекторов разбита на две части. Оптимистический вариант предусматривает формирование еще одной небольшой ловушки на северной периклинали центрального свода в пласте Ач<sub>1</sub>.

По оптимистическому варианту прогноза, благодаря оценке возможного нефтенасыщения коллекторов по ПГИ, первые две ловушки могут быть объединены в одну, тогда площадь ловушки значительно возрастет. Ловушки этой группы пластов относятся к северной Северо-Стрежевского поднятия, а также к северной периклинали центрального. В их пределах наблюдаются наиболее благоприятные фациальные типы турбидитных потоков. По значениям  $L_{пс} \geq 0.3$  кривых ПС пластов Ач<sub>3-4</sub> толщина коллекторов северного купола колеблется от 0.8 до 16.6 м, центрального — от 0.5 до 25.2 м. Эффективная толщина пластов Ач<sub>5-6</sub> по комплексу ПГИ в этих же участках изменяется в пределах 4.6—13.1 м и 1.5—21.0 м соответственно.

Ловушки северного купола структурного типа, хотя одна из них, приуроченная к пласту Ач<sub>3-4</sub> имеет литологическое ограничение внутри структурного контура, проходящего по изогипсе -2520 м. Ловушки центральной периклинали относятся к структурно-литологическому типу, оконтуриваются изогипсой - 2520 м и литологическим экраном на юге.

Две структурно-литологических ловушки, сформированные в пласте Ач<sub>1</sub>, приурочены к уже описанным участкам. Толщина коллекторов колеблется от 0.4 до 4.6 м, а линзовидный характер их размещения, возможно способствует разделению северной ловушки на две меньшие зоны.

### *Прогноз участков нефтегазонакопления*

Помимо рассмотренных выше условий седиментации ачимовских песчаных пластов - коллекторов нефти и пород глинистых покровов, значительную роль в оценке критериев прогноза занимает и вещественный состав, влияющий на направленность постдиагенетических преобразований различных фациальных типов и возможность формирования в ачимовском разрезе не только резервуаров, но и скоплений в них углеводородов.

Установление характера насыщения ачимовских ловушек на Стрежевской площади по данным промыслово-геофизическим исследований (методами БКЗ, БК, ИК, ГК, НКТ) интервалов пластов-коллекторов было выполнено в соответствии с требованиями "Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах".

Характер насыщения коллекторов определялся с учетом удельного сопротивления водоносного пласта для пачек в целом, а не для отдельных проницаемых прослоев. Промыслово-геофизические характеристики песчаных пластов двух клиноформ оказались различными.

Так, подошвенная часть пласта  $A_{ч2-3}$  *Лонтынь-Яхской* клиноформы, как правило, уплотненная, в разной степени глинистая. Распределение глинистого материала в большинстве случаев имеет слоистый тип. Некоторые разрезы характеризуются рассеянным типом глинистости, изменяющих значения эффективной мощности от нуля до нескольких метров. По расчетным значениям удельное сопротивление кровельной, наиболее проницаемой части пластов  $A_{ч2-3}$  не превышает значения сопротивления в 5.2 Омм, считающегося минимально перспективным для пластов-коллекторов при измерении кажущегося сопротивления по 4-х метровому и индукционному зондам. Насыщенная эффективная толщина пласта составляет 1,6-4,7 м и состоит из одного или суммы двух проницаемых пропластков, относящихся, как правило, к кровельной части пласта.

Предполагаемый нефтенасыщенный участок ловушек 1 и 2 (рис. 3.34) *Лонтынь-Яхской* клиноформы по промыслово-геофизическим данным ограничен экраном непроницаемых глин или глинистых алевролитов, замещающих пропластки коллекторов с запада. Нефтенасыщенная мощность коллекторов ловушки 3 изменяется от 2 до 4 м. Северо-западная граница ловушки при этом проходит вблизи линии выклинивания клиноформы.

Перспективы песчаных пластов  $A_{ч3-4}$  и  $A_{ч5-6}$  *Первомайской* клиноформы оцениваются ниже *Лонтынь-Яхских*, хотя коллекторские свойства пластов гораздо выше. Исследованные интервалы характеризуются в большинстве своем как водоносные и лишь в незначительной части скважин имеют характеристику, представляющуюся нефтеперспективной. Основной причиной невысокой оценки коллекторов *Первомайской* клиноформы, по-видимому, является наличие гипсометрически приоритетных (при баженновской нефтяной генерации) нижезалегающих ачимовских коллекторов *Лонтынь-Яхской* клиноформы, имеющих шанс улавливания углеводородов снизу в первую очередь. Два, выделенных по промыслово-геофизической характеристике, предположительно нефтенасыщенных участка пласта относятся к ловушкам 6 и 8, приуроченным к зонам высоких толщин песчаной составляющей пластов, достигающих 40-45 м, с эффективной мощностью проницаемых пропластков, преимущественно пластов  $A_{ч3-4}$  от 3.2 до 19.2 м.

Нефтенасыщение на восточном участке, отмеченном скв. 139, 141, 142, приурочено к структурному понижению, к зоне максимальных толщин пластов  $A_{ч3-4}$ , что может привести к увеличению площади залежи нефти в ловушке 8. Западный, возможно нефтенасыщенный, участок, обозначенный скважинами 115, 16, 65бис, расположен на северном продолжении основного поднятия и также приурочен к выделенной структурно-литологической ловушке 8, несколько выходя за ее очерченные границы. Налицо необходимость смещения вниз гипсометрической границы ловушки 8 с -2520 м на -2530 м, в этом случае возможно объединение двух ловушек 7 и 8 и образование единой залежи в ловушке 8а. Контуры предполагаемой ловушки нефти 8а требуют уточнения ее структурного положения.

По результатам анализа ПГИ скважин, нефтенасыщенные участки окружены водоносными скважинами, то-есть, учитывая все вышесказанное, предполагаемый тип залежей литологический.



Таким образом, из 10 выделенных по общегеологическим признакам в обоих комплексах ловушек, результатами промыслово-геофизических исследований скважин подтверждены нефтенасыщением 6 ловушек.

В Лоптынь-Яхской клиноформе, помимо четырех ловушек, возможно формирование еще двух неструктурных ловушек нефти (согласно принятой модели строения конуса выноса, рис. 3.33А): в р-не скв.85, в седловине центрального и восточного куполов, а также на юго-восточном склоне Нижневартовского свода, близко примыкающего к Стрежевской группе структур (скв.83, 82).

В Первомайской клиноформе ПГИ подтверждены 2 ловушки, одна из них, в конечном результате представляется значительно большей по размерам, благодаря литологическому и структурному факторам, обусловленным региональным повышением кровли как всего комплекса осадков клиноформы в целом, так и песчаных его пластов.

Для подтверждения результатов проведенных исследований в зонах предполагаемых залежей интерес представляют ряд скважин, которые можно рекомендовать к испытанию ачимовских пластов Лоптынь-Яхской клиноформы (скв.11Р, 60, 79). Многообещающей скважиной интервала ачимовских пластов Первомайской клиноформы представляется пьезометрическая скв.16Р, рекомендуются к испытанию скв. 65Б или скв. 115, расположенные за контуром нефтеносности структурной ловушки 8, но зато в зоне нефтегазонакопления, оконтуриваемой изогипсой - 2530 м.

Прогнозные залежи, в случае их подтверждения, окажутся сложнопостроенными. Причиной этого окажется не только тонкослоистость и заглинизированность разреза, но и наличие непроницаемого экрана, создаваемого замещением коллекторов вверх по восстановлению пластов, что создает условия для сохранения участков со связанными, тупиковыми водами, образующими водяные карманы как внутри залежи, так и вблизи границы выклинивания коллекторов.

### *Резервуары Оленьей группы поднятий*

Оленье месторождение нефти открыто в песчаных пластах горизонта Ю<sub>1</sub> и приурочено к Оленьей группе поднятий, осложняющей северо-восточный склон Каймысовского свода. Месторождение нефти открыто в песчаных пластах горизонта Ю<sub>1</sub>.

Участок интенсивно разбит дизъюнктивными нарушениями, трассируемыми по горизонту IIa (Конторович В.А.), что предполагает вероятность вертикального перемещения УВ в коллектора неокома. На Оленьей группе поднятий, согласно генерализованной схеме строения нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты [18, 20, 21, 24, 138], выделяются осадки трех циклитов (с востока на запад) Столбового, Лоптынь-Яхского и Первомайского (рис. 3.18, 3.16, 3.14), в которых непосредственными объектами исследования являются осадки толщ бокового наращивания - клиноформные части этих циклитов - ачимовские отложения. Ближайшими к кровле баженовской свиты в разрезе оказываются склоновые коллектора Столбовой, Лоптынь-Яхской и Первомайской клиноформ (рис. 3.35).

Песчаные ачимовские отложения на Оленьем месторождении практически не охарактеризованы керном, поэтому литолого-петрографические, а также коллекторские свойства пород изучены слабо. Небольшой объем керна из нижней части ачимовского интервала был отобран в скв.123, 124, 125, и 126. Опробование песчаных пластов ачимовской толщи было проведено в скв. 124, при котором был получен отрицательный результат.

Детальное расчленение неокомских интервалов разрезов по материалам геолого-

геофизических исследований более двухсот восьмидесяти скважин, их типизация по литолого-геофизическим характеристикам, фациальный анализ, а также изучение строения и особенностей распространения вмещающих пород и ачимовских песчаных пластов показали, что ачимовские отложения этих клиноформ неравнозначны по своим параметрам.

Эталоном, вскрывшим полный набор составляющих геологического разреза территории, является разрез скважины 854, в нижней части нескомского комплекса которого, выделяется семь реперных, разной степени выдержанности, литолого-геофизических пачек, две из которых преимущественно алевролитито-песчаные, одна - глинисто-алевролитовая “высокоомная” и четыре – чистых “низкоомных” глин (рис 3.36В).

При корреляции (рис. 3.36Б) четко прослеживаются две песчано-алевролитовые пачки, характеризующиеся высокими сопротивлениями вмещающих пород. Это ачимовские осадки Столбовой и Первомайской клиноформ, разделяющиеся в разрезах скважин тремя глинистыми пачками. Средняя из них, отличающаяся по промыслово-геофизической характеристике высокими сопротивлениями, представляет собой осадки Лонтынь-Яхской клиноформы.

В разрезах скважин, в зависимости от их площадной приуроченности, присутствует одна из песчано-алевролитовых пачек: нижняя или верхняя. В разрезах нижней пачки Столбовой клиноформы и верхней - Первомайской клиноформы, присутствует от одного до 6 песчаных и песчано-алевролитовых пластов, разделенных глинистыми прослоями небольшой толщины (5-10 м). Ачимовские пласты Первомайской клиноформы индексируются от Ач<sub>1</sub> и далее по возрастанию порядкового номера - Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub>, до Ач<sub>5</sub>, - в объемах Столбовой клиноформы – до Ач<sub>6</sub> (рис. 3.36В).

По *палеогеоморфологическому признаку* формирование ачимовских клиноформных образований происходило в виде толщ бокового наращивания на крутом морском палеосклоне. Конкретные палеогеоморфологические условия изучаемой территории контролировались палеорельефом Каймысовского свода.

На стадии формирования ачимовских отложений *Столбовой* клиноформы в рельефе дна палеобассейна свод был выражен достаточно контрастно и представлял собой естественное препятствие на пути транспортировки грубообломочного материала в западном направлении, что способствовало выклиниванию осадков Столбовой клиноформы на восточном склоне Оленьей группы поднятий.

Формирование *Лонтынь-Яхской* клиноформы очевидно происходило в условиях тектонического “затишья”, поэтому скорость роста структур была меньше скорости осадконакопления и их роль барьера на исследуемом участке утрачивается, что повлияло на образование на исследуемой территории малоомной и выдержанной по разрезу глинистой составляющей Лонтынь-Яхской клиноформы.

Во время следующего этапа регрессии, при седиментации ачимовских отложений *Первомайской* клиноформы, фронт осадконакопления переместился на запад, где решающее значение начал приобретать палеорельеф Юганской впадины и прилегающие к ней понижения на севере Каймысовского свода.

Разрезы скважин на основе *литологического* анализа осадков клиноформ и их песчаных и алевролитовых составляющих, а также степени их выраженности электрометрическими кривыми самопроизвольной поляризации можно подразделить на четыре типа (рис. 3.36В).

*Первый тип* представлен переслаиванием трех и более песчано-алевролитовых пластов Первомайской клиноформы в интервале 55-100 м выше кровли баженовской свиты, которые подстилаются низкоомной глинистой пачкой толщиной 15-20 м (скв. 313, 134, 301, 241, 226, 128, 133, 129 и т. д.). Этот тип приурочен к восточной части депозцентра ачимовских отложений клиноформы, и распространен в пределах Северо-



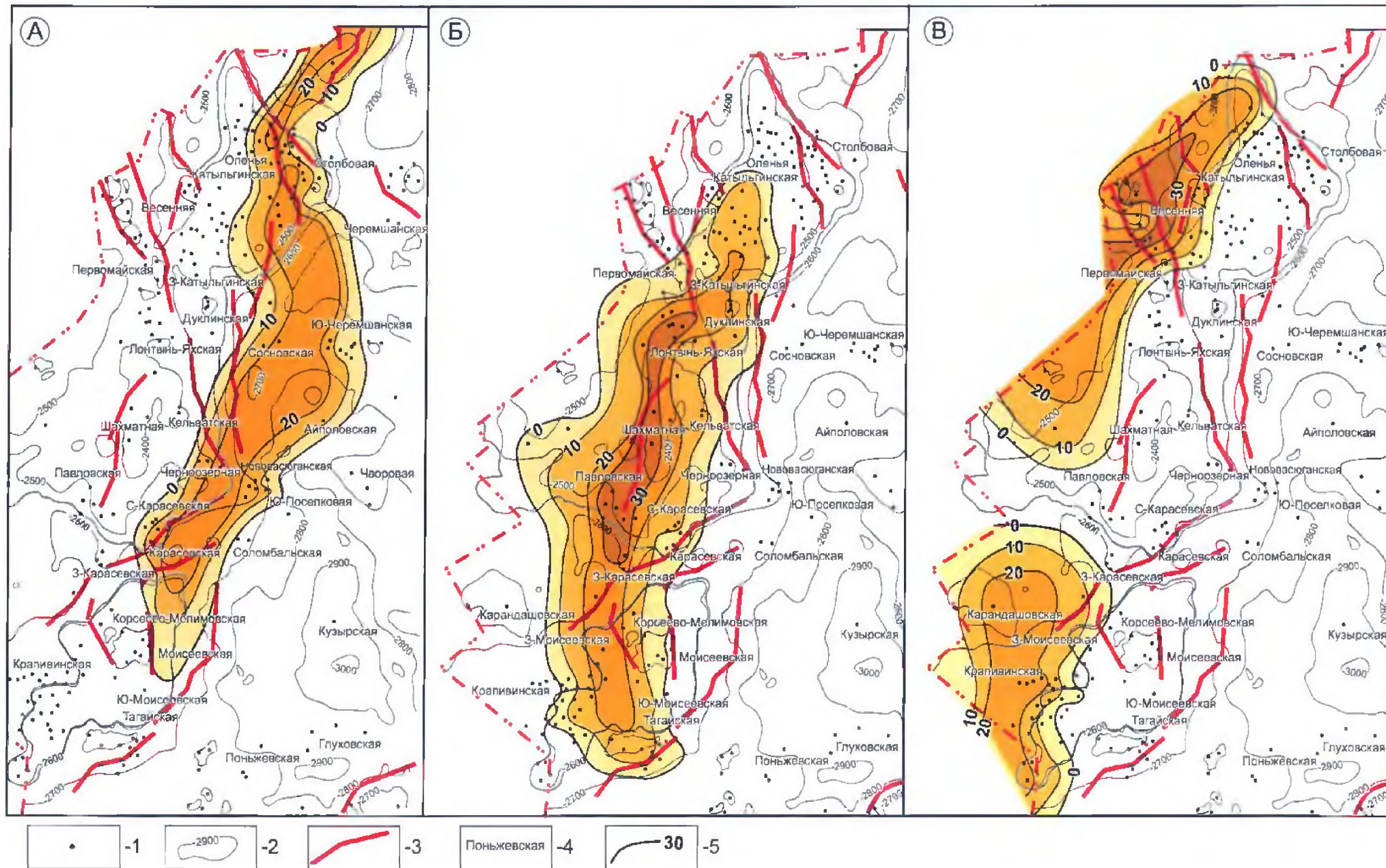


Рис. 3.35. Карта размещения неокомских клиноформ (Каймысовский свод)

А - Столбовая; Б - Лонтынь-Яхская; В - Первомайская

Условные обозначения: 1 - скважина, 2 - изогипсы отражающего горизонта II<sup>o</sup>; 3 - разломы; 4 - названия структур;

5 - изопакиты песчаных пластов ачимовки  $a_{пс} > 0.4$



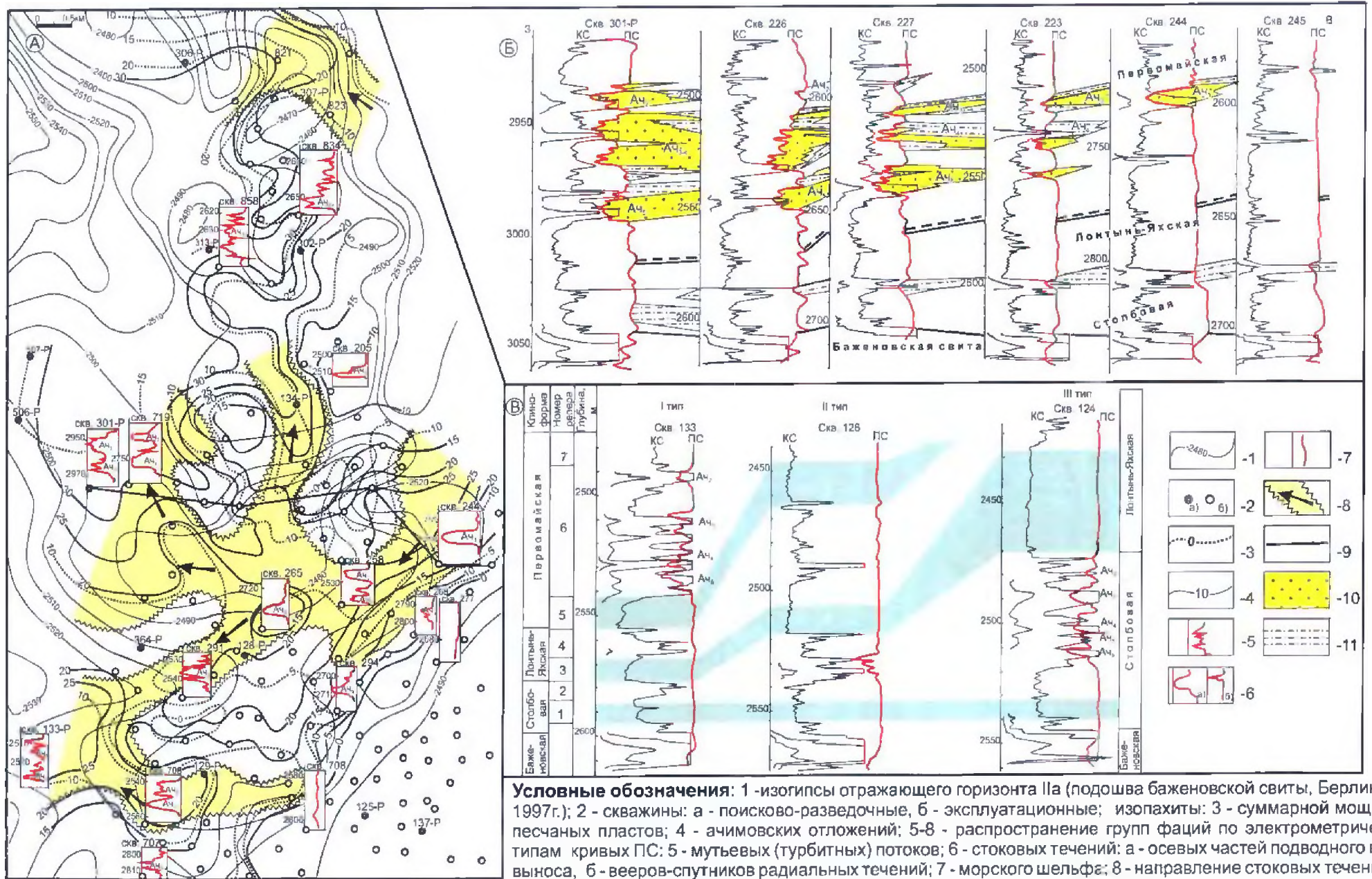


Рис. 3.36. Строение ачимовских пластов (Оленья площадь)

А - Литофациальная карта песчаных пластов Ач<sub>3,4</sub>; Б - Схема корреляции ачимовских пластов; В - Типизация разрезов



Оленьего, Среднеоленьего, Западно-Оленьего поднятий.

*Второй тип* характеризуется развитием одного-двух пластов в осадках Столбовой клиноформы, зачастую алевролитового состава, перекрывающихся низкоомной глинистой пачкой толщиной 20-25 м. Пласты отмечаются в интервале 15-30 м выше кровли баженовской свиты (скв. 270, 316, 123, 422, 126, 125, 137 и т. д.).

Для *третьего типа*, также как и для первого характерен многопластовый разрез, но в объеме Столбовой клиноформы. Здесь в интервале 20-80 м выше кровли баженовской свиты (скв. 135, 122, 124, 136 и т. д.) выделяется до пяти песчаных пластов. Второй и третий типы разрезов развиты в центральной и восточной частях Оленьей структуры.

*Четвертый тип* представлен полностью заглинизированным разрезом (скв. 370, 383, 407, 130, 461, 459, 721) и приурочен к юго-восточной части Западно-Оленьего поднятия, к зоне замещения ачимовских отложений Первомайской и Столбовой клиноформ глинисто-алевролитовыми осадками подшельфовых зон.

Опираясь на приведенную зональную модель строения неокома (рис. 3.35) и идентифицируя разрезы скважин по типам, уточнялось строение ачимовских отложений на Оленьей площади. В границах полигона закартированы восточная (по восстанию пластов) граница ачимовских отложений Первомайской и западная (по падению) Столбовой клиноформ. Ачимовские отложения Лонтынь-Яхской клиноформы представлены на этом участке глинистыми, иногда алевролитоглинистыми породами, из интервала которых поднят керн в скв. 126, описанный как аргиллит темно-серый плотный, плитчатый, с горизонтальной слоистостью.

Карты изопакит ачимовских отложений (без вычета глинистых пропластков) и суммарной толщины песчаных пластов Первомайской и Столбовой клиноформ (рис. 3.35) показывает увеличение толщины Первомайской клиноформы в западном направлении, соответственно до 70 м и 30 м. Столбовой - в восточном, соответственно до 55 м и 30 м.

В разрезе ачимовских отложений *Первомайской* клиноформы наибольшим распространением пользуются 4 песчаных пласта - Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub>, Ач<sub>5</sub> (рис. 3.36Б). Как правило, в верхней части присутствуют песчаные пласты Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>, разделяемые глинистым пропластком, толщина которого возрастает в юго-западном направлении. Пласт Ач<sub>1</sub> имеет ограниченное распространение на площади и развит в прибортовой части понижения, разделяющего Средне- и Западно-Оленье поднятия. Зона развития пласта Ач<sub>2</sub> расширяется на восток и охватывает центральные части вышеперечисленных поднятий, а также Северо-Оленье. Пласты Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> обычно сливаются, иногда распадаются на два, реже больше слоев, а их суммарная толщина составляет 2-10 м, увеличиваясь в западном направлении (рис. 3.36В). Песчаные пласты Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub> слагают среднюю часть осадков клиноформы. Толщина песчаных пластов колеблется от 2 до 10 м, а суммарная — достигает 20 м. Пласты либо сливаются в один пласт, представленный более менее однородными разностями, либо разделяются алевролитами. Эти пласты имеют широкое распространение, практически охватывая всю область развития ачимовских отложений. Области совместного их развития отмечаются на западных склонах Западно-Оленьей и Среднеоленьей структурах. Зона развития песчаного пласта Ач<sub>5</sub> несколько шире, чем пласта Ач<sub>2</sub>. Толщина пласта Ач<sub>5</sub> изменяется от 2 до 9 м, увеличиваясь в западном направлении, пласт отсутствует на Северо-Оленьем поднятии.

Песчаные отложения ачимовской толщи Первомайской клиноформы на Оленьей площади не представлены керном. Небольшой объем керна из ачимовских отложений Первомайской клиноформы был отобран на соседней Аэросейсмической площади. Согласно описанию керна в скважине 101 отложения пластов представлены песчаником серым, среднезернистым, плотным, крепкоцементированным, слабослюдистым, с прослойками темно-серого аргиллита, мощностью до 0.16 м, с редкими включениями уг-

листого материала. Опробование песчаных пластов проведено в скв.100 Аэросейсмической площади, в результате которого был получен приток воды.

В ачимовских отложениях *Столбовой* клиноформы выделяется 5 пластов: Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub>, Ач<sub>5</sub>, Ач<sub>6</sub>, представленных песчано-алевролитовыми изолированными линзами, разделенными глинистыми пропластками. Толщина пластов изменяется от 2 до 8 м, а суммарная - достигает 30 м на востоке (рис. 3.35А). Количество пластов уменьшается с востока на запад, вплоть до полного выклинивания и замещения глинистыми разностями. Из отложений разных зон депоцентра клиноформы поднят небольшой объем керна.

Так, в скв. 124, которая находится в зоне развития наибольших толщин ачимовских образований, керн представлен: песчаником светло-серым и серым, мелко- и среднезернистым, однородным, неслоистым, местами с блестками слюды, глинистым, среднесцементированным, с редкими тонкими прослоями аргиллитов (инт. 2505.8.-2509.8 м); песчаником мелкозернистым, серым, местами слюдистым, неравномерно известковистым, среднесцементированным, неслоистым (инт. 2511.0-2514.1м). Эти песчаники переслаиваются аргиллитами темно-серыми, с тонкой горизонтальной, косой, линзовидной слоистостью, за счет неравномерных прослоев серых алевролитов и песчаников.

В скв.126, где ачимовские отложения представлены периферийными образованиями конуса выноса, поднято 0.5 метра песчаника светло-серого, серого мелкозернистого, крепкого, известковистого, глинистого, неслоистого, который подстилается и перекрывается аргиллитами темно-серыми, плотными, плитчатыми горизонтально - и косослоистыми.

На границе выклинивания ачимовских отложений по падению, в скв. 123 интервал представлен известняком серым, песчанистым, крепким, аргиллитом серым, темно-серым, крепким, алевритистым, алевролитом сильно известковистым, крепким, масивным.

### *Оценка масштабов развития ловушек нефти*

Проведенный литолого-фациальный анализ отложений *Первомайской* клиноформы по данным электрометрических исследований скважин, в основном ПС, совместно с анализом распределения толщин литологических составляющих разреза, позволил выявить морфологию залегания песчаных пластов в плане и разрезе, характер замещения литологических разностей по латерали, а также закономерное увеличение толщины всех осадков в северо-западном направлении, вниз по склону. Выполненные реконструкции условий образования и залегания пород клиноформы позволяют предполагать здесь на момент накопления исследуемой толщи обстановку подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа.

Демонстрируемое на схемах корреляции и карте изопахит ачимовских отложений (рис. 3.36А,Б) увеличение мощности терригенной песчаной толщи, совместно с улучшением коллекторских свойств верхних в разрезе песчаных пластов, говорят о типичном их образовании в обстановке продвижения конуса выноса в сторону моря при регрессии береговой линии. По данным ГИС песчаные пласты Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub> представлены всеми группами фаций подводного конуса выноса (см. рис. 1.13).

Широкое развитие получили фации осевых частей стоковых течений подводного веера выноса, электрометрические кривые ПС которых имеют четырехугольное очертание или форму трапеции в зоне отрицательных отклонений ПС (рис. 3.36Б). Боковая линия может быть волнистой, горизонтальные нижние и верхние границы кривых указывают на внезапное отложение и резкое прекращение осадкообразования, высокие значения  $L_{ПС}$  отвечают улучшенным коллекторским свойствам пластов.

Каналы стоковых течений получили развитие от восточной границы выклинивания толщи и присводовых частей поднятий к их западным склонам. Подводные течения

берут свое начало из зон аккумуляции грубообломочного материала восточных районов предшествующих циклов седиментации, затем они растекаются, теряют скорость, а влекомый ими терригенный материал осаждается на дно, формируя веер выноса стокового течения. Геометрия их шнуркового распространения ориентирована вкрест простирания верхней границы клиноформы (бровки шельфа). С точки зрения нефтенакпления, эти фации наиболее благоприятны. Они характеризуются русловым сложением зернистого состава, определяющимся однонаправленностью таких потоков и высокой сортировкой отлагаемого материала.

Фации осевых частей стоковых каналов сопровождаются фациями вееро-спутников радиальных течений, выклинивающимися постепенно вверх по восстанию. Электрометрические модели отложений вееро-спутников головных частей радиальных течений представляют собой равнобедренные треугольники, а отложения этой фаций в устьях радиальных каналов образовывали еще более мелкие веера-спутники. Осадки фации нередко характеризуются алевролитовым составом и имеют узкие формы распространения (рис. 3.36Б).

Песчаные пласты Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub> довольно широко представлены и фациями мутьевых (турбидитных) потоков, образующих конуса выноса (рис. 3.36Б). Для слоев, образующих отложения турбидитных потоков, характерно частое чередование ритмов небольшой мощности. Поэтому электрометрические модели этих отложений представляют собой сложные аномалии, напоминающие вытянутый четырехугольник или трапецию. Их боковая линия зазубренная, кровельная, а подошвенные линии либо наклонные, либо прямые. Толщина таких серий колеблется от 40 до 70 метров, иногда в них включаются пласты Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>5</sub>. Наибольший процент литологической составляющей этой фации представлен алевролитами и тонкозернистыми песчаниками. Эти фации развиты, в основном на западном склоне Западно-Оленьего, центральной и южной частях Среднеоленевого, а также на Северо-Оленьем поднятий.

Песчаные пласты Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> Первомайской клиноформы представлены, в основном фациями осевых частей стоковых течений подводного конуса выноса, иногда отложениями мутьевых потоков, например, в понижении между Западно- и Среднеоленеим поднятиями (рис. 3.36А).

Пласт Ач<sub>5</sub>, как правило, представлен фациями турбидитных потоков, но в восточных его частях отмечаются фации вееро-спутников радиальных течений.

Наконец, выделенные фации глинистых отложений морского шельфа характеризуются слабоволнистой линией кривой ПС (рис. 3.36А). Эти фации зафиксированы в зоне перехода полого наклоненного мелководного шельфа в крутой склон, восточнее границы выклинивания ачимовских отложений

На Оленьей площади в пределах Первомайской клиноформы установлена лишь верхняя часть подводного конуса выноса, где гидродинамика среды в период седиментации ачимовских отложений была достаточно высокой, в то время как дистальная его часть, видимо расположена несколько западнее.

Для выявления структурных условий залегания пород исследуемой толщи, использовалась структурная карта по горизонту Па (Берлин.Г.И., 1997). Проведенный анализ по скважинам относительно положения кровли ачимовской толщи показал, что она приблизительно превышает уровень подошвы баженовской свиты на 110-130 м. То есть, с допустимой долей погрешности, можно принять, что морфология кровли ачимовских отложений и структурный план по горизонту Па в общем совпадают, только уровень первой выше в среднем на 120 м. Это дает основание для использования структурной основы по горизонту Па.

Опираясь на вышеперечисленные критерии прогноза залежей нефти и газа в ачимовской толще, с учетом карт размещения коллекторов пластов Ач<sub>3-4</sub>, Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>5</sub>, отстроенных по значениям  $L_{nc}=0.3$ , выделено три ловушки для обнаружения залежей уг-

леводородов в отложениях Первомайской клиноформы.

Первая ловушка приурочена к зоне развития фаций осевых частей подводного веера выноса стоковых течений пластов Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>4</sub> в сводовой части Западно-Оленьего поднятия (рис. 3.36А). Вторая ловушка также приурочена к этому своду и представлена фациями осевых частей и вееро-спутников радиальных течений пласта Ач<sub>2</sub>. Песчано-алевролитовый пласт Ач<sub>5</sub> здесь представлен фациями турбидитных потоков и формирует третью ловушку.

В этих пластах ловушки обусловлены благоприятным сочетанием структурного, структурно-литологического и литолого-фациального факторов для формирования залежей углеводородов.

В пределах этого наиболее перспективного участка Первомайской клиноформы для уточнения контура предполагаемых ловушек были проведены дополнительные реконструкции. Значения эффективных толщин песчаных прослоев определялось по методике В.С. Муромцева, согласно которой границей раздела коллектор-неколлектор, служит определенное значение кривых ПС пластов. Конкретно для песчаных пластов ачимовских отложений на территории зоны было взято значение  $L_{\text{пс}} \geq 0.3$ . Приведенное значение соответствует также и результатам комплексного исследования эффективных методов ПГИ по скв.506 Оленьей площади.

По этому параметру для участка построены карты размещения коллекторов пластов Ач<sub>3-4</sub> и Ач<sub>2</sub> и карты палеогидродинамической активности среды седиментации (рис. 3.37Б), уточняющих зоны распространения фаций (рис. 3.37В), благоприятных для образования ловушек. В результате в купольной части Западно-Оленьего поднятия в пластах Ач<sub>3-4</sub> выделена нефтегазоперспективная ловушка структурно-литологического типа. Здесь же, в пластах Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>5</sub> выделяются еще две ловушки структурно-литологического типа.

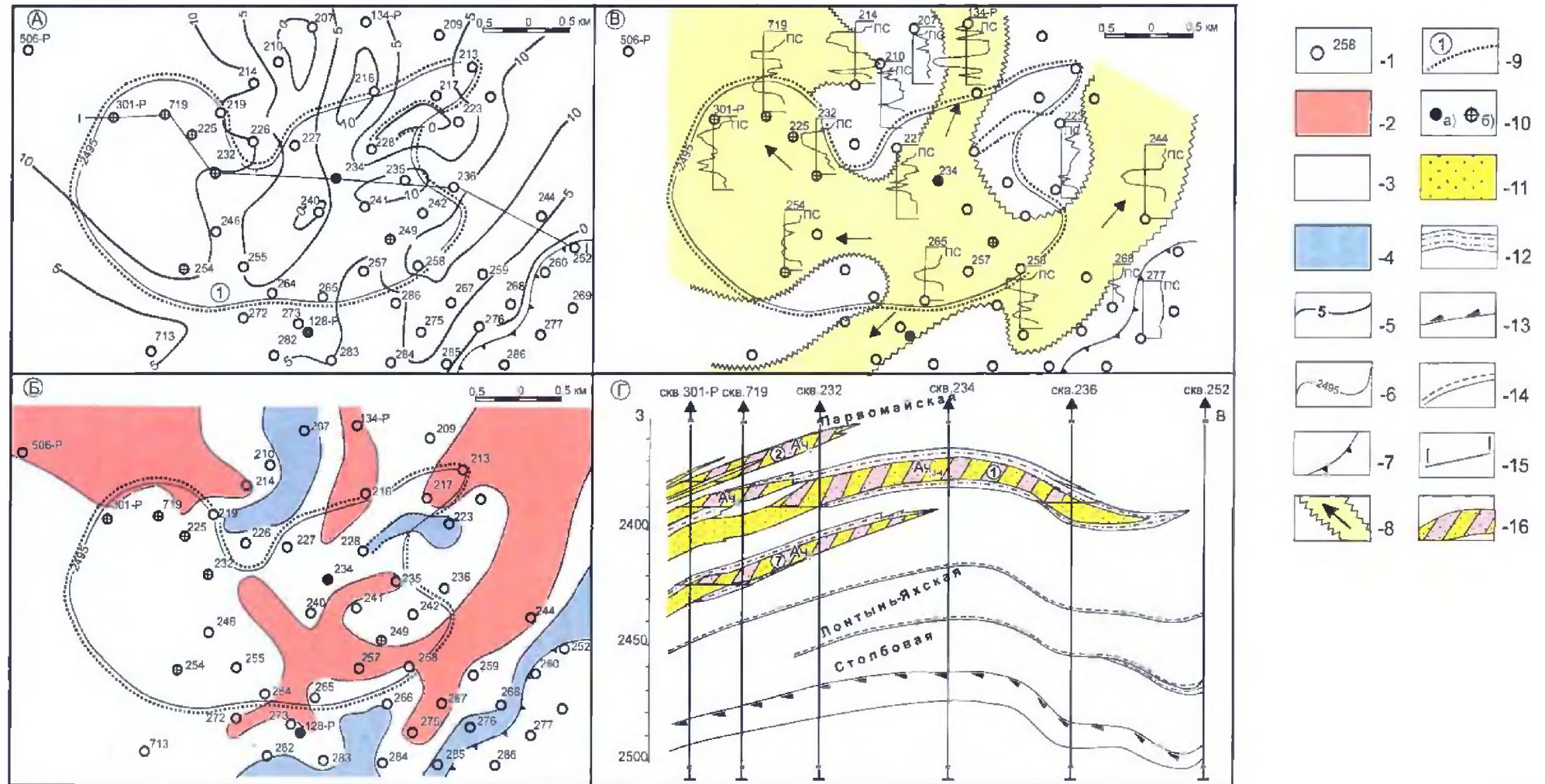
При оптимистическом варианте прогноза, с учетом фаций песчаников с менее благоприятными коллекторскими свойствами, контур первой ловушки можно расширить и оконтурить ее по сейсмоизогиप्се -2500 м, что значительно повысит объем ловушки. При таком же варианте рассмотрения могут быть благоприятными для нефтескопления и ловушки в пластах Ач<sub>3-4</sub>, выделенные по структурному признаку и приуроченные к куполам Среднеоленьего поднятия. Ловушки оконтуриваются сейсмоизогипсами -2490 м, песчаные коллектора которых на этом участке образованы, в основном, группой фаций мутьевых потоков.

Восточный склон террасы, на которой находятся Западно-Оленье и Среднеоленье поднятия, осложнен активными тектоническими нарушениями, отображаемыми довольно большими перепадами глубин. Они несомненно имеют массу оперяющих разломов, проникающих и до прогнозных интервалов. Наличие их является одним из главных благоприятных факторов формирования залежей нефти в ачимовской толще; обуславливающих возможность перетока углеводородов из верхнеюрских залежей Оленьего месторождения, а также основным критерием улучшения качества коллекторов, седиментационно обладающих невысокими коллекторскими свойствами.

Ачимовские отложения *Столбовой* клиноформы на Оленьей площади представлены краевыми (дистальными) частями подводного конуса выноса, где отмечается, в основном, два вида фаций: мутьевых потоков и фация вееро-спутников, возникших в краевых частях радиальных течений. По данным ГИС и вышеописанному керновому материалу, наблюдается уменьшение размеров обломочных частиц по мере продвижения к периферийным частям конуса выноса, вследствие ослабления гидродинамики к краевой зоне.

В объемах Столбовой клиноформы перспективы нефтенакопления следует связывать с фациями мутьевых потоков, которые при больших мощностях алевролитопесчаных серий обладают относительно улучшенными коллекторскими свойствами. Выделенный нефтегазоперспективный участок, приурочен к восточному куполу





**Условные обозначения:** 1 - скважина, ее номер; 2 - 4 - уровень гидродинамической активности среды седиментации: 2 - высокий ( $>0,6$ ); 3 - средний ( $0,6-0,3$ ); 4 - низкий ( $<0,3$ ); 5 - изопахиты пласта; 6 - сейсмоизогины отражающего горизонта II<sub>a</sub> (Берлин Г.И., 1997 г.); 7 - линия выклинивания пласта; 8 - фация осевых частей веера выноса; 9 - контур ловушки и ее номер; 10 - насыщение по ГИС: а - нефтью, б - водой; 11 - песчаники; 12 - алевролиты; 13 - битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 14 - кровля клиноформы; 15 - линия разреза; 16 - нефтегазонасыщенные песчаники.

Рис. 3.37. Модель ловушки ачимовских пластов Прв цикла (Западно-Оленья площадь)

А - Карта изопахит пласта ( $a$  пс  $>0,3$ ); Б - Карта палеогидродинамической активности среды седиментации; В - Электрометрическая характеристика

Оленьего поднятия и оконтурен изогипсой – 2370 м по кровле ачимовских отложений. Суммарная толщина песчаных пластов здесь составляет 10-20 м.

Дизъюнктивный фактор для этого участка играет положительную роль, но его влияние менее значительно, чем для ловушек Первомайской клиноформы, ввиду удаленности зон тектонических нарушений. Перспективность выделенного участка также обусловлена открытием высокопродуктивной залежи нефти на Столбовой площади. Выявленная ловушка в ачимовских песчаных пластах приурочена к ловушке структурно-литологического типа, сформированной в верхней части подводного конуса выноса, развитого на восточном склоне Оленьего поднятия.

### *Прогноз участков нефтегазонакопления*

Для установления характера насыщения ачимовских ловушек на Оленьей площади проведен некоторый объем промыслово-геофизических исследований интервалов пластов-коллекторов в соответствии с требованиями “Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах”.

Основной особенностью отложений ачимовской толщи является переслаивание различных литотипов пород с глинистыми образованиями. На основании данных ГИС (рис. 3.38) в разрезе ачимовской толщи можно выделить три типа коллектора: *межзерновыи*, для которого характерны традиционные геофизические признаки по кривым микрозондирования, кавернометрии, ГК, НКТ, а также кривой ПС. Данный тип коллектора характерен для пластов Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3-4</sub>, для его выделения принято граничное значение  $L_{пк} \geq 0.4$ ; *слоистый*, с толщиной прослоев, трудно выделяемых даже по кривым микрометодов. Данный тип коллектора присутствует в пластах Ач<sub>1-2</sub>, Ач<sub>3-4</sub> и, реже Ач<sub>5-6</sub>. Характеристика коллекторов неоднозначна по геофизическим методам, предел коллектора для слоистого типа по  $L_{пк} \geq 0.3$ ; *межзерновыи* - слабоглинистые коллектора с преимущественно рассеянным типом глинистости встречается, в основном, в пласте Ач<sub>6</sub>. Признаком наличия коллектора может служить градиент сопротивления по малым зондам.

Более достоверные результаты по выделению коллекторов в ачимовской толще получены по результатам временных замеров методом электрокаротажа (БК, БКЗ), проведенных в скважине 506Р Оленьего месторождения.

По временным замерам однозначно выделяются все типы коллекторов, встречающиеся в ачимовской толще. По результатам временных замеров, а также кривой микрозондирования построены полигоны распределения геофизических параметров по признаку коллектор- неколлектор.

Для определения характера насыщения коллекторов использованы результаты опробования по месторождениям Тюменской области, а также результаты однозначной интерпретации по водоносным коллекторам Томской области.

По гистограмме распределения данных кривой БК можно сделать следующие выводы, что при значениях  $r_k$  БК: 2.0-7.0 Омм - пласт глинистый - неколлектор; 7.0-10.0 Омм - пласт водонасыщен; 10.0-13.0 Омм - характер насыщения не ясен, > 13.0 Омм - пласт продуктивный.

