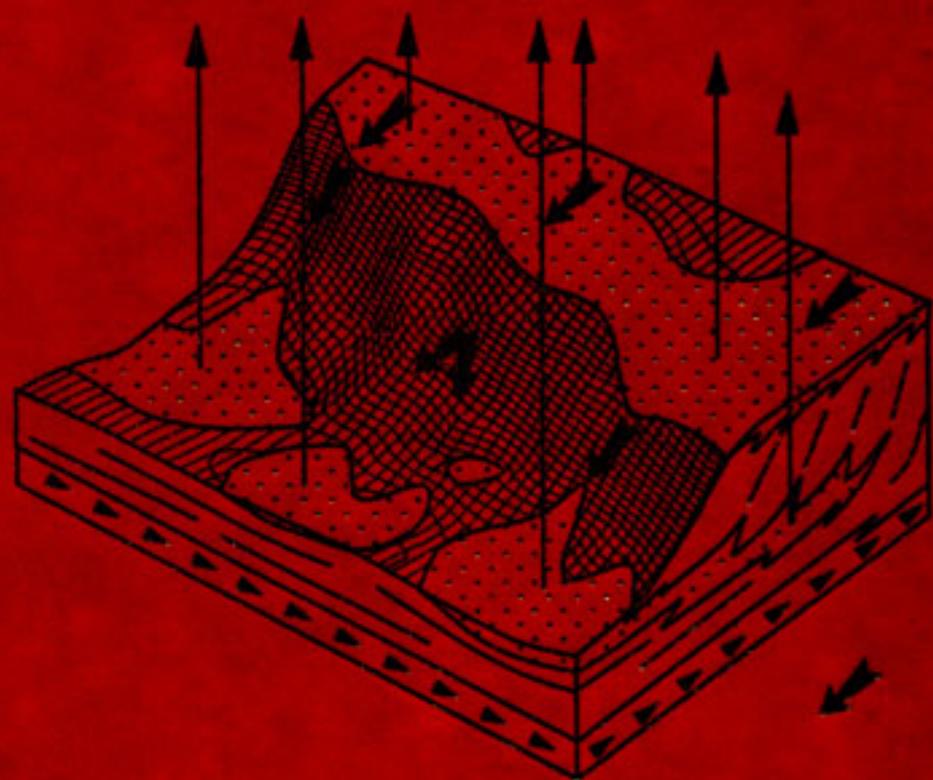
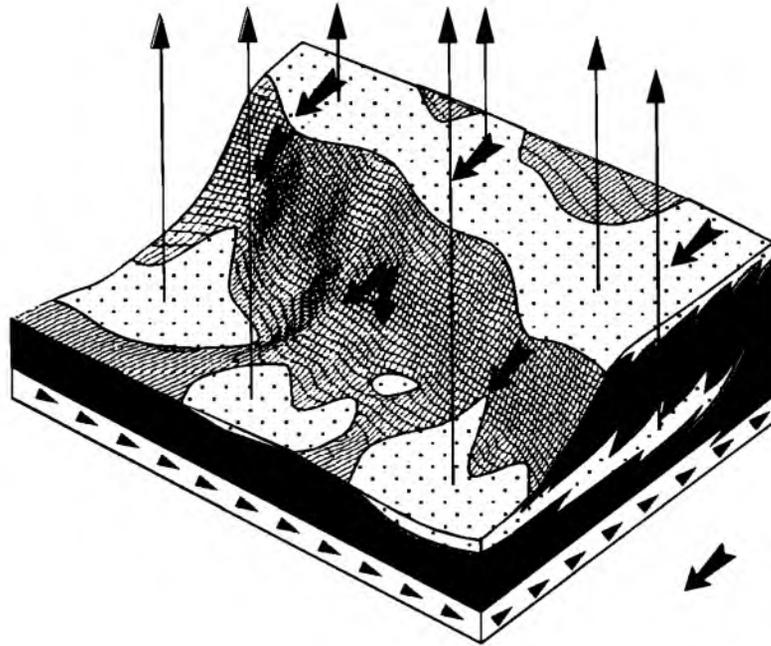


ПРИБСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ЗОНА



ПРИБСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ЗОНА



RUSSIAN ACADEMY OF SCIENCES
SIBERIAN BRANCH
UNITED INSTITUTE OF GEOLOGY, GEOPHYSICS AND MINERALOGY

ROSKOMNEDRA
KHANTY-MANSIYSK
GEOLCOM

YUKOS OIL COMPANY
AMOCO OIL COMPANY

RUSSIAN ACADEMY
OF NATURAL SCIENCES

**THE PRIOB' OIL ZONE
IN WEST SIBERIA
SYSTEM-LITHMOLOGICAL ASPECT**

Scientific editor
Acad. A. A. Trofimuk

Novosibirsk
PUBLISHED BY SB RAS
SPC UIGGM
1996

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ОБЪЕДИНЕННЫЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛОГИИ

РОСКОМНЕДРА
ХАНТЫ-МАНСКИЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ ЮКОС
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ АМОКО

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ
ЕСТЕСТВЕННЫХ НАУК

ПРИБСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ЗОНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

СИСТЕМО-ЛИТМОЛОГИЧЕСКИЙ АСПЕКТ

Научный редактор
академик А. А. Трофимук

Новосибирск
ИЗДАТЕЛЬСТВО СО РАН
НИЦ ОИГГМ
1996

Приобская нефтеносная зона Западной Сибири: Системно-литмологический аспект/ Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов и др.; Науч. ред. акад. А. А. Трофимук. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1996. 252 с.

ISBN 5-7692-0009-X

В работе с позиций системно-литмологического подхода проанализирован большой геолого-геофизический материал по Приобской гигантской нефтегазоносной зоне. В пределах этой зоны впервые в Западной Сибири выявлены значительные запасы нефти, связанные с неструктурными, литологическими залежами сложно построенного неокомского клиноформного комплекса. Используемый в работе системно-литмологический подход позволил выявить ранее скрытые особенности строения и формирования продуктивных горизонтов и залежей.

Дана оценка нефтяного потенциала неокомского продуктивного комплекса и обоснованы перспективы дальнейшего наращивания запасов в его пределах. Кроме основного неокомского продуктивного комплекса потенциально нефтегазоносными в пределах зоны являются также юрские и доюрские толщи, перспективы которых также рассмотрены в монографии.

Для исследователей, занимающихся изучением осадочных бассейнов и, в первую очередь, геологов-нефтяников, студентов, преподавателей.

In view of system-lithmologic approach great geologic-geophysic material on the massive Priob' oil and gas zone has been analized. Large oil reserves of West Siberia, associated with non-structural, lithological deposits of complex neocomian clinofolds were firstly discovered within this zone. Using this approach made it possible to reveal previously latent properties of structure and formation of producing horizons and deposits.

The oil potential of the neocomian productive complex and perspectives of subsequent increasing of the reserves are also suggested. In addition to main neocomian productive complex, a Jurassic and prejurassic strata are potentially oil and gas-bearing beds and their perspectives are also determined.

The book is meant for researches, concerned with sedimentary rocks, mainly, geologists and oil-geologists, students, teachers and researches.

Коллектив авторов

Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов, В. С. Сафонов, И. Ф. Ефремов, П. Манугян,
Ф. Овердал, Д. Валасек, А. М. Потапов, А. И. Коньшев, В. И. Кузнецов,
Р. К. Разяпов

Рецензенты

д. г.-м. н. Н. П. Запивалов, к. г.-м. н. Л. В. Смирнов

ISBN 5-7692-0009-X

© Ю. Н. Карогодин, С. В. Ершов,
В. С. Сафонов и др., 1996

© ОИГГМ СО РАН, 1996

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящая монография продолжает серию книг и тематических сборников, написанных в системно-литмологическом ключе. Предыдущие работы были посвящены геологии и нефтегазоносности седиментационных бассейнов различного типа (молодые и древние платформы, Нижнекамчийский прогиб Болгарии, Ферганская межгорная впадина и др.) и возраста (от рифея до неоген-четвертичных и современных).

В Западной Сибири открыто целое созвездие нефтяных и газовых месторождений-гигантов (Самотлорское, Мамонтовское, Федоровское, Уренгойское, Ямбургское и др.). В них и в подавляющем большинстве крупных и крупнейших месторождений этой провинции основные запасы углеводородов связаны со структурными залежами и лишь в Талинском в нижнеюрских горизонтах шеркалинской свиты (ЮК₁₀–ЮК₁₁) – с типичными (“классическими”) стратиграфическими ловушками.

В пределах Приобского месторождения или, как правильно отмечают авторы монографии, нефтеносной зоны основные, гигантские запасы нефти сконцентрированы в неструктурных литологических ловушках. Как правило, эти залежи не содержат пластовой (законтурной) воды. Коллекторские горизонты-резервуары представляют собой разномасштабные и разновозрастные линзы, ограниченные со всех сторон глинами. Литологические залежи встречались и ранее, но они отличались от залежей Приобского месторождения. Чаще всего это были сравнительно небольшие залежи-спутники основных структурных залежей, в ряде случаев – не “чисто” литологические, а комбинированные литолого-стратиграфические, структурно-литологические и т. д. Однако главная особенность литологических залежей Приобской зоны состоит в том, что они связаны с резервуаром ачимовской толщи, считавшейся до последнего времени малоперспективным, а потому и слабо изученным объектом в юрско-меловых разрезах осадочного чехла провинции. Таким образом, в Западной Сибири открыт новый тип гигантских залежей – литологические. И это обстоятельство делает монографию актуальной. Подобные открытия могут повториться. Ачимовская толща – неотъемлемый элемент клиноформного комплекса – одного из сложнейших нефтегазоносных объектов геологии, разведки и добычи углеводородов.

Ачимовский резервуар представлен изолированными в общем-то слабопроницаемыми песчано-алевритовыми линзами. До сих пор, судя по обширному обзору в данной работе, нет единства взглядов на природу и условия формирования ачимовских песчаников.

Мне импонирует точка зрения авторов монографии и представляются убедительными доказательства клиноформной природы песчаных тел. Отождествление их с возрастными аналогами шельфовых

пластов группы АС, выполненное на системно-литмологической основе, вполне логично и убедительно. Широкое использование системно-литмологического подхода к детальному расчленению и корреляции сложно построенного неокомского клиноформного комплекса – еще одно доказательство его правомерности и высокой эффективности. И авторы совершенно верно поступили, специально изложив в краткой и весьма доступной для понимания форме сущность системно-литмологического подхода.

Еще раз подчеркну, что особенность гигантских скоплений Приобской зоны заключалась в “классическом” литологическом типе залежей, связанных с клиноформами (с клиноформами и “внешней” зоной фондоформ). Масштабы таких залежей выявлены впервые. Поэтому глубокий и всесторонний системно-литмологический анализ строения и условий формирования как резервуаров, так и залежей, связанных с ними, представляет большой интерес для геологов. Именно системно-литмологический анализ позволил авторам обосновать представление о замещении мощных (в сотни метров) клиноформ неокома маломощными аномально битуминозными породами верхней части баженовской формации. Из этого следует, что, если баженовские аргиллиты были основным источником генерации нефтяных углеводородов (УВ), как считают некоторые геологи-геохимики (А. Э. Конторович, В. Е. Андрусевич и др.), то нет необходимости прибегать к широкой вертикальной миграции. Если баженовские аргиллиты и были существенным источником генерации углеводородов, в чем я сомневаюсь, то наиболее вероятно, что доминировала латеральная миграция, а не вертикальная. Я склонен считать, что основным источником генерации УВ были сами мощные толщи морских клиноформных отложений неокома, объем которых несоизмерим с объемом маломощной (20–30 м) баженовской формации. Можно согласиться с авторами книги, что баженовская формация могла играть роль лишь “провокатора”, катализатора широкомасштабной генерации углеводородов. Иначе, как объяснить тот факт, что на огромной северной части провинции (Ямальская, Гыданская, северная часть Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных областей), где практически нет баженовской свиты в ее обычном аномально битуминозном выражении, сконцентрированы огромные запасы газоконденсата в нижнемеловых залежах и немалые запасы нефти в их оторочках.

Весьма интересный вывод сделан из анализа структуры мезозойских отложений. По представлению авторов Приобское месторождение связано не с приосевой (или прибортовой) зоной Мансийской синеклизы (о существовании которой высказываются сомнения), а с впервые выделенным крупным структурным элементом. Анализируя структуру осадочного чехла, делается вывод о единстве таких крупных поднятий, как Шаимский незамкнутый мегавал (структурный нос), Красноленинский, Нялинский и Ляминский своды, выделяемых в надпорядковую структуру – Шаимско-Ляминскую гряду. Подобное представление на строение Западного Приобья и смежного Приуралья обосновывается впервые. И хотя авторам трудно отказать в логике приводимых доводов в пользу выделения такого структурного элемента, необходим дальнейший анализ не только структуры, но и всего комплекса геолого-геофизических данных. Это диктуется тем, что признание реальности существования этой гряды влечет за собой два вывода, весьма

важных для понимания закономерности размещения, условий формирования, прогноза новых залежей и прироста запасов УВ не только в неокомских, но и в юрских, а также в палеозойских этажах. Первый из них касается прогноза открытия крупных скоплений нефти в залежах приобского типа и продолжения зоны. Авторы основные перспективы нефтеносности зоны связывают с Фроловско-Тундринской депрессией и с погруженной частью Приобской моноклинали. На мой взгляд, не без основания эту депрессию они считают юрским морем-озером, в которое впадали реки, текущие как с юга, так и со стороны Шаимско-Ляминской гряды – крупного водораздела. Таким образом, юго-восточные склоны гряды, моноклинали и прилегающий борт депрессии перспективны для поиска новых залежей не только в основном неокомском комплексе, но и в юрском, не исключая при этом и палеозойский.

Второй вывод, сделанный в связи с рассмотрением тектонического районирования, касается выделения новой нефтеносной области в пределах гряды и прилегающих моноклиналей и прогибов.

Выделение и признание Шаимско-Ляминской нефтегазоносной области, как крупнейшей в провинции единой нефтесборной территории, потребует переосмысления целого спектра вопросов и решения задач, связанных с источником генерации УВ, определения направления их миграции и концентрации в различных нефтеносных этажах. Возможно в осмыслении предлагаемой трактовки нефтегеологического районирования кроется разгадка исключительно газоносного Березовского района и нефтеносного Шаимского, выделяемых в единую Приуральскую нефтегазоносную область.

Одна из особенностей книги состоит в том, что ее содержание и поднятые теоретические и прикладные вопросы выходят далеко за пределы названия. Пятнадцать лет назад в предисловии к новаторской монографии одного из авторов этой книги я писал, что в решении важнейшей геологической проблемы седиментационной цикличности он идет своей дорогой, которая неизвестно сколько еще могла бы быть нехоженой. Настоящая книга, как и другие, опубликованные до этого, и ее авторский коллектив убедительно свидетельствуют о том, что этой дорогой достаточно уверенно пошли многие исследователи. Немаловажно и то, что теоретико-методические разработки системно-литмологического направления нашли применение в таких крупнейших нефтяных компаниях России, как ЮКОС и ЛУКОЙЛ.

Пolemический дух монографии, новизна системно-литмологического подхода к решению широкого спектра задач нефтяной геологии, оригинальность и важность выводов, цветные иллюстрации, безусловно, привлекут широкую читательскую аудиторию.

Академик А. А. Трофимук

В В Е Д Е Н И Е

Основная добыча жидких углеводородов (более 90 %) в Западной Сибири, как известно, связана с неокомским продуктивным комплексом. Совершенно очевидно, что дальнейший прирост запасов, приостановка падения, стабилизация и рост добычи нефти возможны за счет данного комплекса. В то же время он является весьма сложным (если не самым сложным) по своему строению и условиям формирования. Эта сложность во многом определяется его клиноформной природой, которая далеко не до конца выявлена и расшифрована, а поэтому не всеми геологами признается. Многие месторождения эксплуатируются по схемам подсчета запасов и разработки, в основе которых лежит представление не о клиноформном, а о субгоризонтальном (или слабонаклонном) залегании неокомских отложений. Это приводит к существенным осложнениям при разработке залежей и законтурном заводнении.

Сложность освоения месторождений данного комплекса заключается и в том, что с различными его частями (ундаформами, фундаформами, клиноформами) связаны разного типа резервуары, ловушки и залежи. К настоящему времени фонд структурных ловушек и залежей,

связанных с выдержанными шельфовыми пластами ундаформ почти исчерпан. Идут поиски сложно построенных неструктурных, литологических и литостратиграфических залежей в собственно клиноформной и фундаформной частях. Одним из таких перспективных объектов поиска “неструктурных” залежей является ачимовская толща в составе неокома.

Так называемые “ачимовские отложения” и “ачимовская толща” неокома последнее время все более и более привлекают внимание нефтяников. Причина этого вполне понятна. Запасы основных продуктивных горизонтов центральных и северных районов Западной Сибири на многих месторождениях либо значительно уже исчерпаны, либо даже близки к полному истощению. Поэтому нефтяники стоят перед дилеммой: либо ориентироваться на новые площади, либо вести доразведку более глубокозалегающих горизонтов неокома (“ачимовской толщи”), а также юры и доюрских образований.

Ближайшим по глубине залегания к основным пластам групп А и Б неокома, а следовательно, и более доступным и экономически выгодным объектом является ачимовская толща. Как известно (и будет далее показано в работе), из песча-

но-алевритовых отложений этой толщи на многих площадях и месторождениях получены притоки (в том числе высокодебитные) нефти и газа. В данной толще количество открытых залежей более 100, в том числе гигантское Восточно-Уренгойско-Самбургское нефтегазоконденсатное месторождение. Запасы по категории C_2 только по отдельным нефтяным акционерным обществам превышают 100 млн т. Большая часть песчано-алевритовых пластов группы АС гигантской Приобской зоны и залежей нефти, связанных с ними, по существу, приурочена также к "ачимовской толще".

Следовательно, нет сомнений в перспективности как всего неокома, так и ачимовской толщи в его составе. Необходимость обобщения геолого-геофизических материалов и их анализ по Приобской нефтеносной зоне (ПНЗ) в виде данной монографии обусловлены тем, что, по существу, это не только первое месторождение, но и крупная зона с основными залежами и запасами нефти главным образом ачимовской толщи. Она достаточно детально изучена сейсморазведкой (в том числе объемной по отдельным участкам), поисково-разведочными скважинами (около 200), и накоплен определенный опыт ее эксплуатации. К моменту написания монографии пробурено более 250 эксплуатационных скважин.

Целесообразность данной книги определяется двумя факторами.

1. По нашим представлениям, Приобская нефтеносная зона не ограничивается исследуемой территорией. Она продолжается как на юг-юго-запад, так и

особенно на север-северо-восток. Общая протяженность перспективных земель зоны порядка 1000 км. Ее положение во многом предопределено структурно-тектонической ситуацией и связанной с ней палеогеографической обстановкой осадконакопления в неокоме. Учитывая высокие перспективы нефтеносности неокомского клиноформного комплекса, наряду со сложностью его освоения и противоречивостью взглядов на строение и формирование, авторы сочли необходимым начать монографию с обзора и краткого анализа работ, посвященных геологии и нефтегазоносности неокома.

2. Для расшифровки строения и создания геологической модели гигантской нефтеносной зоны, связанной с клиноформами неокома, впервые широко использовался на всех этапах исследования системно-литмологический подход. Ранее он применялся при изучении юрских угленосных континентальных отложений [Карогодин, Гайдебурова, 1985], венд-кембрийских нефтеносных толщ Восточной Сибири [Трофимук, Карогодин, 1984], палеогеновых образований Ферганской межгорной впадины [Карогодин и др., 1981], Нижнекамчийского прогиба Болгарии и современных отложений Черного моря [Карогодин и др., 1989]. Этот опыт системно-литмологических исследований может оказаться полезным как при дальнейшем изучении клиноформного комплекса, так и всей толщи Западной Сибири, а также осадочных образований бассейнов любого типа и возраста.

Поэтому во второй главе в краткой форме излагается сущность системно-литмологического подхода.

Монография не претендует на исчерпывающую полноту изложения геологии и нефтеносности Приобской нефтеносной зоны. Она посвящена геологии одного главного объекта – неокома. Широкое использование в качестве важнейшей методической основы системно-литмологического подхода делает ее небезынтесной для геологов как в познавательном, так и методическом отношениях.

В работе над монографией участвовал большой коллектив авторов, в том числе американские коллеги нефтяной компании АМОКО (П. Манугян, Ф. Овердал, Д. Валасек). В частности, ими написаны разделы 5.7 и частично 6.2. В процессе сотрудничества с этой американской компанией, получившей лицензию на совместную с российской компанией ЮКОС разработку Приобского

месторождения, предпринимались попытки взаимопонимания между сторонами системно-литмологического и сиквенс-стратиграфического подходов. С этой целью Приобской группой АМОКО (руководитель П. Манугян) в 1994 г. был организован полевой семинар в Нью-Мексико. На великолепных обнажениях разреза плато Колорадо участники семинара могли наблюдать строение меловых клиноформ и сравнить сиквенс- и литмо-стратиграфические методы их выделения. В семинаре, кроме сотрудников этой группы, принимали участие российские специалисты – проф. Ю. Н. Кародин (ИГ СО РАН) и главный геолог Дирекции по обустройству вводимых в разработку месторождений Р. К. Разяпов (Компания ЮКОС).

В составлении обзора работ по неокомскому комплексу Широкого Приобья принимал участие сотрудник ИГ СО РАН В. А. Казаненков.

Глава 1. ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО СТРАТИГРАФИИ, УСЛОВИЯМ НАКОПЛЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Неоком является основным объектом концентрации жидких углеводородов. В то же время он – один из наиболее сложно построенных комплексов осадочного чехла Западной Сибири, что нашло отражение в многообразии точек зрения на его строение и условия формирования. Эти представления у многих исследователей с течением времени и по мере накопления новых данных эволюционировали, хотя у отдельных геологов практически не изменились. Несмотря на огромный фактический материал (кern скважин и результаты его обработки, материалы ГИС, палеонтологические данные, региональное и площадное сейсмопрофилирование), все многообразие представлений о строении данного комплекса можно сгруппировать в две крайние точки зрения.

Первая – традиционная для платформенных территорий – отражает установившиеся представления о последовательном, субгоризонтально-параллельном напластовании в разрезе осадочного чехла. Она была принята на начальном этапе геолого-разведочных работ и рядом геологов отстаивается до сих пор. Взгляды на структуру осадочного чехла первоначально формировались на базе данных бурения и сейсморазведки западных (приуральских) районов (Березовский, Шаимский, Уватский и др.), с которых начались открытия газовых и нефтяных месторождений. И это сыграло определенную роль в формировании концепции строения разреза мезозойско-кайнозойского чехла.

Главным объектом начального этапа поисково-оценочных работ в пределах Широкого Приобья и своеобразным полигоном, на котором отрабатывалась методика расчленения разреза, корреляции и индексации неоконских продуктивных пластов, был Сургутский свод (Сургут-

ская и Усть-Балыкская площади). Впервые (1961 г.) песчаные пласты неокон были обозначены первыми буквами русского алфавита (А, Б и В сверху вниз) в Сургутской опорной скважине и приняты в практике Тюменского геологического управления. На следующий год, в связи с неудобством применения такой маркировки на практике, буквы были заменены римскими цифрами от I до XXV (в том же порядке). Положение осложнялось еще и тем, что геологи разных организаций, проводившие поисково-разведочные и научно-исследовательские работы, использовали свою индексацию пластов. Возникла острая необходимость в унификации номенклатуры и индексации пластов. В 1965 г. в Горноправдинске было проведено совещание, посвященное этому вопросу [Карогодин, 1966а; Касьянов, 1966]. На нем принято решение – положить в основу номенклатуры пластов нефтегазоносные комплексы, соответствующие определенному стратиграфическому возрасту, и присвоить им следующие названия (литеры):

Ю – первому (нижнему) нефтегазоносному комплексу, включающему отложения юрского возраста, – марьяновская, локосовская, тюменская свиты и их возрастные аналоги;

Б – второму нефтегазоносному комплексу, включающему отложения валанжин-готерива, – куломзинская, тарская свиты и их возрастные аналоги;

А – третьему, готерив-баррем-аптскому нефтегазоносному комплексу вартовской свиты и ее возрастных аналогов;

ПК – четвертому нефтегазоносному комплексу, включающему отложения апт-альб-сеноманского возраста покурской свиты.

Для каждой группы пластов были выбраны эталонные разрезы конкретных

скважин. Так, за эталон (стратотип) пластов группы А был принят разрез скв. 124-Р Ватинской площади, для пластов группы Б – разрез скв. 62-Р Усть-Балыкской площади, для ачимовской толщи – разрез скв. 235-Р Южно-Балыкской площади. Выбирая эталоны, считали, что пласты имеют субгоризонтальное залегание с достаточно широким площадным распространением на Сургутский, Вартовский своды и прилегающие районы.

При расчленении и корреляции неокома Широкого Приобья использовались именно эти эталонные разрезы. Позже, в связи с резким увеличением объемов бурения и расширением фронта работ, возникли трудности сопоставления вскрываемых разрезов с выделенными стратотипами. Поэтому уже в конце 60-х годов было решено индексацию пластов проводить не по нефтегазоносным областям, а по районам, что повлекло за собой введение новых эталонных разрезов для каждого района в отдельности. В Нижневартовском районе для групп пластов А и Б была оставлена скв. 124-Р Ватинской площади, а для ачимовских отложений в качестве стратотипа использован разрез скв. 22-Р (пласты Б₁₈–Б₂₂) Нижневартовской площади. При этом было решено к индексам пластов А и Б добавлять начальные буквы названия районов. Так появились аббревиатуры: для Сургутского района АС и БС, а для Нижневартовского – АВ и БВ. Позже добавились и обозначения других районов – Уренгоского, Тазовского и пр. Первоначально номера пластов обозначали римскими цифрами, а затем перешли на арабские. В районе Приобского месторождения бурение в то время не велось, так как эту территорию относили к Фроловской нефтегазоносной области и считали, что неомокский разрез здесь полностью представлен глинами фроловской свиты.

Стратиграфические схемы мезозоя Западной Сибири с 1956 по 1990 гг. принимались на пяти Межведомственных стратиграфических совещаниях. На утвержденных МСК схемах границы свит неокома и верхней юры показаны в виде горизонтальных изохронных линий. Хотя еще в начале 60-х годов на основании палеонтологических данных было установлено, “что возрастное положение границ некоторых свит и пачек, особенно в пределах юрских и валанжинских толщ,

“скользит” до нескольких ярусов” [Гурари и др., 1962, с. 5]. Причем “возраст свит юры и неокома изменяется в сторону омоложения при движении из центра древних морских бассейнов к их западным берегам...” [Там же, с. 6–7]. Имелись в виду битуминозные аргиллиты баженовской и песчаники тарской свит. Однако на официальных стратиграфических схемах это не находило отражения. В дальнейшем они все более и более противоречили появляющимся палеонтологическим данным и представлениям многих исследователей на корреляцию данных отложений.

В 1967 г. на Межведомственном стратиграфическом совещании (г. Тюмень) в соответствии с требованиями Стратиграфического кодекса битуминозные отложения были выделены в несколько смежных свит (баженовская, тутлеймская, даниловская, мулымьинская), различающихся возрастным объемом. Подобное деление было принято и для неокома, несмотря на возражения ряда участников совещания 1967 г. [Решения..., 1969].

В конце 60-х годов на основе выделения и корреляции “ритмов” трех порядков в разрезе тарской и вартовской свит Л. Я. Трушкова [1970] предложила единый вариант индексации для районов Сургутского и Нижневартовского сводов. Она сформулировала “закономерность ступенчатого и кулисообразного залегания песчаных и глинистых пластов в прибрежных и мелководно-морских отложениях неокома...” [с. 72]. При этом отмечалось, что песчаные пласты и глинистые пачки не имеют регионального распространения, замещаясь на западе глинами (рис. 1.1). Исходя из анализа “ритмичности” (цикличности) осадконакопления, Ю. Н. Карогадин утверждал, что происходит скольжение границ всех свит и серий. На схеме принципиального взаимоотношения стратонев различных ранга показано, что верхние части баженовской и тутлеймской свит являются возрастными аналогами полностью куломзинской и отчасти выпележащей мегионской (в центральных, юго-восточных и северных районах) и алясовской (на западе) свит (рис. 1.2). Таким образом, не без основания предполагалось, что кровля баженовской свиты (тутлеймско-баженовской серии) “скользит” от верхневож-

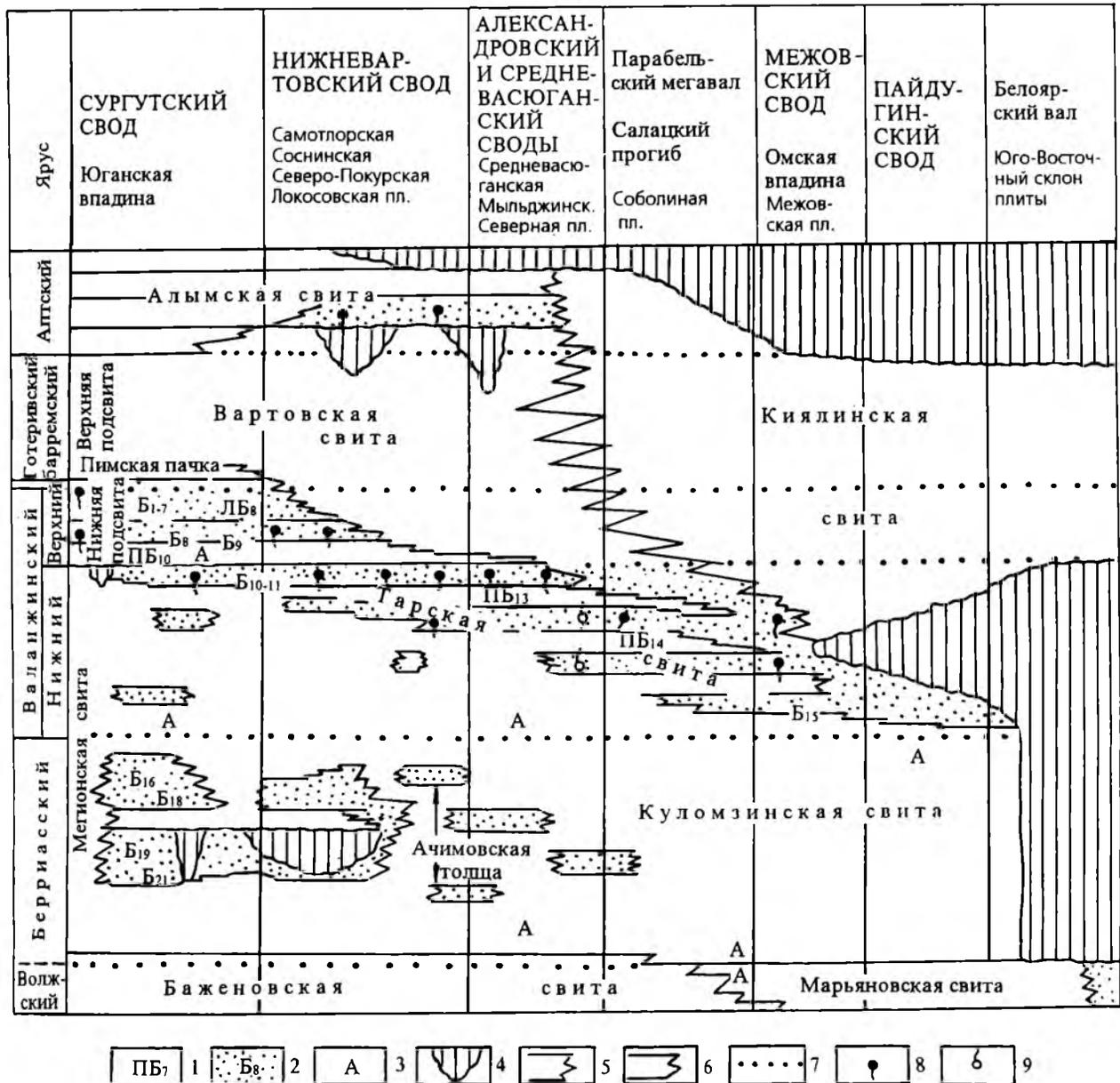


Рис. 1.1. Принципиальная схема строения продуктивной толщи неокома. Составитель Л. Я. Трушкова (1969 г.) [1970]:

Номер: 1 – глинистой покрывки, 2 – продуктивного пласта; 3 – региональные опорные горизонты; 4 – находки аммонитов; 5 – перерывы в осадконакоплении; граница: 6 – пластов, 7 – свит и подсвит, 8 – ярусов и подъярусов; залежь: 9 – нефти, 10 – газа и конденсата.

ского яруса до низов готерива включительно [Карогадин, 1972, 1974, с. 44]. Примерно в это же время к подобному выводу пришли А. Л. Наумов, Т. М. Онищук, М. М. Биншток и другие геологи при изучении продуктивных отложений неокома Нижневартовского свода. Было замечено, что “в западном направлении от зоны Колтогорского мегапрогиба в сторону более глубоководных участков седиментационного бассейна происходит постепенная глинизация продуктивных

горизонтов группы Б, причем сначала непроницаемыми разностями замещаются песчаники пласта БВ₁₀, а затем пласта БВ₈. В этом же направлении отмечается и улучшение экранирующих свойств глинистых покрывок, перекрывающих эти пласты” [Онищук и др., 1972, с. 23].

Несмотря на выводы о скольжении стратиграфических границ баженовской и тарской свит, ачимовские отложения по-прежнему представлялись изохронными, а слагающие их “песчаные тела, как

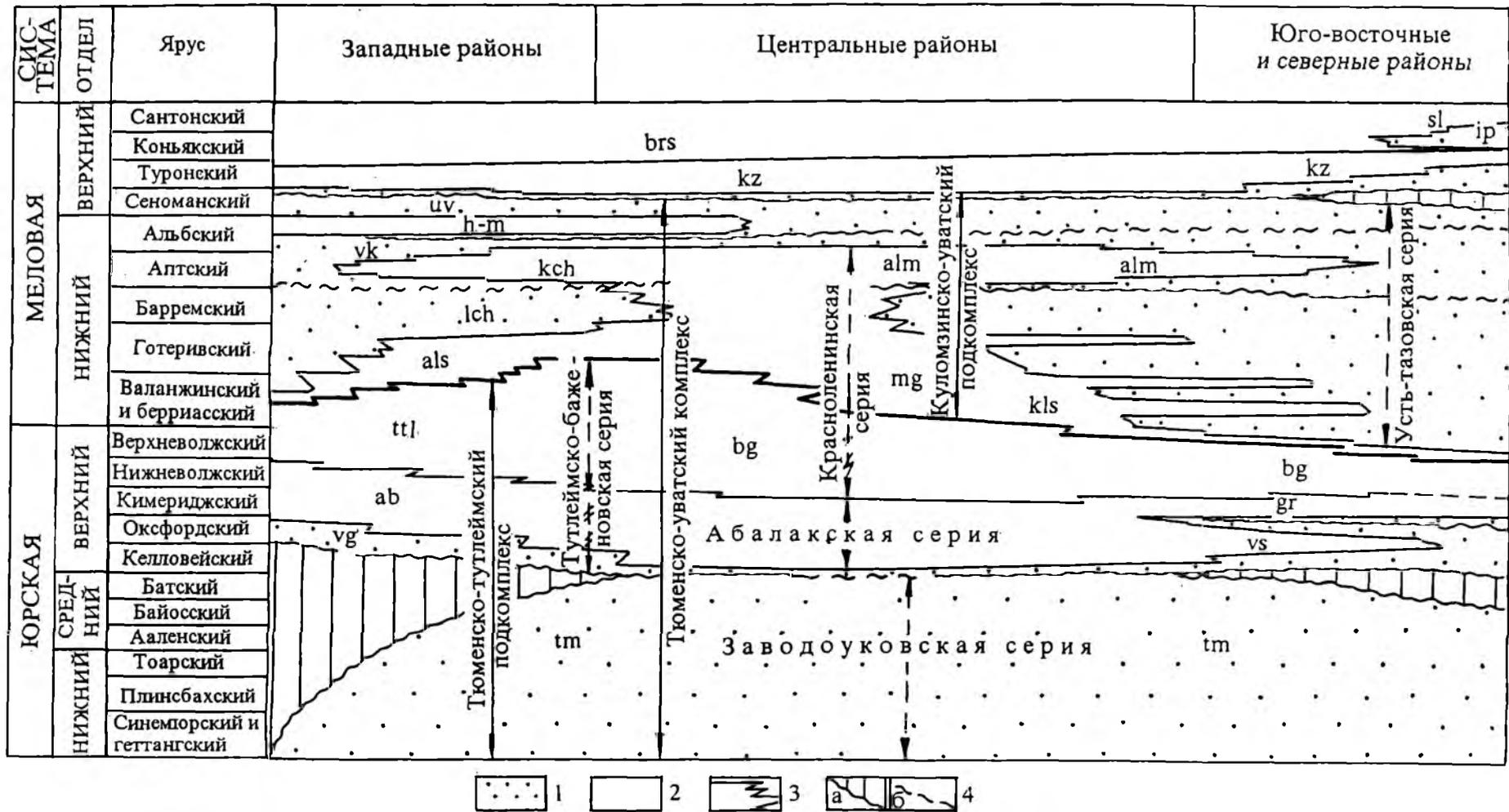
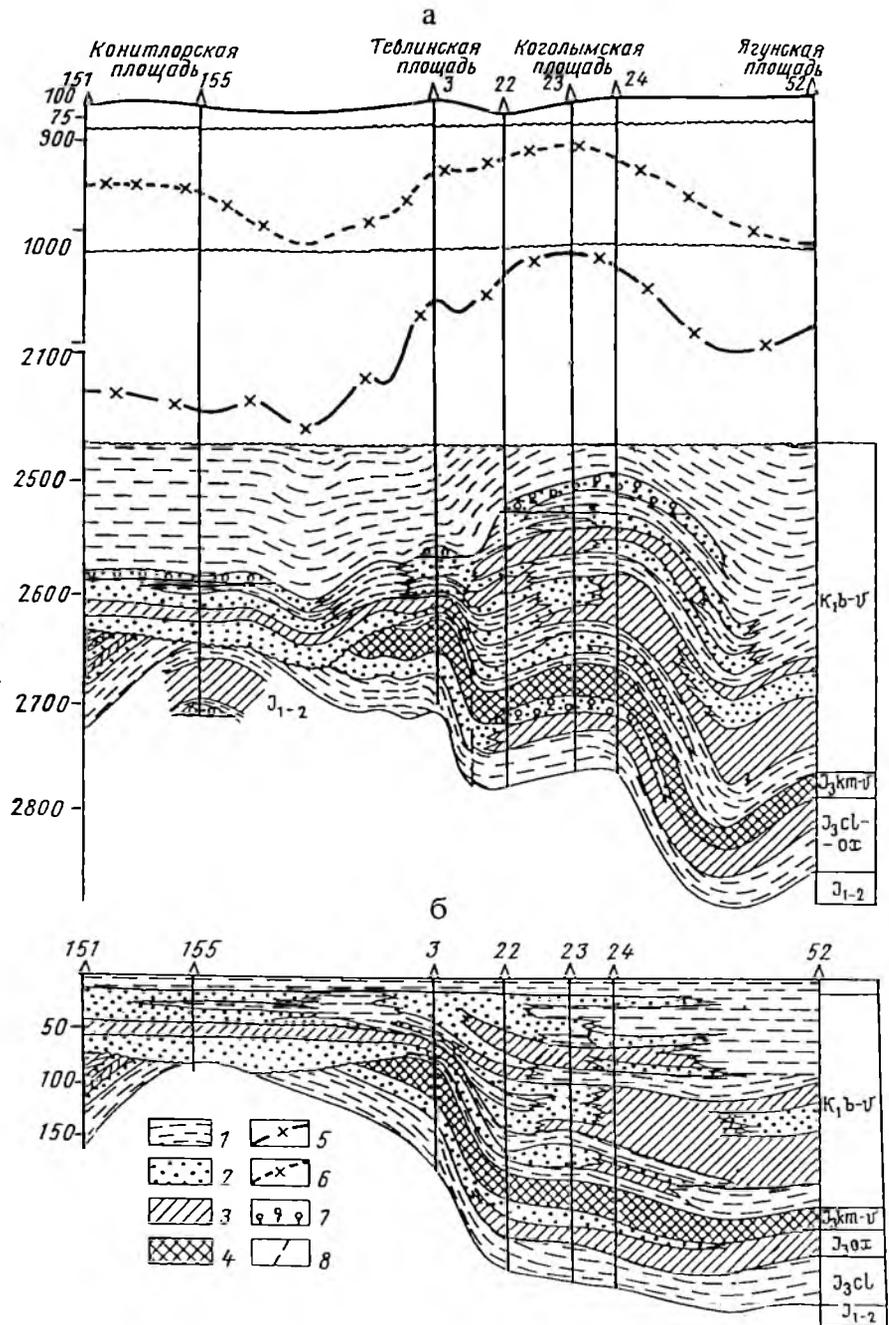


Рис. 1.2. Принципиальная схема взаимоотношения мегакомплексов, подкомплексов, серий и свит в разрезе мезозойских отложений Западной Сибири. Составитель Ю. Н. Карогодин (1970 г.) [1974]:

1 – преимущественно песчаные толщи; 2 – преимущественно глинистые толщи; 3 – границы литологического замещения пород; 4 – установленные (а) и предполагаемые (б) перерывы в осадконакоплении. Свиты обозначены индексами в соответствии с Проектом индексации стратиграфических подразделений мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности (Новосибирск, 1970 г.).

Рис. 1.3. Профильные геологические разрезы [Еханин и др., 1976]:

а - на конец валанжина, б - современный; *породы:* 1 - преимущественно глинистые, 2 - преимущественно песчаные, 3 - песчано-глинистые; 4 - битуминозные глины баженовской свиты; 5 - положение подошвы пимской глинистой пачки (кровля пластов группы ВС - валанжин-готерив); 6 - положение подошвы алымской свиты (кровля пластов группы АС - баррем); 7 - залежи нефти; 8 - разрывное нарушение.



правило, имеют довольно узкие, вытянутые в меридиональном направлении формы и ограничены полями почти сплошных глин” [Еханин и др., 1976, с. 16] (рис. 1.3). Такая морфология песчаных тел объяснялась действием донных морских течений, имевших преимущественно субмеридиональную ориентировку. Резко расчлененный рельеф дна мелкого берриасского моря способствовал “порождению донных течений, которые наряду с волновой деятельностью нивелируют рельеф песчано-глинистыми отложениями ачимовской пачки” [Там же, с. 17]. В то же

время во многих работах обосновывалось формирование ачимовских песчаников в условиях отмелей обширного морского бассейна, а пластов верхней части разреза - в шельфовых условиях.

Горизонтально-слоистая модель продолжала господствовать и в стратиграфической схеме 1978 г., отражая, по существу, взгляды геологов первого периода работ в Западной Сибири. Граница мегинской и вартовской свит проводилась по кровле чеускинской пачки (основание BC₈₋₉) и только в Нижневартковском районе - по кровле глинистой пачки, разде-

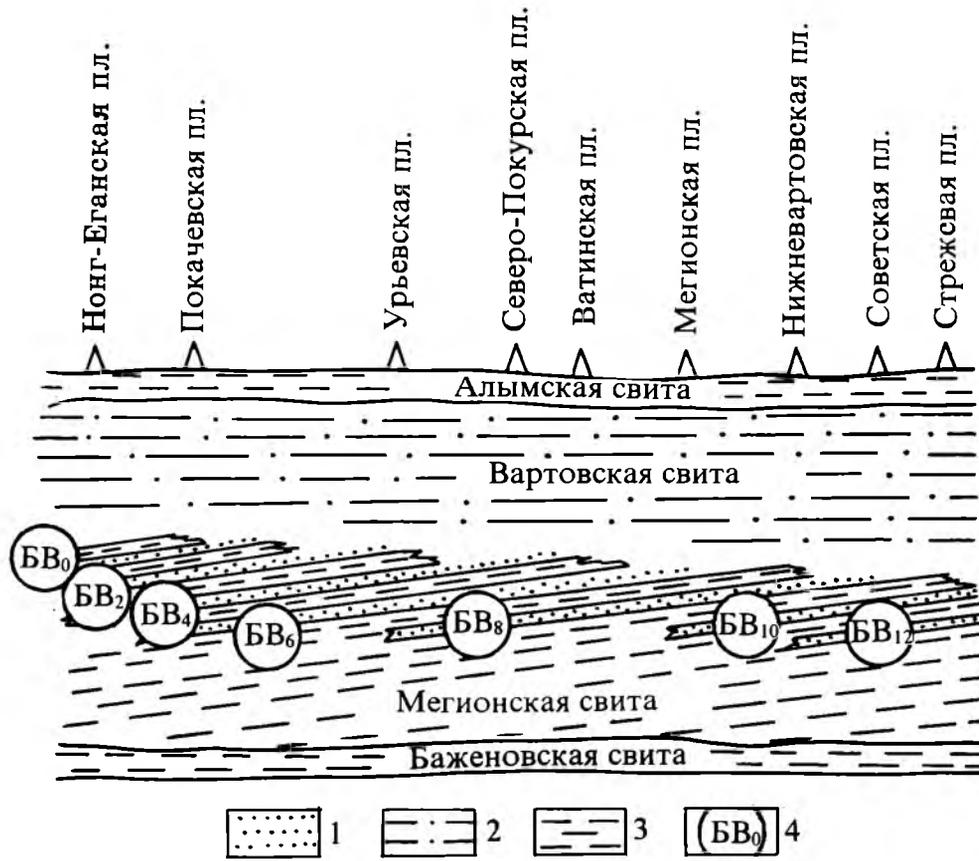


Рис. 1.4. Принципиальная схема строения разреза неокомских отложений в Нижневартовском районе [Онищук и др., 1977]:

1 – песчаники; 2 – песчано-глинистые, преимущественно континентальные образования; 3 – глинистые морские осадки; 4 – индексы продуктивных шельфовых пластов.

ляющей БВ₈ и БВ₉; между валанжином и готеривом – по кровле сармановской пачки (Сургутский район) и основанию БВ₄ (Нижневартровский район). По схеме 1978 г. ачимовские пласты индексировались, соответственно, как БС_{16–22} и ВВ_{16–22}. Предполагалось, что они изохронны. Пласт БС₁₀ сопоставлялся с пластом БВ₈, хотя эту точку зрения не разделяли С. Л. Барков, В. С. Бочкарев, Г. К. Боярских, П. Я. Зининберг, Л. Я. Трушкова, Г. С. Ясович и др. Как отмечали Ю. В. Брадучан с соавторами, “данные определения фауны аммонитов валанжина в центральных и южных областях низменности находятся в таком противоречии с литологической корреляцией, что необходимо со всей серьезностью поставить вопрос перед палеонтологами и гео-

логами. Или представления геологов не верны, или ошибочны заключения палеонтологов” [Брадучан и др., 1974, с. 26].

Новый этап в познании геологического строения и условий формирования связан с появлением в печати работ тюменских геологов и геофизиков А. Л. Наумова, Т. М. Онищука, Л. А. Векслера, М. М. Бинштока, В. А. Корнева и др., положивших начало представлениям о регионально косослойной модели мегионской свиты.

В 1977 г. Т. М. Онищук, А. Л. Наумов и Л. А. Векслер, используя методику реконструкции палеорельефа, предложенную А. Л. Наумовым в 1971 г., пришли к выводу, что “шельфовые пласты при формировании имели повсеместное западное падение” [Онищук и др., 1977,

с. 35] (рис. 1.4). С помощью этой методики они сопоставили пласт БС₁₀ Сургутского с пластом ВВ₀ Нижневартовского сводов, в то время как общепринята была корреляция БС₁₀ – ВВ₈. Определения фауны разрезов Широкого Приобья не противоречили новым представлениям о строении неокома. В этом же году А. Л. Наумов [1977] опубликовал статью, в которой выдвинул принципиально новую схему строения неокомских отложений, подкрепленную данными, полученными на основе палеорекопструкций. Основные положения статьи сводились к следующему:

1. В берриас-валанжине западно-сибирский морской бассейн представлял собой некомпенсированную впадину, в течение длительного времени постепенно заполнявшуюся с юго-востока обломочным материалом. Схема формирования берриас-валанжинского разреза подобна схемам формирования разрезов в условиях некомпенсированных впадин многих районов мира.

2. Песчаники ачимовской пачки (пласты Б₁₆₋₂₀) формировались у подножия склона шельфа, медленно продвигавшегося к центру бассейна.

3. Шельф повсеместно имел региональный наклон к центру бассейна; по предварительным данным, глубина его составляла в районе: внешней кромки около 200 м, дна бассейна – около 500 м.

4. “Косая слоистость” всего разреза берриас-валанжинских отложений позволяет предполагать наличие серии еще не выявленных региональных зон выклинивания песчаных пластов в центральной части равнины.

5. Наклонное первичное залегание песчаных пластов, формировавшихся в условиях мелководного шельфа, обязательно должно учитываться при изучении палеотектоники [Наумов, 1977, с. 46–47] (рис. 1.5).