В пределах купола Западно-Оленьего поднятия, где в Первомайской клиноформе выделены три ловушки, параметры по комплексу ГИС проанализированы в разрезах десяти скважин. Насыщенная эффективная толщина пластов Ач<sub>3-4</sub> первой ловушки (рис. 3.37А) достигает 13 м (скв. 719), они состоят из двух-четырёх проницаемых пропластков, мощностью 1.2-6.4 м. Прогнозируется нефтенасыщение пластов в скважинах 234, 257 и водонасыщение в 225, 232, 249, 254, 301Р, 719 (рис. 3.37Б,В). Отмечается смещение предполагаемого участка нефтенасыщения в восточную часть купола, а с запада он подпирается водонасыщенной зоной (рис. 3.37Г), то-есть, нефтескопления можно ожидать в верхней части пластов Ач<sub>3-4</sub>, выклинивающихся по восстанию на востоке.

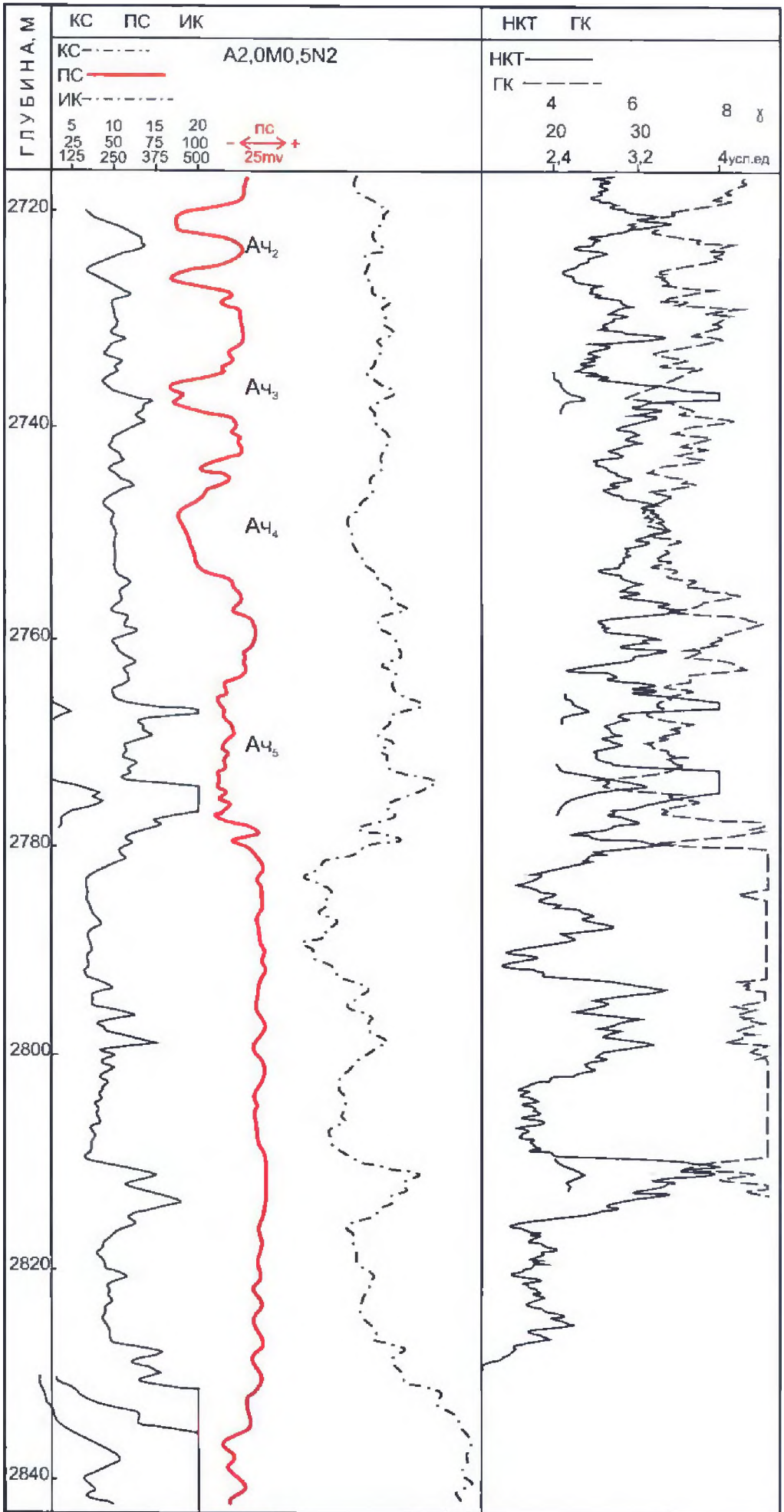


Рис. 3.38. Промыслово-геофизическая характеристика ачимовских отложений (Оленья площадь)



В пласте Ач<sub>2</sub> в ловушке структурно-литологического типа по ГИС отмечается нефтенасыщение в скв. 301Р, где эффективная толщина составляет 7.4 м и водонасыщение предполагается в скв. 232, 254. В третьей ловушке пласта Ач<sub>5</sub>, состоящего из одного или нескольких проницаемых пропластков толщиной 0.6-2.8 м, насыщенная эффективная мощность прослоев составляет 1.8-8.2м, водонасыщение прогнозируется в скважинах 232, 254, 719.

В Первомайской клиноформе, помимо трех ловушек, установленных на нефтенасыщение по комплексу ГИС, возможно формирование еще трех залежей в структурных ловушках пластов Ач<sub>3-4</sub> на Среднеоленьем поднятии, которые следовало бы проверить на присутствие флюида после проведения испытания пластов первой ловушки и получения положительного результата.

Перспективы Столбовой клиноформы связываются с восточным куполом Оленьего поднятия, в пределах которого выделена ловушка в пластах Ач<sub>2-3</sub>, представленных проницаемыми пропластками с эффективной суммарной мощностью 2.8-11.6 м. Зона предполагаемых залежей по комплексу ГИС отмечается в пластах следующих скважин: Ач<sub>2</sub> - 343, 392, 393, 405, 711; Ач<sub>3</sub> - 405, 711; Ач<sub>4</sub> - 393, 405; Ач<sub>5</sub> - 393, 404.

Для подтверждения прогнозируемых зон нефтенасыщения по результатам анализа комплекса ГИС можно было бы предложить испытание интервалов пластов перспективных ловушек в первую очередь в скважинах, не работающих на горизонт Ю1. Такими для исследования *Первомайского* интервала должна стать скважина 257, где отмечаются по ГИС нефтеводонасыщение пласта ловушки 1. В дальнейшем следовало бы провести испытание ачимовских пластов в скв. 301Р и 719 после выхода их из режима эксплуатации. Для подтверждения предполагаемых залежей нефти в пластах *Столбовой* клиноформы рекомендуется провести испытание скважин 711 и 378. В случае получения положительного результата, следовало бы испытать участок южнее скв. 731.

### ***Резервуары Весенне-Первомайской группы поднятий***

*Весенне-Первомайская* группа поднятий по наличию залежей в верхнеюрском горизонте Ю1 является перспективным участком и для вышележащих отложений и, в первую очередь, - ачимовского разреза неокомского НГК.

На большей части территории участка размещается депоцентр ачимовских отложений Первомайской клиноформы, на юго-восточном окончании Первомайской площади их подстилают склоновые осадки Лонтын-Яхской клиноформы (см. рис. 3.35Б,В).

Первые четыре участка потенциально продуктивных ачимовских отложений *Первомайской клиноформы* приурочены к северной части Каймысовского свода (рис. 3.39А). По литолого-генетическому критерию более перспективным является юго-восточный участок, который располагается в северной части Первомайской площади и где предполагаемая ловушка УВ в ачимовских отложениях приурочена к верхней границе выклинивания песчано-алевролитовых осадков клиноформы (район скв. 260).

Разрез осадков клиноформы в пределах Весенне-Первомайской зоны характеризуются шестью разновидностями типов разрезов скважин, представляющих три группы фаций глубоководного склона. В разрезе выделено 4 песчано-алевролитовых пласта от Ач<sub>1</sub> до Ач<sub>4</sub> (рис. 3.39Б). Верхние пласты Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub> венчают разрез толщи, и их распространение носит локальный, линзовидный характер. Пласты Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub> делятся на пропластки и по восстанию расщепляются и выклиниваются, тогда как вниз по падению (на северо-запад) они сливаются в одну мощную песчано-алевролитовую толщу.



Наибольшим распространением по площади пользуются фации мутьевых потоков, образующих конуса выноса (рис. 3.39А). Для слоев, образующих отложения турбидитных потоков, характерно частое чередование ритмов небольшой мощности. В большинстве случаев наблюдается постепенное уменьшение размеров обломочных частиц снизу вверх, хотя количество глинистого и песчаного материала в разрезах турбидитных отложений определяется скоростью течения и массой поступающего материала. Электрометрические модели этих отложений представляют собой сложные аномалии, напоминающие вытянутый четырехугольник или трапецию. Боковая линия зубчатая, чаще всего рассеченная, кровельная и подошвенная линии либо наклонные, либо прямые (*тип I*). Толщина таких серий колеблется от 60 до 100 метров. Наибольший процент литологической составляющей этой фации представлен алевролитами и тонкозернистыми песчаниками.

Следующими по простиранию следуют фации лопастевидных подводных конусов выноса (*тип II*), среди которых фация дистальных ее частей отличается воронкообразной формой кривых ПС верхнего в разрезе песчаного пласта Ач<sub>3</sub>. Песчаные пласты Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub> этой фации носят сдвоенный характер строения, в них чаще всего просматривается по два песчаных пропластка толщиной 10-15 м. Песчаные пласты Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub> этой фации имеют высокие значения Лпс, отвечающие улучшенным коллекторским свойствам. Нижняя и верхняя границы кривых ПС пластов - горизонтальные, указывающие на внезапное отложение и резкое прекращение осадкообразования. К группе отложений турбидитных потоков относятся и фации наступающих лопастевидных наносов (*тип III*), формирующихся при перемещении конуса выноса в сторону моря (регрессии). Наибольшие амплитуды отклонения кривой ПС при этом преобладают в верхней части аномалии.

Наиболее благоприятными, с точки зрения нефтенакопления, представляются фации осевых частей стоковых течений, выполняющих роль подводного канала (*тип IV*). Кривые ПС пласта Ач<sub>4</sub> характеризуются русловым сложением зернистого состава, определяющимся однонаправленностью таких потоков и высокой сортировкой отлагаемого материала. По условиям образования эта группа близка к электрометрическим моделям фаций промоин разрывных течений и фаций русловых отмелей спрямленных рек (рис. 3.39А). Наиболее типичными породами, слагающими песчаные тела этой фации являются мелкозернистые пески. В ответвлениях от песчаного пласта Ач<sub>4</sub> фаций стоковых каналов формируются выклинивающиеся постепенно вверх по восстанию фации вееро-спутников (рис. 3.39А, тип V). Электрометрические модели отложений вееро-спутников или головных частей радиальных течений представляют собой равнобедренные треугольники, а отложения этого типа фаций формировались в устьях радиальных каналов, образуя еще более мелкие веера-спутники. Фация характеризуется, в основном, алевролитовым составом и имеет узкую форму распространения.

Наконец, выделенные фации глинистых отложений морского шельфа или глубокого моря характеризуются слабоволнистой линией кривой ПС (рис. 3.39А, *тип VI*). Этот тип фаций зафиксирован в виде глинистых линз внутри зоны развития подводного конуса-выноса, а также в зоне перехода полого наклоненного мелководного шельфа в крутой склон, приуроченный к границе выклинивания ачимовских отложений.

Установленные фации турбидитных потоков и стоковых течений являются весьма перспективными на поиски крупных скоплений нефти и газа, особенно вблизи линии выклинивания ачимовских коллекторов вверх по их восстанию, где они образуют ловушки литологического типа.

Одна из наиболее перспективных ловушек находится в юго-восточной части зоны, где она с юга и юго-востока примыкает к региональной границе выклинивания песчаного пласта Ач<sub>4</sub> вверх по его восстанию, а с остальных сторон оконтуривается

изогипсой -2320 м по кровле этого пласта. Модели строения песчаных пластов ловушек и их генезис описаны выше и исчерпывающе представлены на рисунках (рис. 3.39А,Б).

На юго-восточном участке рекомендуется провести испытание интервалов пласта Ач<sub>4</sub> в районе скв.260 (инт. - 2295 м) и в случае подтверждения залежи, следующей должна стать скв.692 (инт. - 2263м). Для оконтуривания северо-западных границ залежи необходимо испытать скв.574 (инт. - 2310 м).

Следующие два участка Весенне-Первомайской площади характеризуются неплохими перспективами пласта Ач<sub>3</sub> (рис. 3.39А), предполагаемыми по литолого-фациальному и структурному критериям. По промыслово-геофизической характеристике возможно насыщение коллектора в пласте Ач<sub>3</sub> в скв. 556. Эти два участка разделяются по латерали зоной замещения проницаемых разностей мощной и достаточно широкой полосой алевролитовых пород, выполняющих объемы пласта (рис. 3.39Б). Эта алевролитовая толща служит юго-восточным и северо-западным экранами соответственно для 1 и 2 участков. С юго-востока предполагаемая ловушка второго участка выклинивается вверх по востанию.

Для получения прямых признаков нефтегазонасыщения пласта Ач<sub>3</sub> на 2 участке, следует испытать интервал пласта в скв. 556 (- 2270 м). При получении положительного результата в последующих действиях следует опираться на предлагаемую литолого-фациальную модель строения.

На первом участке, по нашим данным, наиболее гипсометрически приподнята скв. 250 (по кровле пласта Ач<sub>3</sub>), хотя литолого-фациальная характеристика пласта благоприятнее в тренде каналовой фации песчаного тела (скв. 254-Р - скв. 205). Причем, в разрезе последней установлена проницаемость отложений баженовской свиты. В районе этой же, 205 скважины и следует провести опробование пласта (инт. -2320 м).

### *Резервуары Крапивинской зоны*

Учитывая наиболее вероятный фактор вторичности нижнемеловых залежей при нефтегазонасыщенности верхневасюганского НГК Каймысовского НГР, а также наличие обширной сети разломной тектоники, благоприятными в нефтегазонасыщенном отношении могут являться коллектора неокома **Лонтынь-Яхской** клиноформы районов Крапивинской, Павловской, Лонтынь-Яхской, Северо-Карасевской, Западно-Катыльгинской, Стрежевской структур.

Зона неантиклинальной ловушки (НАЛ) в ачимовских отложениях в тектоническом отношении приурочена к юго-восточному склону Каймысовского свода. Представляет собой значительный интерес группа Крапивинских и Моисеевских поднятий, Тагайская структура в связи с развитием здесь депоцентра ачимовских отложений Лонтынь-Яхской клиноформы, а также пленки нефти, полученной при испытании скв.196 Крапивинской структуры.

Перспективы территории рассмотрены по результатам бурения и испытания глубоких скважин площадей блока и анализу материалов сейсморазведки МОГТ [132,133] (Берлин Г.И.).

Согласно имеющимся данным в строении ачимовских пластов принимают участие осадки двух смежных клиноформ: Первомайской и Лонтынь-Яхской (рис. 3.35Б,В). Ачимовские пласты Первомайской клиноформы выклиниваются на восточном склоне Крапивинского поднятия вверх по восстанию. Кулисообразно по отношению к ним, ниже по разрезу, вдоль западного склона начинают развиваться ачимовские отложения Лонтынь-Яхской клиноформы (рис. 3.40, 3.40а). Максимальной суммарной толщины песчано-алевролитовые разности пород достигают в скв. 212, 191, 213 (28-32 м) (рис. 3.40А), в зоне депоцентра, приуроченного к структурному понижению, разделяющему Крапивинскую группу поднятий на западе от Моисеевских

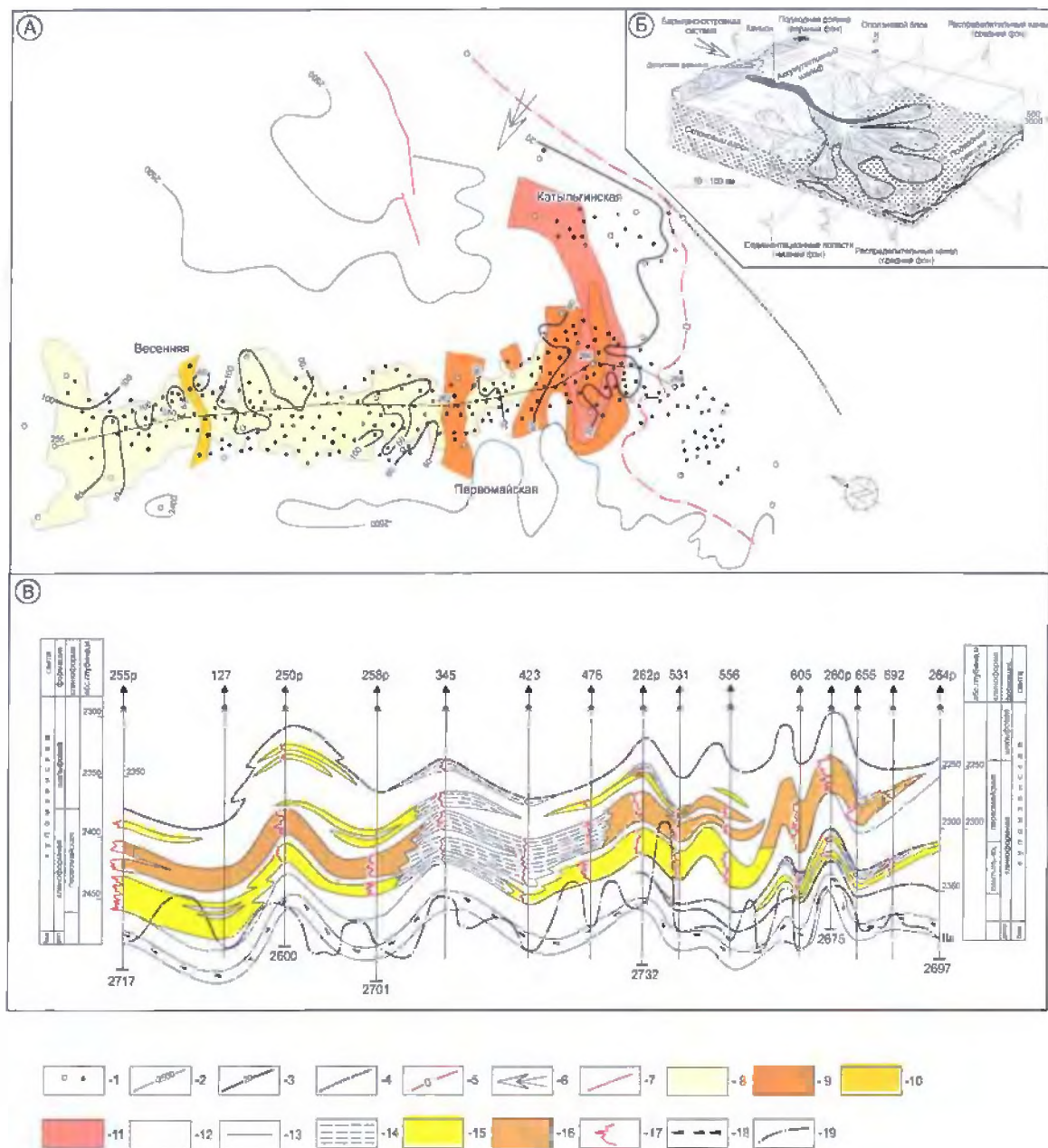


Рис. 3.39. Модель ловушек клиноформ (Весенне-Первомайская площадь)  
 А - Литолого-фациальная карта Первомайской клиноформы; Б - Подводный конус выноса; В - Ловушки клиноформ

Условные обозначения 1-скважины, поисково-разведочные, эксплуатационные; 2-изолипы отражающего горизонта IIa; 3-изопхиты эчимовской толщи; 4-восточная граница Первомайской клиноформы; 5-восточная граница эчимовских отложений; 6-направления осевого источника сноса;  
 7-тектонические нарушения, 8-12-типы фаций; 8-турбидитных потоков; 9-дистальных лопастевидных наносов; 10-наступающих лопастевидных наносов, 11-распределительных каналов полюдного веера выноса, 12-линии шельфа, 13-линия геологического разреза; 14-песчано-алевритовые отложения; 15-песчаники, 16-участки возможного нефтегазоаккумуляции, 17-кривые ПС; 18-линии Баженовской свиты; 19-отражающий сейсмический горизонт IIa



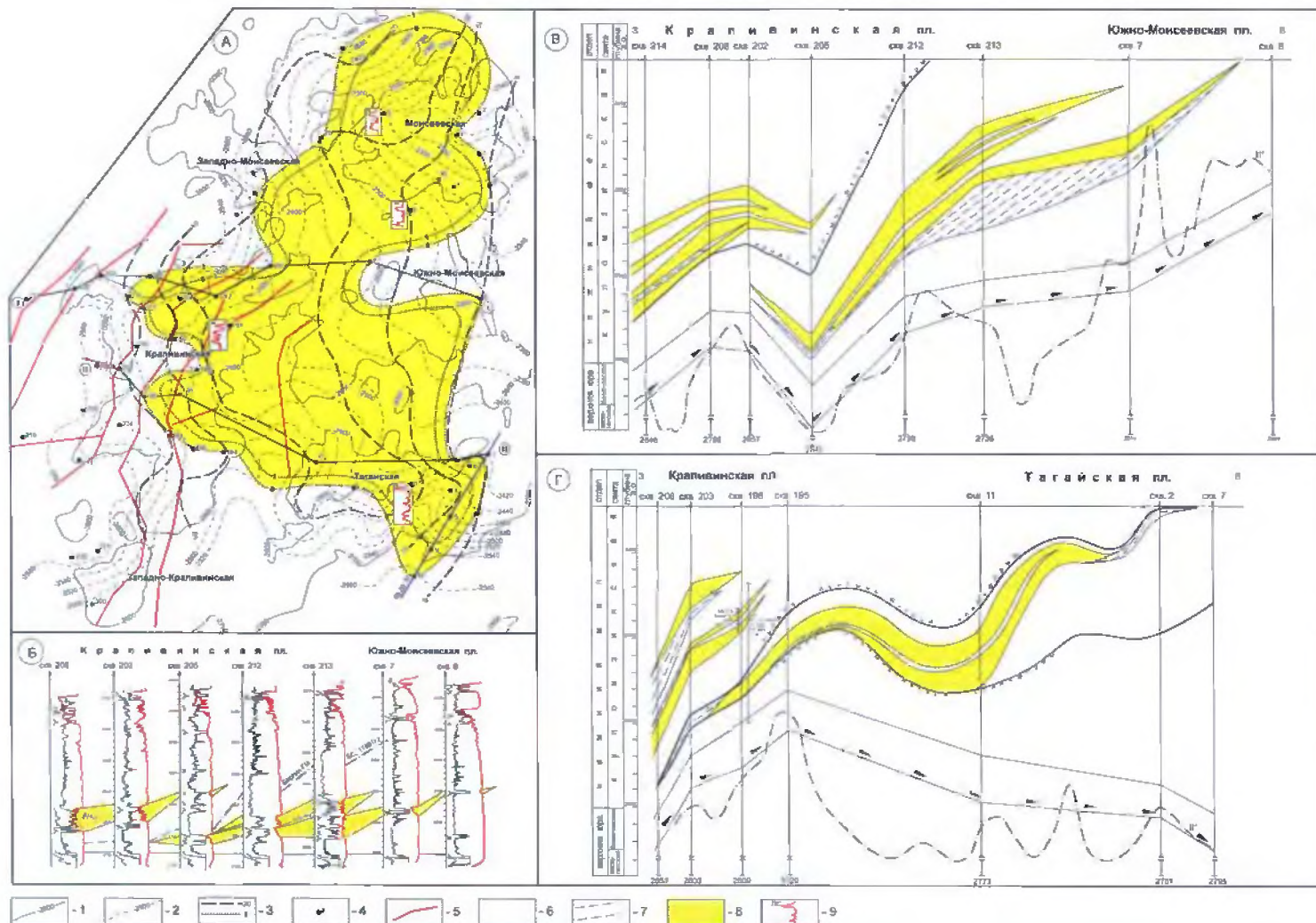


Рис 3.40. Резервуары Краивинской зоны (Каймысовский свод)  
 А - Структурная карта по отражающему горизонту II'. Б - Схема корреляции ачимовских отложений по линии I-I'; В, Г - Геологические профили по линиям I-I и II-II



и Тагайского поднятия на востоке. Далее, на северо-восток ачимовские отложения этой клиноформы, воздымаясь (по кровле клиноформы в целом на 300 м), выклиниваются на восточных склонах Моисеевской и Тагайской площадей.

Согласно описанию керн в скважине 197 интервалы отложений Лонтын-Яхской клиноформы представлены преимущественно переслаиванием пропластков светло-серых песчаников алевритистых и темно-серых аргиллитов. Песчаники светло-серые, часто алевритистые, мелкозернистые, крепкоцементированные, аргиллиты темно-серые до черных, хрупкие, тонко- и грубоплитчатые. При переслаивании пород отмечаются остатки углистого детрита. Вмещающие аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, хрупкие, плитчатые.

По описанию керн и данным микрозондирования очевидно, что песчаники толщи обладают пониженными коллекторскими свойствами, что полностью отвечает турбидитным условиям формирования осадков. Максимальная эффективная толщина коллекторов достигает 7-10 м, в среднем составляя 4 м. В отличие от остальных фациальных типов терригенных коллекторов у ачимовских не наблюдается какой-либо зависимости между общей и эффективной их толщиной.

Анализ результатов испытания ачимовского интервала в скв.196, 192 показывает, что пленка нефти из разреза скв. 196 получена либо из песчаного пласта Лонтын-Яхской клиноформы, либо из баженовской свиты, либо из песчаника Первомайской клиноформы. Но проведенное испытание песчаного пласта Первомайской клиноформы в скв. 192 интервале 2564-2572 м, где был получен приток пластовой воды дебитом 12.2 м<sup>3</sup>/с., выводит верхний интервал в разряд безперспективных. Нефтенасыщение интервала баженовской свиты доказано незначительными притоками нефти в скв.191 Крапивинской, скв.2 и 4 Тагайской площадей, что указывает на возможность перетока углеводородов из нефтепроизводящей баженовской свиты в залегающие выше коллектора. Таким образом, полной ясности о природе данного нефтепроявления нет.

Анализ нефтегазоносности структур показал, что на данной территории нефтесодержащими являются коллектора надугольной и подугольной (там где они развиты) пачек горизонта Ю1 и баженовской свиты. Учитывая близость ачимовских пластов к кровле баженовской свиты (7-9 м) на Крапивинском поднятии и отмеченную хрупкость и плитчатость как баженовских аргиллитов, так и структуру вмещающих пласты пород, существуют реальные пути для боковой миграции УВ вверх по фондоформным "усам" клиноформы, по восстанию которых и происходит насыщение ачимовских коллекторов. Помимо этого, довольно обширная сеть разрывных нарушений Крапивинской группы поднятий, фиксируемая Славкиным (1996г), создает дополнительные пути для вертикальной миграции УВ.

Благоприятные условия, сложившиеся для формирования залежей УВ в ачимовских коллекторах описываемого депоцентра нуждаются лишь в уточнении фациальной обстановки осадкообразования и прогноза коллекторов в зоне НАЛ.

Анализ характера размещения эффективной и общей толщины песчано-алевролитовых ачимовских пород, совместно с учетом палеогеоморфологических особенностей морского склона, в значительной степени отображаемых структурным планом по отражающему горизонту II<sup>a</sup> предполагает, что накопление пород толщи происходило на поверхности предконтинентального склона. При этом наличие межструктурной зоны у основания склона играло роль локального депоцентра, аккумулировавшего большую часть привносимого грубозернистого материала. А восточные склоны Крапивинской группы поднятий препятствовали разносу турбидитных потоков вглубь бассейна, способствуя их концентрации вдоль склона надвигавшегося шельфа (рис. 3.40). В таких условиях наиболее продуктивные участки должны оказаться приуроченными не к сводовым частям поднятий, а к

межструктурным понижениям, как на Ново-Уренгойском месторождении, формируя залежи неантиклинального типа (рис. 3.40а).

Литолого-фациальный анализ, проведенный по кривым ПС ачимовских пород на Крапивинской группе поднятий (рис. 3.40) характеризует обстановку конуса выноса и развитие фаций вдольсклоновых питающих каналов. С песчаными телами таких фаций, направленных как вкрест, так и по простиранию клиноформ, связаны наибольшие перспективы нефтегазоносности ачимовских отложений на территории Западной Сибири.

Прогноз таких зон, к которым приурочены ловушки неантиклинального типа обусловлен точностью установления трендов палеодренажных систем и питающих каналов конусов выноса, определяемых морфологией морского дна. По совокупности указанных признаков наиболее высокеемкие коллектора стоковых фаций могут быть приурочены к структурным понижениям между Моисеевским и Южно-Моисеевским (веер конуса выноса - скв. 4, 6), Моисеевским и Восточно-Мелимовским (скв. 5 и 25 - вдольсклоновые), Тагайским и Южно-Моисеевским поднятиями, а также юго-восточному склону Тагайского поднятия.

### *Резервуары Лонтынь-Яхской зоны*

Нефтеперспективность неокома Лонтынь-Яхской площади обусловлена несколькими обстоятельствами и в первую очередь, открытой залежью нефти горизонта Ю1 и нефтепроявлениями в баженовской свите.

Перспективы прежде всего связаны с ачимовскими коллекторами одноименной клиноформы, депоцентр которой на Каймысовском своде размещен субмеридиональной полосой между Весенне-Первомайской группой поднятий и Тагайской площадью (см. рис. 3.35Б). В зоне депоцентра по структурно-тектоническому и вышеуказанному признакам возможно обнаружение залежей углеводородов в ловушках, сформированных в ачимовских пластах Лонтынь-Яхской, Катальгинской, Павловской, Крапивинской, Тагайской, Южно-Моисеевской площадей [135, 136].

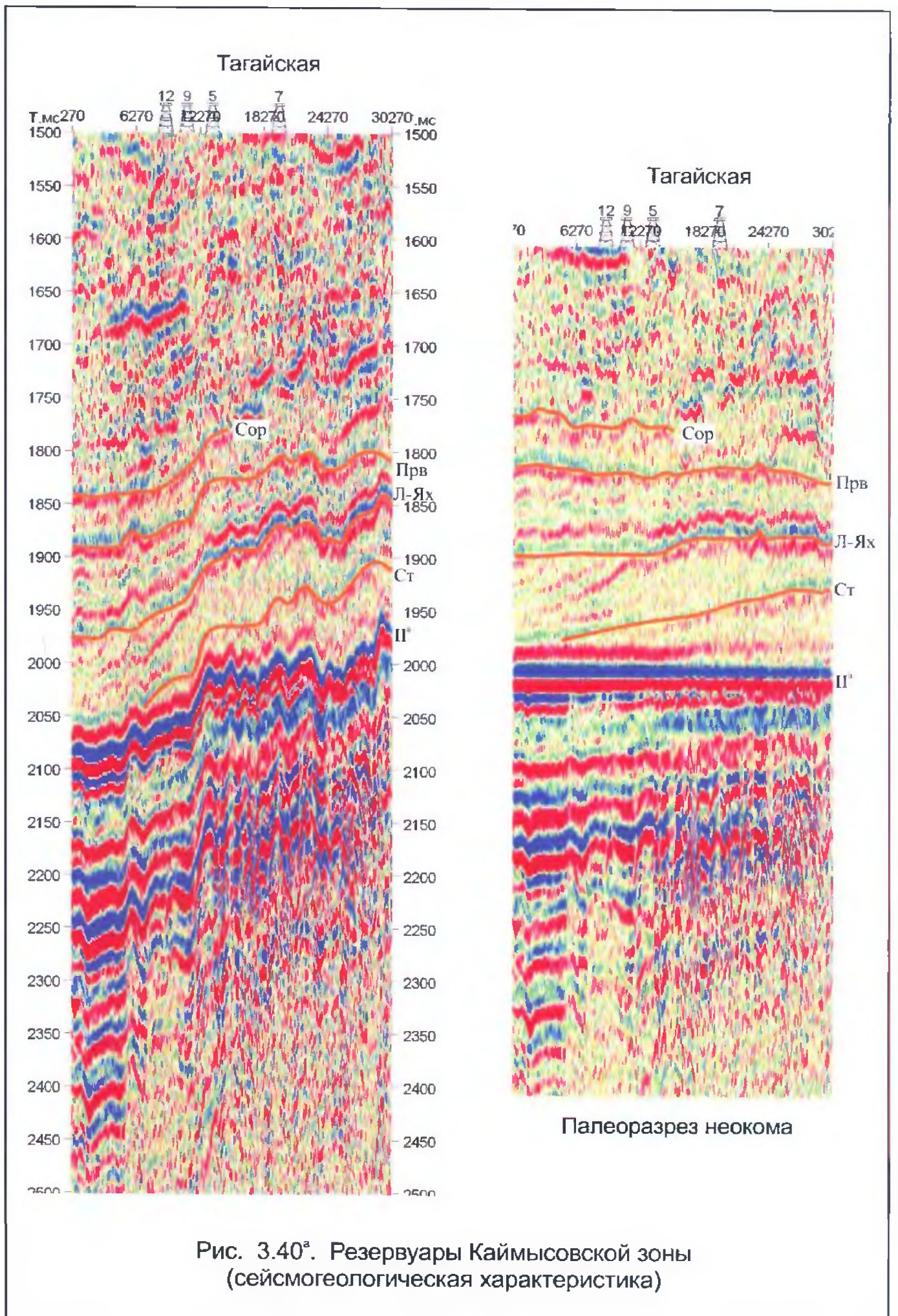
*Лонтынь-Яхская* возможная ловушка в ачимовских песчаниках одноименной клиноформы занимает центральную часть Нововасюганского вала, юго-восточное окончание Первомайской структуры и Лонтынь-Яхскую площадь (рис. 3.41А).

В ачимовском разрезе выявлено шесть пластов, хотя наибольшим распространением пользуются четыре из них: Ач<sub>2</sub>, Ач<sub>3</sub>, Ач<sub>5</sub>, Ач<sub>6</sub> (рис. 3.41Б). Как правило, верхняя часть сложена песчаными пластами Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub>, которые на западном погружении сливаются без разделяющих их глинистых пропластков (скв. 66). Песчаные пласты Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub> слагают нижнюю часть песчано-алевролитовой нерасчлененной пачки, толщина которой варьирует в пределах от 0 до 40 метров (рис. 3.41А). Часто сверху эта пачка наращивается объемами пласта Ач<sub>4</sub> до 55 м при толщине песчаных пластов 3-17 м. Эффективная толщина пластов по  $L_{пс} \geq 0.4$  изменяется от 0 до 14.4 м.

Наиболее перспективным в верхней части разреза на Лонтынь-Яхском участке является пласт Ач<sub>2-3</sub>, который по форме кривых ПС характеризуется фациями стоковых течений, обладающих улучшенными коллекторскими свойствами песчаных образований. Пласт, в основном, разделен на два пропластка слабопроницаемым прослоем (рис. 3.41Б,В). Его толщина по площади в среднем составляет 7-8 м (рис. 3.41А), суммарная эффективная обеих прослоев - от 0.4 до 10.2 м, в среднем - около 4-5 м.

Анализ промыслово-геофизических данных скважин на наличие проницаемых пластов и прослоев в поисково-разведочных скважинах выполнено по микрозонду







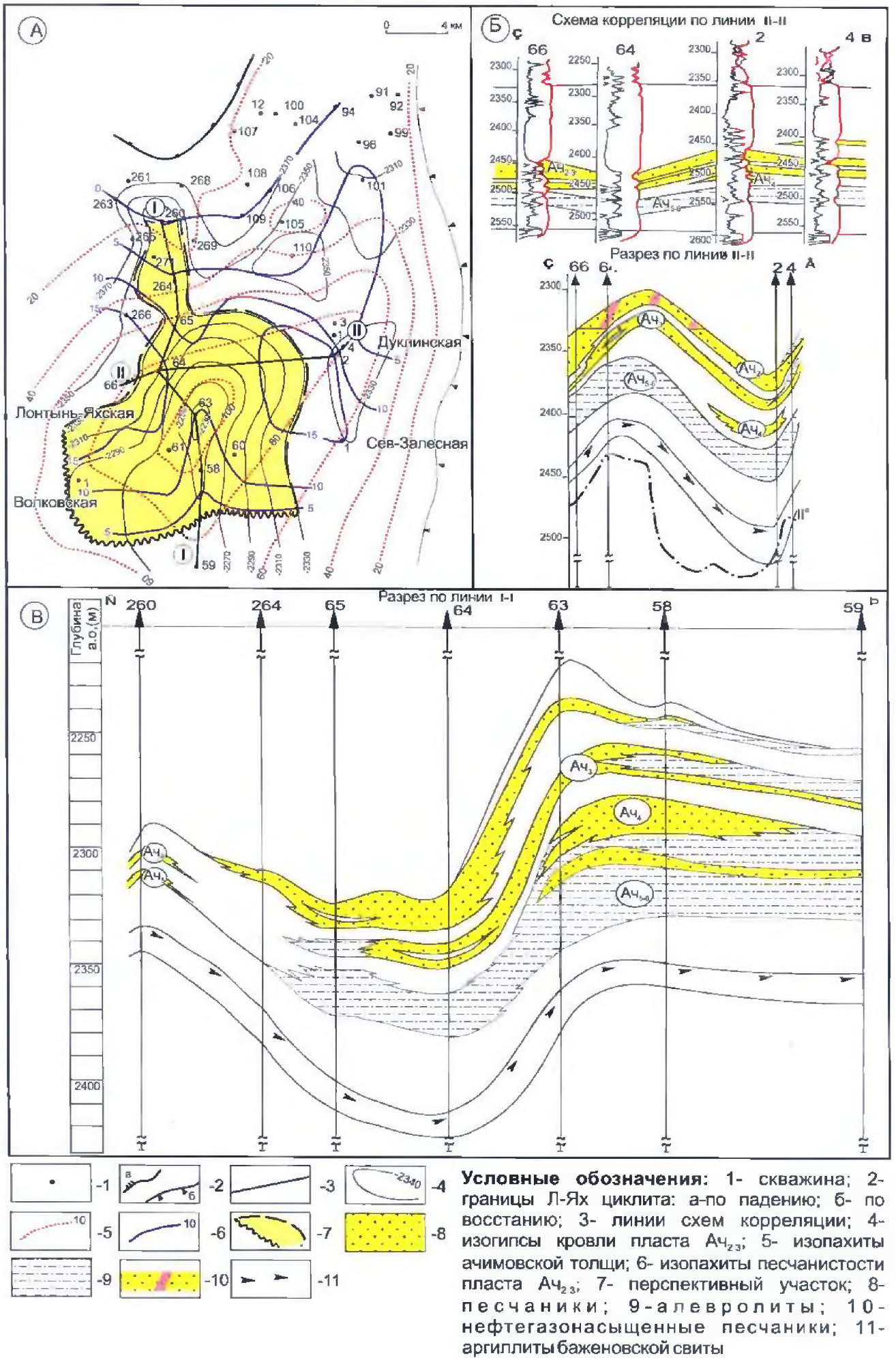


Рис. 3.41. Модель строения ачимовских пластов (Лонтын-Яхская площадь)



(МКЗ). Выявление коллекторов по электромагнитному каротажу в разрезах пяти эксплуатационных скважин, пробуренных в районе 63 разведочной скважины, подтверждает наличие нефтенасыщенных прослоев, и не только в пласте Ач<sub>2-3</sub>, но и в гидродинамически связанных с ними пластах Ач<sub>4+5+6</sub>. Имея ввиду слияние пластов на погружении - в разрезе 66 скважины, следует предполагать, что наличие пластовой миграции вверх по восстанию толщи может создать многочисленные и небольшие по размерам местоскопления флюида во всех пластах ачимовского разреза.

Предполагаемый тип ловушки - структурно-литологический. На юге и юго-западе возможно замещение песчаного пласта непроницаемыми породами толщи (в скв.1 Волковской и скв.59 Лонтынь-Яхской структур). На северо-западе, на Первомайской площади проходит линия регионального выклинивания толщи, вмещающей пласт, вниз по падению. С запада и с востока возможно структурное ограничение ловушки изогипсой -2330 м по кровле пласта Ач<sub>2-3</sub>. Испытания пластов ачимовской толщи на Лонтынь-Яхской площади не проводилось, поэтому результаты исследований не могут быть однозначно положительно истолкованы.

Рекомендуется испытание интервалов пласта Ач<sub>3</sub> в одной из двух скважин (210, 300), пробуренных вблизи 63-Р. В случае успеха, следует в пределах оконтуренного участка, вверх по восстанию пласта (рис. 29) пробурить скважину в районе скв. 60 или испытать интервал пласта последней на глубине примерно 2280м.

При получении положительного результата и анализа геолого-геофизических данных следует определиться в ситуации вниз по падению пласта в последовательности скважин: 264 Первомайская пл. - затем -61 - Лонтынь-Яхская площади.

Следует обратить внимание на наличие проницаемости в скв. 120, 127, 129, 210 и нефтепроявлений в отложениях баженовской свиты и небольшую мощность подстилающих ачимовские пласты глин, понижающих экранирующие свойства залежей в песчаных пластах горизонта Ю1, тем самым создавая дополнительные предпосылки образования залежей в вышележащих коллекторах ачимовских отложений.

Нефтегазоперспективность песчаных пластов - Ач<sub>5</sub>, Ач<sub>6</sub> на Лонтынь-Яхской площади невелика, ввиду низких значений эффективных толщин этих пластов.

**К а т ы л ь г и н с к а я** ловушка структурно-литологического типа предполагается в районе одноименной структуры (рис. 3.42) в отложениях этой же клиноформы, благодаря близким генетическим данным песчано-алевролитовых отложений нижней части разреза, в пластах Ач<sub>5</sub> и Ач<sub>6</sub>. Толщина песчаных прослоев здесь колеблется от 3 до 18 м, эффективная - от 0.6 до 2.6 м. Ловушка с юга и запада оконтуривается изогипсой -2340 м по кровле потенциально продуктивного пласта, с востока граница ловушки проходит вблизи границы выклинивания отложений клиноформы вверх по восстанию, на севере - возможно ограничение ее разломом, или зоной замещения непроницаемыми породами (рис. 3.42А,Б).

Можно было бы рекомендовать проведение доразведки на этот интервал разреза с испытанием в районе скв.103, 94. При получении положительных результатов по литолого-фациальному признаку (рис. 3.42А) рекомендуется бурение поисковой скважины в неструктурных условиях западного склона поднятия (по кровле пласта) вдоль линии скважин 12, 108, 109.

**П а в л о в с к а я** предполагаемая ловушка приурочена к южной периклинали Нововасюганского вала (рис. 3.43). Перспективным с точки зрения обнаружения ловушек нефти в ачимовских отложениях является пласт Ач<sub>2-3</sub>, фациальная обстановка формирования которого соответствовала стоковым течениям конусов выноса (рис. 3.43А).

Ачимовский интервал Лонтын-Яхской клиноформы на Павловском и Карасевском поднятиях выделяется сдвоенными песчаными пластами Ач<sub>2-3</sub> и Ач<sub>4-5</sub>.

Для прогнозирования наибольший интерес представляет пласт Ач<sub>2-3</sub>, из которого в Павловской скв.3 и Западно-Карасевской скв.70, находящихся на склонах структур, получены притоки воды 12.1 м<sup>3</sup>/сут. и 7.4 м<sup>3</sup>/сут. соответственно. Песчаный пласт Ач<sub>2-3</sub> имеет высокие, порядка 5 м, эффективные толщины практически во всех скважинах (рис. 3.43А).

Наличие водоносных скважин и высокие эффективные толщины пласта говорят о его хороших коллекторских свойствах. Этот факт, а также наличие залежей в юрских отложениях, предполагает возможность скопления нефти и газа в той части пласта, которая расположена гипсометрически выше (рис. 3.43Б) изогипсы (- 2380м) кровли пласта. Песчаный пласт Ач<sub>4-5</sub> также имеет высокие коллекторские свойства, но так как он расположен ниже по разрезу пласта Ач<sub>2-3</sub>, вероятнее всего он будет водоносным.

Выделяемые ловушки в пласте Ач<sub>2-3</sub> на Павловском и Северо-Карасевском поднятиях (рис. 3.43) согласно приведенной модели оконтуриваются изогипсой -2380 м, проведенной по кровле пласта. Рекомендуются бурение поисковой скважины с испытанием интервала пластов Ач<sub>2-3</sub> в районе скв.1, скв.4 Павловской площади, где эффективная толщина пласта равняется 6,7 м.

### *Резервуары Столбовой - Ледовой зоны*

На территории Каймысовского НГР в объемах Столбовой клиноформы наиболее интересной с точки зрения нефтегазоперспективности ачимовской толщи является Столбовая - Ледовая зона. В основу структурных построений северо-восточного окончания Каймысовского свода и зоны его перехода в Нижневартовский легли результаты детальных сейсмических работ МОГТ с.п. 18, 23, проведенных в 1988-1991г.г. (Конторович В.А.) [156].

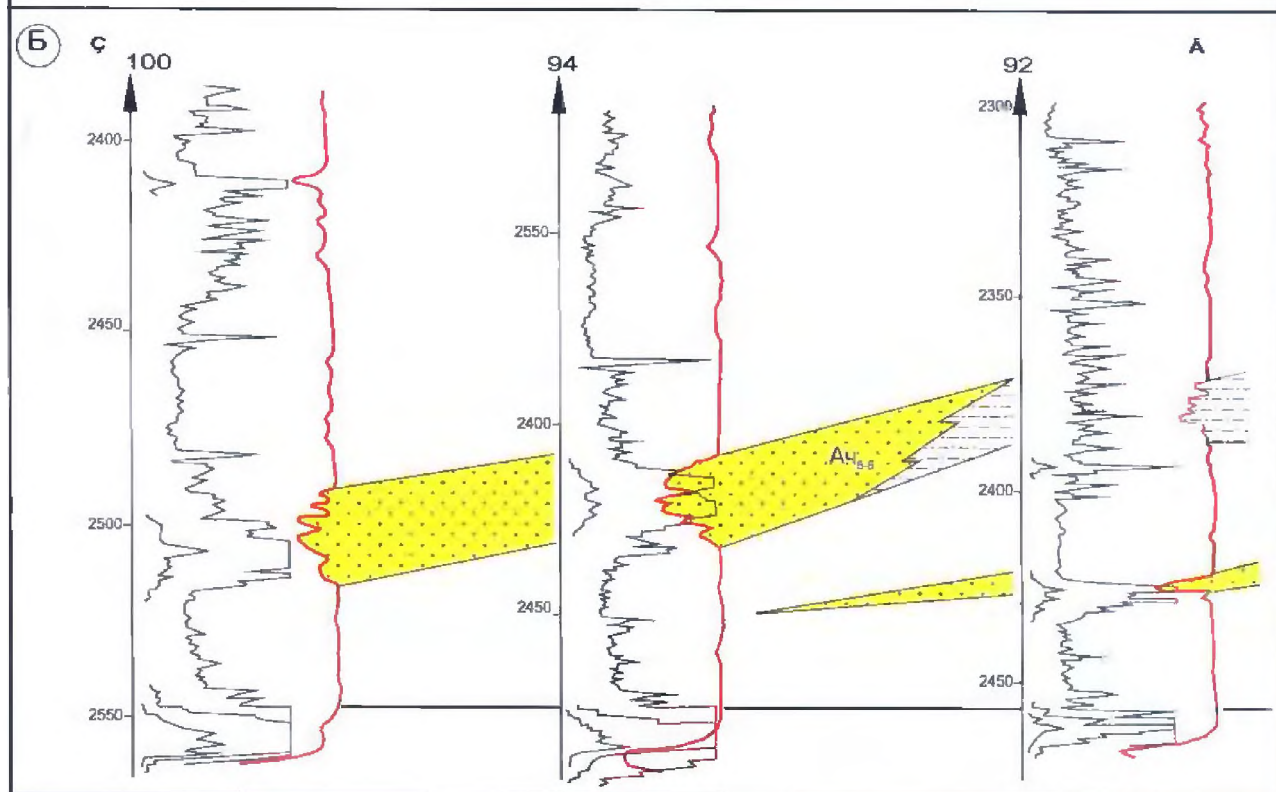
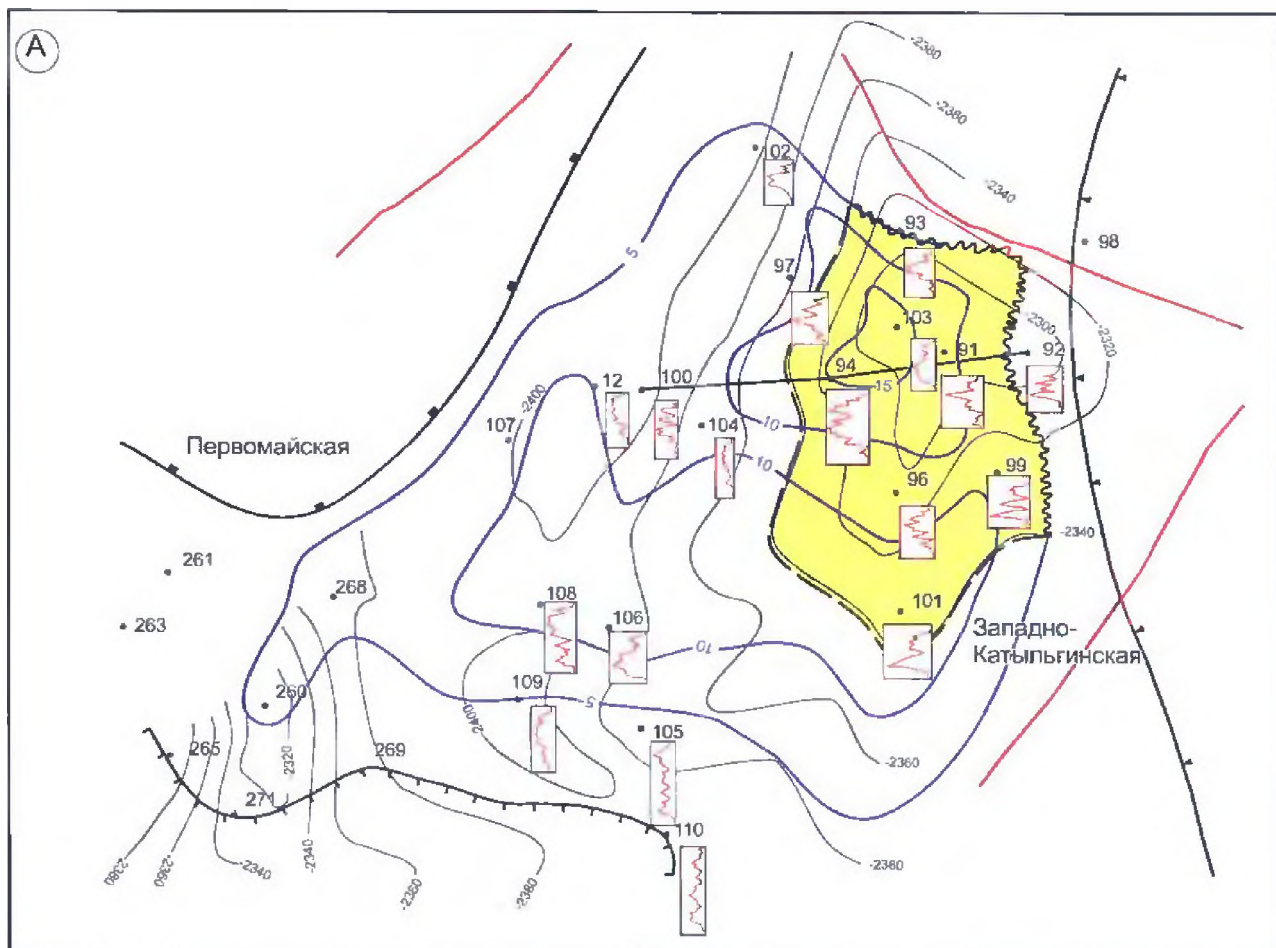
### *Залежь нефти Столбового месторождения*

Залежи нефти в северной части Каймысовского свода открыты в горизонте Ю<sub>1</sub> на Оленьем, Столбовом и Ледовом поднятиях, залежь нефти - в ачимовском пласте на Северо-Столбовом поднятии (рис. 3.44).

Продуктивный пласт Ач<sub>3</sub> общей толщиной 9 м, эффективной - 5 м, вскрытый скважиной 91 с дебитом нефти 72 м<sup>3</sup>/сут., газа - 7.5м<sup>3</sup>. Пробуренная в последние годы скважина 100 с целью прослеживания продуктивного ачимовского пласта, вскрыла его на 4.8 м. ниже, чем в скважине 91. Пласт Ач<sub>3</sub> неоднороден, имеет прослой уплотненных пород и сложен песчаниками серыми, буровато-серыми мелкозернистыми крепкими с запахом и выпотами нефти. По данным ГИС пласт характеризуется как продуктивный с L<sub>пс</sub> - 049-09, K<sub>п</sub> - 23.1-24.6%, K<sub>нт</sub> - 71-73%. При испытании из пласта получено 5м<sup>3</sup> фильтрата бурового раствора и 15 м<sup>3</sup> нефти.

### *Перспективы Столбовой клиноформы (Ледовая площадь)*

Ачимовская толща, содержащая продуктивный пласт приурочена к Столбовой клиноформе и представляет в виду этого открытия значительный интерес. Залегая с наклоном на запад, толща имеет меридиональное простирание. Зона её выклинивания проходит вблизи склонов Каймысовского и Нижневартовского сводов (рис. 3.18). В пределах рассматриваемого участка она выклинивается на юго-восточном склоне Оленьего и западном - Ледового куполовидного поднятия. Суммарная толщина



- Условные обозначения:** 1- скважина; 2- границы Л-Ях циклита: а- по падению; б- по восстанию; 3- линия схемы корреляции; 4- дизъюнктивные нарушения; 5- изогипсы кровли пласта  $Aч_{5,6}$ ; 6- изопахиты песчаности пласта  $Aч_{5,6}$ ; 7- границы перспективного участка для обнаружения ловушки; 8- зона отсутствия пласта  $Aч_{5,6}$ ; 9- песчаники; 10- алевролиты; 11- глины; 12- кривая ПС

Рис. 3.42. Модель строения ачимовских пластов (Катыльгинская площадь)  
 А - Карта размещения пласта  $Aч_{5,6}$  Л-Ях циклита; Б - Схема корреляции



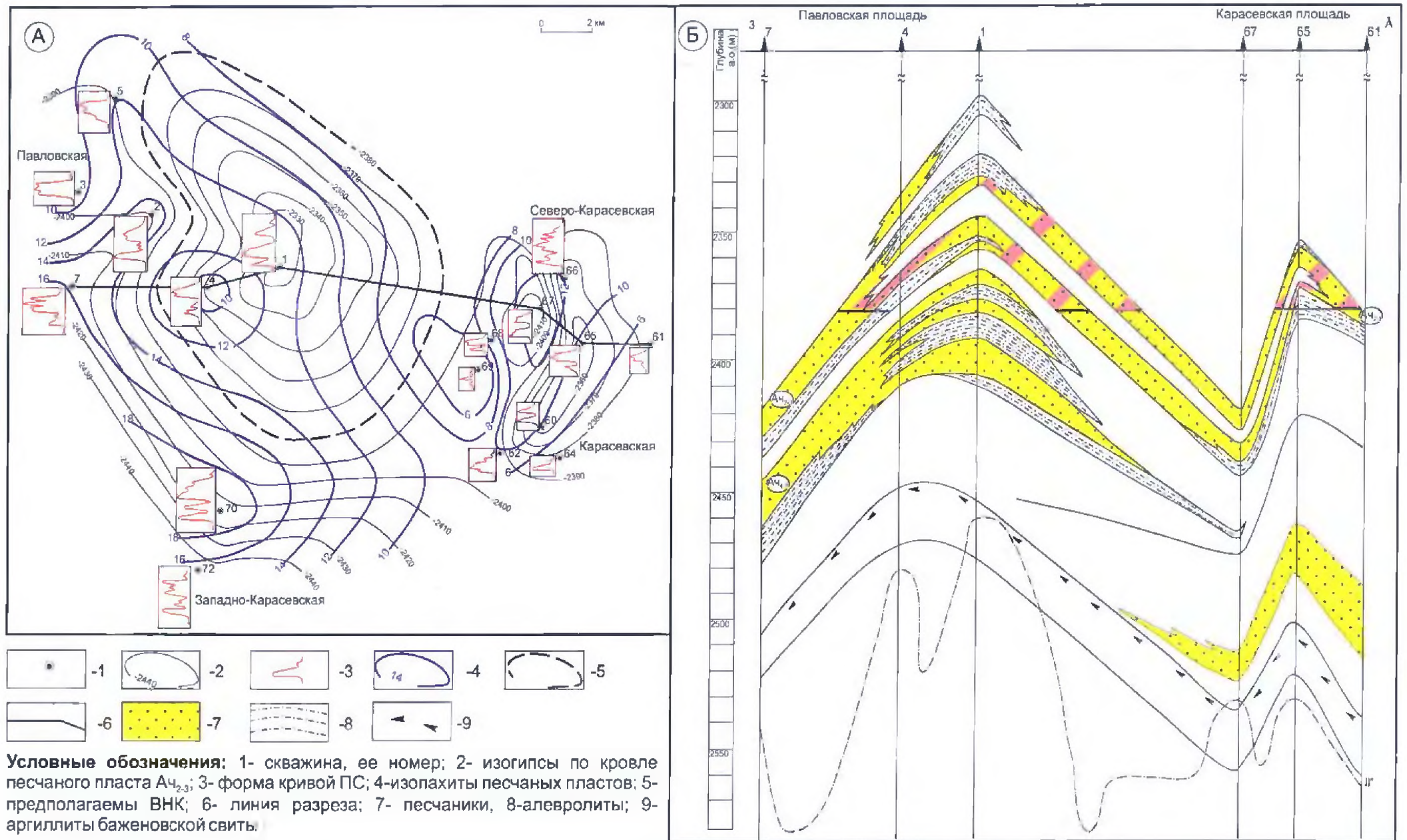


Рис. 3.43. Модель строения ачимовских пластов (Павловская площадь)  
А - Карта размещения пласта Ач<sub>2,3</sub>; Б - Геологический разрез



песчано-алевролитовых пород изменяется от 0 до 70 м, в отдельных разрезах центральной части размещения клиноформы она достигает 85-87 м (рис. 3.19).

Фиксируемая разрезами скважин Озерной площади и Столбовой группы поднятий максимальная толщина клиноформного комплекса равна 185-187 м (рис. 3.19). Зона увеличенных толщин ачимовских песчаников и всей клиноформной части приурочена к структурному понижению между Столбовой группой поднятий на востоке, Оленьим и Озерным - на западе (рис. 3.17А).

Ачимовский разрез (рис. 3.45) по макроскопическому описанию керна Столбовых скважин №№ 75, 79, 85, 94 и 95, а также скважин 2, 3 и 8 Ледовой площади представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами и пачками переслаивания аргиллитовых и зернистых разностей. Песчаники толщи светло-серые, иногда с буроватым оттенком, от тонко- до мелкозернистых, плотные, крепкие, слюдистые, известковистые, массивные и тонко-горизонтальнослоистые. Слоистость обусловлена прослоями углистого детрита и темно-серого аргиллита. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, слюдистые, глинистые массивные и косо-волнистослоистые за счет прослоев и линзочек светло-серого алевролитистого материала или пропластков серого песчаника тонкозернистого слабослюдистого плотного, крепкоцементированного. Алевролиты на Ледовой площади известковистые. Наблюдаются редкие обуглившиеся растительные остатки. Аргиллиты серые, темно-серые, встречаются буровато-серые с коричневатым оттенком, плотные, крепкие, с прослойками светло-серого алевролита, известковистые, плитчатые. При переходе в баженовскую свиту аргиллиты темно-серые до черного, плитчатые с рассеянным углистым детритом. Иногда в песчаных пропластках керна отмечается запах нефти.

В объеме ачимовской толщи насчитывается семь песчано-алевролитовых пластов (рис. 3.44), по положению, характеристике литолого-фациальных особенностей строения и соотношению которых в разрезе можно выделить четыре типа разреза. Наиболее полный разрез ачимовской толщи состоит из трех пачек и приурочен к осевой части развития Столбовой клиноформы. Средняя пачка характеризуется глинистым составом, верхняя и нижняя - песчано-алевролитовым. В северо-восточном направлении нижняя песчаная и средняя глинистая пачки выклиниваются по латерали.

В верхней песчано-алевролитовой пачке выделяется четыре наиболее прослеживаемых по территории пласта, верхние два из которых (в том числе и продуктивный пласт Ач<sub>3</sub>) по данным ГИС обладают улучшенными коллекторскими свойствами (рис. 3.44). Анализируя характеристику кривых ПС продуктивного пласта, изменение его толщины по площади, при формировании его осадков в обстановке склоновой части внутреннего шельфа, можно предположить турбидитную природу песчаного образования.

Северо-восточное развитие клиноформы, характер размещения пород ачимовской толщи в пространстве, полосовидное простираение продуктивного пласта, литолого-фациальная характеристика по форме кривых ПС пласта, указывающая на резкий эрозионный контакт с подстилающими осадками и постепенный переход к перекрывающим глинам, свидетельствуют о его происхождении в обстановке конуса выноса, в фации распределительного (руслового) канала. Вдольсклоновая направленность потока предполагает развитие осадков толщи в сторону Ледового куполовидного поднятия (рис. 3.45А).

Сопоставление и корреляция разрезов двух этих участков (Столбового и Ледового) демонстрирует тождественность литолого-геофизических составляющих разрезов неокома (рис. 3.45В). По результатам сопоставления продуктивный пласт Ач<sub>3</sub> скв.91 хорошо увязывается с пластом на Ледовой скв. 2. Приуроченность зоны развития пласта Ач<sub>3</sub> к 60-й изопаките клиноформы на группе Столбовых поднятий (рис. 3.45Б) выводит её на юго-восточное окончание Ледового куполовидного поднятия

(скв. 2 и 5), что ставит данный участок Ледового локального поднятия в разряд перспективных для обнаружения здесь залежи нефти в ачимовских коллекторах.

Об этом свидетельствует по крайней мере наличие *трёх* основных предпосылок, принявших участие в формировании залежи на Северо-Столбовом поднятии. Наиболее важным представляется нефтенасыщение горизонта Ю<sub>1</sub> и возможно баженовской свиты. Следующим по значимости выступает близость подошвы ачимовских пород к кровле генерирующей - баженовской свиты и возможность их сообщаемости по плоскостям напластования отложений клиноформы, что создает благоприятные условия для бокового перемещения флюидов по восстанию пород клиноформы. Это обстоятельство тем более значимо в условиях дефицита коллекторов в надугольной толще горизонта Ю<sub>1</sub>, сформировавшихся в палеообстановке заливно-лагунного мелководья. И, наконец, наличие в ачимовском разрезе продуктивного пласта Ач<sub>3</sub>, кровля которого всего на 9 метров гипсометрически ниже, чем на Северо-Столбовом месторождении в разрезе скв.91 (рис. 3.45В).

Согласно вышеописанной модели геологического строения клиноформных отложений, в зоне повышенных толщин Столбовой клиноформы и ачимовских пород-коллекторов в контуре изопахиты 60 м, существует большая вероятность формирования резервуаров с улучшенными емкостными свойствами, которые при наличии основных критериев нефтегазоносности, установленных для этого района, могут благоприятствовать созданию залежей нефти. При этом высока вероятность обнаружения неантиклинальной ловушки, учитывая вдольсклоновый генезис продуктивного пласта и структурно-морфологические особенности морского палеосклона.

### *Резервуары Вахской зоны*

Вахская группа поднятий, приуроченная к северной части Криволуцкого вала характеризуется благоприятными условиями формирования скоплений УВ в нижнемеловом комплексе отложений, в первую очередь, благодаря открытым залежам нефти в средне-верхнеюрском нефтегазоносном комплексе отложений на одноименном крупном месторождении нефти, а также наличием многопластовых залежей нефти в нефтегазоносных комплексах юры и нижнего мела на Охтеурском месторождении. Непромышленные залежи и нефтегазопроявления в неокоме отмечены на прилегающих территориях как Охтеурского, так и Криволуцкого валов (рис. 3.46А).

Наиболее близко в разрезе к верхнеюрским залегают ачимовские коллектора неокома на одноименном месторождении, в которых зафиксированы как притоки нефти и газа, так и нефтепризнаки по керну интервала Вахской клиноформы (рис. 3.47А) [147].

В разрезах ачимовской толщи Вахской клиноформы здесь прослежены три песчаных пласта: Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub> (рис. 3.47Б).

Пласт Ач<sub>1</sub> развит только на Вахском поднятии, где он имеет линзовидную форму распространения. Его толщина варьирует в пределах первого десятка метров. В большинстве разрезов пласт имеет одинарное строение, но на ограниченных участках он двойной и тогда суммарная толщина его пропластков достигает максимальных значений. Пласт сложен в основном алевролитовым составом литологических разностей с подчиненным значением песчаных. Наибольшее развитие пласт получил в юго-западной части Центрально-Вахского поднятия, где толщина двух его песчаных прослоев равна 12 метрам.

Пласт Ач<sub>2</sub> имеет небольшую площадь распространения. Он зафиксирован в разных частях Северо-Вахского поднятия, где его песчаная составляющая изменяется от 1 до 8 м. В зоне перехода Вахского и Северо-Вахского поднятий пласт представлен алевролитами. На Вахской площади он также часто замещается непроницаемыми

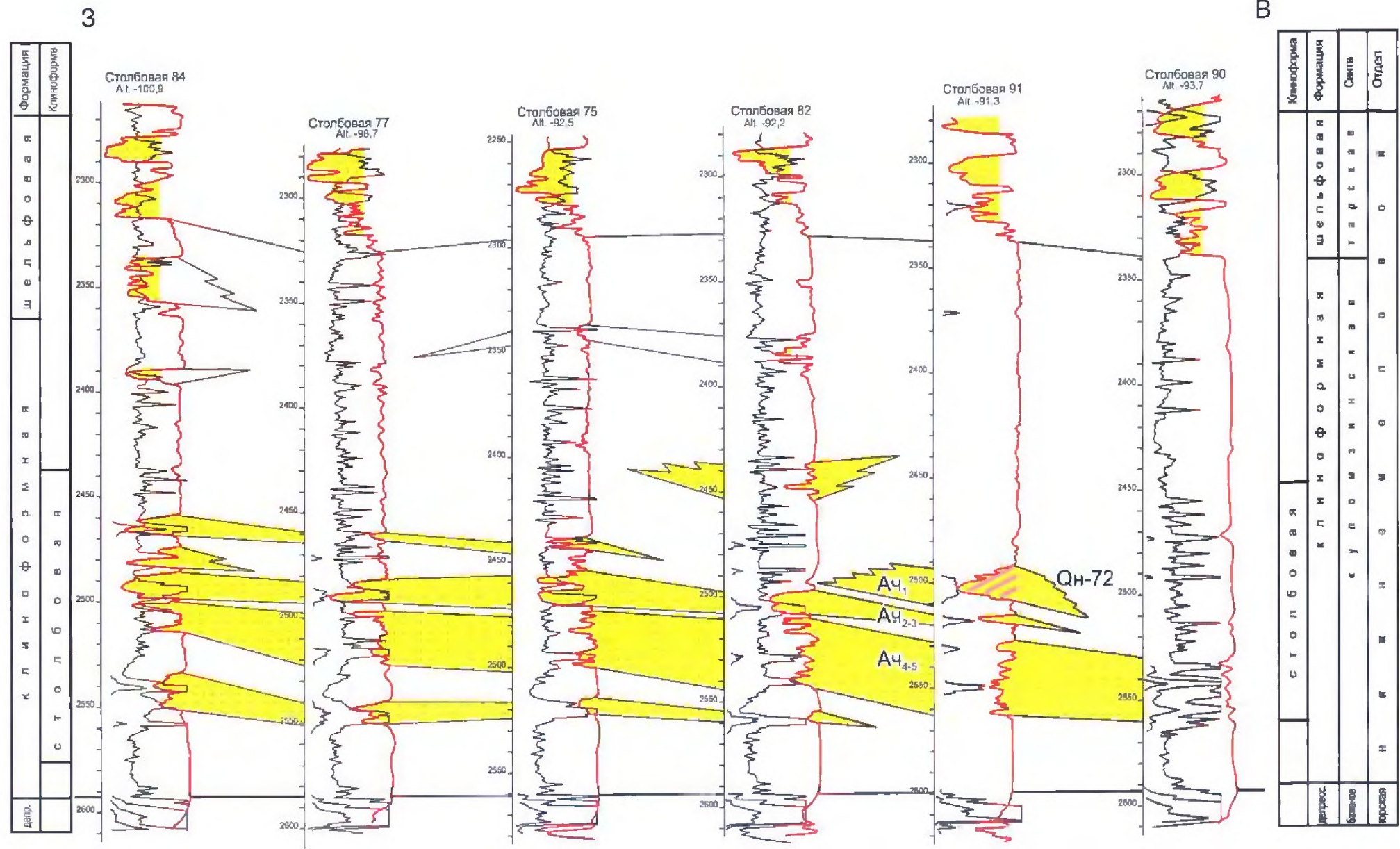


Рис. 3.44. Схема корреляции ачимовской толщи (Столбовая площадь)



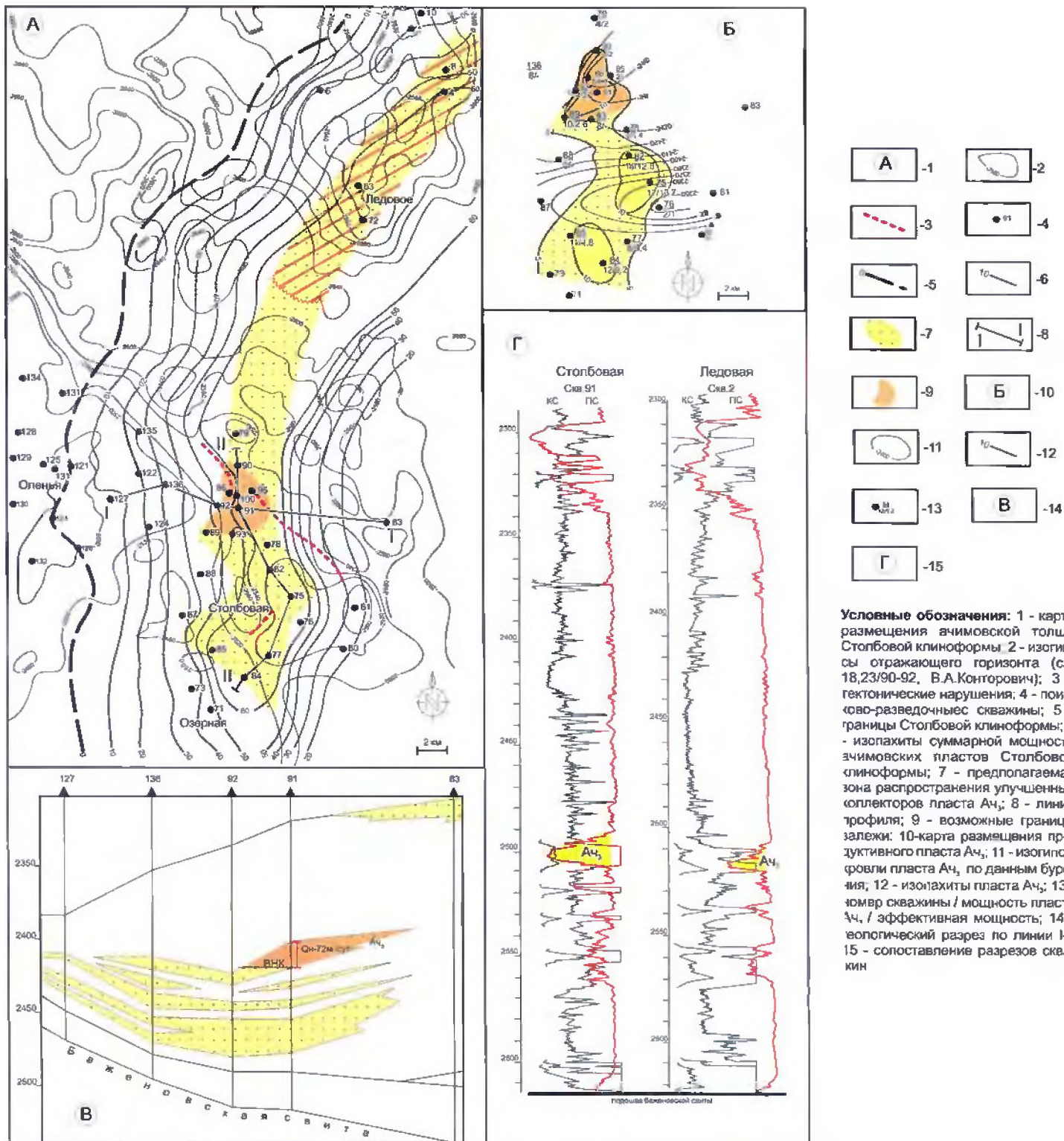


Рис. 3.45. Модель строения ачимовских пластов (Столбовая-Ледовая зона)





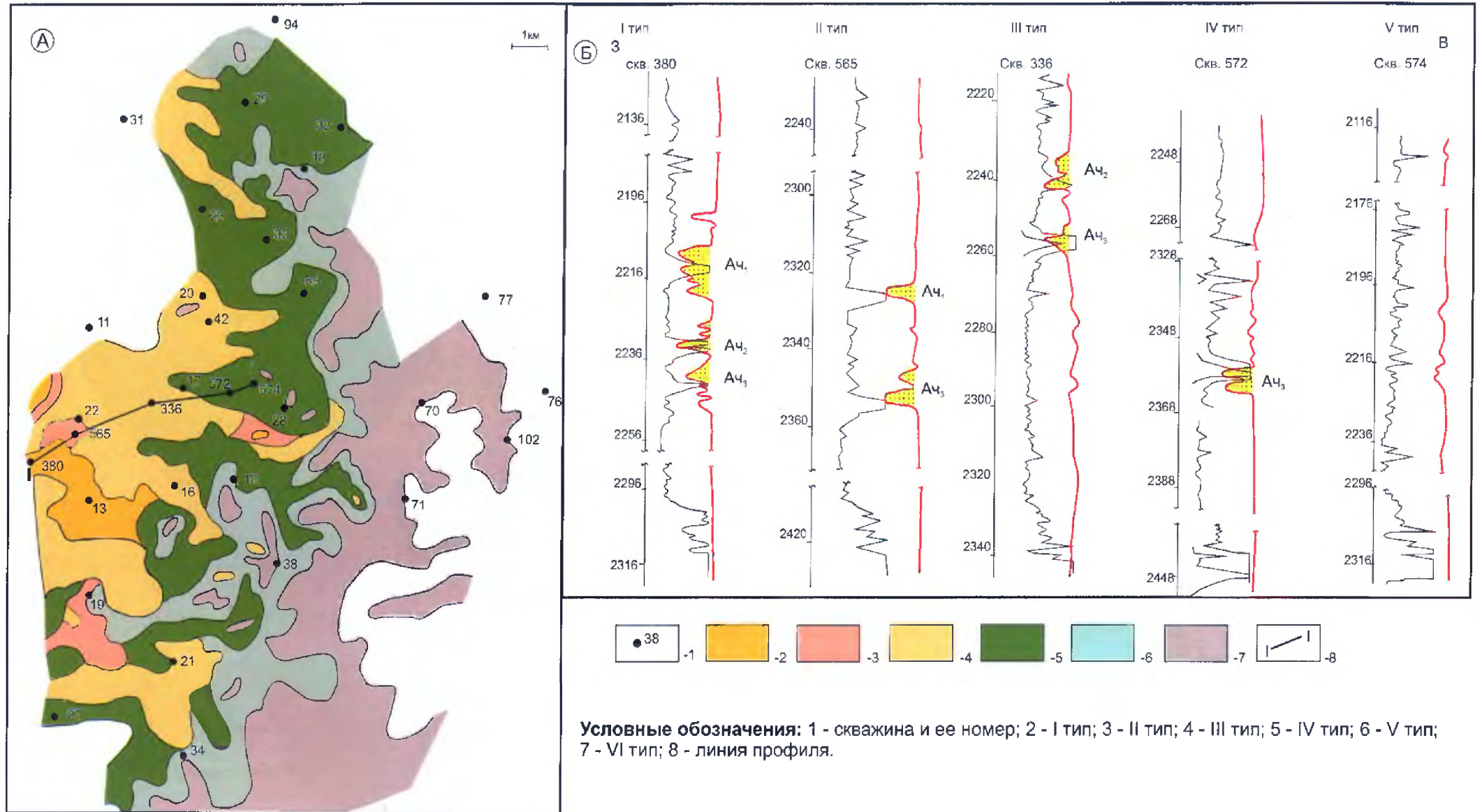


Рис. 3.47. Размещение литотипов ачимовского разреза (Вахское месторождение)



разностями, имея замысловатую форму распространения - от линзовидной до рукавообразной и полосовидной. Здесь его толщина составляет 2-23 м, достигая наибольших значений в центральной и западной частях поднятия. В строении пласта Ач<sub>2</sub> принимают участие один или два песчаных пропластка, разделяющихся на гранулометрическом уровне. Формы кривой ПС носят различный облик: от трех- до четырехугольной, с хорошо выраженными, как правило, нижней и верхней границами пласта, слабоизрезанной боковой линией и высокими значениями Лпс. Это указывает на однородный состав и достаточно хорошие коллекторские свойства пласта.

Пласт Ач<sub>3</sub> большей частью развит в северо-западной и центральной частях Вахского поднятия, где его толщина изменяется от 1 до 19 метров. На Северном Вахе пласт отмечается на южном и северном участках, с толщиной в среднем - 3-4 м. По характеристике кривых ПС пласт имеет невысокие коллекторские свойства и в центральной части поднятия - алевролитовый состав.

В качестве поискового объекта, как наиболее информативного для понимания фациальной природы отложений ачимовской толщи, выбран пример реконструкции зон развития коллекторов (по типам разрезов скважин) пласта Ач<sub>2</sub> (рис. 3.47).

Среди большого разнообразия типов электрометрических разрезов скважин на территории Вахской группы поднятий выделяется пять основных типов (рис. 3.47Б):

I тип характеризуется наиболее полными песчаными разрезами, в которых присутствуют все три песчаных пласта с глинистыми, разделяющими их прослоями (скв. 380, 602). Этот тип в виде двух небольших линз отмечен в разрезах скважин 304 и 388 в присводовых частях поднятия с запада и востока (рис. 3.47А). Третий - основной участок развития этого типа имеет субширотную полосовидную форму распространения на западном склоне структуры, ширина которой 1.0 - 1.8 км;

II тип разреза территориально по площади примыкает к I типу (скв.565). Он отличается от первого замещением песчаных прослоев пласта Ач<sub>2</sub>, частично Ач<sub>3</sub>, глинами, а также появлением пласта Ач<sub>1</sub>. Распространение этого типа тесно связано с первым и наблюдаемые три небольших участка его развития, окаймляют вышеописанные зоны размещения I типа;

III тип разреза слагают два песчаных пласта (скв.336), уровень которых в разрезе и фациальная природа образования всей толщи не дают возможности однозначного отнесения их к нижним или верхним в разрезе пластам. Однако, основываясь на анализе схемы строения пород ачимовской толщи и взаимозамещения выделенных литотипов, их скорее можно отнести к пластам Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub> нежели, к Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>. Этот тип разреза господствует вдоль западных склонов как Северного Ваха, так и непосредственно Вахского поднятия;

IV тип формирует один песчаный пласт (скв. 572), который, вероятнее всего, можно отнести к пласту Ач<sub>3</sub>. Этот тип разреза линзовидной и извилистой формой распространения на востоке соседствует с глинисто-алевролитовым и глинистым типами разрезов толщи, а на западе прилегает к более песчанистому третьему типу разрезов;

V тип разреза объединяет глинистые и глинистые с небольшими алевролитовыми прослоями разрезы, который широкой (шириной 3-5 км) извилистой полосой прослеживается вдоль восточных склонов Южного и Вахского поднятий, на Восточном Вахе (скв. 574). Эта глинистая зона могла приблизительно отождествлять зону бровки мелководного и глубоководного шельфов. Западнее, на подводном крутом склоне, крутизна которого усугубляется углом наклона западного крыла Вахской структуры, терригенные осадки лавинных процессов седиментации перераспределялись турбидитными потоками мелководного шельфа и выносились на его бровку.

Строго говоря, корреляция пластов таких условий седиментации всегда весьма условна, ввиду квазисинхронности формирования подобных толщ. По этой причине, в

большей мере можно доверять корреляции группы одноуровневых песчаных пластов, нежели каждого из них.

Результаты литолого-фациального анализа слагающих толщу осадков по данным электрометрических исследований величины самопроизвольной поляризации, морфологии залегания песчаных пластов в плане, характера замещения литологических разностей по латерали, а также закономерному увеличению толщины клиноформы в юго-западном направлении, к подножию склона, позволяют предполагать здесь фрагмент обстановки подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа.

Демонстрируемое пространственное размещение (рис. 3.47А) терригенной песчаной толщи, одновременно с улучшением коллекторских свойств верхних в разрезе песчаных пластов, свидетельствуют о типичном их образовании в обстановке продвижения конуса выноса в сторону моря при регрессии береговой линии. В соответствии со схемой классификации (см. рис. 1.9) типов морских глубоководных фаций по данным ГИС, песчаные пласты Ач<sub>1</sub>, Ач<sub>2</sub> и Ач<sub>3</sub> характеризуются в основном как элементы обстановки конуса выноса турбидитных потоков.

Шнурковые зоны развития фаций (II-IV типы разрезов) мутьевых потоков обладают повышенными коллекторскими свойствами и зачастую улучшение их наблюдается в подошвенной части пластов (колоколообразной или блоковой формой кривых ПС).

Каналы потоковых фаций получили развитие в западных и присводовых частях конседиментационных поднятий. Они берут свое начало из зон аккумуляции грубообломочного материала восточных районов предшествующих циклов седиментации. Геометрия их шнуркового распространения ориентирована вкрест простирания верхней границы клиноформы (бровки шельфа). На Северном Вахе песчаные пласты III-IV типов разрезов имеют воронкообразную или треугольную форму кривых ПС, свойственной обстановке периферической части конусов выноса, где выносимый материал растекался по обрамлению северной периклинали, формируя там фации подводных вееров выноса и вееров-спутников.

Структурно-тектонический анализ сопоставления границ Вахской клиноформы с горизонтом Па (подошва баженовской свиты) и положением отдельных реперных литологических поверхностей неокомского разреза показал их тождественность (Н.Ю.Богачева, Н.И.Ворошилова, 1994). Наблюдаемое линейное расположение и меридиональное простирание поднятий Вахской группы прослеживаются и по всем сопоставляемым поверхностям (рис. 3.46Б). Отличается лишь фиксируемая альтитуда залегания пород: 100 м - по кровле ачимовской толщи, около 60 м - по горизонту Па, что можно объяснить как неточностью отбивки реперного горизонта глин, так и отклонением значений альтитуд и удлинений ствола искривленных скважин. Учитывая принципиальное сходство особенностей положения сопоставляемых поверхностей, при постановке и проведении нефтепоисковых работ на ачимовский горизонт вполне можно использовать структурные построения по горизонту Па.

Сходство структурных построений по кровле толщи и горизонту Па говорит об унаследованности морфоструктурных особенностей глубоководного шельфа и наличии барьера на крутом склоне. Именно барьером и объясняется накопление зернистого терригенного материала в западной части территории развития клиноформного комплекса, вдоль западного склона группы Вахских поднятий.

Оценка степени влияния разрывных тектонических нарушений вопрос особой важности для отложений неокома. Присутствие их является не только одним из главных благоприятных факторов формирования и сохранения залежей нефти в резервуарах неокомского разреза, в том числе - ачимовской толще, но и основным критерием улучшения качества коллекторов, седиментационно обладающих, как правило, невысокими коллекторскими свойствами.



Проведенные исследования ачимовских отложений на севере Криволуцкого вала позволяют прогнозировать зоны и участки, благоприятные для обнаружения ловушек углеводородов по литолого-фациальному, структурно-тектоническому и промыслово-геофизическому факторам.

В результате межплощадного прогнозирования литотипов геологического разреза (рис. 3.47А) выделены три наиболее перспективных участка распространения первого и второго типа разрезов (рис. 3.46Б). Оказалось, что основная масса грубообломочного материала, транспортируемого с востока, аккумуляровалась преимущественно в понижениях между геоморфологически выраженными в рельефе поднятиями, а также на их восточных склонах. К таким участкам относятся, во-первых, центральная часть исследуемого района, занимающая западные склоны Вахского поднятия, Юрьевскую, Ининскую, Восточно-Охтеурскую структуры, на которых встречены продуктивные песчаные пласты. Следующий, второй участок, узкой полосой простирается к западу от Северо-Вахского поднятия. И третий участок, треугольной формы, развит на северо-востоке Кошильской структуры.

В основе карты перспектив нефтегазоносности ачимовских отложений Вахской клиноформы на севере Александровского мегавала лежит прогнозная карта развития пород толщи (рис. 3.47А). На ней в схематическом варианте изображены предполагаемые границы распространения основных типов разрезов: песчаников, алевролитов и преимущественно глинистых пород, наиболее перспективного пласта - Ач<sub>2</sub>, обладающего, помимо положительных результатов испытания скважин, еще рядом достоинств: большим распространением по площади, значительными толщинами, высокими значениями  $L_{ПС}$ , а также средним положением в разрезе клиноформной толщи.