Особенно важным (революционным) моментом, позволившим получить новую информацию о строении осадочного чехла Западной Сибири, было широкое внедрение в 70-е годы в Среднем Приобье в практику сейсморазведки метода ОГТ. На сейсмопрофилях достаточно отчетливо фиксировались наклонные (до 5°), отражающие границы. Они формировали “по вертикали вкрест простирания серию “чешуйчато” сменяющих друг друга гра-



Рис. 1.5. Принципиальная схема формирования разреза верхнеюрско-валанжинских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины [Наумов, 1977].

ниц протяженностью от 2–5 до 25 км” [Кулахметов и др., 1983, с. 46]. Наступил этап активного внедрения сейсмостратиграфических исследований в процесс изучения мезозойских продуктивных отложений, основанный на прослеживании сейсмических отражений, в том числе в районах, не изученных бурением. Полученные сейсмические материалы хорошо согласовывались с представлениями А. Л. Наумова и других геологов о косо-слоистом строении неокома.

Широкая сеть выполненных региональных сейсмопрофилей, погонная длина которых составила более 80 тыс. км, безусловно, явилась мощным фактором, способствовавшим распифровке геологического строения как всего осадочного чехла, так и в особенности неокомского комплекса. В первых же публикациях Л. Ш. Гиршгорна [1983; Гиршгорн и др., 1975], В. А. Корнева [1978, 1979, 1980], Н.Х.Кулахметова с соавторами [1983], Н. Я. Кунина, Е. В. Кучерука [1984], С.В.Курсина и др. [1984], О.М.Мкртчяна и др. [1985, 1987], А. А. Нежданова и др. [Сейсмогеологический прогноз., 1992] и ряда других геологов и геофизиков появились описания косо-слоистой, клиноформной толщи неокома. Так, В.А.Корнев [1979], анализируя временные разрезы, пришел к тем же представлениям о строении неокома, что и А. Л. Наумов. Им сделаны следующие выводы.

– большинство сейсмических горизонтов имеют региональный наклон на запад по отношению к горизонту Б, градиент наклона равен 1–3 м на 1 км;

– зоны ухудшения прослеживаемости или полного исчезновения сейсмических горизонтов, как правило, меридиональные;

– в подобных зонах часто появляются наклонные отражающие горизонты, которые быстро погружаются в западном направлении до “примыкания” к волнам горизонта Б.

При анализе геологического материала следует учитывать:

1. Все продуктивные пласты (БС и БВ) имеют региональный наклон на запад по отношению к баженовской свите.

2. При движении с востока на запад происходит последовательная глинизация продуктивных пластов снизу вверх.

3. Зоны глинизации продуктивных

пластов имеют в плане субмеридиональное простирание и совпадают в разрезе с восточными границами наклонных горизонтов.

4. При приближении к зоне глинизации монолитные песчаные пласты распадаются на ряд маломощных глинистых и песчаных пропластков, имеющих тенденцию погружения на запад.

5. Песчаные линзовидные тела в ачимовской толще имеют по отношению к баженовской свите выраженные наклоны на запад, полностью соответствующие поведению наклонных горизонтов [Корнев, 1979, с. 90–91].

Анализ региональных сейсмопрофилей позволил “обнаружить закономерно повторяющееся от периферии бассейна по направлению к его центру повышение стратиграфического уровня основного отражающего горизонта Б. Это повышение происходит по мере последовательного ответвления от верхней фазы этого отражения все более молодых седиментационных комплексов... Таким образом, вся неокомская толща по латерали предстает последовательностью генетически связанных седиментационных комплексов, закономерно омолаживающихся к центру бассейна, глубоководная часть каждого из них представлена битуминозными аргиллитами баженовского типа” [Гиршгорн, 1983, с. 100–101].

Изучение материалов сейсморазведки дало возможность расчленить неокомский разрез на сейсмостратиграфические единицы и сопоставить их с литостратиграфическими таксонами, картировать региональные зоны выклинивания продуктивных пластов (рис. 1.6), установить зависимость поведения сейсмических границ от мощности песчаных отложений (рис. 1.7), провести сейсмофациальный анализ и т. д. [Корнев, 1979; Биншток, 1980; Иващенко и др., 1980; Кулахметов и др., 1983; Рудкевич и др., 1984; Стасенков и др., 1986; Павлов и др., 1986; Гидион, 1988; Виницкий, Шебалин, 1992, 1993]. Выяснилось, что зоны глинизации пластов приурочены к участкам, “где наблюдается изменение угла наклона.., отмечены разрыв в прослеживании границы и зона интерференции волн” [Биншток, 1980, с. 19–20]. Анализируя материалы сейсморазведки с новых позиций, можно было приступить и к изучению наиболее сложно построенной ачи-

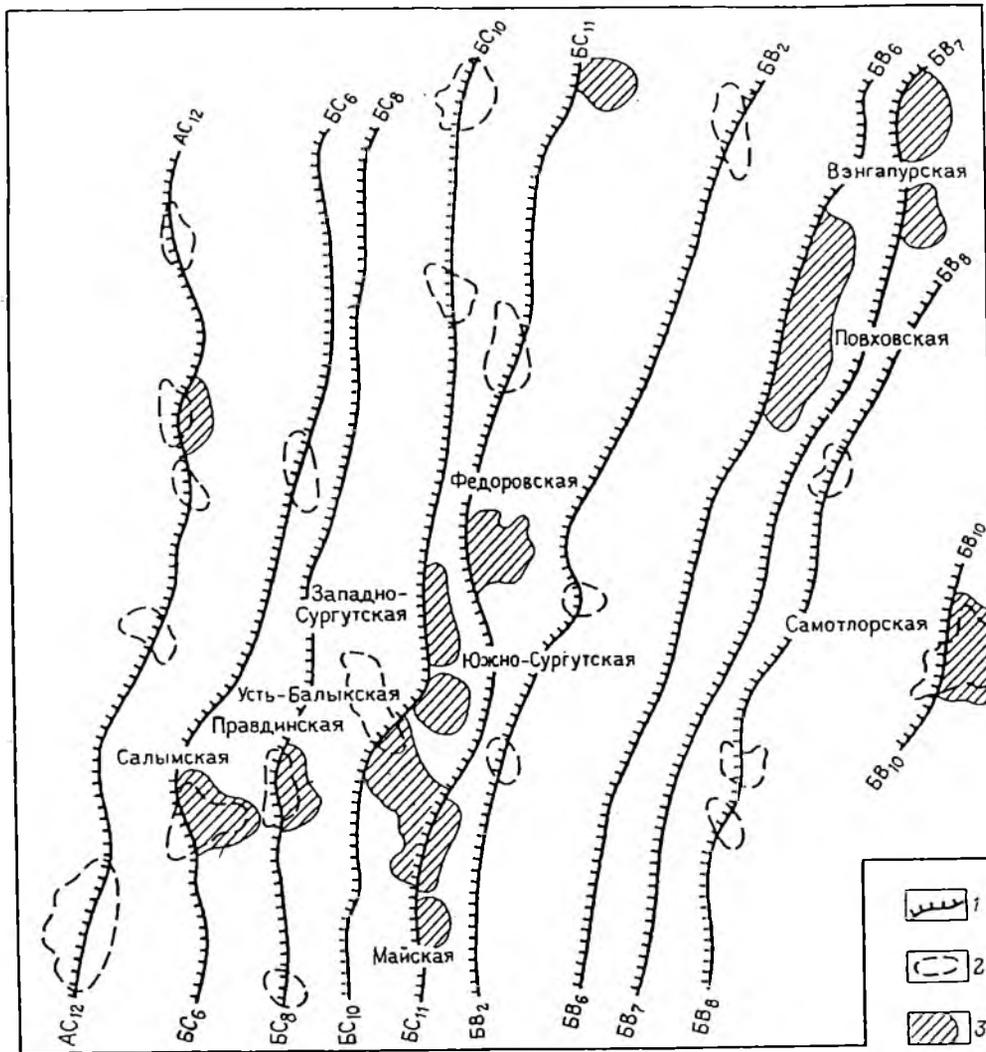


Рис. 1.6. Схема прослеживания зоны полного литологического замещения основных продуктивных пластов неокома в Среднем Приобье по данным сейсморазведки и бурения [Корнев, 1979]:

1 - зоны полного литологического замещения песчаных пластов; 2 - контуры положительных структур III порядка; 3 - залежи нефти.

мовской толщи. «Сопоставление положения наклонных отражающих горизонтов на сейсмических профилях с данным бурения показало, что песчаные пласты ачимовской толщи параллельны как между собой, так и этим отражающим горизонтам. Следовательно, последние могут быть использованы для картирования песчано-алевритовых пород ачимовской толщи, характеризующихся весьма сложным и прихотливым распространением в плане и по разрезу» [Кулахметов и др., 1983, с. 46] (рис. 1.8).

На основе комплексной интерпретации сейсморазведки, главным образом МОГТ, стала активно развиваться сейсмостратиграфия [Гиршгорн и др., 1975,

1983; Гогоненков, Михайлов, 1983; Кунин, 1982, 1983, 1988; Кунин, Кучерук, 1984; Соседков и др., 1987; Гидион, 1988; Нежданов, 1988; и др.] и появились первые работы по сейсмолитмологии [Прикладные вопросы..., 1987; и др.]. Основные задачи сеймостратиграфии сводились к расчленению сейсмического разреза на генетически единые седиментационные комплексы, выделению в их составе «сейсмических фаций», установлению литологии и условий образования, выяснению на этой основе палеогеографической и палеотектонической обстановок седиментации и истории развития седиментационных бассейнов [Гиршгорн, 1983, с. 97].

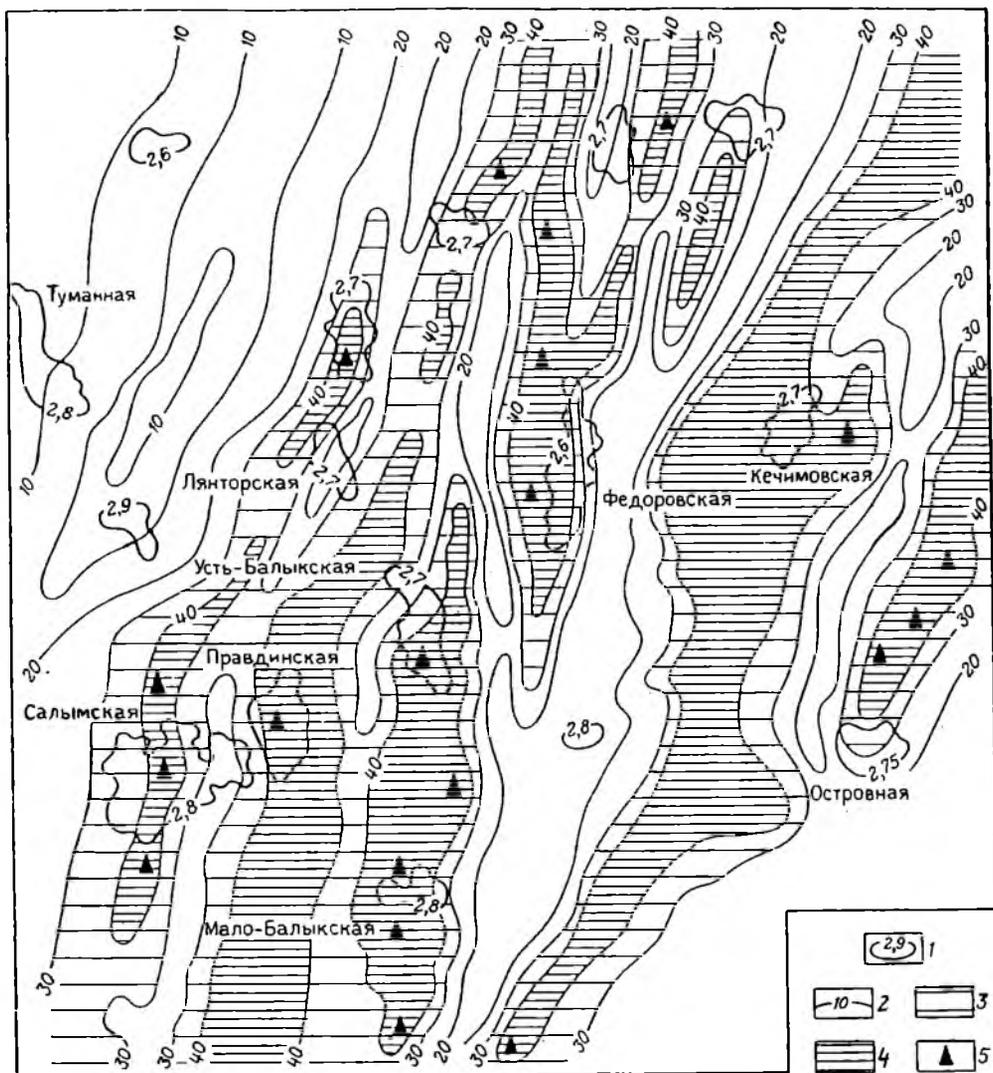


Рис. 1.7. Схема суммарных мощностей песчано-алевритовых пород ачимовской толщи [Рудкевич и др., 1984]:

1 – контуры структур по замкнутой изогипсе, км; 2 – изопакиты ачимовской толщи, м. Зона распространения песчано-алевритовых пород мощностью: 3 – 30–40 м, 4 – 40 м и более; 5 – залежи нефти в ачимовской толще.

Девять крупных сейсмостратиграфических единиц, сопоставляемых с осадочными формациями, выделено в разрезе осадочного чехла Западной Сибири Г. Н. Гогоненковым и Ю. А. Михайловым [1983]. Неокомская часть разреза Федоровской площади (Сургутский район) была расчленена на две толщи. Для нижней характерны наклонные (ачимовская толща, мегионская свита), а для верхней – горизонтальные (верхи мегионской и вартовонской свиты) отражающие границы. Баженовская свита выделялась самостоятельно в объеме кимеридж-

волжского ярусов. Подобным образом О. М. Мкртчян с соавторами [1985] разделили верхнеюрско-меловой разрез на три сейсмокомплекса: баженовский, клиноформный и шельфовый субгоризонтально-слоистый. В работах ряда исследователей [Нежданов, Корнев, 1984; Нежданов, 1988; Кунин, 1983; Мкртчян и др., 1987; и др.] в неокомском разрезе была выделена система клиноформ с собственными названиями. Так, Н. Я. Кунин [1983] в разрезе севера Западной Сибири наметил до 20 крупных квазиизохронных седиментационных тел, которые

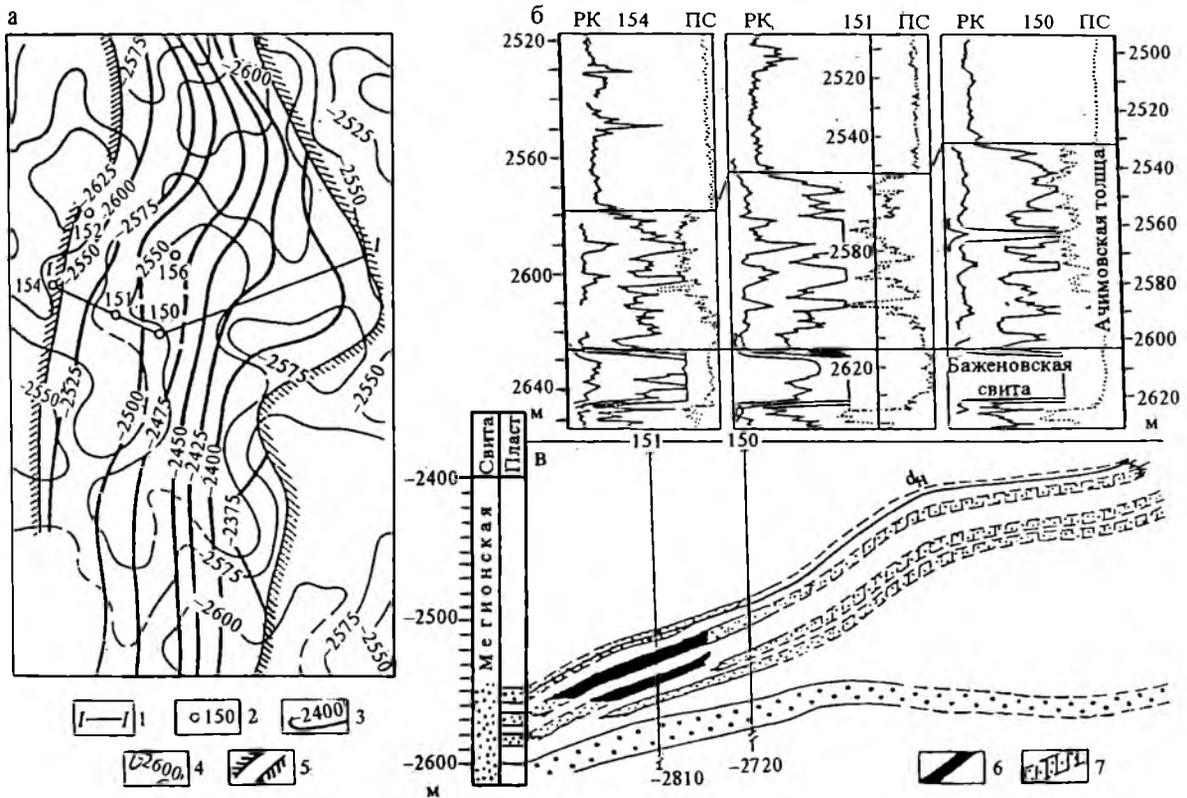


Рис. 1.8. Особенности строения ачимовской толщи (нижний неоком) на Чумпаской площади [Кулахметов и др., 1983]:

а - структурная карта по отражающим горизонтам B и d_n (по данным Н. О. Поповой, 1979 г.); б - схема корреляции отложений ачимовской толщи; в - геологический разрез по линии I-I; 1 - линия геологического разреза; 2 - разведочные скважины. Изогипсы, м: 3 - наклонного отражающего горизонта d_n , 4 - отражающего горизонта B ; 5 - границы прослеживания горизонта d_n . Пласты: 6 - с установленной нефтеносностью, 7 - перспективные для поисков залежей нефти.

достаточно четко картировались системой наклонно-слоистых отражающих границ.

В разрезе неокома Широтного Приобья по данным сейсмопрофилирования выделили: О. М. Мкртчян с соавторами [1987] 19 клиноформ с собственными названиями, которые давались по названию глинистых пачек, А. А. Нежданов [1988; Нежданов и др., 1990; Карогодин, Нежданов, 1988; Сейсмогеологический прогноз., 1992] (рис. 1.9), с учетом материалов бурения в разрезе мела, 29 клиноформ также с собственными названиями, которые в ряде случаев отличались от названий, данных им О. М. Мкртчяном. Все без исключения исследователи считали клиноформы телами трансгрессивно-регрессивных циклов - *циклитами**. Совершенно логичным было появление тер-

мина "клиноциклит", производного от клиноформы и циклита. Таким образом, идея (точнее концепция) цикличности осадконакопления стала неотъемлемой частью теоретических и практических исследований неокомского комплекса. Свое начало в геологических исследованиях Западной Сибири она берет от М. А. Усова [1934], который тела циклов называл формациями.

Спустя 20 лет В.П. Казаринов [1958] предпринял попытку разделить весь осадочный чехол Западной Сибири на серии, представлявшие, по его мнению, тела трансгрессивных "ритмов". Серии выделялись в разрезе по литолого-петрофизическим, геохимическим и фациальным критериям с использованием предложенного им "коэффициента зрелости" породы. Серии в его представлении начинались песчано-алевритовыми, а заканчивались глинистыми, "высокозрелыми"

* Термин Ю. Н. Карогодина [Трофимук, Карогодин, 1976].

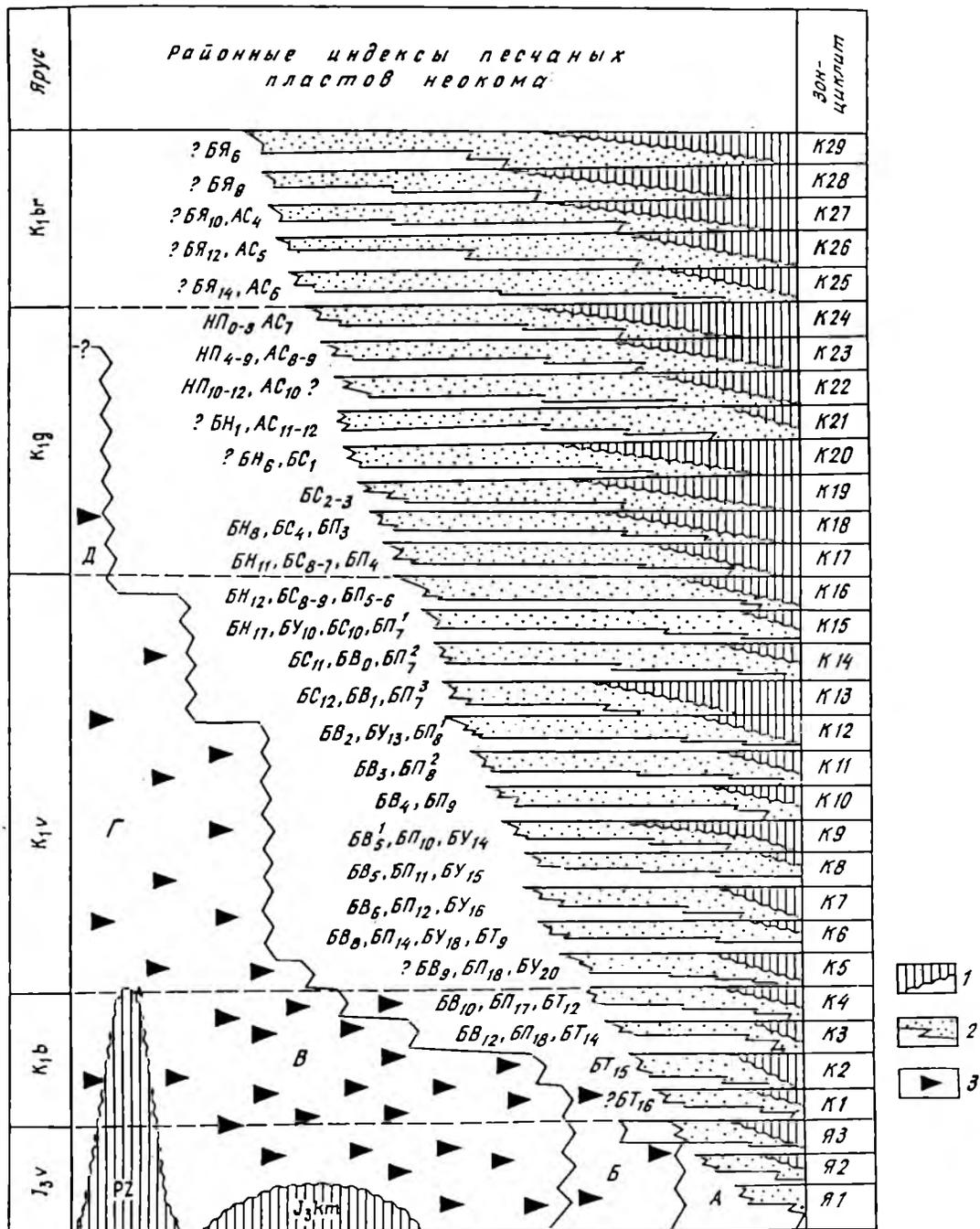


Рис. 1.9. Принципиальная схема строения и индексации зонциклитов волжско-неокомского регоциклита Западной Сибири [Жарогодин, Нежданов, 1988]: 1 – стратиграфические несогласия; 2 – песчаные пласты (вверху) и глины; 3 – битуминозность. Свиты, отвечающие прогрессивной (трансгрессивной) части регоциклита: А – яновская, Б – марьяновская (верхняя часть), В – баженовская, Г – тутлеймская, Д – мулымьинская.

породами, ограничиваясь в кровле и подошве несогласиями, перерывами и размывами. Анализ представлений о цикличности (“ритмичности”) осадконакопления – специальная тема. Сущность системно-литмологического подхода, базирующегося на принципе цикличности, в кратком виде излагается ниже.

Поэтому здесь уместно ограничиться вышеприведенной констатацией процедуры выделенных серий. Заметим лишь, что в границах серий, выделенных В. П. Казариновым, тела циклов (циклиты) практически никто из исследователей не выделяет по ряду причин. Хотя позже к идее цикличности и разработке модели

циклического строения мезозойско-кайнозойского разреза, решению тех или иных вопросов обращались многие геологи (Ю. В. Брадучан, Е. А. Гайдебурова, И. В. Дербинов, Г. П. Евсеев, В. И. Ермаков, С. В. Ершов, М. С. Зонн, С. А. Ивченко, Ю. Н. Карогодин, М. В. Корж, С. А. Левченко, М. А. Левчук, Е. М. Максимов, К. И. Микуленко, О. М. Мкртчян, А. Г. Мухер, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, А. С. Никольская, А. А. Нежданов, В. В. Огибенин, М. Я. Рудкевич, А. А. Преженцев, Н. Н. Ростовцев, С. Г. Саркисян, А. И. Сидоренков, В. Т. Слепцов, А. А. Трофимук, Л. Я. Трушкова, Н. Ю. Успенская, А. А. Шала, Г. С. Ясович, Т. А. Ястребова и др.).

Здесь целесообразно отметить лишь основные моменты, непосредственно касающиеся цикличности неокома, и в частности ачимовской толщи. Ю. Н. Карогодиным [1972, 1974], В. Д. Наливкиным, Г. П. Евсеевым и др. [1969] было подмечено, что для морских отложений юры и мела Западной Сибири характерны "ритмы", трансгрессивная часть которых представлена глинистыми отложениями, редко с базальными песчаниками или гравелитами в основании, а регрессивная — песчаными и алевритопесчаными отложениями [Карогодин и др., 1969]. Позже был сформулирован принцип базальности: тела седиментационных "ритмов", циклов (циклиты) имеют так или иначе выраженные базальные слои [Карогодин, 1974, 1985].

Как писали В. И. Ермаков и А. А. Шала [1982], базальные песчаные отложения неокома Западной Сибири связаны в основном с субаэральными фациями. На месторождении Самотлор, например, это образования дельтовых протоков с эрозионным основанием. А связь песчаных тел-коллекторов с регрессивными частями морских отложений юры и мела Западной Сибири позже была описана, как определенная закономерность связи коллекторов и экранов со структурой циклитов [Карогодин, Нежданов, 1988]. Эти и другие представления о цикличности и ее литофациальной выраженности вступали в противоречие с представлением В. П. Казаринова, выделявшего серии и "циклы".

Ю. Н. Карогодиным [1971, 1972, 1974] была предпринята попытка расчленения мезозойского разреза на "ритмы" различного порядка, которые получили названия *циклокомплексов* [Трофимук, Карогодин, 1974], а позже *циклитов*

[Трофимук, Карогодин, 1976]. К настоящему времени эта схема цикличности уточнена, но ее основа и многие элементы, несмотря на терминологические метаморфозы, остались без принципиальных изменений. Ранее исследователи (а некоторые и сейчас) использовали два термина (либо "цикл", либо "ритм") одновременно в значении процесса и его следствия — породного тела, чего по правилам терминообразования делать не следует. Эти термины разных категорий — процесса и его свойства, а для категории тел необходим был иной термин. Сейчас все больше и больше используют в значении тела цикла термин "циклит" и производные от него — сейсмоциклит, клиноциклит, регоциклит и др.

Первоначально при изучении продуктивных отложений различными исследователями выделялись "ритмы" нескольких порядков. Например, Л. Я. Трушкова [1970], как упоминалось выше, выделила в разрезе тарской свиты "ритмы" трех порядков мощностью от нескольких метров до нескольких десятков метров, причем "по своему строению они являются уменьшенной копией крупного ритма" [с. 75]. В. И. Ермаков и А. А. Шала [1982] расчленили разрез на трансгрессивные "циклы" и "мезоциклы". Г. Н. Гогоненков и Ю. А. Михайлов [1983] выделили в шельфовой части разреза Сургутского района три седиментационных цикла мощностью по 100–200 м, разделенные перерывами. Клиноформы, как тела циклов — *циклиты*, достаточно отчетливо выделяемые и прослеживаемые на сейсмических разрезах, стали называть сейсмоциклитами [Мкртчян и др., 1987; Нестеров и др., 1988; Нежданов, 1988; Трусов и др., 1989; Карогодин, 1990; Игошкин, 1992]. В литературе наряду с терминами "клиноформа"* и "сейсмоциклит" встречаются и другие, являющиеся либо синонимами, либо просто близкими по значению, — сейсмокомплекс [Мкртчян и др., 1985; Нежданов, 1988], клиноциклиты [Конторович,

* Клиноформа — осадочное тело, образовавшееся в зоне перехода от мелководно-шельфовой области бассейна (ундаформы) к его относительно глубоководной недокомпенсированной впадине (фондоформе) [Rich, 1951]. Некоторые исследователи трактуют этот термин более широко, включая в состав клиноформ разновозрастные ундаформы и фондоформу.

1993]. Например, В. П. Игошкин [1988] и В. Я. Гидион [1988, 1989] выделяют сейсмофациальные единицы в составе сейсмофациальных комплексов на уровне подкомплексов. Однако "выявленная сейсмическая цикличность в определенной степени служит отражением седиментационной цикличности, хотя, как справедливо подчеркивается авторами работы [Основа., 1985], между ними нельзя ставить знак полного равенства без проведения специальных сейсмолитологических исследований. Применительно к рещаемым... задачам за элементарный сейсмоциклит шельфового разреза принимается временной интервал в среднем порядка 30–40 мс, вмещающий отрицательный (снизу) и положительный (сверху) полупериоды сейсмической записи и примерно соответствующий объему смежных глинистой и песчано-алевритовой пачек (пластов)" [Мкртчян и др., 1987, с. 49].

В 1983 г. О. М. Мкртчян, Н. М. Белкин и В. А. Дегтев [1985] при интерпретации материалов широтного регионального сейсмопрофиля Р-1 выделили 15 клиноформ (рис. 1.10). Допускалось также, что за пределами профиля развито еще некоторое их количество [Мкртчян и др., 1987]. Следует заметить, что у различных авторов разные подходы к выделению и картированию клиноформ, поэтому и их количество в разрезе неокома Западной Сибири разное. Так, А. А. Нежданов [Карогодина, Нежданов, 1988] выделяет в волжско-неокомском разрезе 29 зонциклитов (они же зональные сейсмокомплексы), Н. Я. Кунин [1983], как отмечалось выше, – 15–20 крупных седиментационных тел.

Интерпретация широтного сейсмопрофиля Р-1 позволила решить вопрос о корреляции неокомских пластов Сургутского и Нижневартовского сводов. До этого были весьма различные варианты сопоставления. Так, например, Ю. В. Брудчан [1982] и другие геологи сопоставляли БС₁₀ с пластом БВ₈. Были варианты сопоставления (в основном по палеонтологическим и спорово-пыльцевым данным) БС₁₁ и БВ₈, а также БС_{8–9} и БВ_{4–5} [Биостратиграфия..., 1985]. Материалы регионального профиля Р-1, как уже отмечалось, подтвердили сопоставление пластов БС₁₀ и БВ₀, обоснованное в 1977 г. Т. М. Онищуком, А. Л. Наумовым и Л. А. Векслером. Правомерность

такой корреляции подтверждалась также интерпретацией, выполненной А. А. Неждановым и В. А. Корневым [1984]. О. М. Мкртчян и его соавторы [1985, 1987] предложили схемы сопоставления всех продуктивных пластов неокома, выделяемых в пределах Сургутского и Нижневартовского сводов (рис. 1.11). Выполненный ими анализ пространственно-временного размещения залежей свидетельствовал "о тенденции перемещения зон с наиболее благоприятными литолого-фациальными условиями для нефтегазонакопления и выявленной нефтегазонаосности вверх по стратиграфическому разрезу от периферийной к центральной части раннемелового бассейна" [Мкртчян и др., 1986, с. 7]. Однако даже в последней официальной стратиграфической схеме 1991 г. до сих пор не нашло отражения клиноформное строение верхнеюрско-неокомского разреза. В первую очередь это касается ачимовской толщи, пласты которой показаны изохронными, как и кровля баженовской свиты. В представлениях О. М. Мкртчяна и др. [1987], А. А. Нежданова [1988], Ю. Н. Карогодина, С. В. Ершова [1994, 1995], Ф. Г. Гурари [1994] (рис. 1.12, 1.13) возраст кровли баженовской свиты "скользит" с востока на запад от средневожского до готеривского включительно. Отмечая столь значительное скольжение кровли битуминозных отложений, исследователи не обращали внимания на то, что все известные находки готеривской фауны известны там, где клиноформы имеют встречное, восточное, падение. Именно там выделяются тутлеймская и даниловская свиты. Готеривский возраст баженовской свиты палеонтологически пока не доказан. Хотя нам представляется, что при целенаправленных исследованиях это будет сделано в недалеком будущем.

Таким образом, к настоящему времени у большинства исследователей (как и у авторов данного раздела), занимающихся изучением неокома, не вызывает сомнения его клиноформное строение. Хотя некоторые геологи [Нестеров и др., 1985; Нестеров, 1992; Соколовский, 1989; Онищенко 1994; и др.] отрицают клиноформный характер строения неокома и не признают существенное возрастное скольжение однородных литологических тел типа баженовской, мегионской и других свит. Клиноформная структура

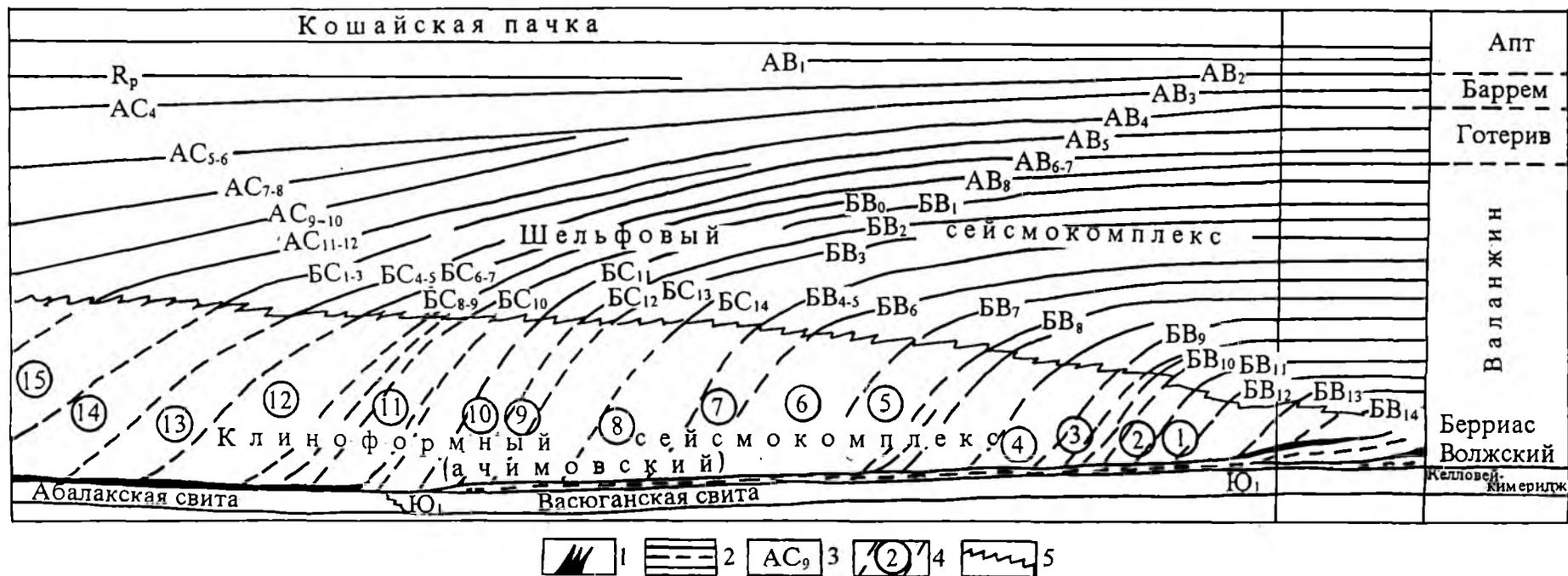


Рис. 1.10. Сейсмогеологическая модель верхнеюрско-неокомских отложений Среднего Приобья [Мкртчян и др., 1985]:
 1 – битуминозно-глинистые баженовские отложения литофации депрессионной (глубоководной) формации; 2 – аргиллиты георгиевской свиты; 3 – индексы продуктивных пластов Сургутского и Нижневартовского районов; 4 – границы и номера клиноформных сейсмогеологических комплексов; 5 – граница взаимоперехода шельфового и клиноформного сейсмогеологических комплексов (формаций).

| Ярус | Свита, формация | Сургутский район | Нижневартовский район | Формация | |
|------------------------|------------------|-------------------------|-----------------------|--------------|-----------------|
| | | Пласт, пачка | Пласт, пачка | | |
| Апт | Алымский | Кошайская пачка глин | | Шельфовая | |
| | | | АВ ₁ | | |
| Баррем | Шельфовая | АС ₄ | АВ ₂ | Шельфовая | |
| | | Сахалинская | АВ ₃ | | |
| | | АС ₅ | | | |
| | | АС ₆ | | | |
| | | АС ₇ | | | |
| | | АС ₈ | | | |
| | | Восточногоршковская | | | |
| | | АС ₉ | | | |
| | | АС ₁₀ | | | |
| | | Метельная | АВ ₄ | | |
| | | АС ₁₁ | | | |
| | | АС ₁₂ | | | |
| Готерив | Шельфовая | Пимская пачка глин | | Шельфовая | |
| | | БС ₁ | АВ ₅ | | |
| | | БС ₂ | | | |
| | | БС ₃ | | | |
| | | Маслиховская | | | |
| | | БС ₄ | АВ ₆₋₇ | | |
| | | БС ₅ | | | |
| | | Лянторская | | | |
| | | БС ₆ | | | |
| | | БС ₇ | | | |
| | | Сармановская пачка глин | | | АВ ₈ |
| | | БС ₈ | | | |
| БС ₉ | | | | | |
| Чеускинская пачка глин | | Клиноформная | | | |
| БС ₁₀ | БВ ₀ | | | | |
| Савуйская | БВ ₁ | | | | |
| БС ₁₁ | | | | | |
| Восточномоховская | БВ ₂ | | | | |
| БС ₁₂ | | | | | |
| Родниковая | БВ ₃ | | | | |
| БС ₁₃ | | | | | |
| | Покачевская | | | | |
| БС ₁₄ | БВ ₄ | | | | |
| Берриас + вальюжин | Клиноформная | | БВ ₅ | Клиноформная | |
| | | | Урьевская | | |
| | | | БВ ₆ | | |
| | | | Северопотоchnая | | |
| | | | БВ ₇ | | |
| | | | Ватинская | | |
| | | | БВ ₈ | | |
| | | | Узунская | | |
| | | | БВ ₉ | | |
| | | | Тагрянская | | |
| | | | БВ ₁₀ | | |
| | | | Сороминская | | |
| | | | БВ ₁₁ | | |
| | | | Соснинская | | |
| | БВ ₁₂ | | | | |
| | БВ ₁₃ | | | | |
| | БВ ₁₄ | | | | |

Рис. 1.11. Схема корреляции шельфовых продуктивных пластов неокома Сургутского и Нижневартовского районов [Мкртчян и др., 1987].

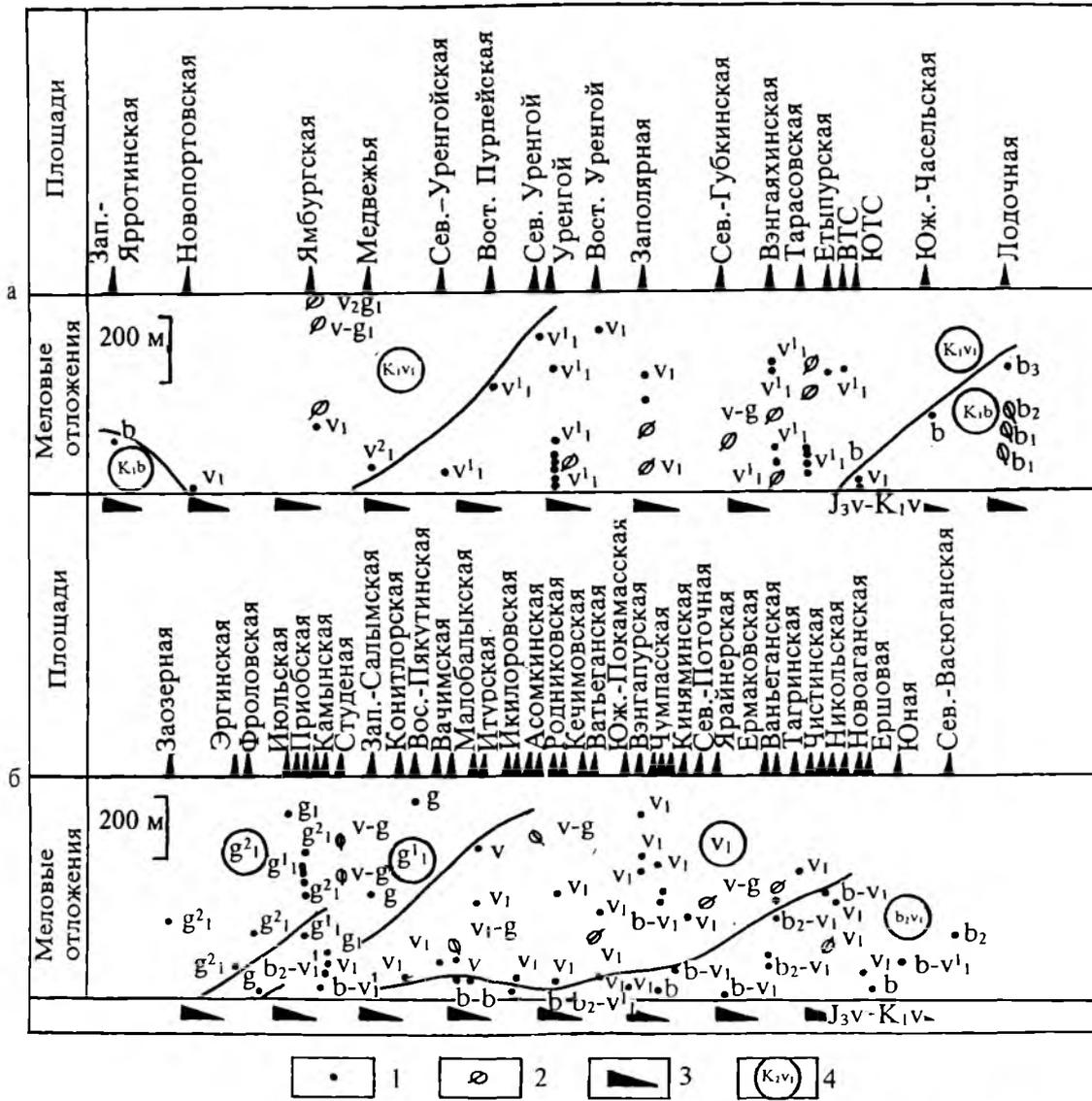
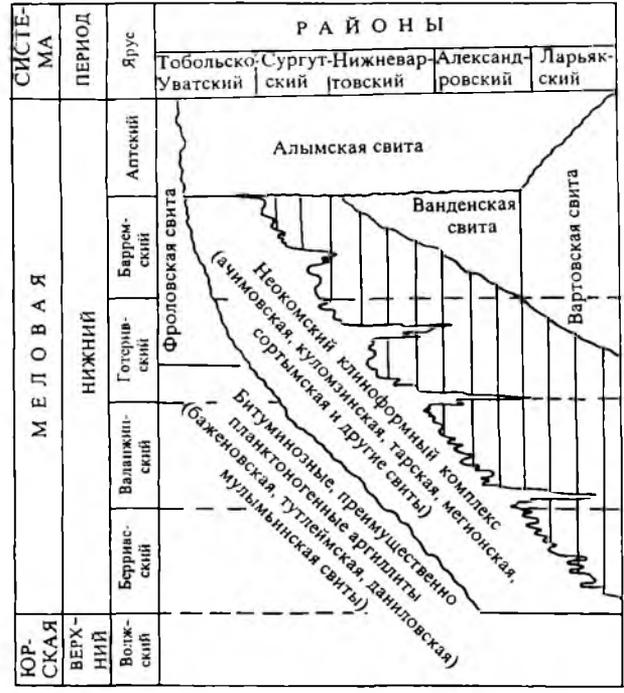


Рис. 1.12. Датировка возраста отложений неокома Западной Сибири по аммонитам и бухиям [Сейсмогеологический прогноз., 1992]:

а - северные районы; б - Широтное Приобье. Находки с указанием их возраста: 1 - аммонитов, 2 - бухий; 3 - битуминозные отложения баженовской свиты (формации); 4 - возраст отложений.

Рис. 1.13. Вариант стратиграфической схемы (последовательность напластования) неокома Широтного Приобья [Гурари, 1994].



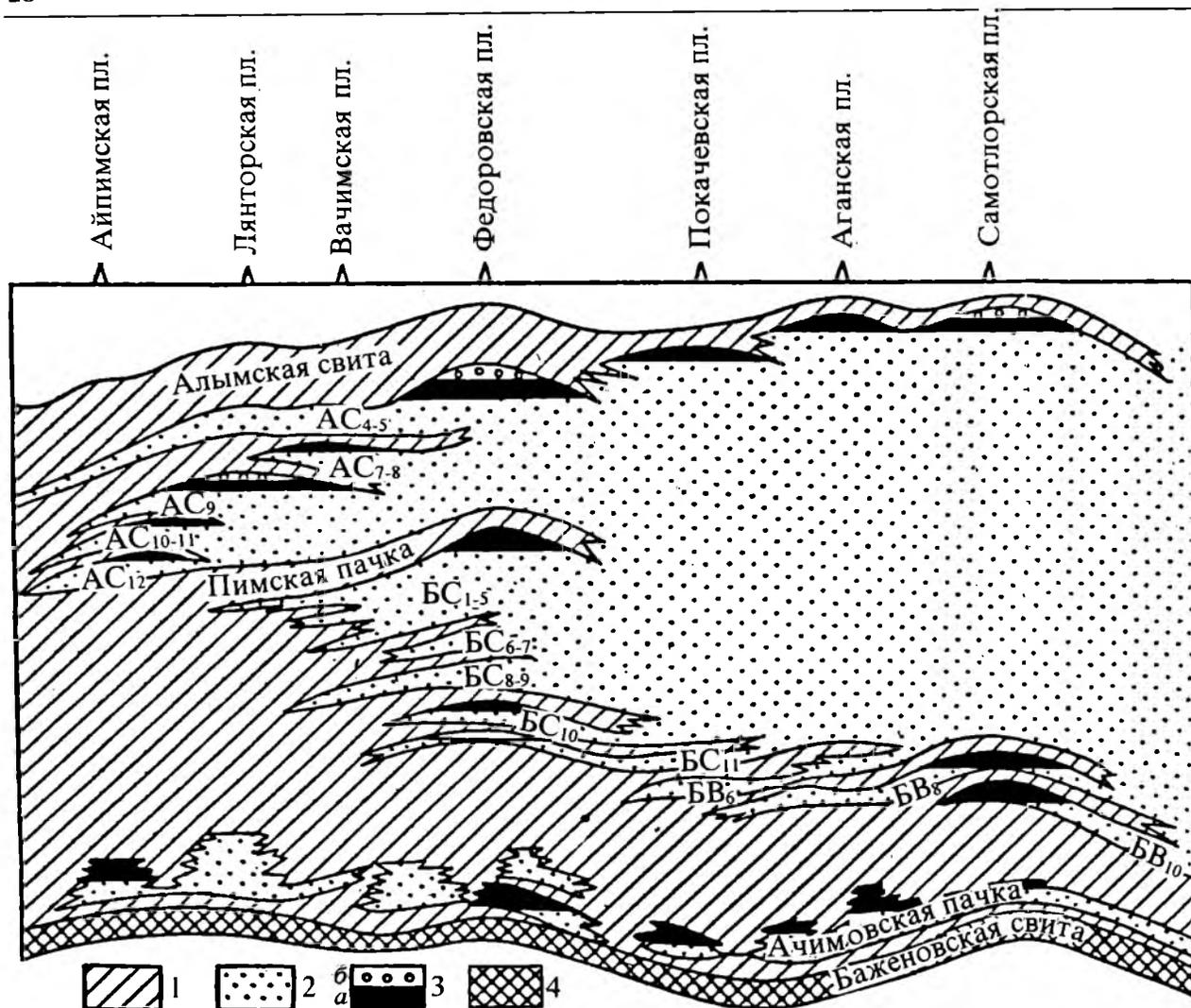


Рис. 1.14. Схематический геологический профиль неокотских отложений Среднего Приобья [Нестеров и др., 1985]:

1 – глины, 2 – песчаники и алевролиты; 3 – залежи нефти (а) и газа (б); 4 – битуминозные аргиллиты.

игнорируется при количественном прогнозе нефтегазоносности, который базируется на горизонтально-слоистой модели [Нестеров и др., 1985] (рис. 1.14). “Косые” отражающие горизонты объясняются при этом чисто физическим эффектом.

Как уже упоминалось выше, задачами сейсмостратиграфии являются: расчленение разреза на сеймокомплексы; сеймофациальный анализ и реконструкция условий осадконакопления, основанные на анализе волновых полей, рисунках сейсмических записей, морфологии выделяемых тел. Такие исследования в Западной Сибири начались с середины 70-х годов одновременно с внедрением в практику сейсморазведки МОВ ОГТ. На-

пример, динамические особенности волновых полей положены в основу расчленения осадочного чехла Г. Н. Гогоненковым и Ю. А. Михайловым [1983]. К настоящему времени появились различные классификации клиноформ, сеймофаций и т. д.

Анализ временных сейсмических разрезов позволил К. М. Шимкусу и А. Е. Шлезингеру [1984] выделить в осадочных чехлах различных бассейнов мира по морфологическому признаку три типа клиноформ – прямые, обратные и проградационные. Последние из них, связанные с дельтовыми комплексами, и выделяются в разрезе неокома Западной Сибири. Позднее В. П. Игошкин и

А. Е. Шлезингер [1990] выделили и охарактеризовали генетические классы клиноформ Западной Сибири. Первый класс – трансгрессивные клиноформы, с отчетливо выраженными ундаформой, фондоформой и собственно клиноформой, сложенные преимущественно глинистым материалом. Генотипом трансгрессивного характера клиноформ, по их мнению, служит пимская пачка. Второй генетический класс – регрессивные клиноформы, сложенные слабоотсортированными песчано-глинистыми линзовидными телами. “Для них характерно наличие различной протяженности и интенсивности сигмовидно-косослоистых отражений, ориентированных наклонно по отношению к покрывающим шельфовым сейсмическим границам и подстилающему опорному сейсмическому горизонту Б” [Там же, с. 16–17]. Генотипом этого класса могут служить пласты BC_{1-4} Приразломной площади. “Третий генетический класс клиноформ составляют подводные конусы выноса... По подошве они имеют вогнутую форму, а по кровле обычно выпуклую... Генотипом подводного конуса выноса может служить горизонт AC_{12} Приобской зоны” [с. 17]. Сложены они слабоотсортированными песчано-глинистыми отложениями. Спорным является утверждение авторов, что “подводные конусы выноса в основном не имеют шельфовых возрастных аналогов” [с. 17]. Четвертый класс – параллельно-слоистые клиноформы, с динамически выраженными протяженными параллельными отражениями со слабо выраженной сигмовидностью. Наблюдается подошвенное прилегание слоев. Разрез преимущественно глинистый (фроловский тип разреза). В данной классификации далеко не все нам представляется бесспорным. В частности, при данной классификации за клиноформы ошибочно, как нам кажется, принимаются их элементы, части – пимская пачка, песчаники пласта BC_{1-4} и т. д. В диссертационной работе В. П. Игошкина [1992] структура клиноформ полностью согласуется с нашими представлениями. Нижняя часть клиноформ, в отличие от изложенного в публикации А. Е. Шлезингера [1992], представлена пачкой трансгрессивных глин (пимская, сармановская, чеускинская и другие пачки), а верхняя – преимущественно песчано-алевролитовыми образованиями с подчиненными прослоями и пачками глин.

Г. Н. Гогоненков с соавторами [1988] ограничились выделением трех следующих типов клиноформных тел (рис. 1.15): пологонаклонных клиновидных тел, крутонаклонных сигмовидных образований и кровельных клинопокровов, образующих по латерали закономерно повторяющиеся ассоциации. “В ритмичной последовательности тел неоконской клиноформы клиновидные соответствуют начальной фазе, сигмовидные – средней, а клинопокровы – конечной фазам этапа формирования одиночной клиноформы” [с. 25] (рис. 1.16). С данным утверждением мы также не можем полностью согласиться.

В составе проградационных неоконских клиноформ В. Я. Гидион [1988] наметил несколько типов сейсмофациальных единиц (СФЕ), дав им названия в соответствии с интерпретацией Р. М. Митчема-мл., П. Р. Вейла, Дж. Сангри [Сейсмическая стратиграфия., 1982]:

1. Сигмовидные СФЕ приурочены к отложениям, сформировавшимся в условиях относительно высокого уровня моря.

Энергия осадконакопления низкая, отлагались преимущественно глины.

2. Параллельно-косослоистые СФЕ, со слабо выраженной сигмовидностью, принадлежат к отложениям, сформированным при относительном подъеме уровня моря. Энергия осадконакопления от низкой до средней; отлагались преимущественно глины, но в верхней и нижней частях СФЕ, по данным бурения, установлены песчаники небольшой мощности.

3. Тангенциально-косослоистые СФЕ приурочены к отложениям, сформировавшимся в период стабилизации уровня моря. Энергия осадконакопления высокая; мощные пачки песчаников развиты в кровле и подошве СФЕ.

4. Черепицеобразные до бугристых клиноформных СФЕ. Отдельные отражения иногда сливаются в одно низкочастотное интерференционное колебание из-за недостаточной разрешающей способности сейсморазведки. Осадки сформировались в условиях мелководной дельты; по данным бурения представлены мощными (иногда до 100 м и более) пачками песчаников [Гидион, 1988, с. 59].

Представленные сейсмофациями сейсмостратиграфические комплексы (ССК) В. Я. Гидион подразделил следующим образом:

– п е р в ы й тип ССК приурочен к глинистому ф р о л о в с к о м у типу

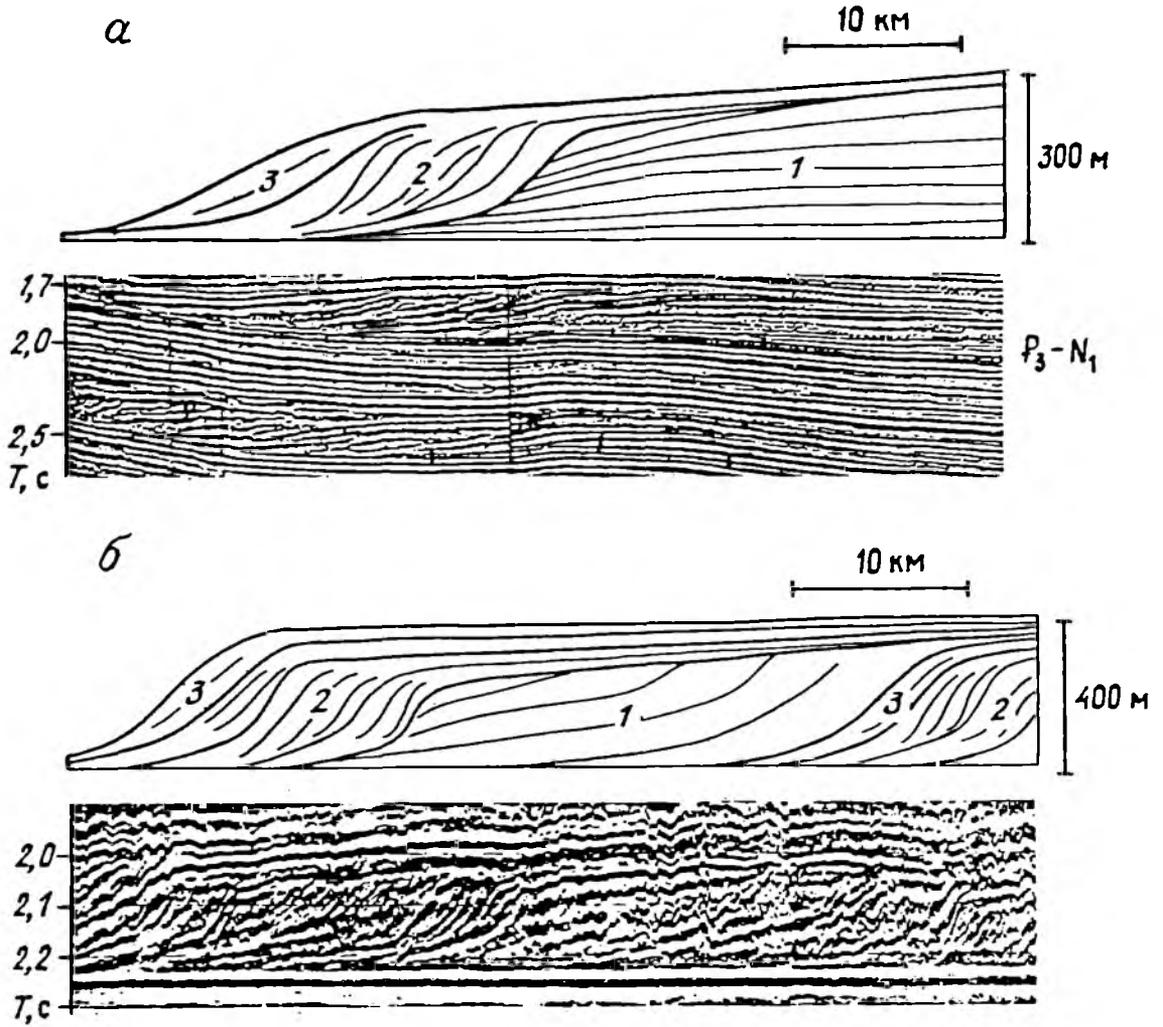


Рис. 1.15. Основные элементы клиноформ Северного Кавказа (а) в сравнении с фрагментом неокотской клиноформы Западной Сибири (б) [Гогоненков и др., 1988]:

1 – пологонаклонные клиновидные тела; 2 – крутонаклонные сигмовидные образования; 3 – кровельные клинопокрыты.

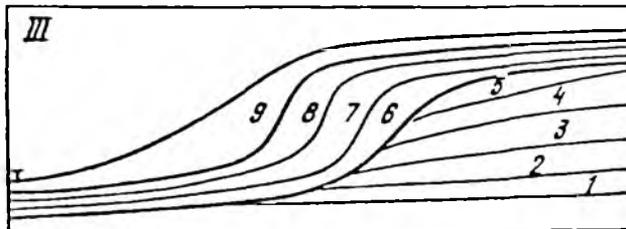
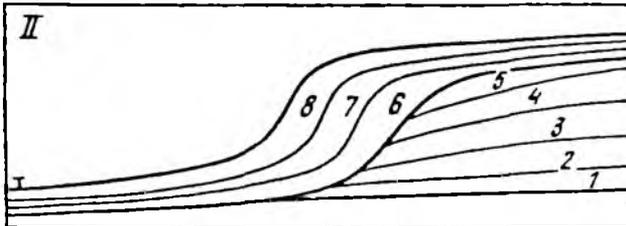
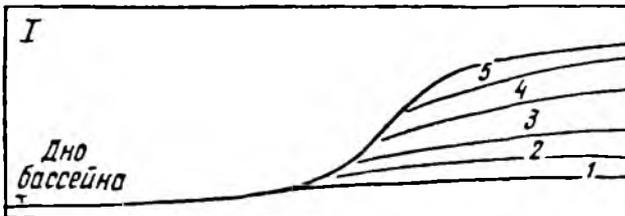


Рис. 1.16. Этапы формирования клиноформ [Гогоненков и др., 1988]:

I – вертикальное наращивание палеосклона, II – латеральное наращивание палеосклона, III – вертикальное перекрытие палеосклона с выполаживанием; 1–5 – клиновидные тела вертикального наращивания палеосклона; 6–8 – сигмовидные тела бокового наращивания палеосклона; 9 – клинопокров вертикального перекрытия палеосклона с выполаживанием.

разреза неокома; он характеризуется выпуклыми формами клиноформных частей и не достаточно отчетливо выраженной кромкой шельфа и фондоформой;

– второй тип ССК является переходным от первого к третьему;

– третий тип ССК соответствует песчано-глинистому среднеобскому типу разреза неокома; ограничивающие поверхности имеют форму сигмоида с хорошо выраженными ундаформной, клиноформной и фондоформной зонами. Кромка аккумулятивного шельфа выделяется достаточно четко [Гидион, 1989, с. 101] (рис. 1.17).

И. И. Нестеров и В. Н. Бородкин с соавторами [1988, с. 5] подразделили сейсмические отражения на две группы – выдержанные и прерывистые. По степени выдержанности среди первых выделяются региональные, зональные и локальные, а по морфологии – субгоризонтальные, сигмовидные, тангенциальные, дугообразные и т. д. Сейсмофациальные подразделения, ограниченные в разрезе отражениями, они назвали зонасейсмоциклитами. Зонациклиты “объединяются в более крупные сейсмофациальные таксоны: регоциклиты и нексациклиты, ограниченные соответственно региональными границами”.

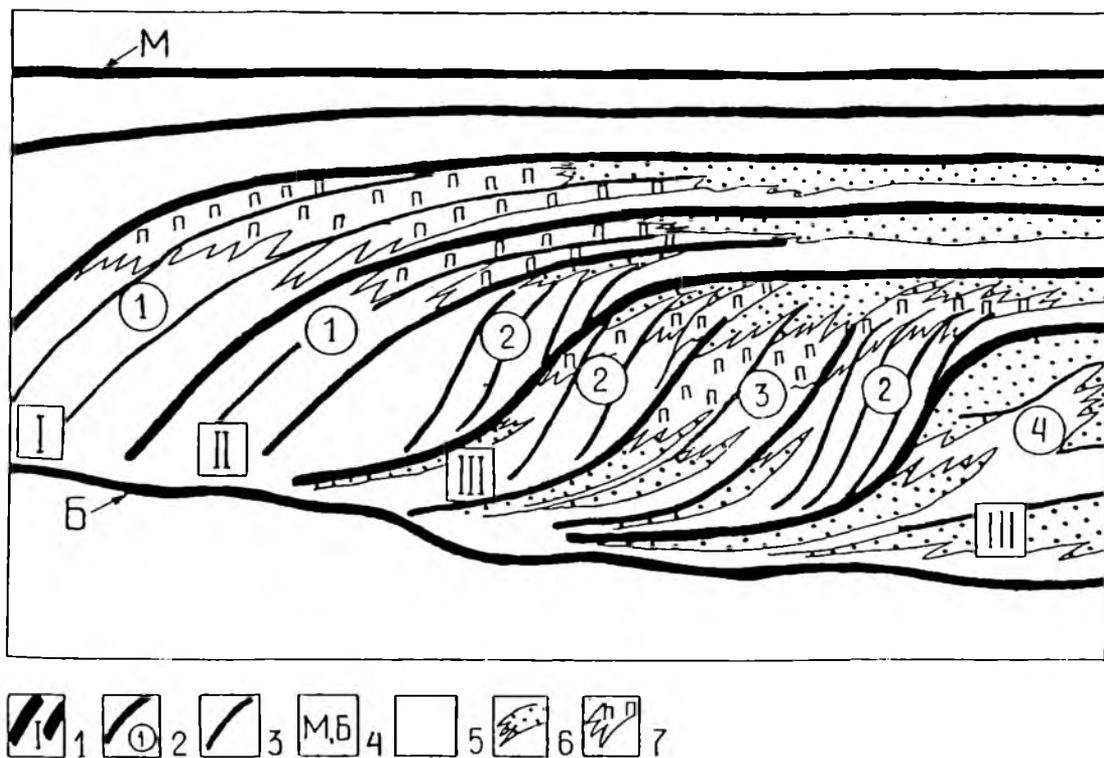


Рис. 1.17. Схематический геолого-геофизический разрез неокома Среднего Приобья (уровень приведения – отражающий горизонт М, кошайская пачка) [Гидион, 1989]:

1 – границы ССК, приуроченные к высокоамплитудным отражениям, связанным с региональными глинистыми покрывками. Типы ССК: I – фроловский, преимущественно глинистый, II – переходный, III – среднеобский, песчано-глинистый; 2 – границы сейсмофаций и их типы: 1 – сигмовидная СФ, преимущественно глины, 2 – параллельно-косослоистая со слабо выраженной тангенциальностью СФ, маломощные прослои песчаников в кровле и подошве, 3 – тангенциально-косослоистые СФ, пласты песчаников развиты в кровле и подошве, иногда кровля размыта, 4 – СФ от черепицеобразной до бугристой клиноформной и параллельно-слоистой, мощные пачки песчаников развиты в кровле и подошве; 3 – внутренние сейсмические отражения; 4 – индексы отражающих горизонтов, ограничивающих неокомский мегакомплекс. Литология: 5 – преимущественно глины; 6 – преимущественно песчаники; 7 – известково-алевритоглинистая толща.

В связи с высокой оценкой перспектив нефтегазоносности клиноформного комплекса в последнее время появилось довольно много публикаций, освещающих различные аспекты его строения и формирования. Так, группой геофизиков выполнен комплекс исследований по геологическому и сейсмическому моделированию клиноформ с целью прогноза их строения, расшифровки сейсмических отражений различной конфигурации и оценки перспектив нефтеносности [Павлова и др., 1990, Павлова, Смирнов, 1993; Кулагин, 1994; Кулагин и др., 1994]. А. В. Кулагиным, Т. Ю. Павловой при участии И. А. Мушина [Кулагин и др., 1994] разработан комплекс программ ГЕМОС для создания динамических геологических моделей на ЭВМ. Эти же исследователи при участии Ю. А. Михайлова провели математическое моделирование формирования клиноформ [Павлова и др., 1990; Павлова, Смирнов, 1993]. В неокомском комплексе ими выделено две формации: депрессионно-склоновая и шельфовая. Первая представлена чередованием линзовидных тел – клиноциклитов, вторая – клинопокровов. Численный эксперимент в рамках предложенной авторами геологической модели позволил подобрать такие ее параметры, которые обеспечили сходство с реальным разрезом. Основное положение этой модели – лавинный характер процесса седиментации, контролирующийся эвстатическими колебаниями уровня моря, – полностью подтверждается, как и выводы об увеличении длительности осадконакопления в завершающей стадии формирования бассейна и изостатической природе погружения [Павлова и др., 1990] (рис. 1.18). В неокомском разрезе выделены три группы формационных объектов [Павлова, Смирнов, 1993] – покровные (шельфовые), проксимальные и дистальные клиноциклиты (рис. 1.19), разработаны сценарии процессов их формирования. В результате имитации хода геологических процессов получены модельные литолого-стратиграфические разрезы (рис. 1.20). А. В. Кулагиным [1994] проведены численные эксперименты с целью выявления факторов, определяющих форму седиментационных тел бокового наращивания. Было намечено девять типов изображений (рисунков) (рис. 1.21), образуемых сейсмическими отражениями с показом механизма их формирования. Вычисли-

тельные эксперименты не только подтвердили клиноформную модель неокома Западной Сибири, но и открыли перспективу локального прогноза нефтеносности.

В некоторых публикациях появились утверждения о том, что “центральная часть Западно-Сибирского бассейна в волжско-неокомское время имела сходные с современными атлантическими окраинами геоморфологические и фациальные зоны” [Чернавских, 1994, с. 16]. В отличие от вышерассмотренных представлений по моделированию, автор считает, что “чисто клиноформные” модели пластов являются, как правило, неверными [Там же, с. 15]. Исходя из океанического представления на формирование неокомского комплекса А. В. Чернавских считает, что предлагаемая им “модель строения склоновых пластов требует нового подхода к поискам и разработке месторождений” [Там же, с. 16].

Иное представление о характере формирования неокомского комплекса имеют В. И. Шпильман, Г. П. Мясникова и Л. Л. Трусов [1993]. Они придают большое значение перерывам. По их мнению, “становление клиноформ завершилось перерывом, подводным размывом, что создавало необходимый рельеф дна для появления следующей, глинистой клиноформы” [с. 5]. Вышеназванные авторы также, как В. П. Игошкин и А. Е. Шлезингер [1990], глинистые пачки (пимскую, сармановскую, чеускинскую и др.), равно как и песчано-алевритовые пласты над ними (и под ними) считают не элементами (частями) клиноформ, а самостоятельными клиноформами (рис. 1.22).

В публикациях Ю. Н. Карогодина, С. В. Ершова, А. И. Коньшева, Р. К. Разяпова, В. Н. Черноморского [Карогодина и др., 1994; Карогодина, Ершов, 1994, 1995] большое внимание уделяется фациально-палеогеоморфологическим и палеогеоморфологическим реконструкциям в связи с выяснением закономерностей размещения и условий формирования песчаных тел в клиноформах различного типа и возраста Приобской нефтеносной зоны.

В статьях Ю. Н. Карогодина [1994], Ю. Н. Карогодина, С. В. Ершова [1994] обосновывается неокомский возраст (вплоть до готерива) баженовской свиты (точнее формации) в области Широкого Приобья, а не только Приуральской части. Вслед за некоторыми исследователями

Рис. 1.18. Модельные схемы строения (морфологии) клиноциклитов [Павлова и др., 1990]:

А - без прогибания дна; Б - с учетом прогибания, масса осадков постоянная, отрезки времени одинаковые; В - с прогибанием дна, масса осадков увеличивается к концу цикла в связи с увеличением длительности осадконакопления.

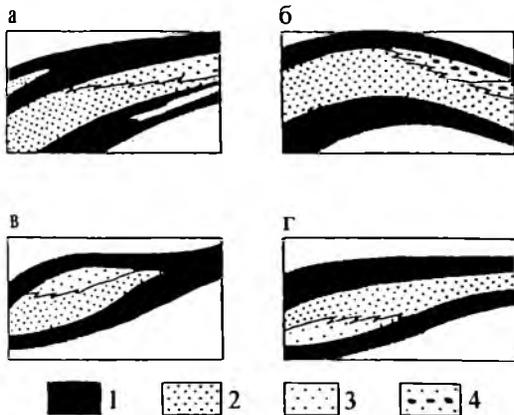
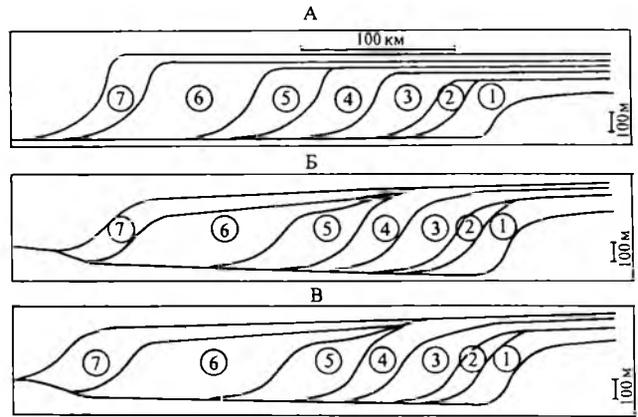
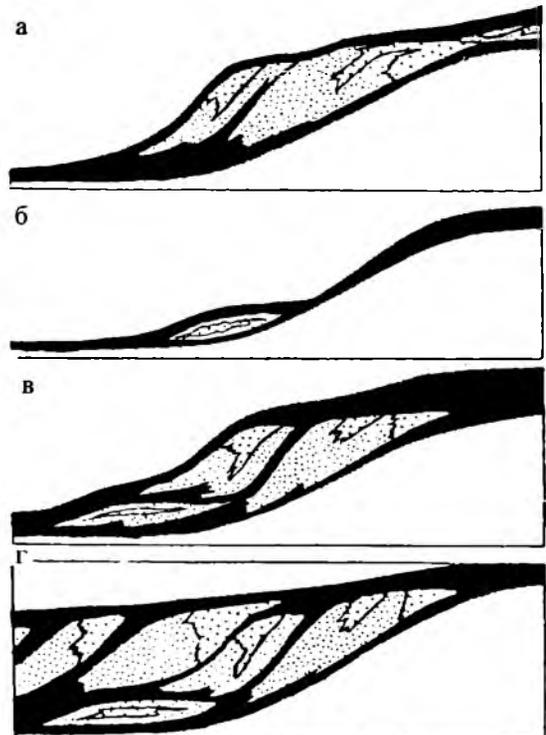


Рис. 1.19. Типы формационных объектов (ФО) неокомского разреза [Павлова, Смирнов, 1993]:

а, б, - шельфовые ФО; в - проксимальные клиноциклиты; г - дистальные клиноциклиты; 1 - глины; 2 - аргиллиты; 3 - песчаники; 4 - нефтенасыщенные породы.

Рис. 1.20. Модельные литолого-стратиграфические разрезы [Павлова, Смирнов, 1993]:

а - проксимальный КЛЦ; б - дистальный КЛЦ; в - комплексный КЛЦ; г - ассоциация (последовательность) КЛЦ. Усл. обозн. см. на рис. 1.19.



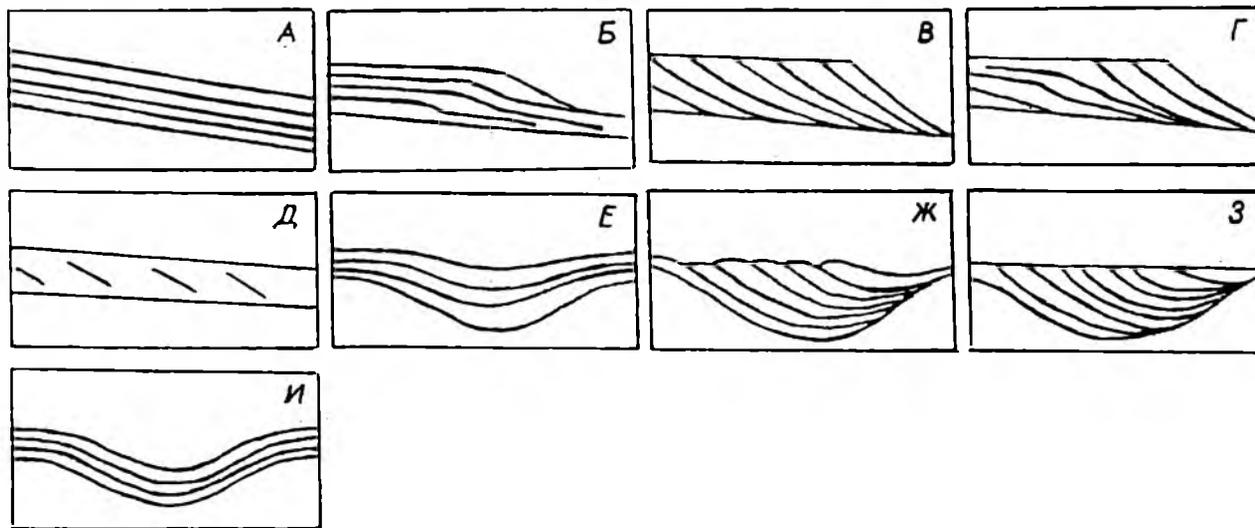


Рис. 1.21. Рисунки, образуемые сейсмическими отражениями в пределах склона (А–Д) и впадины (Е–И) [Кулагин, 1994]:

А – параллельный, Б – сигмовидный, В – косослоистый, Г – сложный сигмовидно-косослоистый, Д – черепицеобразный, Е – заполнение с расхождением, Ж – заполнение с боковым наращиванием (сигмовидное), З – заполнение с боковым наращиванием (косослоистое), И – волнистый. По материалам Р. М. Митчема-мл. и др. [Сейсмическая стратиграфия..., 1982].

(О. М. Мкртчян, М. Я. Рудкевич и др.) они считают баженовские битуминозные аргиллиты фондоформными образованиями разновозрастных клиноформ, их глубоководными фаціальными аналогами. Из этого делается вывод о преимущественно латеральной миграции нефти из нефтематеринской баженовской толщи, а не вертикальной. Подводя итог, можно сделать такие выводы.

Несмотря на признание клиноформной модели неокома большинством исследователей, существуют, как уже упоминалось выше, иные точки зрения на строение и формирование неокомского комплекса. Да и среди сторонников косослоистой, клиноформной модели есть различные представления о формировании продуктивного комплекса, основные из которых сводятся к следующему.

Сторонники мегакосослоистой модели объясняют формирование неокома в условиях постепенного ритмичного бокового заполнения регрессирующего глубоководного морского бассейна (с глубинами 250–500 м и шириной зоны шельфа до 100 км). “Наступление суши... прерывалось кратковременными трансгрессиями, которые фиксируются в разрезе выдержанными пачками глин, несогласно перекрывающими отложения аллювиальной равнины” [Биншток, 1980, с. 18].

Основная масса осадочного материала концентрировалась в палеогеографических зонах шельфа и его склона, где накапливались песчаники ачимовской пачки [Наумов, 1977; Онищук и др., 1977; Биншток, 1978, 1980; Иващенко и др., 1980; Рудкевич и др., 1984; Мкртчян и др., 1987; и др.] (рис. 1.23, 1.24). По мнению А. В. Чернавских [1994], глубина моря на территории Ноябрьского региона составляла 700–800 м и ачимовские образования имеют турбидитный генезис. На турбидитный генезис ачимовских пластов указывают также В. С. Соседков, В. П. Четвертных [1995] и др.

Многие исследователи [Ясович и др., 1980; Кулахметов и др., 1983; Шимкус, Шлезингер, 1984; Куренко, 1985; Шпильман, Мухер, 1988; Иванов, 1989; Шпильман и др., 1993; Трушкевич, 1994; и др.] отдают предпочтение дельтовой модели образования как шельфовых, так и склоновых ачимовских пластов. Шельфовые пласты, по их мнению, формировались в пределах дельтовых платформ, а ачимовские – в условиях нижних частей склонов дельт. Мелководные покровные песчано-алевритовые осадки фаций дельтовой платформы переходили в значительно большие по мощности песчано-алевритоглинистые образования фаций

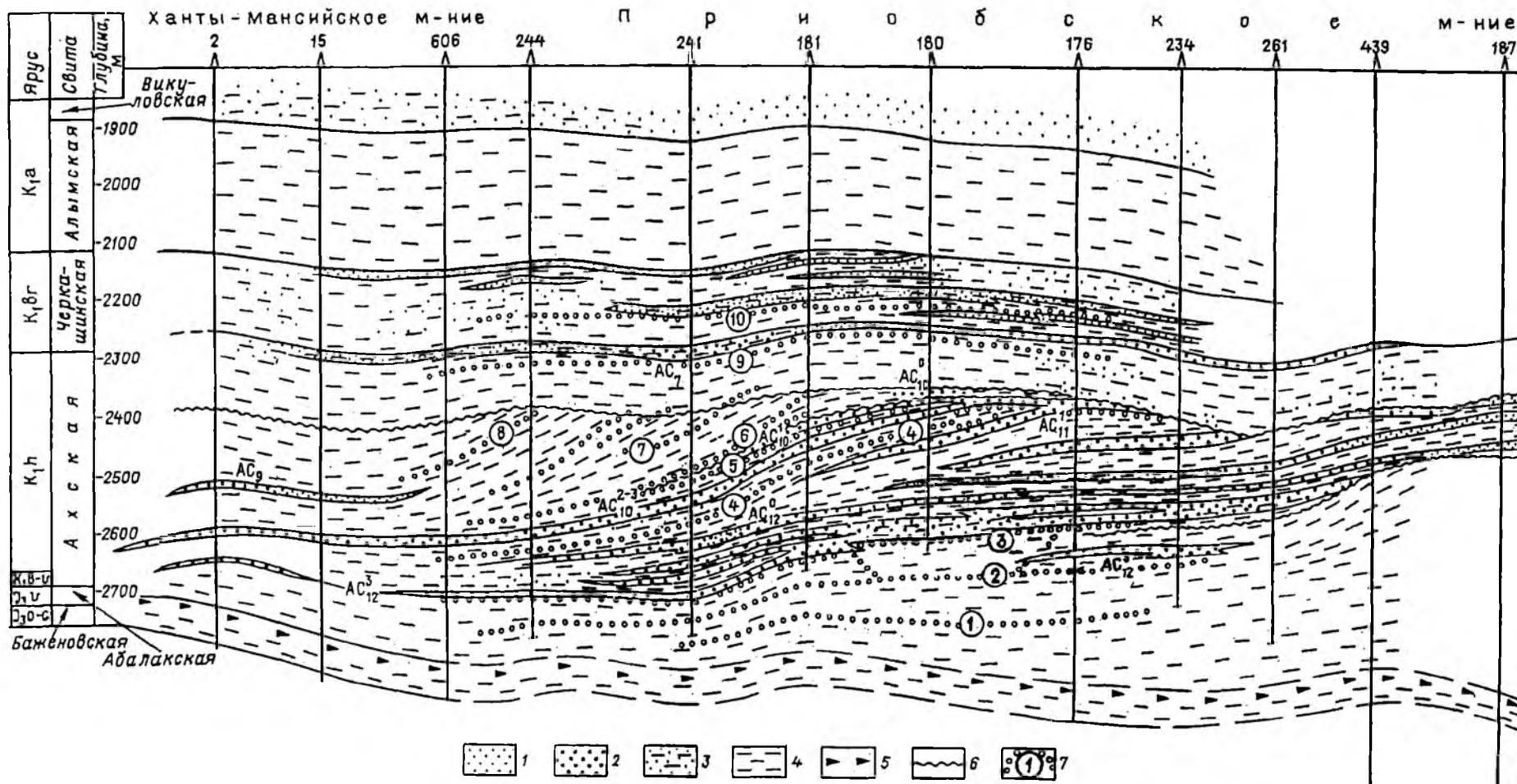


Рис. 1.22. Геологический субширотный профиль Приобской зоны [Шпильман и др., 1993]:

1 – песчаники; 2 – песчаники нефтенасыщенные; 3 – песчано-алевритовые породы, тонкое переслаивание; 4 – глины; 5 – битуминозные кремнисто-глинистые породы; 6 – перерывы; 7 – оси синфазности и их номера.

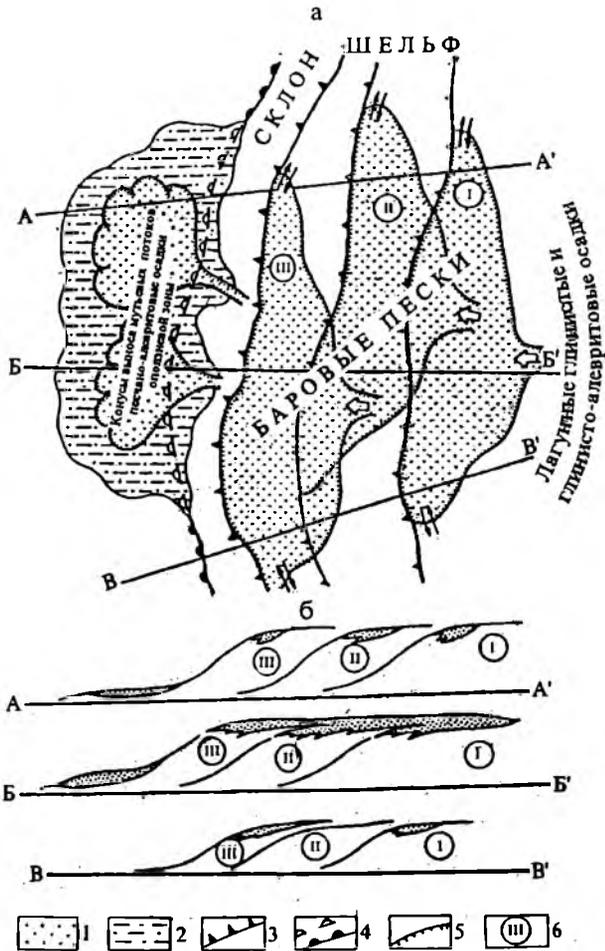


Рис. 1. 23. Принципиальная схема формирования покровных и полосовидных песчаных тел [Сейсмогеологический прогноз..., 1992]:

а - лагунно-баровое побережье, осложненное наличием аллювиального источника терригенного материала; б - схематические разрезы; 1 - песчаники; 2 - алевролиты; границы: 3 - бровки шельфа, 4 - подножия шельфового склона, 5 - песчаных тел; 6 - номера клиноформ.

дельтового склона (рис. 1.25). Система клиноформ - циклично выдвигающиеся на запад аккумулятивные дельтовые постройки палеорек, впадавших в морской бассейн, а "наклонные отражающие горизонты фиксируют положение склонов дельт в различные интервалы времени" [Кулахметов и др., 1983, с. 46]. На дельтовое происхождение песчаников пласта БВ₈ Самотлорского месторождения указывали ряд геологов [Эрвье, 1972, 1974; Ермаков, Шаля, 1982; и др.]. П.С.Иванов [1989] считал, что и пласты АВ₂₋₃ этого же месторождения формировались в условиях дельты с широким развитием фа-

ций: распределительных проток, пойменных озер, маршей и др. По мнению М. К. Шпильмана и А. Г. Мужер [1988], пласт АС₁₁ в Салымском нефтеносном районе накапливался в сложном авандельтовом комплексе. Н. И. Марковский [1973] считал, что вообще вся мегионская свита формировалась в условиях дельты.

В заключение хотелось бы отметить два момента, касающихся строения и условий формирования ачимовской толщи неокома и аномальных разрезов баженоской свиты. Одна группа исследователей отстаивает точку зрения глубоководных условий накопления песчано-алевритовых ачимовских тел в результате переноса осадков с шельфа по подводным каналам турбидитными и мутьевыми

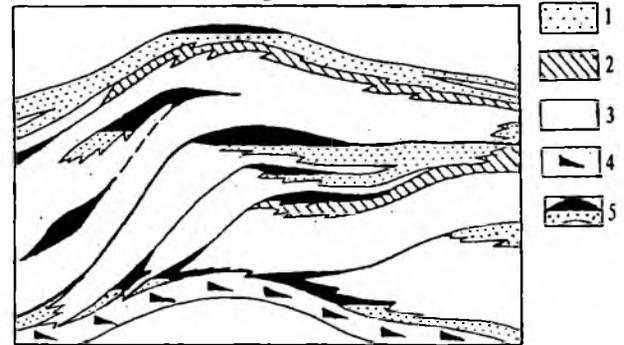


Рис. 1.24. Принципиальная схема строения нижней части разреза неокома [Сейсмогеологический прогноз..., 1992]:

а - палеогеоморфологический профиль; б - геологический разрез; 1 - песчаники; 2 - переслаивание глин и песчаников; 3 - глины; 4 - битуминозные глины; 5 - залежи УВ. Песчаные осадки: ПМР - приморских равнин; МШ - мелководного шельфа; ГШ - глубоководного шельфа; СКЛ - склоновые; ПО - подводно-оползневые; Т - турбидитовые; КТ - контуриты.

потоками при относительно низком уровне моря. В таком случае отложения подводных конусов выноса не имеют возрастных аналогов на шельфе [Игошкин, Шлезингер, 1990]. Признавая глубоководный характер накопления ачимовской толщи, многие геологи, в том числе и авторы настоящего обзора, считают, что у ачимовских пластов в большинстве случаев имеются возрастные аналоги на шельфе. Из этого представления и исходят предположения по индексации ачимовских пластов.

Существуют и другие точки зрения. В частности, накопление ачимовской толщи связывается с деятельностью придонных или гравитационных течений в глубоководной части бассейна [Кулахметов и др., 1978; Еханян, Шпильман, 1975; и др.].

А. П. Соколовский [1972] предполагает, что песчано-алевритовые осадки ачимовской толщи образовались в прибрежных участках островов, Б. А. Онищенко [1994] даже считает, что ачимовские песчаники – это эрозионные останцы (рис. 1.26).

Ф. Г. Гулари выдвигает идею пульсационного накопления неокомской толщи под влиянием в основном эвстазии и тектонического фактора. “Вероятны сейсмические удары (землетрясения) и особенно тайфунные катастрофические ливни, происходящие очень редко, но обрушивающиеся на землю громадные массы атмосферных осадков” [1994, с. 23].

Многие геологи справедливо считают важнейшим фактором, контролирующим закономерности размещения ачимовских песчаников, палеорельеф дна бассейна [Сейсмогеологический прогноз., 1992; Трушкевич, 1994]. Так, Л. Ш. Гиришгорн и В. С. Соседков [1990] пишут, что “развитие песчаных образований ачимовской толщи в существенной мере контролируется домеловыми палеодепрессиями различного масштаба и генезиса” [с. 29]. При этом особую роль играет граница между шельфовой и депрессионно-склоновой областями, так называемая “бровка шельфа”. Как упоминалось выше, было отмечено, что зоны глинизации пластов приурочены к участкам, где наблюдается изменение угла наклона границы [Биншток, 1980]. В результате поисково-разведочных работ в Западной Сибири открыто множество ловушек, приуроченных к региональным зонам



Рис. 1.25. Схематический продольный разрез дельтовой области [Кулахметов и др., 1983]:

1 – тонкое переслаивание глин, алевролитов, песков; 2 – пески; 3 – песчаные и алевритоглинистые осадки; 4 – алевритоглинистые осадки; 5 – глины.

глинизации подобного типа. В таких зонах А. Л. Наумов и Ф. З. Хафизов [1986] выделили пять видов ловушек (рис. 1.27) и попытались объяснить их формирование. Б. М. Орлинским и Г. Х. Файзуллинским [1993] была проведена детальная корреляция пласта БВ₈ Повховского месторождения, связанного с подобной ловушкой. Сходное строение имеют все нижние шельфовые пласты. Ю. Н. Кародин и С. В. Ершов [1995] выделили песчаные тела “бровки шельфа” (по терминологии авторов “фронта дельты”) в отдельный тип. Как видно из рис. 1.27, к “бровке шельфа” обычно приурочены песчаные тела повышенной мощности. При картировании зон фациальных замещений, мощностей песчаников В. А. Корневым [1979] было отмечено, что перед границами замещений мощности песчаников резко возрастают, а при приближении к зоне глинизации монолитные песчаные пласты расслаиваются на ряд маломощных глинистых и песчаных пропластков, имеющих тенденцию погружения на запад.

Таким образом, спектр мнений на природу ачимовской толщи, как видно из вышеизложенного, довольно широк. И это означает, что на решении данного вопроса необходимо сконцентрировать внимание исследователей и творческих коллективов. Еще раз подчеркнем, что неокомские образования и в том числе ачимовская толща – один из важнейших

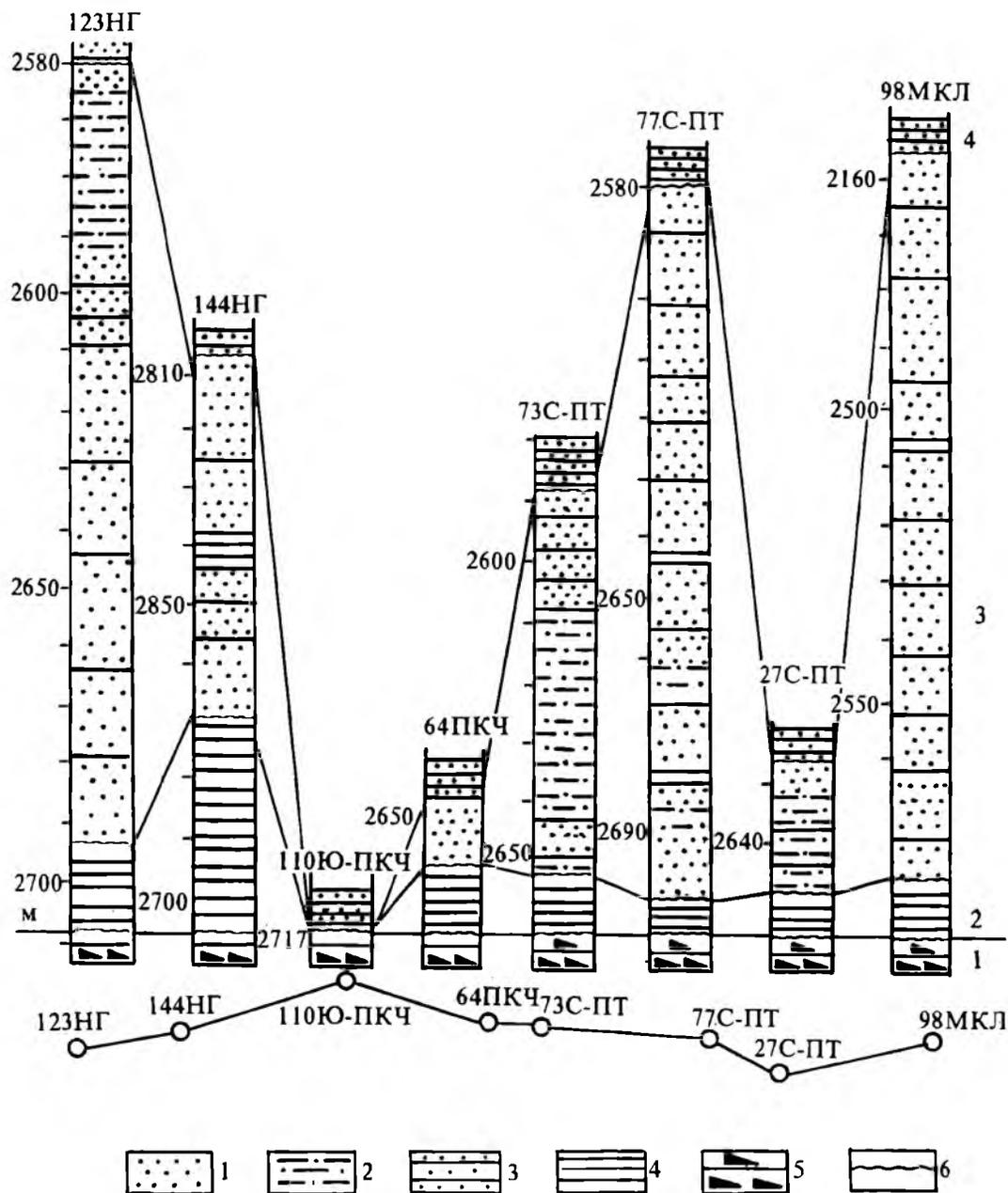


Рис. 1.26. Схема расчленения и корреляции пограничных отложений юры и мела Среднего Приобья [Онищенко, 1994]:

1 – песчаники, алевролиты; 2 – алевролиты глинистые; 3 – глины алевритистые; 4 – глины, аргиллиты; 5 – битуминозные аргиллиты; 6 – несогласия. Литостратиграфические подразделения: 1 – баженовская свита, 2 – подачимовская пачка, 3 – ачимовская толща, 4 – надачимовская толща. Нефтеразведочные скважины: НГ – Нивагальская, Ю-ПКЧ – Южно-Покачевская, ПТ – Поточная, С-ПТ – Северо-Поточная, МКЛ – Малоключевская, ПКЧ – Покачевская.

перспективных объектов наращивания запасов и добычи углеводородов. Доказательством тому является наличие в ней более 150 залежей нефти, газоконденсата, газа, открытие гигантского Приобского месторождения, а также целой нефтеносной зоны, связанной с продуктивно-

стью “ачимовской” толщи. Без решения вопросов условий формирования и закономерностей размещения коллекторов в этой толще невозможны доразведка, обоснованный прогноз и успешный поиск весьма сложно построенных ловушек и залежей. Как следует из данного обзора,

подавляющее большинство исследователей, уделяя особое значение фациально-палеогеографическому фактору, не придают должного значения тектонике, связи клиноформ того или иного возраста с определенными тектоническими элементами. Поэтому именно на этом вопросе нами акцентировано внимание в гл. 4 "Тектоника". В пределах детально изученной части Приобской зоны резервуары, ловушки и залежи нефти связаны, по нашим представлениям, с одной пимской региональной клиноформой (клиноциклитом). Им завершается формирование клиноформного неокомского комплекса Западной Сибири. Как будет показано ниже, региональная клиноформа состоит из двух субрегиональных и нескольких зональных. С регрессивными частями последних связаны продуктивные горизонты группы А (АС₁₂-АС₇).

И, наконец, еще один момент, на который нельзя не обратить внимания при рассмотрении неокомского клиноформного комплекса, — это *аномальные разрезы баженовской свиты*. Выше было отмечено, что возраст ее мы принимаем как юрско-готеривский. Различными вопросами строения и условий формирования баженовских аргиллитов занимались многие исследователи (В.С.Бочкарев, Ю.В.Брадучан, Е.А.Гайдебурова, А.В.Гольберт, Ф.Г.Гурари, О.Г.Зарипов, В.А.Захаров, М.С.Зонн, Ю.Н.Карогодин, А.Э.Конторович, В.А.Корнев, С.В.Курсин, К.И.Микуленко, О.М.Мкртчян, Г.П.Мясникова, А.Л.Наумов, А.А.Нежданов, Т.М.Онищук, Г.Б.Острый, Г.М.Таруц, А.А.Трофимук, Л.Л.Трусов, И.Н.Ушатинский, Ю.Н.Федоров, С.И.Филина, Г.С.Ясович и др.). Баженовской свите (горизонту, формации) посвящены целые монографии [Баженовский горизонт, 1986] и ряд специальных сборников. Основные положения сторонников клиноформной модели сводятся к признанию глубоководных условий ее накопления и скользянию (диахронности) верхней границы [Наумов и др., 1977; Крылов и др., 1978; Трушкова, 1980; Мкртчян и др., 1981; Гогоненков, Михайлов, 1983; Рудкевич и др., 1984; Курсин и др., 1984; Карогодин, 1994; Карогодин, Ершов, 1994]. Хотя, как отмечалось выше, существуют и иные точки зрения некоторых исследователей.