Однако нефтесодержащими могут являться и пласты Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>3</sub>, если учитывать их фациальную природу. Наличие гидродинамической связи песчаных пластов на погружении пород на западе, при переходе в область депрессии, создают условия для рассеивания флюидов при их перемещении из областей повышенного давления в восточном направлении. Таким образом, углеводородная смесь могла мигрировать во все пласты ачимовского разреза, двигаясь вверх по восстанию. А флюидонасыщение пластов толщи при этом зависит, очевидно, в основном от литолого-фациального фактора, то-есть - размещения местных экранов в толщах песчаных пластов-коллекторов, образуемых глинистыми и глинисто-алевролитовыми разрезами интервалов пластов (IV-VI типы).

Участки размещения резервуаров (типы разрезов I-III), нанесенные на структурный план по кровле ачимовских отложений или горизонта Па, могут служить основанием для выбора объектов опейскавания ачимовского разреза на исследованной территории. Помимо площадей структур III порядка, объектами поиска должны являться и внеструктурные участки, попавшие в прогнозную зону развития благоприятных типов разрезов. В конечном счете, эти участки в межструктурных понижениях палеорельефа могут оказаться крупными зонами нефтенакопления в литологических и более сложных ловушках комбинированного типа.

Исходя из вышесказанного, результаты выполненного комплексирования немногочисленных материалов полевой геофизики и геолого-геофизических данных нельзя считать исчерпывающими и достаточно детальными для создания геологической модели при обосновании проектов доразведки ачимовского горизонта.

Изложенные материалы по ачимовским отложениям на севере Александровского мегавала позволяют дать прогноз зон и участков, благоприятных для обнаружения ловушек УВ по литолого-фациальному, структурно-тектоническому и промыслово-геофизическому факторам. И хотя, результаты выполненного комплексирования геолого-геофизических данных скважин и немногочисленных материалов полевой геофизики можно считать достаточными для создания детальной геологической модели ловушек нефти и газа при

обосновании проектов доразведки ачимовского горизонта, однако далеко не исчерпывающими.

Для уточнения модели развития коллектора на Вахской площади можно было бы порекомендовать ряд работ по доразведке месторождения: переинтерпретацию имеющихся материалов МОГТ и проведение детализационной сейсморазведки в границах предполагаемого распространения I-III типов разреза продуктивной клиноформы; здесь же произвести отбор образцов керн в интервалах продуктивного песчаного пласта не менее, чем в 7-10 точках скважин для определения коллекторских свойств пород; испытать интервалы песчаных пластов с соблюдением методов вскрытия, соответствующих типу ожидаемого коллектора.

### **3.3.2.2. Резервуары шельфа (бровки шельфа, прибрежно-морской зоны, субконтинента и суши)**

#### *Резервуары Южно-Черемшанского месторождения*

В соответствии со своей структурно-тектонической приуроченностью к зоне сочленения двух положительных и двух отрицательных структур I порядка Южно-Черемшанское поднятие отличается некоторой обособленностью и по опорному отражающему горизонту Па (баженовская свита) представляет собой субширотную складку, осложненную элементами более низкого порядка. Центральный свод осложнен двумя куполами, западным и восточным. В западной части поднятия обособляется также два купола, имеющих изометричную форму. Северная часть центрального купола слабо освещена морфологически, но зоны высоких отметок в сводовой части предполагают наличие двух самостоятельных выступов. Наличие каких-либо элементов разломной тектоники не отмечено.

Южно-Черемшанское месторождение открыто скважиной первооткрывательницей 335 в 1970 году, при испытании которой были получены промышленные притоки нефти из пластов: Б<sub>6</sub> - 141 м<sup>3</sup>/сут.; Б<sub>4</sub> - 72 м<sup>3</sup>/сут. Слабый приток нефти 3 м<sup>3</sup> получен из пласта А<sub>2</sub>, пленка нефти с пластовой водой из интервалов пластов Б<sub>10</sub>, Б<sub>11</sub> и приток пластовой воды из пласта Б<sub>7</sub>. Приток нефти из горизонта Ю1 дебитом 1.45 м<sup>3</sup>/сут. с пластовой водой (1.88 м<sup>3</sup>/сут.) получен в скважине 336.

В дальнейшем промышленная продуктивность неокотских залежей на месторождении доказана в пластах А<sub>4</sub>, А<sub>7</sub>, Б<sub>4</sub>, Б<sub>6</sub>, Б<sub>7</sub>, Б<sub>8</sub>, Б<sub>9</sub>, Б<sub>13</sub>, непромышленный приток нефти характеризует наличие залежи в пласте А<sub>2</sub>, перспективными на нефть оказались пласты Б<sub>10</sub>, Б<sub>11</sub>, (рис. 3.48), в которых продуктивность пласта предполагается благоприятными характеристиками материалов ГИС, либо получением при испытании притоков пластовой воды с пленкой нефти.

В качестве базового документа исследований нижнемеловых отложений Южно-Черемшанского месторождения в рамках генерализованной схемы (см. рис. 1.14) разработана принципиальная схема их строения (рис. 3.49) на участке территории, выходящей за пределы месторождения, выполненная по материалам ГИС, испытания пластов и результатам имеющихся описаний керн.

Для выделения фаций были использованы все имеющиеся данные по литологии, гранулометрии, а также общие представления о модели бассейна осадконакопления [19, 25, 28, 42, 54, 62, 63, 78-80, 86-89]. Ведущая роль среди промыслово-геофизических методов по фациальной диагностике терригенных отложений принадлежит анализу фаций по кривым ПС [59, 65, 82, 83, 84] (рис. 3.50).

Результатом выполненного анализа, стало создание моделей строения залежей нефти и перспективных ловушек, а также прогнозирование зон развития потенциальных коллекторов посредством литолого-фациальных реконструкций



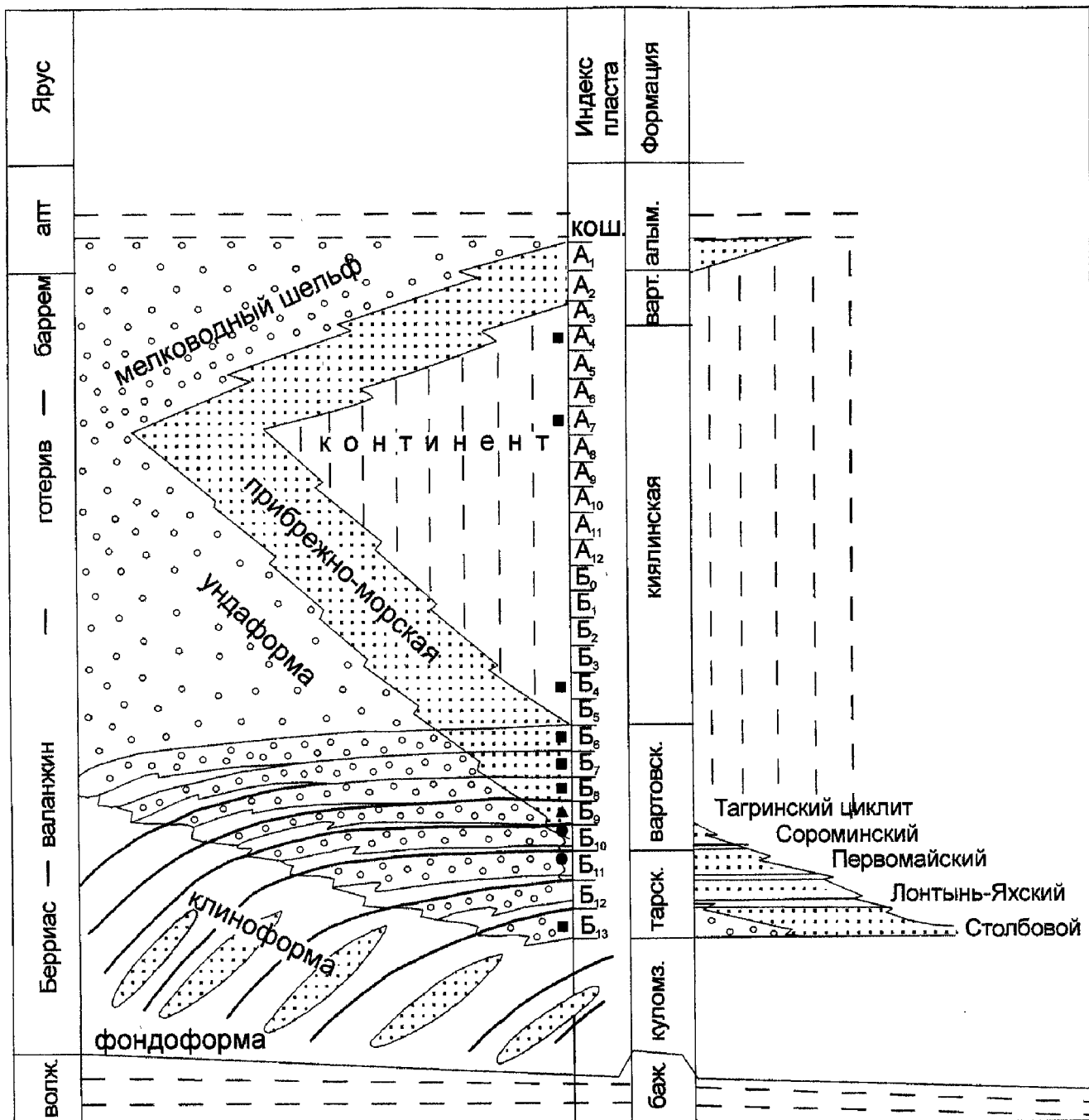


Рис. 3.49. Принципиальная схема строения нижнемеловых отложений (Южно-Черемшанское месторождение)



нефтепоисковых объектов в разных палеогеоморфологических обстановках формирования коллекторов (континентальной, переходной, прибрежно-морской, шельфовой, зоне бровки шельфа) [18, 22, 28, 137-140].

### *Залежи и ловушки мелководно-морского комплекса фаций*

Мелководно-морской комплекс фаций на территории изучения объединяет осадки куломзинской и частично тарской свит. По результатам литолого-фациальных исследований диагностической природы интервала единичного циклита в глубоководно-морском комплексе фаций выделены две большие группы фаций (см.рис. 3.50, 3.48): стоковых течений (направленных как вкрест простирания осадков циклитов, так и вдоль них); разнообразные (по степени выраженности кривыми ПС) фации турбидитных потоков.

В морфологическом отношении осадки мутьевых фаций представляют собой обширные песчаные покровы, приуроченные, в основном, к склоновым поверхностям палеорельефа. Песчано-алевролитовые образования конусов выноса, формируются как за счет подводных рек, берущих свое начало на континенте, так и за счет формирующихся на шельфовом склоне потоков, переносящих продукты лавинной седиментации. Осадки фаций направленных течений, как правило, заключены в слабопроницаемую алевролитоглинистую толщу турбидитных отложений.

В зависимости от типа конуса выноса конфигурация песчано-алевролитовых тел может быть вытянутой или дугообразной. Как правило, песчаные тела мутьевых потоков имеют площадное распространение, а фации направленных потоков (подводящих желобов, разрывных течений, вееров) пересекают основное песчано-алевролитовое образование в разных направлениях и имеют в поперечнике небольшую ширину от 1-2 и реже более километров. Значительное увеличение их ширины возможно в зонах депоцентров конусов выноса, формирование которых происходит за счет соединения циклов лавинной седиментации осадка. Эти песчаные тела характеризуются довольно значительной толщиной от 15-20 до 30 и более метров и большой протяженностью.

Нефтяная залежь в ловушке этого комплекса на Южно-Черемшанской площади в отложениях тарской свиты выявлена в пласте Б<sub>13</sub>, признаки нефтеносности отмечены также в пласте Б<sub>11</sub>.

**Ловушка нефти пласта Б<sub>13</sub>** (рис. 3.51А) приурочена к зоне бровки шельфа наиболее древнего в разрезах скважин изучаемой площади циклита – Столбового (см. рис. 3.18).

По электрометрическим моделям кривых ПС на площади развиты типы фаций конуса выноса: турбидитные отложения вееров выноса, подводящего желоба выноса, вееров спутников головных частей радиальных течений и глинистой фацией морского мелководного шельфа. Турбидитные отложения характеризуются изрезанной боковой линией кривых ПС, часто резким эрозионным контактом интервала цикла и значительными толщинами от 8 до 33 м. Толщина песчаной составляющей турбидитов по  $L_{\text{ПС}} \geq 0.4$ , изменяется от 3 до 12 м (рис. 3. 50).

Песчаник состоит из трех прослоев, два верхних из них сливаются в скв. 226 в один пласт. Макроскопически слаботрещинчатый, местами косо-волнистослоистый песчаник представлен мелко- и среднезернистыми разностями, крепко сцементированными глинисто-известковым цементом, с присыпками по слоистости углистого вещества.

В морфологическом отношении песчано-алевролитовое тело имеет дугообразную форму распространения и, занимая юго-восточный склон центрального поднятия, с северной стороны замещается глинистыми осадками фации морского шельфа.

Нефтегазоносность пласта установлена результатами испытания скв. 216 и 226.

Предполагаемый тип залежи нефти структурно-литологический, с литологическим экраном на северо-западе. Предположительно она оконтуривается изогипсой – 2340 м, а с северо-запада замещается литологическим экраном.

*Ловушка нефти пласта Б<sub>11</sub>* относится к шельфу Первомайского циклита (рис. 3.14, 3.48).

В генетическом отношении по электрометрическим моделям ПС пласт сложен типично регрессивной песчаной серией баров и валов дальней зоны мелководного моря (рис. 3.51Б). В приподнятых частях палеобарьера Южно-Черемшанского куполовидного поднятия образовался островной бар, прорезанный фацией промоины разрывного течения, приуроченной к палеоложбине между двумя палеовозвышенностями: центральным и западным. В силу особенностей формирования барового тела, толщина его песчаной составляющей (от 10 до 24 м) незначительно отличается от всего интервала прослеживания (от 17 до 34 м).

Песчаное тело в нижней, цокольной своей части, содержит два или три песчаных прослоя, в верхней, кровельной части он однопластовый. Увеличение зернистости терригенного материала в этом направлении, приводит к резкому контакту с перекрывающими породами в кровле.

Песчаники пласта серые, светло-серые, слабо коричневатые, мелкозернистые аркозовые, однородные, слабо сцементированные, с единичными прослойками детрита, аргиллита к концу слоя, участками сильно известковистые. Наблюдаются включения кусочков обуглившейся древесины в 335 и 339 скважинах.

Признаки нефти в пласте, кроме запаха нефти по керну, установлены в скважине 335, где при испытании вместе с притоками пластовой воды получена пленка нефти. По характеристике некоторых материалов ГИС, пласт возможно нефтенасыщен в скв. 1, 2, и даже в 337.

Предполагаемая залежь нефти структурная и может быть условно оконтурена на участке центрального свода изогипсой - 2240 м по кровле пласта.

Таким образом, продуктивные пласты групп Б<sub>13</sub> и Б<sub>11</sub> формировались относительно глубоководными турбидитными потоками в обстановке подводного конуса выноса для пластов первой группы и баровых образований - для второй. Предполагаемый местный источник сноса материала находился на юго-востоке. Регрессивное сложение терригенного материала предопределило приуроченность скоплений нефти к верхней, наиболее проницаемой части резервуаров.

По совокупности основных руководящих характеристик пластов по скважинным данным можно считать установленной залежь в ловушке структурно-литологического типа в пласте Б<sub>13</sub> в пределах западного купола центрального свода. Восточный прогнозный участок распространения коллекторов за пределами разбуренной части месторождения выделен для опосредованного поиска группы пластов Б<sub>11</sub> благодаря благоприятным литофациальному и структурному признакам.

### *Резервуары прибрежно-морской зоны и субконтинента*

Осадки прибрежно-морской и субконтинентальной групп фаций объединяются в отложения переходной группы фаций - вартовской свиты. Возможно допустимая расшифровка генетической природы резервуаров, рассмотренная выше (см. рис. 1.4-1.10), позволяет в переходной группе выделить ловушки в коллекторах трех типов: барьерных баров, вдольбереговых валов и промоин разрывных течений в обстановке преобладания прибрежно-морского осадконакопления, а также песков разливов или береговых песков в субконтинентальной зоне формирования осадка.

A1	A2	A4	A6	A7	A8	B4	B5	B6	B7	B8	B9	B10	B11	B12	B13	Индекс пласта	Тип фаций
																	русел рек
																	береговых валов
			0,5	0,5													песков разлива
									0,5	0,5							поймы
		0,5			0,5	0,5	0,5										пойменных озер
			0,5	0,5													промоины разравных течений
0,5											0,5	0,5	0,5	0,5			вдоль береговых промоин
	0,5																пляжей
								0,5									песков приливо-отливных равнин
											0,5	0,5					забаровых лагун
0,5	0,5																маршей
																	островных баров
													0,5				устьевых баров
0,5	0,5																баров
								0,5									валов
												0,5	0,5	0,5	0,5		распределительных каналов подводного веера выноса
																	турбидитов
																	глин шельфа
устьевых баров, подводных течений, лагун		речных русел и пойм						приливо-отливной равнины приморских болот				баров, валов, подводных течений		подводного конуса выноса		Группа фаций	
прибрежно-морской морская		аллювиальный континентальная киялинская						прибрежно-аллювиальный вартовская				мелководно-морского шельфа		Комплекс фаций			
алымская   вартовская								переходная вартовская				морская тарская		Обстановка осад.накопления Субформация			

Рис. 3.50. Литофациальный анализ отложений неокома (Южно-Черемшанское месторождение)

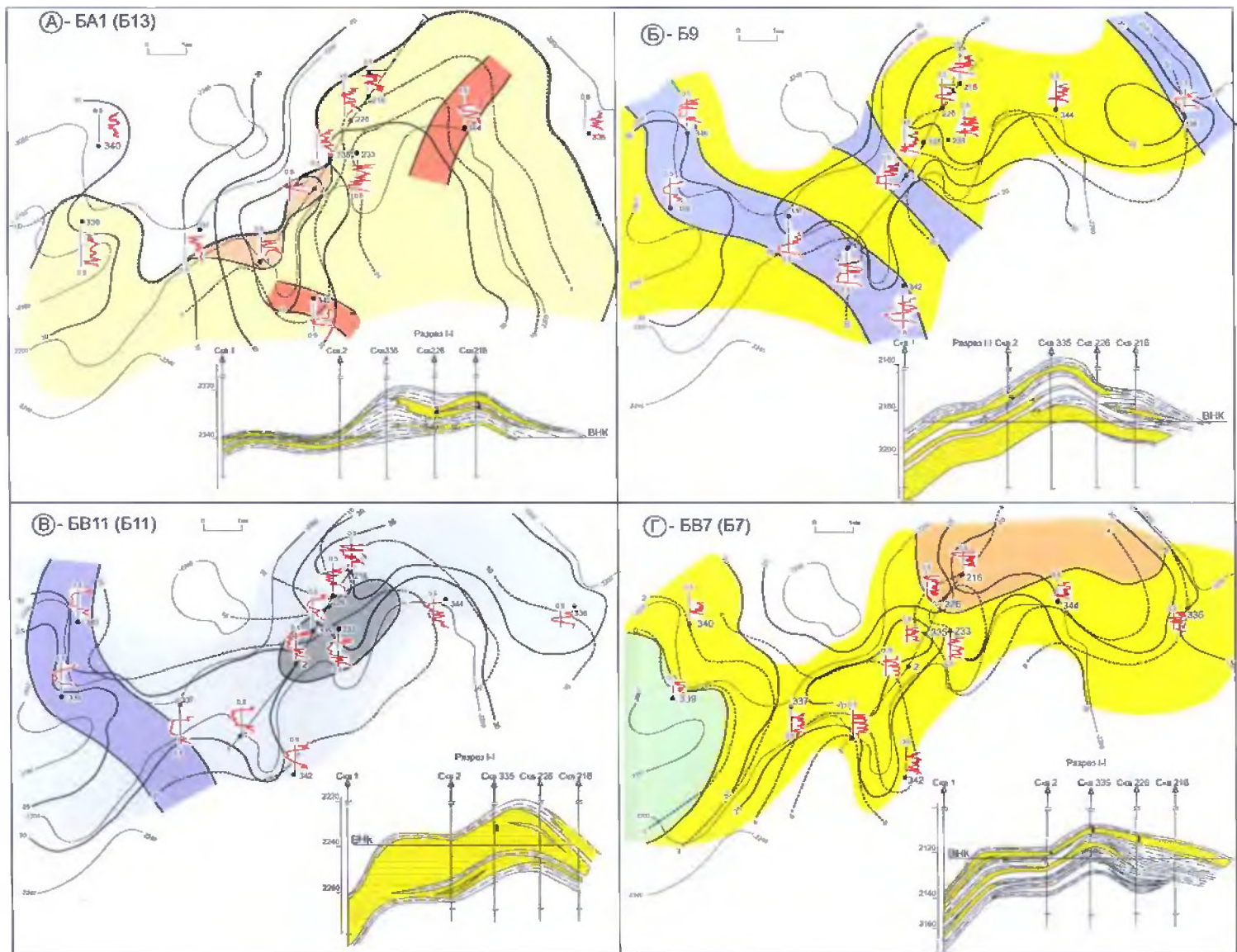


Рис. 3.51. Стрoение залежей неюкома пластов Б Б., Б Б., Б Б. (Южно-Черемшанское месторождение)  
Условные обозначения см. рис. 3.52



В переходной обстановке осадконакопления процессы миграции и дифференциации осадочного материала связаны с волновыми движениями водной массы и различными видами течений, разрывных, сгонно-нагонных, приливно-отливных. Разрушение волн на морском мелководье сопровождается интенсивным размывом и интеграцией донных осадков, массовым взвешиванием песчаного материала, который затем перемещается в сторону моря сгонными и разрывными течениями (см. рис. 1.10). При этом в переходной, наиболее мелководной части волноприбойно-обломочной фациальной зоны происходит образование плащеобразных покровов песчано-алевролитовых отложений [65, 82, 83].

Эти отложения береговых песков в морфологическом отношении представляют собой песчаные покровы прибрежной части морского бассейна, значительная площадь распространения которых позволяет отнести их к группе пластовых резервуаров. Со стороны суши береговые пески примыкают к отложениям маршей, а в направлении открытого моря контактируют с алевролитоглинистыми осадками морского мелководья.

Барьерные и вдольбереговые бары и валы представляют собой ограниченные в плане полосовидные песчаные тела, осложняющие как прибрежную, так и глубоководную части морского дна. Распространены они, как правило, в присводовых частях палеоподнятий, играющих роль барьеров на пути приливно-отливных и морских течений. Небольшая площадь развития пород-коллекторов барьерных баров в совокупности с алевролитоглинистыми вмещающими осадками обусловила образование литологически экранированных залежей. Иногда эти песчаные тела, образующие вдольбереговые бары, осложняют покровные пески и образования разрывных промоин, формируя вместе с ними единую ловушку.

Песчаные тела разрывных течений по морфологическим особенностям строения и типу формирования ловушек подобны прибрежным валам и барам и отличаются от них лишь меньшими размерами. Распространены они в пределах моноклинальных склонов крупных палеоподнятий, где в момент осадконакопления существовала обстановка полого-наклоненного морского побережья и приурочены в основном к долинообразным понижениям между структурными элементами поднятий.

Нефтяные залежи в ловушках отложений прибрежно-морского побережья выявлены в пластах Б<sub>10</sub>, Б<sub>9</sub>, Б<sub>6</sub> и А<sub>2</sub>. В субконтинентальных, переходных фациях приморских болот и пойменных равнин – в пластах Б<sub>8</sub> и Б<sub>7</sub>.

**Ловушка нефти пласта Б<sub>10</sub>** залегает в основании отложений Сороминского циклита (см. рис. 3.49, 3.48).

Песчаный пласт имеет двухчленное строение: в его нижней части развита песчаная составляющая интервала, в верхней алевролитопесчаная.

В генетическом отношении, по результатам анализа керна и формы кривых ПС, интервал осадков цикла сформирован в дальней зоне прибрежно-морской обстановки. На территории выделяется два типа фаций. Верхняя часть интервала сложена покровными песками приливно-отливной равнины, характеризующимися переслаиванием тонкослойных песчаных и алевролитовых прослоев с горизонтальной, косой и линзовидной слоистостью, со следами взмучивания осадка. В алевролитах интервала наблюдаются повышенная известковистость, конкреции кальцита и зерна пирита, а также отпечатки флоры. Описан также метровый слой известняка крепкого песчанистого, мелкокристаллического. Эта группа фаций представляет собой пески и алевролиты пляжей и прибрежных валов. Нижняя часть разреза представлена песчаниками фаций промоин разрывных течений, которые вскрыты в разрезах пяти скважин.

Песчаники серые, светло-серые, мелко-, среднезернистые, часто известковистые не слоистые или однородные, слабо- и среднесцементированные, иногда с горизонтальной и косой слоистостью, суммарной мощностью от 2 до 10 м. Толщина отложений всего интервала колеблется в незначительных пределах - от 14 до 20 м.

Морфологически распространение пласта связана с присклоновыми участками локального поднятия, в присводовой его части суммарная толщина песчаных пропластков уменьшается за счет увеличения толщины алевролитовых прослоев слабопроницаемой части разреза, то-есть, развития пород-экранов.

Нефтеносность пласта установлена получением притока воды с пленкой нефти в скв. 335.

Предполагаемый тип ловушки структурно-литологический, в присводовой части поднятия возможно ее экранирование в районе скв.226. Условный ВНК взят по подошве пласта на глубине - 2210 м.

*Ловушка нефти пласта Б<sub>9</sub>* приурочена к нижней части вартовской свиты, к отложениям прибрежно-морского комплекса фаций Тагринского циклита (см. рис. 3.49, 3.48).

На большей части территории изучения этот интервал разреза составляет группа покровных песков приливно-отливной равнины (рис. 3. 50), составляющими которых являются фации пляжей и вдольбереговых валов, сконцентрированных в приподнятых частях палеосвода и чередующихся с фациями трех разрывных промоин, фикси-

рующихся в нижних частях разреза в семи скважинах, приуроченных к прогибам между куполами свода (рис. 3. 51В).

По электрометрическим моделям кривых ПС процент песчаной составляющей больше в направленных каналах промоин, чем в сводовых частях поднятия, где под действием волноприбойных сил происходило формирование покровных песчано-алевролитовых образований фаций пляжей и прибрежных валов.

Песчаники интервала представлены четырьмя прослоями, нижний из которых сформирован в направленном потоке разрывных течений. Суммарная толщина верхних трех прослоев (по  $L_{пс} \geq 0.4$ ) колеблется в пределах 1 – 3 м, тогда как нижнего – составляет 5-12 м.

Песчаники пласта в отложениях разрывных промоин серые мелко- и среднезернистые однородные слабосцементированные, со слабо выраженной косой слоистостью или средне- и крепко сцементированные, участками известковистые, с линзами и прослойками известняка. В скв. 336 песчаники с бурым налетом на поверхности образцов. Последнее свидетельствует о присутствии следов УВ. В 15-ти сантиметровом прослое известняка (скв.336) описывается наличие аргиллитовой гальки, что подтверждает процессы интенсивной переработки и переотложения осадка.

Нефтегазонасность интервала установлена притоками пластовой воды и нефти в скв. 2. Ввиду разноречивых результатов испытания, картина нефтеносности отдельных пропластков интервала остается пока неясной. Возможно, что притоки пластовой воды, полученные при совместных испытаниях, относятся к верхнему, изолированному от нижележащего интервала, пласту. В таком случае залежь нефти может быть не однопластовой и, скорее всего, структурного типа, хотя не исключается и литологическое ограничение в присводовой части поднятия и, если глубину вскрытия пласта в скв. 2 принять за отметку ВНК, то контур предполагаемой залежи возможно будет проходить вблизи изогипсы – 2170 м.

*Ловушка нефти пласта Б<sub>8</sub>* приурочена к субконтинентальным отложениям переходной обстановки осадконакопления (см. рис. 3.49, 3.48).

По электрометрическим моделям кривых ПС песчаники - коллектора ловушки нефти относятся к фациям береговых валов и песков разливов, экранируемых алевролитоглинистыми отложениями маршей (рис. 3.50). В рассматриваемом интервале насчитывается до четырех песчано-алевролитовых прослоев, по кривым ПС лежащих в основном в интервале  $L_{пс} \leq 0,4$ .

Суммарная толщина четырех песчаных прослоев интервала цикла в разрезах скважин изменяется в пределах первых пяти метров. Толщина же всего интервала, колеблется в диапазоне от 13 до 28, увеличиваясь от сводовой части поднятия к его

крыльям. В наиболее приподнятом участке центрального свода (скв. 216) происходит почти полное замещение песчаников слабопроницаемыми породами, что чуть восточнее сформировало экран для залежи нефти в пласте.

Песчаники пласта в разрезах скважин не охарактеризованы керном, но, по видимому, их можно соотнести с песчаниками пласта Б<sub>7</sub>, описанными в скв. 226, имея ввиду их одинаковую генетическую природу.

Нефтегазоносность песчаника установлена испытанием скв. 2, где из среднего пропластка получен промышленный приток нефти.

Предполагаемый тип ловушки структурно-литологический и связан с замещением в присводовой части поднятия песчаных прослоев слабопроницаемыми алевролитоглинистыми породами. Предполагаемая отметка ВНК, взятая по подошве продуктивного пласта в скв.2, пройдет по отметке - 2155 м.

**Ловушка нефти пласта Б<sub>7</sub>** (см. рис. 3.49, 3.48), так же, как и в предыдущем случае, приурочена к вартовской свите, к отложениям субконтинентальной группы фаций, в которой наиболее часто встречаемыми типами являются песчаные образования береговых валов и песков разливов, а также сменяющие их на западе осадки фации прибрежных маршей (рис. 3.51Г).

Кривые ПС интервала пласта имеют зазубренную боковую линию, свидетельствующую о непостоянстве гидродинамического режима вод, приведшего, в основном, к образованию алевролитоглинистых типов фаций пойменной равнины (рис. 3.50).

Максимальная суммарная толщина пяти песчано-алевролитовых прослоев составляет 6 м в двух скважинах 1 и 336, в среднем эта величина равна 3 м. В основном довольно-таки значительные значения толщин интервалов в разрезах скважин слагаются алевролитовыми разностями, которые по кривым ПС редко достигают значения  $L_{пс} = 0,4$ .

Песчаные коллектора фиксируются во всех скважинах, в основном, в верхнем прослое, замещаясь в западной сводовой части поднятия.

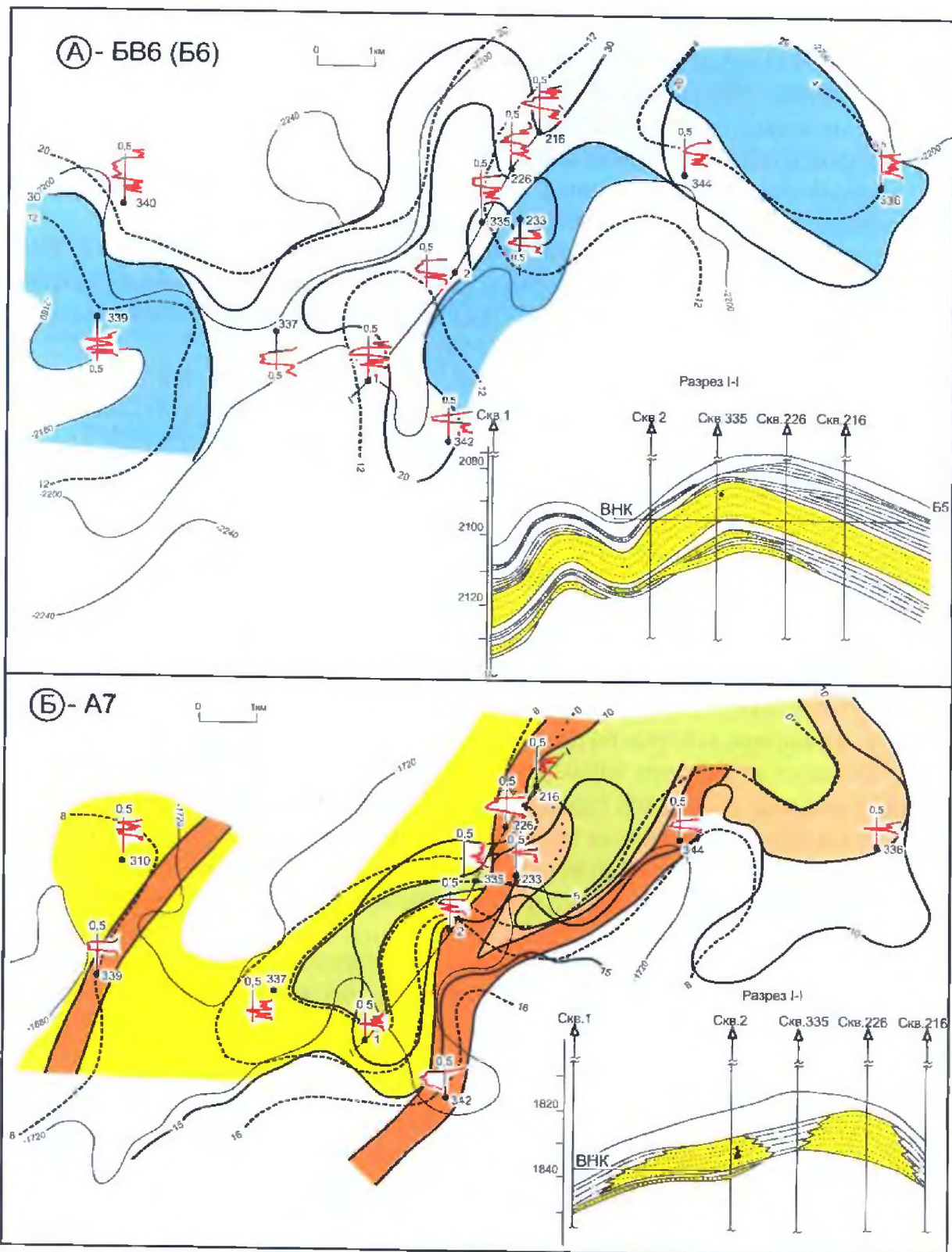
Песчаники пласта светло-серые, участками с голубоватым оттенком, мелко-, среднезернистые рыхлые, слоистые, с запахом нефти на свежем сколе. В плотных горизонтально слоистых аргиллитах маршей, от темно-серых до черных, сохранились остатки морской фауны.

Нефтегазоносность в пласте установлена притоками нефти в 4-х скважинах. Очевидно, залежь приурочена к верхнему прослою интервала пласта и является структурной. По литофациальному и структурному признакам следует расширить участок залежи за счет восточного купола центрального свода. При условии точности структурных построений нижняя граница ВНК пройдет вблизи отметки - 2123 м.

**Ловушка нефти пласта Б<sub>6</sub>** (см. рис. 3.49, 3.48) приурочена к отложениям вартовской свиты, с преобладанием осадков прибрежно-морского комплекса фаций.

В генетическом отношении по электрометрическим моделям кривых ПС (рис. 3.50) и описаниям кернового материала, песчаное тело представляет собой бар, сформированный штормовыми волнами вблизи барьера Южно-Черемшанского палеоподнятия (рис. 3.52А). В нижней, цокольной части бара развивается песчано-алевролитовый двухчленного строения прослой (Б<sub>6</sub><sup>1</sup>), экранируемый сверху глинистым пропластком, минимальная вскрытая толщина которого в разрезах скважин на площади равна 2 м. По генезису этот нижний пласт можно отнести к фациям островных пляжей и намывных валов, генетически предшествующих формированию баров.

Песчаники пласта сложены серыми, порой слабо зеленоватыми мелко-, среднезернистыми разностями, участками известковистые, средне- и крепкосцементированные с тонкими углистыми прослойками. Они характеризуются однородным, и чаще не слоистым строением. В алевролитовых прослоях сохранились остатки фауны пелеципод.



● 335	-1	-2200	-2	15	-3	10	-4	0,5	-5	6	-6	7	8	-8	9	-9	
■	-10	■	-11	■	-12	■	-13	■	-14	■	-15	■	-16	■	-17	■	-18
○ ○ ○ ○	-19																

**Условные обозначения:** 1-скважина, ее номер; 2-изогилсы отражающего горизонта II6 (подошва киялинской свиты, Сысолятина Г.А.); 3-толщина интервала пласта; 4- толщина пласта ( 0,5);5- кривые ПС пласта; 6-18 - типы фаций по кривым ПС; 6-распределительные каналы подводного вверха, выноса; 7-вверха-спутники головных частей радиальных течений; 8-турбидиты; 9-глины; 10-промоины разрывных течений; 11-островной бар; 12-бары и валы; 13-марши; 14-русел рек; 15-береговые валы; 16-пески разливов; 17-намывные валы и пляжи; 18-пойма; 19-признаки нефтегазонасыщения.

Рис. 3.52. Строение залежей неокома пластов Б<sub>6</sub>, А<sub>7</sub> (Южно-Черемшанское месторождение)



В морфологическом отношении песчаник распространен на всей изучаемой площади, его толщина изменяется от 6 до 14 метров, достигая на западном своде 22 м (рис. 3.52А). При этом изменения толщин всего интервала колеблются от 16 до 38 м.

Нефтеносность пласта установлена получением притоков нефти в скв.3, 226 и 335 как из верхнего барового образования, так и из нижнего пропластка ( $B_6^1$ ). Полученные притоки пластовой воды в скв. 2 и 337 свидетельствуют об изолированности залежей верхнего и нижнего пластов.

Предполагаемый тип залежи в баровой постройке структурный. По отметке кровли пласта в скв.2, давшей при испытании воду, условный ВНК можно провести по изогипсе – 2095 м. Залежь нижнего пропластка ( $B_6^1$ ) приурочена, скорее всего, к структурно-литологической ловушке и зона ее доразведки по литолого-фациальному и структурному критериям должна распространиться и на восточный купол центрального свода, в размерах, возможно значительно больших, чем это приведено на модели. При условии заполнения нефтью пропластка в скв.1, граница залежи по карте кровли всего интервала должна опуститься с – 2095 до – 2113 м.

*Ловушка нефти пласта  $A_2$*  (рис. 3.49) приурочена к верхней части вартовской свиты и образована в прибрежно-морских, сходных с пластом  $A_1$  алымской свиты, условиях формирования.

По своей генетической природе, в соответствии с фациальной расшифровкой кривых ПС, песчаное тело образовано на прибрежно-морской равнине в отложениях устьевого и барьерного баров, надстраивающих береговые отложения валов (рис. 3.50).

Интервал барового пласта характеризуется в основном толщинами в пределах 18-26 м, а образований валов – до 10 м, непосредственно песчаной составляющей изменяется от 1 до 11 м. Уменьшение толщины песчаников отмечается при нарастании толщины всего интервала в зонах развития фаций забаровых лагун и морской мелководной равнины. В песчаном образовании интервала цикла участвует до четырех песчано-алевролитовых прослоев, верхний из которых имеет баровое происхождение.

Морфологически песчаное баровое тело имеет дугообразную форму и ориентировано в субмеридиональном направлении с ответвлением на северо-запад. На далеком восточном участке (скв.336) прослой песчаников пласта  $A_2$  сливаются с пластом  $A_1$ , разделяясь лишь на гранулометрическом уровне.

Песчаники интервала пласта светло-серые средне-, мелкозернистые однородные и слабоизвестковистые, слабослюдистые, среднесцементированные, участками с нитевидными углистыми пропластками. Наблюдаются, как и в интервале пласта  $A_1$ , пестроцветные глины, которые свидетельствуют о близости континента.

Нефтегазоносность пласта установлена получением незначительного притока нефти при совместном испытании ИП интервалов пластов  $A_3$  и  $A_2$  скв. 335. Возможная залежь нефти может относиться как к верхнему баровому пласту, так и к линзовидным песчаным прослоям в основании интервала, на что указывают некоторые результаты ГИС в скв. 226 и 216. Залежь барового тела приурочена к ловушке, скорее всего, структурного типа, является небольшой и может быть оконтурена на карте кровли интервала прослеживания изогипсой – 1692 м. В случае скоплений нефти в двух нижних линзовидных прослоях, контуры залежи будут полностью подчиняться морфологии их развития. Следует, однако, иметь ввиду, что нижние пропластки разделяются с верхним баровым пластом слабопроницаемыми и слишком маломощными алевролитоглинистыми прослоями, что исключает возможность сохранения двух изолированных залежей.

Итак, в фациях переходной обстановки осадконакопления волноприбойного фациального пояса продуктивными в пластах  $B_{10}$  и  $B_9$  оказались покровные пески приливно-отливной равнины, рассекаемые фациями промоин разрывных течений. Лучшие коллектора связаны с нижней частью интервала пласта, которые вверх по разрезу пере-

ходят в песчано-алевролитоглинистое переслаивание. Насыщение пропластков, несмотря на разбуренность участка остается пока неясной. Предположительно в пласте Б<sub>10</sub> залежь приурочена к нижнему пропластку и образует кольцевую залежь.

Отложения барьерного бара, надстраивающего пляжевые пески в пласте Б<sub>6</sub>, также характерны для волноприбойного фациального пояса. Двухчленное строение пласта и достаточно хорошая в пределах разбуренного участка их взаимная изоляция предполагает наличие двух самостоятельных залежей структурного типа. В таком случае отметка контура нижней (Б<sub>6</sub><sup>1</sup>) залежи остается неясной.

Залежь нефти в пласте А<sub>2</sub> этого же комплекса установлена в образованиях зарождающегося устьевого бара, получившего наибольшее развитие в пласте А<sub>1</sub>. Если наличие скоплений нефти в теле бара можно считать установленным фактом, то нефтенасыщение двух линзовидных прослоев в цокольной части устьевого бара еще следует выяснить.

### *Резервуары суши*

Ловушки этого комплекса выявлены в отложениях киялинской свиты. Формирование их связано с аллювиальными осадками, приуроченными к палеодренажным системам рек спрямленного или интенсивно меандрирующего типа, реже к береговым частям озерных водоемов (рис. 3.50).

В морфологическом отношении ловушки аллювиальных отложений представлены рукавообразными (шнурковыми), песчаными телами русловых осадков, заключенных в слабопроницаемую алевролитоглинистую толщу пойменных отложений, иногда сопровождающихся образованием прирусловых валов, стариц и старичных озер. В зависимости от типа речной сети конфигурация песчаных тел может быть линейно вытянутой или дугообразной. Как правило, песчаные тела имеют небольшую ширину от 1-2 до 5 и реже более километров. Значительное увеличение их ширины возможно в зонах развития меандрирующих поясов, формирование которых происходило за счет соединения древних песчаных тел с более молодыми. Песчаные тела характеризуются небольшой толщиной (5-10 м) и только в зонах наложения более молодых русловых осадков на более древние она достигает 20 метров.

В зависимости от конфигурации, ширины русла и особенностей контакта песчаного тела с вмещающими слабопроницаемыми породами в пределах довольно-таки небольшой площади поднятия выделяются литологически экранированные ловушки.

Нефтяные залежи в ловушках аллювиальных речных систем киялинской свиты на территории месторождения выявлены в пластах Б<sub>4</sub>, А<sub>4</sub> и А<sub>7</sub>.