Как известно, в ряде центральных

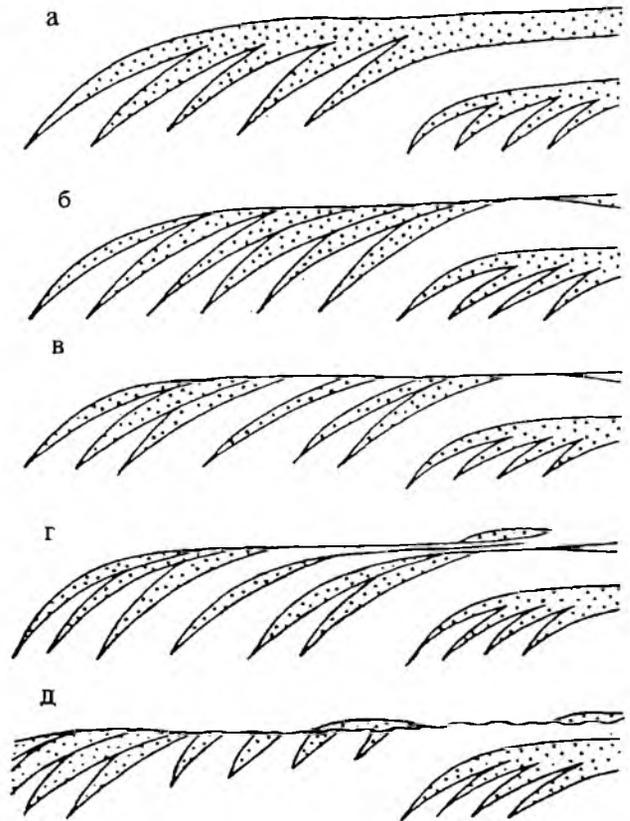


Рис. 1.27. Схемы формирования неокомских шельфовых пластов [Наумов, Хафизов, 1986]:

а-д — картины поведения и взаимоотношения двух нижних шельфовых пластов.

районов провинции встречены аномальные разрезы битуминозных глин, мощность которых в два-три раза и более превышает среднюю (20–30 м) баженовской свиты. Есть разрезы с полным ее отсутствием. Их принято называть *аномальными разрезами (АР)*. На природу АР существуют несколько точек зрения. Например, Г.С.Ясович [1981] считает, что они образованы турбидитовыми и придонными течениями. Вполне вероятно, что это следы оползневых процессов — из-за крутизны стенок русел.

Ф.Г.Гурари [1981] и некоторые другие геологи, отрицая эрозионные врезы, выдвигают версию донных антиклинальных течений, наряду с авандель-

товыми потоками крупной реки. А. А. Нежданов с соавторами [1985] отдает предпочтение подводно-оползевым процессам, а С. Р. Бембель, Л. А. Задоненко [1993] связывает АР с субвертикальными зонами деструкции и последующим гидротермальным "метаморфизмом". О. М. Мкртчян с соавторами [1987] считают "геологические тела, сложенные породами аномальных разрезов... естественным продолжением неокомских ачимовских клиноформ" [с. 63]. Последняя

точка зрения нам кажется наиболее вероятной: хотя в отдельных случаях не исключено влияние и большинства вышеперечисленных факторов:

Таков, в основном, спектр представлений на строение и условия формирования неокомского продуктивного комплекса – главного объекта добычи жидких углеводородов и их прироста в Западной Сибири, в том числе в пределах рассматриваемой территории Приобской зоны.

Глава 2. СУЩНОСТЬ СИСТЕМНО-ЛИТМОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА (ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ИЗУЧЕНИЮ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ)

Методологической основой изучения Приобской зоны, как и ряда других районов Западной Сибири [Карогодин, Гайдебурова, 1985], Сибирской платформы [Трофимук, Карогодин, 1984], Средней Азии [Карогодин и др., 1981], Болгарии [Карогодин и др., 1989] является системно-литмологический подход.

Сущность системно-литмологического подхода (СЛП) изложена в ряде публикаций [Карогодин, 1985; Карогодин, Гайдебурова, 1985; и др.]. В наиболее полном и цельном виде она представлена в монографии Ю. Н. Карогодина "Введение в нефтяную литмологию" [1990]. Общие положения этого направления, получившего название литмологии, остаются неизменными. Со временем вносятся лишь уточнения, дополнения и происходит адаптация данного подхода к новым геологическим объектам и задачам. Одним из таких важнейших в поисковом и промысловом отношениях объектов является сложно построенный неоконский клиноформный комплекс центральных районов Западной Сибири, как отмечалось во введении, содержащий более 90 % жидких углеводородов бассейна. Сложность строения комплекса заключается в том, что каждая клиноформа наряду с общностью имеет и индивидуальные черты строения и условия формирования, а клиноформ насчитывается в разрезе неокон более десяти [Карогодин, Нежданов, 1988; Нежданов и др., 1990]. Каждое сигмовидное тело состоит из трех зон: ундаформной, клиноформной и фондоформной. В каждой из них свои особенности формы и пространственного размещения песчаных тел-коллекторов и сочетания с покрывками. В ундаформной части отмечены наиболее простые, пластовые песчаные тела, которые в пределах выявленных поднятий, как прави-

ло, изучены и в них выявлены залежи. Объектом пристального внимания настоящего и ближайшего будущего являются клиноформы. Слои, чередующиеся с глинами, выделяются в ачимовскую толщу. По представлению одной группы геологов, отраженному во всех стратиграфических схемах Западной Сибири (ЗС), эта толща имеет изохронные границы и находится в основании неокон (берриас – низы валанжина). Мы, как и все сторонники клиноформного строения неокон (А.Л.Наумов, М.М.Биншток, В.П.Игошкин, О.М.Мкртчян, А.А.Нежданов и др.), считаем, что эти отложения принадлежат области склона и подножия. Это, как отмечалось еще в обзоре, и будет показано ниже, клиноформно-фондоформные элементы разновозрастных тел – это не единое тело. Именно с этими образованиями связано большинство залежей нефти Приобской зоны.

Сложностью строения рассматриваемого объекта обусловлены сложность и разнообразие резервуаров и залежей. А это, в свою очередь, требует использования, наряду с традиционными методами, и нетрадиционных подходов изучения. В частности, возникла острая необходимость в разработке методов детальной корреляции на уровне не только горизонтов, но и пластов в пределах всех зон клиноформного комплекса – ундаформной, клиноформной и фондоформной. К сожалению, надежный традиционный биостратиграфический метод не позволяет с такой детальностью расчленять и коррелировать отложения. Даже самое дробное биостратиграфическое подразделение – зона – может вмещать несколько (до трех) клиноформ и множество пластов. Задачи биостратиграфического расчленения осложняются редкими находками фауны в значительной мере из-за

весьма ограниченного отбора (и выноса) керна.

Все это обусловило целесообразность и даже необходимость использования системно-литмологического подхода, апробированного, как уже отмечалось во введении, на разрезах различного возраста (от рифея и венд-кембрия до современных осадков) бассейнов различного типа (молодые и древние платформы, передовой прогиб, межгорная впадина, современное море).

Следует отметить, что за рубежом практически во всех крупных нефтяных компаниях (Эксон, Амоко, Мобил, Бритиш Петролеум и др.) активно разрабатывается и широко используется в практических целях близкое к литмологии направление, получившее название *сиквенс-стратиграфии* (sequence stratigraphy)*. Подходы сиквенс-стратиграфии и сейсмостратиграфии активно используются зарубежными геологами при расшифровке строения и оценке нефтегазоносности разрезов различного, в том числе клиноформного строения. Поэтому не учитывать методические наработки данного направления и не уяснить его соотношение с общей и нефтяной литмологией было бы нелогично. Затронуть хотя бы некоторые из основных вопросов сиквенс-стратиграфии в данном обзоре целесообразно и в связи с тем, что пока еще нет конкретных наработок с использованием этого направления в Западной Сибири. Однако попытки внедрения, как показала международная конференция в Санкт-Петербурге (май 1995 г.)**, предпринимаются, и важно, чтобы это не было данью моде и малоосмысленным подражанием Западу.

Ниже для цельности изложения в краткой форме рассматривается широкий спектр теоретико-методологических и прикладных вопросов литмологии и ее взаимоотношения с сиквенс-стратиграфией, методические наработки которой на-

чинают использоваться и отечественными геологами.

2.1. Теоретико-методологические вопросы

2.1.1. Исходные термины, понятия

Термин литмология образован от терминов *литм* и *литмит*. Литм – это, образно выражаясь, ритм в камне, породе (в статике), т. е. определенное следование, порядок чередования породных слоев в пространстве. Ритм, в отличие от литма, – это свойство, структура динамической системы, порядок следования, сочетания и повторения каких-либо динамических явлений во времени. С добавлением суффиксов *-ич-*, *-н-*, *-ость* терминам придается смысл множественности: литм – литмичность, ритм – ритмичность, цикл – цикличность, период – периодичность.

Литмит можно считать синонимом более длинного, а поэтому менее удобного (хотя и более ориентирующего) термина *слеваая ассоциация*, как любое сочетание, чередование, следование породных слоев в разрезе. В сиквенс-стратиграфии такого общего термина, как *литмит*, нет. Есть термин *сиквенс* (sequence), используемый в более узком значении. На его определении и соотношении с другими терминами литмологии остановимся ниже.

В значении литмита многими геологами ранее и сейчас неправомерно, с позиций теории терминов и понятий, использовались термины *“цикл”* и *“ритм”*. Как известно, в определенный политический период термин *“цикл”* (как *“буржуазное”* понятие) был изъят из употребления и его стали заменять словами *этап*, *период*, *ритм*, что также неправильно.

Цикл – это законченный процесс с определенными свойствами, следование, чередование каких-либо явлений во времени и пространстве. **Ритм** – это свойство цикла. Ритм передает характер следования, чередования, сочетания, повторения элементов цикла. **Период** – это мера цикла во времени и литма (литмита) в пространстве.

Формируя понятийно-терминологическую базу литмологии, мы старались строго придерживаться одного из основных принципов теории терминов и поня-

* В русской транскрипции уже появилось множество терминов: секвентная стратиграфия, секвент-стратиграфия, секвенто-стратиграфия и др.

** В мае 1995 г. в Санкт-Петербурге прошла международная конференция *“Сиквенс-стратиграфия нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ”*, в которой авторы настоящей главы принимали непосредственное участие.

тий: *одно понятие – один термин* и принадлежность его к одной из основных категорий терминов (тел, процессов, свойств и мер). Мы вынуждены это повторить, т. к. геологи очень часто нарушают этот, на наш взгляд, важный принцип.

В основе литмологии и сиквенс-стратиграфии лежит один и тот же принцип – *цикличности осадконакопления*. Основное отличие литмологии от традиционной седиментационной цикличности, зародившейся более 150 лет назад в России [Эйхфельд, 1827], заключается в попытке осознанного использования (адаптирования) в ее методологической базе некоторых наработок общей теории систем. Это означает, что базовым принципом данного направления является *принцип системности*, т. е. слоевая ассоциация рассматривается как система, *целостная система с ее эмерджентным свойством – связи элементов (слоев) во времени*.

Парадигма традиционной седиментационной цикличности – генетическая. Генезис является важнейшим (если не главным) признаком при выделении сиквенсов.

В литмологии, в отличие от сиквенс-стратиграфии, основные принципы сформулированы. Их рассмотрение заняло бы значительный объем, поэтому они приводятся в табличной форме (табл. 2.1)* с очень краткими комментариями.

Принцип системности и целостности можно было бы объединить в один – *системной целостности*, т. к. цикл и его следствие, породно-слоевая система, рассматриваются как целостная система. Иными словами, говоря целостная система, мы в данном случае имеем в виду набор слоев с определенными свойствами, отражающими эту целостность.

Принцип интенсивности связей между элементами ориентирует на отделение одной системы от другой в непрерывном слоевом пространстве.

Принцип иерархии (или субординации, соподчиненности) вытекает из принципа системности, т. к. система сама иерархична (элементы, части, целое) и

является элементом, частью системы следующего ранга (система систем).

Принцип цикличности седиментации любой природы означает, что объектом исследования литмологии являются породные тела седиментации циклов любого генезиса. В то время как в сиквенс-стратиграфии рассматриваются тела циклов колебания уровня моря (эвстатической цикличности).

Принцип квантовости седиментации, хотя и используется в литмологии в качестве частного (квантовой седиментации), является, по существу, законом Природы. Она создает, творит объекты порциями, *квантами*.

И последний – это принцип *одновариантности* означает, что в одном и том же разрезе не может быть двух, а тем более нескольких вариантов выделения целостных *во времени* формирования породно-слоевых систем.

Для понятия слоевой ассоциации, как целостной во времени формирования системы, первоначально был предложен термин *циклокомплекс* [Трофимук, Карогодин, 1974], а несколько позже усеченный, краткий, – *циклит* [Трофимук, Карогодин, 1976]. Определение циклита, уточненное и по возможности приближенное к термину сиквенс, может быть сформулировано следующим образом.

Циклит – это относительно непрерывная *во времени формирования* последовательность слоев (или их групп), ограниченная в кровле и подошве несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями. Иными словами, это тело седиментационного *цикла любой природы*, целостная *во времени формирования* слоевая система. Таким образом, этот термин более узкий, чем литмит. В зависимости от целей и задач любой геологический разрез можно разделить на множество признаков, кроме относительной связи слоев во времени. В отличие от циклитов (рис. 2.1) это будут номинальные объекты исследования (номиналиты). Некоторые из них могут быть рассмотрены в качестве систем, но другого рода чем циклиты.

Сиквенс – это относительно непрерывная последовательность, система генетически связанных слоев или их групп, ограниченных в кровле и подошве несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями.

* Карогодин Ю. Н. Методологические вопросы литмологии и сиквенс-стратиграфии // Геология и геофизика. 1996. № 4. С. 3–11.

Сравнение принципов литмологии (А) и сиквенс-стратиграфии (Б)

| А | Б |
|---|---|
| <p>1. Системности</p> <p>Циклит – осадочно-породная слоевая система</p> | <p>1. Системности</p> <p>Сиквенс – породная, осадочная система</p> |
| <p>2. Целостности во времени формирования</p> <p>Циклит – это система породных слоев (или их групп), связанных во времени формирования. В разрезе связь проявляется в относительно согласной последовательности напластования</p> | <p>2. Целостности генетической</p> <p>Сиквенс – генетически связанная последовательность пластов или их групп</p> |
| <p>3. Интенсивности связей</p> <p>Внутри целостной слоевой системы, циклита, связь во времени формирования элементов (слоев и их групп) более интенсивная, чем на ее границах. В разрезе она отражается в относительно согласной последовательности напластования. Ослабление интенсивности связей во времени или их разрыв выражается в нарушении относительно согласной последовательности напластования и в несогласии (явном или скрытом, перерывах в осадконакоплении, размывах)</p> | <p>3. В явном виде этот принцип не сформулирован в сиквенс-стратиграфии, но он проявляется в требовании относительно согласной последовательности пластов и ограничении сиквенса несогласиями</p> |
| <p>4. Иерархии, соподчиненности</p> <p>Любая целостная система иерархична сама по себе, т. к. она состоит из элементов, составляющих части целой системы. Одно из всеобщих свойств целостных систем – образование иерархических, соподчиненных систем (системы систем). Система одного ранга (например, элементарный циклит) является элементом системы следующего, более высокого ранга (зонального циклита) и т. д. Этот принцип позволяет выделить не менее семи основных соподчиненных рангов циклитов в осадочной оболочке Земли (литмосфере) – от элементарных до тригалциклитов</p> | <p>4. В явном виде этот принцип не сформулирован, но отражен в циклограмме Вейла-Эксон в выделении иерархии циклов и сиквенсов трех порядков и их групп. Определенная невыдержанность этого принципа в сиквенс-стратиграфии проявляется в “перекрытии” сиквенсов по длительности. Сиквенсы одного порядка (ранга) “перекрываются” сиквенсами другого порядка, что считается недопустимым в литмостратиграфии</p> |

| | |
|--|--|
| <p>5. Цикличности седиментации любой природы</p> | <p>5. Цикличности колебаний уровня моря (эвстатический принцип цикличности)</p> <p>Ограничение формирования сиквенса цикличностью колебаний уровня моря существенно сужает (по определению) использование сиквенс-стратиграфического подхода. Эвстатический принцип невозможно непосредственно использовать при изучении огромных толщ континентальных отложений, широко распространенных в бассейнах всего мира. Это многокилометровые толщи моласс, угленосных образований и др., на формирование которых колебания уровня моря не оказывали прямого влияния.</p> |
| <p>6. Квантовости седиментации</p> <p>Кванты, порции седиментации – неотъемлемый атрибут ее, как отражение подавляющего большинства процессов природы. В литмологии – это слои, их системы, циклиты разного масштаба и ранга, т. е. это более общий принцип, чем предыдущий</p> | <p>6. Принцип в явном виде не сформулирован</p> |
| <p>7. Одновариантности</p> <p>Использование данного принципа означает, что в одном и том же разрезе не может быть двух, а тем более нескольких вариантов выделения циклитов. Только один единственный вариант может быть правильным (истинным), все остальные – ошибочны (ложны). Это весьма важный отличительный принцип литмологии. Традиционная седиментационная цикличность чаще всего пользовалась принципом практического удобства. В геологии вообще и седиментационной цикличности в частности широко используется ненаучный принцип конвенционализма (<i>договоренности, соглашения</i>)</p> | <p>7. Не сформулирован и на практике, вероятнее всего, не выдерживается (в этом не трудно было убедиться во время полевого семинара 1994 г. в Нью-Мексико)</p> |

В отличие от циклита сиквенс – тело цикла *только изменения (колебания) уровня моря*, т. е. эвстатическо-го цикла, а не любой природы. Интегративными его свойствами, как целостной системы, являются генетическая и динамическая связи. Нетрудно заметить, что и то и другое свойство в разрезе непосредственно не наблюдаемы, объективно не фиксируемы и не проверяемы. Оба эти свойства-признаки всегда остаются дискуссионными, особенно скорость изменения уровня океана, которая тоже входит в понятие сиквенса. В этом заключается один из серьезных минусов и слабых мест сиквенс-стратиграфии, другой – в том, что изменениям уровня моря придается глобально-синхронный характер. И эти оба основополагающие положения данного направления в последнее время подвергаются серьезной и вполне обоснованной критике.

Связь во времени, как интегративное свойство целостной системы-циклита, также непосредственно не наблюдаема в разрезе и в процедуре выделения циклита заменена существенным вещественно-структурным свойством. Вещество и структура породно-слоевого тела определяются объективно и проверяемы, а процедура проверки повторяема, что также немаловажно. Целостность системы и отделение одной от другой (соседней) в непрерывном геологическом (породно-слоевом) пространстве определяются и *нтенсивностью связей* по этим и другим признакам. Внутри системы связь относительно более интенсивная, непрерывная, а на границах системы она ослабевает или резко разрывается. Идеальным выражением разрыва связи по существенным вещественно-структурным признакам, а следовательно и во времени, являются *несогласия, перерывы и размыты отложений*. И по этому признаку, если он наблюдаем, элементарные циклиты и сиквенсы выделяются совершенно однозначно. В этом нас убедил полевой семинар в Нью-Мексико на меловых отложениях клиноформного типа плато Колорадо, организованный в июле 1994 г. Приобской группой нефтяной компании Амоко (руководитель П. Манугян).

Рассмотрев самые общие, основные, понятия литмологии и сиквенс-стратигра-



Рис. 2.1. Схема деления слоевых ассоциаций (литмитов) на основные категории.

фии, можно попытаться раскрыть их взаимоотношение.

Поскольку оба направления ориентированы на породно-слоевые системы, то можно утверждать, что у них *общий объект*. Системные объекты любой природы (живой и неживой) среди множества аспектов исследования имеют четыре главных: *структурный* (что), *вещественный* (из чего), *динамический* (как) и *генетический* (почему). Литмология, как интегрирующая наука о породно-слоевых системах, предусматривает исследование всех четырех аспектов. Сиквенс-стратиграфия, судя по определению сиквенса и содержанию работ ей посвященных, в основном разрабатывает и опирается на генетический и динамический (колебания уровня моря, их скорость) аспекты (рис. 2.2). Следовательно, сиквенс-стратиграфия – это наука в составе литмологии, основными предметами исследования которой являются *генетический* и *динамический*. Хотя терминологический элемент "стратиграфия" должен заключать в себе структурный аспект. В этом мы усматриваем определенное противоречие между термином, понятием и его содержанием.

2.1.2. Правила выделения циклитов

В соответствии с определениями циклита как целостной во времени формирования слоевой системы сформулированы правила его выделения в разрезах обнажений по керну, промыслово-геофизическим исследованиям скважин и

сейсморазведочным данным. Это **четыре основных правила**: *направленность* и *относительная непрерывность* изменения существенных вещественно-структурных свойств от слоя к слою в геологическом разрезе, *характер границ между слоями* (элементами системы) и *двуединое строение*. Последнее является неотъемлемым свойством, атрибутом любой целостной системы. Систему, у которой один из элементов равен или близок к нулю, принято называть деградированной. В качестве существенного вещественно-структурного свойства в терригенных разрезах принимается *размер зерна*. Как известно, общепринятая классификация терригенных пород основана именно на этом признаке.

Эти правила в сравнительном ключе с несформулированными в явном виде правилами выделения сиквенсов рассмотрены в табл. 2.2. Указанные правила, их применение на практике отрабатывались в период работы полевых школ-семинаров* непосредственно на обнажениях в различных районах бывшего СССР и других стран (Сибирь, Сахалин, Украина, Прибалтика, Южный и Северный Кавказ, Туркмения, Узбекистан, Таджикистан, Киргизия, Болгария, США) на разрезах самого различного генезиса и возраста (от рифейских до современных на болгарском шельфе Черного моря), а также использованы при выделении циклитов в разрезе неокома Приобской зоны по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) с последующей привязкой к данным сейсморазведки.

2.1.3. Классификация циклитов

В соответствии с понятием и определением циклита разработана вещественно-структурная классификация. Каких-либо изменений или дополнений, а также критики в адрес этой классификации, опубликованной ранее, нет [Трофимук, Карогодин, 1974; Карогодин, 1980, 1990]. По направленности изменения существенного вещественно-структурного признака слоя (или элемента целостной системы) выделяются две группы цикли-

тов: *однонаправленные* и *разнонаправленные* (рис. 2.3).

В каждой группе по два типа соответственно: 1) “прямо”, “прогрессивно” направленные или сокращенно **проциклиты** и 2) “обратно”, “регрессивно” направленные или **рециклиты**; 3) **прогрессивно-регрессивные** или **про-рециклиты** и 4) **регрессивно-прогрессивные** или **ре-проциклиты**. Для каждого типа, кроме вышеназванных терминов, предложены и простые модели-символы – треугольники и их простая комбинация.

Что дает эта классификация? Во-первых, это невероятное сжатие информации о невообразимом многообразии сочетаний, комбинаций породных слоев. В данном аспекте вся осадочная оболочка Земли (литмосфера) – это комбинации всего четырех типов (двух групп) циклитов различного ранга. Во-вторых, классификация, как будет показано ниже, является важным ключом к установлению иерархии циклитов и расшифровке иерархической организации осадочной оболочки Земли (**литмосферы**).

Выделение циклитов названных типов в разрезах бассейнов различного типа и возраста позволило сформулировать еще одно немаловажное в практическом отношении правило. Это – **правило рядов** [Карогодин, 1980]. *Циклиты того или иного типа в любом разрезе следуют не вразнобой, не хаотично, а рядами, сериями, закономерно сменяя друг друга.*

Все более и более отчетливо проявляется “приверженность” определенных типов циклитов к определенным фациям, “формациям” и динамическим режимам осадконакопления. Так, практически *весь разрез неокома Западной Сибири*, в том числе и Приобской зоны, *представлен про-рециклитами различного ранга*. Про-рециклиты характерны вообще для разрезов морских отложений пассивных платформенных областей. Это и морские юрские и меловые отложения Западной Сибири, рифейские и венд-кембрийские толщи Сибирской платформы, каменноугольные породы Донбасса, палеогеновые образования Ферганской межгорной впадины, Афгано-Таджикской депрессии и Нижнекамчийского прогиба Болгарии, четвертичные осадки Черного моря и др.

Проциклиты очень широко распространены в континентальных толщах.

* Информация о них в сборнике “Теоретические и методологические вопросы...” [1988].

Сравнение правил выделения циклитов (А) и сиквенсов (Б)

| А | Б |
|--|---|
| 1. Направленности изменения существенного свойства от слоя к слою в геологическом разрезе. В терригенном разрезе таким свойством является размер зерна | 1. В явном виде не сформулировано |
| 2. Относительной непрерывности изменения существенного свойства от слоя к слою | 2. Относительно согласной последовательности слоев и их групп |
| 3. Характера границ между слоями Непрерывность изменения существенного свойства отражается в постепенном характере границ между слоями. Прерванность, квантовость выражается в резких границах между слоями. Наиболее ярким проявлением резких границ являются явные несогласия, границы перерывов в осадконакоплении и размывов | 3. Ограничение сиквенса несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями. При этом подразумевается, что внутри сиквенса нет несогласий или они менее значительны, чем между сиквенсами одного порядка |
| 4. Двуединого строения Циклит должен иметь две части, две противоположности, являющиеся неотъемлемым его свойством, атрибутом, как целостной системы | 4. В явном виде это правило не формулируется, но на всех циклограммах Вейла-Эксон изображается двучленное строение сиквенсов, отражающее резкое падение и подъем уровня моря |
| 5. Правило рядов Это чисто эмпирическое правило, базирующееся на вещественно-структурной классификации циклитов, при изучении геологических разрезов широкого стратиграфического диапазона (от рифея до современных) и различного генезиса. Оно формулируется следующим образом. <i>Циклиты того или иного вещественно-структурного типа следуют в вертикальном геологическом разрезе рядами, сериями, а не хаотично, не вразнобой</i> | 5. Этого правила нет в сиквенс-стратиграфии, т. к. нет вещественно-структурной классификации сиквенсов. На циклограмме Вейла-Эксон и других все сиквенсы изображены как один тип с определенной динамогенетической структурой |
| 6. Это правило заимствуется из сейсмостратиграфии и используется главным образом при сейсмолитологической интерпретации разрезов, а также при корреляции разрезов скважин по электрокаротажным диаграммам | 6. Характера подошвенного и кровельного налегания и прилегания пластов (шесть типов) |

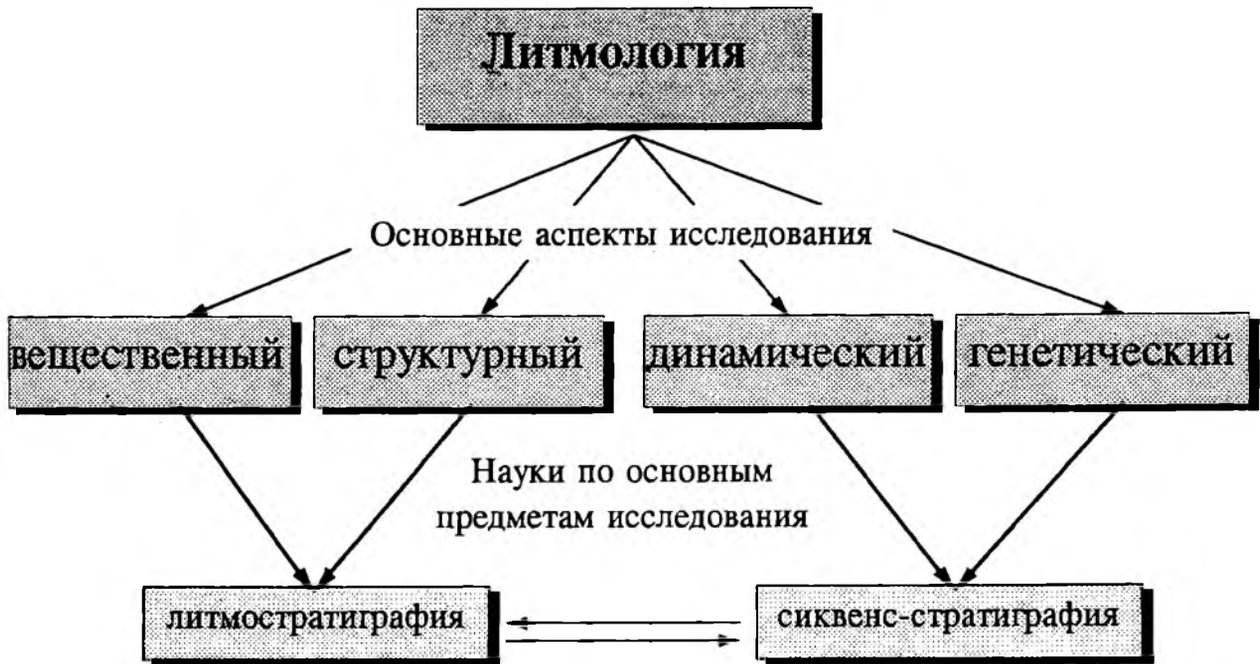


Рис. 2.2. Место сиквенс-стратиграфии и литмостратиграфии в структуре науки о породно-слоевых ассоциациях (литмологии).

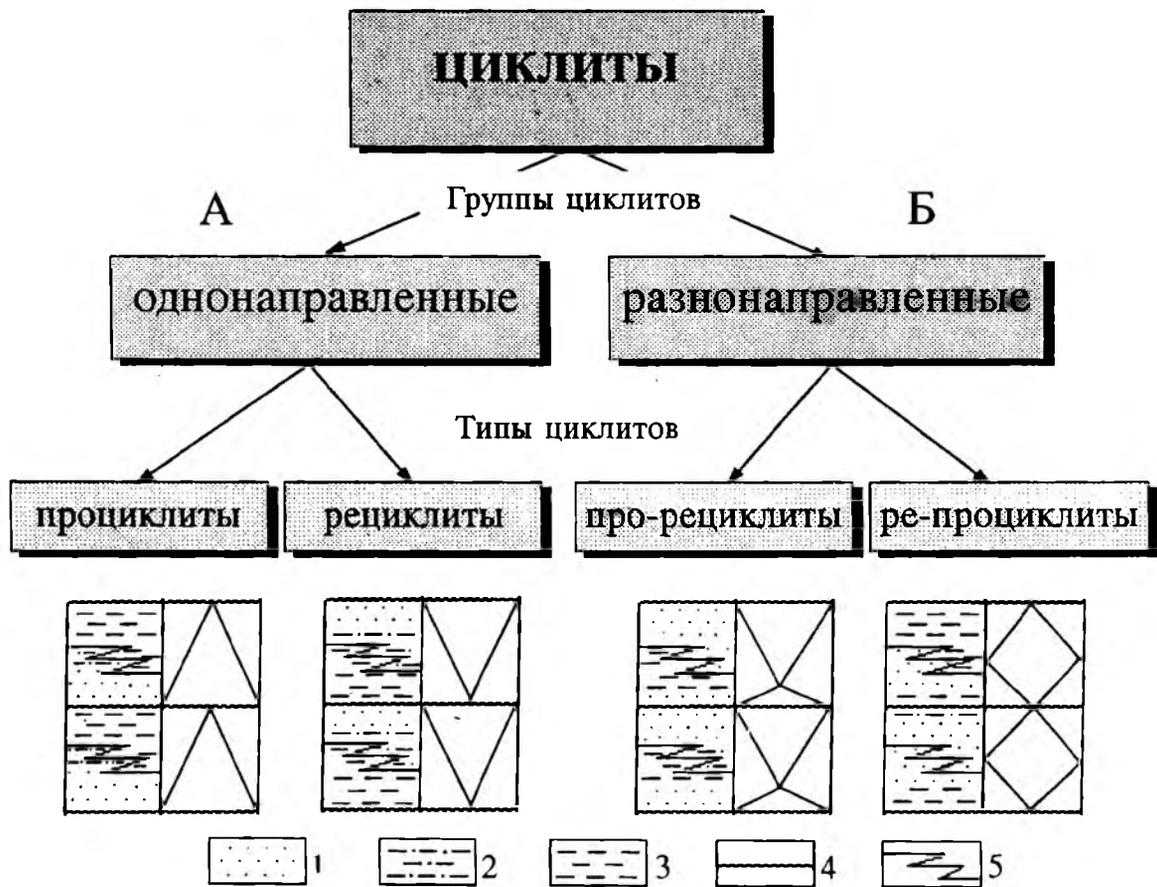


Рис. 2.3. Вещественно-структурная классификация циклитов [Жарогодин, 1980]:
 1 - песчаники; 2 - алевролиты; 3 - аргиллиты; 4 - границы циклитов; 5 - границы литологического замещения.

Так, по нашим представлениям, разрез угленосных континентальных отложений нижней и средней юры Западной Сибири представлен исключительно циклитами данного типа [Карогодин, Гайдебурова, 1985]. Тысячметровые толщи моласс Памира и Тянь-Шаня – это тоже только проциклиты. Они характерны и для морских отложений тектонически активных областей (геосинклиналей, передовых прогибов). Так, многокилометровые толщи известного и хорошо изученного мелового флиша Кавказа сложены только проциклитами [Карогодин, 1980]. В известной монографии по методике изучения флиша Н. Б. Вассоевич [1948] ошибочно относил их к трансгрессивно-регрессивным “ритмам” с редуцированной регрессивной частью. Рециклит в нашей практике встречается гораздо реже, чем два предыдущих типа. Нередко за рециклиты принимают про-рециклиты с маломощными слабо выраженными базальными слоями. Так, некоторые геологи, опираясь только на каротажные диаграммы, в разрезе неокома Западной Сибири ошибочно выделяют рециклиты вместо про-рециклитов. Ре-проциклиты еще реже встречаются. Возможно это связано не с их отсутствием, а с более сложной их диагностикой в разрезе. По американской терминологии проциклиты и рециклиты близки к понятию *парасиквенса* (рис. 2.4, 2.5).

Парасиквенс – это сиквенс, сформировавшийся в результате подъема уровня моря без последующего понижения. Парасиквенсы являются элементами сиквенсов, т. е. они меньше них по мощности и времени формирования. Небольшая мощность парасиквенсов не позволяет уверенно выделить их на сейсмограммах [Сейсмическая стратиграфия, 1982]. В то же время именно по направленности их “движения” в сторону суши или противоположную, а также без какой-либо направленности американские геологи-стратиграфы [Van Wagoner et al., 1983] выделяют три группы парасиквенсов:

– **проградационная** (в нашем понятии регрессивная), когда движение парасиквенсов направлено в сторону моря, это происходит в том случае, когда скорость осадконакопления превышает скорость аккомодации;

– **ретроградационная** (трансгрессивная), когда движение парасиквенсов направлено в сторону суши в результате

превышения скорости аккомодации над скоростью осадконакопления;

– **агградационная** (нейтральная), когда нет сколько-нибудь заметного движения парасиквенсов в ту или иную сторону вследствие равенства скоростей осадконакопления и аккомодации (рис. 2.6).

В свою очередь группы парасиквенсов образуют системные тракты.

Системный тракт – это, на привычном языке цикличности, отложения сменяющих друг друга в определенной последовательности от 2 до 5 фаз седиментационного (в данном случае эвстатического) цикла (рис. 2.7). Системные тракты имеют следующие названия (в порядке их образования) и аббревиатуру (рис. 2.8): клин низкого стояния уровня моря (LSW), клин морского шельфа (SMW), отложения трансгрессии (TR), отложения высокого стояния (HS) и конус выноса (F).

2.1.4. Иерархия циклитов

Установление иерархической организации любого разреза, как и вообще литосферы в целом – важнейшее звено теоретических системных исследований. Ключ к ее выявлению – рассмотренная выше классификация циклитов и расшифровка их структуры. Весьма информативным при выявлении иерархии оказался *коэффициент прогрессивности*, как отношение мощности прогрессивной части циклита к общей его мощности в процентах [Карогодин, 1983, 1990]. Используя показатель этого коэффициента в качестве существенного структурного свойства элементарных циклитов (а не слоев, как при выделении элементарных циклитов), по тем же четырем правилам (направленности, непрерывности, характера границ и двуединого строения) выделяются циклиты следующего зонального (или субзонального) ранга. Процедура выявления полной иерархии циклитов нуждается в дальнейшем совершенствовании и поиске “своих” приемов и методов установления систем того или иного ранга. В числе важнейших принципов иерархической организации должны быть *сложность строения циклитов, вложенность* (“матрешка”) и *длительность* их формирования во времени.

В нестрогом, предварительном виде представляется, что в строении осадочной оболочки Земли принимают участие семь

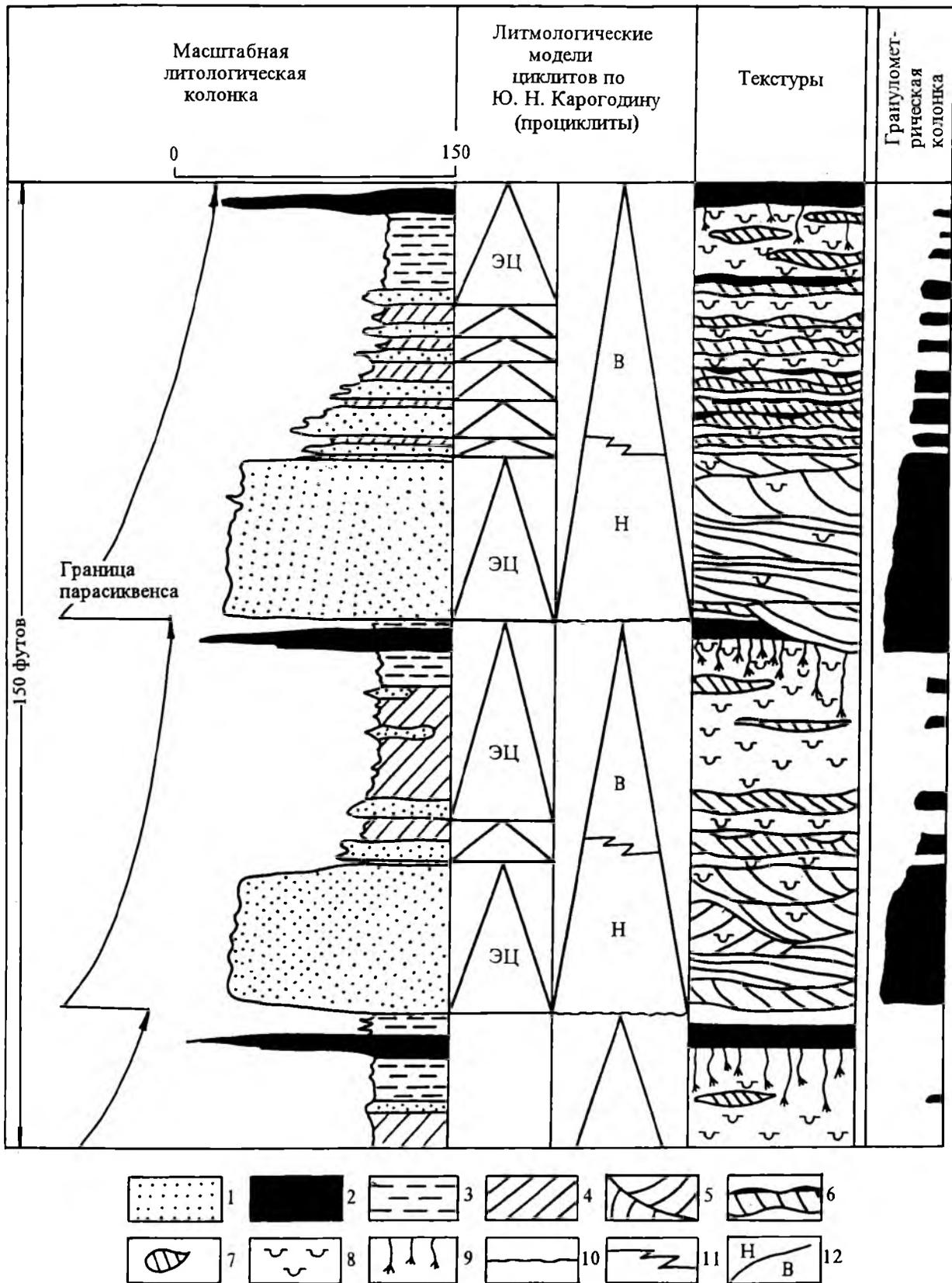


Рис. 2.4. Пример парасиквенсов прогрессивного типа [Van Wagoner et al., 1991, p.11]: 1 – песчаники; 2 – уголь; 3 – морские глины; 4 – неморские глины. Слоистость: 5 – мульдообразно-косая; 6 – флазерная, 7 – от линзовидной до волнистой; 8 – следы илоедов; 9 – корни растений. Граница: 10 – резкая, 11 – нерезкая (постепенная); 12 – части циклита: Н – нижняя, В – верхняя.

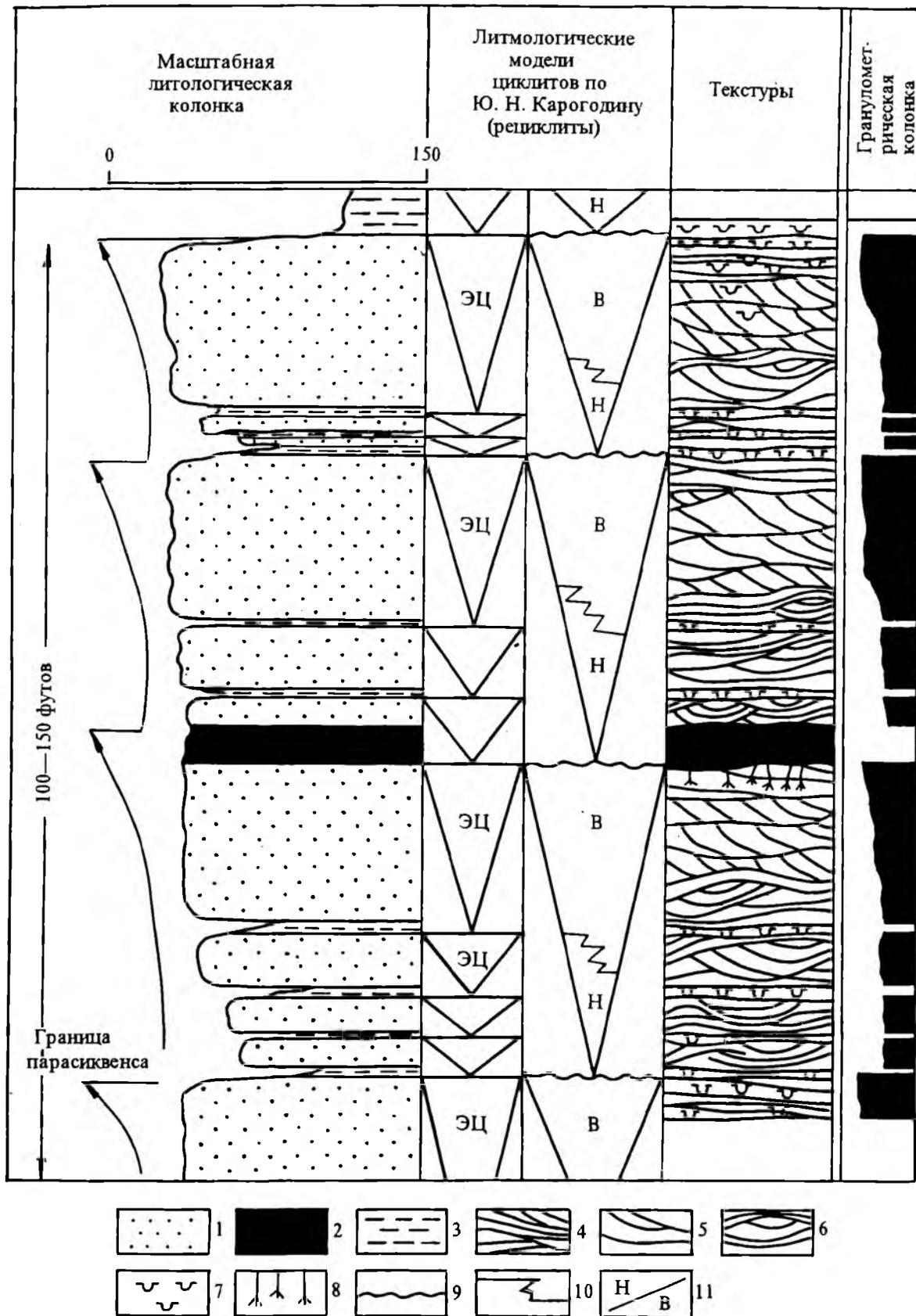


Рис. 2.5. Пример парасиквенсов регрессивного типа [Van Wagoner et al., 1991, p.10]
Усл. обозн. см. на рис. 2.4.

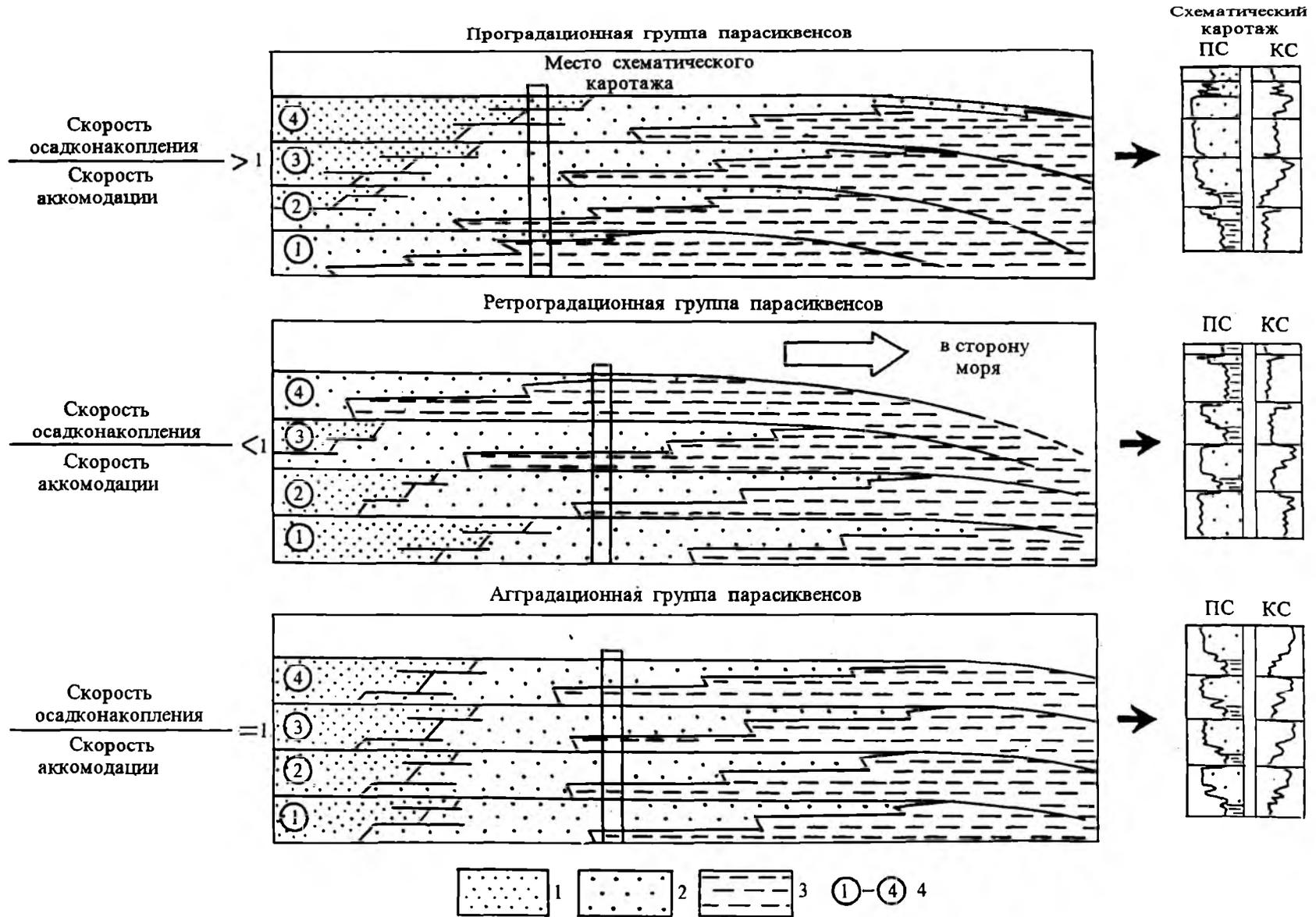


Рис. 2.6. Парасиквенсовые группы [Van Wagoner et al., 1991]:

1 - пески и глины прибрежной равнины; 2 - мелководно-морские пески; 3 - шельфовые глины; 4 - парасиквенсы.