**В пласте Б<sub>4</sub>** (рис. 3.49) залежь нефти приурочена к рукавообразной ловушке, приуроченной к западному куполу центрального свода. Песчаное тело сформировано в нижней части аллювиального ритма и диагностируется фациями русла реки спрямленного типа, пересекающего в северо-восточном направлении центральный свод Южно-Черемшанского поднятия. По результатам детального литолого-фациального анализа в генетическом отношении к песчаному телу близко примыкают фации береговых валов и песков разливов, южнее и восточнее русловой протоки (восточный купол центрального свода) развиты глинисто-алевролитовые фации замещения – пойменные (рис. 3.50).

Наибольшие значения толщин пород-коллекторов приурочены к осевой части песчаного тела (7 м). Вдоль направления потока, в зонах развития фаций береговых валов и песков разливов, толщина песчаников сокращается до 2 м за счет замещения интервала аллювиального ритма слабопроницаемыми алевролитоглинистыми породами вышеназванных фаций. Суммарная толщина проницаемых прослоев в зонах развития этих фаций равна нулю.

Залежь углеводородов в ловушке установлена притоками нефти в трех скважинах (рис. 30) и контролируется как структурным планом аллювиального ритма (интервала прослеживания), так и характером замещения пород-коллекторов. Ловушка структурно-литологического типа. С трех сторон на карте кровли интервала она ограничивается изогипсой – 2055 м, а с северо-востока, в восточной части центрального свода – экраном замещения песчаников глинисто-алевролитовыми фациями поймы. Покрышкой для залежи является непроницаемая толща «покачевских» глин, слагающих основание аллювиального ритма Б<sub>3</sub>.

**В пласте А<sub>7</sub>** (см. рис. 3.49) залежь нефти морфологически приурочена к рукавообразной ловушке западного купола центрального свода.

В генетическом отношении песчаное тело северо-восточного направления сложено русловыми осадками, вскрытыми пятью скважинами (рис. 3.50). К русловым фациям примыкают отложения береговых валов, затем – пойменные фации. На западном своде зафиксировано еще одно русло, замещающееся отложениями береговых валов с обеих сторон (рис. 3.52Б). На восточном куполе центрального свода в интервале аллювиального ритма выявлены отложения одного типа фаций – берегового вала.

Наибольшие значения толщин пород-коллекторов приурочены к осевой части песчаного тела (20 м). К его краям толщина русловых песчаников сокращается за счет замещения интервала аллювиального ритма слабопроницаемыми алевролитоглинистыми породами вышеназванных фаций.

На осадконакопление русловых песчаников интервала ритма оказывал свое влияние характер палеорельефа на месте Южно-Черемшанской площади в виде унаследованной седловины, расчленяющей две палеовпадины на месте Колтогорского мегапрогиба и Нюрольской впадины. Детальный литолого-фациальный анализ и анализ мощностей пород ритма показывает, что минимальные значения толщин зафиксированы в районе палеовозвышенностей и приурочены к участкам развития типов фаций песков разливов и пойм. Фрагменты русловых проток направлены на северо-восток и приурочены к склонам сводов.

Скопление углеводородов в ловушке, установленное притоком нефти в скв.2, контролируется как структурным планом аллювиального ритма, так и характером замещения пород-коллекторов. Ловушка структурно-литологического, козырькового типа. На структурной карте кровли интервала она оконтуривается изогипсой – 1838 м и линией выклинивания песчаников в сводовой части центрального купола. Покрышкой для залежи является слабопроницаемая алевролитоглинистая толща аллювиального ритма А<sub>6</sub>, мощностью от 3 до 9 м.

**В пласте А<sub>4</sub>** (рис. 3.49, 3.50) залежь нефти приурочена к сложнопостроенной рукавообразной ловушке западного купола центрального свода площади месторождения. В генетическом отношении песчаное тело сложено русловыми осадками, фрагмент которых вскрыт скв. 2. Со всех сторон к ним примыкают фации песков разливов, на юге в скв. 342 отмечаются пойменные отложения, фации которых развиты, во всей вероятности, в восточной и западной частях территории локального поднятия.

Песчаники серые мелко-, среднезернистые, местами разноезернистые крепкие, однородные, иногда глинистые или алевритистые, с запахом нефти. В аргиллитах наблюдаются следы размывов в виде прослоев и слоев аргиллита рыхлого, брекчиевидного.

Наибольшее значение толщины пород-коллекторов приурочено к осевой части руслового песчаного тела (20 м). К его краям толщина песчаников сокращается за счет замещения интервала аллювиального ритма слабопроницаемыми алевролитоглинистыми породами вышеназванных фаций.

Осадконакопление русловых песчаников происходило на фоне слаборасчлененного рельефа, на месте Южно-Черемшанской площади на время формирования пласта

существовала седловина, расчленяющая две унаследованно развивающиеся палеовпадины. Детальный литолого-фациальный анализ и анализ мощностей песчаных прослоев и пород ритма подтверждает это предположение. Так, для участков с минимальными значениями толщин, соответствующих палеовозвышенностям свойственны типы фаций песков разливов, пойм, стариц, в то время как зоны морфологических погружений характеризуются максимальными толщинами. Фрагмент зафиксированного русла направлен на северо-запад, в сторону регионального наклона всей территории юго-востока ЗСП.

Скопление углеводородов в ловушке, установленное испытанием скв. 2 и 226, контролируется как структурным планом аллювиального ритма (интервала прослеживания), так и особенностями развития пород - коллекторов. Залежь ограничивается с востока экраном замещения проницаемых прослоев, с остальных сторон граница залежи проходит по отметке – 1762 м. Покрышкой для залежи является слабопроницаемая алевролито-глинистая толща аллювиального ритма А<sub>3</sub>.

Рассмотренные залежи в отложениях континентального комплекса фаций (в пластах Б<sub>4</sub>, А<sub>7</sub> и А<sub>4</sub>) сформированы преимущественно в песчаных телах русловых проток, хотя в двух из них продуктивными оказались и песчаные прослои береговых валов и даже песков разливов. В одном случае (пласт А<sub>4</sub>) отложения береговых валов соединяются на площади поднятия и образуют единую залежь, в другом (пласт А<sub>4</sub>) - песчаные прослои береговых валов и песков разливов в разрезах скважин не соединяются с основным русловым телом. В последнем случае эти прослои могут содержать залежи в литологически экранированных ловушках, что еще потребует выяснения. Описанные залежи по результатам испытания скважин можно считать установленными. Все залежи приурочены к структурно-литологическим ловушкам, две из них однопластовые, одна возможно многопластовая.

Проведенный анализ критериев нефтегазонасности на территории Южно-Черемшанского месторождения позволяет подчеркнуть основные признаки нефтегазонасности неокома Южно-Черемшанского.

Так очевидно, что нефтегенерирующим горизонтом для нижнемеловых залежей нефти на месторождении является баженовская свита. Это подтверждается отсутствием разведанных залежей нефти в горизонте Ю<sub>1</sub>, что предопределено, с одной стороны, дефицитом коллекторов в надугольной толще васюганской свиты не только на площади месторождения, но и на прилегающих территориях Нюрольской впадины, с другой стороны, наличием флюидоупора георгиевских глин, экранирующих резервуары горизонта Ю<sub>1</sub>. Перспективы участка высоки еще и за счет значительной площади нефтесбора окружающих участков впадин.

Насыщению пород-коллекторов нижнемелового комплекса осадков, наподобие слоеного пирога, способствовало наличие разломных нарушений Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, пересекающих не только обрамление, но и непосредственно площадь структуры, оживление которых совпало с основной фазой нефтегенерации в берриас-апте, что привело к массовой миграции по ним флюидов нефти.

Благоприятное структурно-тектоническое положение седловины, замкнутой с севера и юга впадинами и ограниченное с востока и запада разломами, вывело площадь месторождения по этому критерию в разряд нефтесодержащих.

Открытый ряд залежей в нижнемеловом комплексе, вероятнее всего, не исчерпал собой запасы УВ на Южно-Черемшанском участке. Литолого-фациальные предпосылки накопления пластов Б<sub>6</sub>, Б<sub>7</sub>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>11</sub>, Б<sub>13</sub>, а также пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в надугольной толще (см. рис. 2.5, Даненберг Е.Е. и др.) васюганской свиты на территории восточного купола центрального свода сформировали здесь ловушки, с неменьшими перспективами нефтескоплений. Наиболее перспективными представляются литологические ловушки глубоководного комплекса (шельф-подшельфовые пласты Столбового и Вахско-



го циклитов) - пласты групп Б<sub>12</sub> и Б<sub>13</sub> и резервуары континентального генезиса, связанные с прирусловыми фациями пластов группы А, например пласта А<sub>8</sub><sup>1</sup>.

В конечном итоге следует, что основные запасы углеводородов в пределах Южно-Черемшанской структуры остаются пока неразведанными.

Анализ материалов ГИС разрезов скважин прилегающих территорий показал:

- повсеместные нефтепроявления в отложениях горизонта Ю<sub>01</sub>, даже при отсутствии в надугольной толще пород-коллекторов и наличии мощной георгиевки;
- многопластовое насыщение резервуаров, подобное Южно-Черемшанской площади, выявлено на Черемшанской структуре, находящейся в сходных структурно-тектонических условиях седловины и в Нововасюганской опорной скважине;
- промышленную продуктивность глубоководных ачимовских отложений на Столбовой площади восточного склона Каймысовского свода;
- приуроченность нефтескоплений в горизонте Ю<sub>01</sub> к западному склону Средне-васюганского мегавала.

Возможно нефтеносными в отложениях Вахского и Столбового циклитов окажутся шельфовые пласты, а также прибрежно-морские и континентальные отложения более молодых циклитов в центральной части рассматриваемой территории.

### ***Резервуары Мыльджинского месторождения***

На Мыльджинском газоконденсатном месторождении продуктивными на нефть и газ оказались нижнемеловые коллектора различных зон морского палеобассейна: клиноформные склоновые осадки, зоны шельфа и его бровки, а также прибрежно-морские территории. Опоискование всех этих зон требует особого подхода, диктуемого специфическими особенностями седиментации. Успешность реализации этих направлений в значительной мере зависит от качественного уровня прогноза сложнопостроенных объектов.

Согласно принципиальной схеме строения неоккомской толщи (см. рис. 1.14) в строении месторождения принимают участие залежи, приуроченные к клиноформным коллекторам Нюрольского циклита и шельфовым пластам Назинского и Вахского циклитов (рис. 3.37).

### ***Резервуары Нюрольской клиноформы***

Залежь газа в коллекторах ***Нюрольского циклита*** приурочена к депоцентру ачимовских осадков, в состав которых входит до 5 песчаных и 10 песчано-алевролитовых слоев и прослоев (рис. 3.53).

Линия выклинивания кровли осадков Нюрольского циклита, вниз по падению слоев, проходит вдоль восточных склонов Верхнесалатского, Коленсальского и Средненюрольского поднятий (см. рис. 3.18, 3.19). Клиноформное строение циклита подтверждается сейсмогеологическими разрезами Реапак (рис. 3.55), ориентированными в субширотном направлении.

В районе месторождения кровля циклита на диаграммах ГИС уверенно проводится по кровле высокоомной пачки глин, вмещающей продуктивные ачимовские пласты Ач<sub>1</sub>-Ач<sub>5</sub> (рис. 3.53). Склон шельфа циклита на территории очерчен на карте рис. 3.19 изолиниями ΔН (подошва баженовской свиты - кровля Нр циклита), где уровень кровли повышается на восток в диапазоне от 30 до 250 м. Толщина осадков циклита в пределах месторождения варьирует от 26 до 122 м, возрастая также в восточном направлении.

Верхняя часть ачимовского разреза представлена песчано-алевролитовыми разностями, в которых выделяется и прослеживается в основном до пяти песчаных пластов (Ач<sub>1</sub>-Ач<sub>5</sub>). Анализ пород песчаной и алевролитовой размерности производился по методике Муромцева В.С., согласно которой разрез, отображаемый кривыми ПС, делится на отрезки с равными интервалами значений  $L_{\text{ПС}}=0.2$ .

При этом, интервал значений  $L_{\text{пс}} \geq 0.2$  соответствовал глинам и алевролито-глинистым породам (чистые и алевролитистые глины), формирование которых происходило при очень низком гидродинамическом уровне среды седиментации.

Для интервала значений  $L_{\text{пс}} \geq 0.4$  характерно наличие и глинисто-алевролитовых пород, накапливавшихся при низком гидродинамическом уровне.

Интервалы  $L_{\text{пс}} \geq 0.6$  отвечают смешанным (песчано-алевролито-глинистым) породам – среднего гидродинамического уровня осадконакопления. Установленные Муромцевым зависимости между  $L_{\text{пс}}$ , палеогидродинамическими уровнями и классами коллекторов по А.А. Ханину позволили выполнить оценку о преобладающем развитии тех или иных классов коллекторов в пределах развития песчаных тел [82].

Достоверность установленных авторами отчета зависимостей  $L_{\text{пс}}$  и классами коллекторов по описанной методике расчленения осадков разреза на литологические классы соответствует реальному конкретному расчленению по промыслово-геофизическим характеристикам (ГИС), выполненному для разреза скв.130.

Распространение пород низкого гидродинамического уровня среды формирования с  $L_{\text{пс}} \geq 0.2$  (алевролитов, рис. 3.54А), согласно приведенной методике, занимает площадь свода Мыльджинской структуры, в пределах которой суммарные их значения изменяются от 5 до 36 м.

Класс пород  $L_{\text{пс}} \geq 0.4$  (песчаники) в зоне залежи распространен в контуре пород 2 уровня, где их суммарные толщины изменяются от 0 до 18 м. Зона повышенных значений изопакит проницаемых пород имеет подковообразную форму, раскрывающуюся в восточном направлении.

Очевидно также, что увеличение толщины песчано-алевролитовой и песчаной составляющих разреза происходит за счет увеличения количества пластов от одного до пяти с запада на восток (рис. 3.54Б).

В свою очередь пласты Ач<sub>1</sub>-Ач<sub>5</sub> расщепляются на пропластки, образуя макронеоднородности в объемах каждого пласта. В целом по разрезу пласты нижней части толщи Ач<sub>3</sub> - Ач<sub>5</sub> гидродинамически связаны между собой, взаимосвязи верхних пластов Ач<sub>1</sub> - Ач<sub>2</sub>, чаще алевролитовой размерности, не установлены, но вероятны.

Все многообразие сочетаний в разрезах скважин количества пластов и пропластков Ач<sub>1</sub> - Ач<sub>5</sub> укладывается в 5 типов (рис. 3.54А,Б):

I тип – характеризует полное представительство пластов от Ач<sub>1</sub> до Ач<sub>5</sub> (скв.211) и занимает центральный участок поднятия, по сути представляя собой разрез проксимальной части склонового клина;

II тип – сочетание пластов Ач<sub>3</sub> - Ач<sub>4</sub> средней части разреза (скв.53), окаймляющие территорию распространения I типа разреза. Эти два типа разреза представляют собой собственно осадки активную часть конуса выноса;

III тип – объединяет в разрезе пласты от Ач<sub>1</sub> до Ач<sub>4</sub> (скв.102) и окаймляет собой участки размещения двух предыдущих типов;

IV тип - характеризует наиболее удаленную дистальную часть склонового типа с единичными песчаными пропластками нижней части разреза (скв.10);

V тип - преимущественно глинистых осадков зон выклинивания пластов вверх по восстанию и вниз по падению, ограничивающих осадки активной части конуса выноса (скв.17).

Подковообразно вытянутая форма распространения пластов проксимальной части конуса выноса (тип I), размещение зоны распространения пластов Ач<sub>4</sub> и Ач<sub>3</sub> (II типа), в значительной степени повторяющего ход изопакит суммарных толщин как

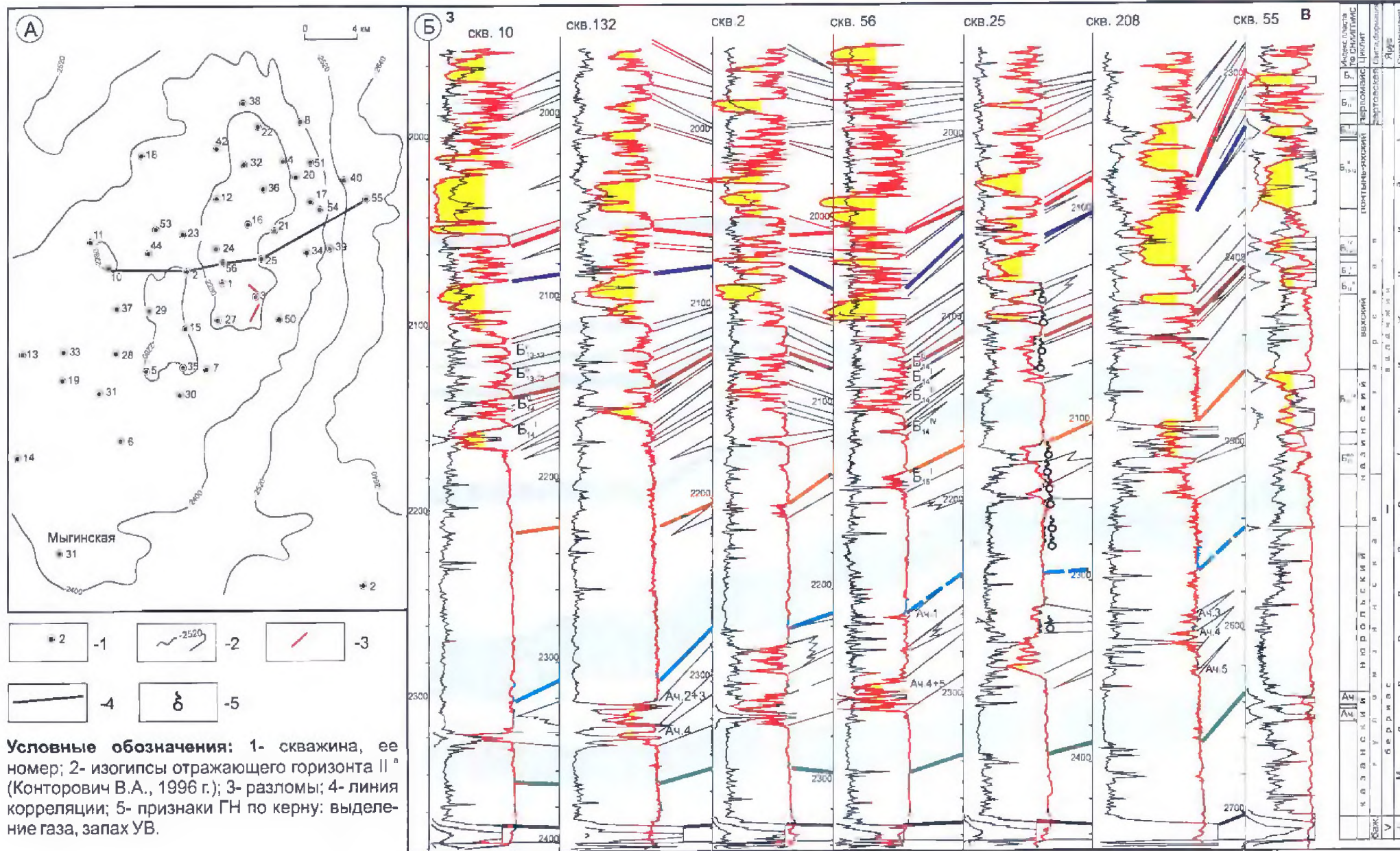


Рис. 3.53. Корреляция нижнемеловых отложений (Мыльджинское месторождение)  
 А - Обзорная карта; Б - Схема корреляции



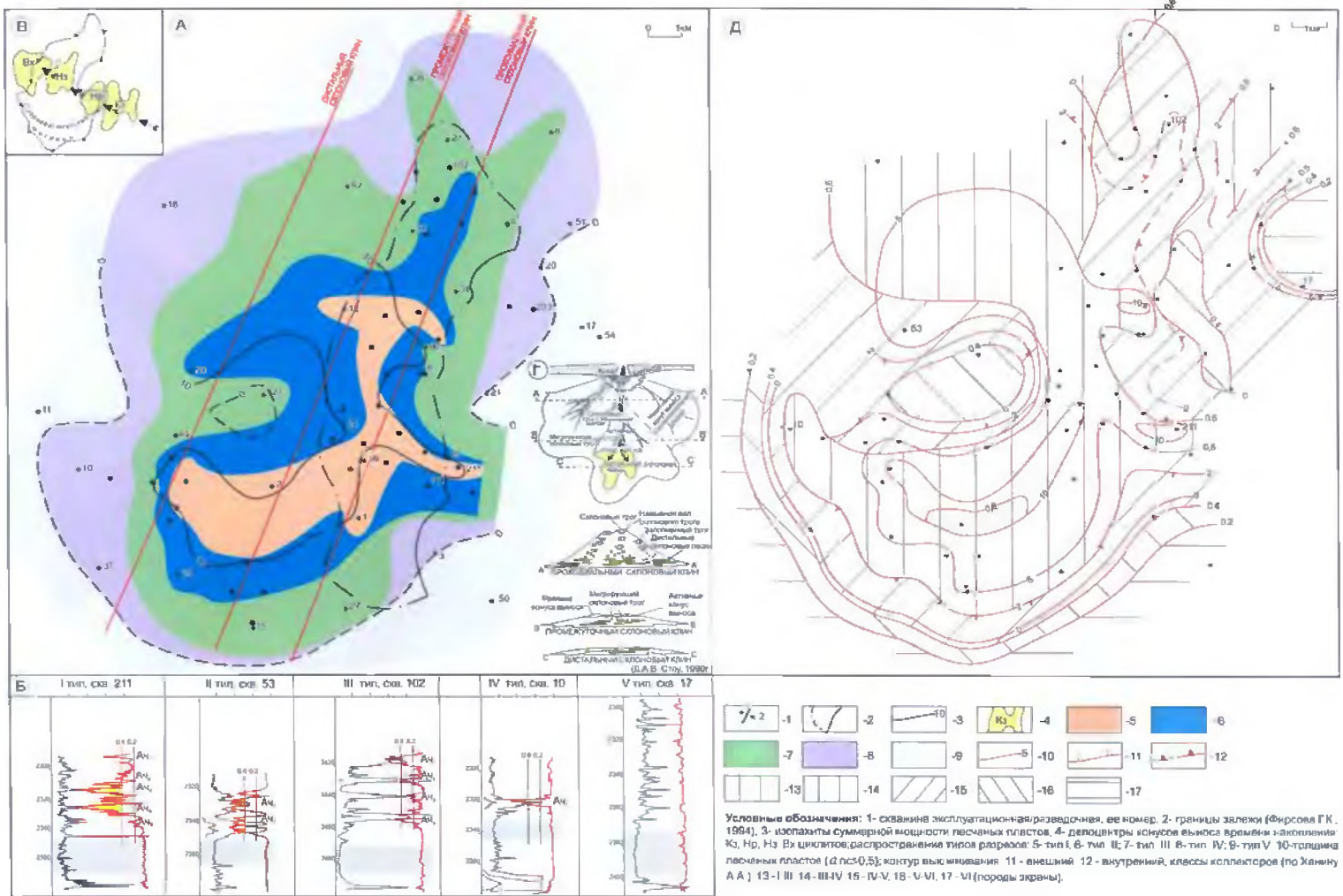


Рис. 3 54. Строение залежи ачимовских пластов Нр цикла (Мыльджинское месторождение)

А - Карта распределения пластов ачимовской толщи, Б - Типизация разрезов; В - схема перемещения конуса выноса во времени; Г - конус выноса в склосных столбчатых (Д Стоу); Д - Карта классов коллекторов





песчаных, так и песчано-алевролитовых пород, в целом напоминают морфологию конуса выноса (рис. 3.54В). Поступление зернистого осадка шло, по-видимому, с востока, основной канал сброса которого приурочен к скв.111. 211. Подобное направление сноса и перемещения депоцентров склоновых отложений прослеживается также для подстилающих и перекрывающих Нюрольский циклит – Казанский, Назинский и Вахский конуса выноса (рис. 3.54Г). Несколько осадочных тел, напоминающих радиальные и лопастевидные конуса выноса выделяются в смежные с образованием Нюрольского циклита промежутки времени. Эти тела передвигаются синхронно с регрессивным перемещением береговой линии и всего полигенетического ряда обстановок осадконакопления.

### *Литолого-фациальная и палеогидродинамическая характеристика*

Приуроченность осадков к обстановке морского склона, как было сказано выше, предопределяет следующие основные группы и типы фаций (см. рис. 1.9, 1.13). К наиболее распространенной группе фаций – турбидитных потоков относятся фации конусов выноса и собственно турбидитных потоков. Группа стоковых течений включает фации однонаправленных потоков, подводных вееров выноса, вееров спутников или головных частей радиальных течений. К группе фаций открытого моря относятся глинистые отложения.

По электрометрической характеристике описываемого интервала разрез представляет собой сложнопостроенные аномалии с интенсивной расчлененностью боковой линии, расположением кривой преимущественно в зоне граничных значений  $L_{\text{ПС}}=0.4-0.6$  и по В.С. Муромцеву характеризует группу турбидитных отложений (рис. 1.13). Наибольшие амплитуды кривой ПС преобладают в нижней части аномалий, что соответствует фазе трансгрессивного перемещения конуса выноса в сторону берега.

Большая часть грубозернистых осадков переносится вниз по руслам и отлагается в виде мощных песчаных вытянутых тел или песчаных лопастевидных выносов, формирующихся на окончаниях русел.

Тонкозернистые осадки движутся и отлагаются как в виде мощных, неограниченных руслом потоков низкой плотности, так и в виде намывных валов, склоновых трогов.

По разнообразию последовательностей формирования турбидитов и относительно содержанию проницаемых и непроницаемых прослоев и пластов разрезы можно объединить в три типа фаций.

Фациям первого типа активного конуса выноса свойственно наличие крупно- и грубозернистых турбидитов, развитых в средней части разреза (пласты А<sub>ч4</sub> и А<sub>ч3</sub>) и приуроченных к средней и дистальной частям конуса выноса. Их развитие указывает на большую подвижность склона в это время. Вверх по разрезу к концу цикла зернистость слоев последовательно уменьшается, переходя в глинистые фации открытого моря.

К фациям второго типа проксимального склонового клина можно отнести фации отсутствия грубозернистых турбидитов, в которых тонкозернистые и тонкослоистые песчаные прослои переходят вверх по разрезу в глинисто-алевролитовые осадки верхней части конуса выноса. Это тип встречается в наиболее удаленных участках конуса выноса.

Фации третьего типа склонового трога характеризуются блоковыми формами кривых ПС пластов А<sub>ч4</sub> и А<sub>ч3</sub>, указывающие на присутствие питающего (восточного направления) и возможно, двух распределительных (радиальных) каналов группы стоковых течений, обозначенных на карте стрелками направлений перемещения русловых проток.

Электрометрическая модель фаций интервала исследования, обусловленная характерной последовательностью смены палеогидродинамических уровней среды седиментации во времени, отражает изменение литофизических свойств пород по площади их распространения (рис. 3.54Б). Установление палеогидродинамических уровней седиментации таких классов обеспечивает сравнительную оценку о прогнозируемом развитии тех или иных классов коллекторов в любой части песчаного тела, подтвержденную результатами лабораторных определений.

Таким образом, комплексный сейсмогеологический анализ толщины и морфологии размещения пород-коллекторов, литофациальных и палеогидродинамических характеристик осадков Нюрольской клиноформы, позволяют создать детальное представление о геологическом строении залежи газа, приуроченной к конусу выноса, образованному турбидитными потоками.

### *Геологическое строение залежи*

Залежь газа в ачимовских пластах Ач<sub>1-5</sub> установлена испытанием пластов в 4-х скважинах (4, 12, 32, 38), в которых получены фонтаны дебитом 27.3-139.5 тыс.м<sup>3</sup>/сут. В газе отмечается конденсат.

Как видно из приведенного разностороннего анализа развития пластов-коллекторов, геологическое строение залежи весьма сложно.

Продуктивные ачимовские песчаники Нюрольского циклита представляют собой часть комплекса подводных конусов выноса, питавшихся как материалом мутьевых потоков так и руслами палеорек с восточной окраины бассейна.

Залежь приурочена к ловушке структурно-литологического типа. Литологический экран образован линией выклинивания коллекторов всей группы ачимовских пластов, зафиксированной на рис. 3.54А в юго-восточной части месторождения. Не следует исключать и возможного тектонического экранирования залежи, хотя исследований о роли тектонических разломов (экраны, улучшенные коллектора), примыкающих к залежи, не проводилось.

Эффективная газонасыщенная мощность пород-коллекторов изменяется в пределах залежи от 2 до 21 м. Количество прослоев песчаников, составляющих эффективную толщину группы пластов колеблется от 2 до 10. Наибольшим распространением по площади и наиболее высокими коллекторскими свойствами отличаются пласты Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub>. Средние значения пористости и проницаемости по лабораторным определениям соответственно составляют 17.7/16.8, изменяясь по площади от 11.8/3.7 до 22.4/34.4. Непроницаемые пласты этого интервала разреза обусловлены высокой карбонатностью пород.

Слабопроницаемые и непроницаемые линзовидно развитые пласты верхней части разреза (Ач<sub>1</sub> и Ач<sub>2</sub>) в пределах площади не соединяются с пластами нижней части - Ач<sub>3</sub>- Ач<sub>5</sub>. Гидродинамическая связь пластов нижней части разреза (Ач<sub>3</sub>- Ач<sub>4</sub>) осуществляется через маломощную алевролитоглинистую, невыдержанную по мощности перемычку (скв.130, 211), не способную удерживать залежь газа.

Пути миграции УВ могут также служить дизъюнктивные нарушения, зафиксированные по П<sup>а</sup> (рис. 3.53А). Свидетельством перебазирования УВ газов (разрушения залежи) в вышележащие горизонты служит факт наличия залежей в группах вышележащих пластов Назинского (Б<sub>15</sub>), Вахского (Б<sub>14</sub>) и Лонгын-Яхского (Б<sub>13+12</sub>) циклитов, а также в пласте А<sub>4</sub> киялинской свиты. При этом ближайший из них по вертикали отстоит от кровли Нюрольского циклита на расстоянии более 100 м глин (рис. 3.53Б).

Качественный прогноз газонасыщения залежи на основе построенной модели предполагает, что, по всей вероятности, основные концентрации запасов газа в этом эксплуатационном объекте будут приурочены к участкам повышенных мощностей

распространения базовых пластов нижней части разреза (Ач<sub>3</sub> и Ач<sub>4</sub>), особенно в зонах отсутствия вышележащих коллекторов (восточный приподнятый участок).

Перераспределение запасов УВ газов на участке залежи может быть связано с фактом регионального подъема кровли Нюрольского циклита на восток и одновременным наращиванием числа пластов до Ач<sub>1-2</sub> в северной дистальной части конуса выноса.

### Резервуары шельфа Назинского циклита (пласты Б<sub>15</sub>)

Группа продуктивных пластов Б<sub>15</sub><sup>I-IV</sup> согласно палеогеоморфологической карте времени формирования осадков Назинского циклита (см. рис. 3.22) приурочены к образованиям бровки шельфовой террасы. В этой зоне перехода от мелководных обстановок седиментации на востоке к глубоководным – на западе происходит наращивание шельфовых террас, на которых песчаные пласты шельфа замещаются глинами в сторону глубоководья.

Кровля Назинского циклита в восточной части месторождения проводилась по кровле группы регрессивных песчаных пластов Б<sub>15</sub>, в западной - по подошве низкоомных трансгрессивных глин (см. рис. 3.23). Уровень кровли циклита ΔН повышаются с запада на восток от 160 до 260 м. Отмечается зона повышенных толщин циклита –120-140 м, которая проходит полосой западнее месторождения, на юго-восток от нее происходит уменьшение толщин до 60 м (см. рис. 3.23).

### *Распространение пород-коллекторов зоны бровки шельфа*

В восточной части площади верхняя часть разреза осадков циклита представлена песчано-алевролитовыми разностями, в которых выделяются и прослеживаются в основном 4 песчаных пласта Б<sub>15</sub><sup>I-IV</sup>, которые расщепляются на пропластки, образуя макронеоднородности в разрезах каждого пласта, но в целом они гидродинамически связаны между собой, чаще всего на уровне алевролитовой размерности, поэтому целесообразно рассматривать их вместе (рис. 3.56Б).

Суммарная толщина песчано-алевролитовых образований изменяется от 0 до 30 м. Зона распространения пород-коллекторов занимает восточный склон структуры, частично - ее сводовую часть (рис. 3.56А). Соответственно этому, линия выклинивания проходит субмеридионально по восточному склону, затем резко поворачивает на юг. Происходит сравнительно равномерное увеличение толщин на восток до 20 м, изопахита с этой отметкой прослеживается вблизи с изогипсой -2100 м горизонта Па. Зоны с повышенной толщиной до 30 м отмечаются как аномальные на востоке поднятия.

Суммарная толщина песчаников по  $L_{\text{пс}} \geq 0.4$  изменяется от 0 до 25 м, она также увеличивается на восток и по характеру распределения соответствует распределению толщин песчано-алевролитовой толщи (рис. 3.56А).

Увеличение мощности песчано-алевролитовой и ее песчаной составляющей с запада на восток происходит как за счет увеличения количества пластов от одного до четырех, так и - толщин самих пластов (рис. 3.56 Б).

Пласт Б<sub>15</sub><sup>I</sup> является базовым и развит на всей площади распространения группы пластов Б<sub>15</sub>, его толщина увеличивается с запада на восток от 0 до 16 м. Пласт представлен песчаниками серыми, светло-серыми, зеленовато-серыми, мелко-среднезернистыми, полимиктовыми с глинисто-известковистым и известковистым цементом с прослоями алевролитов (0.1-0.2 м) серых, темно-серых, сцементированных глинистым материалом, горизонтально- и волнистослоистыми за счет намыва растительного детрита и скопления слюды. Алевролиты темно-серые, серые, плотные



с многочисленными тонкими прослоями (0.1 м) аргиллита темно-серого, плотного, крепкого и песчаника (0.15-0.3 м) серого мелкозернистого. (рис. 3. 3.56Б,В).

Пласт  $B_{15}^{II}$  появляется восточнее пласта  $B_{15}^I$ , имеет более ограниченное пространство, меньшие толщины (до 8 м), возрастающие на восток. Пласты  $B_{15}^{III-IV}$  имеют небольшие толщины песчаников 1-3 м, которые зачастую представлены алевролитовыми разностями и площадь их распространения значительно меньше, чем  $B_{15}^{I-II}$ .

Покрышкой для продуктивных пластов группы  $B_{15}$  служат низкоомные глинистые образования Вахского циклита, толщина которых составляет 40-55 м (рис. 3.53).

В пределах месторождения, в зависимости от сочетания слагающих пластов, выделяется 5 типов разреза. I тип - это глинистые и глинисто-алевролитовые осадки глубоководья, приуроченные к западной части площади. II тип характеризует зону развития одного песчаного пласта  $B_{15}^I$ , имеющую субмеридиональное распространение и приуроченность к восточной части структуры. В III типе разреза сочетаются два пласта:  $B_{15}^I$ ,  $B_{15}^{II}$ . Осадки этого типа распространены на территориях восточнее зоны I типа. IV тип характеризуется развитием трех пластов-  $B_{15}^{I-III}$ . V тип характеризует полный разрез (сочетание всех 4 -х пластов).

Зоны развития IV и V типов практически совпадают и в плане они представляют каналы, по которым очевидно шло поступление терригенного материала.

### *Литолого-фациальный и палеогидродинамический анализ*

Продуктивные пласты группы  $B_{15}$  сложены регрессивными шельфовыми песчано-алевролитовыми образованиями черепицеобразного типа, сформированными в краевых частях палеошельфа (рис. 3.56). В этой зоне происходило интенсивное латеральное наращивание и продвижение внутрь морского бассейна края аккумулятивного шельфа, представленного отложениями, сформированными фациями подводных течений, барами, подводными валами.

Пласты  $B_{15}^{I-II}$  (рис. 3. 3.56А) сложены фациями баров в восточной части зоны их развития и фациями подводных валов - в западной ( $B_{15}^I$ ). Увеличение размерности обломочного материала и уменьшение глинистости вверх по разрезу обусловило электрометрическую модель ПС в виде прямоугольного треугольника с горизонтальной кровельной линией и наклонной боковой, осложненной зубчатостью. Формирование баровых песчаных тел пластов  $B_{15}^{I-II}$  происходило, очевидно, в несколько этапов, характеризующихся кратковременной сменой регрессивных условий осадконакопления на трансгрессивные.

Пласты  $B_{15}^{III-IV}$  формировались, по всей видимости, и подводными течениями, которые на начальных этапах регрессии приносили песчано-алевролитовый материал с суши. Но основные хорошо сформированные каналы находятся восточнее, а на краю шельфовой террасы, развиты их затухающие формы, для них отмечается низкий палеогидродинамический уровень условий осадконакопления.

По результатам палеогидродинамического анализа среды осадконакопления, коллекторские свойства пород, слагающих пласты  $B_{15}^{I-IV}$  в различных частях территории неодинаковы. Так, формирование коллекторов  $B_{15}^{I-II}$  в восточной части площади (на шельфе) происходило в условиях наиболее высоких энергетических уровней водной среды, обусловивших накопление мелкозернистых, реже среднезернистых (скв.51), в разной степени алевритистых песчаников толщиной (по  $L_{пс}=0.6$ ) от 0 до 13 м, (по  $L_{пс}=0.8$ ) - от 0 до 6 м. Таким образом, фильтрационные свойства пород здесь характеризуются преимущественным развитием коллекторов II-IV классов. По лабораторным данным средняя пористость пород коллекторов колеблется от 18 до 23 %.

В западном направлении (в зоне бровки) в песчаных образованиях возрастает роль алевролитового и глинистого материала, что говорит о снижении динамической активности формирующей их водной среды, где преобладающее развитие получили коллектора IY-Y классов. Далее на запад в зоне выклинивания пластов  $B_{15}^{I-Y}$ , осадконакопление которых происходило в условиях весьма низкой динамической активности водной среды формировались коллектора Y-YI классов. За пределами этой зоны на запад развиты преимущественно глинистые и алевролитоглинистые непроницаемые отложения.

### *Геологическое строение залежи*

Продуктивность песчаных пластов  $B_{15}^{I-Y}$  установлена и подтверждена испытанием поисково-разведочных скважин 3, 17, 20, 21, 25, 34, из которых получен газ дебитом от 110.80 до 366.5 тыс. м<sup>3</sup>/сут. на 12.5 мм диафрагме. Газ содержит конденсат.

Эффективная толщина пласта изменяется от 0 м до 22 м, газонасыщенная - составляет 1.2 м - 22 м, среднее значение пористости равняется 20.9%, проницаемости 1.4 - 964 мД. Положение газовой контактной поверхности принято на отметке -2154.5 м.

Залежь является структурно-литологической и приурочена к восточному склону структуры. Согласно проведенным исследованиям установлено, что в восточной части залежи развиты коллектора II-IY классов, в западной - IY-Y классов.

Открытие залежи углеводородов в регрессивных песчаных образованиях, относимых к краевым частям палеошельфа, дает основание для прогнозирования структурно-литологических ловушек в местах пересечения антиклинальных складок, а также их склонов, с зонами глинизации песчаных пластов на бровках шельфа и уровне условных ГВК уже открытых залежей на Мыльджинском месторождении (рис. 3.32).

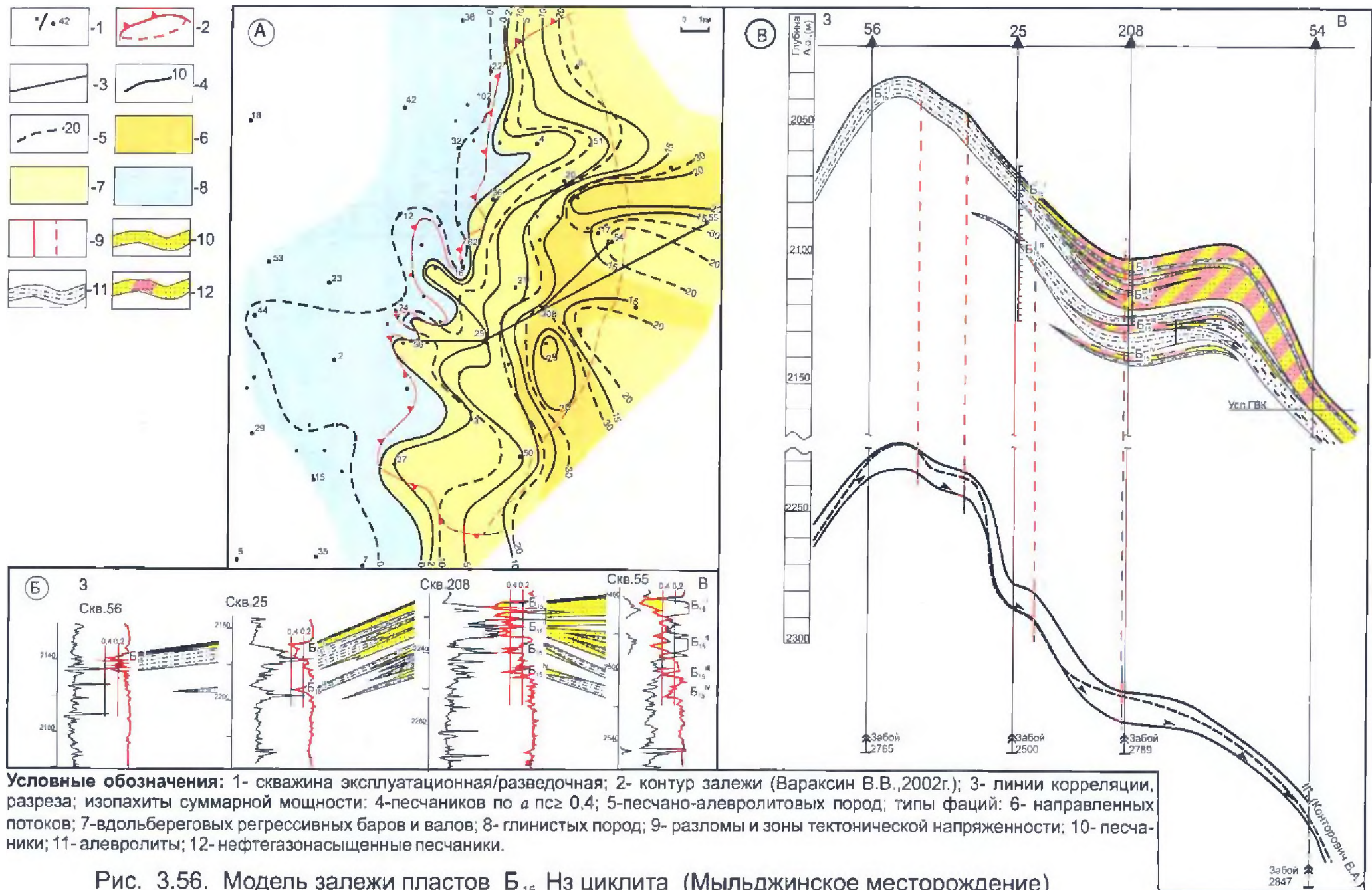
### *Резервуары шельфа Вахского циклита (пласт $B_{14}$ )*

Согласно палеогеоморфологической карте времени формирования осадков Вахского циклита (см. рис. 3.20) продуктивные пласты группы приурочены к отложениям шельфового покрова. Кровля циклита относительно подошвы баженовской свиты ( $\Delta H$ ) повышается на восток от 240 до 320 м, толщина отложений циклита изменяется от 86 до 45 м, уменьшаясь в северо-восточном направлении. Локальное уменьшение, до 39 м, отмечается на сводах Верхнесалатской и Южно-Мыльджинской структур (см. рис. 3.21).

### *Распространение пород-коллекторов*

В разрезе песчано-алевролитовых отложений шельфа Вахского циклита повсеместно выделяется и прослеживается три пласта -  $B_{14}^0$ ,  $B_{14}^I$ ,  $B_{14}^{II}$  (рис. 3.57Б). Еще два пласта:  $B_{14}^{III}$  и  $B_{14}^{IV}$  - разделяются 5-20 м глинистыми прослоями, имеют линзообразное распространение и состоят в основном из алевролитовых разностей.

Суммарная толщина песчано-алевролитовых разностей пластов  $B_{14}^{0-II}$  ( $L_{пс} \geq 0.2$ ) на территории изменяется от 4 до 40 м, в пределах месторождения до 23 м (рис. 3.57А). Зона минимальных толщин приурочена к северо-восточному крылу Мыльджинской структуры, откуда идет ее увеличение в юго-западном направлении до Мыгинской площади (24 м) и затем на Самлатскую. Уменьшение толщины отмечается также на западном куполе структуры до 8 м и на Коленсальском локальном поднятии до 2 м. Суммарная толщина песчаной составляющей пластов ( $L_{пс} \geq 0.4$ ) изменяется от 0 до 20 м, уменьшаясь в своде Мыльджинской структуры до 2-4 м и выклиниваясь на





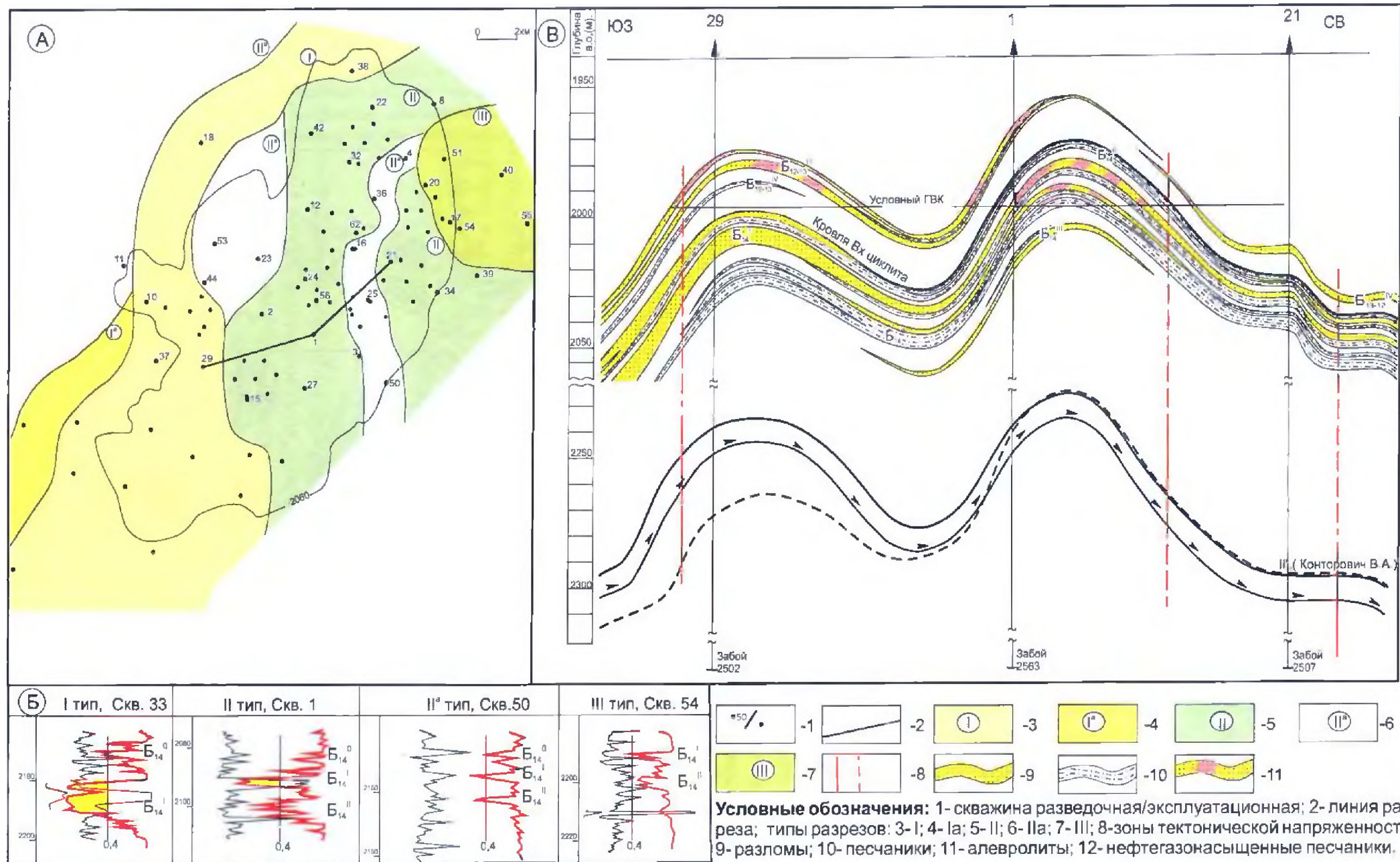


Рис. 3.57. Модель залежи пластов Б<sub>14</sub> Вх циклита (Мыл'dжинское месторождение)

А - Литофациальная карта; Б - Типизация разрезов по фациям; В - Геологический разрез



северо-восточном склоне. Распределение суммарных толщин по площади происходит аналогично таковому песчано-алевролитовых разностей.

Уменьшение суммарной толщины песчаников в сводовой части объясняется существованием на мелководном шельфе палеобарьера. Терригенный материал, приносимый водными потоками с востока, со стороны суши, аккумуляровался, в основном, на ее западных и юго-западных склонах.

Песчано-алевролитовая пачка группы пластов  $B_{14}$  залегает плащеобразно и образована в результате формирования осадков в период морской регрессии (пласты  $B_{14}^{II}$ ,  $B_{14}^I$ ) и последующего кратковременного периода трансгрессии (пласт  $B_{14}^0$ ). Нижняя часть пачки образована преимущественно песчано-алевролитовыми разностями с прослоями алевролито-глинистых пород ( $B_{14}^{II}$ ), средняя - песчаниками с прослоями песчано-алевролитовых пород ( $B_{14}^I$ ) и верхняя трансгрессивная часть, в основном алевролито-глинистыми образованиями с прослоями песчаников ( $B_{14}^0$ ). Пласты зачастую гидродинамически связаны между собой на алевролитовом уровне.

Толщина пласта  $B_{14}^{II}$  по  $L_{пс} \geq 0.2$  составляет 0-8 м, а по  $L_{пс} \geq 0.4$  - изменяется от 0 до 5 м. Пласт представлен переслаиванием литологических разностей: алевролитов, песчаников и аргиллитов. Песчаники серые мелкозернистые полимиктовые плотные, крепкие глинистые (толщина 0.3-1.0 м). Алевролиты серые плотные слюдистые слоистые, толщиной 0.65-1.65 м и аргиллиты темно-серые плотные слюдистые толщиной 0.2-0.55 м с включениями растительного детрита. В начале слоя песчаники серые с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, плотные, крепкоцементированные с точечными включениями растительного детрита и в конце слоя с пропластками алевролитов (0.05-0.10 м) толщиной 0.95-30 м. Вниз по разрезу песчаник переходит в алевролиты с прослоями и линзами песчаника и аргиллитов.

Толщина пласта  $B_{14}^I$  по  $L_{пс} \geq 0.2$  изменяется от 3 до 16 м и по  $L_{пс} \geq 0.4$  от 1 до 13 м. Пласт в верхней части сложен, как правило, песчаниками серыми, светло-серыми с голубоватым оттенком, мелко-, иногда среднезернистыми (скв. 22, 32, 62), с глинисто-известковым цементом, плотными, крепкими или пористыми, с включениями растительного детрита, иногда в конце слоя с пропластками известняков и сильно известковистых аргиллитов или аргиллитами с гнездами пирита. Толщина песчаников составляет 0.55-5.0 м. В песчаниках могут встречаться прослойки аргиллитов темно-серых плотных, крепких слюдистых, с пропластками алевролитов толщиной 0.45-1.10 м. В нижней части пласт  $B_{14}^I$  представлен зачастую алевролитами серыми, с зеленоватым оттенком, крепкими слюдистыми, с включениями растительного детрита, в начале слоя с песчаными прослоями и линзами. Толщина алевролитов 0.30-2.50 м. Изредка отмечается косослоистость в отдельных пластах  $B_{14}^I$  за счет литологических разностей или скопления по плоскостям напластования растительного детрита и слюдистого материала.

Толщина пласта  $B_{14}^0$  по  $L_{пс} \geq 0.2$  изменяется от 0 до 8 м и по  $L_{пс} \geq 0.4$  от 0 до 3 м, в основном составляя 0-1 м. Пласт представляет собой переслаивание аргиллитов темно-серых плотных алевролитистых, слюдистых иногда с гнездами пирита с алевролитами серыми, темно-серыми, зачастую с зеленоватым оттенком и песчаниками серыми, светло-серыми, иногда с голубоватым оттенком, мелкозернистыми, полимиктовыми, цементированными известковым и глинисто-известковым цементом. Переслаивание идет на уровне пропластков и линз толщиной 0.15-0.20 м. Зачастую отмечается увеличение толщин песчаных и алевролитовых пропластков в нижней части пласта до 0.45 м. В разрезе пласта наблюдается горизонтальная слоистость за счет скопления по плоскостям напластования растительного детрита и слюды.

### *Литолого-фациальный, палеогидродинамический анализы*

Формирование осадков изучаемого интервала разреза в условиях мелководного шельфа предопределили развитие определенных типов фаций. Часть терригенного материала, поступающего с суши в прибрежную часть моря, подхватывалась течениями и разносилась вдоль берега, а также уносилась в прилегающую часть шельфа. Здесь происходило образование разнообразных песчаных тел, среди которых на исследуемой площади можно выделить следующие: подводные валы, регрессивные бары, гребни штормовых волн и приливных течений.

Фациями подводных валов и регрессивных баров, сформированы отложения пластов  $B_{14}^{I-II}$  мелкозернистых песчаников, иногда косослоистых и алевролитов с прослоями аргиллитов. Отмечается увеличение активности среды седиментации от низких гидродинамических уровней, характерных для начальных этапов формирования регрессивных баров до высоких - на завершающем этапе образования.

Электрометрическая модель фации регрессивных баров представляет прямоугольный треугольник. Кровельная линия его горизонтальная, подошвенная наклонная и чаще всего осложнена зубчатостью. Песчано-алевролитовые тела подводных валов имеют сходную модель, отличающуюся меньшими размерами аномалий ПС (см. рис. 1.9).

Пласт  $B_{14}^0$  формировался в период начавшейся морской трансгрессии, когда в условиях углубляющегося моря и отдаления областей сноса под действием штормовых волн и приливных течений шла переработка ранее отложившихся осадков. Электрометрическая модель фаций пласта  $B_{14}^0$  представляет собой остроугольный треугольник с рассеченной подошвенной линией и соответствует фации гребней штормовых волн и приливных течений. Формирование осадков фации происходило в условиях очень низких палеогидродинамических уровней среды седиментации в течение всего периода их накопления (см. рис. 1.13).

По фациальным особенностям, отображенным кривыми ПС, обстановка осадконакопления характеризуется 3 типами разрезов (рис. 3.57Б).

I тип представлен отложениями фаций береговых регрессивных баров пластов  $B_{14}^{I-II}$  и гребней штормовых волн пласта  $B_{14}^0$ . Этот тип фаций развит в западном и юго-западном участках площади. Западнее этого участка распространен подтип Ia, который характеризуется более мощным пластом  $B_{14}^0$ .

II тип разреза характеризуется развитием фаций подводных валов в пластах  $B_{14}^{I-II}$  и приливных течений времени образования пласта  $B_{14}^0$ , тип распространен в центральной части площади. В подтипе IIa развиты те же фации, что и в типе II, но пласты маломощны.

III типу характерно наличие в разрезе лишь пластов  $B_{14}^{I-II}$ , представленных отложениями фаций подводных валов и течений. Разрезы этого типа приурочены к северному участку.

### *Геологическое строение залежи и перспективы*

Продуктивность пластов группы  $B_{14}$  на месторождении доказана испытанием в скважинах 1 и 24. В скважине 1 при перфорации пласта  $B_{14}^I$  получен фонтан газа дебитом 156 тыс.  $m^3/c$ , конденсата 38.4.  $m^3/c$  и воды 81.6.  $m^3/c$ . В скважине 24 ИП дебит газа из пластов  $B_{14}^{I-II}$  составил 150 тыс.  $m^3$ . Залежь является пластово-сводовой.

Как видно из приведенного разностороннего анализа, основными в залежи являются пласты  $B_{14}^I$ ,  $B_{14}^{II}$ , породы пласта  $B_{14}^0$  непроницаемы или слабопроницаемы. Среднее значение пористости пластов  $B_{14}$  на месторождении составляет 23.7% и проницаемости 187.5 мД.

По результатам анализа палеогидродинамической среды осадконакопления исследуемого интервала можно сделать следующие выводы о коллекторских свойствах пластов  $B_{14}^{0-II}$ .

Пласт  $B_{14}^0$  представлен, в основном, коллекторами У-УІ класса, формирование которых происходило в условиях низких палеогидродинамических уровней. Наиболее высокими коллекторскими свойствами обладает пласт  $B_{14}^I$ , где получили распространение коллектора III-IV классов. Для восточного склона структуры и западного купола характерно понижение коллекторских свойств до IV-V классов. В юго-западной части площади располагаются коллектора II-III классов, осадконакопление которых шло в условиях высоких палеогидродинамических уровней. В пласте  $B_{14}^{II}$ , в основном, развиты коллектора IV-V классов и на юго-западе IV-II классов.

Глинистые породы-экраны, перекрывающие группу пластов  $B_{14}$ , характеризуются небольшими толщинами 3-8 м, увеличивающимися в погруженных участках.

В свете последних построений структурного плана по группе пластов  $B_{14}$  или  $B_8$  (Гладилин С.А., 2001 г.) можно по иному увидеть строение залежи.

Возможность обнаружения перспективных участков нефтегазоскоплений для этой группы пластов может регламентироваться как литолого-фациальным, так и структурно-тектоническим факторами. Поскольку роль тектонического фактора очевидна, но не поддается количественной оценке, ее следует рассматривать двояко: и как положительный фактор в формировании залежей, и как негативный – разрушающий уже сформированные залежи.

### *Резервуары прибрежно-морской зоны Лонтынь-Яхского циклита (пласты $B_{13-12}$ )*

Согласно палеогеоморфологической карте времени формирования осадков Лонтынь-Яхского и Столбового циклитов (см. рис. 3.16, 3.18) продуктивные пласты группы  $B_{13-12}$  приурочены к отложениям прибрежно-морской и переходной обстановкам осадконакопления.

Продуктивные отложения пластов  $B_{13-12}$ , широко развитые на месторождении, являются на исследуемой территории частью общего шельфа Столбового и Лонтынь-Яхского циклитов, отнесенного нами условно к Лонтынь-Яхскому циклиту. Кровля циклита проводится по резкой смене песчаников группы мощных пластов  $B_{13-12}$  глинистыми отложениями вверх по разрезу (см. рис. 3.53). Толщина осадков циклита в пределах месторождения изменяется от 45 до 70 м (см.рис. 3.17), увеличиваясь в западном направлении, незначительно увеличивается и  $\Delta H$  кровли Лонтынь-Яхского циклита (от 300 до 330 м).

В пределах шельфовой части циклита выделяется и прослеживается, в основном, четыре песчаных пласта  $B_{13-12}^{I-IV}$ . Песчаный пласт  $B_{13-12}^I$  имеет повсеместное распространение, его толщина равна 15-35 м. Иногда пласт распадается на 2 пропластка песчаника или в верхней части переслаивается с алевролитами. Пласт  $B_{13-12}^{II}$  маломощен, близко примыкает к первому в разрезе и часто гидродинамически с ним связан. Эти два пласта с точки зрения нефтегазоносности интереса не представляют в силу отсутствия возможности для сохранения в них залежей УВ.

Пласты  $B_{13-12}^{III-IV}$  имеют небольшие толщины (в среднем 3-6 м), ограниченное распространение и в плане представляют собой песчано-алевролитовые тела северо-восточного простирания шириной 15-20 км, расположенные эшелонировано и выклинивающиеся в восточном направлении.

Наибольший интерес с точки зрения нефтегазоперспективности с газопроявлениями по керну представляют пласты  $B_{13-12}^{III-IV}$ . Пласты вмещает глинистая часть Лонтынь-Яхского циклита, они хорошо изолированы друг от друга и подстилающей груп-

пы пластов-коллекторов Б<sub>14</sub><sup>0-II</sup> глинистыми пропластками толщиной 3-8 м и разобщены по площади.

Пласт Б<sub>13-12</sub><sup>IY</sup> толщиной до 8 м представлен фациями вдольсклоновых течений (скв. 55, 54), субмеридионально ориентированных по восточному и юго-восточному склонам Мыльджинской структуры. Он представлен песчаниками серыми, светло-серыми полимиктовыми, мелкозернистыми, различной плотности и крепости, участками слоистыми, известковистыми, слюдистыми с единичными обломками фауны и алевролитами серыми песчанистыми, слюдистыми плотными, крепкими, с редкими включениями растительного детрита. На северо-запад и юго-восток пласт глинизируется. Седиментологическая модель пласта характеризуется высоким палеогидродинамическим уровнем условий осадконакопления, что обеспечивало формирование коллекторов I-IV классов.

Песчаный пласт Б<sub>13-12</sub><sup>III</sup> толщиной 0-3 м также сформирован фациями подводных течений. Он представлен песчаниками серыми, светло-серыми, со слабым голубоватым или зеленоватым оттенком, мелкозернистыми полимиктовыми с глинисто-известковистым цементом и алевролитами серыми, с голубоватым оттенком, плотными, крепкими, сильно песчанистыми, с включениями растительного детрита. Наблюдается выделение пузырьков газа.

По коллекторским свойствам песчаники относятся к III-V классам.

По результатам проведенных исследований перспективы газоносности пластов Б<sub>13-12</sub><sup>III-IV</sup> не могут быть оценены положительно, т.к. близость в разрезе выдержанных и мощных коллекторов Б<sub>13-12</sub><sup>I-II</sup> и наличие дизъюнктивной тектоники по горизонту Па предполагают возможность вертикальной миграции УВ, особенно природных газов, вверх по разрезу, а затем по простиранию – на неопределенные расстояния, ограниченные только участками замещения этих пластов вверх по восстанию при переходе в смежные обстановки осадконакопления.

#### *Резервуар суши киялинской свиты (пласт А<sub>4</sub>)*

Залежь газа в пласте установлена по результатам испытания интервала пласта в скв. 1Б, где был получен фонтан газа 480 тыс.м<sup>3</sup> и 11.7 тыс.т конденсата.

Следует отметить наличие весьма ограниченной информации по интервалу пласта, освещающей территорию неравномерно, по существу в двух точках его развития.

Тем не менее, корреляция отложений кровельной части киялинской, вартовской и алымской свит, по реперному горизонту - глинам кошайской пачки, достаточно убедительно выявляет уровень пласта в разрезах скважин и показывает наличие резкого замещения его в разрезах скважин.

В результате картирования пласта по площади месторождения, по имеющейся скважинной информации, построена схематическая карта распространения пласта. Согласно рисовке изопахит (по  $L_{пс} > 0.4$ ) пласт имеет шнурковую форма развития и предположительно пересекает структуру в субширотном направлении.

Литофациальный анализ пород интервала по форме кривых ПС указывает на русловую природу песчаного тела, резко выклинивающегося и замещающегося осадками пойм. Таким образом, сравнительно точно выявляется южная граница выклинивания песчаного тела, которая может служить литологическим экраном залежи с юга.

Согласно структурному картированию близлежащей к пласту отражающей поверхности III (кровля алымской свиты, Гладилин С.А., 2001г.), залежь должна быть приурочена к узкой террасе западного пологого крыла структуры. В этом случае оконтуривание залежи весьма проблематично. Немногим более удовлетворительна структурная основа Фирсовой Г.К. (1994), согласно которой залежь может быть приурочена к структурно-литологической, а может и тектонически-экранированной, ловушке свода



северного участка структуры. Последняя модель, по нашему мнению, более предпочтительна, так как, согласно ей может быть объяснен механизм формирования в ней газоскопления из нижележащих пластов по разлому, примыкающему вплотную к залежи.

### ***Резервуары субконтинента Колпашевской площади***

Колпашевская площадь в тектоническом отношении расположена в юго-восточной части Парабельского мегавала, точнее в восточной части Колпашевского куполовидного поднятия. К югу поднятие погружается в Бакчарскую впадину, на северо-восток в Южно-Луговую котловину Усть-Тымской впадины, то-есть, находится в зоне раздела двух отрицательных структур I порядка.

Глубокое бурение на площади начато в 1953 году. Всего на площади и в ее окрестностях пробурено 8 скважин (№№ 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 10). По последнему структурному плану по горизонту Па (с/п 18/92, Сысолятин Н.В., 1993) на собственно Колпашевской структуре (изогипса – 2240 м, площадь - 64 км<sup>2</sup>, амплитуда - 30 м) расположено 3 скважины - 4, 6, 7.

Структура имеет субширотное простирание (рис. 3.58А), на северном склоне выделяется Колпашевский структурный мыс (изогипса - 2280 м, площадь - 4.5 км<sup>2</sup>, амплитуда - 10 м) и Восточно-Колпашевский перегиб (изогипса - 2280 м, площадь - 12 км<sup>2</sup>, амплитуда - 15 м).

Континентальные отложения тюменской (а скорее наунакской) свиты перекрываются морскими глинами марьяновской свиты. Так, по споро-пыльцевому анализу (Корж М.В.), отложения скважины 2 в интервале 2371-2420 м датируются байосбатским возрастом средней юры. По другим определениям (Краснова) этот возраст присваивается более глубокому интервалу - 2496-2730 м. По микрофауне из интервала 2362-2342 м (Турбина, 1970) отложения отнесены к кимериджскому возрасту. В основании марьяновской свиты вероятно присутствуют 2-3 м пропластка битуминозных аргиллитов.

В скважине 2 испытано 12 объектов от пласта А<sub>1</sub> до образований палеозоя, из них в семи отмечена пленка или запах нефти в притоке пластовых вод. Признаки нефтегазоносности в виде пленки нефти отмечены в двух скважинах, расположенных в восточной части площади, в отложениях верхней части тюменской свиты. Так, в скважине 7 при испытании интервала 2305-2318 м при динамическом уровне 280 м получена пленка нефти, в скважине 2 пленка нефти с водой получена из интервала 2382-2387 м. В скважине 2 также из интервала 1375-1381 м (пласт А<sub>1</sub>) был получен перелив воды дебитом 16.4 м<sup>3</sup>/сут. с пленкой нефти (рис. 3.58). Пласт был испытан лишь в скважине 2, в скважине 7 опробовался пласт А<sub>4</sub>.

Пласт А<sub>1</sub>, залегает под глинами кошайской пачки и по приуроченности к континентальным отложениям киялинской субформации и формам кривых ПС относится к фации руслого типа (рис. 3.58А,Б,В). В скважинах 3 и 10 пласт замещается алевролитоглинистыми осадками поймы.

На наш взгляд повсеместные нефтегазопроявления при испытании разреза пластов группы А (А<sub>7</sub>, А<sub>4</sub>, А<sub>1</sub>), анализ результатов ГИС, русловая природа песчаного пласта, геометрия его залегания, характер замещения по площади, наличие мощной глинистой кошайской покрывки, а также отсутствие нефтепризнаков в интервалах покурской свиты, заслуживают опробирования интервалов пласта А<sub>1</sub> в зоне предполагаемой ловушки, так как характер насыщения пласта испытанием не доказан (рис. 3.58А).

Обращает на себя внимания наличие нефтегазопроявлений по всему разрезу скважин Колпашевской группы поднятий от палеозоя до покура при видимом (по ГИС) отсутствии отложений баженовской свиты.

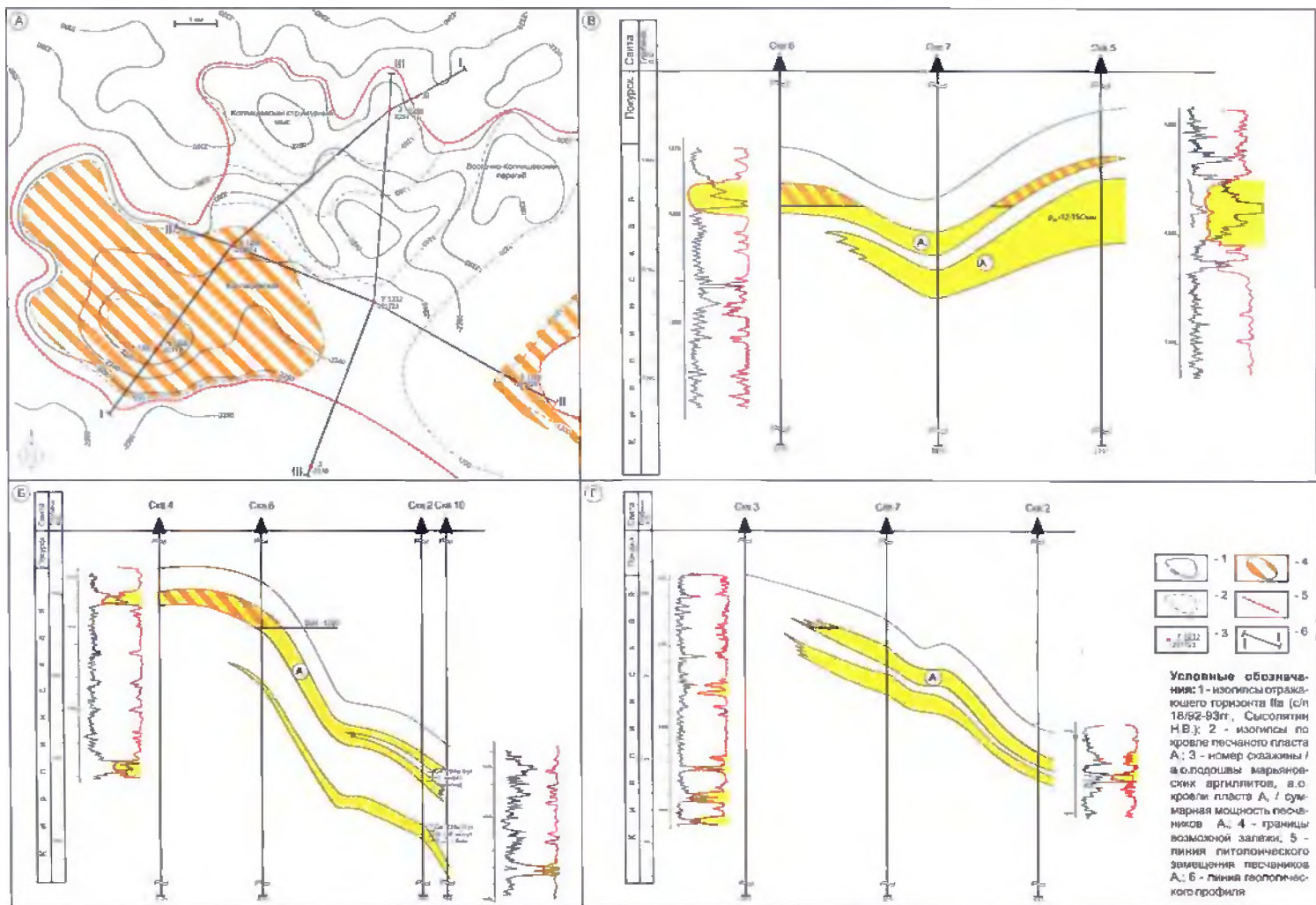


Рис. 3.58. Строение ловушек несома (Коллашевская площадь)  
 А - Карта распределения коллекторов пласта А, для выявления повулк на Коллашевской площади; Б, В, Г - Геологические разрезы по линиям I-I, II-II, III-III

### 3.3.2. 2. Резервуары шельфа (прибрежно-морской зоны)

#### *Резервуары Соболиной зоны*

С учетом имеющихся прямых признаков нефтегазоносности разреза пород неокма в виде промышленных и непромышленных залежей УВ и присутствия в керне высокоуглеродистых соединений и битума на территории террасовидного окончания Парабельского мегавала установлена одна зона нефтегазосодержания - это Соболиная, Чарусная и Ступенчатая структуры. Залежи этой зоны приурочены к песчаникам морских и переходных обстановок осадконакопления Назинского, Вахского и Лонтынь-Яхского циклитов.

*Соболиное* месторождение нефти приурочено к одноименному валу, образованному цепочкой пяти локальных поднятий: Северо-, Западно-, Восточно-Соболиными, собственно Соболиным и Гураринским. В плане одни из них имеют близкое к изометричному строение, другие субмеридионально вытянуты вдоль оси вала. Параллельно, вдоль западного склона вала фиксируется дизъюнктивное нарушение, сопровождающееся сетью оперяющих коротких разломов. В соответствии с принятым вариантом расчленения разрезов скважин Соболиной группы поднятий, на основе их эталонирования со скважиной 178, а также детальной корреляцией отложений выделенных циклитов и песчаных пластов, нефтегазоносность приурочена к серии шельфовых пластов  $B_{15}$  - Назинского,  $B_{14}$  - Вахского циклитов и пласту  $B_{12}^I$  Лонтынь-Яхского циклита прибрежно-морского генезиса (рис. 3.59). Притоки нефти и газа были получены скважиной 171 из пласта  $B_{15}^I$ . Из нижележащего пласта этого же циклита ( $B_{15}^{III}$ ) в притоке воды была получена пленка нефти.

В последующие годы отдельные залежи в пределах собственно Соболиного и Гураринского поднятий были открыты еще в четырех, кроме названных выше, пластах  $B_{15}$  Назинского циклита, а также четыре залежи в пластах  $B_{14}$  Вахского циклита. Таким образом, в данный момент на этой группе месторождений насчитывается 10 залежей УВ, отнесенных к пластам  $B_{12}^I$ ,  $B_{14}$ ,  $B_{14}^I$ ,  $B_{14}^{II}$ ,  $B_{15}$ ,  $B_{15}^I$  и  $B_{15}^{III}$ . Преимущественный тип выявленных залежей структурный, некоторые имеют литологическое ограничение.

В настоящей работе приводится модель строения залежей этого многопластового месторождения, рассмотренная с позиций циклитного строения морских песчаников тарской субформации, а также исследована возможность их обобщения с целью получения дополнительных сведений об условиях формирования коллекторов и строения залежей в ловушках, сформированных ими.

Раздельно рассмотрены залежи нефти в пласте  $B_{12}^I$  Лонтынь-Яхского циклита, корреляция которого в объемах двухпластового переходного комплекса отложений киялинской свиты не вызывает сомнений. Так же несомненна и трассировка верхнего в разрезе Вахского шельфа - базального пласта  $B_{14}$ , что предопределяет их пообъектный анализ.

Гораздо условнее корреляция нижележащих пластов Назинского циклита (от  $B_{15}$  до  $B_{15}^{IV}$ ). Для более однозначной и достоверной корреляции они объединены в группу песчаников  $B_{15}$  (рис. 3.59).

В соответствии с эталонным разрезом скважины 178, в интервале песчаных осадков Назинского циклита выделяются пласты  $B_{15}^V$  -  $B_{15}$ , отображаемые на материалах ГИС воронкообразной формой кривых ПС, что говорит об увеличении вверх по разрезу размерности зерен в пластах. Этой группе пластов свойственно изменение толщин пропластков, разная форма кривых ПС и одинаковый уровень в разрезе, неизменным остается лишь закономерное изменение зерен вверх по разрезу и максимальная толщина верхнего пласта -  $B_{15}$ . Для большинства разрезов шельфов такое сложение песчаных регрессивных серий является типичным. Выше, обычно с

размывом, залегает трансгрессивная пачка глин, символизирующая начало формирования нового цикла седиментации.

Трансгрессивная часть вышележащего Вахского циклита формировалась в особых структурно-тектонических условиях осадконакопления Соболиного вала, благоприятствующих захоронению осадков медленно проходящей трансгрессии. Эти условия, по сравнению с близлежащими территориями, наиболее приподнятыми и более гидродинамически активными, благодаря большим глубинам погружения вала, характеризовались ослабленной гидродинамикой осадконакопления, где процесс трансгрессии проходил без разрушения отложившихся толщ осадков. На отдельных этапах на более приподнятых участках северо-западной террасы Парабельского мегавала и непосредственно самого мегавала в обстановке усиленной динамики морских вод и происходило накопление песчаных разностей. На границе "трансгрессия – регрессия" отмечается плохая отсортированность зерен, закономерное уменьшение их гранулометрии вверх по разрезу, наличие большого числа обломков и остатков фауны и др. В силу усиливающейся динамики морских вод при дальнейшей регрессии происходило формирование более грубозернистых разностей.

Таким образом, серия осадков Вахского циклита представлена тремя выдержанными по простиранию пластами: два из них характеризуются постепенным уменьшением размерности зерен песчаников вверх по разрезу и третий отличается колоколообразной формой кривых ПС (рис. 3.60).

### *Резервуары прибрежно-морской зоны Лонтынь-Яхского циклита (пласт $B_{12}^1$ )*

Залежи нефти в пласте  $B_{12}^1$  Лонтынь-Яхского циклита на Гураринском и Соболином поднятиях (скв.181, 179) образованы в отложениях береговых валов (рис. 3.61, 3.62). Распространение коллекторов экранировано слабопроницаемыми осадками старичных озер (скв.178). Фация русла пласта  $B_{12}^1$  вскрыта одной скважиной 176, где песчаники серые, с зеленоватым оттенком мелкозернистые слабосцементированные, неяснослоистые, с углистыми остатками. В верхней части интервала фация песков разливов, переходящая в отложения старичных озер, представлена песчаниками буроватыми, ожелезненными. Колоколообразная форма кривой руслового песчаника (скв.176) переходит вверх по разрезу в зазубренную тонкослоистую фацию песков разливов и далее – старичных озер, что отражает весь установленный для этого пласта набор фаций.

Толщина интервала пласта  $B_{12}^1$  остается неизменной в пределах сводов поднятий и равняется 14-17 м, на погружениях возрастает до 25-26 м (скв.172, 175, 176). Толщина песчаных пропластков равна 3-5 м и только в месте вскрытия руслового фрагмента достигает 18 м (скв.176).

По наиболее представительной выборке керна из этого пласта (7обр. песчаника и 3 аргиллита, скв. 182) песчаники характеризуются открытой пористостью от 14.8 до 22.1%, проницаемостью от 0.4 до 13.2 мД. Карбонатность прослоев оценивается от некарбонатных до 8.9%, максимальное значение соответствует образцу с наименьшей открытой пористостью. Значения открытой пористости по 5 скважинам колеблется от 17 до 22.2 в среднем по пласту равняется 20.2. проницаемость – от 2.8 до 630.8 мД.

Залежь нефти на Гураринском поднятии доказана притоками нефти в скв.181 (57 м<sup>3</sup>/сут). Покровное размещение пласта предполагает структурный тип ловушек, а наличие русловых типов фаций песчаного пласта – возможность сообщения их в разрезе и выход в нижележащий Вахский резервуар (пласт  $B_{15}$ ).



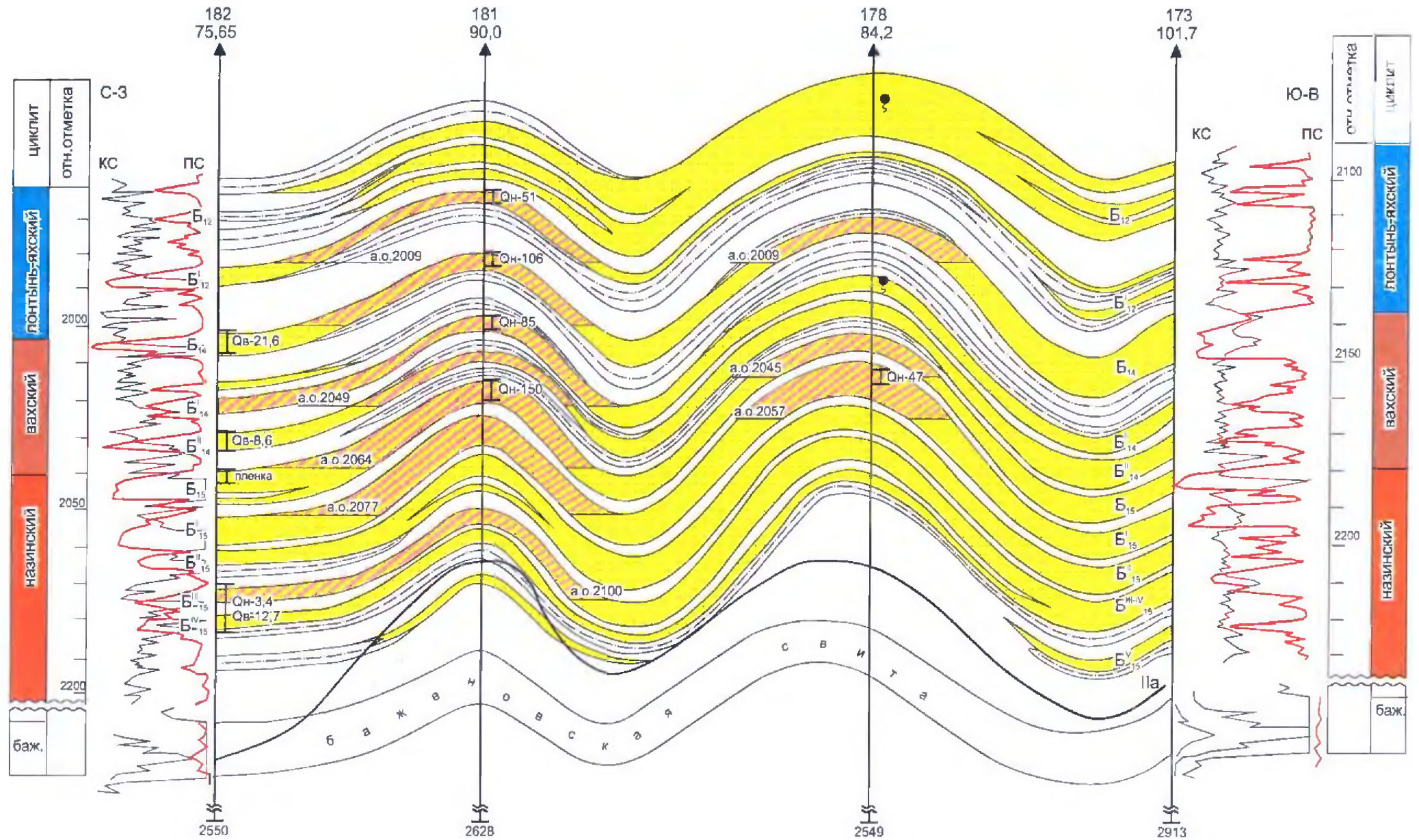


Рис. 3.59. Геологический разрез и корреляция по линии I-I (Соболиный вал)



Б <sub>12</sub>	Б <sub>12</sub> <sup>I</sup>	Б <sub>14</sub>	Б <sub>14</sub> <sup>I</sup>	Б <sub>14</sub> <sup>II</sup>	Б <sub>15</sub>	Б <sub>15</sub> <sup>I</sup>	Б <sub>15</sub> <sup>II</sup>	Б <sub>15</sub> <sup>III</sup>	Б <sub>15</sub> <sup>IV</sup>	Б <sub>15</sub> <sup>V</sup>	Индекс пласта	Тип фации
												русел рек
												пойменных озер, стариц
												береговых валов
												песков разлива
0,3	0,3											вдоль береговых валов
											0,3	баров
			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3		барьерных островов
		0,3										промоин приливно-отливных течений
лонтын-яхский		вахский			назинский						Циклит	
прибрежно-аллювиальный		прибрежно-морской										Комплекс фаций
переходная		морская										Обстановка осадконакопления
вартовская		тарская										Субформация

Рис. 3.60. Литофациальный анализ отложений неокома (Соболиный вал)

## Резервуары шельфа Вахского циклита (пласты $B_{14}^I - B_{14}^{II}$ )

Залежи пласта  $B_{14}$  Вахского циклита разместились в баровых песчаниках небольшой мощности (2-3 м) вдольберегового генезиса (скв.181, 178, 179), в склоновых частях палеоподнятий, представленных фацией барьерных островов (скв.174, 175, 173) (рис. 3.60). Искаженность воронкообразной формы кривых ПС в скважинах 173 и 175 обусловлена, по-видимому, некоторой деформацией кровельной части пласта под действием штормовых волн ближнего шельфа. Песчаники пласта светло-серые, с зеленоватым оттенком средне- и мелкозернистые слабо- и крепкоцементированные (скв.181) плохо отсортированные слоистые, известковистые в скважине 172. Встречаются прослои карбонатной породы и остатки микрофауны.

Толщина интервала пласта  $B_{14}$  изменяется незначительно, от 7 м в сводовых частях Гуларинского месторождения до 15-17 м в разрезах западных скважин. Внутри зоны, очерченной изопакитами 10 и 15 м, простирается полоса песчаников 5 - 10 м толщины. Западнее этой зоны скважинами 174, 175, 173 вскрыты фронтальные части барьерных баровых островов, приуроченных к западным склонам палеоподнятий.

Песчаники пласта по максимальному количеству образцов (6), взятых из его интервала в скв. 171, характеризуются открытой пористостью от 22.9 до 25.2%, проницаемостью – от 690 до 980 мД, все образцы некарбонатны. Значения открытой пористости по 7 скважинам изменяются от 11 до 25.3 % в скв 181 и в среднем по пласту равна 21.1%.

Залежи нефти доказаны притоками нефти в скв. 179, 181 и 182 с максимальным дебитом 100 м<sup>3</sup>/сут. в скв. 181. При площадном распространении пласта наиболее вероятным является структурный тип залежей.