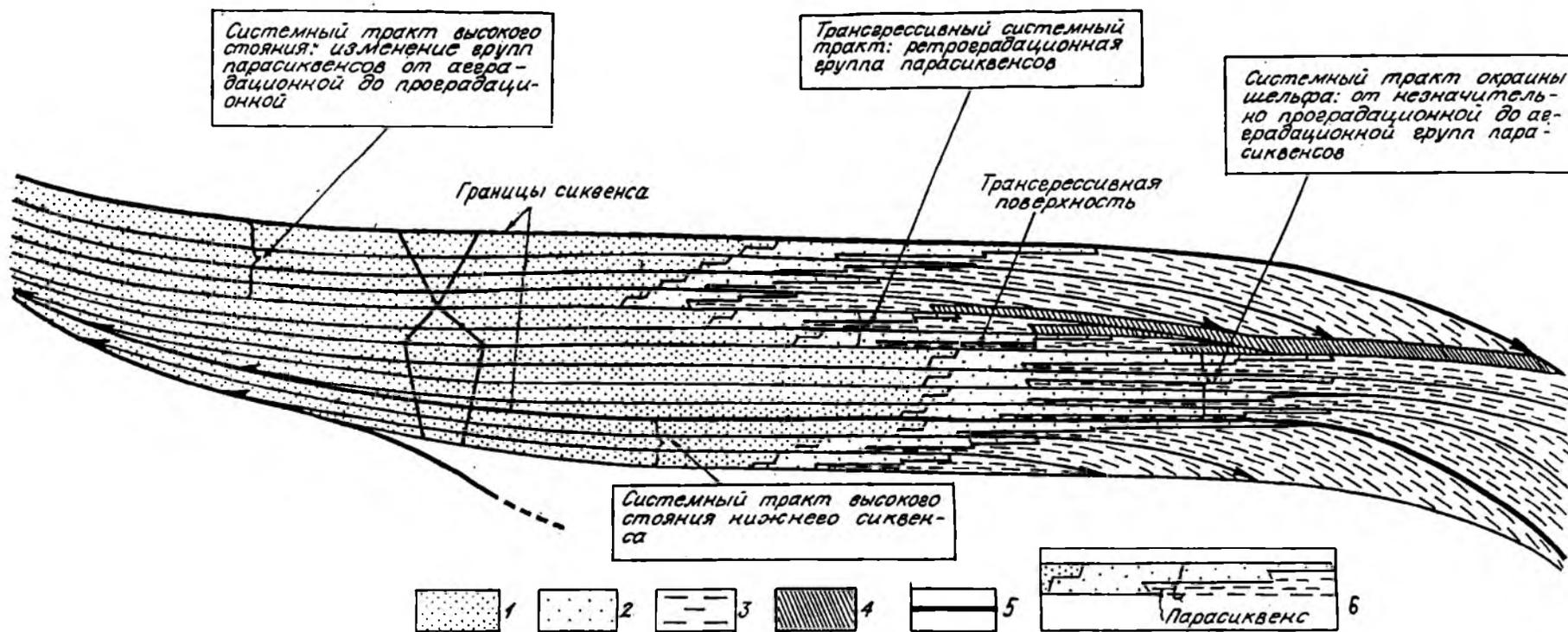
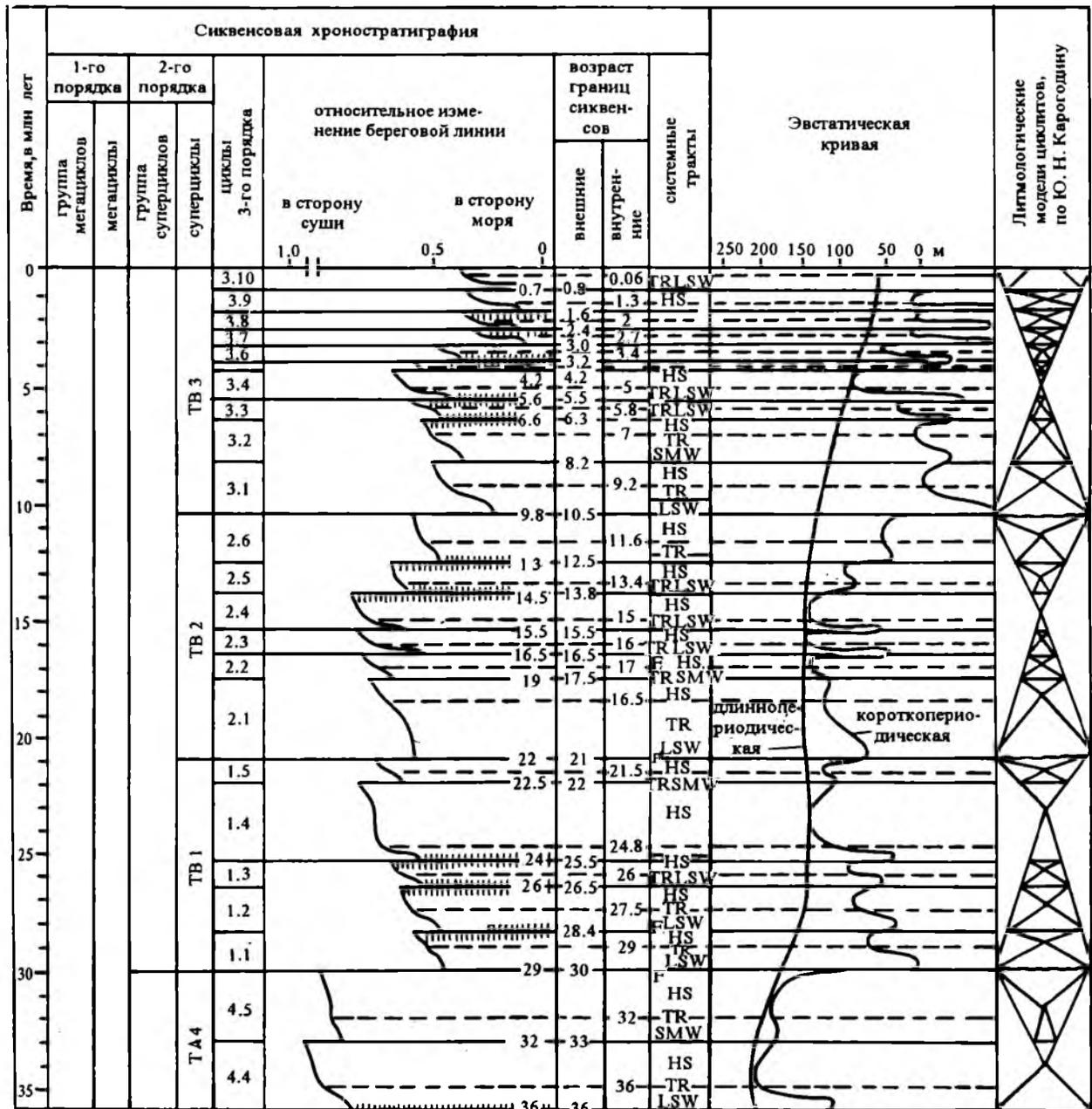


Рис. 2.7. Схема взаимоотношения системных трактов и групп парасиквенсов в сиквенсе второго типа [Van Wagoner et al., 1991]:

1 – пески и глины прибрежной равнины; 2 – мелководно-морские пески; 3 – шельфовые склоновые глины с тонкими прослоями песков; 4 – конденсированные отложения; 5 – границы сиквенсов; 6 – парасиквенс.



Типы границ сиквенсов

Ключ к относительной
магнитуде

- | | | | | |
|-------|--|-----------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|
| Тип 1 | | Границы сиквенсов мелких | Конденсированная секция мелкая | HS — Отложения высокого стояния |
| Тип 2 | | средних | средняя | TR — Отложения трансгрессии |
| | | крупных | крупная | LSW — Клинья низкого стояния |
| | | | | F — Конус выноса |
| | | | | SMW — Клинья морского шельфа |

Рис. 2.8. Фрагмент циклограммы Вейла-Эксон [Nag et al., 1988, с дополнениями Ю. Н. Карогодина].

основных ранговых подразделений: элементарные (например, два слоя), **зональные и субзональные, региональные, нексциклиты, галциклиты и тригалциклиты.** Их характеристика давалась ранее Ю. Н. Карогодиным [1990], поэтому нет необходимости на ней останавливаться.

Целесообразно акцентировать внимание на объекте непосредственного изучения – неокомских клиноформах.

Неоком – это регрессивная половина юрско-неокомского нексцикла. Он, в свою очередь, является нижней половиной юрско-неогенового галциклита. Как известно, осадочные чехлы молодых эпигерцинских платформ на всем земном шаре (Туранская, Скифская, Центрально-Европейская и др.) сложены в основном образованиями именно этого циклита.

В составе неокома выделяются несколько региональных ($8-10 \pm 2$ млн лет) прогрессивно-регрессивных циклитов. Они же, по нашим представлениям, являются и региональными клиноформами или клиноциклитами и состоят, как отмечалось в обзоре, из двух частей: нижняя – трансгрессивная, представлена пачками глин с собственными названиями: пимская, сармановская, чеускинская и др. (в основании иногда выделяются маломощные базальные песчаные, а чаще всего алевритоглинистые слои); верхняя – чередованием пластов песчаников групп А и Б с маломощными пачками и прослоями глин. Верхние (барремские) отложения характеризуются не сигмоидным, а слабо наклонным на запад строением.

В составе региональных клиноциклитов выделяются такого же типа зональные и субзональные клиноциклиты. Пачки глин многих зональных циклитов также имеют собственные названия, а верхние части – это отдельные песчаные (продуктивные) горизонты групп А и Б и пачки, линзы глин между ними. Субзональные клиноциклиты выделяются в верхней половине зональных циклитов и представляют собой отдельные песчаные (продуктивные) пласты тех же групп. Практически при изучении неокома, а тем более только ачимовской толщи того или иного участка, зоны, исследователь имеет дело с одной, редко двумя региональными клиноформами. Так, в разрезе Приобской зоны, как будет показано ниже, продуктивные пласты группы А свя-

заны с одним региональным клиноциклитом. В основном это расчленение и корреляция на уровне зональных и субзональных клиноциклитов.

Следует отметить, что термин клиноциклит входит в обиход. Выше уже отмечалось, что в данный термин разными исследователями вкладывается разное содержание. Поэтому мы еще раз обратим на это внимание. На сейсмопрофилях обычно яркие отражающие границы связаны с кровлей глинистых пачек. В таком случае клиновидное тело с границами от кровли одной глинистой пачки до кровли другой выделяется в качестве сейсмокомплекса, клиноформы и клиноциклита, что, по нашему мнению, неверно. В значительной мере это относится и к сейсмокомплексам, которые нередко не являются ни сиквенсами, ни циклитами. В лучшем случае, это литмокомплексы. В качестве примера неправомерного отнесения к сейсмокомплексу (мегасейсмокомплексу) можно привести выделение В. П. Игошкиным [1992] толщи, залегающей между баженовской и альымской свитами. Это тело не отвечает одному из требований сейсмокомплекса (сиквенса) – изохронности границ, так как кровля баженовской свиты “скользит” на несколько ярусов. Выделение отдельно пачек трансгрессивных глин и перекрывающих регрессивных преимущественно песчано-алевритовых образований в качестве самостоятельных клиноформ [Игошкин, Шлезингер, 1990], а не их частей не согласуется с нашими (и многих других исследователей) представлениями.

В зарубежной литературе существуют различные схемы иерархии сиквенсов. Наиболее широко распространенной и употребляемой является иерархия сиквенсов П. Р. Вейла. На известных схемах Вейла-Эксон выделяются циклы и сиквенсы трех порядков (по мере убывания ранга и времени их формирования): 1, 2 и 3-го (см. рис. 2.8). В составе циклов 1-го порядка выделяются мегациклы и группы мегациклов. В составе циклитов 2-го порядка – суперциклы и группы суперциклов. Итого – пять рангов. Несколько настораживающим в этой иерархии является перекрытие по продолжительности формирования сиквенсов разного ранга, т. е. нет более или менее строгой их временной вложенности, “матрешки”. Сопоставление и анализ сиквенс-стратиграфической и литмострати-

графической схем иерархической организации осадочных толщ – тема, заслуживающая специального обсуждения.

2.2. Прикладные вопросы

Среди прикладных вопросов системно-литмологического подхода важнейшими являются следующие: детальное расчленение и корреляция продуктивных отложений; уточнение стратиграфической схемы; упорядочение индексации продуктивных отложений; выбор поверхностей для структурного и палеоструктурного анализов; построение графиков структуроформирующих движений и районирование территории на этой основе; литофациальный и палеогеоморфологический анализы и др. Все это и ряд других приемов в конечном счете служат для выделения наиболее перспективных зон и районов исследуемой территории, оценки запасов и обоснования рекомендаций по направлению поисково-разведочных работ.

Ниже очень кратко, в тезисной форме остановимся на вышеперечисленных вопросах, являющихся в определенной мере программными.

2.2.1. Особенности литмостратиграфического подхода

Основной смысл и потребность в использовании литмостратиграфического подхода состоят в следующем. Неокомские отложения ряда районов Западной Сибири, как уже отмечалось выше, слабо охарактеризованы палеонтологически. Нижне-среднеюрские отложения, барремские, аптские, сеноманские, как правило, не содержат руководящей фауны, позволяющей относить их к тому или иному ярусу. Это делается по палинологическим данным и положению в разрезе. Даже в морских отложениях при наличии, как правило, редкой фауны и микрофауны палеонтологический метод не позволяет расчленять и коррелировать разрезы с нужной для нефтяников детальностью – до пласта и даже продуктивного горизонта. К тому же, как известно, нефтяники стараются отбирать керн только из небольших (ограниченных) интервалов продуктивной части разреза. И это также существенно затрудняет реализацию возможности традиционного палеонтологического метода. Именно поэтому литмо-

стратиграфический (а за рубежом сиквенс-стратиграфический) подход активно используется для решения этих и других задач.

Процедура литмостратиграфических (ЛС) исследований сводится к следующему. Выбирается наиболее полно охарактеризованный керном и ГИС разрез одной или нескольких скважин района и составляется литмостратиграфическая модель изучаемых отложений. Она представляет собой детальное расчленение разреза на циклиты (стратомы) различного ранга, палеонтологическое и корреляционное обоснование их возрастного объема, “привязку” к традиционно выделяемым стратонам – свитам, горизонтам, пластам и пачкам.

После этого начинается построение корреляционных схем по сети профилей, постепенно покрывающих весь исследуемый участок (район, зону). В отличие от традиционной корреляции разрезов по пластам, пачкам, реперам, реперным горизонтам, ярусам и т. д. эта процедура выполняется по циклитам (стратонам) с прослеживанием их частей, а по возможности и элементов. При этом используется и весь традиционный стратиграфический арсенал (реперные литологические и электрокаротажные горизонты, слои с фауной и т. д.).

Корреляция по ГИС сопоставляется с данными сейсморазведки, и, как правило, происходит уточнение прежнего варианта корреляции, а также выделение клиноциклитов на сейсмопрофилях для различного рода площадных построений. Выполняемая на литмостратиграфической основе корреляция и ее логичность проверяются параллельным построением палео- и сейсмогеологических профилей.

Итогом являются: литмостратиграфическая схема, разбивки разрезов всех скважин на циклиты, их части, а также свиты, пачки, пласты и горизонты*. При этом, как показывает опыт, корреляция продуктивных пластов и горизонтов может быть существенно уточнена, как и корреляционная схема в целом. На этой

* В данном случае имеется в виду продуктивный (песчаный) горизонт, а не стратиграфическая единица, рекомендуемая Стратиграфическим кодексом [1992]. Последняя, по нашему мнению, является излишней и в практике геологов-нефтяников Западной и Восточной Сибири не используется.

основе формируются предложения по упорядочению индексации и номенклатуры продуктивных горизонтов. Ф. Г. Гурари [1994] назвал клиноформы особым типом литостратиграфических подразделений. С позиций системно-литмологического подхода – это обычные литмостратиграфические подразделения, тела седиментационных циклов, для которых предложен новый термин **стратомы** [Карогодин, 1990], в отличие от традиционного **стратона**. Желая того или нет, Ф. Г. Гурари, будучи представителем официальной стратиграфии (председатель СибРМСК), признает за циклитами-клиноформами (клиноциклитами) статус стратомов, хотя и особого типа. Сказав “а”, следует сказать и “б”. *Если клиноформы, будучи телами седиментационных циклов, циклитами, являются стратонами, то и любого рода циклиты тоже стратомы.* А это означает невольное признание статуса литмостратиграфии и сиквенс-стратиграфии, чего еще нет в официальных стратиграфических документах [Стратиграфический кодекс, 1988, 1992].

2.2.2. Литмоструктурный и палеоструктурный анализы нефтеносных областей

Литмостратиграфические исследования являются основой для различного рода построений и реконструкций, в первую очередь структурных и палеоструктурных. Как уже неоднократно подчеркивалось, скопления углеводородов, залежи нефти и газа не имеют собственной формы, а приспособляются к структуре вмещающих и экранирующих отложений. Поэтому внешняя форма слоевых ассоциаций или, как принято говорить в геологии, структура и палеоструктура имеют первостепенное значение для нефтяной геологии. Залежи углеводородов так или иначе, прямо или косвенно связаны со структурой слоевых ассоциаций. Долгое время в нефтяной геологии, как известно, господствовала антиклинальная теория (парадигма). Существуют нефтегазоносные бассейны, где до 80–90 % залежей нефти и газа контролируется структурными и палеоструктурными ловушками. Так, определяющим закономерности размещения газовых залежей в альб-сеноманских отложениях является

структурный фактор в Ямальской, Гыданской, Надым-Пурской преимущественно газоносных областях Западно-Сибирской провинции. В значительной мере это относится и к основной – Среднеобской нефтегазоносной области этой провинции.

Даже если в той или иной зоне, области или районе доминируют “неструктурные” (литмологические, стратиграфические, комбинированные) ловушки и залежи, то знание структуры продуктивных толщ необходимо. Поэтому вторая задача, после решения вопросов стратиграфии, которая стоит перед геологами-нефтяниками, связана, как известно, с выяснением структуры слоевых ассоциаций и с историей ее формирования.

Вопрос о выборе поверхностей для структурного и палеоструктурного анализа чрезвычайно важный. Как было показано выше, границы зональных и региональных (равно, как и других) циклитов (стратомов) имеют различный характер и природу. Для региональных, зональных и тем более локальных структурных построений наиболее пригодна подошва циклитов, а для палеоструктурных, соответственно, – структура на начало формирования каждого из циклитов. Эта граница является практически изохронной в отличие от двух других – верхней и внутренней. Первая является скользящей из-за размыва на той или иной части региона, бассейна, а вторая – фациально-скользящей во времени и пространстве.

В пределах локальных участков (и, может быть, даже одной структурно-фациальной зоны) скопление границы между гемициклитами будет незначительным, и эту поверхность тоже можно принять за изохронную и использовать при структурных построениях и палеоструктурных реконструкциях.

В случае явного размыва и наличия эрозионной поверхности карта по подошве стратомы не будет, строго говоря, отражать его структуру. Поэтому в таком случае используются для структурных построений реперы несколько выше основания стратомы, если они имеются и достаточно выдержаны. Литмоструктурный анализ предполагает построение структурных карт по подошве (или реперу в основании) всех выделенных в разрезе зональных и региональных стратомов.

При палеоструктурном анализе используются те же поверхности, что и при структурном, а в случае необходимости — и промежуточные, реперные, внутри стратомов.

Как известно, ловушки углеводородов, в том числе крупных скоплений, нередко связаны с палеорельефом, с его эрозионными формами, а не со структурной. Так И. М. Губкиным были обнаружены рукавообразные, “шнурковые” залежи в майкопских глинах Предкавказья. В Западной Сибири “шнуркового” типа залежи, связанные с русловыми отложениями, обнаружены в составе нижнеюрских (шералинская свита) отложений Краснотеннинского свода [Карогодин, 1966б, 1967а, 1968, 1974; Мухер, Ясевич, 1979, 1984]. Подобного типа “шнурковые” залежи известны в толще палеогена Ферганской депрессии [Карогодин и др., 1981] и многих других нефтегазоносных регионов. Интерес к палеогеоморфологическим ловушкам в последние годы усилился в связи с резким сокращением (или даже полным отсутствием) во многих регионах мира традиционных антиклинальных ловушек (“фонда структур”) углеводородов.

В системно-литмологическом ключе проблема палеогеоморфологических исследований приобретает новое звучание. Зная стратиграфические уровни перерывов и размывов, целесообразно провести палеогеоморфологический анализ, который сводится к двум связанным между собой задачам: 1) выявлению форм эрозионных поверхностей и 2) реконструкции форм тел (проницаемых), выполняющих эрозионные понижения.

Ловушками могут быть и сами эрозионные останцы, и тела, выполняющие пониженные, а иногда и выровненные участки рельефа. Методика литмопалеогеоморфологического анализа еще только разрабатывается, но совершенно очевидно, что она весьма важна в общем комплексе палеогеографических исследований, в том числе и по сейсморазведочным данным. Основой для такого анализа будут литмостратиграфическая схема и таблица литмостратиграфических разбивок скважин, а также сейсморазведочные данные. Представление о палеорельефе к концу того или иного перерыва и размыва можно получить из анализа карты мощностей верхней половины (или лучшей части ее) зонального или регионального

стратома. При этом в качестве нижней поверхности желательно брать не поверхность, разделяющую стратом на две половины, а репер как можно ближе к его кровле, к явной или предполагаемой поверхности размыва. Форма песчаных тел, выполняющих эрозионные углубления, выявляется на основе анализа карты изопакит этих тел, построенной по данным бурения и сейсморазведки.

Все сказанное выше по поводу построения структурных, палеоструктурных и палеогеоморфологических карт в полной мере относится и к профилям, которые призваны дополнить (подчеркнуть) выявленную структурную, палеоструктурную и палеогеоморфологическую ситуации по тому или иному заданному направлению.

Структурные, палеоструктурные, палеогеоморфологические и прочие карты являются одним из основных видов представления геологических моделей. Степень соответствия модели реальному геологическому объекту часто зависит от множества субъективных факторов: профессионального уровня, опыта и интуиции геолога, полноты и качества используемых данных и др. С целью уменьшения роли субъективного фактора и сокращения сроков построения карт с конца 60-х годов стали применяться автоматизированные способы. В настоящее время существует ряд весьма совершенных специальных программ автоматизированных структурных и палеоструктурных построений. Некоторые из них достаточно широко были использованы в данной работе.

2.2.3. К методике анализа изменения интенсивности структуроформирующих движений

Эта методика описана в монографии Ю. Н. Карогодина “Введение в нефтяную литмологию” [1990]. Поэтому здесь для полноты изложения кратко остановимся лишь на основных ее положениях.

При решении таких основополагающих вопросов геологии нефти, как время формирования структурных, стратиграфических, тектонически экранированных (приразломных, придиapiroвых) и других видов ловушек, равно как и залежей углеводородов, весьма важным является

установление этапов, фаз как активизации структуроформирующих движений, так и относительно тектонического пооя.

На время активизации тектонических процессов приходится максимальный прирост амплитуды поднятий ("структур"), перерывы в осадконакоплении, размывы ранее сформировавшихся толщ, дизъюнктивные нарушения, диапиризм (магматический, глиняный, соляной) и другие явления. Углеводороды, будучи самыми мобильными полезными ископаемыми, чутко реагируют на перепады давлений в горных породах. Пликативные и дизъюнктивные поднятия, разуплотнения, вызванные этими поднятиями и неравномерностью тангенциальных напряжений, и другие процессы приводят в движение флюиды, в том числе и углеводородные, т. е. приводят к активной миграции углеводородов, следствием которой является формирование, а также переформирование и расформирование залежей. Именно этим в первую очередь определяется важность выявления изменения активности структуроформирующих движений во времени и пространстве и ее количественной оценки.

Рассмотрим два вопроса: 1) методику количественной оценки изменения во времени интенсивности структуроформирующих движений (ИСФД) в комплексном системно-литмологическом анализе и 2) связь ИСФД с седиментационной цикличностью.

Как известно, существует много методов выявления фаз, периодов проявления интенсивных тектонических движений, в том числе структуроформирующих. Применительно к нефтегазоносным бассейнам чаще всего используют различные методики анализа изменения мощностей пачек, свит, ярусов и т. д. Специфика системно-литмологического анализа определения ИСФД заключается в том, что в расчет берутся мощности тел-систем, т. е. циклитов (стратомов) различного ранга, а при необходимости и их частей (гемистратомов). Следовательно, базой данного анализа являются литмо-стратиграфические исследования, составленные на их основе корреляционные схемы и таблицы литмо-стратиграфических разбивок скважин (обнажений, сейсмопрофилей).

Для количественной оценки ИСФД, на наш взгляд, вполне приемлем весьма простой по своей реализации подход, предложенный ранее И. В. Дербиковым и Е. И. Бенько [1959] и названный ими "вариационным методом анализа тектоники".

Суть его заключается в использовании закона нормального распределения и двух его характеристик – среднего значения (мощностей) и среднеквадратичного отклонения. Последнее отражает "разброс наблюдений" относительно среднего значения выборки и определяет компактность функции нормального распределения. Чем меньше разность между частными значениями выборки (мощностями одних и тех же циклитов и их частей в отдельных разрезах), тем меньше и величина среднеквадратичного отклонения. Таким образом, в качестве аксиомы принимается зависимость величины колебания мощностей породно-слоевых тел-систем (циклитов) от интенсивности тектонических, структуроформирующих движений. Конечно, в этом есть определенные допущения, но на выявление принципиальной картины изменения ИСФД во времени они не должны оказывать сколько-нибудь существенного влияния, искажающего действительную картину.

Для получения статистически достоверной количественной оценки ИСФД необходимо порядка 30 наблюдений (замеров мощностей одного и того же циклита или его частей).

Среднеквадратичное отклонение рассчитывается по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{n}}$$

где n – число наблюдений (замеров, циклитов); X_i – единичное наблюдение (мощность конкретного циклита или его части); \bar{X} – среднее значение выборки (мощности циклита или его части). Полученное по этой простой формуле значение стандарта мощностей (среднеквадратичное отклонение) и принимается за количественное выражение интенсивности структуроформирующих движений во время формирования того или иного циклита (или его части).

Порядок процедур определения ИСФД следующий. По таблицам литмо-

стратиграфических разбивок скважин составляется таблица мощностей циклитов (стратомов) и их частей. Рассчитывается среднее значение циклита (или его части):

$$\bar{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n X_i.$$

Вычисляется дисперсия ряда:

$$D = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2.$$

И наконец, рассчитывается средне-квадратичное отклонение, т. е. стандарт мощности:

$$\sigma = \sqrt{D}.$$

Эта последовательность вычислительных операций выполняется для каждого исследуемого циклита (стратома). Если данных не очень много, то расчеты проводятся вручную, если их большое количество, то целесообразно использовать ЭВМ.

Выявление на ряде самого различного режима и возраста соотношения ИСФД с фазами седиментационных циклов можно сформулировать в следующем виде.

Усиление интенсивности структуроформирующих движений приходится на регрессивную половину цикла, а максимум — на финально-регрессивную его фазу. Минимум ИСФД связан с финально-прогрессивной (трансгрессивной) фазой цикла. Возможно, эта закономерность в дальнейшем окажется частным законом геологии. На эту общую закономерность в соотношении ИСФД с фазами седиментационных циклов накладываются специфические особенности тектонического развития той или иной зоны, региона, бассейна. И это имеет непосредственное отношение к условиям формирования и закономерностям дифференциального размещения залежей углеводородов в бассейне.

В упомянутой выше монографии изложены вопросы структурно-деформационного анализа слоевых ассоциаций на системно-литмологической основе, а более подробно рассмотрены в монографии "Методы исследования структуры нефтегазоносных бассейнов" [Карогодин, Прокопенко, 1984].

2.2.4. Сущность и особенности литмофациального анализа

Традиционно литолого-фациальные карты строятся либо для какого-то временного интервала: века, эпохи и т. д., либо по каким-то стратиграфическим "срезам": на конец юрского, раннемелового времени и т. д. При этом подобные реконструкции нередко "секут" ("режут") геологическую, седиментационную историю "по-живому". Литмофациальный анализ как раз и нацелен на устранение этого недостатка традиционного литолого-фациального анализа.

Основное отличие литмофациального анализа заключается в том, что он сводится в конечном счете к выяснению фациальной природы циклитов, их частей и элементов различного типа и ранга. С этой целью выполняется построение, как минимум, двух литофациальных карт: по нижнему и верхнему гемициклитам. Если это прогрессивно-регрессивный циклит, то одна карта строится по прогрессивной половине, а вторая — по регрессивной. Вместе взятые они отражают фациальную динамическую природу циклита, единство и борьбу (фациальных) противоположностей.

В соответствии с требованиями литмофациального анализа строятся карты на изопакитной основе по каждой половине циклита. При таком подходе вскрывается ряд интересных в теоретическом и практическом отношениях моментов. Следует подчеркнуть, что весь имеющийся арсенал методов литолого-фациального, а также сиквенс-стратиграфического анализов должен как можно полнее использоваться в литмофациальном подходе.

Особое значение в нефтяной геологии имеют методы выявления закономерностей размещения и фациальных условий формирования песчаных, карстово-кавернозных и иного типа тел-коллекторов, а также глинистых, галогенных, карбонатных и других толщ, являющихся экранами. Поэтому на литмофациальных картах эти тела должны быть выделены особо и в дальнейшем их размещение необходимо учитывать при оценке перспектив нефтегазоносного комплекса, в составе которого они находятся.

Как уже отмечалось, в фациальном анализе, в связи с весьма малым отбором керн, для целей нефтяной геологии ши-

роко используются промыслово-геофизические данные и материалы сейсморазведки.

В монографии В. С. Муромцева "Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа" [1984] раскрыты методические приемы выявления песчаных тел по данным ГИС и интерпретации их фациальной природы. К сожалению, эти приемы и фациальный анализ даны на слишком упрощенной литмологической ("циклической", по терминологии автора) основе. Поэтому нет обобщающих выводов. Тем не менее, развиваемая автором методика нами использовалась и заслуживает включения в арсенал литмофациального анализа по данным ГИС.

В последние 10 лет, а за рубежом гораздо раньше, широко используется сейсмофациальный анализ. Основные принципы его изложены в коллективной монографии "Сейсмическая стратиграфия" [1982] и в ряде последующих публикаций как за рубежом, так и у нас в стране. Сейсмофациальный (или, точнее, сейсмолитмофациальный) анализ, на наш взгляд, имеет чрезвычайно важное значение в изучении фациальной природы циклитов осадочных чехлов самых различных нефтегазоносных бассейнов. Как будет показано ниже, для продуктивной части разреза Приобской нефтеносной зоны выполнен набор литмофациальных карт с элементами палеогеоморфологии [Карогодин и др., 1995].

На площадях и районах, где ведется эксплуатационное бурение и остро стоит вопрос доразведки, возникает потребность в очень детальных литолого-фациальных картах, вплоть до отдельных продуктивных пластов (частей субзональных циклитов). Проведение подобных исследований с данной детальностью стало возможным на системно-литмологической основе.

2.2.5. Связь коллекторов и экранов со структурой, типом и рангом циклитов

При выполнении литмофациального анализа с его "нефтяной" специализацией немаловажно установить связи коллекторских и экранирующих горизонтов со структурой циклитов различного типа и ранга. Они настолько устойчивы и оче-

видны, что их вполне можно считать закономерностями.

В циклитах, независимо от их ранга, коллекторские и экранирующие слои имеют следующую связь со структурой и типом циклитов. В проциклитах проницаемые горизонты независимо от литологического состава всегда находятся в нижней части. Так, региональные и зональные циклиты ниже-среднеюрских отложений южной половины Западной Сибири, как уже отмечалось выше, имеют прогрессивную структуру [Карогодин, Гайдебурова, 1985]. Песчаные, в том числе высокочемкие коллекторы шеркалинской пачки, являются базальными слоями циклитов. Как известно, с базальными слоями ЮК₁₀₋₁₁ шеркалинской свиты нижней юры связаны рукавообразные залежи Красноленинского свода и его склонов (Талинское, Южно-Талинское и другие месторождения). Они – один из наиболее перспективных типов ловушек крупных скоплений углеводородов в центральных районах Западной Сибири, в том числе в пределах Приобской зоны. В Восточной Сибири практически все основные залежи газа мотской серии венд-кембрия также связаны с базальными горизонтами циклитов.

Региональные и зональные экраны в проциклитах занимают их верхнюю половину. Примеров отмеченной связи коллекторов и экранов множество.

В рециклитах – наоборот: в основании слои более тонкозернистого или галогенного состава, а в кровле – более грубозернистые, проницаемые. Как отмечалось выше, этот тип сочетания слоев (тип циклита), а следовательно, коллекторов и экранов встречается в разрезах сравнительно редко. Некоторые исследователи ошибочно принимают за такой тип неокосские циклиты.

В про-рециклитах в зависимости от литологического состава слагающих отложений, обусловленного в значительной мере типом литогенеза, сочетание проницаемых и непроницаемых слоев различное. Особенно ярко оно проявляется на уровне зональных и региональных циклитов. В терригенных разрезах (преимущественно гумидного типа литогенеза) основное место нахождения коллекторских горизонтов про-рециклитов в регрессивных частях. Так, все основные нефтеносные горизонты неокома Западной Сибири (Среднеобская и другие неф-

тегазоносные области) связаны исключительно с регрессивными частями зональных и региональных циклитов [Карогодин, Нежданов, 1988]. Аналогичная связь коллекторских горизонтов наблюдается в разрезе юрско-меловых и триасовых отложений Енисей-Хатангской [Карогодин, 1984; Левчук, 1985] и Лено-Вилуйской провинций Сибирской платформы. Базальные слои как коллекторы в про-рециклитах разрезов данного типа играют явно подчиненную роль. Они обычно маломощны (например, Ю₂, А₁, ВК₁₋₂), не выдержаны по простиранию, с плохими коллекторскими свойствами и т. д.

В центральных районах Западной Сибири базальные слои не только зональных, но и региональных циклитов в подавляющем большинстве не являются коллекторами, так как представлены алевритистыми глинами. Песчано-алевритовый материал сюда не доносился в прогрессивную фазу цикла. В то же время в периферийных районах появляются базальные песчаники у зональных и региональных циклитов. В качестве примера можно привести верхнеюрско-нижнемеловые продуктивные горизонты Лодочной, Сузунской и Тагульской площадей Пур-Тазовской нефтегазоносной области. Еще раз подчеркнем, что основные запасы нефти, конденсата и газа в неокоме Западной Сибири, в том числе и Нижневартовского района, связаны в основном с коллекторскими горизонтами регрессивных, финально-регрессивных частей зональных, а также субзональных и региональных циклитов. Экранами служат прогрессивные (трансгрессивные) глинистые пачки.

В разрезах аридного типа литогенеза связь коллекторов и экранов иная. Чаще всего коллекторами служат существенно терригенные базальные горизонты и трещиноватые карбонатные прогрессивные части циклитов. Регрессивные элементы нередко представлены существенно глинистыми карбонатами или даже глинами, а также солями и ангидритами, выполняющими роль экранов. Эта закономерность нарушается с появлением в регрессивную фазу рифовых построек и при глубоких размывах отложений.

Следует отметить определенную связь коллекторских и экранящих толщ со структурой неосоциклита. Все

исследованные нами циклиты этого ранга принадлежат к одному структурному типу – про-рециклитов. С финально-прогрессивными и инициально-регрессивными частями неосоциклов, независимо от типа разреза, связаны общекосейные экраны. В преимущественно гумидном типе литогенеза это глины, в том числе битуминозные, типа баженовской свиты Западной Сибири. В бассейнах аридного типа литогенеза – это плотные карбонаты, соли и ангидриты.

Намечается связь коллекторских горизонтов (точнее, их мощности, выдержанности) со структурой неосоциклита в зависимости от его положения в галциклите. В нижнем неосоциклите ярче проявляется связь коллекторов с инициально-прогрессивными элементами, а в верхнем – с финально-регрессивными (молассы, моласоиды). Описанные связи коллекторов и экранов со структурой и рангом циклита представлены в виде идеализированных, обобщенных моделей с тем, чтобы подчеркнуть главные закономерности. В реальных условиях они, конечно, более сложные, но за этими сложностями необходимо видеть общую закономерность и учитывать при оценке ресурсов углеводородов, поисково-разведочных и эксплуатационных работах.

Понимание закономерностей пространственно-временного размещения коллекторов и экранов в том или ином нефтегазоносном регионе – главный ключ к расшифровке закономерностей размещения скоплений углеводородов.

Как будет показано ниже на конкретных корреляционных схемах и профилях разрез неокома представлен исключительно про-рециклитами. В их структуре коллекторы занимают верхнюю, регрессивную половину, а экранящие пачки – нижнюю. Знание этой закономерности способствует расшифровке более общей пространственно-временной закономерности размещения коллекторов в сложно построенном разрезе неокома, в том числе и в ачимовской толще.

Освоение гигантской Приобской зоны, по существу, только начинается, поэтому настоящий раздел можно рассматривать и как некоторую программу системно-литмологических исследований, и не только неокомских отложений.

3.1. Современная схема стратиграфии неокома зоны сочленения Мансийской синеклизы и Хантейской антеклизы

В 1990 г. на совещании в Тюмени была принята новая стратиграфическая схема мезо-кайнозоя Западной Сибири, утвержденная МСК в 1991 г. По схеме районирования нижнемеловых отложений Приобская зона относится к Тобольско-Надымскому району (рис. 3.1). В его пределах разрез нижнего мела начинается снизу битуминозными аргиллитами верхней части баженовской свиты берриаса и самых низов валанжина (под вопросом). Нижняя часть баженовской свиты на данной схеме имеет волжский возраст. Таким образом, отложения баженовской свиты волжско-берриасского, возможно, отчасти нижневаланжинского возраста. В рассматриваемом районе этой схемы показано скольжение верхней границы свиты от кровли волжского яруса (для большинства районов) до самых нижних слоев валанжина. В соседнем к востоку Сургутском районе возраст свиты ограничен верхневолжскими отложениями (рис. 3.2), мощность ее 25–30 м. По нашим представлениям, ограничение кровли свиты берриасом или самыми низами валанжина ошибочно. Ниже будет показано, что она “поднимается” (“скользит”) значительно выше, вплоть до готерива включительно.

Выше по разрезу выделяются преимущественно глинистые валанжин-нижнеготеривские отложения ахской свиты с двумя подсвитами. В нижней подсвите – четыре толщи (пачки). Первая (снизу вверх) подачимовская глинистая (10–20 м), выше – ачимовская (до 150 м), представленная переслаиванием невыдержанных линзовидных слоев песчаников, алевролитов с прослоями глин, еще выше – вновь преимущественно глини-

стая мощностью до 200 м. Завершает нижнюю подсвиту сармановская, тоже преимущественно глинистая пачка (40–110 м) с единичными линзовидными прослоями песчаников (пласт БС₇).

Верхняя подсвита разделена на три пачки: нижняя общей мощностью 50–160 м – переслаивание пластов и песчаников (БС₁–БС₆), средняя (пимская, 10–30 м) представлена глинами, верхняя (до 60 м) тоже глинистая, но в ее составе песчаные, основные продуктивные горизонты Приобского месторождения – АС₁₁–АС₁₂.

В рассматриваемой схеме выше по разрезу выделена черкашинская свита с нижней и верхней подсвитами. Нижняя подсвита (70–290 м) – чередование песчано-алевритовых пластов и горизонтов (АС₉–АС₁₂) с пачками глин, нижняя пачка соответствует по возрасту самой верхней пачке ахской свиты, одни и те же слои (АС₁₁–АС₁₂) принадлежат одновременно в одном и том же районе двум свитам. А в соседнем (Сургутском) районе пласты АС₄–АС₁₂ находятся в составе нижней подсвиты сангопайской свиты. Ее подошва проводится по кровле пимской пачки. В практике АО “Юганскнефтегаз” и других организаций принято относить их к черкашинской свите. Средняя пачка (50–100 м) нижней подсвиты черкашинской свиты тоже представляет чередование, но менее мощных и менее выдержанных, чем в нижней пачке, пластов алевроитопесчаников и (АС₇–АС₈) глин. Верхняя (быстринская) пачка сравнительно маломощная (7–15 м) и сложена глинами. Верхняя подсвита (50–80 м) не делится на пачки и представлена переслаиванием линзовидных песчаников и алевролитов (АС₄–АС₆).

Выше залегают преимущественно глинистые отложения алымской свиты (85–135 м), которая условно (по положе-

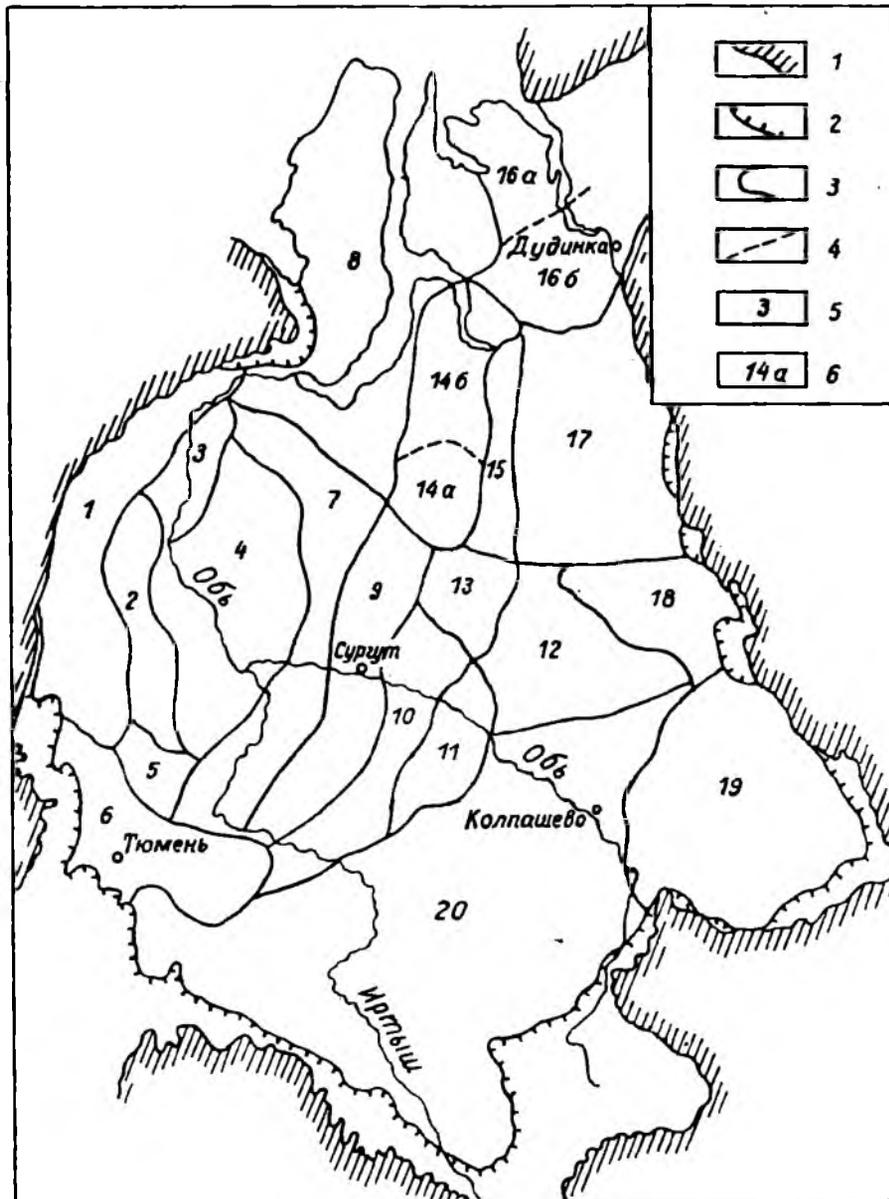


Рис. 3.1. Схема районирования неокомских отложений Западно-Сибирской равнины:

1 - обрамление; граница: 2 - распространения неокомских отложений, 3 - района, 4 - подрайона; 5 - район, 6 - подрайон. Районы и подрайоны: 1 - Полярное и Приполярное Зауралье, 2 - Игримско-Шаимский, 3 - Березовский, 4 - Фроловский, 5 - Карабашский, 6 - Тюменский, 7 - Тобольско-Надымский, 8 - Полуйско-Ямальский, 9 - Surgутский, 10 - Нижневартровский, 11 - Александровский, 12 - Ларьякский, 13 - Вэнгапурский, 14 - Пурпейско-Уренгойский: а - Пурпейский, б - Уренгойский, 15 - Тазовский, 16 - Усть-Енисейский: а - Притаймырский, б - Малохетский, 17 - Туруханский, 18 - Елогуйский, 19 - Чулымо-Енисейский, 20 - Рязкино-Васюганский.

нию в разрезе и палинологическим данным) относится к апту и делится на две подсвиты с двумя пачками глин в каждой. Их мощность меняется от 7–15 до 35–55 м. Из названий пачек почему-то исчезли уже привычные *кошайская* и *чернореченская*. Судя по свитному расчленению более западных районов (Карабашского, Фроловского, Березовского, Игримско-Шаимского), две пачки верхней подсвиты алымской свиты соответствуют кошайской свите тоже с двумя пачками, мало чем отличающимися по описанию от верхнеалымских.

Ахская и черкашинская свиты района исследования по стратиграфическому объему почти соответствуют мощной (до 1000 м) фроловской свите. Это весьма существенное ошибочное представление на взаимоотношение геологических тел, называемых свитами. Оно, безусловно, влияет на представление о строении и развитии юрско-меловых отложений центральных районов Западной Сибири, об источнике генерации УВ и оценке перспектив их нефтегазоносности.

Таким образом, в последней официальной схеме немало противоречий, выявляемых даже при рассмотрении стратиграфии одного района. Ряд противоречий носят местный, локальный характер, но в целом они связаны с противоречивым состоянием теоретической базы стратиграфии вообще.

Наши представления по некоторым из вопросов, касающихся состояния теоретической базы стратиграфии вообще и стратиграфической схемы рассматриваемого района в частности, излагаются ниже.

3.2. Современное состояние стратиграфии

Совсем недавно в стране прошла весьма острая дискуссия по различным теоретико-методологическим и прикладным вопросам стратиграфии. Эта дискуссия выявила множество “противоречивых мнений как по частным, так и по основным вопросам стратиграфической классификации и терминологии” [Ковалевский, 1980, с. 12]. С. В. Мейен [1981], один из стратиграфов-методологов, оценивал состояние современной стратиграфии как теоретическую незрелость, сопровождающуюся терминологической ин-

фляцией науки. “Разногласия по любым вопросам не удается устранить”, а в публикациях нет ответа, “как же выбраться из клубка накопившихся теоретических и практических противоречий” [Там же, с. 59–60]. Все это требует “кардинальной перестройки стратиграфических исследований, задачей которых должно быть создание детальных стратиграфических схем на совершенно новой основе” [Жижченко, 1969], и “существенного пересмотра многих традиционных представлений, выдвижения новых идей...” [Ковалевский, 1980, с. 11].

Мы разделяем такую оценку состояния теоретической базы. Хотя некоторые крупные геологи считают стратиграфию в теоретическом и практическом отношении давно завершенной наукой и “существующая теория нуждается лишь в отшлифовке деталей” [Экосистемы..., 1980, с. 13]. Не вдаваясь в дискуссию и анализ противоречий в стратиграфии, обратим внимание на два момента, один из которых подсказывает направление выхода из кризисной ситуации.

В стратиграфии множество противоречивых, сложных положений, нуждающихся в серьезном методологическом анализе, критике и устранении. Так, например, известные постулаты (“теории”) У. Смита и Т. Гексли мирно уживаются в “стратиграфическом храме”, исключая друг друга. Стратиграфы, принимая на словах теорию Гексли (гомотаксальность не означает синхронность), на практике продолжают следовать У. Смиту [Экосистемы..., 1980, с. 9].

Нам не известны работы, в которых бы “геологическая система” рассматривалась с позиций общей теории систем. Не ясно, в чем системность очень разных по временному объему геологических систем – от 2 (четвертичная)–22,6 (третичная) до 85 (кембрий) млн лет.

Многие исследователи видят противоречия и недостатки современной стратиграфии, но пока никто не нашел пути их устранения. Их поиск идет в последние годы довольно активно и должен привести к смене стратиграфической парадигмы. *Один из возможных способов ускорения этой смены видится в осознанном и целенаправленном использовании системного подхода, системной методологии в решении вопросов как общей, так и региональной стратиграфии.*

Именно с этих позиций Ю. Н. Каро-годин в монографиях “Региональная стратиграфия (системный аспект)” [1985] и “Введение в нефтяную литмологию” [1990] рассматривал проблемы стратиграфии и предложил нетрадиционный подход к решению некоторых из них.

Ниже на конкретном примере неомских отложений Широкого Приобья, в том числе и Приобской зоны, рассматривается модель литмостратиграфической схемы.

3.3. Замечания и предложения по организации стратиграфических шкал и подразделений

В стратиграфических кодексах СССР (СК) 1977, 1988 и 1992 гг. рекомендуется выделять три группы стратиграфических подразделений (СП): 1) основные комплексного обоснования, 2) частного обоснования и 3) вспомогательные. В составе первой группы, в свою очередь, выделены три категории СП: общие, региональные и местные. Вторая группа – это биозоны разных видов, третья – состоит из двух подгрупп: литостратиграфические (толща, пачка, пласт (слой), маркирующий горизонт) и биостратиграфические – слои с фауной и флорой (табл. 3.1). Это весьма искусственное, нелогичное деление СП, которое почему-то названо “классификацией”. Данную схему нельзя называть классификацией, т. к. она не отвечает требованиям, предъявляемым к ней. Нет логической последовательной системы группировки и деления на классы по одному признаку (или нескольким однородным) на каждом уровне деления. В данной “классификации” представлено непоследовательное, “разорванное” деление по разнородным признакам.

Так, “классы” (категории) одного уровня (основных СП) выделены в двух случаях по признаку масштаба и биологического обоснования (общие, планетарные и региональные СП), в другом – по литологическому (серия, свита). Каждый из них делится по рангам, количество которых меняется от 2 до 7. Во второй группе нет деления ни на классы, ни по рангу, ни по другим каким-либо признакам. В третьей – выделены два класса по разнородным признакам – литологическим и биологическим. В первом случае

подклассы обособляются по рангу-масштабу, во втором – деления на подклассы вообще нет.

Применительно к этой “классификации” уместно крылатое выражение – нельзя классифицировать королей и капусту. По существу “классификация” СП – это стратиграфические шкалы по двум признакам – *биологическому* (главному) и *литологическому*. Внутри них деление по масштабу СП. Вот и все. Никакой комплексности не должно быть. Шкала – это линейка различной степени совершенства и невозможно ее представить одновременно в различных единицах измерения (например, в метрах и килограммах). Этих “линеек” может быть множество – сколько методов, столько и шкал-линеек. Однако среди них должны быть главные, основные, и вспомогательные, без которых можно обойтись.