Залежи нефти пластов  $B_{14}^I$ ,  $B_{14}^{II}$  связаны с вдольбереговыми баровыми образованиями, сформированными, как правило, двумя пластами с песчаной и алевролитовой размерностью зерен, записанными кривыми ПС с последовательно убывающей амплитудой (снизу-вверх) рассматриваемого интервала (рис. 3.59, 3.61Б). Пласты либо алевролитовой размерности, либо с толщиной проницаемых пропластков от 1 до 2 м, которых насчитывается только в пласте  $B_{14}^I$  до четырех (скв.171, 176, 179). Морской баровый генезис этих образований подтверждается большим присутствием ракушняка, свойственного низким баровым грядам (по Бушу) – это остракоды, пеллециподы, двухстворчатые моллюски.

При стабильной толщине группы пластов  $B_{14}^{II} - B_{14}$  (31-34 м), толщина песчаной составляющей изменяется от 8 до 22 м (рис. 3.61Б). Пониженные суммарные толщины песчаников (до 10 м) приурочены к присводовой восточной части территории, с тыльной стороны вдольберегового барового комплекса отложений. В сторону погружения бассейна, происходит их увеличение.

Песчаники серые плотные мелко- и тонкозернистые переслаиваются с алевролитами светло-серыми и аргиллитами темно-серыми плотными, разной степени крепости. В заглинизированных песчаниках (скв.178) отмечаются намывы ОРД.

Коллекторские свойства песчаников характеризуются по образцам керна из 7 скважин. По пласту  $B_{14}^I$  средние значения открытой пористости изменяются от непроницаемых до значений 7.3-22%, в среднем по пласту равняются 17.3%, проницаемость – от непроницаемых прослоев до 457 мД, при средней – 189.6. В пласте  $B_{14}^{II}$  по результатам анализов 5 скважин открытая пористость по пласту колеблется от 7.4 до 22% (скв.182), резко изменяется и проницаемость: от непроницаемых прослоев до 621.7 мД, со средними по пласту значениями 17.4 и 141.8% соответственно. Также резко варьирует и карбонатность: от некарбонатных прослоев до 18.3%, в среднем составляя 5.35%. В целом, по двум пластам закономерного ухудшения коллекторских свойств вверх по разрезу не наблюдается, возможно, из-за дискретности и случайности точек отбора образцов для анализа.

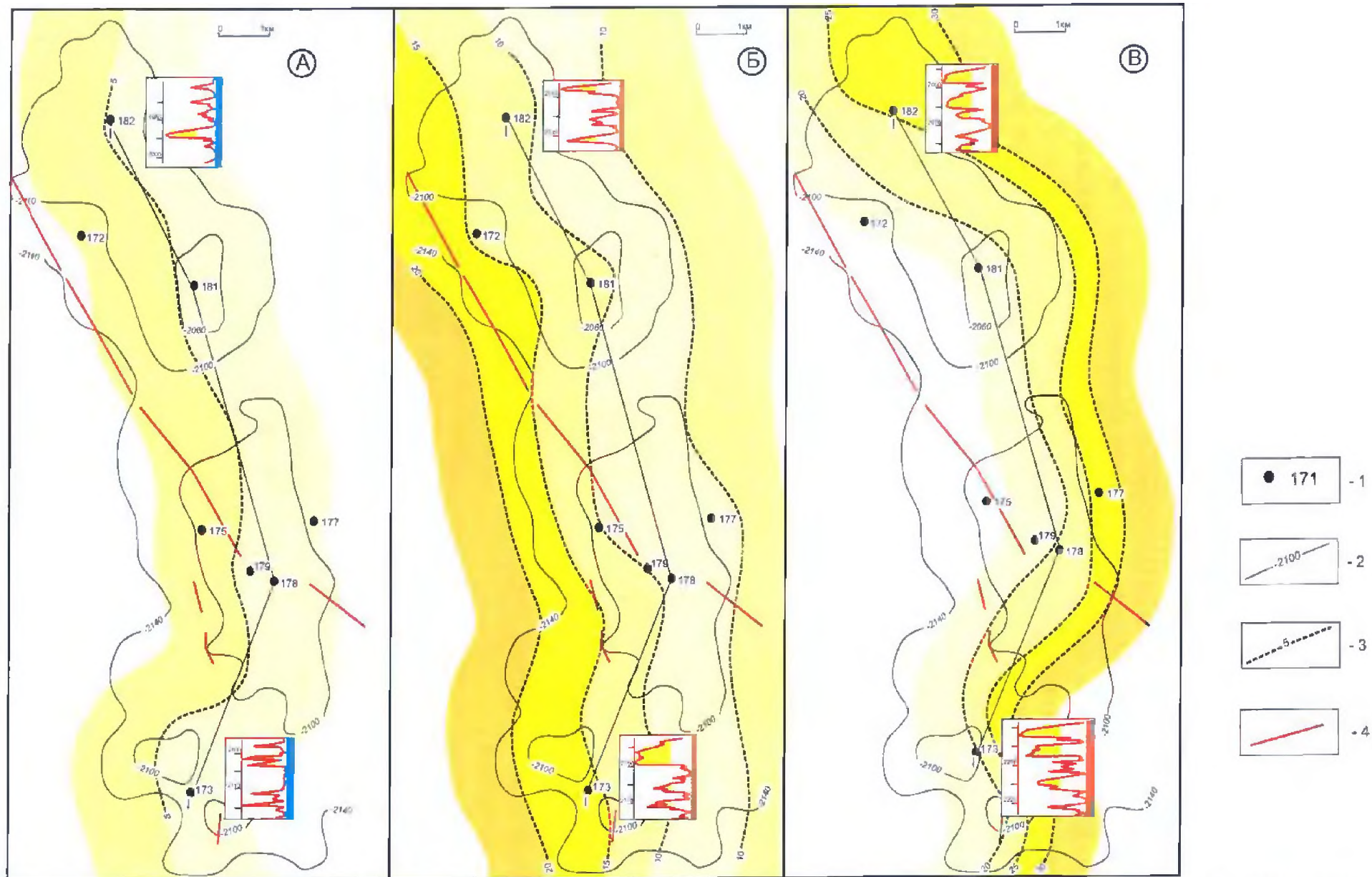


Рис. 3.61. Строение залежей шельфа и прибрежно-морской зоны: А - Лонтынъ-Яхского (пл.Б<sub>12</sub><sup>I</sup>); Б - Вахского (пл.Б<sub>14</sub><sup>I</sup>-Б<sub>14</sub><sup>II</sup>); В - Назинского (пл.Б<sub>15</sub><sup>I</sup>, Б<sub>15</sub><sup>II</sup>, Б<sub>15</sub><sup>III</sup>) циклитов (Соболиный вал)

**Условные обозначения:** 1-скважина, ее номер; 2-изогипсы отражающего горизонта IIб (подшва тарской свиты, Жевлаков Л.П.); 3-изопахиты песчаных пластов; 4-разломы



Признаки нефтегазоносности по керну имеются в скв.171 и 178 Соболиного купола, приток нефти дебитом  $3.1\text{ м}^3/\text{сут.}$  получен в скв. 179. На Гуларинском поднятии при испытаниях скважин 181 и 182 также открыта залежь с максимальным дебитом  $150\text{ м}^3/\text{сут.}$  Повсеместное распространение песчаных пластов серии  $B_{14}^{\text{II}}$ ,  $B_{14}^{\text{I}}$  предопределяет структурный тип ловушек.

### *Резервуары шельфа Назинского циклита (пласты $B_{15}$ )*

Группа песчаных пластов  $B_{15}$  - Назинского циклита представлена пятью-шестью пропластками, залежи нефти доказаны в трех песчаных пластах:  $B_{15}$ ,  $B_{15}^{\text{I}}$  и  $B_{15}^{\text{III}}$  (рис. 3.59). Объяснение подобной картины нефтенасыщения можно найти в анализе состава и строения пластов на площади месторождения.

Очевидно, что два нижних в разрезе пласта  $B_{15}^{\text{V}}$  и  $B_{15}^{\text{IV}}$ , по  $L_{\text{пс}} \leq 0.3$  не коллекторы (рис. 3.59) и чаще всего представлены алевролитовой размерностью (скв.175, 176, 182) или маломощными крепкими, массивными или сливными песчаниками (скв.172, 181) с намывами углистого материала, без признаков УВ.

Интерес представляют четыре выпшележащих пласта, литологические и коллекторские свойства которых вверх по разрезу улучшаются. Здесь встречены песчаники светло-серые и серые, в основном мелко-, бывает среднезернистые полимиктовые, в равной мере глинистые и слабоизвестковистые, отмечаются намывы углистого материала, слюдистость, скопления биотита и ОРД. В аргиллитовых прослоях в большом количестве встречаются обломки и остатки разнообразной фауны ракушек.

Коллекторские свойства пластов этой серии охарактеризованы достаточно хорошо.

*Пласт  $B_{15}$*  в скв 182 характеризуется открытой пористостью от 17.7 до 21.7% при среднем значении 19.9%, проницаемостью – 0.5-106.1, в среднем составляющей 33.3мД. Карбонатность в среднем равна 15%.

*Пласт  $B_{15}^{\text{I}}$*  представлен анализами по 10 скважинам. Наиболее представительная коллекция образцов имеется по скв. 182 (11) плюс более 30 из интервала совместного залегания пластов  $B_{15}^{\text{I}}$  и  $B_{15}^{\text{II}}$ . Гравелитовый прослой, взятый в основании пласта  $B_{15}^{\text{I}}$  непроницаем, с открытой пористостью 3.4%, в интервале переслаивания с алевролитами – 16.9-17.9%, с проницаемостью 0.5-1.7 мД. Песчаники преимущественно со стабильной открытой пористостью – 21.9 – 22.3%, и проницаемостью от 50.3 до 301.7 мД, в карбонатных прослоях их содержание – от 1.2 до 35%. Открытая пористость по скважинам также стабильна и колеблется от 18 до 23.8% по средним значениям скважин, по пласту составляя 19.7%, что приблизительно одинаково с пластом  $B_{15}$ .

*Пласт  $B_{15}^{\text{II}}$*  отдельно от выпшележащего проанализирован только в двух скважинах, еще в трех он рассмотрен совместно с пластами  $B_{15}^{\text{I}}$  и  $B_{15}^{\text{III}}$  (181, 182 и 176 соответственно). По выборке скважины 182 интервал пласта характеризуется средней открытой пористостью 20.6% и проницаемостью от 1.7 до 9.5 мД (среднее 3.3), слабой карбонатностью, в основном от некарбонатных прослоев до максимальных с величиной карбонатности - 0.8%. Характеристика проницаемости некарбонатных прослоев выше, чем в слабо карбонатных: так при максимальной карбонатности, равной 0.8%, проницаемость равна 1.7мД, в некарбонатных она колеблется от 2 до 3.7мД. Средняя открытая пористость по пласту по 5 скважинам равна 20.4%, проницаемость – 26.5мД. Отложения в основном некарбонатны, с максимальным значением карбонатности по пласту 4.0% (скв.177).

Коллекторские свойства пластов  $B_{15}^{\text{II-IV}}$  определялись в 5 скважинах и 29 образцах. Открытая пористость по 182 скважине изменяется в значительных пределах: от 4.2% в непроницаемых прослоях, причем в качестве непроницаемых считаются песчаники с открытой пористостью 15.3%. Следует при этом отметить, что фиксируются

коллектора и со значениями открытой пористости 8.6% (при значении проницаемости 0.1мД). По отношению к вышележащим пластам коллекторские свойства пластов  $B_{15}^{11-IV}$  ниже. Так, средняя по интервалу открытая пористость равняется 19.15%, проницаемость – 22.96мД (от 3.3 в 175 скв. до 82.1 в 171 скв.), карбонатность в песчаниках либо отсутствует, либо определяется первыми единицами до 2.8%.

Коллекторские свойства пласта  $B_{15}^V$  низкие: средняя открытая пористость по 2 скважинам равна 15 и 15.5% проницаемость от 0.59 до 2 мД. Отмечается слабая карбонатность пород – от некарбонатных до 1.2, с максимальным значением 6.9.

Литологический состав интервала пластов, последовательность их напластования отображаемая воронкообразной формой кривых ПС (рис. 3.60), приуроченность их образования к регрессивной стадии развития циклита, в которых прослеживается шесть циклических изменений уровня моря, однозначно относят генезис этих осадков к вдольбереговым баровым постройкам (по Муромцеву) или низким ракушняковым грядам (по Бушу).

Однако, таким образованиям свойственна некоторая гидродинамическая нестабильность песчаного материала, в силу чего наблюдается слияние по площади тех или иных пластов. Так, лишь на гранулометрическом уровне разделяются пласты:  $B_{15}^{11}+B_{15}^{111}$  и  $B_{15}^{IV}+B_{15}^V$  в скважине 176;  $B_{15}^{111}+B_{15}^{IV}$  в скважинах 173, 178, 181;  $B_{15}^I+B_{15}^{11}$  в скважинах 174, 172, 182 (рис. 3.59);  $B_{15}^{11}+B_{15}^{111}$  в скважинах 177, 171, 179.

Из этого следует, что сохранение залежей в пластах ( $B_{15}^{11}$ ), подстилающих верхний в разрезе этой четверки пластов очень проблематично, в силу отсутствия возможностей для перетока УВ из пласта в пласт при определенных тектонических подвижках. Результатом такого слияния и разделения пластов явилось наличие литологически экранированной залежи в пласте  $B_{15}^{111}$  на Гураринской площади и трех структурных на Гураринской и Соболиной - в кровельных пластах серии –  $B_{15}$ ,  $B_{15}^I$ .

При общем нарастании интервала регрессивной серии пластов  $B_{15} - B_{15}^{VI}$  Назинского циклита в сторону Усть-Тымской впадины и межструктурного понижения (от 20 м до 62 м, см. рис. 3.23), распределение толщины его песчаного состава в целом, по-видимому, подчиняется структурному плану. Наименьшие суммарные толщины песчаников приурочены к сводовым частям палеоподнятий и довольно стабильны – 18 – 22 м, в погруженных участках они возрастают до 30 – 31 м (скв. 177 и 174). Полосовидный характер распределения мощностей регрессивных образований в пределах палеовала подтверждает их баровый генезис. Черепицеобразное залегание песчаников, воронкообразная форма кривых ПС этой серии пластов, улучшение коллекторских свойств вверх по разрезу и их гидродинамическая связь - однозначно указывают на приоритетность сохранения залежей в верхних из регрессивной серии пластах -  $B_{15}$ ,  $B_{15}^I$ .

Открытые залежи нефти с максимально полученным дебитом нефти скв.171 - 103.23 м<sup>3</sup>/сут., подтверждены притоками УВ в пяти скважинах. Тип залежей, сформированных в интервале регрессивной серии осадков: в пласте  $B_{15}^{111}$  – структурно-литологический (Гураринская) и три структурных – в пластах  $B_{15}$ ,  $B_{15}^I$ . Не исключено открытие залежи нефти в пласте  $B_{15}^{111}$  и на Соболином поднятии.

Залежи УВ в нижнемеловых пластах Соболиной площади, по-видимому, вторичны. Однако вертикальный переток УВ из верхнеюрского разреза, ввиду его изоляции от баженовской нефтематеринской толщи двухсотметровым куломзинским глинистым экраном, даже несмотря на наличие тектонического разлома, сомнителен. Хотя перебазировка флюидов по дизъюнктивным нарушениям была бы возможна, но вертикальная миграция УВ не подтверждается нефтепризнаками в нижележащих, шельфовых резервуарах Нюрольского циклита ( $B_{16}$ ), залегающих под коллекторами Назинского. По результатам отбора керн (скв.172, 176, 181) и испытанию интервала пластов  $B_{16}$  (скв.172, 176) не отмечено даже запаха нефти по керну.

Остается признать вариант латеральной миграции по пластам именно Назинского циклита. Учитывая региональный уклон седиментационной поверхности на запад, источник миграции следует искать там же. Установленная нефтепродуктивность нижнемелового комплекса отложений на Мыльджинском валу, а также конечная стадия формирования Назинского шельфа на этой территории, подсказали нам проведение исследований возможности латеральной миграции УВ с Мыльджинского на Соболиный вал.

#### *Локальный прогноз перспектив нефтегазоносности*

В основу локального прогноза нефтегазоперспективных участков заложено несколько критериев. Основным положением для их использования на такой малоизученной бурением и сейсморазведкой территории, при сложившейся системе взглядов на верхнеюрский и, возможно, нижнетюрский генезис нефти, а также учитывая вероятную вторичность нижнемеловых скоплений УВ, будет служить метод геологических аналогий.

Это положение предполагает первоначальное рассмотрение всех возможных признаков формирования и сохранения залежей нефти и газа в нижнемеловых отложениях, поиск наиболее результативных, практически и теоретически обоснованных критериев доказанной нефтегазоносности территории и затем моделирование благоприятных условий для нефтегазонакопления в пределах определенных структурных объектов. Рассмотренный выше объект нефтегазонакопления обладает специфическими чертами строения и формирования: приуроченностью скоплений УВ к террасовидному склону Парабельского мегавала в Усть-Тымскую впадину и области распространения нефтематеринской – баженовской свиты; высоким этажом нефтегазоносности. Нефтеперспективными, кроме нижнемеловых, по результатам испытания, здесь являются: зона дезинтеграции, ниже-, средне- и верхнеюрские отложения; избирательностью насыщения УВ неокотских коллекторов по вертикали. Так, резервуар Нюрольских шельфовых пластов, располагающийся между двумя продуктивными интервалами: горизонтом Ю<sub>1</sub> и Назинскими песчаными пластами, не насыщен; "сквозным" насыщением серии шельфовых пластов Назинского циклита (пласты Б<sub>15</sub>) и залегающего выше пластов Б<sub>14</sub> Вахского циклита; наличием более 150 м покрышки горизонта Ю<sub>1</sub>; приуроченностью залежей к песчаникам, в основном мелко-, редко среднезернистым, углистым, слабоизвестковистым, глинистым, разноцементированным.

Анализ приведенных основных признаков нефтегазоносности, присущих Соболиному объекту, свидетельствует о двух наиболее вероятных критериях концентрации здесь УВ. Первый, помимо структурно-тектонических условий ловушки, определяется возможностью генерации углеводородов сразу двумя материнскими толщами: для нижней, средней юры и зоны дезинтеграции – тогурской свитой; для верхней юры и нижнего мела – баженовской свитой.

Второй касается вероятности латеральной миграции УВ из впадин Усть-Тымской впадины по нижнемеловым шельфовым пластам Назинского циклита, продуктивным и на Мыльджинском валу, учитывая покровные формы распространения этого типа фаций.

Сопоставление разрезов скважин обеих территорий через промежуточную, Воскресенскую площадь, показало тождественность выделенных отложений циклитов (Казанского, Нюрольского, Назинского, Вахского), согласно созданному для них ранее полигенетическому ряду. На Мыльджинской площади осадки Назинского циклита формировались у края бровки шельфа, с небольшой (на излете выносимых сюда песчано-алевролитовых разностей) песчаной составляющей. На восток от Мыльджинской площади, на территории Воскресенской структуры, получает развитие зона бровки шельфа, в которой происходит наращивание осадков шельфа за счет отложений алев-

ролитовой размерности. Еще дальше на восток, на Соболиной площади, наблюдается разрез полномасштабного шельфа (см. рис. 3.22, 3.23).

На профиле этого же направления видно, что продуктивные песчаники Назинского и Вахского циклитов на Мыльджинском, продуктивны и на Соболином месторождении. А вот нефтегазонасыщенность клиноформных частей Нюрольского циклита (ачимовских коллекторов) на Мыльджинском не является источником для насыщения шельфовых изохронных пластов  $B_{16}$  на Соболином, что является правомочным и объясняется их разобщенностью в плане при полном экранировании ачимовских пород глинистыми породами.

Можно предположить, что миграция флюидов с запада на восток, по всей вероятности, была обусловлена "работой" Чузикского грабен-рифта. Предполагаемый путь перемещения УВ возможно лежал по седловине Воскресенского перегиба, что, в свою очередь, выводит последнюю в разряд перспективных. Предварительный литолого-фациальный, структурно-тектонический и промыслово-геофизический анализ этой седловины, по имеющимся геологическим материалам, не исключает возможности формирования здесь залежи УВ. Анализ данных промысловой геофизики ГК, НГК, ИК, МКЗ, ПС и КС по Воскресенской площади (скв. 1 и 2) с той или иной степенью достоверности также предполагает возможное накопление УВ в ловушках пластов  $B_{13}$ ,  $B_{14}$ ,  $B_{16}$ . О возможном обнаружении здесь залежи УВ свидетельствует также наличие выявленной зоны затухания сейсмической энергии (ПР 83.17.03). Однако, следует заметить, что структурный план Воскресенской площади изучен недостаточно.

Признаки нефти в керне Ступенчатой 5 и Чарусной 191 скважинах свидетельствуют о широком поле миграции флюидов, которые в благоприятно структурно-замкнутых условиях залегания коллекторов Назинского циклита могут образовывать залежи нефти и газа как в пределах локальных поднятий борта Усть-Тымской впадины, так и на террасах Парабельского мегавала.

### *Резервуары шельфа на территории Усть-Тымской мегавпадины*

Нефтегазоносность нижнемеловых отложений на территории Усть-Тымской впадины доказана промышленной продуктивностью песчаников шельфа *Вахского* (пласты группы  $B_{14}$ ) и *Назинского* (пласты группы  $B_{15}$ ) циклитов на Соболиной группе поднятий и прилегающей территории Мыльджинского месторождения, где продуктивными также оказались ачимовские коллектора Нюрольской клиноформы [29, 30].

Зафиксированы нефтепризнаки в виде запаха нефти и битумопроявления по керну скважин на Трассовой, Передовой, Межозерной, Воскресенской площадях. По данным ГИС пласты  $B_{14}$ ,  $B_{15}$ ,  $Aч_{B_{16}}$  характеризуются как проницаемые и водонасыщенные. При испытании пластов группы А на Линейном поднятии при испытании ИП из отложений алымской свиты за 21 мин. получен приток воды  $2.0 \text{ м}^3$ , на Киев-Еганской, Трассовой и Передовой структурах получена вода с растворенным газом, на Мыльджинском месторождении открыта залежь газа.

Доминирующим критерием, наличия благоприятных условий для формирования неокомских резервуаров, при оценке нефтегазоносности отложений нижнемелового возраста является состояние разломной тектоники территории.

С целью локального прогноза методом АИК выполнено эталонирование продуктивных резервуаров нижнемелового НГК (рис. 3.62Б,В) для Мыльджинского и Соболиного месторождений. На эталонных разрезах наблюдаются относительно хорошие отражающие площадки, связанные с покрывками. В зоне залежи также



отмечается перепад уровня энергии волн, хотя сам уровень ниже, чем в верхнеюрских и нижнеюрских нефтегазонасыщенных пластах, особенно на Соболином месторождении.

### ***Киев-Еганская зона***

При проведении анализа волновой картины в бортовых частях Усть-Тымской впадины установлена серия дизъюнктивных нарушений, проникающих в меловую толщу. Один из таких участков наблюдается вблизи Киев-Еганской структуры (рис. 3.62А), где характер волнового поля носит аномальный характер, не фиксирующийся на других профилях (ПР 99.05.08). Следует отметить, что в скв. 352 при испытании пласта Б<sub>13</sub> Лонтынь-Яхского циклита получен приток воды с растворенным газом.

Прогнозная зона, фиксируемая методом АИК на ПР 99.4,5.02 по аналогии с Соболиным месторождением приурочена к шельфовым коллекторам *Назинского* циклита (рис. 3.63Б).

### ***Обходной поисковый объект***

*Обходной поисковый объект* находится в северо-западной части Усть-Тымской впадины (рис. 3.62А). По временному сейсмическому разрезу МОГТ ПР 91.7,8.06 по линии Вартовская скв. 332 - Тунгольская скв. 2 прослеживаются зоны тектонической напряженности в отложениях нижележащих НГК, способствующих миграции УВ в не-окомские коллектора (рис. 3.63А).

Западнее Вартовской площади, в клиноформной части *Нюрольского* циклита наблюдается сейсмический образ, близкий к эталону на Мыльджинском месторождении (рис. 3.62Б,В) - такая же, не очень высокая по энергетике запись, неплохая по-крышка тем не менее носит следы разрушения залежи. При испытании скв. 332 Вартовской площади была получена вода, в 335 - вода с растворенным газом.

Песчаные пласты Б<sub>14</sub>, Б<sub>12-13</sub>, развиты в шельфовых отложениях *Вахского* и *Лонтынь-Яхского* циклитов, а в прибрежно-морской зоне – пласты Б<sub>11</sub> *Первомайского* циклита. Потенциальным резервуаром могут выступать песчаники *Вахского* циклита толщиной 12 м.

Зоны, где серии разломов проникают в меловую толщу отмечены также в юго-восточной части УТВ, в районе *Берегового*, *Лугового* и *Пиковского поднятий*.

### ***Песчаный поисковый объект***

В тектоническом плане по отражающему горизонту II<sup>а</sup> объект представляет собой два поднятия, Песчаное и Луговое, осложняющие зону сочленения Парабельского и Пыль-Караминского мегавалов.

На материалах АИК (рис. 3.63В) в присводовой части структуры наблюдается развитие как коллектора, так и локальной покрывки, а элементы разломной тектоники способствуют созданию залежи.

Скв. 1 Песчаной площади пробурена на склоне структуры. Отбор керна производился в отложениях тарской свиты, признаков нефтегазоносности не отмечается. В качестве потенциального резервуара рассматриваются песчаные отложения *Казанского* циклита (пласт Б<sub>17</sub>).

### ***Пиковский поисковый объект***

В зоне шельфа на участке развиты группы песчаных пластов в *Пудинского* и *Нюрольского* циклитов, в прибрежно-морской зоне – в *Назинском* циклите, толщиной 21 м. В качестве потенциального резервуара рассматриваются песчаные отложения *Нюрольского* циклита Б<sub>16</sub>. На приведенном фрагменте сейсмопрофиля 01.04.10 (рис. 3.63Г) прослеживается кровля *Нюрольского* циклита и наличие зон тектонической напряженности в нижележащих отложениях чехла.

### 3.4. РАЙОНИРОВАНИЕ ТЕРРИТОРИИ

Реконструкция полигенетического ряда обстановок, формирующих осадки отдельных изохронных толщ (циклитов), как было показано выше, позволило выделить и проследить (см. рис. 3.1) на территории юго-востока ЗСП 10 геологических осадочных тел, законченных циклов седиментации (циклитов) названных по месту их приуроченности и более достоверного картирования: *Пайдугинский (Пдг), Парабельский (Прб), Пудинский (Пд), Казанский (Кз), Назинский (Нз), Нюрольский (Нр), Вахский (Вх), Столбовой (Ст), Лонтынь-Яхский (Л-Ях) и Первомайский (Прв)*.

Руководствуясь необходимостью привязки разрезов Нижневартовского района к разрезам восточного его окончания на территории Томской области, нами проинтерпретированы материалы Соснинско-Советско-Медведевского и Стрежевского месторождений, которые увязаны со Схемой О.М. Мкртчяна и др. по Среднему Приобью. Таким образом, выделенный в Среднем Приобье *Соснинский* циклит, в объемах его шельфовых осадков, соответствует на рассматриваемой территории Первомайскому циклиту, депоцентры ачимовских отложений которого закартированы на Каймысовском своде. *Новомолодежному* циклиту Среднего Приобья изохронен выделенный в Томской области Лонтынь-Яхский циклит (см. рис. 3.1).

По возрасту, морфологии и основным особенностям строения осадков циклитов территория юго-востока ЗСП (Томская область) районирована на *пять зон* [140] (Вартовско-Каймысовская, Александровско-Средневазюганская, Пудинско-Тымская, Парабельско-Пайдугинская и Чулымо-Енисейская), каждая из которых включает в себя части до четырех смежных нефтегазоносных районов (рис. 3.64).

**Первая зона** распространена на крайнем западе, на территориях Каймысовского и части Нижневартовского нефтегазоносных районов, а также бортах Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины. Зона объединяет преимущественно шельфовые образования Соснинского (*Первомайского*), Сороминского и Тагринского циклитов (группы пластов БВ<sub>11, 10, 9</sub>), выделенных в Среднем Приобье [78, 89]. Восточная граница этой зоны проходит примерно по линии замещения группы шельфовых пластов БВ<sub>9</sub>. Общая толщина морских и прибрежно-морских отложений неокома (ΔН - до кровли Первомайского циклита) в этой зоне изменяется от 400 до 430 метров. Суммарная толщина песчаных прослоев шельфа и прибрежно-морских слоев (по  $L_{ПС} \geq 0.4$ ) колеблется в пределах 50 – 130 м. Толщина ачимовских коллекторов в депоцентрах достигает 45 м.

Анализ имеющихся палеонтологических определений возраста по остракодам, фораминиферам и пелециподам (в 3-х интервалах – Подобина В.М., Татьяна Г.М., Козырева и др.), а также спорово-пыльцевых определений (7 определений – Маркова Л.Г., Скуратенко А., Ткачева В. и др.) морских и прибрежно-морских осадков (см. рис. 3.5, 3.7, 3.9, 3.10, 3.11) первой зоны, коррелируемых в разрезах скважин на расстоянии от 5 до 10 км, позволяет соотнести группы пластов БВ<sub>11</sub> и БВ<sub>10</sub> к валанжин-готериву, соответственно к Первомайскому и Сороминскому циклитам, а прибрежно-морские отложения Тагринского циклита (пласты БВ<sub>9</sub>) - к готерив - баррему (Аэросейсмическая скв.101, Весенняя скв.256).

**Вторая зона** занимает территории Александровского свода и Средневазюганского мегавала, Колтогорского мезопрогиба и Нюрольской мегавпадины, в целом с востока ограничиваясь шельфом Лонтынь-Яхского циклита (пласты БВ<sub>12</sub>). Основной особенностью строения пород неокома этой зоны является классическое клиноформное строение с выраженной склоновой поверхностью осадконакопления, на которой формируются клиноформы ачимовских отложений. Выклинивание осадков четырех циклитов по их падению создает предпосылки для широкого распространения в этой зоне депоцентров ачимовских отложений *Кз, Нр, Нз*,

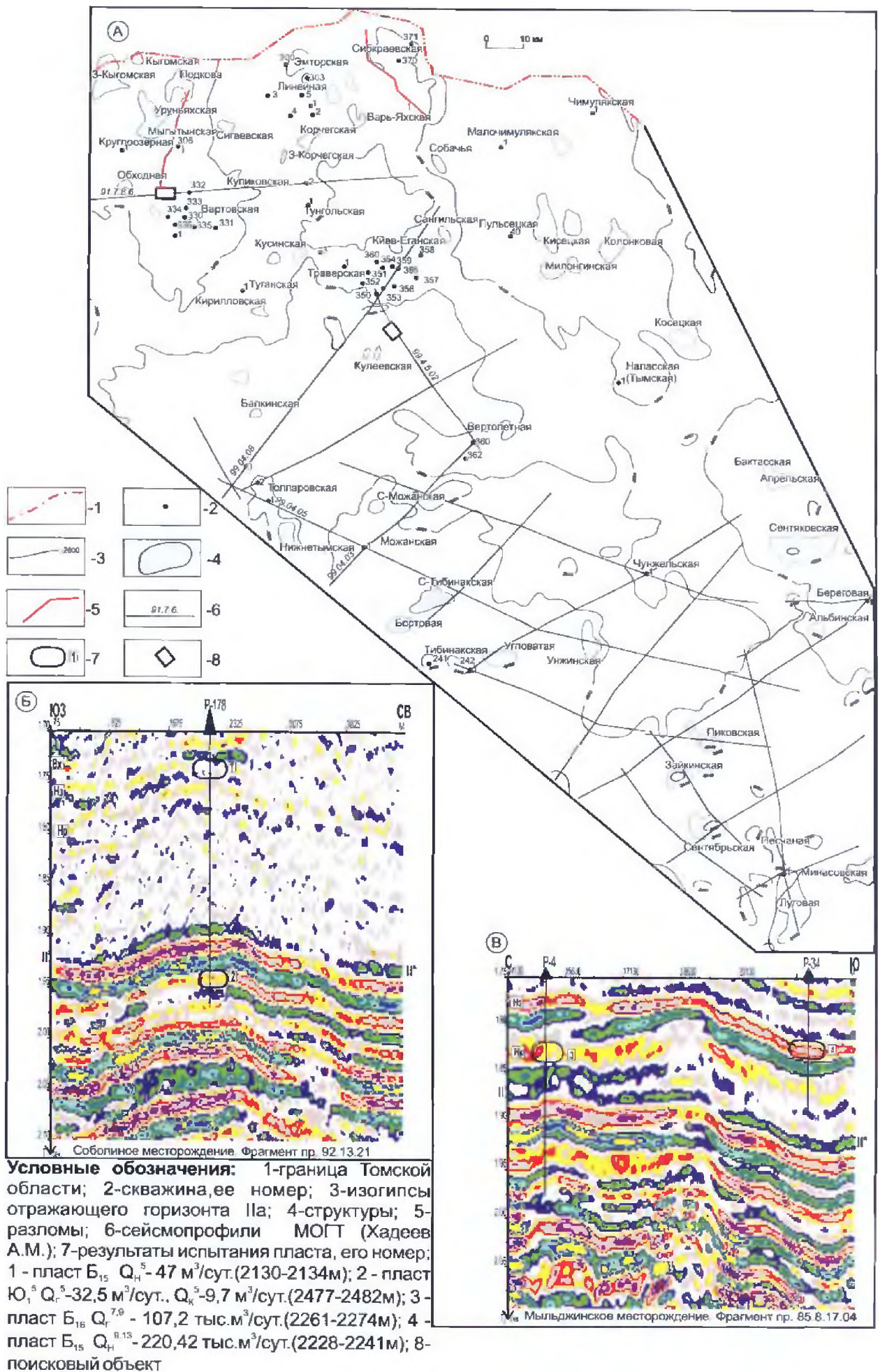


Рис. 3.62. Сейсмогеологическая характеристика ловушек неокома (УТВ)  
 А - Обзорная карта; Эталоны нефтегазонасыщения нижнемеловых и верхнеюрских пластов; Б - Соболинского месторождения; В - Мыльдзинского месторождения



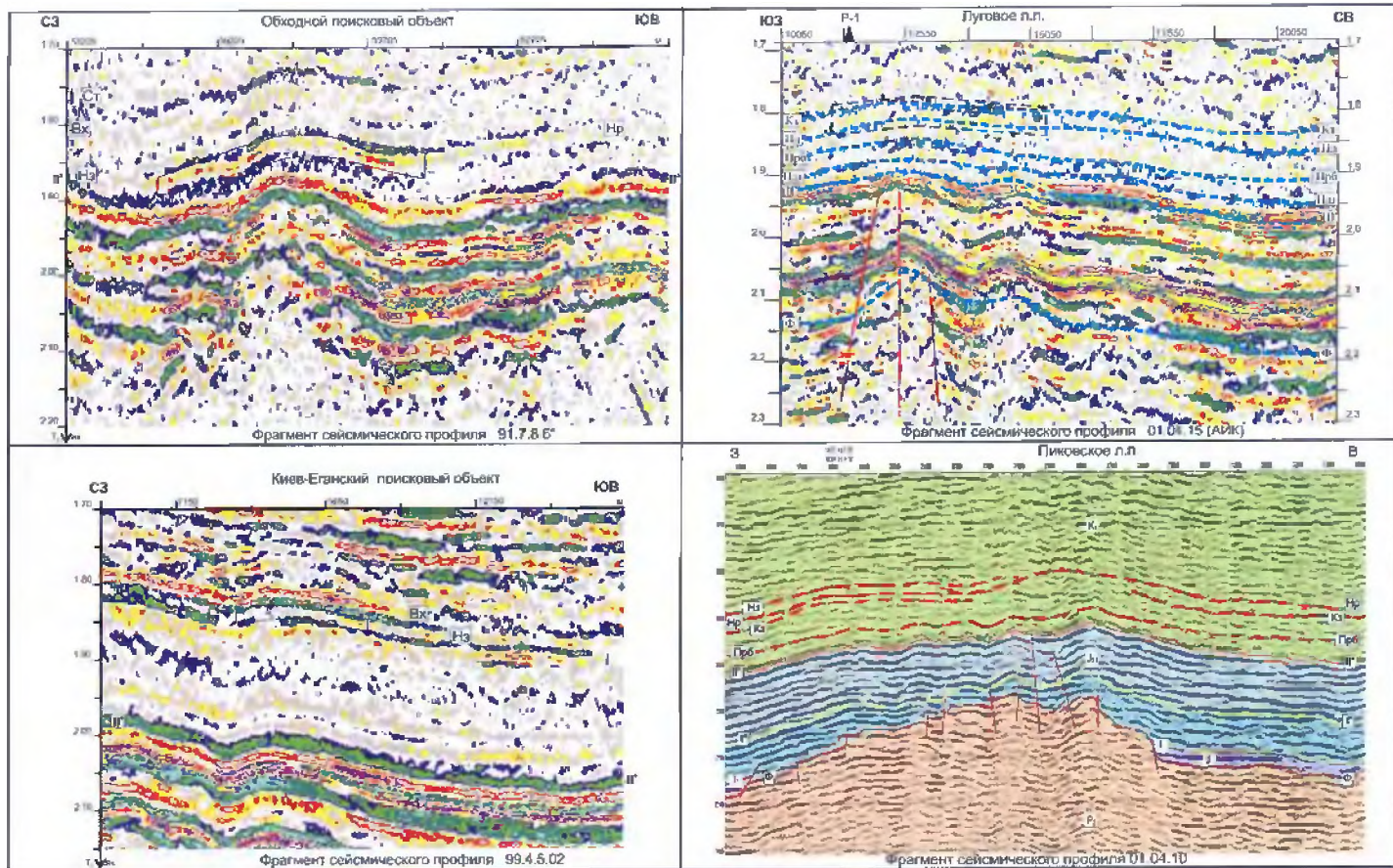


Рис. 3.63. Сейсмогеологическая характеристика ловушек неокома (Усть-Тымская впадина)





*Вх* и *Ст* циклитов. Общая толщина отложений этой зоны ( $\Delta H$  - до кровли Л-Ях циклита) изменяется в диапазоне 320 – 380 метров, толщина шельфовых и прибрежно-морских песчаников равна 40-80 метрам, ачимовских - 0-20 м.

Определение возраста отложений по остракодам на Куль-Еганской скв.1 в объемах Первомайской толщи **второй зоны** относится к верхневаланжин-готеривскому ярусам. Возраст осадков Лонтынь-Яхской, Назинско-Нюрольской толщ по остракодам, фораминиферам и аммонитам определен как  $vl_2$ ,  $vl_1$ ,  $v-vl_1$  соответственно, по споропыльцевым комплексам в пяти интервалах он датируется как  $v-vl$  (см. рис. 3.5, 3.7, 3.9, 3.70, 3.11).

**Третья** - Пудинско-Тымская зона распространена в Казанском и Пудинском районах, занимает также части Парабельского и Усть-Тымского, ограничивается площадью распространения шельфового пласта БП<sub>1</sub> (Нюрольский циклит). Зона характеризуется более пологими склонами шельфа *Кз*, *Нр*, *Нз*, *Вх* циклитов и более глинистым составом ачимовских отложений. Величина  $\Delta H$  до кровли *Вх* циклита равна 200-310 метрам, общая толщина песчаников шельфа и прибрежно-морских пластов 20-60 метров, ачимовские коллектора в зонах максимального накопления едва достигают 10 м.

Стратиграфическая привязка микрофаунистических определений на Линейной скв.1, Вертолетной скв.362, Усть-Тымской скв.1 (в 4 интервалах) характеризуют возраст отложений валанжина в объемах от Назинского до Столбового циклитов в этой зоне районирования. В Нань-Яхской скважине в прибрежно-морских отложениях вартовской свиты отложения датируются готерив—барремом (*h-br*). В имеющихся данных по споропыльце (10 образцов) возраст отложений валанжинский.

**Четвертая зона** размещается на территории Пайдугинского района, части Парабельского и Усть-Тымского. За границу ее распространения можно принять выклинивание шельфовых пластов БП<sub>3</sub> Пудинского циклита. Здесь размещаются шельфовые и прибрежно-морские фации трех циклитов - Пудинского, Парабельского и части Пайдугинского. Первой отличительной чертой циклитов этой зоны, от рассмотренных выше, является морфология их залегания, характеризующаяся слабонаклонной формой профиля с широким и пологим палеошельфом. Другой характерной особенностью отложений этой зоны будет преимущественно их верхнеюрский возраст, соответственно определяемый кимериджем и средней-верхней волгой (см. рис. 3.13). Общая максимальная толщина прибрежно-морских отложений этой зоны изменяется в пределах от 140 до 220 м, песчаников в ней – 20-70 м.

**Пятая зона** расположена на крайнем востоке и занимает Владимировский мегавыступ, Ажарминский мегавал и территорию Восточно-Пайдугинской мегавпадины. Здесь выявлено Пайдугинское тело с пачкой песчано-алевролитовых отложений кимеридж-волжского возраста в кровле. Толщина отложений по кровле Пайдугинского циклита (марьяновская + куломзинская + максимоярская свиты) изменяется от 140 до 250 м, прибрежно-морских песчаников – от 10 до 80 м. Макроскопические описания керна скважин и биостратиграфические определения этих интервалов в **4 и 5 зонах** (скважины Ярской, Вездеходной, Еланской, Береговой, Чунжельской, Ажарминской площадей) относят отложения морских циклов осадконакопления к берриас-валанжинскому и кимеридж-волжскому возрасту (см. рис. 3.13, 3.30), что может свидетельствовать о трансгрессивной стадии их образования в прибрежно-морских условиях верхнекелловей-оксфордской трансгрессии. Определенные трудности соотнесения литологического описания и стратиграфической датировки отложений в свете литостратиграфического расчленения и скольжения границ, определенным образом компенсировались принятием верхневолжского порога трансгрессии (*верхневолжской* – *t*).

В этом случае раннекимериджский возраст Пайдугинского тела с пачкой песчано-алевролитовых отложений в кровле относит его к трансгрессивно-баровым осадкам прибрежно-морской группы фаций верхнеюрской трансгрессии. Тогда первой толщей

регрессии (зонциклитом Я2, Нежданов) будут осадки Парабельского циклита верхне-волжского возраста. Тогда, возможно и вероятно, учитывая интервалы коррелируемых разрезов в четвертой и пятой зонах (около и более 100 км), отложения зонциклита 1 не попали в область исследования.

Тем не менее, раннекимеридж-волжские отложения Пайдугинского и Парабельского (см. рис. 3.13, 3.30, 3.31) могут быть скорее отнесены к регрессивным циклам осадконакопления, исходя из их приуроченности к окраинным (береговым) частям верхнеюрского морского бассейна и несмотря на формирование осадков этого возраста на большей части территории в трансгрессивную фазу тектогенеза.

### *Карты распространения циклитов при поисках резервуаров неокома*

Картирование различных обстановок (суши, прибрежно-морской, шельфа, бровки шельфа, склона, подножие склона) осадконакопления дробных интервалов разреза неокома (циклитов) создает **стратегическую** основу для поисков структурно-фациальных зон нефтегазонакопления (рассмотрим на примере особенностей строения осадков Вахского циклита, см. рис. 3.20, 3.21).