Среди так или иначе существующих шкал известны “организованные” по следующим признакам (по мере убывания значимости): био- и хроно-, лито-, цикло-, литмо-, сиквенс-, эко-, климато-, магнито-, генетико-, сейсмопризнакам и некоторым другим. Разделы стратиграфии, разрабатывающие шкалы по этим признакам, принято называть соответственно этим признакам: *биостратиграфия*, *хроностратиграфия*, *литостратиграфия*, *цикло-(сиквенс-, литмо-)стратиграфия* и т. д.

У всех стратиграфий один объект – геологические тела трех явно просматривающихся уровней организации: породного (литологического), надпородного (литмологического) и осадочной оболочки Земли (литмосферного). Разделы стратиграфии, в зависимости от масштаба объекта, на практике выстраиваются в следующий иерархический ряд: *общепланетарная (глобальная) – межрегиональная – региональная (зональная) – местная (локальная) стратиграфия*. Ранговые объекты у них разные, но могут быть и некоторые перекрытия (рис. 3.3). В данном случае нас интересует организация региональной и местной стратиграфических схем.

У них должны быть две основные шкалы: *общая* (биостратиграфическая) с *основными* (ярус, отдел, система и т. д.) и *вспомогательными* (зона, лона, слои с фауной) подразделениями.

Таблица 3.1

Структура стратиграфической классификации
[СК СССР, 1977, с.18]

I. Основные стратиграфические подразделения комплексного обоснования

Категория стратиграфических подразделений

| общих | региональных | местных |
|---|--|----------------------------|
| Эонотема Эратема (группа) Система Отдел Ярус Зона Звено | Горизонт Лона (провинциальная зона) | Комплекс Серия Свита |

II. Стратиграфические подразделения частного обоснования

Категория зональных биостратиграфических подразделений: биостратиграфические зоны разных видов

III. Вспомогательные стратиграфические подразделения

Категория зональных литостратиграфических подразделений: толща, пачка, пласт (слой), маркирующий горизонт

Категория биостратиграфических подразделений: слои с фауной и флорой

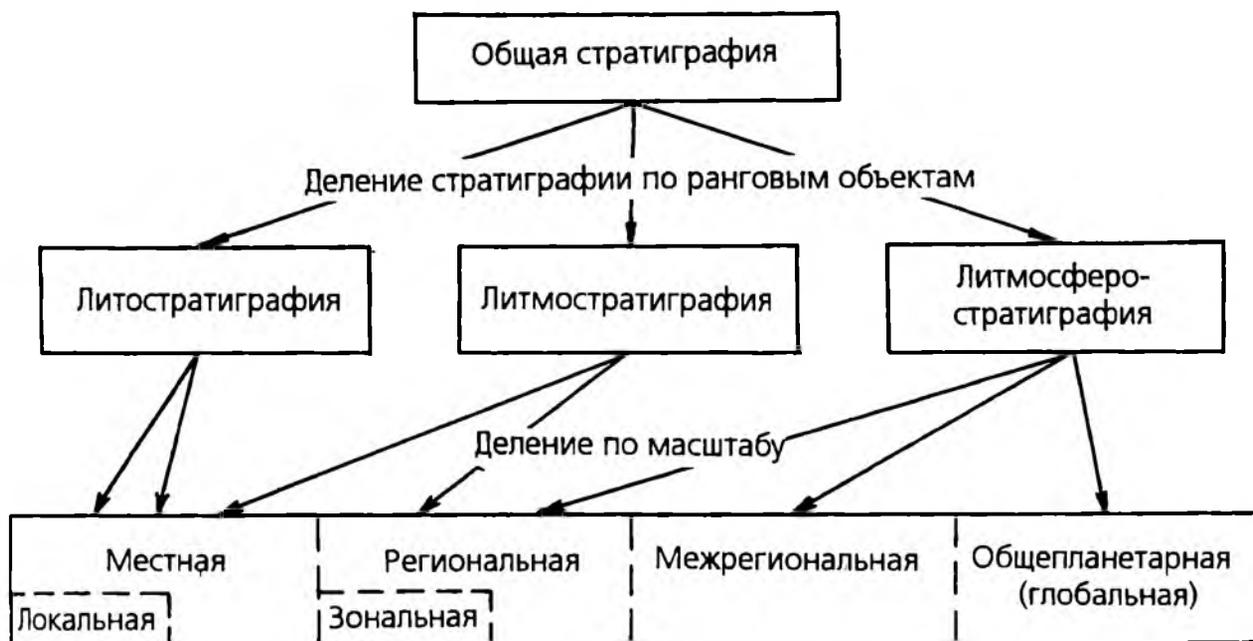


Рис. 3.3. Схема деления общей стратиграфии по ранговым объектам и масштабу.

Другая группа СП – это литомостратиграфические подразделения (стратолитмиты). В ее составе также выделяются две шкалы с двумя подгруппами СП: *основными* (стратомы, циклиты, парахронолиты, хронолиты, сиквенсы)* и *вспомогательными*, литостратиграфическими (серии, свиты, подсвиты, пачки и т. д.). И те и другие по рангу (и в определенной мере по связанному с ним масштабу), как и биостратиграфические подразделения, делятся на ряд соподчиненных СП. Эти представления на организацию (композицию) региональной стратиграфической схемы подробно, с конкретными примерами по различным регионам (Западная Сибирь, Восточная Сибирь, Ферганская межгорная впадина, Афгано-Таджикский бассейн, Нижнекамчийский прогиб Болгарии и др.) рассмотрены ранее [Карогодин 1985, 1990 и др.]. Поэтому нет особого смысла повторяться. В дополнение к изложенному следует лишь кратко остановиться на некоторых вопросах и уточнениях.

Литомостратиграфические подразделения (ЛСП) – это *породно-слоевые ассоциации (литмиты)*, выделенные в разрезе по любому признаку.

Основные ЛСП – это *целостные во времени породно-слоевые системы, циклиты, стратомы, ограниченные несогласиями или коррелятивными им согласными поверхностями*. Это тела седиментационных циклов любой природы. В зарубежной литературе, как отмечалось выше, широко распространен близкий термин – *сиквенс (sequence)*. Отличие от циклита состоит в том, что он выделяется как осадочная система генетически связанных слоев цикла, вызванного изменением уровня моря (а не любыми причинами).

Вспомогательные СП второй подгруппы – это, по сути, литостратиграфические подразделения. До недавнего времени официальная стратиграфия признавала за ними статус дополнительных, вспомогательных подразделений. Под большим давлением определенной группы геологов они были включены в “классификацию” СК [1977] и как основные категории местных (комплекс, серия, сви-

та), и как вспомогательные СП (толща, пачка, пласт (слой), маркирующий горизонт). Один из ведущих стратиграфов нашего времени О. Шиндевольф [1975] считал, что “литостратиграфия не может быть причислена к стратиграфии...” [с. 23] и ей “нет места в стратиграфическом кодексе” [с. 68].

В зарубежной практике и международных стратиграфических справочниках (кодексах) “*основное первичное литостратиграфическое подразделение*” – **формация**. А стандартная иерархия официальных литостратиграфических подразделений следующая: **группа** – две или несколько формаций; **формация**; **пачка** (обычно с собственным названием, как и формация); **пласт** (также часто с собственным названием) [Международный... справочник, 1978, с. 45–47]. Кроме того, используется термин “комплекс” в качестве эквивалентного группе, формации или пачке (с собственным названием), а также в качестве свободного термина. Многолетняя практика исследования различного возраста и генезиса осадочных бассейнов убеждает в целесообразности введения в стратиграфическую практику термина “**формация**” в зарубежном его понимании, т. е. в качестве вспомогательного литостратиграфического подразделения. В основном введение этого понятия важно не столько для теоретических стратиграфических исследований, сколько для практики поисково-разведочных работ на различные виды полезных ископаемых. Одно из явных преимуществ введения этого термина в стратиграфию будет состоять в резком сокращении бесчисленного и все нарастающего, как снежный ком, потока свит. Так, в исследуемом районе и прилегающих к нему в разрезе юрско-неокомских отложениях необходимо выделить вместо десятков (более 25) свит, всего пять следующих формаций (снизу вверх): **заводоуковская** (тюменская), **аблакско-васюганская**, **баженовская**, **мегионская** (мегионско-усть-балыкская) и **вартовская**. Привычный и внедрившийся термин “свита” следует оставить в понятийно-терминологической базе стратиграфии в ранге субформации. Возрастное скольжение границ свит, как и у формаций, не должно ограничиваться каким-либо диапазоном, как это и принято за

* В определенном смысле циклит и сиквенс – это синонимы.

рубежом. В такой трактовке формации и свиты могут нести и некоторую смысловую, динамическую и генетическую нагрузку, “привязку” к фазам седиментационных циклов.

Так, вышеперечисленные формации юрско-неокомских отложений, по существу, тела различных фаз (с некоторым “перекрытием”) крупного юрско-неокомского цикла: инициально-трансгрессивный (заводоуковская формация), трансгрессивный (абалакская), финально-трансгрессивно — инициально-регрессивный (баженовская), инициально-регрессивный (мегионская) и финально-регрессивный (вартовская). Для свит также видится аналогичная “привязка” к частям циклов меньшего ранга: к региональным для платформенных областей и зональным для геосинклинальных и передовых прогибов с высокой скоростью осадконакопления, большими мощностями и резкой литологической дифференциацией. На примере отложений юрско-мелового разреза Западной Сибири, венд-кембрия Сибирской платформы, мел-палеогена Ферганской депрессии и ряда других бассейнов свиты логичнее всего сопоставлять с частями (половинами) региональных трансгрессивно-регрессивных циклов. Интуитивно, нередко именно так и выделяются на практике свиты. Например, в меловом разрезе Западной Сибири алымская свита — трансгрессивная половина регоциклита (РГЦ), викуловская — вторая его, регрессивная, половина, хантыманийская — трансгрессивная, уватская — регрессивная и т. д. Многие свиты разреза кембрия Сибирской платформы (бельская, булайская, ангарская, литвинцевская) именно так и выделены. Изменение в направленности циклической седиментации довольно резко отражалось в литологии. Такая ориентация в выделении свит логична и ведет к определенной упорядоченности процедурных процессов. Сейчас можно встретить любые комбинации соотношения свит и циклов. Так, кроме отмеченного соотношения, нередко в разрезе одного цикла выделяется несколько свит. Свита может соответствовать одному РГЦ (например, васюганская в Западной Сибири и большинство свит в разрезе венд-кембрия Сибирской платформы). Нередки случаи, когда свита выделяется в объеме нескольких РГЦ, а ее границы либо совпадают с их границами, либо одна из них или даже обе проходят

внутри циклов. Выделение свиты в объеме цикла, а тем более нескольких противоречит ее определению в кодексе, требующем литологической и фациальной однородности.

Изложенное позволяет сформулировать рекомендательный (не обязательный) принцип региональной стратиграфии: свиты, как субформации, *рекомендуется по возможности выделять в половине объемов региональных (в платформенных областях) или зональных (в геосинклинальных областях и передовых прогибах) циклов*. В трансгрессивно-регрессивных циклах это будут трансгрессивные и регрессивные части. В других структурных и генетических типах циклов — это нижние и верхние части (половины).

Может возникнуть вопрос: не приведет ли введение нового понятия и термина “формация” в стратиграфическую номенклатуру, терминологию и сохранение свиты к еще большему увеличению числа терминов? Количество собственных наименований безусловно будет расти с литологической детализацией разрезов. В соответствии с зарубежным кодексом и нашей практикой даже пачки имеют право на собственные названия. Однако ни свиты, ни пачки не являются обязательными литостратиграфическими подразделениями, а вводятся и используются по мере практической необходимости. *Обязательными в зарубежной практике являются формации, а их количество в разрезе всегда ограничено.*

Предвидится нелегкий и небыстрый путь внедрения этих данных, также как и других рациональных предложений. Основная причина одна — традиции в стратиграфии и формационном анализе. Существуют и еще долго будут существовать многочисленные коллективы приверженцев формационного анализа в нашем отечественном понимании его объекта, целей и задач. Коллективы возглавляются крупными и авторитетными исследователями и только с их уходом с элитарно-научной арены может произойти смена стратиграфической парадигмы. Этому в немалой мере способствует и развитие различных новых направлений в стратиграфии за рубежом: сеймостратиграфия, сиквенс-стратиграфия, генетическая стратиграфия. У нас в стране также появились зародыши новой парадигмы в

виде “рациональной стратиграфии”, “литостратиграфии”, “циклостратиграфии”, “синфазной стратиграфии” и др.

Возвращаясь к проблеме литостратиграфических подразделений, следует со всей определенностью сформулировать принципы и правила их выделения. И здесь ничего не нужно изобретать, все это есть в зарубежной литературе, практике и, в частности, в “Международном стратиграфическом справочнике” [1978]. Основные правила и признаки их выделения следующие:

1. Относительная *литологическая однородность* и особенности признаков, позволяющих данное подразделение отличить от смежных.

2. Практическое удобство их выделения в разрезе обнажения, шахты по керну и промыслово-геофизическим данным скважин.

3. Необязательность деления крупного подразделения (например, формации) на более мелкие (свиты, пачки), как это рекомендуется “Международным стратиграфическим справочником” [1978], а только в случае практической необходимости. Именно данное правило позволяет на практике пользоваться ограниченным числом названий.

4. Литостратиграфические подразделения, как принято на практике, имеют собственные географические названия, а наиболее мелкие (горизонты, пласты, слои, а в некоторых случаях и пачки) римско-латинское цифровое обозначение в комбинации с аббревиатурным. В отечественной и зарубежной практике нет строгих правил введения аббревиатур. Наиболее распространенными являются аббревиатуры из букв того или иного алфавита – А, Б, В (А, В, С) и т. д. В Западной Сибири, как известно, к этим начальным буквам русского алфавита добавляется буква, обозначающая район исследования разреза. Например, БВ, ВС, БУ, БН означают, что пласты группы В относятся, соответственно, к Вартовскому (В), Сургутскому (С), Уренгойскому (У), Новопортовскому (Н) районам. В качестве аббревиатуры также используются начальные буквы возраста горизонта и района. Так, широко распространено обозначение юрских песчаных горизонтов буквами от начального названия системы, Ю (юрские) и района К (Красноленинский)–ЮК. К аббревиатуре добавляется внизу порядковый номер горизонта (сверху

вниз)* и сверху порядковый номер пласта (тоже в последовательности сверху вниз). Например, аббревиатура и индексация ЮК¹₁₀ обозначает положение первого пласта в составе десятого горизонта песчаных юры Красноленинского района.

5. Литостратиграфические подразделения при необходимости могут делиться на части с названием: нижняя, средняя, верхняя или с добавлением терминоэлемента “суб”, например, субформация. Для подразделений низкого ранга (горизонтов, пластов), как это принято на практике и описано выше, вполне приемлемы как римские, так и арабские обозначения.

6. При определении ранга, а следовательно, и обозначения СП в разрезе одного и того же бассейна или его части, рекомендуется придерживаться следующей системы квазиерархической организации: **группа формаций (серия) – формация – основная единица – свита (субформация) – подсвита – горизонт – пласт (пачка)**.

Относительно термина “горизонт” и понятия, вкладываемого в него, необходимо дать пояснение. Он, как было отмечено выше, в СК СССР [1977] отнесен к категории региональных групп основных СП комплексного обоснования. С отнесением его к региональным следует согласиться. В практике нефтепоисковых эксплуатационных работ подразделение под таким названием, но с принципиально иным содержанием включено в состав как региональных (и зональных), так и местных стратиграфических схем Западной Сибири. В СК СССР “горизонт устанавливается на основании комплекса признаков, однако для фанерозоя главными при его установлении обычно являются палеонтологические признаки” [СК СССР, 1977, с. 24]. Из данного определения и практики составления официальных схем следует, что это, по сути, биостратиграфическое подразделение. Подтверждение тому – соподчинение ему зоны (провинциальной зоны), которая является чисто биостратиграфическим подразделением. Однако, как известно, биостратиграфическая основа для выделения СП значительной части разрезов (по мощности и объему) многих бассей-

* В ряде нефтегазоносных бассейнов это делается наоборот – снизу вверх.

нов мира отсутствует. Так, например, большинство осадочных бассейнов Китая выполнены континентальными толщами и не содержат руководящей фауны.

Мощные разрезы рифея и венда Сибирской платформы, ниже-среднеюрские толщи на огромной территории Западной Сибири, барремские, аптские, сенноманские отложения этого же региона не содержат фауны, позволяющей выделить СП на биостратиграфической основе, в том числе и горизонты.

Однако СК СССР [1977] требует обязательного выделения горизонтов в разрезах, что и сделано по всему разрезу мезозоя, несмотря на отсутствие необходимых для этого данных. В результате разными авторами горизонты выделяются в разных объемах, границах и по разным признакам, в основном по литологическим, т. к. палеонтологические зачастую просто отсутствуют. Все это приводит к их произвольному выделению во многих разрезах, существенной “эволюции” в пространстве и времени даже в стратиграфических моделях одних и тех же авторов и официальных схемах.

В связи с отсутствием фауны “привязка” горизонтов к свитам вынужденная и зачастую не поддающаяся какой-либо логике. Так, в разрезе юры Западной Сибири одна группа горизонтов выделяется в объеме свит и с их же названиями: зимний, ловинский, баженовский и др. Алогично одно и то же литологическое тело одновременно относить к СП двух рангов: регионального (горизонт) и местного (свита, подсвита). К тому же, как отмечалось выше, горизонты и свиты должны выделяться по существенно различным признакам.

Ряд горизонтов в разрезе Западной Сибири выделяются в объеме части свиты: шараповский (нижняя толща джангодской свиты), тогурский (средняя толща джангодской свиты), надояхский (верхняя толща джангодской свиты) и др. Нелогичность такого подхода к выделению горизонтов заключается и в том, что подразделения низшего (местного) ранга (свиты) включают в себя до трех СП более высокого ранга (регионального). Если же их считать равноценными по рангу СП, то тоже не логично в составе подразделения одного ранга (свиты) выделять три СП того же ранга (горизонта) или на-

оборот. Существует и вариант, когда горизонт состоит из нескольких свит.

Из этих кратких примеров следует, что правила и процедура выделения горизонтов, как региональных стратиграфических подразделений, лишена логики и определенности. Во всем этом просматривается желание стратиграфов придать горизонту статус регионального яруса (“регояруса”), который выделяется “исключительно на биостратиграфической основе” [СК СССР, 1977, с. 24]. Однако, как следует из вышеизложенного, эта основа часто отсутствует и на практике он выделяется и прослеживается как геологическое тело (свита, часть свиты, ряд свит) определенного литолого-фациального облика с определенным предписанием возрастного объема. Выделяется этот объем разными авторами по-разному, и со временем этот возрастной интервал меняется (даже по определениям одного и того же исследователя). Понимая, что горизонт не отвечает требованиям регионального яруса, а является лишь его суррогатом, авторы СК СССР [1977] не рекомендуют использовать термин “регоярус”. Тем не менее, весь разрез мезозоя Западной Сибири, как уже отмечалось, поделен на горизонты, которыми на практике никто не пользуется.

Таким образом, горизонт, как основное региональное подразделение, не оправдывает надежды стратиграфов, в связи с тем, что не выполняет функцию “блока” в стратиграфической конструкции региона (бассейна). Следует заметить, что в этимологическом отношении данный термин также неточен, неудачен. Горизонт в переводе с греческого – линия, разграничивающая поверхность, но не тело. В таком понимании термин используется большинством зарубежных геологов, стратиграфов. Так, в “Международном стратиграфическом справочнике” [1978] стратиграфический горизонт определяется как “поверхность (выделено нами) раздела, указывающая на определенное положение в стратиграфическом разрезе” [с. 24]. На практике это могут быть электрокаротажные, сейсмические, лито-, био- и другого типа горизонты-реперы, маркеры, поверхности [Там же].

Данное определение и пояснение представляются достаточно точными и логичными. Тем не менее, в практике поисково-разведочных и эксплуатацион-

ных работ ряда нефтегазоносных бассейнов, в том числе и Западно-Сибирского, под горизонтом понимается переслаивание песчано-алевритовых пластов с глинистыми. По этим горизонтам считаются запасы углеводородов, составляются схемы разработки залежей и т. д.

В разрезе неокома Западной Сибири песчаные горизонты, как правило, являются регрессивными частями зональных циклитов, а пласты – субзональных. Пачки глин обычно приурочены к прогрессивным частям циклитов различного ранга. Достаточно выдержанные по площади и мощности глинистые пачки имеют собственные названия: пимская, быстринская, сармановская, чеускинская и др. Чаще всего, это прогрессивные (трансгрессивные) части региональных или зональных циклитов. Иногда это просто сравнительно небольшой мощности литологические тела, отличающиеся от ниже и вышележащих пород. На официальной стратиграфической схеме 1991 г. есть названия многих глинистых пачек, входящих в состав той или иной свиты. А отдельные пачки (например кошайская), в отличие от предыдущей схемы, в некоторых районах переведены в ранг свиты.

Многие горизонты, в последнем их понимании, тоже отмечены на схеме, но как некая дополнительная характеристика свит. Они даны в скобках в конце их краткой литологической характеристики, означая определенную их “привязку” к той или иной свите.

Напрашиваются следующие выводы. *Горизонт*, как единица категории региональных основных стратиграфических подразделений, предписываемая в качестве обязательной для региональных стратиграфических схем, является излишней. Учитывая нужду и практику поисково-разведочных работ Западной Сибири, в качестве горизонтов в региональных и особенно местных стратиграфических схемах целесообразно выделять литологические тела переслаивания песчано-алевритовых и глинистых пластов.

Роль изохронных (относительно, наиболее) стратиграфических подразделений в региональных и местных стратиграфических схемах могут и должны выполнять основные литостратиграфические подразделения – стратомы. Они, как уже отмечалось выше, являются слоевыми (осадочными) телами-системами (носителями, представителями) седи-

ментационных циклов. Общій термин для них – циклиты. Стратиграфический эквивалент циклитов – стратомы (парахронолиты, хронолиты).

За рубежом и в седиментологии (седиментационной цикличности), и в стратиграфии, как отмечалось выше, употребляется термин “сиквенс” – близкий (но не идентичный) по значению циклиту. По правилам и требованиям терминоведения использование одного и того же термина в разных значениях (и отношениях) не желательно. В отличие от авторов, многие американские геологи (П.Р.Вейл, Р.М.Митчем-мл., С. Томпсон, Дж. Б. Сангри, Дж. Н. Бабб, В. Г. Хетмелд и др.) сиквенсам, кроме значения тел циклов, придают еще статус не только региональных, но и глобальных стратиграфических подразделений. Они считают, что “используя глобальные циклы с их естественными и характерными границами, можно разработать международную геохронологическую систему на приемлемой основе. Если геологи объединят свои усилия по созданию более точных графиков региональных циклов и используют последние для повышения качества глобальной циклограммы, то она может стать более точным и надежным геохронологическим стандартом для всего фанерозоя” [Сейсмическая стратиграфия., 1982, с. 160–181].

И сиквенсы, и стратомы, в отличие от горизонтов СК СССР, представляют собой, как и большинство природных целостных объектов, иерархически организованные системы с внутренней (элементы – части – целое) и внешней (элементарные, зональные, региональные и более высокого ранга стратомы) соподчиненностью. Соотношение ранговых подразделений сиквенсов и стратомов (циклитов) – специальный вопрос, нуждающийся в специальном рассмотрении в ближайшем будущем.

В региональных и местных стратиграфических схемах Западной Сибири целесообразно отражать не все ранговые подразделения, а начиная с субзональных и зональных, с которыми связаны важные в практическом отношении телогоризонты, пласты и пачки. Важнейшим СП литостратиграфической шкалы являются регостратомы, которые выполняют роль основных блоков стратиграфической конструкции. Они достаточно ярко обнаруживаются в обнажениях, по

керну и каротажу скважин, а также на сейсмограммах, что немаловажно. Последнее качество регостратомов (и зонетратомов) является существенным практическим отличием от "горизонтов", которые невозможно выделить и проследить на сейсмических профилях. Группа, союз из нескольких (часто девяти) регостратомов (регоциклитов), составляет подразделение следующего ранга — некостратом, например, юрско-неокомский, апт-неогеновый в разрезе Западной Сибири, венд-кембрийский в разрезе Восточной Сибири. Два некостратома образуют подразделение, близкое по продолжительности к галактическому году, поэтому названо галстратомом. Это мезозойско-кайнозойские осадочные чехлы молодых эпигерцинских платформ: Западно-Сибирской, Туранской, Скифской и др.

По нашим представлениям, венд-фанерозойские отложения толщи осадочных чехлов древних платформ (Сибирской, Восточно-Европейской, Северо-Американской, Бразильской, Африкано-Аравийской и других) состоят из трех галстратомов. Поэтому данное СП и названо тригалстратомом. Продолжительность формирования этого ранга СП примерно 630 млн лет [Шкала геологического времени..., 1985].

Именно в таком виде представляется иерархически организованная шкала основных литмостратиграфических подразделений (стратомов) региональных и местных стратиграфических схем. Как уже отмечалось выше, СП каждого ранга может быть подразделено на две основные части. С ними могут определенным образом соотноситься литостратиграфические подразделения.

На региональных схемах не принято изображать шкалу времени, геохронологическую шкалу. По существу, это "линейка", в качестве единицы измерения которой должны быть миллионы лет. Номенклатура и терминология геохронологических подразделений, соотносенных с подразделениями общих СП, достаточно разработана, общепринята и каких-либо замечаний не вызывает. Вопрос целесообразности и необходимости разработки номенклатуры и терминологии геохронологических подразделений, соотносенных с литмостратиграфическими подразделениями, нуждается в специальном обсуждении.

Как следует из вышеизложенного, в стратиграфии как общей, теоретической, так и региональной существует немало нерешенных вопросов. Западная Сибирь в настоящее время и в обозримом будущем — основной нефтегазодобывающий район России. Несмотря на падение добычи нефти и газа и резкое сокращение объемов геолого-разведочных и эксплуатационных работ, в ближайшем время этот процесс должен стабилизироваться. На региональной стратиграфии базируется решение важных вопросов строения и формирования как всего региона, так и отдельных зон и районов. От качества этих исследований во многом зависит представление о модели строения и формирования залежей и месторождений, а следовательно, и выбор оптимальных схем их разведки и эксплуатации, а также обоснованный выбор направлений поисково-разведочных работ. На материале этого региона могут решаться многие актуальные вопросы региональной стратиграфии. В частности, для решения вопросов детальной корреляции неокомских продуктивных отложений Приобской нефтеносной зоны и ей подобных.

В качестве примера, иллюстрирующего важность и целесообразность литмостратиграфических исследований, будет рассмотрена схема стратиграфии неокома Приобской зоны и смежных районов. Именно на этой стратиграфической основе выполнен большой объем стратиграфических и структурных исследований, палеоструктурных, фациальных и палеогеоморфологических реконструкций, позволивших расшифровать закономерности размещения и понять условия формирования песчаных резервуаров и залежей нефти, связанных с ними. Именно этим вопросам во многом посвящено содержание настоящей монографии.

3.4. Литмостратиграфическая модель неокомских отложений Приобской нефтеносной зоны

Вслед за А.Л.Наумовым, Т.М.Онищук, М.М.Бинштоком [1977], Л.Ш.Гиршгорном [1983], А.А.Неждановым и др. [Сейсмогеологический прогноз..., 1992] и другими исследователями считаем, что неокомский разрез Широкого Приобья имеет клиноформное строе-

ние (рис. 3.4). Хотя ряд геологов (И.И.Нестеров, Ю.В.Брадучан, Л.П.Климушина, Т. Ф. Колмиков, Б. А. Онищенко и др.), как отмечалось выше, отрицают существование клиноформ [Нестеров, 1992].

Клиноформное строение неокома убедительно проявляется как на региональных [Сейсмогеологический прогноз..., 1992; Мкртчян и др., 1987], так и локальных сейсмопрофилях и подтверждается детальной корреляцией разрезов скважин.

В наиболее полных разрезах территории исследования выделяются два регоциклита (стратома): сармановский (нижний) и пимский. Нижний циклит хорошо выделяется в восточной части зоны. В разрезах крайне западных скважин (2хм, 4хм, 290, 617, 418, 18с, 266) от этой клиноформы остается лишь глинистая пачка (ундаформа) мощностью не более 40–50 м, “прижимающаяся” к баженовской “свите”. Есть все основания полагать, что валанжин уже в этих разрезах почти полностью представлен маломощными битуминозными аргиллитами баженовской “свиты”. А западнее, за пределами Приобской зоны, вероятнее всего, нижнеготеривские отложения сармановской клиноформы-циклита (клиноциклита) также замещаются битуминозными аргиллитами. По представлениям А. А. Нежданова и др. [Сейсмогеологический прогноз..., 1992], битуминозными глинами замещаются даже возрастные аналоги пимской пачки и вышележащих пластов АС₇–АС₁₂ одноименной клиноформы. Так как “Стратиграфическим кодексом СССР” [1977] “разрешается” возрастное скольжение границ свит до половины яруса, то битуминозные глины выделены в тутлеймскую свиту.

Мы пока не располагаем данными о замещении битуминозными глинами пимской пачки, а тем более вышележащих песчано-глинистых отложений. В этой связи необходимо обратить внимание на противоречия между представлениями, отраженными на официальной стратиграфической схеме 1991 г., и сложившейся практикой. Битуминозные отложения тутлеймской свиты на этой схеме действительно частично отнесены к готеривскому ярусу. Однако это отмечается в Березовском районе Приуралья, т. е. в области, где клиноформы имеют иное, встречное (восточное) падение по

отношению к западным клиноформам Широкого Приобья. Между ними Фроловская нефтегазоносная область, в пределах которой принято считать возраст баженовской свиты волжско-берриасским, возможно, отчасти (в некоторых районах) нижневаланжинским. А мощная (более 800 м) толща глин валанжина-нижнего апта выделяется во фроловскую свиту. Данная область, связанная с Мансийской синеклизой, включает Приобскую зону. Следовательно, одно из двух – либо песчано-глинистые отложения неокома Широкого Приобья, в том числе Приобской зоны, на западе, в центральных районах Фроловской нефтеносной области, замещаются глинами фроловской свиты, либо большая часть клиноформного разреза неокома (берриас-нижний готерив) замещается маломощными битуминозными аргиллитами. По правилам Стратиграфического кодекса СССР такие отложения, несмотря на их литологическое однообразие, не могут быть выделены в одну свиту, в связи со значительным диапазоном возрастного скольжения (четыре яруса) верхней границы. По нашему мнению, эта битуминозная толща должна быть выделена в *баженовскую формацию* (рис. 3.5), как это уже предложено ранее некоторыми исследователями (А. А. Нежданов, Ю. Н. Карогадин и др.).

В большинстве стран мира, как уже отмечалось, формации выделяются в качестве основных литостратиграфических единиц, без ограничения их возрастного скольжения. Представляется, что и нашим геологам следует принять международные нормы и правила стратиграфии.

При формационно-стратиграфическом подходе в составе волжско-неокомских отложений центральных областей Западной Сибири следовало бы вместо более чем 10 свит и нескольких десятков подсвит выделить всего три-четыре формации (снизу вверх): *баженовскую* – битуминозных аргиллитов волжско-готеривского возраста, *мегионскую* или *усть-балыкскую* (или *мегионско-усть-балыкскую*) клиноформную берриас-готеривского возраста и *вартонскую* зеленоцветно-сероцветную готерив-барремского возраста (рис. 3.6).

По существу, эти формации, как уже указывалось, отражают литолого-фациальные, палеогеографические обстановки ряда основных этапов крупного юрско-

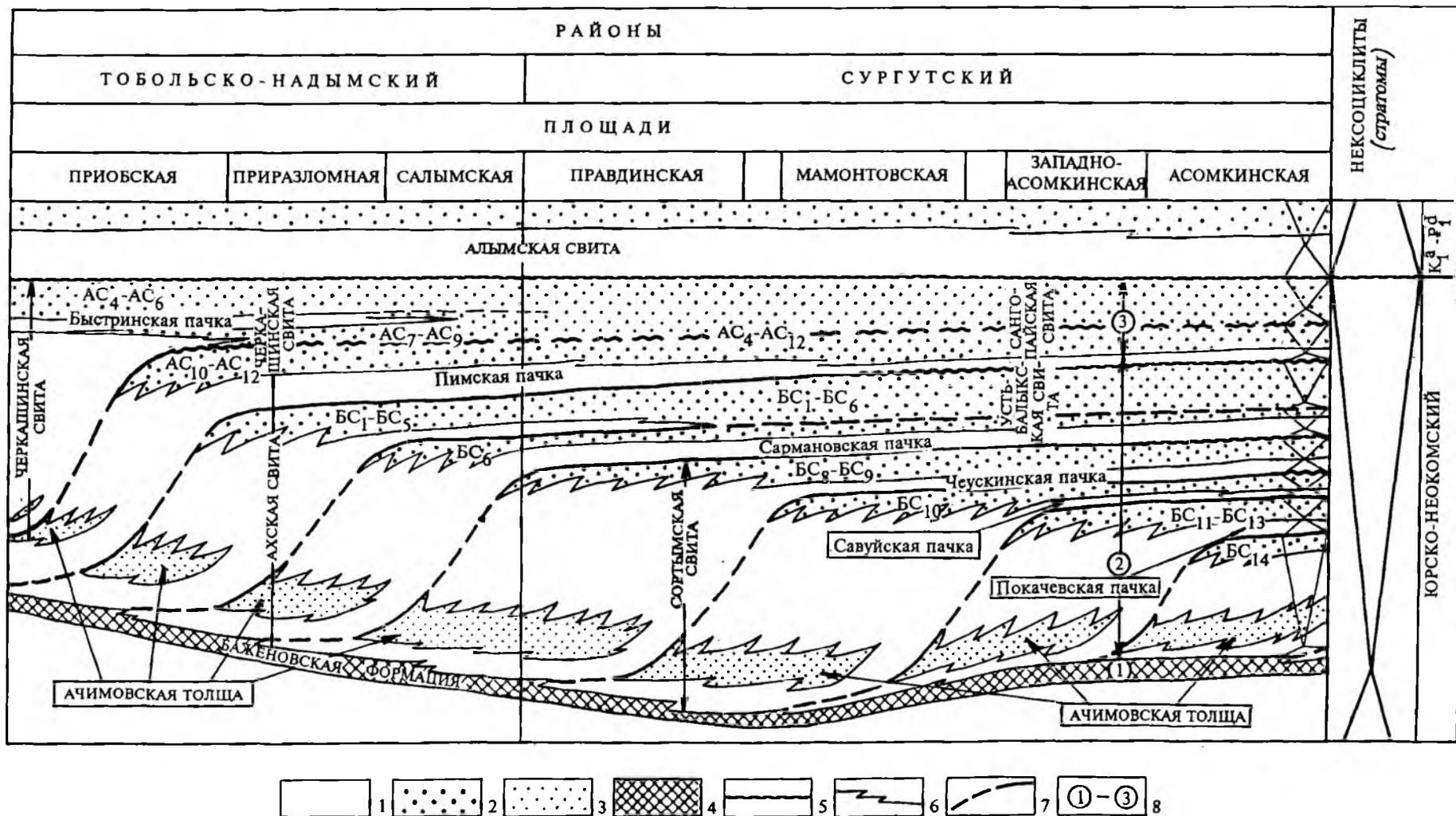


Рис. 3.4. Палеолитмостратиграфическая модель неокомского разреза Тобольско-Надымского и Сургутского районов:

1 – преимущественно глины; 2 – преимущественно песчаники вартовской формации и верхнемегионской субформации; 3 – алевритопесчаники ачимовской толщи; 4 – битуминозные аргиллиты баженовской формации; 5 – установленные и предполагаемые перерывы в осадконакоплении; 6 – границы литологического замещения; 7 – границы клиноциклитов; 8 – формации: 1 – баженовская, 2 – мегионская, 3 – вартовская.

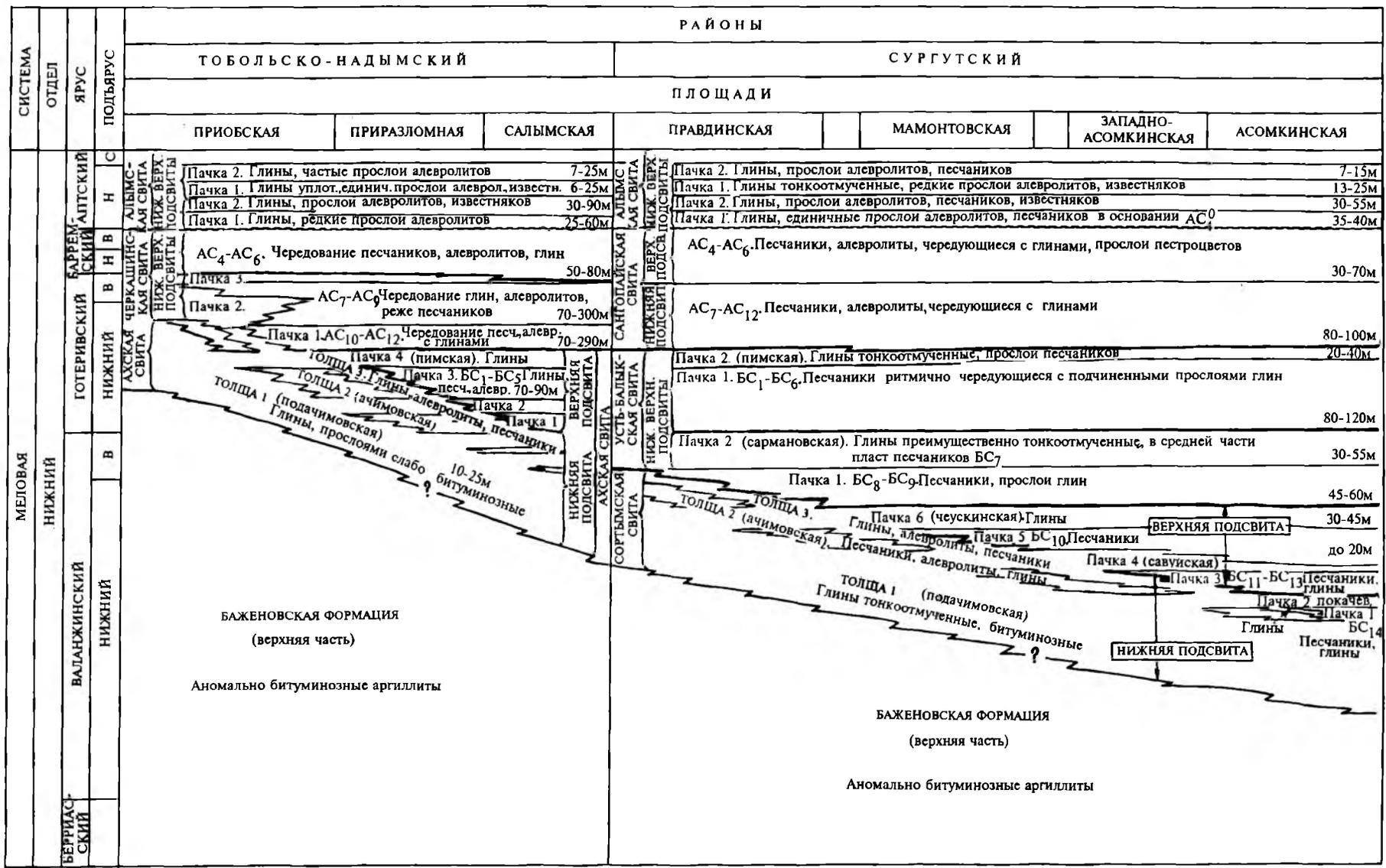


Рис. 3.5. Предлагаемый вариант уточненной стратиграфической схемы с учетом литостратиграфической корреляции. Тобольско-Надымский и Сургутский районы.

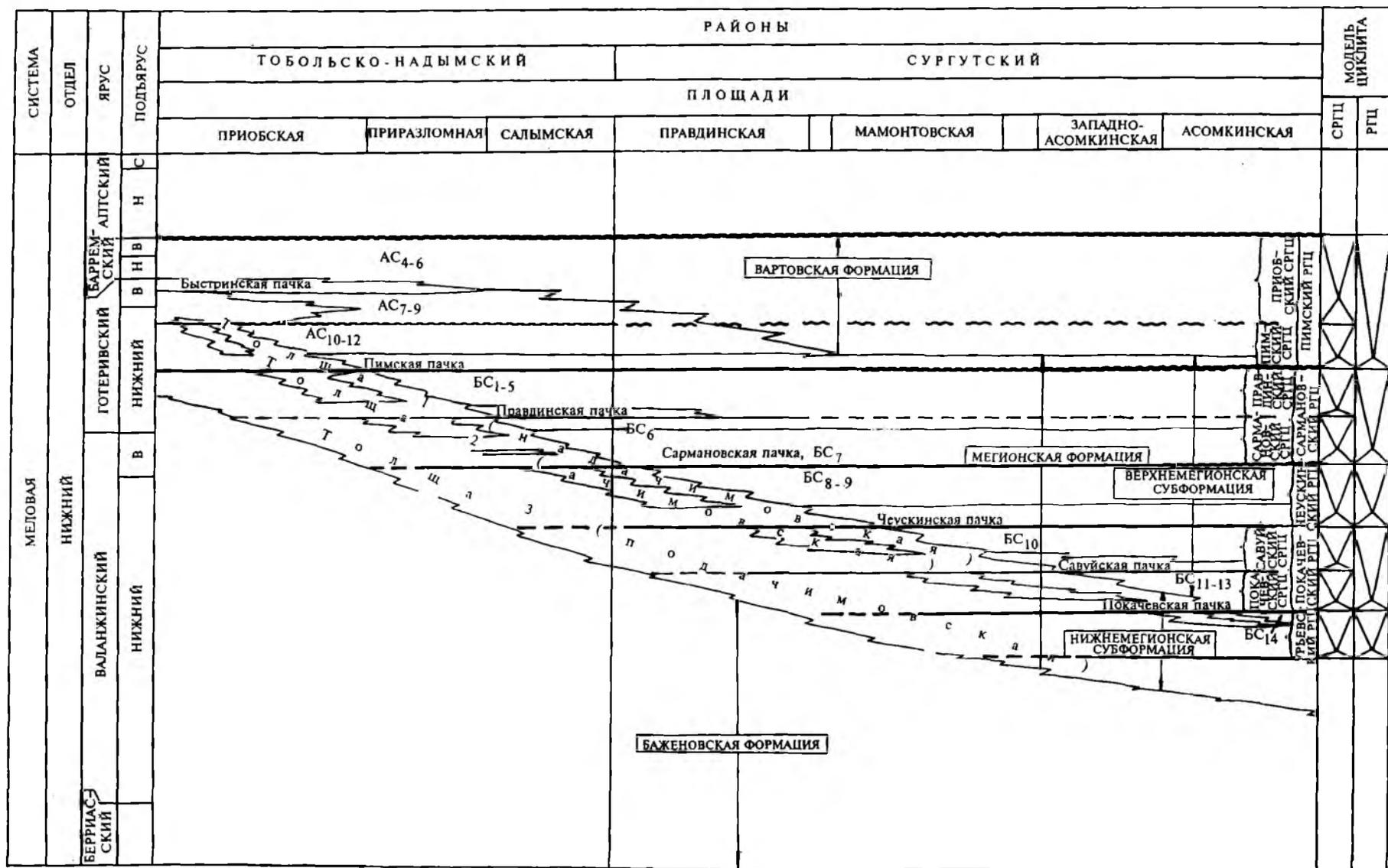


Рис. 3.6. Литмостратиграфическая схема неокомских отложений Тобольско-Надымского и Сургутского районов.

неокомского трансгрессивно-регрессивного цикла седиментации, а именно: баженовская формация – это волжские финально-трансгрессивные отложения на значительной территории (более 1 млн км²) бассейна седиментации. Верхняя, тоже маломощная её часть сформировалась в сохранявшихся глубоководных условиях инициально-регрессивной фазы берриас-готерива того же цикла, сокращаясь и “прижимаясь” к мигрирующей во времени приосевой области палеобассейна. Такой областью была система депрессий, объединяемых* многими геологами в Мансийскую синеклизу. В это же время и в эту же фазу в пределах глубоководной присклоновой части бассейна отлагался довольно мощный песчано-алевритоглинистый клиноформный комплекс нижнемегионской субформации. Одновременно с ним формировались менее мощные субпараллельно (субгоризонтально) залегающие пласты верхнемегионской субформации, кровля которой “скользит” в пределах рассматриваемой территории от кровли пимской до кровли быстринской пачек.

Вартовская формация готерив-баррема сформировалась в готерив-барремскую финально-регрессивную фазу. К этому времени бассейн на большей части территории уже был существенно заполнен осадками. Даже в центральных его районах наступил режим практически компенсированного осадконакопления с полого выраженным наклоном пластов. Здесь отлагались в различной степени алевритистые сероцветные глины, а к периферии бассейна (Нижевартровский, Александровский, Васюганский и др. районы) сероцветно-зеленоцветно-пестроцветные мелководно-лагуно-прибрежные осадки. На юго-востоке, как известно, они замещались лагунными красноцветными отложениями *кьялинской свиты (формации)*. Близки нашим взглядам высказывания Л. Я. Трушковой, В. П. Игошкина и других геологов. Модель строения и формирования неокома нам представляется более простой и логичной, чем существующая. И это немало важно для понимания и решения вопросов основных источников генерации УВ, направления их миграции, законо-

мерностей размещения и концентрации крупных скоплений, а также оценки перспектив и дальнейшего наращивания запасов жидких углеводородов.

Нами отстаивается представление о замещении на западе неокомских клиноформ Широкого Приобья битуминозными аргиллитами баженовской формации* [Карогодин, 1994].

На большей части рассматриваемой территории развиты преимущественно песчано-глинистые отложения пимского (готерив-барремского) циклита (клиноциклита, рис. 3.7). Данный циклит, как и все нижележащие, сформировался в трансгрессивно-регрессивный региональный цикл, завершающий регрессивную фазу крупного юрско-неокомского цикла (нексоцикла). Глины пимской пачки (финально-прогрессивная часть пимского циклита) отлагались в период региональной готеривской трансгрессии при резком и относительно высоком подъеме уровня Мирового океана [Биншток, 1980; Гоголенков и др., 1988].

Вышележащие песчано-глинисто-алевритовые отложения (горизонты АС₄-АС₁₂) готерив-баррема черкапинской свиты представляют собой регрессивную половину этого циклита. Эти образования литологически и морфологически в разных частях представлены по-разному с общей тенденцией глинизации на запад, в сторону мигрирующей во времени и пространстве приосевой зоны палеобассейна. В разрезе этого регионального циклита выделено два субрегиональных циклита (СРГЦ): собственно пимский и приобский** (см. рис. 3.6, 3.7, табл. 3.2).

* Ю. Н. Карогодин. Стратиграфическая “дыра” мезозоя Западной Сибири // Наука в Сибири, 2 февр., 1990 (№ 4).

** Названия клиноформам и клиноциклитам даются, как правило, по названиям залегающих в их основании глинистых пачек. Однако в данном случае приобский циклит имеет более-менее симметричное строение, а глинистые пачки в его составе регионально не выдержаны, в том числе и быстринская, которая показана в стратиграфической схеме и выделяется в регрессивной части данного циклита. Так как в восточном направлении происходит опесчанивание разреза пимского РГЦ, то субрегиональные циклиты в его составе уверенно выделяются только в пределах Приобской зоны. Поэтому авторы сочли целесообразным дать название субрегионального циклита по территориальному принципу – “приобский”.

* Это объединение, как будет показано в следующей главе, у нас вызывает серьезные сомнения.