Известно, что каждой обстановке формирования *первоначального коллектора* (песчаного тела) свойственны индивидуальные закономерности, обусловленные основными фациальными и гидродинамическими особенностями среды осадкообразования. Соответственно перечисленному генетическому ряду в осадках верхней юры - неокома необходимо рассматривать не менее *пяти типов резервуаров*, с характерными поисковыми признаками, формирующих определенный тип ловушек.

Так, *суше* свойственны песчаные рукавообразные образования речных потоков, к которым могут быть приурочены ловушки *литологического* типа, ограниченные с двух сторон и *структурно-литологические*.

*Прибрежно-морской* обстановке присущ больший ряд песчаных накоплений: от плащеобразных, до линзовидных, - тяготеющих к береговой линии и формирующих различного вида ловушки *структурно-литологического* типа.

Для *шельфа* характерны регрессивно-баровые постройки, контролируемые палеорельефом и гидродинамикой среды осадкообразования, с наиболее встречающимся типом *структурных* ловушек.

В зонах *бровок шельфа* характерно разобщение песчаных пластов на пропластки при их погружении на склоне, что определяет *литолого-структурный* тип ловушек.

*Склоновые*, ачимовские коллектора формируют изолированные резервуары в *литологических* ловушках, а также в *структурно-литологических*.

Детальность же структурно-тектонических построений с учетом генетических особенностей среды осадконакопления в совокупности с анализом толщин и форм распространения отложений циклитов и, в особенности, их песчаных составляющих, будет являться **тактической** основой поисков отдельных участков и локальных объектов.

Карта развития осадков на примере *Вахского циклита* (Вх, см. рис. 3.21) детализирует палеогеоморфологическую схему (см. рис. 3.20) и позволяет, на основе анализа его толщин и песчаников (при  $L_{пс} \geq 0.4$ ), в первом приближении восстановить как палеорельеф поверхности осадконакопления, так и подтвердить фациальный ряд формирующихся на ней осадков. На карте с высокой степенью точности обособляется *склоновая* часть составляющей циклита, представленная ачимовскими отложениями и картируемая тремя депоцентрами на склонах структур II порядка, где толщина ачимовских песчаников изменяется от 10 до 30 м и более.

Примерное положение бровки шельфа (см. рис. 3.21) и, таким образом, *зоны бровки шельфа* трассируется осевой линией максимальных толщин циклита (более 150м). Переход склоновой поверхности к субгоризонтальной – шельфа контролируется значением  $\Delta H < 250$  м ( $\Delta H$  – превышение кровли Вх циклита над подошвой баженовской свиты). К этому полю значений (зоне бровки шельфа) закономерно приурочена региональная граница выклинивания песчаников шельфа (0 изопакхита).

Восточнее бровки шельфа ( $\Delta H \geq 250$  м) кровля циклита выполаживается (см. рис. 3.21), начинается территория собственно *шельфа*, где  $\Delta H$  колеблется в диапазоне

250 м, толщина (мощность) осадков циклита равна 50-60 м, песчаников – 10-50 м. Очевидно, что линейное увеличение толщины циклита в восточном направлении до 160 метров с мелким шагом изопахит, а затем столь же согласное ее уменьшение до 60 метров, но с более крупным шагом, характеризует довольно крутой палеосклон и более пологое восхождение к бровке шельфа. Осевая часть замыкающей изопахиты (100 м) общей толщины осадков будет соответствовать примерно положению в плане зоне бровки палеошельфа. Стабилизация толщин осадков циклита (равных в этом случае мощностям) в диапазоне около 60 м, а также локализованный характер их распределения свидетельствуют о достаточно выровненном рельефе поверхности шельфа.

Пониженные толщины циклита (50 м) обособляют три участка с различными условиями накопления песчаного материала, приуроченными к северной, центральной и южной частям территории шельфа.

Первый (северный) участок ориентирован субширотно и ему свойственны весьма низкие значения суммарной мощности песчаников (3-5 м), обусловленные, по всей вероятности, ограниченным поступлением кластического материала.

Второй - центральный участок занимает среднее положение и самый высокий процент песчаности отложений, достигающий 60%. Очерчиваемая изопахитами форма развития песчаников имеет субмеридиональное простирание, в целом повторяющее линию выклинивания осадков циклита вниз по падению слоев. Участок находился под преобладающим влиянием приливно-отливных течений с источником поступления на юге и юго-востоке территории. Наблюдаемый канал северо-западного направления получил свое разрешение у подножия склона, в седловине между Колтогорским мезопрогибом и Нюрольской мегавпадиной, где в виде конуса выноса фиксируется депоцентр ачимовских песчаников с максимальной толщиной 30 м.

Третий - южный участок характеризуется большим разбросом мощностей песчаников (на крайнем юге до 50 м), извилистой линией замещения, резким их выклиниванием. Наряду с изометричностью формы обособления участка, по ГИС часто наблюдается наличие эрозионных контактов с подстилающими слоями и отсутствие маркирующих глин. Повидимому, этот участок был близок к источнику сноса на юге и юго-востоке, поставляющему материал и характеризующемуся высоким энергетическим уровнем осадконакопления, с интенсивным размывом и переотложением песчаной составляющей. В продолжение этого участка, на склоне шельфа также сформировался депоцентр ачимовских песчаников, суммарная мощность которых несколько превышает 20 м.

Литофациальные особенности строения осадков в зоне перехода шельфа в *прибрежно-морские* отложения (см. рис. 3.20) менее заметны с точки зрения рассмотренных выше позиций. Тем не менее, в массиве наблюдений весьма часты факты резких изменений в разрезе и плане: толщины и количества песчаных пластов и пропластков; их конфигурации по ПС; контактов с вмещающими породами; исчезновения маркирующих глин и др. На примере формирования осадков Вахского циклита прибрежно-морской зоне свойственно  $\Delta H < 240$  м, нарушение геометрии субмеридиональных форм залегания шельфовых осадков на субширотные или пятнисто-линзовидные, незакономерное изменение толщины циклита и песчаных пластов.

Распределение  $\Delta H$ , толщины циклита и песчаников, ход и шаг изопахит, в совокупности с литолого-фациальной типизацией осадков, в первую очередь по формам кривых естественной поляризации и величине  $L_{ПС}$ , не только качественно, но и количественным образом характеризуют класс коллекторов и возможность прогноза типов ловушек на соседних малоизученных участках.

### *Нефтегазоносность и перспективы зон районирования*

Оценка возможностей обоснования конкретных зон поиска залежей углеводородов, базируется, помимо вышеприведенных первоочередных факторов, на общегеологических предпосылках образования залежей углеводородов в неоконе. К благоприятным признакам на территории юго-востока ЗСП относятся: наличие в разрезе нефтематеринских баженовских глин; развитие глин георгиевской свиты, препятствующих перемещению УВ в нижележащие коллектора; отсутствие резервуаров в васюганской



свите, контактирующих в разрезе с баженовской; наличие тектонических разломов или зон напряженностей в подстилающих толщах, контролирующих формирование скоплений углеводородов в резервуарах нижнего мела.

По результатам исследований неокома на территории Томской области можно наметить некоторые выводы *о перспективах нефтегазоносности каждой из пяти зон районирования*. С учетом некоторых наиболее значительных из вышеназванных критериев нефтегазоносности, установленных для отложений платформенного чехла территории Томской области, и в частности для рассматриваемого комплекса, прогнозные перспективы зон районирования выглядят следующим образом.

В западной – первой Вартовско-Каймысовской зоне установлена приоритетная нефтегазоносность *резервуаров шельфа и ачимовских резервуаров* (Советское, Аленкинское, Столбовое, Стрежевское м-ния) *Первомайского, Лонтынъ-Яхского и Столбового* циклитов (пласты БВ<sub>11</sub>, БВ<sub>12</sub>, АЧ<sub>БА1</sub>).

В центральной части территории (второй-третьей зонах) значительной перспективностью обладают *коллектора шельфа и склона Столбового, Вахского, Назинского и Нюрольского* циклитов (пласты БА<sub>1</sub>, БА<sub>2</sub>, БА<sub>3</sub> и АЧ<sub>БА2</sub>, БА<sub>3</sub>, БП<sub>1</sub>). Здесь открыты Южно-Черемшанское, Южно-Мыльджинское, Мыльджинское, группа Соболиных, Вахское, Северное месторождения.

Открыты залежи в *резервуарах пласта А<sub>4</sub> континентального генезиса* на Мыльджинском и Южно-Черемшанском месторождениях.

Принимая во внимание неоднородность геолого-геофизической изученности рассматриваемой территории глубоким бурением и сейсморазведкой, неоднозначна и достоверность представляемых материалов. Поэтому результаты выполненных работ не претендуют на исключительную однозначность.

На участках *первого уровня*, к которым можно отнести западные земли с развитой нефтедобычей и наиболее освещенные материалами бурения скважин и площадной сейсморазведкой ОГТ, исследования в значительной мере проводились за счет переобработки и анализа значительного количества геолого-геофизического полевого и скважинного материала. Достоверность результатов исследования по этим материалам не вызывает сомнений, их выводы положены в основу геологического районирования всей территории Томской области.

К территориям *второго уровня* относится центральная нефтегазоносная часть области, которая оценивается достаточной информативностью геолого-геофизических данных и соответственно этому - уровнем детальных исследований.

Землям *третьего уровня* (восток: Пыль-Караминский, Ажарминский мегавалы, Парабельский, Владимирский мегавыступы, Калгачский мезовыступ, прилегающие к ним впадины) характерна плохая освещенность глубоким бурением, низкий процент структурно-тектонической изученности сейсморазведкой ОГТ. Близость этой территории к складчатому обрамлению ЗСП, обуславливает больше всего вопросов по формированию верхнеюрско-неокомской осадочной толщи. Представляемые геолого-геофизические и сейсмогеологические материалы корреляции нижнемеловых отложений для этой части территории слишком дискретны и оставляют много спорных положений, что обусловлено выпадением из разреза репера I категории – баженовской (марьяновской) свиты и замещением его осадков двумя самыми древними из выделенных здесь циклитов.

## ЛИТЕРАТУРА

### Опубликованная

1. Безрукова Т.С., Белоусова Н.А., Раевская Е.Б. Стратиграфия неокомских и аптских отложений Широкого Приобья. / Материалы по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1968. - Вып.7. - С. 124.
2. Бейзель А.Л. Опорный разрез Приполярного Зауралья как показатель асимметрии клиноформного комплекса Западной Сибири / Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири: Сб. научных трудов СНИИГ-ГиМС. - Новосибирск, 1996. - Ч.1. - С. 81.
3. Белозёров В.Б. Перспективы поиска сложнопостроенных залежей нефти в пределах восточного склона Каймысовского свода / Нефтегазовому образованию Сибири - 50 лет. - Томск: Из-во ТПУ, 2002. - С. 5-7.
4. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. К проблеме поисков литолого-стратиграфических ловушек в верхнеюрских отложениях юго-востока Западной Сибири / Теоретические и региональные проблемы геологии нефти и газа: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1991. - 238 с.
5. Белозёров В.Б., Брылина Н.А. Перспективы поиска ловушек неантиклинального типа в отложениях верхней юры Среднеvasюганского мегавала / Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1989. - С. 107-115.
6. Белозеров В.Б., Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. и др. Литостратиграфия континентальных отложений нижней и средней юры юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / Региональная стратиграфия нефтегазоносных провинций Сибири: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1985. - С. 111.
7. Белозеров В.Б., Даненберг Е.Е., Огарков А.М. Особенности строения васюганской свиты в связи с поисками залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1980. - Вып. 275. - С. 101.
8. Белозёров В.Б., Даненберг Е.Е., Ю.С. Нарута Ю.С. Расчленение и типы разрезов баженовской свиты. // Труды ЗапСиб НИГНИ. - Тюмень: 1979. - Вып.141. - С. 32-35.
9. Белозёров В.Б., Разин А.В. Модель косослоистого строения верхнеюрского резервуара Игольского месторождения и особенности его разработки // Вестник ВНК. - Томск: 1998. - Вып.1. - С. 25-29.
10. Биншток М.М. О геологическом прогнозировании и подготовке сейсморазведкой ловушек литологического типа в отложениях неокома Западной Сибири / Геология нефти и газа. - 1980. - С. 18.
11. Брадучан Ю.В., Гольберг А.В., Гурари Ф.Г. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири. - Новосибирск: Наука, 1986. - С. 5.
12. Брадучан Ю.В., Нестеров И.И., Соколовский А.П. Стратиграфия мезокайнозойских отложений Средне-Обской: Материалы по стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западной Сибири. - Тюмень, 1968. - Вып. 7. - С. 11.
13. Бродовой В.В. Стадийность и масштабность геофизических исследований в геологоразведочном процессе / Известия ВУЗов, серия "Геология и разведка". М.: - 1998. - № 1. - С. 108-116.
14. Бруссард Д. Дельты-модели для изучения. М.: Недра, 1979. - 323 с.

15. Брылина Н.А. Условия формирования резервуаров нефти и газа в отложениях васюганской свиты на севере Томской области: Автореферат на соискание ученой степени канд.-геол.-минер.наук. – Томск, 1986. - 17 с.
16. Брылина Н.А., Даненберг Е.Е. Палеогеоморфологические предпосылки поисков залежей нефти и газа в ловушках неантиклинального типа в отложениях васюганской свиты на юго-востоке Западно-Сибирской плиты / Геологическое строение и нефтегазоносность юго-востока Западной Сибири: Сб. научных трудов СНИИГТиМС. – Новосибирск, 1989. - С. 115-123.
17. Брылина Н.А., Резниченко В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Стрежевского месторождения нефти / Перспективы внедрения научно-технических достижений и новых технологий: Сб. научных трудов ТО СНИИГТиМС. – Томск, 1996. - 2 с.
18. Брылина Н.А. Геологическое районирование неокомского клиноформного комплекса на территории Томской области / Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской области: Сб. научных трудов СНИИГТиМС. – Новосибирск, 1997. - С. 53-65.
19. Брылина Н.А., Волков Б.М., Камынина Л.И. К вопросу о влиянии Колтогорского мегапрогиба на формирование неокомских циклитов / Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской области: Сб. научных трудов СНИИГТиМС. – Новосибирск, 1997. - С. 66.
20. Брылина Н.А. Строение и фации ачимовских отложений в связи с перспективами их нефтегазоносности (Каймысовский свод): Сб. научных трудов СНИИГТиМС. – Новосибирск, 1997. - С. 69.
21. Брылина Н.А. Клиноформное строение нижнеокомского разреза на примере Каймысовского свода, актуальные вопросы геологии и географии Сибири. Геология нефти и газа: Материалы научн. конференции 120-летию ТГУ. – Томск, 1998. - Т. 2. -С. 30-35.
22. Брылина Н.А., Камынина Л.И. и др. Нижнемеловые отложения Томской области (Геологическое районирование): Материалы региональной конференции геологов Сибири. – Томск, 2000. - Т.1. - С. 231-233.
23. Брылина Н.А., Москаленко В.А. Роль литолого-фациального фактора в формировании ачимовских коллекторов (Александровский мегавал): Материалы региональной конференции геологов Сибири. – Томск, 2000. - Т.1. - С. 227-231.
24. Брылина Н.А., Камынина Л.И., Москаленко В.А. Литолого-фациальный фактор в формировании ачимовских коллекторов Первомайского циклита Оленьего месторождения. – Томск: Томский политехнический университет, 2001. -3 с.
25. Брылина Н.А., Камынина Л.И., Москаленко В. А. Геологическое строение и основные закономерности размещения нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты /30 лет на службе Томской геологии: Сб. научных трудов ТО СНИИГТиМС. – Новосибирск, 2002. -11с.
26. Брылина Н.А., Тищенко Г.И., Камынина Л.И. и др. Роль научных исследований в геологическом изучении и развитии нефтегазового комплекса Томской области/ 30 лет на службе Томской геологии: Сб. научных трудов ТО СНИИГТиМС. - Новосибирск, 2002. -3 с.
27. Брылина Н.А., Брылина А.В., Камынина Л.И. и др. Геологическая характеристика и прогноз перспектив нефтегазоносности нижнемелового НГК на территории Усть-Тымской впадины. – Томск: Вестник ТГУ, 2003. - №3(II). –3 с.
28. Брылина Н.А. Неоком - резервный объект прироста запасов УВ на северо-востоке Томской области. / Проблемы и перспективы развития минерально-сырьевого комплекса и производительных сил: Материалы научно-практической конференции ТО СНИИГТиМС. – Томск, 2004. - С. 25-29.

29. Брылина Н.А., Брылина А.В. и др. Усть-Тымская впадина Томской области как перспективный нефтегазопромысловый объект. – М.: ГЕОС, 2004. – 2 с.
30. Брылина Н.А., Брылина А.В. Изучение Западно-Тымской скважины 1 в связи с перспективами нефтегазоносности Усть-Тымской впадины (Томская область). – М.: ГЕОС, 2005. - 2с.
31. Бурлин Ю.К. Природные резервуары нефти и газа. - М.: Изд-во МГУ, 1976. - 133 с.
32. Буш Д.А. Стратиграфические ловушки в песчаниках. М.: Мир, 1997. - 245 с.
33. Вайполин Ю.В. Палеотектонические (палеоструктурные) критерии выделения зон нефтегазонакопления в юрских и неокомских отложениях севера Западной Сибири / Проблемы оценки новых зон нефтегазонакопления в основных продуктивных толщах Западной Сибири: Сб. научных трудов ВНИГРИ. – С-Петербург, 1992. - С. 67.
34. Вассоевич Н.Б., Либорович В.Л., Логвиненко Н.В. и др. Справочник по литологии. - М.: Недра, 1987. - 509 с.
35. Верзилин Н.Н. Методы палеогеографических исследований.- Л.: Недра, 1976. - 247 с.
36. Вышемирский В.С., Конторович А.Э. Оценка масштабов истощения нефтяных залежей во времени // Геология нефти и газа. - М.: 1997. - № 2. - С. 4.
37. Габриэлянц Г.А., Мушин И.А., Бродов Л.Ю. Геологические тела и их границы в сейсмических отображениях / Поиски нефти и газа: Доклады ВНИГНИ. - М., Наука, 1989. - С. 5.
38. Галицкий В.И. Основы палеогеоморфологии. – Киев: Наукова думка, 1980. - 224 с.
39. Гогоненков Г., Михайлов Ю., Эльманович С. и др. Уточнение геологических моделей нефтепродуктивных комплексов методами сейсмостратиграфии / Сотрудничество стран-членов СЭВ в области нефтяной сейсмостратиграфии: Сб. научных докладов. - М., 1990. - С. 7.
40. Гольберт А.В., Маркова Л.Г., Полякова И.Д. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене. - М.: Недра, 1968. - 149 с.
41. Градзинский Р., Костецкая А., Родомский А. и др. Седиментология. - М.: Недра, 1980. - 640 с.
42. Гурари Ф.Г. Клиноформы —особый вид литостратонов // Геология и геофизика. - М.: 1994. - № 5. - С. 19.
43. Гурари Ф.Г. О некоторых проблемах стратиграфии // Советская геология. - М.: 1984. - № 5. С. 57-61.
44. Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н. и др. Условия формирования и методика поиска залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. - М.: Недра, 1988. - С. 122-129.
45. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): Монография. - Новосибирск, СНИИГГиМС, 2003. - 140 с.
46. Гусейнов А.А., Калета Г.А., Самвелов Р.Г. и др. Литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки нефти и газа. - М.: Недра, 1978.- 273 с.
47. Даненберг Е.Е. Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях юго-востока Западно-Сибирской плиты: Сб. научных трудов ТО СНИИГГиМС. – Томск, 1983.
48. Даненберг Е.Е. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в юрских отложениях центральной части Обь-Иртышского междуречья.: Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минерал. наук. - Новосибирск, 1972. - 26 с.



49. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. и др. Неантиклинальные ловушки нефти и газа юрских отложениях юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Депонир. В ВИЭМС. - № 249, МГ-85. - 59 с.
50. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. и др. Расчленение и корреляция юрских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (Т.О.) Депонир. В ВИЭМС. - № 197, МГ-85. - 28 с.
51. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. и др. Типы распределения зон повышенной песчаности верхнеюрских резервуаров на территории юго-востока Западно-Сибирской плиты (Т.О.). Депонир. В ВИЭМС. - № 274, МГ-86. - 17 с.
52. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А. Фациальная диагностика континентальных и прибрежно-морских отложений юры юго-востока Западно-Сибирской плиты / Проблемы геологии и нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1984.
53. Даненберг Е.Е., Маркова Л.Г., Белозеров В.Б. и др. Расчленение и типы разрезов юрских отложений западной части Томской области: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1978. - Вып. 141. - С. 77.
54. Еханин А.Е., Шпильман В.И. Морфологическое районирование ачимовской толщи с целью поиска структурных и неструктурных ловушек: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ. – Тюмень, 1978. - Вып.132. - С. 97.
55. Зонн М.С., Ульмасвай А.Ю., Филина С.И. Нефтеносные фации верхнеюрских отложений Нижневартовского и Александровского сводов Западно-Сибирской низменности // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1970. - № 2. - С.11-14.
56. Зонн М.С., Корж М.В., Ульмасвай А.Ю. Основные этапы развития юрских седиментационных бассейнов по данным литолого-фациальных карт / Этапы развития седиментационного бассейна Западной Сибири. - М.: ИГИРГИ, 1973. - С. 45-66.
57. Зосимов Ф.Н. Типизация карбонатных прослоев: Научные труды Зап.-Сиб. науч. исслед. геологоразвед. нефтяного ин-та. -Тюмень, 1985. - Вып.201. - С. 43-48.
58. Иванов Г.А., Македонов А.В., Иванов И.В. Методы изучения ритмичности (цикличности) осадочных толщ / Цикличность нефтегазоносных и угленосных бассейнов. - М.: Наука, 1977. - С. 17.
59. Изотова Т.С., Денисов С.Ю., Вендельштейн Б.Ю. Седиментологический анализ данных промысловой геофизики. - М.: Недра, 1993. - 176 с.
60. Карогодин Ю.Н. О соотношении понятий “циклит” и “формация”. - Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1990. - С. 60.
61. Карогодин Ю.Н., Глебов В.В., Ершов С.В., Казанков В.А. Особенности строения ачимовской толщи неокома Нижневартовского свода в связи с доразведкой месторождений нефти и газа / Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1996. - Ч.1. - С.102.
62. Карогодин Ю.Н., Ершов С.В., Кобышев А.И., Черноморский В.Н. Особенности геологического строения и нефтеносности Приобской зоны нефтегазонакопления Западной Сибири / Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. — М.: Наука, 1994.- С. 41.
63. Карогодин Ю.Н., Нежданов А.А. Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. – 1988. № 10. - С. 9.
64. Кирсанов В.В., Эльманович С.С., Потапьев С.В., Кривова В.Ф. Перспективные объекты клиноформных отложений неокома Западной Сибири по результатам интерпретации данных сейсморазведки / Разведочная геофизика: Обзор / ВИЭМС, МГП” Геолинформмарк”. - М.: Наука, 1991. - 53 с.

65. Конибир Ч.Э.Б. Палеогеоморфология нефтегазоносных песчаных тел. - М.: Недра, 1979. - 255 с.
66. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Закономерности фракционирования изотопов углерода в седипахитах // Геология и геофизика. - 1985. - № 9. - С. 34.
67. Конторович А.Э., Богородская Л.И., Голышев С.И. Распределение стабильных изотопов углерода в седипахитах различной генетической природы // Геология и геофизика. -1985. - № 7. - С.3.
68. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. - М: Недра, 1975. - 680 с.
69. Конторович В.А. Генерационный потенциал волжских отложений юго-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 2001. - Вып.1. - С. 26-32.
70. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. - Новосибирск: Изд-во СОРАН филиал "ГЕО", 2002. - 253 с.
71. Корж М.В. Палеогеографические критерии нефтегазоносности юры Западной Сибири. - М.: Наука, 1978. - 133 с.
72. Кравцов В.В., Никонов А.И. Системно-иерархическая структура полей напряжений и ее отражение на аэрокосмических снимках на примере Самотлорского месторождения (Черногорская площадь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. -1996. - № 8-9. - С. 40-44.
73. Лидер М.Р. Седиментология. - М.: Мир, 1986. - 439 с.
74. Лимбергер Ю.А., Ильинский В.М. Выделение и изучение трещинных коллекторов в разрезах скважин // Геофизика. - 1998. - № 1. - С. 75-80.
75. Маркова Л.Г., Даненберг Е.Е., Скуратенко А.В. и др. Палинологическое обоснование корреляции верхнеюрских отложений и наличие в них зон выклинивания на юго-востоке Западно-Сибирской плиты / Спорово-пыльцевой метод при реконструкции палеораствительности и определении биофаций: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1984. - С. 28.
76. Маркова Л.Г., Скуратенко А.В., Ткачева Л.Г. Палинозоны юры и мела Томской области: Научные труды ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1979. - Вып.141. - С. 92-93.
77. Меленевский В.Н., Фомин А.Н. О глубинной зональности нефте- и газообразования // Геология нефти и газа. - 1997. - № 7. - С. 4-7.
78. Мкртчян О.М., Белкин Н.М., Дегтярев В.А. Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных шельфовых пластов неокома Среднего Приобья / Советская геология. -1985. - № 11. - С. 115.
79. Мкртчян О.М., Гребнева И.Л., Игошкин В.П., и др. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья. - М.: Наука, 1990. - 109 с.
80. Мкртчян О.М., Орел В.Е., Филина С.И., Пуркина Э.М. Особенности строения и нефтегазоносности неокомского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. -1986. - № 11. - С. 1.
81. Мовшович Э.Б., Книппель М.Н., Несмеянова Л.И. и др. Принципы выявления зон фациального контроля нефтегазоаккумуляции. - М.: Недра, 1981. - 261 с.
82. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел - литологических ловушек нефти и газа. - Л.: Недра, 1987. - 230 с.
83. Муромцев В.С. Электрометрические модели фаций и палеогеографические реконструкции условий формирования отложений шельфов древних морей Широкого Приобья Западной Сибири: Сб. научных трудов ВНИГРИ. - Л., 1984. - С.106-121.
84. Муромцев В.С., Журавлева А.В. и др. Локальный прогноз песчаных тел — ловушек нефти и газа путем комплексирования методов электрометрической геологии и сейсмической стратиграфии в отложениях с клиноформным залеганием пород: Сб. на-

учных трудов ВНИГРИ. - Л., 1989. - С. 99.

85. Наливкин Д.В. Учение о фациях (в 2 т.). - М.-Л: Изд-во АН СССР, 1956. - 363 с.

86. Наумов А.Л., Онищук Т.М., Биншток М.М. Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья / Геология и разведка нефтяных и газовых отложений Западной Сибири: Сб. научных трудов ТИИ. - Тюмень, 1977. - Вып. 64. - С. 39.

87. Наумов А.Л., Хафизов Ф.З. Новый вид литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. - 1986. - № 6. - С. 31.

88. Наумов А.Л. Принципы составления региональных корреляционных стратиграфических схем / Основные проблемы нефтегазоносности Западной Сибири: Сб. научных трудов ВНИГРИ. - Л., 1994. - С. 145.

89. Наумов А.Л., Онищук Т.М. Прогноз распространения неокомских литологических ловушек в слабоизученных районах Западной Сибири: Сб. научных трудов ВНИГРИ. - Л., 1989. - С. 109.

90. Нежданов А.А. Типы карбонатных конкреций и их роль в изучении нефтегазоносных толщ Западной Сибири // Конкреционный анализ углеродсодержащих формаций. - Тюмень, 1995. - Вып. 201. - С.95-102.

91. Нежданов А.А. Некоторые теоретические вопросы циклической седиментации. - Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1990. - С. 60.

92. Нежданов А.А., Огибенин В.В., Курилко М.И. и др. Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. - Новосибирск: Наука Сибирское отделение, 1990. - 222 с.

93. Нестеров И.И., Салманов Ф.К., Шпильман К.А. Нефтяные и газовые месторождения Западной Сибири. - М.: Недра, 1971. - 464 с.

94. Никольская А.С. Условия формирования песчано-алевролитовых отложений ачимовской толщи / Выбор объектов нефтегазопромысловых работ на базе общегеологических палеогеоморфологических критериев: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1983. - Вып.183. - С. 95.

95. Онищенко Б.А. Об условиях седиментации пограничных отложений юры и мела в Среднем Приобье // Геология нефти и газа. - 1994. - № 7. - С. 29.

96. Перозидо Г.Н. Эпигенез терригенных осадочных пород Западно-Сибирской низменности. - М.: 1971. - 160 с.

97. Перспективные объекты клиноформных отложений неокома Западной Сибири по результатам интерпретации данных сейсморазведки // Разведочная геофизика: Обзор / ВИЭМС, МГП "Геолинформмарк". - М.: Наука, 1991. - 53 с.

98. Преженцев А.А., Прогноз ловушек нефти нетрадиционного типа в клиноформном комплексе зоны сочленения Сургутского и Салымского сводов с Майской синеклизой (сейсмологический аспект). - Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1990. - С. 108.

99. Проничева М.В., Саввинова Г.Н. Палеогеоморфологический анализ нефтегазоносных областей. - М.: Недра, 1980. - 253 с.

100. Шерман С.И., Семинский К.Ж. и др. Разломообразование в литосфере / Зоны растяжения. - Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1992. - С. 228.

101. Райс Р.Дж. Основы геоморфологии. - М.: Прогресс, 1980.

102. Региональные стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Западной Сибири. Приняты МСК 16.10.2003, Утверждены МСК РФ 09.04.2004. - Новосибирск: 2004.

103. Реддинг Х.Г. Обстановки накопления и фации. Пер. с англ., собр. соч. в 2<sup>х</sup> т. - М.: Мир, 1977. - Т.1. - 245 с.

104. Реддинг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации. Собр. соч. в 2<sup>х</sup> т., пер. с англ. - М.: Мир, 1990. - 384 с.
105. Рейнек Г.Э., Сингх И.Б. Обстановка терригенного осадконакопления. Пер. с англ. - М.: Недра, 1981. - 438 с.
106. Ростовцев В.Н., Резник С.Н. Юрский комплекс Чулым-Тымского междуречья – перспективный объект для поисков нефти и газа в правобережье Оби Томской области. – Томск: Изд-во ТГУ, 2004. - 163 с.
107. Рудкевич М.Я., Корнев В.А., Нежданов А.А. Формирование неантиклинальных и комбинированных ловушек в меловых отложениях Западно-Сибирской плиты и методика их поисков // Геология нефти и газа. –1984. - № 8. - С.17.
108. Рудницкая Д.И. Основы сейсмостратиграфической интерпретации импульсной сейсмической записи в системе РЕАПАК с целью поиска залежей нефти и газа /Автоматизированная методика прогнозирования геологического разреза при поисках нефти и газа в Западной Сибири: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1990. - С. 3.
109. Рухин Л.Б. Основы литологии. – Л.: Гостоптехиздат, 1953. – 780 с.
110. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. – Л.: Недра, 1989. – 258 с.
111. Селли Р.К. Введение в седиментологию. - М.: Недра, 1981. - 370 с.
112. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. Пер. с англ. - М.:Недра,1989. 293 с.
113. Семенович В.В. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа (альбом-справочник).-М.: Недра, 1982. - 76с.
114. Сладкопевцев С.А. Новейший этап развития речных долин. — М.:
115. Соседков В.С., Четвертных В.П. Строение ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. – 1995. - № 22. - С. 28.
116. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности / Под ред. Н.Н. Ростовцева. - Л.: Недра, 1978. - 159 с.
117. Пат. 2069378 Россия С1(51), 6G01 V9/00. Способ прямого прогнозирования месторождений нефти и газа / Н.В. Сысолятин, Г.И.Тищенко.
118. Татьяна Г.М. Строение и фораминиферы верхней юры юго-востока Западной Сибири: Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. геол.-минерал. наук. - Томск, 1985. - 19 с.
119. Тищенко Г.И., Тищенко В.М., Тищенко А.В. Перспективы наращивания базы углеводородного сырья Томской области в связи с освоением слабоизученных территорий / Перспективы обеспечения сырьевыми ресурсами топливно-энергетического комплекса Томской области: Сб. научных трудов СНИИГГиМС. - Новосибирск, 1997. - С. 23-29.
120. Трофимук А.А., Гурари Ф.Г., Конторович А.Э. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности- М.: Недра, 1972. - 308 с.
121. Трушкова Л.Я. Новые данные по стратиграфии верхней юры Обь-Иртышского междуречья // Геология и геофизика. – 1967. - № 2. С. 76-85.
122. Трушкова Л.Я. О перерывах в отложениях юры и неокома Обь-Иртышского междуречья // Геология и геофизика. – 1971. - № 2. – С. 119-126.
123. Трушкова Л.Я., Брехунцов А.М., Нелюбин В.В., Грушевский Г.В. Методика и перспективы поисков несводовых ловушек углеводородов Большого Уренгоя / Комплексование геологических и геофизических методов исследования при поисках несводовых ловушек и залежей углеводородов в Западной Сибири: Сб. научных трудов ВНИГРИ. - Л., 1989. - С.124.



124. Трушкова Л.Я., Нелюбин В.В., Грушевский Г.В. Основы технологии поисков несводовых ловушек нефти и газа (на примере Западной Сибири): Сб. научных трудов ВНИГРИ.- Л., 1989. - С. 7.
125. Филина С.И.. Литология и палеогеография Среднего Приобья. - М.: Наука, 1977. - С. 163-171.
126. Хэллем Э. Интерпретация фаций и стратиграфическая последовательность. - М.: Мир, 1983. - 326 с.
127. Чернов А.В. Геоморфология пойм равнинных рек. - М.: Изд. МГУ, 1983. - 232 с.
128. Шейко Л.Н. Возраст наунакской свиты по данным спорово-пыльцевого анализа: Сб. научных трудов ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1977. - Вып. 121. - С. 29-32.
129. Шерифф Р.К., Грегори А.П., Вейл П.Р. и др. Сейсмическая стратиграфия. - М.: Мир, 1982. - 846 с.
130. Ясович Г.С., Комиссаренко В.К., Тылкина К.Д. Стратиграфия морских келловей-оксфордских отложений центральной части Западно-Сибирской равнины: Научные труды ЗапСибНИГНИ. - Тюмень, 1976. - Вып. 111. - С. 95-107.

#### Фондовые

131. Белозеров В.Б., Берлин Г.И., Брылина Н.А. и др. Разработка и внедрение методики доразведки крупных зон нефтегазоаккумуляции на основе комплексирования геологической информации разбуренных площадей, детальной сейсморазведки и выявленных закономерностей изменения литологии продуктивных разрезов (на примере северной части Криволуцкого вала). Отчет ТомскНИПИнефть по теме 93.49.94/22, Томск, 1994, 294 с.
132. Берлин Г.И. Геологическое строение, характер размещения и перспективы нефтегазоносности центральной части Каймысовского свода и прилегающих территорий. Отчет с/п 4,5/90-92, Колпашево, 1994.
133. Берлин Г.И. Опытные-методические работы по обобщению геолого-геофизических материалов Каймысовского свода и прилегающих территорий с целью прогнозирования зон нефтегазоаккумуляции в юрско-неокомских отложениях. Отчет с/п 12/94, 96-97, Колпашево, 1997, 6 п., 130 с.
134. Бродский В.П. Площадные сейсморазведочные работы МОГТ на юго-восточном склоне Криволуцкого вала в Александровском районе Томской области. Отчет о работе сейсморазведочной партии 2/93 АООТ "Томскнефтегеофизика", Стрежевой, 1995, 1 кн., 1 п.
135. Брылина Н.А. Геологическое строение, характер размещения и перспективы нефтегазоносности пород ачимовской толщи Нововасюганского вала (Каймысовский свод) и прилегающих территорий. Отчет ТОСНИИГГиМС, Томск, 1994, 38 с.
136. Брылина Н.А. Научное обоснование новых направлений нефтепоисковых и оценочных работ по стратиграфическим уровням для наращивания минерально-сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности Томской области. Отчет ДП ТОСНИИГГиМС, 1997, 3 кн., 379 с.
137. Брылина Н.А. Программа изучения нижнемеловых отложений Томской области для наращивания минерально-сырьевой базы углеводородного сырья (Томская область). Отчет ДП ТОСНИИГГиМС, Томск, 1997, 86 с.
138. Брылина Н.А. Моделирование геологического строения, районирование и оценка перспектив нефтегазоносности нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Т.О.). Отчет ТОСНИИГГиМС, Томск, 1997, 91 с.
139. Брылина Н.А., Ершов С.В., Карогодин Ю.Н. и др. (Научн. рук-ли: Конторович А.Э., Сурков В.С.) Научное обоснование главных направлений; конкретных зон и

участков поисков крупных месторождений нефти и газа для нижнемеловых отложений Западной Сибири, Новосибирск, СОРАН ОИГГиМ, 1995, кн. 4, 242 с.

140. Брылина Н.А., Камынина Л.И., Брылина А.В. и др. Оценка масштабов нефтегазоаккумуляции нижнемеловых отложений и районирование территории Томской области по степени перспективности с выдачей рекомендаций на постановку геофизических работ и глубокого бурения. Отчет ТО СНИИГГиМС. Томск, 2001, 48 с.

141. Волков В.И. Оперативный анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по результатам геологоразведочных работ в Томской области за 1996 год. Томск, 1997, 237 с.

142. Волков В.И. Оперативный анализ и обобщение геолого-геофизических материалов по результатам геологоразведочных работ в Томской области за 1998 год. Томск, 1999, 156 с.

143. Гулари Ф. Г., Гайдебурова Е. А. Изучение условий формирования залежей нефти в битуминозных толщах глин и аргиллитов (на примере баженовской свиты Западной Сибири). Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 1982, 459 с.

144. Даненберг Е.Е. Детальное изучение геологического строения и совершенствование методики разведки нефтяных и газовых месторождений Томской области. Отчет ТОСНИИГГиМС. Томск, 1975, 346 с.

145. Даненберг Е.Е. Корреляция юрских отложений западной части Томской области и индексация их продуктивных пластов. Отчет ТОСНИИГГиМС. Томск, 1976, 71 с.

146. Даненберг Е.Е. Геология и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек в юрских отложениях Западно-Сибирской плиты (Томская область). Отчет ТО СНИИГГиМС. Томск, 1983, 242 с.

147. Даненберг Е.Е. Разработка критериев поисков ловушек неантиклинального типа в юрских отложениях Томской области. Отчет ТО СНИИГГиМС. Томск, 1985, 187 с.

148. Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б. Разработать и внедрить рекомендации по выявлению ловушек нефти и газа сложнопостроенного типа в отложениях юры юго-востока ЗСП с использованием сейсмических методов разведки (Томская область). Отчет ТО СНИИГГиМС, Томск, 1988, 232 с.

149. Даненберг Е.Е., Костеша О.Н., Кабанова В.М. и др. Палинологическое обеспечение стратиграфической основы нефтегазопромысловых работ в мезозое юго-востока Западно-Сибирской плиты. Отчет ТОСНИИГГиМС, Томск, 1990, 98 с.

150. Даненберг Е.Е. Разработать обоснование эффективности направлений поисков нефти и газа в неантиклинальных ловушках в пределах Томской области. Отчет ТОСНИИГГиМС, Томск, 1991, 239 с.

151. Девятов В.П., Гулари Ф.Г., Брылина Н.А. и др. Нефтегазоносность клиноформ неокома Западной Сибири. Отчет СНИИГГиМС, Новосибирск, 2000, 162 с.

152. Жевлаков Л.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северной части Средневазюганского мегавала и прилегающих к нему участков. Отчет с/п 2,13,17/90, Колпашево, 1993.

153. Жевлаков Л.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-восточного склона Парабельского мегавала. Отчет с/п 8, 17/88-89 о проведенных площадных детализационных работах МОГТ м-ба 1:50000, выполненных зимой 1988-89гг., Колпашево, 1989, 172 с.

154. Жевлаков Л.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западного склона Парабельского мегавала. Отчет с/п 13/93-94, 2/92 -94. о площадных сейсморазведочных работах МОГТ м-ба 1:100000, 1:50000, Колпашево, 1995, 98 с.

155. Каштанов В.А., Конторович А. Э., Филипов Ю. Ф. и др. Детальное изучение стратиграфии, литологии, геохимии, петрофизики, гидрогеологии и критериев про-

гноза нефтегазоносности востока Томской области по материалам параметрического бурения на Вездеходной площади. Отчет ИГН и Г СО РАН, Новосибирск, 1997, 446 с.

156. Конторович В.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности южной и центральной частей Колтогорского мегапрогиба. Отчет с/п 18,23/88, Колпашево, 1991.

157. Конторович А.Э. Научное обоснование главных направлений; конкретных зон, участков поисков крупных месторождений нефти и газа для нижнемеловых отложений Западной Сибири. Новосибирск, фонды ИГСОРАН, 1995, Книга 4, 242 с.

158. Конторович В.А. Опытнo-методические работы по изучению нижнеюрского, верхнеюрского и нижнемелового комплексов западной части Томской области. ТГТ, Колпашево, 1997, 1 кн., 2 п., 2 с.

159. Маркова Л.Г. Палинологическое обоснование мела палеогена и продуктивных отложений юры юго-востока Западно-Сибирской плиты в целях совершенствования методики поисков структурно-литологических и структурно-стратиграфических залежей. Отчет СНИИГГиМС, Томск, 1978, 244 с.

160. Маркова Л.Г., Скуратенко А.В., Ткачева Л.Г. и др. Каталог палинологической изученности мезозоя Томской области. ТОСНИИГГиМС, Томск, 1987, 127 с.

161. Петров В.П. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности юго-западного склона Парабельского мегавала и Соболиного прогиба. Отчет с/п 6/89-91, о проведенных площадных поисковых работах МОГТ м-ба 1:100000, выполненных зимой 1989-1991, Колпашево, 1991.

162. Разин А.В. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности западного склона Александровского мегавала. Отчет с/п 2,13/87, Колпашево, 1988.

163. Татьянин Г.М. Анализ распространения морских отложений верхней юры (васюганская свита) на востоке Томской области. Отчет Томский Гос. Университет, 2004.

164. Татьянин Г.М. Стратиграфия, палеонтология и условия формирования верхнеюрских отложений Томской области в связи с поисками залежей нефти и газа неантиклинального типа. Отчет Томский университет, Томск, 1981, 148 с.

165. Тищенко В.М., Отчет о геологических результатах работ на нефть и газ за 1990 г. Томск, 1991, 196 с.

166. Тищенко В.М., Черкашина К.Я. Отчет о геологических результатах работ на нефть и газ ПГО "Томскнефтегазгеология" за 1988 г. Томск, 1989, 185 с.

167. Шатова А.С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Горело-Ярского к.п. Отчет с/п 3/97-98, Колпашево, 1998, 111 с.

Даненберг Евгений Евгеньевич  
Белозеров Владимир Борисович  
Брылина Нелли Андреевна


**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ  
ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА  
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛИТЫ  
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

Редактор  
Свинцова О.Н.

Подписано к печати 03.05.06. Формат 60х84/8. Бумага "Снегурочка".

Печать RISO. Усл.печ.л. 34,52. Уч.-изд.л. 31,24.

Заказ 606. Тираж 200 экз.

ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.