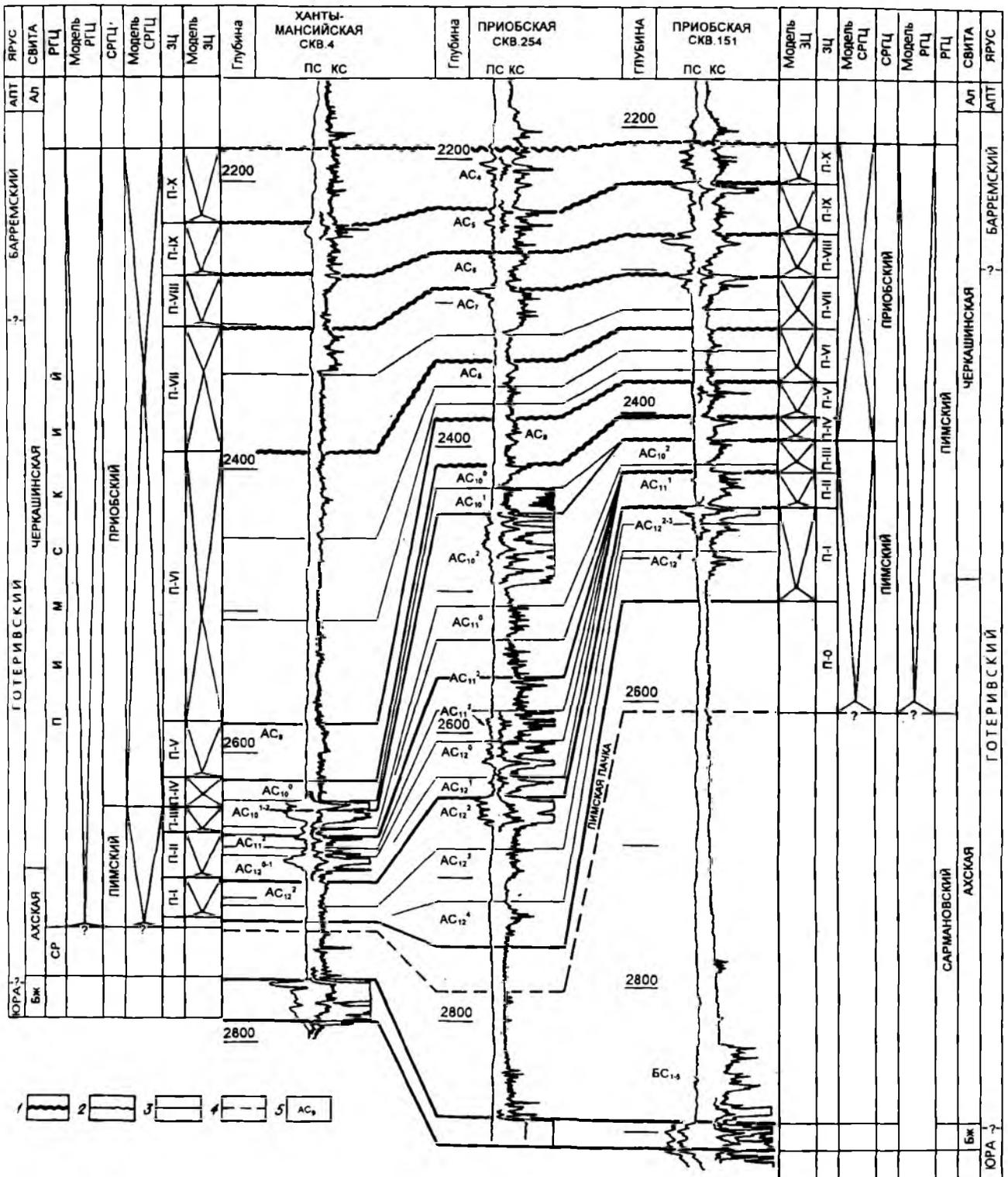


Рис. 3.7. Модель системно-литмологического расчленения неокомских продуктивных отложений Приобской нефтеносной зоны.

Границы: 1 – юрско-неокомского неосоцикла, 2 – зональных циклитов, 3 – субзональных циклитов, 4 – подошвы пимской пачки, 5 – индексы продуктивных пластов; Ал – алымская свита, Бж – баженовская свита, СР – сармановский региональный циклит.

Таблица 3.2

**Положение продуктивных пластов и горизонтов Приобской нефтеносной зоны
в структуре пимского регионального клиноциклита**

| ЯРУС | СВИТА | Клино-форма | РГЦ | СРГЦ | ЗЦ | СЗЦ | Индексы пластов ПНЗ | Модели | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------|-------------------------------|-------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|-----|---------------------|--------|------|-----|------|-----------------|---|---|---|---------------|---------|-------------------|--------------------|-------------------------------|-------------------------------|---|---|
| | | | | | | | | ЗЦ | СРГЦ | РГЦ | | | | | | | | | | | | | |
| БАРЕМСКИЙ | ЧЕРКАШИНСКАЯ | Быстринская | П И М С К И Й | Приобский | П-Х | | AC ₄ | X | X | X | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | П-IX | AC ₅ | X | X | X | | | | | | | | |
| П-VIII | AC ₆ | X | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | Быстринская пачка | | | | | |
| П-VII | AC ₇ | X | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | П-VI | AC ₈ | X | X | X | |
| П-V | AC ₉ | X | | | | | | | | | | | | | | X | X | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | П-IV | П-IV ² | AC ⁰ ₁₀ | X | X | X |
| П-IV ¹ | AC ¹ ₁₀ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| ГОТЕРИВСКИЙ | АХСКАЯ | Пимская | | | | | | | | | | | | | | П И М С К И Й | Пимский | П-III | П-III ³ | AC ² ₁₀ | X | X | X |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | П-II | П-II ⁴ | AC ² ₁₁ | X | X |
| | | | П-II ³ | AC ³ ₁₁ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | П-II ² | AC ⁰ ₁₂ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | П-II ¹ | AC ¹ ₁₂ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | П-I | П-I ³ | AC ² ₁₂ | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | П-I ² | AC ³ ₁₂ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | П-I ¹ | AC ⁴ ₁₂ | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | П-0 | Надпимская пачка | | X | X | X | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | Пимская пачка | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | БС | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Первый представлен в нижней прогрессивной части пимской пачкой и песчано-алевритовыми горизонтами AC_{11-12} и пластом AC_{10}^2 , переслаивающимися с серыми, в различной степени алевритистыми пачками глин. Второй — пластами $AC_{10}^{0-1} - AC_4$ в составе преимущественно глинистой толщи.

Пимский СРГЦ представляет собой типичную клиноформу с относительно резким падением пластов на запад, замещением песчано-алевритовых горизонтов глинами и довольно резким уменьшением общей мощности в фундаформной части (рис. 3.8). Как уже отмечалось выше, пимская пачка в разрезах западных скважин вплотную "приближается" к баженовским аргиллитам, а еще западнее, вероятнее всего, превращается в них. Верхний, приобский, СРГЦ представлен переслаиванием с пачками в различной степени алевритистых глин песчано-алевритовых пластов ($AC_{10}^1 - AC_8$) в прогрессивной (трансгрессивной) и пластов $AC_7 - AC_4$ в регрессивной частях. Эта часть циклита имеет неясно выраженное клиноформное (квазиклиноформное) строение. На территории исследования горизонты $AC_4 - AC_6$ и подстилающий быстринскую пачку AC_7 характеризуются наклоном на запад, но без крутого падения, типичного для клиноформ. Как уже отмечалось выше, во время формирования этого циклита значительная территория бассейна седиментации, и Приобская зона в том числе, находились практически в режиме компенсированного осадконакопления. Поэтому данные отложения в пределах Приобской зоны целесообразно выделить в вартовскую формацию (см. рис. 3.6). Различие в строении этих субрегиональных циклитов, связанное с условиями их формирования, сказалось на типах резервуаров, ловушек и залежей.

Рассмотренная литмостратиграфическая модель неокома еще далека от совершенства и со временем, безусловно, будет уточняться. В этой связи нельзя не обратить внимание на существенно отличающиеся представление других исследователей об иерархической организации циклитов.

Так, на схемах цикличности юрско-меловых отложений, представленных А. А. Неждановым с соавторами [Сейсмо-геологический прогноз., 1992, с. 63,

рис. 7; с. 71, рис. 9], волжско-барремские отложения отнесены к одному региональному циклиту, в составе которого выделяется не менее девяти зональных прогрессивно-регрессивных циклитов (рис. 3.9, 3.10). По проведению границ циклитов и их структуре у нас нет расхождений, но по номенклатуре они весьма существенны.

Из опыта следует, что региональные циклиты по продолжительности составляют примерно $8-10 \pm 2$ млн лет. Продолжительность неокома примерно 35 млн лет [Шкала геологического времени., 1985], т. е. это 3,5–4,5 региональных циклита, но никак не один. Над моделью иерархической организации, номенклатурой и терминологией предстоит еще немало поработать.

3.5. Номенклатура продуктивных пластов и их место в структуре циклитов

Литмостратиграфический анализ продуктивных отложений предполагает выявление иерархической структуры объектов исследования слоевых ассоциаций циклитов. Это и есть реализация принципа субординации (иерархии) в системном анализе слоевых ассоциаций. Кроме циклитов регионального и субрегионального уровня по комплексу ГИС на каротажных диаграммах можно выделить и проследить еще три ранга циклитов: зональные, субзональные, а в разрезах эксплуатационных скважин и темциклиты (ТЦ). В Приобской зоне первым соответствуют песчано-алевритовые пласты $AC_4 - AC_{10}^0$ и горизонты $AC_{10} - AC_{12}$, а вторым — пласты в составе этих горизонтов и глинистые пачки под ними. Например, AC_{12}^1 и пачки глин под ним; AC_{12}^2 и пачка глин; AC_{12}^3 с пачкой подстилающих глин и т. д. Пласты, выделяемые в составе темциклитов, индексируются как AC_{12}^{1a} , AC_{12}^{1b} и т. д.

В разрезе пимского регионального циклита выделено одиннадцать зональных циклитов (ЗЦ): П-0 — П-Х*. В их

* Зональный циклит П-0, в основании которого залегают конденсированные осадки пимской пачки, по существу, представляет собой группу из неопределенного количества ЗЦ.

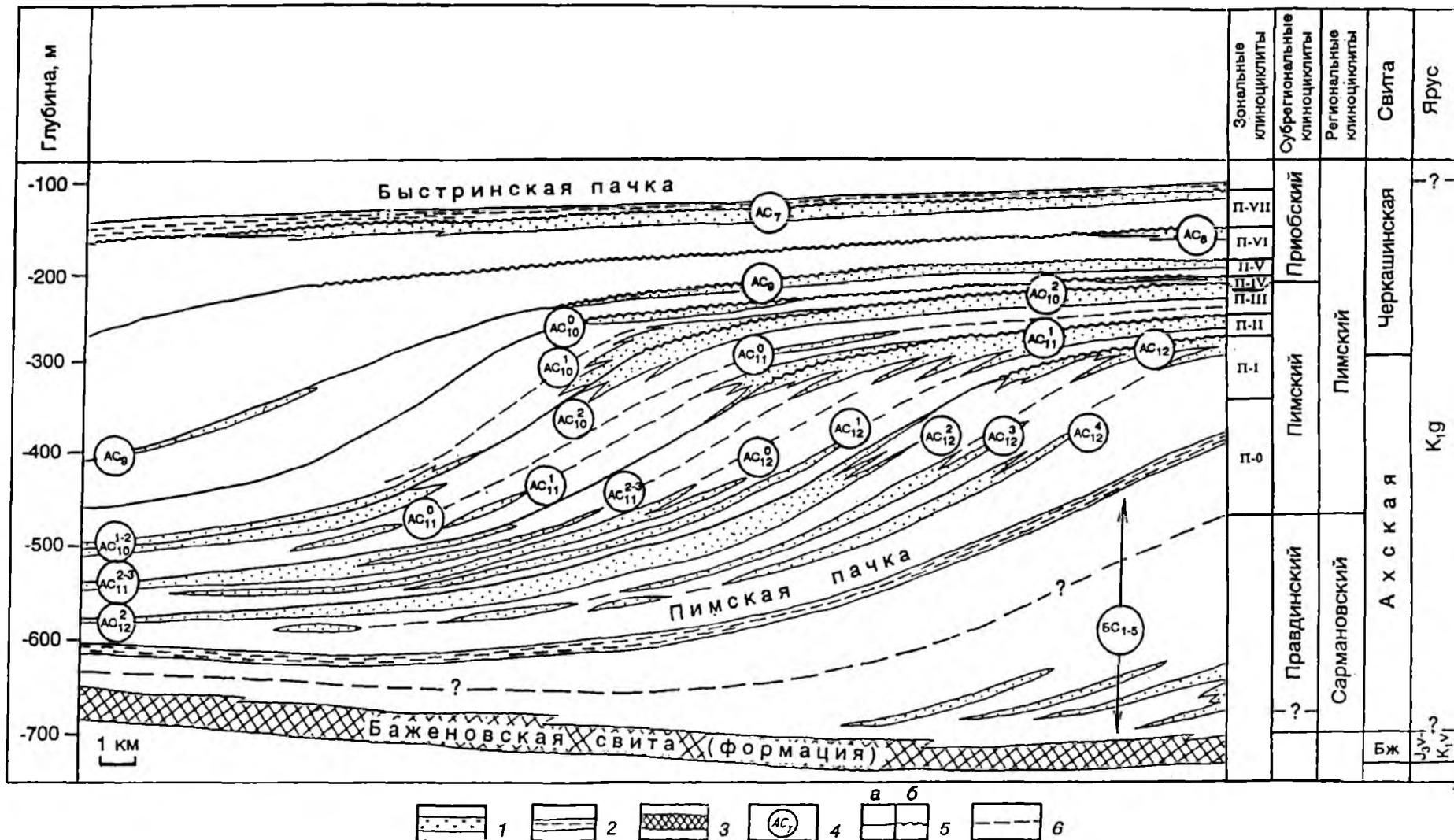


Рис. 3.8. Модель продуктивной части пимской региональной клиноформы Приобской зоны нефтенакопления (палеофиль к началу апта):

1 – песчаные, алевритопесчаные продуктивные и потенциально продуктивные пласты; 2 – региональные глинистые пачки; 3 – битуминозные аргиллиты баженовской свиты; 4 – индексы продуктивных пластов; 5 – границы клиноформ-циклитов: а – в глубоководных отложениях, б – в мелководно-морских отложениях (уровни установленных и предполагаемых размывов и перерывов); 6 – граница пимского и сармановского региональных клиноформ-циклитов.

составе, за исключением П-0, выделяются пласты AC_{12}^{2-4} , $AC_{11}^{1-3} - AC_{12}^{0-1}$, $AC_{10}^2 - AC_{11}^0$, AC_{10}^{0-1} , AC_9 , AC_8 , AC_7 , AC_6 , AC_5 , AC_4 (см. табл. 3.2). Субзональные циклиты (СЗЦ) выделены только в четырех нижних ЗЦ (П-I - П-IV) в связи с большой мощностью их продуктивных частей. Степень расчлененности того или иного ЗЦ обусловлена практической целесообразностью. Например, темциклиты выделяются в разрезах практически всех пластов, но проследить их можно только в пределах эксплуатационного участка. Большие надежды на точную привязку границ циклитов различного ранга и дробное литмостратиграфическое деление неокомского разреза мы возлагаем на совместный анализ материалов скважин и трехмерной (объемной) сейсморазведки. По предварительным данным (материалы В. И. Кузнецова) зональные циклиты не предел детального выделения циклитов по данным сейсморазведки.

3.6. Корреляция продуктивных отложений

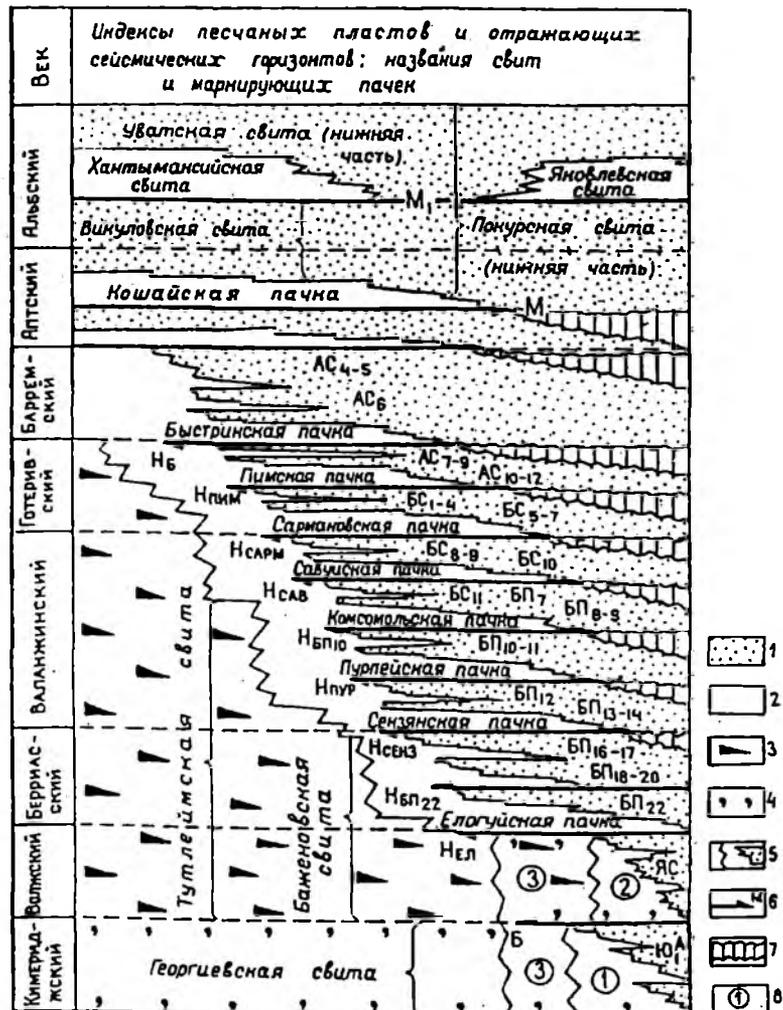
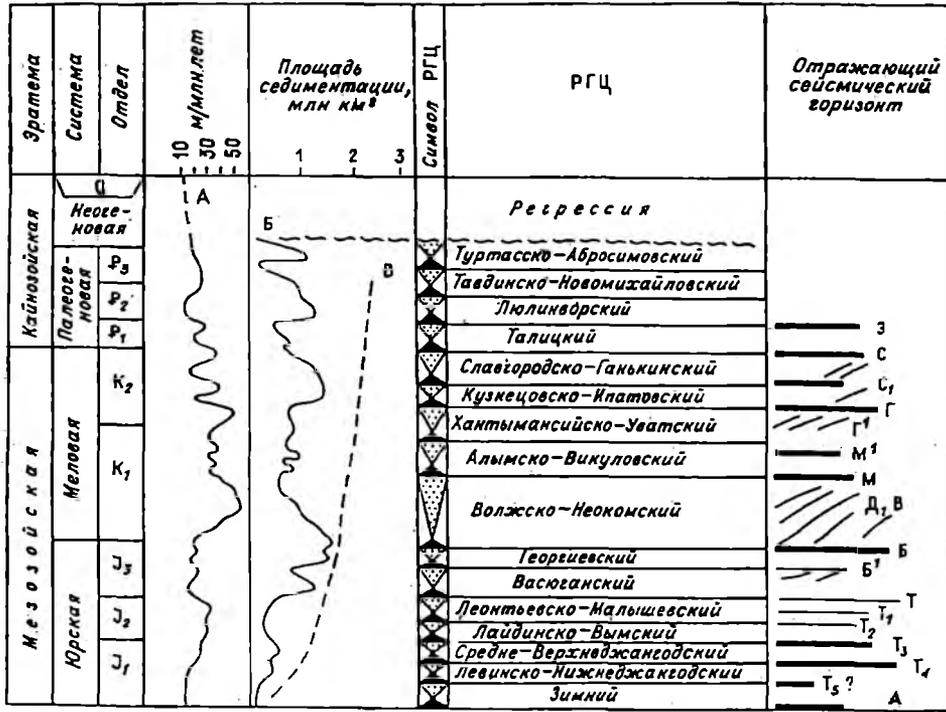
Многие исследователи считают, что клиноформы-циклиты начинаются с пачки глин. Детальный анализ большого объема геолого-геофизических данных, в том числе по эксплуатационному участку Приобского месторождения, позволил установить, что пачки глин, как правило, являются лишь финально-трансгрессивными частями. Полные же трансгрессивные части циклитов в некоторых случаях могут превышать их по мощности в несколько раз, включая продуктивные, в том числе базальные, песчано-алевритовые пласты. В частности, установлено, что в восточном направлении, в сторону Приразломного месторождения, происходит опесчанивание отложений в основании П-VI - П-VIII. В таком случае граница между ЗЦ на Приразломном месторождении проходит внутри песчаных пластов AC_{7-9} . По данным бурения эксплуатационных скважин аналогичные ситуации выявились практически по многим продуктивным пластам основных горизонтов AC_{10-12} , связанных с глубоководными отложениями. Глубоководные осадки представляют собой практически непрерывную стратиграфическую последовательность за исключением перерывов, причиной которых явились оползни,

турбидитовые потоки и т. д. Это особенно хорошо заметно по каротажным диаграммам скважин с разрезами глубоководных отложений. Смена регрессивных песчано-алевритовых отложений на глинистые происходит постепенно, что отражают кривые каротажа.

На субрегиональном уровне ярким примером является приобский циклит. К его прогрессивной части относятся пласты $AC_8 - AC_{10}^{0-1}$. Граница между субрегиональными циклитами пимского РГЦ проходит внутри горизонта AC_{10} . В это время повышение уровня моря не было столь резким, как считается многими исследователями, а происходило относительно медленно. Постепенное смещение от пласта AC_{10}^1 к AC_8 на восток основных районов формирования песчаных фаций обусловлено не только колебаниями уровня моря, но также скоростью прогибания дна бассейна и количеством поступающих осадков.

Аналогичная проблема существует и на региональном уровне. Нижняя граница пимского РГЦ пока точно не определена. Известно, что она проходит внутри верхних пластов группы БС. Вышележащие песчано-глинисто-алевритовые отложения (пласты и горизонты AC_{4-12} готерив-баррема черкашинской свиты), как уже отмечалось, представляют собой регрессивную половину этого циклита.

В связи с новыми представлениями о структуре циклитов намечается расхождение в понятиях "клиноформа" и "циклит". Выделение клиноформ началось с выделения их на сейсмических разрезах, на которых глинистые пачки (особенно региональные) фиксируются высокоамплитудными отражениями. Традиционно региональные клиноформы (например пимская, сармановская, чеускинская и др.) принято выделять от одной глинистой пачки в основании клиноформы до следующей. Если принимать, что эти пачки находятся в основании циклитов, то понятия "сейсмоклиноформа" и "циклит" практически совпадают. Однако в том случае, когда сейсмокомплекс начинается не с глин, термины сейсмокомплекс-клиноформа и циклит (клиноциклит) нельзя считать синонимами. Ярким примером клиноциклитов являются пимская и приобская клиноформы. Клиноциклит - это тело *трансгрессивно-регрессивного циклита* с ярко вы-



раженной формой клина (клиноформы). В схематичном виде клиноциклит состоит из нижней трансгрессивной пачки глин с так или иначе выраженными базальными слоями. Чаще всего это мало-мощные алевритистые глины, иногда с глауконитом, реже – это относительно мало-мощные песчано-алевритовые слои. Верхние регрессивные пачки – это более мощная половина клиноциклита, представленная переслаиванием песчаников, алевритов, алевропесчаников, чаще всего в виде линз той или иной протяженности с глинами различной мощности и протяженности.

С момента открытия Приобского месторождения его модель, а соответственно, и модель строения всей зоны существенно изменились. Как будет сказано в разделе, посвященном истории открытия месторождения, в первоначальном проекте была заложена модель, близкая к плоскопараллельной, а продуктивные пласты, вскрытые первыми скважинами, относились к группе БС. По мере накопления фактического материала, данных бурения и сейсморазведки, проведения сейсмостратиграфических исследований была предложена клиноформная модель, которая затем учтена при составлении плана доразведки месторождения в 1987 г. и при подсчете запасов.

К настоящему времени в пределах исследуемой территории пробурено уже около 200 поисково-разведочных и более 250 эксплуатационных скважин. Детальное изучение результатов эксплуатационного бурения выявило некоторые новые принципиальные моменты в строении и корреляции пластов продуктивного комплекса, в первую очередь, основных продуктивных горизонтов АС₁₀₋₁₂. По результатам расчленения ундаформной зо-

ны пимского регионального клиноциклита, в разрезе которой очень хорошо проявляется цикличность зонального порядка, горизонты АС₁₁ и АС₁₂, выделяются, соответственно, в разрезах ЗЦ П-I и П-II. На сейсмических профилях в части разреза, соответствующей склоновой зоне пластов в составе этих горизонтов, отсутствуют достаточно яркие отражения, по которым можно было бы судить о наклоне пластов этой части разреза. Мощная песчаная толща ниже пласта АС₁₁¹ была отнесена к горизонту АС₁₂, т. е. к ЗЦ П-I. Было выделено четыре пласта (снизу вверх) – АС₁₂³, АС₁₂², АС₁₂¹ и АС₁₂⁰. Пласты, выделяемые между АС₁₂⁰⁻³ и АС₁₁¹, индексировались как АС₁₁²⁻⁴ и в таком варианте корреляции представлялись слабонаклонными. На основании детальной системно-литмологической корреляции выяснилось, что в пределах эксплуатационного участка кровле П-I соответствует кровля пласта АС₁₂². В таком случае становится вполне понятным и закономерным уменьшение мощности пластов АС₁₂⁰ и АС₁₂¹ по сравнению с АС₁₂², т. к. последний формировался в условиях финала регрессии зонального цикла седиментации.

При корреляции пласта АС₁₂² по разрезам эксплуатационных скважин оказалось, что он имеет более крутое падение и в разрезе разведочной скв. 176, расположенной на востоке эксплуатационного участка, находится на один пласт выше, чем предполагалось ранее при корреляции разрезов только разведочных скважин. Под ним выделяются еще два продуктивных пласта, которые предлагается индексировать как АС₁₂³ и АС₁₂⁴.

Рис. 3.9. Схема региональной цикличности осадочного чехла Западной Сибири [Сейсмогеологический прогноз..., 1992]:

А – средневзвешенные по площади скорости осадконакопления; Б – площади развития глинистых осадков, связанных с относительно глубоководными фациями; В – общие площади седиментации.

Рис. 3.10. Зональная циклостратиграфическая схема верхнеюрско-нижнемеловых отложений по региональному сейсмическому профилю 19 [Сейсмогеологический прогноз..., 1992]:

1 – песчаники; 2 – глины; 3 – битуминозные глины; 4 – глауконит; 5 – фациальные замещения; 6 – отражающие сейсмические горизонты, их индексы (стрелками показано прекращение прослеживания горизонтов); 7 – перерывы; 8 – верхнеюрские свиты: 1 – сивовская (верхняя подсвита), 2 – яновстанская, 3 – марьяновская.

По уточненным данным изучения геологических разрезов профилей эксплуатационных скважин отложения зонального клиноциклита (ЗКЦ) П–II, к которому, как уже отмечалось ранее, относились пласты AC_{11}^{1-4} , имеют такое же крутое падение как и остальные (AC_9 , AC_{10}^0 , AC_{10}^{1-2} , AC_{12}^{2-4} , рис. 3.11). Литмологический анализ позволил расчленить ЗЦ П–II на четыре субзональных. К нижним двум относятся пласты AC_{12}^1 и AC_{12}^0 (рис. 3.12)*, к двум другим – пласты, которые предлагается индексировать как AC_{11}^3 и AC_{11}^2 соответственно (см. табл. 3.2; рис. 3.7, 3.8, 3.11). Пласт же, индексируемый как AC_{11}^1 , оказался диахронным телом, имеющим кулисообразное строение и являющийся, по нашим представлениям, мелководным аналогом глубоководных пластов AC_{12}^1 , AC_{12}^0 , AC_{11}^3 и AC_{11}^2 . Стратиграфический объем его меняется от аналогов AC_{11}^2 на западе до AC_{12}^1 на востоке ПНЗ. Поскольку пласты AC_{12}^{0-1} и AC_{11}^1 – возрастные аналоги, правомерность выделения отдельных горизонтов AC_{11} и AC_{12} ставится под вопрос. Проблему эту можно решить только переиндексацией пластов этих горизонтов, выделив горизонты AC_{12} и AC_{11} в разрезах ЗЦ П–I и П–II соответственно. Переиндексация пластов довольно сложная проблема для любой нефтедобывающей организации, в данном случае для АО “Юганскнефтегаз”, но ее рано или поздно придется как-то решать, так как в связи с новой моделью строения AC_{11-12} все равно необходимо пересмотреть старые разбивки скважин и провести пересчет запасов нефти. Для простоты восприятия в дальнейшем в этой работе под горизонтами AC_{11} и AC_{12} будем понимать группы пластов, выделяемых в разрезах разных циклитов.

* По обоюдному согласию авторов монографии, геологов АО “Юганскнефтегаз” и компании Амоко для индексации пластов в качестве эталонной выбрана разведочная скв. 181, пробуренная в пределах эксплуатационного участка и вскрывшая полный разрез основных продуктивных горизонтов AC_{10-12} .

Выделение пластов “ AC_{11}^{2-4} ” в разведочных скважинах в прежнем их понимании становится чисто условной процедурой, так как под этими пластами понимаются просто склоновые отложения ЗКЦ П–II. В разрезе каждой из разведочных скважин они будут различного стратиграфического диапазона. Их мелководными возрастными аналогами является AC_{11}^1 , а в глубоководной зоне – AC_{12}^{0-1} и AC_{11}^{2-3} . Точную корреляцию склоновых отложений в разведочных скважинах выполнить весьма сложно. Пласты AC_{11}^{2-4} до глубины 100 м имеют сначала довольно крутое падение (20–35 м/км), затем выполаживаются (до 5–15 м/км). Интервал в 100 м – это и есть расстояние между AC_{11}^1 и пластами группы AC_{12} . Пласты “преодолевают” его на расстоянии 3–4 км. Это, примерно, интервал между разведочными скважинами. Следовательно, AC_{11}^1 (по крайней мере, нижняя его часть) в разрезе одной скважины коррелируется с AC_{12} разреза соседней скважины на западе. На примере эксплуатационного участка это видно по двум разведочным скв. 180 и 176 (см. рис. 3.11). Нижняя половина AC_{11}^1 в разрезе скв. 176 является аналогом верхней части AC_{12}^0 в разрезе скв. 180. Примерное взаимоотношение предлагаемой модели с ныне действующим вариантом показано на рис. 3.13.

К следующему ЗЦ П–III относятся три субзональных циклита, два из них – к его прогрессивной части. В составе самого нижнего (П–III¹) выделяется песчаный пласт, относимый к AC_{11}^1 . Это опять та самая ситуация, когда граница между циклитами проходит внутри песчаного пласта. В отличие от пластов ЗЦ П–II, это песчаное тело не имеет глубоководных аналогов и выделяется только в районе фронта дельты* на момент начала формирования ЗЦ П–III.

В разрезе П–III² выделяется пласт AC_{11}^0 . По исторически сложившейся индексации он отнесен к горизонту AC_{11} ,

* Ниже будет рассмотрена терминология элементов палеогеоморфологии неокомского палеобассейна (“дельтовая платформа”, “фронт дельты” и т. д.).

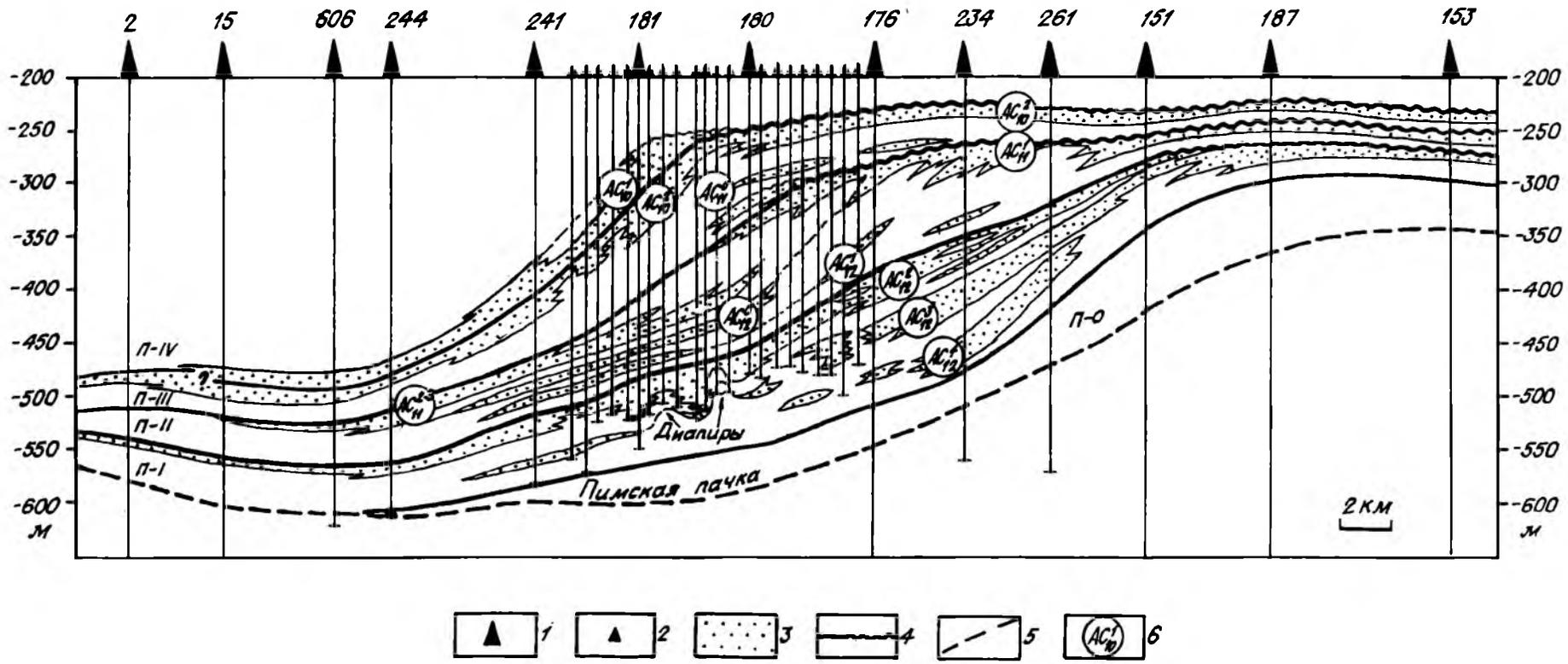


Рис. 3.11. Палеофиль основных продуктивных горизонтов AC_{10-12} Приобского месторождения к началу апта.

Скважины: 1 – разведочные, 2 – эксплуатационные; 3 – песчаные и песчано-алевритовые пласты; границы: 4 – зональных клиноциклов, 5 – подошвы пимской пачки; 6 – предлагаемые индексы продуктивных пластов.

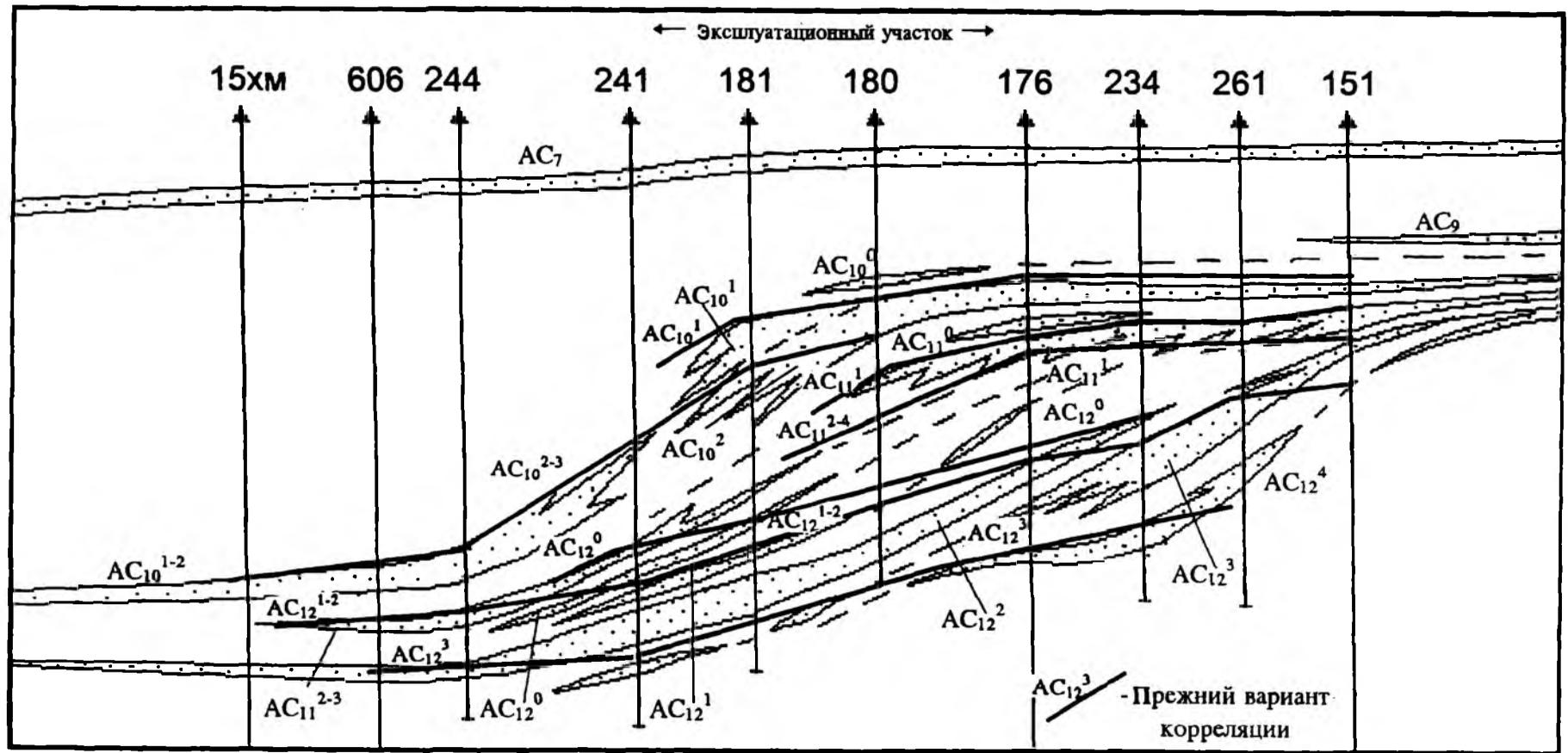


Рис. 3.13. Сравнение предложенных ОИГГМ и АО «Юганскнефтегаз» вариантов корреляции продуктивных пластов и горизонтов AC₇₋₁₂ по линии разведочных скв.15хм-151 Приобского месторождения.

хотя с последним генетически никак не связан. Его следовало бы отнести к горизонту AC_{10} .

Основным в составе ЗЦ П–III, с точки зрения нефтеносности, является следующий СЗЦ, сформировавшийся уже в регрессивную фазу зонального цикла седиментации. В его разрезе выделяется пласт AC_{10}^2 , самый мощный из пластов горизонта AC_{10} . Граница ЗЦ П–III в его кровле проводится с некоторой долей условности. Более глинистый разрез AC_{10}^1 по сравнению с AC_{10}^2 в пределах всей зоны, а также уменьшение песчаности снизу вверх в пределах самого пласта, вероятно, свидетельствуют о начале трансгрессии зонального (а также субрегионального) уровня. Трансгрессия, при которой сформировался AC_{10}^1 , видимо, не отличалась скоростью. Возможно даже, что после некоторого подъема уровня моря наступила его стабилизация, которая и позволила сформировать мощный пласт.

По современным представлениям AC_{10}^1 трансгрессивно со стратиграфическим несогласием залегает на AC_{10}^2 . В мелководной зоне отложения AC_{10}^1 опесчаниваются, сливаются с аналогичными отложениями AC_{10}^2 и их невозможно расчленить. При этом неизвестно, где проходит зона выклинивания AC_{10}^1 . Поэтому в пределах дельтовой платформы пласты AC_{10}^1 и AC_{10}^{2-3} (по индексации АО "Юганскнефтегаз") предлагается индексировать как AC_{10}^{1-2} или просто AC_{10}^2 . Что касается AC_{10}^3 , выделяемого в составе AC_{10}^{2-3} , то, по-видимому, его просто нет. Есть субзональный циклит П–III³, в разрезе которого выделяется пласт AC_{10}^2 . Этот циклит, в свою очередь, расчленяется на ряд темциклитов, которым соответствуют пласты AC_{10}^{2a} , AC_{10}^{2b} , AC_{10}^{2c} и т. д. Количество их не определено. Если даже допустить, что пласт относится к двум СЗЦ и выделение AC_{10}^3 правомерно, то по результатам детальной корреляции пласта AC_{10}^{2-3} по разрезам эксплуатационных скважин он имеет кулисообразное строение. В разрезах разведочных и эксплуа-

тационных скважин за AC_{10}^3 могут приниматься совершенно разные пласты и в таком случае теряется смысл его выделения. А в пределах эксплуатационного участка, где мощности AC_{10} достигают 100 м, возникает необходимость в детальной корреляции на уровне циклитов более мелкого ранга (темциклитов), которых в разрезе AC_{10}^{1-2} выделяется около десяти.

Так же как и в других ЗЦ пимского СРГЦ (П–I и П–II) пласты AC_{10}^1 и AC_{10}^2 имеют свои глубоководные аналоги, которые невозможно разделить по данным разведочных скважин и предлагается индексировать как AC_{10}^{1-2} .

Пласт AC_{10}^0 выделяется в разрезе регрессивной части ЗЦ П–IV. Он хотя и представляет собой вместе с пластом AC_{10}^1 инициально прогрессивную часть приобского СРГЦ, но, как и AC_{11}^0 , мало связан с одноименным горизонтом.

Выпезалегающие зональные циклиты (П–V – П–VII) имеют маломощные (до 10–20 м) продуктивные пласты (AC_{7-9}) в пределах ундаформных элементов клиноформ. Они связаны с самыми верхними (финально-регрессивными) субзональными циклитами, которых, как и в предыдущих случаях, насчитывается три-четыре.

Таково вкратце представление на структуру слоевого пространства неокоского продуктивного комплекса Приобской нефтеносной зоны. Знание структуры и иерархии слоевых ассоциаций помогает более правильно коррелировать разрезы скважин, особенно разнофациальных толщ, а следовательно, выявлять закономерности размещения песчаных тел коллекторов и интерпретировать условия их формирования.

3.7. Сейсмолитмологический анализ

Сейсмолитмологический (сеймо-стратиграфический) анализ, к сожалению, выполнен, по ряду причин, в сравнительно ограниченных объемах. Полученный различными сеймопартиями в разные годы и разного качества материал требовал сведения, обобщения, анализа и переинтерпретации. Это большая работа, которая начата совместными усилиями

геологов и геофизиков АО "Юганскнефтегаз", ИГ СО РАН, ГПП "ЗапСиб-геофизика" и НК Амоко.

На большей части исследуемой территории выполнены, как отмечалось в обзоре публикаций по неокомскому комплексу Широного Приобья, площадные сейсморазведочные работы 2-Д, на ограниченной территории методом объемной сейсморазведки 3-Д. Полученные материалы обработаны пока лишь частично. Следует отметить, что глубинные сейсмогеологические условия на Приобской площади благоприятны для проведения сейсморазведочных работ. На вертикальных временных сейсмических разрезах сейсмического волнового поля прослеживаются отражающие горизонты Э (граница между талицкой и люлинворской свитами), С (граница между березовской и ганькинской свитами), М (подошва копайской пачки алымской свиты), Н_{Дв} (верхи черкапинской свиты), Н_{Дп} (пимская пачка ахской свиты), Б (кровля баженовской свиты), Т (кровля тюменской свиты), Т₂ (горизонт в тюменской свите), А (подошва осадочного чехла). Характер прослеживаемости этих горизонтов различный: от уверенного, непрерывного для маркирующих (опорных) границ Э, Г, М, Б до условного, прерывистого (А, Т₂, Т; на ряде участков - Н_{Дп}, Н_{Дв}). Отражающие горизонты Дп, Дб и другие, регистрируемые в неокомской части разреза, характеризуются наклонными (с востока на запад) осями синфазности и отображают сложное, клиноформное строение ахской и черкапинской свит. Этот интервал осадочного чехла и является основным целевым объектом изучения сейсморазведкой МОВ ОГТ.

В обобщенном виде отраженные волны, регистрируемые в платформенных образованиях чехла, имеют следующие кинематические параметры:

| | |
|-----------------|----------------------------------|
| Г | (T = 1,15-1,30 с, V = 1890 м/с), |
| М | (T = 1,75-1,85 с, V = 2180 м/с), |
| Н _{Дб} | (T = 1,95-2,05 с, V = 2350 м/с), |
| Н _{Дп} | (T = 2,15-2,25 с, V = 2400 м/с), |
| Б | (T = 2,25-2,35 с, V = 2430 м/с), |
| Т ₂ | (T = 2,48-2,52 с, V = 2500 м/с), |
| А | (T = 2,48-2,52 с, V = 2560 м/с). |

По динамическим характеристикам наиболее устойчивыми и интенсивными являются отражающие горизонты Г, М, Б; интерференционными, неустойчивыми, с переменной интенсивностью - Н_{Дб}, Н_{Дп}, Т₂, Т. Волна А имеет не только пре-

рывистый характер прослеживаемости, но и отличается неустойчивой интерференционной формой записи, резко меняющимися амплитудами. Поверхностные сейсмогеологические условия в основном являются благоприятными для ведения сейсморазведочных работ, что обеспечивает получение полевых материалов с относительно хорошим качеством.

Литолого-стратиграфическая привязка отраженных волн осуществлялась на основе одномерного сейсмического моделирования с использованием специализированной обработки данных ГИС. Были составлены акустические и сейсмические модели по ряду скважин: Приобские - № 181, 187, 189, 191, 234, 245, 261, 266, 247, 255, 257, 260, 288, 265, 258, 295, 243, Селяировские - 15, 17, Нялинские - 11, 12. В процессе работ данные ГИС по этим скважинам оцифровывались, составлялись акустические и сейсмические модели. Акустический каротаж (АК) был выполнен в скважинах Приобской площади и скв. 17 Селяировской. В остальных скважинах АК не проводился, поэтому прогноз скоростных параметров выполнен по данным НГК или НКТ. Прогноз плотностной дифференциации разреза выполнен с использованием каротажа ПС. В результате работ составлялись планшеты литолого-стратиграфической увязки данных ГИС и сейсморазведки (рис. 3.14). На планшетах во временном масштабе слева направо представлены скоростная модель, совокупность кривых ПС и КС, позволяющие составить представление о литологическом характере изучаемого разреза. Далее на планшете (см. рис. 3.14) вынесен фрагмент двухмерного сейсмического разреза, сейсмическая одномерная модель и фрагмент разреза из трехмерного куба сейсмоданных. Соответствие синтетических трасс и временного разреза достаточно хорошее, что свидетельствует о высоком качестве акустических и сейсмических моделей и позволяет однозначно осуществить увязку данных ГИС и сейсморазведки. В качестве импульса свертки в модели использовался нуль-фазовый импульс Пузырева с несущей частотой 30 Гц, близкий к импульсу, полученному после обработки материалов трехмерной сейсморазведки на Приобской площади. Для привязки данных объемной сейсморазведки к данным каротажа скважин синтезированы "кресты" в районе скважин, т. е. корот-

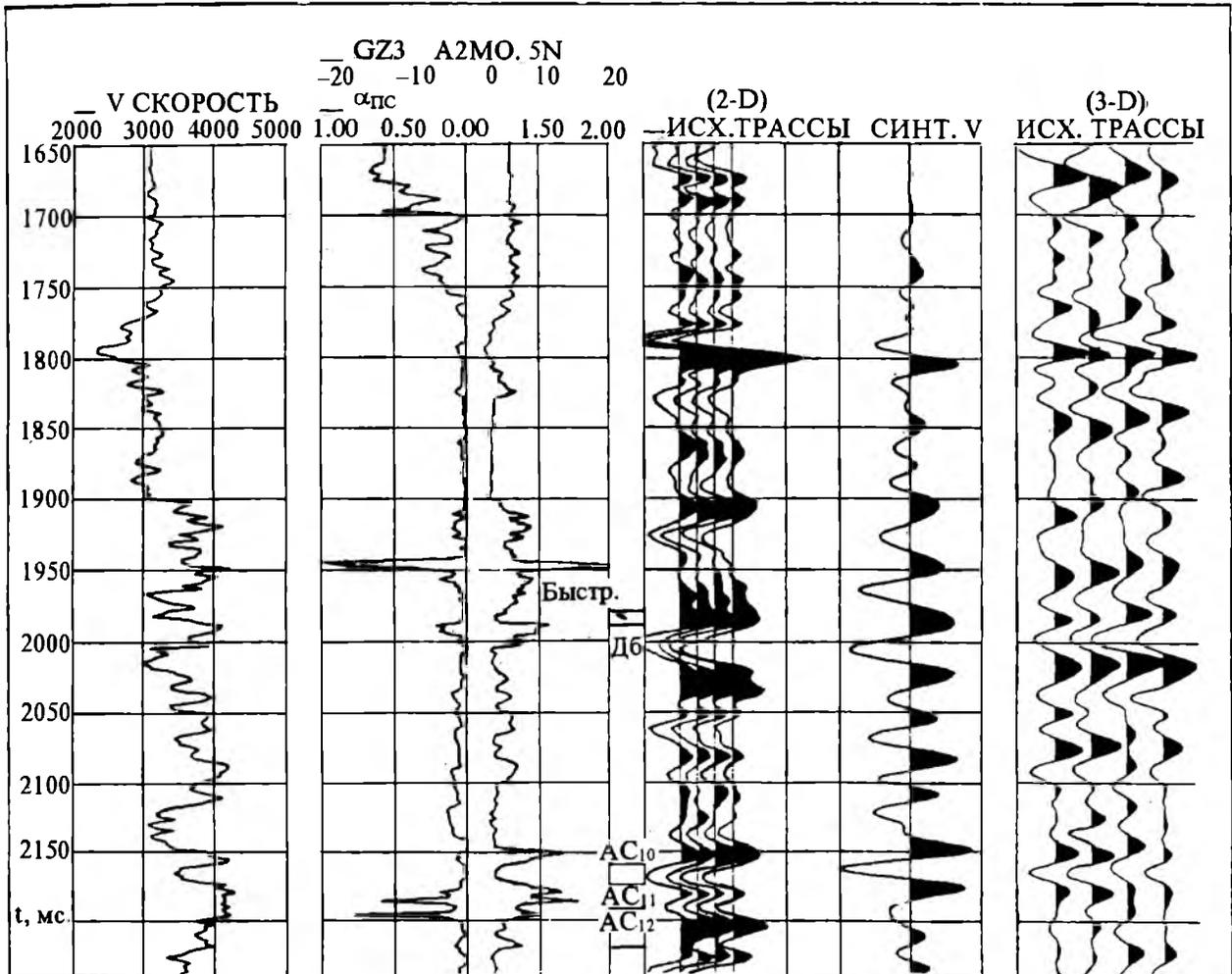


Рис. 3.14. Пример литолого-стратиграфической привязки по скв. 254-Р Приобской площади.

кие профили меридионального и широтного направления, проходящие через скважины. Преимущество трехмерной сейсморазведки перед линейной в том, что возможно получение трассы ОГТ непосредственно у скважины, а это немало важно в случае исследования сложно построенных, изменчивых в плане объектов. Сопоставление трасс трехмерной съемки с синтетической модельной трассой значительно лучше, чем в варианте двухмерной съемки (см. рис. 3.14). Это объясняется как приближением точки ОГТ к истинному положению скважины, так и уменьшением фона помех в материалах сейсморазведки за счет селекции боковых волн. Кроме того, как отмечалось выше, импульс приведения полевых трасс и импульс свертки при получении синтетической трассы идентичны.

Из совместного анализа данных ГИС, рисунка записи волнового поля и результатов моделирования можно сделать вывод о приуроченности отраженной волны А (положительный экстремум) к подошве тюменской свиты, положительного экстремума волны $T_{Ю_{2-3}}$ к подошве пласта $Ю_{2-3}$. Отраженная волна Б соответствует кровле баженовской свиты, максимум волны $H_{Дб}$ – кровле пимской пачки. Положительные полупериоды волн $H_{АС_{10}}$ и $H_{АС_{11}}$ приурочены к кровле пластов $АС_{10}$ и $АС_{11}$, а горизонт $H_{АС_{12}}$ к пласту $АС_{12}$, кровля пласта $АС_7$ отождествляется с минимумом волны $H_{АС_7}$. Краткая динамическая характеристика отраженных волн, коэффициент прослеживаемости и привязка приведены в табл. 3.3.

Принципиальным преимуществом трехмерной сейсморазведки является

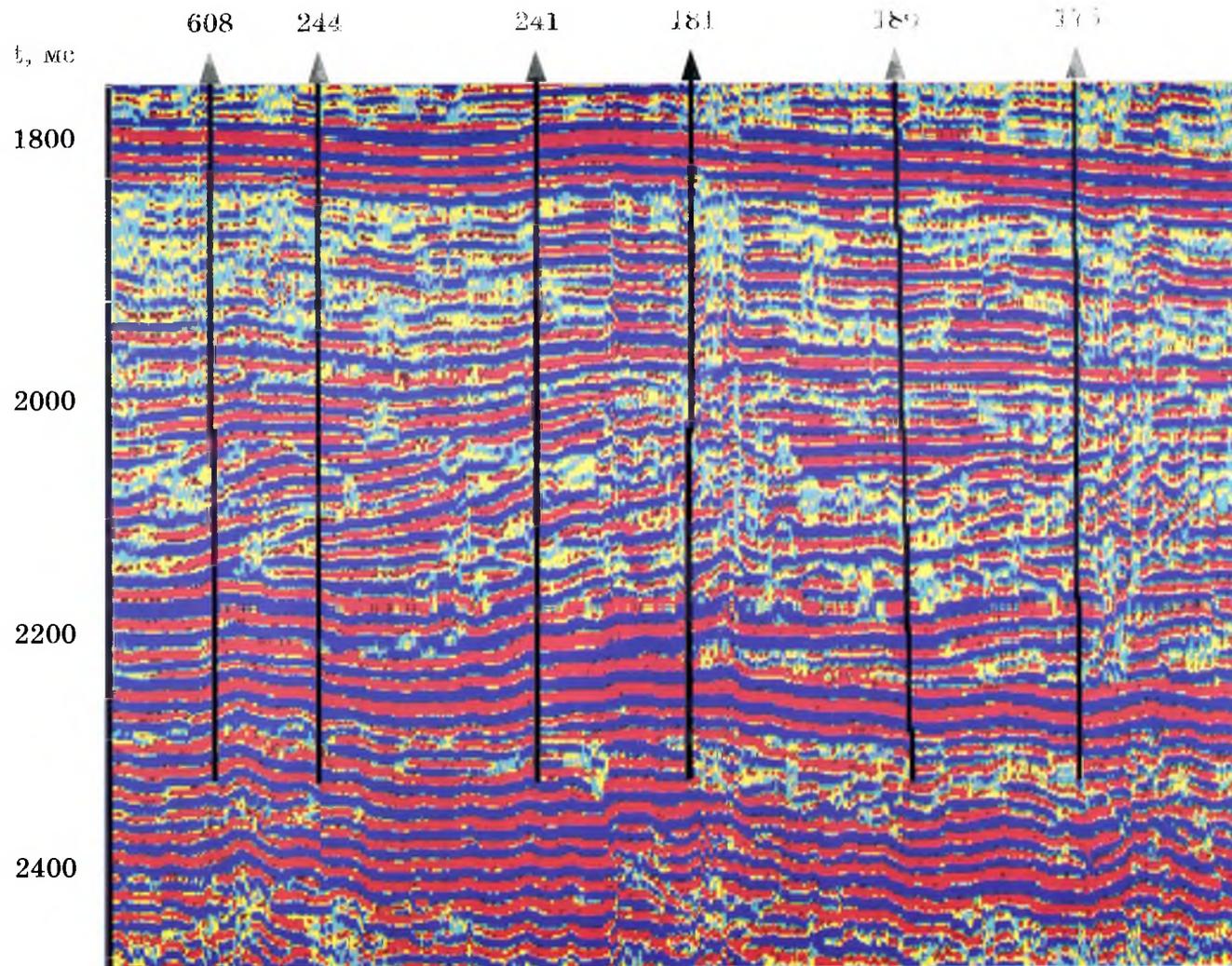


Рис. 3.15. Пример сейсмического разреза с Приобской площади при несущей частоте 60 Гц.

Таблица 3.3

Стратиграфическая "привязка" отраженных волн

| Индекс волны | Стратиграфическая привязка | Коэффициент прослеживаемости | Интервал времени регистрации, мс | Форма записи |
|------------------------------|--------------------------------|------------------------------|----------------------------------|--|
| М | Подшва кошайской пачки глин | 1,0 | 1770–1850 | Динамически выраженное однофазное колебание |
| Н _{дб} | Пласт АС ₇ | 1,0 | 1970–2050 | Однофазное, динамически выраженное колебание |
| Н _{АС₈} | Пласт АС ₈ | 0,95 | 2010–2125 | Переменно-амплитудные, большей частью устойчивые колебания с наклонными и субгоризонтальными осями синфазности, связанные с клиноформным строением толщи |
| Н _{АС₉} | Пласт АС ₉ | 0,78 | 2020–2150 | То же |
| Н _{АС₁₀} | Пласт АС ₁₀ | 0,82 | 2010–2170 | Наклонные и субгоризонтальные оси синфазности, отображающие клиноформное строение толщи |
| Н _{АС₁₁} | Пласт АС ₁₁ | 0,75 | 2050–2200 | То же |
| Н _{дп} | Пимская пачка глин | 1,0 | 2200–2270 | Однофазное динамически выраженное колебание с ослаблением интенсивности на востоке |
| Б | Кровля баженновской свиты | 1,0 | 2250–2360 | Динамически устойчивое однофазное колебание |
| Т _{Ю₂₋₃} | Подшва пласта Ю ₂₋₃ | 0,92 | 2285–2405 | Однофазная, динамически невыдержанная, местами интерференционная волна с участками прекращения прослеживания |
| А | Подшва осадочного чехла | 0,98 | 2400–2625 | Сложная волна переменной интенсивности, с разрывами в корреляции и скачками времен |

возможность получения более высококачественного материала с повышенным соотношением сигнал/помеха. Это достигается как за счет подавления боковых волн, так и за счет фазооптимизированного пространственного суммирования на заданной базе (с резким повышением кратности за счет густой сети исходных точек) без существенных потерь латеральной разрешенности. Повышенное соотношение сигнал/помеха позволяет перейти на более высокие несущие (основные) частоты и сделать более тонкое рас-

членение геологического разреза. На Приобской площади после тестирования было решено провести переобработку материалов с приведением формы сейсмического импульса к нуль-фазовому импульсу Пузырева с несущей частотой 60 Гц. Пример такого переобработанного разреза по линии профиля ОГТ № 63 Приобской площади приведен на рис. 3.15. Очевидно, что переход на более высокие частоты существенно изменил характер волновой картины, особенно в сложных интервалах разреза, к которым в первую очередь от-

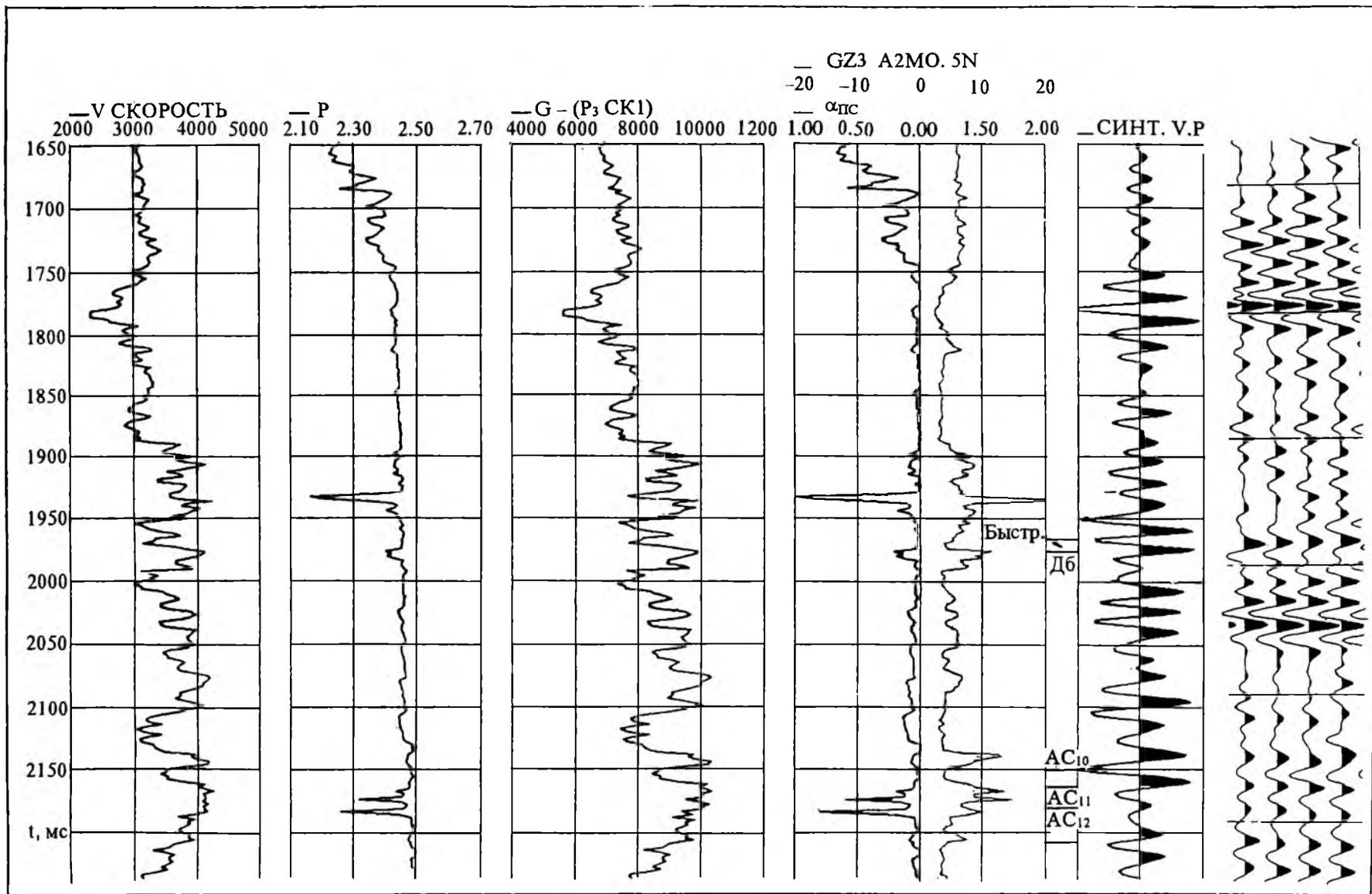


Рис. 3.16. Пример литолого-стратиграфической привязки по скв. 254-Р Приобской площади с использованием высокочастотной сейсморазведки.

носится целевой интервал (нижний мел). Как уже отмечалось, интерпретация высокочастотных материалов значительно сложнее и требует дополнительной работы. Для оценки достоверности получаемых материалов и их привязки по материалам ГИС, давшим хорошую сопоставимость со стандартными (по частоте) сейсмическими трассами, были получены высокочастотные синтетические трассы. В качестве импульса свертки использовался 50-герцевый нуль-фазовый импульс Пузырева, близкий к тому, который применялся на стадии переобработки материалов. Результаты одномерного моделирования и обработки формы импульса к более высокочастотному сигналу приведены на рис. 3.16. Как видно из рисунка, сопоставимость реальной и модельной трасс, естественно, несколько хуже, чем на низкой частоте. Однако все сигнальные границы, в том числе основные нефтеносные горизонты (AC_{10}^{0-2} , AC_{11}^{0-2}) "привязываются" достаточно уверенно. Разрешающая способность сейсморазведки в

этом случае для условий Среднего Приобья в интервале неокомских отложений увеличивается до 7–9 м. Это говорит о необходимости перехода на более высокие несущие частоты при исследовании сложно построенных тонкослоистых интервалов разреза.

В результате работы по стратиграфической привязке данных сейсморазведки и ГИС принята схема корреляции. Вариант расчленения продуктивной части неокомского разреза и "привязка" продуктивных горизонтов Приобской зоны, как итог коллективного творчества, был принят в Хьюстоне (март, 1995 г.) и стал использоваться при обработке вновь полученных и прежних сейсмических материалов (см. рис. 3.12).

Сейсмолитмологический анализ – необходимый и очень важный составной элемент стратиграфических и всех остальных, базирующихся на них исследований (структурных построек, палеоструктурных, фациальных и прочих реконструкций).

4.1. Краткий обзор представлений о строении докембрийских образований

В тектоническом строении Западной Сибири принято выделять три структурных этажа (снизу вверх): складчатый – палеозойско-допалеозойский параплатформенный (“промежуточный”, “второй”) и осадочный мезозойско-кайнозойский “ярус” (этаж). К фундаменту многие исследователи относят весь структурный комплекс, подстилающий мезозойско-кайнозойский осадочный чехол [Геология СССР, 1964; Геологическое строение..., 1971]. На природу и возрастной интервал пород, слагающих “второй” этаж, существует несколько точек зрения. Так, П. К. Куликов и др., включая образования второго этажа в состав фундамента, относят к нему “палеозойские и нижне-мезозойские толщи, накопившиеся в постгеосинклинальной стадии развития различных районов...” [Геология СССР, 1964]. Их возрастной диапазон – от кембрия до триаса. По мнению других исследователей, второй, промежуточный, этаж сложен полуплатформенными и даже платформенными образованиями, выполняющими впадины наложенного типа. Некоторые исследователи рассматриваемые образования не склонны относить к фундаменту и второму (промежуточному) ярусу (этажу) фундамента, считая их основанием платформенного чехла. Существует представление и о том, что это самостоятельный этаж, являющийся результатом особого, тафрогенного этапа развития.

Диапазон представлений на строение доюрского фундамента весьма широк – от концепции архейского щита, окаймленного палеозойскими складчатыми сооружениями [Маркевич, 1966], до преимущественно герцинских сооружений на большей части территории плиты [Геологическое строение..., 1971; Сурков, Жеро,

1981]. Многие исследователи (П. К. Куликов, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, И. К. Туезов, Г. И. Каратаев и др.) к фундаменту относят образования, прошедшие геосинклинальный этап, определяя диапазон цикла консолидации от допротерозойского до герцинского включительно [Геология СССР, 1964].

Схемы тектонического строения фундамента, составленные разными авторами, существенно отличаются друг от друга, как справедливо отмечает В. С. Сурков, “не столько малым объемом (который действительно мал) геолого-геофизической информации, сколько различиями интерпретации геофизических данных, а также неучетом общих особенностей строения и развития складчатых систем...” [Геологическое строение..., 1971, с. 145]. Исторический обзор и анализ представлений и схем строения фундамента дан в ряде работ [Геологическое строение..., 1971; Закономерности..., 1972; и др.]. Наиболее обстоятельный анализ существующих схем, карт и представлений на строение фундамента дан Л. Я. Проводниковым [1975]. В монографии он приводит и анализирует более 20 карт различных авторов, а также собственную схему (рис. 4.1). Поэтому нет необходимости останавливаться на этом вопросе детально.

Из анализа большинства схем геологического строения фундамента (ред.: Н. Н. Ростовцев, 1961, 1964, 1967, Г. И. Каратаев, 1962; П. К. Куликов, 1964; В. С. Сурков и др., 1974) следует, что Приобская зона находится в пределах древнего докембрийского, байкальско-салаирского массива. По схеме Г. И. Каратаева (1962), это обширная Назымская зона архейской консолидации [Геология СССР, 1964].

Судя по картам под редакцией В. С. Суркова (1971, 1974, 1977), как и по схемам Л. Я. Проводникова [1957],

Н. Н. Ростовцева [Геология СССР, 1964] и др., рассматриваемая нефтеносная зона располагается в пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива байкалид (рис. 4.2, 4.3). "Границы рассматриваемого массива близки к контурам Тоболики, намеченным ранее М. К. Коровиным [1954]" [Проводников, 1975, с. 200]. Для массива характерна сокращенная мощность земной коры с 45 до 33 км (рис. 4.4). Связь мощности земной коры с возрастом консолидации была установлена Р. М. Деменицкой [1961]. Чем древнее возраст консолидации, тем меньше мощность земной коры и наоборот. В непосредственной близости к востоку по зоне глубинного разлома проходит граница байкалид и герцинид Сургутско-Пурпейского антиклинория. "Этот разлом четко отражается в гравитационном и магнитном аномальных полях и глубинной структуре земной коры" [Геология нефти..., 1975, с. 60]. Некоторые различия схем заключаются в том, что на одних докембрийские сооружения массива ограничены со всех сторон более молодыми образованиями, а на других (Г. И. Каратаев, 1961, 1962; Н. Н. Ростовцев и др., 1964) — протягиваются ("раскрываются") на север до полуостровов Ямал и Гыдан включительно. "Погруженные участки срединного массива выполнены, предположительно, палеозойскими осадочными породами, по возрасту синхронными геосинклинальным осадкам зон герцинид (например, Фроловская скв. 1-Р вскрыла девонские известняки). Местами эти отложения перекрыты триасовыми эффузивами" [Геологическое строение..., 1971, с. 170]. Нам представляется, что не только местами массив перекрыт эффузивами, а на довольно обширных участках плащеобразно залегают пермо-триасовые осадочно-эффузивные образования.

На тектонической карте фундамента под редакцией В. С. Суркова (1974) в пределах массива выделяются два "выступа-горста" байкальских складчатых комплексов: Красноленинский и к северо-востоку от него — Ляминский [Геология нефти..., 1975]. В пределах выступов в виде изометричных пятен обособляются интрузии кислого и среднего состава. Это центральная часть массива. Северо-восточная половина его осложнена еще тремя выступами (без собственных названий). Непосредственно в пределах исследуемой

части Приобской зоны породы доюрского комплекса вскрыты всего 9 скважинами (см. рис. 4.6).

Вскрытые породы представлены туфами, туфопесчаниками, гранодиоритами, гранит-порфирами, гранитами, известняками и др. (табл. 4.1).

Судя по породам, вскрытым многочисленными скважинами на Красноленинском своде, срединный массив сложен сланцами, метаморфизованными кварцитами и мраморизованными известняками. Интенсивные отрицательные гравитационные аномалии позволяют предполагать в пределах массива довольно широкое развитие гранитных интрузий. Одна из них, судя по геофизическим данным, находится в центральной части исследуемой территории и с ней связано Приобское поднятие. В. С. Сурков предполагает, что в пределах массива, наряду с древними, имеются и позднемезозойские гранитные интрузии, рвущие раннепалеозойские толщи. Вывод о широком распространении гранитных интрузий, в том числе "молодых", очень важен. Во-первых, большинство молодых интрузий в мезозойско-кайнозойском чехле проявляются в качестве поднятий различного ранга, а с ними связаны структурные ловушки углеводородов. Во-вторых, гранитные выступы являлись благоприятным фактором накопления кварцево-полевошпатовых песчаников в нижних, базальных горизонтах юры. В пределах таких интрузивных тел и вокруг них наибольшие перспективы выявления емких коллекторов шеркалинской свиты, структурных и неструктурных (стратиграфических) залежей типа Талинского месторождения. С наиболее значительными интрузивными телами связаны такие крупные поднятия, как Красноленинский и Ляминский своды. В-третьих, к зонам "молодых" интрузий нередко приурочены аномально высокотемпературные зоны. В их пределах наиболее интенсивно протекали процессы преобразования органического вещества и нефтеобразования.

Таким образом, рассматриваемая часть Приобской нефтеносной зоны по схемам большинства исследователей находится в пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива байкалид. Судя по карте (В. С. Сурков, Э. Э. Фотиади и др., 1974) строения промежуточного (второго структурного) яруса плиты, в

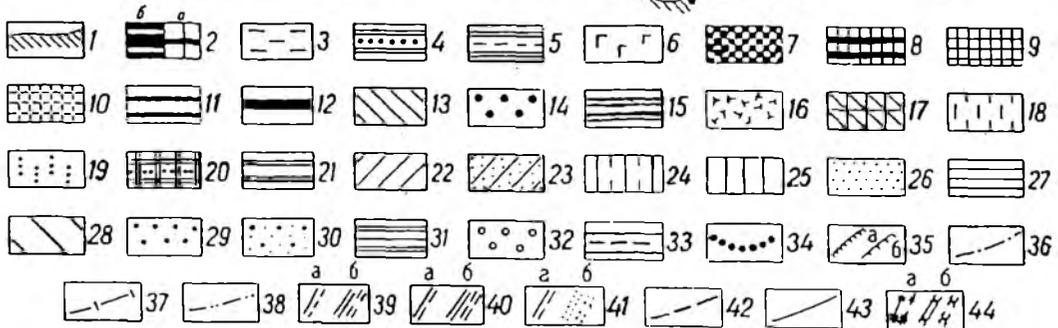
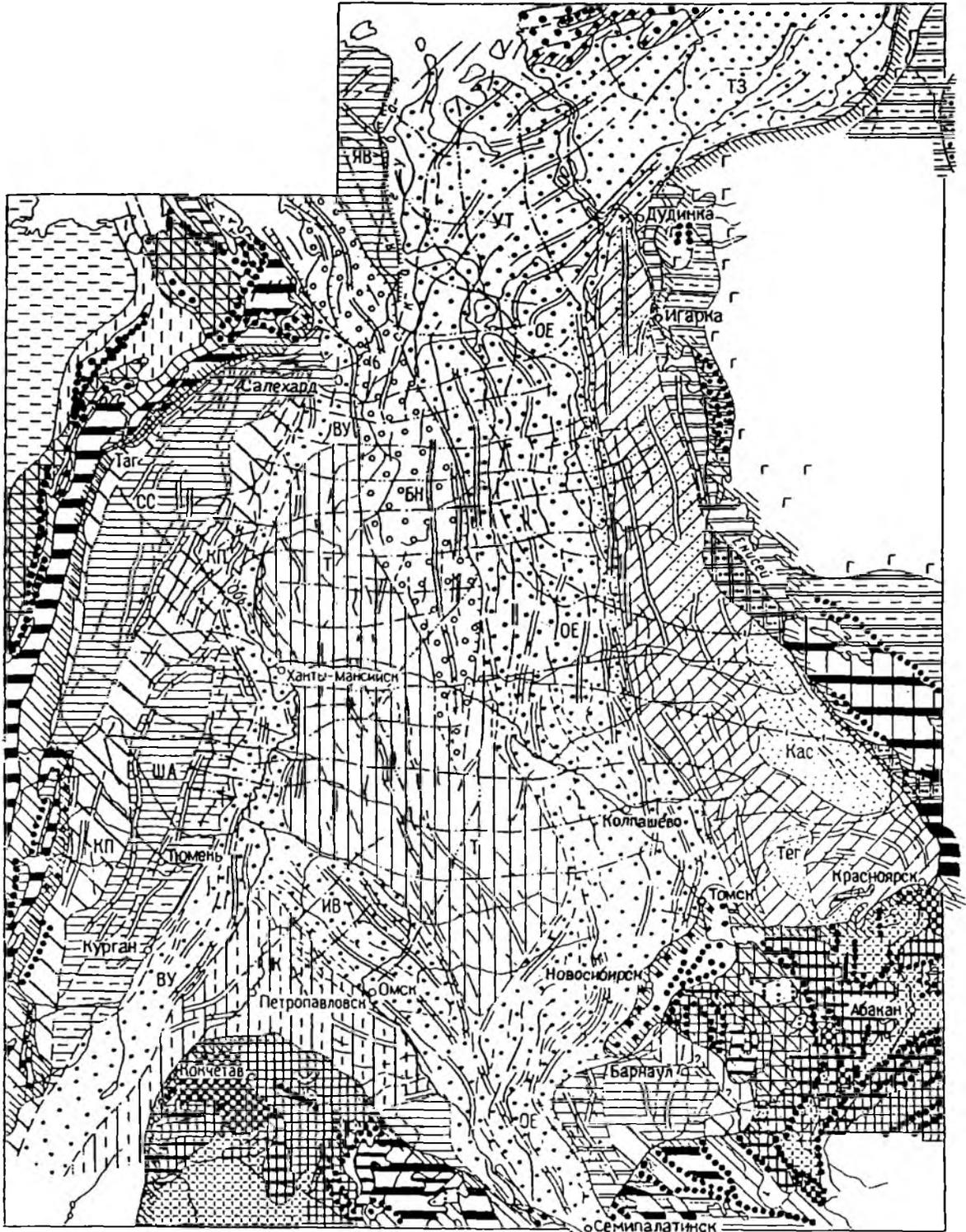


Рис. 4.1. Схематическая карта тектонического районирования доюрского складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты. Составитель Л. Я. Проводников (1961 г.) [1975]:

1 – граница обрамления; 2 – области докембрийской складчатости древних платформ: а – протерозойской, б – байкальской и рифейской, нерасчлененные. П л а т ф о р м е н н ы й чехол древних платформ: 3 – на Русской платформе. Глубины залегания складчатого докембрия от 2000 до 3000 м; 4 – на Сибирской платформе. Нижнепалеозойский чехол (местами) синий при мощности менее 1000 м; 5 – то же, при мощности более 1000 м; 6 – средне-верхнепалеозойский чехол при мощности до 500–1500 м и более. Области каледонской складчатости: 7 – докембрийские образования внутренних массивов и ядер антиклинориев (AR-PR); 8 – нижний структурный ярус (R-Є); в пределах Кузнецкого Алатау и Восточного Саяна – салаириды (по В. А. Кузнецову); 9 – средний и верхний структурные ярусы (O-D₁); 10 – внутренние впадины (D-P) на каледонском (салаирском) складчатом основании. Области герцинской складчатости: 11 – докембрийские образования ядер антиклинориев; 12 – нижний структурный ярус нерасчлененный (Таймыр – Є, Центральный Казахстан и Алтай – S-D₁₋₂, Урал – R-O); 13 – средний структурный ярус, нижний подъярус (Центральный Казахстан – S-D₁₋₂, Урал – S, иногда O + D, Алтай и Таймыр – O₁-S); 14 – средний структурный ярус, верхний подъярус (Центральный Казахстан – D₂-C₂, Таймыр – D-P, Урал – D₃, иногда D₂-C₁); 15 – Рудно-Алтайская зона позднегерцинской складчатости (D₂-C₁); 16 – верхний структурный ярус, внутренняя впадина (Центральный Казахстан – C₂-P, Урал – C₂-T₁); 17 – верхний структурный ярус, краевые прогибы (Предуральский – C₂-T₁, Кузнецкий – C-P); 18 – мезозойский и кайнозойский чехол на погруженных участках герцинских краевых прогибов; 19 – мезозойские впадины; 20 – области байкальской складчатости; 21 – синийско-палеозойский чехол Сибирской платформы. Области каледонской складчатости: 22 – ранние каледониды – салаириды (поля ΔT_a и Δg_a сложные, полосчатые, часто до значительных положительных величин); 23 – то же, миогеосинклинальные зоны (поля ΔT_a и Δg_a понижены); 24 – каледониды (поля ΔT_a и Δg_a сложные); 25 – то же, частично переработанные в герцинское время: срединный массив “Тоболия” (поля ΔT_a и Δg_a сложные, полосчатые, повышены до значительных величин), возможные выступы докембрия; 26 – внутренние впадины на салаирском складчатом основании: Тег – Тегульдетская, Кас – Касская (поле ΔT_a, плавно изменяющееся, магнитные породы залегают глубже кровли фундамента; поле Δg_a понижено). Области герцинской складчатости. Ранние герциниды: 27 – антиклинории (в обрамлении по Н. С. Шатскому, соответствует нижний структурный ярус); ЯВ – Ямальский выступ. На Урале – погребенное продолжение антиклинориев его восточного склона: СС – Салдинско-Салехардский, ША – Шадринско-Атлымский (поля ΔT_a и Δg_a сложные, пониженные); 28 – синклинории (средний структурный ярус, нижний подъярус, по Н. С. Шатскому). На Урале – погребенное продолжение синклинориев: Таг – Тагильский, КП – Камышлово-Полуйский (поля ΔT_a и Δg_a сложные, полосчатые, часто повышены до значительных величин). Поздние герциниды: 29 – нерасчлененные (преимущественно верхний подъярус среднего структурного яруса, по Н. С. Шатскому). Зоны: ОЕ – Обь-Енисейская, ИВ – Иртышская ветвь, ВУ – Восточно-Уральская, УТ – Урало-Таймырская, ТЗ – Таймырская (поля ΔT_a часто интенсивные, полосчатого строения, поля Δg_a – чаще понижены); 30 – то же, миогеосинклинальные зоны (поля ΔT_a и Δg_a понижены); 31 – то же, антиклинории. Продолжение Рудно-Алтайской зоны (поля ΔT_a и Δg_a сложные, часто до значительных положительных величин); 32 – Байдарацко-Надымская (БН) позднегерцинская структура (C₁-T). На севере – шовная, на более древнем герцинском основании, на юге переходит в поперечный прогиб на древнем массиве “Тоболия” (поля ΔT_a и Δg_a понижены); 33 – то же, синклинории, Тюменский синклинальный прогиб (D₃-P₁, возможно, T, поля ΔT_a и Δg_a); 34 – разломы по геологическим данным. Г л у б и н н ы е р а з л о м ы (главные тектонические контакты, мобильные зоны), устанавливаемые: 35 – по сочленению разнохарактерных аномальных полей: а – гравимагнитных, б – только магнитных; 36 – по направлению размещения очагов магматических внедрений (магнитных), секущему простираению магнитных аномалий; 37 – то же, не выходящие на поверхность фундамента и прослеживаемые под палеозойскими осадочными отложениями в пределах вероятных межгорных прогибов; 38 – по направлению размещения очагов магнитных внедрений, дополнительно отмеченному положительными гравитационными аномалиями; оси магнитных аномалий (штрихами обозначены менее уверенные); 39 – отдельных аномалий (а) и аномальных зон (б) повышенной интенсивности; 40 – наиболее широких и интенсивных аномалий (а) и аномальных зон (б); 41 – аномалий (а) и аномальных зон (б) незначительной интенсивности; 42 – аномалий и аномальных зон повышенной интенсивности, обусловленных образованиями, залегающими под палеозойскими осадочными отложениями; 43 – то же, но наиболее широких и интенсивных; 44 – наиболее характерных отрицательных (а) и аномальных зон (б).

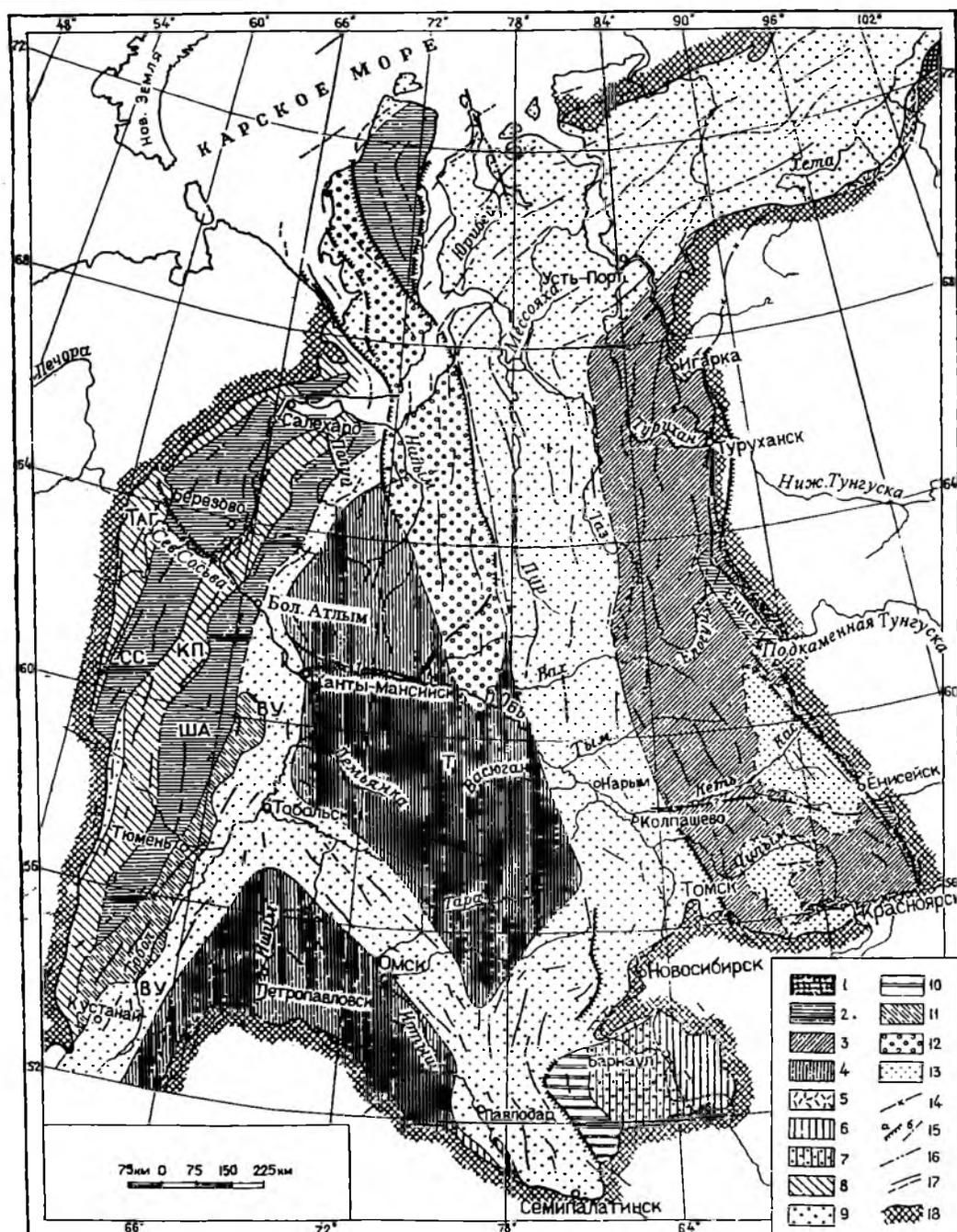


Рис. 4.2. Схема структурных элементов доюрского фундамента Западно-Сибирской низменности по геофизическим данным (упрощенная). Составлена в 1956 г. [Проводников, 1957]:

1 – Сибирская платформа; 2 – выступы докембрийского фундамента. В области герцинид Урала докембрийские массивы и докембрийские ядра антиклинориев. *Антиклинальные зоны:* СС – Салдинско-Салехардская, ША – Шадринско-Атлымская; 3 – предполагаемые салаирские складчатые зоны; 4 – салаирско-каледонские складчатые зоны, Т – срединный массив “Тоболия”; 5 – пермотриасовые вулканогенные образования на герцинидах; 6 – каледониды; 7 – раннегерцинские складчатые зоны; 8 – зеленокаменные складчатые зоны Урала: Таг-Тагильская, КП – Камышлово-Полуйская; 9 – преимущественно позднегерцинские складчатые зоны. ВУ – Восточно-Уральская зона передового прогиба; 10 – Рудно-Алтайская позднегерцинской складчатости; 11 – Тюменский синклинальный прогиб; 12 – позднепалеозойская геосинклинальная структура; 13 – предполагаемые палеозойские впадины; 14 – западная граница Сибирской платформы; 15 – разломы по грави- и магнитометрии (а), по магнитометрии (б); 16 – глубинные подвижные зоны, фиксируемые магнитоактивными интрузиями; 17 – оси положительных магнитных аномалий и аномальных зон; 18 – обрамление обнаженных палеозойских и более древних пород.



Рис. 4.3. Схематическая тектоническая карта доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты. Редактор В. С. Сурков.

1 – площади развития протоорогенных, дейтероорогенных и платформенных (в восточной части плиты) формаций; 2 – разломы, разграничивающие районы разного возраста складчатости; 3 – границы крупнейших структурно-формационных зон; 4 – раннемезозойские грабен-рифты; 5 – прочие разломы; 6 – оси антиклинорных зон; 7 – границы распространения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. *Складчатые системы фундамента:* А – Уральская (поздние герциниды); Б – Центрально-Казахстанская (каледониды); В – Салымско-Чингизская (ранние герциниды); Г – Центрально-Западносибирская; Д – Салаирско-Кузнецкоалатауская (салаириды); Е – Енисейская (байкалиды); Ж – Таймырская (поздние герциниды); З – Уват-Ханты-мансийский срединный массив; И – Барнаульский срединный массив; К – Няояхский окраинный массив; Л – Касский окраинный массив. *Цифры на карте:* 1 – Пельмский антиклинорий; 2 – Северо-Сосьвинский антиклинорий; 3 – Полуийский антиклинорий; 4 – Зауральский антиклинорий; 5 – Нурминский антиклинорий; 6 – Ляпинский синклиний; 7 – Шеркалинский синклиний; 8 – Байдаракский синклиний; 9 – Нейтинский синклиний; 10 – внутренняя зона Урало-Казахского краевого прогиба; 11 – внешняя зона Урало-Казахского краевого прогиба; 12 – Урицкий выступ; 13 – Тобольский антиклинорий; 14 – Старосолдатско-Михайловский антиклинорий; 15 – Тарско-Муромцевский синклиний; 16 – Калбинский антиклинорий; 17 – Новосибирский антиклинорий; 18 – Пыль-Караминский антиклинорий; 19 – Тазовский антиклинорий; 20 – Назино-Сенькинский антиклинорий; 21 – Каймысовско-Верхневасюганский антиклинорий; 22 – Васюган-Пудингский антиклинорий; 23 – Верхнедемьянский антиклинорий; 24 – Нижневартровский антиклинорий; 25 – Межовский массив; 26 – Сургутско-Пурпейский антиклинорий; 27 – Северо-Ямальский антиклинорий; 28 – Верхнетолькинский межгорный прогиб; 29 – Ларьякский межгорный прогиб; 30 – Чузикский грабен-рифт; 31 – Нюрольский межгорный прогиб; 32 – Чекинский межгорный прогиб; 33 – Барабинский прогиб; 34 – Колпашевско-Нарымская внутренняя впадина; 36 – Маслянинская впадина; 37 – Югано-Покурская внутренняя впадина; 38 – Тегульдетская впадина; 39 – Улукюльский выступ; 40 – Среднечулымский выступ; 41 – Аргинский выступ; 42 – Усть-Енисейская впадина; 43 – Няояхская впадина; 44 – Маковская впадина; 45 – Баихская впадина; 46 – Касская впадина; 47 – Игарский горст-антиклинорий; 48 – Большеширтинский горст-антиклинорий; 49 – Елогуйско-Верхнекетский горст-антиклинорий; 50 – Малохетский горст; 51 – Рассохинский горст; 52 – Яковлевский горст; 53 – Красноленинский выступ; 54 – Ляпинский выступ; 55 – Ныдовский антиклинорий; 56 – Уренгойско-Колтогорский грабен-рифт; 57 – Худосейский грабен-рифт; 58 – Худуттейский грабен-рифт; 59 – Усть-Тымский грабен-рифт; 60 – Аганский грабен-рифт.

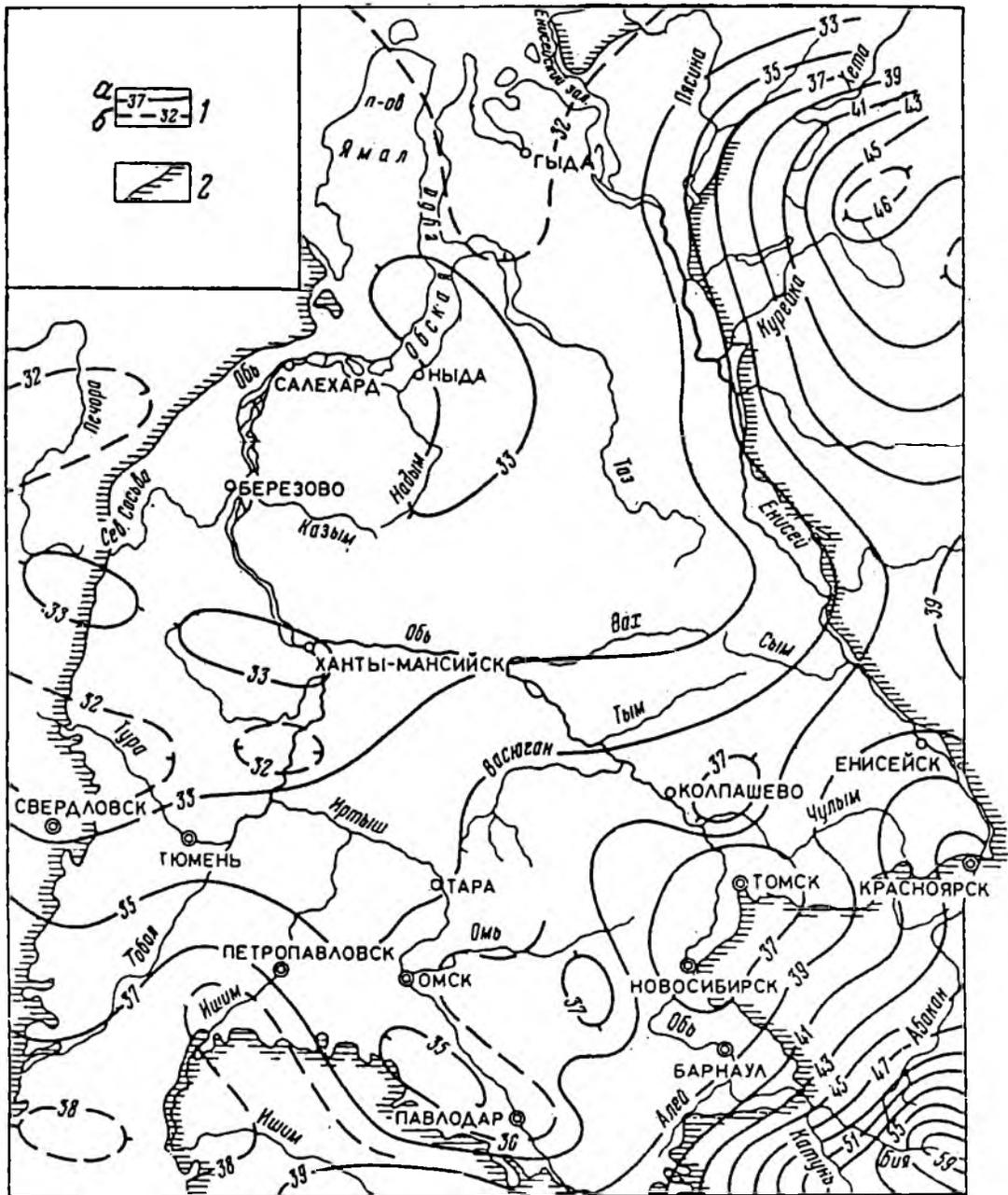


Рис. 4.4. Схематическая карта мощности земной коры в Западной Сибири. Составитель Г. И. Каратаев (1960 г.) [Геология СССР, 1964]:

1 – изопакиты мощности земной коры (основные (а) и вспомогательные (б)); 2 – выходы палеозойских отложений на дневную поверхность.

Таблица 4.1

Скважины, вскрывшие породы фундамента, и их вещественный состав

| Площадь | Номер скв. | Альтитуда, м | Фундамент Забой, м | Интервал отбора керна, м | Вскрытые породы |
|---------------------|------------|---------------------|---------------------|---|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Восточно-Фроловская | 50 | 51,2 | <u>3303</u> 3361 | 3348-3350 | Порфиры плагиоклазовые |
| | 51 | 51,1 | <u>3337</u> 3366 | 3338-3350 3350-3352 | Туфы базальтовые серовато-зеленые, скрытокристаллические, массивные, трещиноватые. По трещинам кальцит Туфопесчаники темно-серые, почти черные, перемятые, плитчато-брекчированные, местами выветрелые (PZ ₂) |
| | 52 | 45,3 | <u>3386</u> 3420 | - | Породы темно-зеленого цвета, крепкие, плотные, массивные |
| Нялинская | 11 | 28 | <u>3010</u> 3061 | - | Керн не отбирался |
| | 12 | 41,59 | <u>2914</u> 2948 | 2934-2937,5 2945-2948 | Базальты; переслаиваются песчаники, алевролиты, внизу гранодиорит Базальты темно-зеленые |
| | 14 | 32,1 | <u>3115</u> 3120 | 3112-3120 3120-3120,5 | Эффузивы основного состава, участками краснокаменно-измененные. Внизу 0,2 м - эффузив кислый, возможно субщелочной, типа гранопорфира Гранит-порфир(?), аналогичный вышеописанному |
| Приобская | 266 | 33,4 | <u>3092</u> 3150 | 3100-3104 | Диабаз темно-зеленый |
| | 332 | 32,7 | ? 3206 | - 3182-3201 | Порфирит(?) андезитовый Кора выветривания |
| Приразломная | 184 | 46,3 | <u>3420</u> 3490 | 3425-3430 3483-3490 | Гранит серый, крупнозернистый, выветрелый Порфиры(?) |
| Селяровская | 15 | 32,8 | <u>3068</u> 3121 | 3104-3120 | Диабазы |
| | | | | 3120-3121 | Палеобазальты почти черные |
| | 16 | 32,8 | <u>3071</u> 3120 | 3072-3078 | Кора выветривания |
| | | | | 3111-3112 | Диорит(?) среднезернистый, темно-серый с зеленоватым оттенком |
| 17 | 314 | <u>3085</u> 3130 | 3123,5-3125 | Гранодиорит серый, крупнозернистый | |
| 18 | 33,1 | <u>3132</u> 3152 | 3150-3151 | Диорит-порфириты щелочные, серо-зелено-коричневые | |

Окончание табл. 4.1

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|------------------|----|-------|---------------------|---|---|
| Фроловская | 61 | 31,3 | <u>3152</u> 3255 | 3135–3242 3252–3255 | Известняки Известняки мраморизованные (3252 м – фауна, С ₁) |
| | 62 | 31,08 | <u>3057</u> 3100 | 3075–3077 | Аплиты(?) светло-серые, тонкозернистые, порфиры кварцевые |
| | 63 | 30,8 | <u>3005</u> 3015 | 2980–2985 2985–2990 3012–3014 | Кора выветривания Алевролит глинистый, пестроцветный, по трещинам кальцит Сланцы глинистые, зеленовато-серые; алевролиты, песчаники |
| Ханты-Мансийская | 4 | 29 | <u>3070</u> 3170 | 3110–3111 | Порфиры кварцевые, сильно метаморфизованные |
| | 15 | 34 | <u>3175</u> 3190 | 3180–3181 3181–3181,4 | Диорит-порфирит(?) пироксеновый, темно-серый с розовым оттенком Монцодиорит меланократовый, сиенит |

пределах зоны довольно широкого распространены орогенные и платформенные отложения, с пятнами вулканогенных образований и отдельными участками их отсутствия (или весьма небольших мощностей).

Немаловажно обратить внимание на следующие моменты. Наиболее протяженные *глубинные разломы*, один из которых с северо-запада ограничивает докембрийский массив, а второй, субпараллельный ему, на юго-востоке, *имеют субуральское простираие*. Они как бы трансируют продолжение на север-северо-восток крупных уральских структур: Алапаевского, Галицкого, Шеркалинского синклиналиев, Камышловского, Шадринского и Шаимского антиклинориев.

Как уже отмечалось ранее, в пределах древнего Уват–Ханты-Мансийского массива выделяются ряд довольно крупных выступов, связанных с посторогенными интрузиями кислого состава. Кроме Красноленинского крупного выступа, к северо-востоку от него весьма значительный Ляминский и между ними менее значительные безымянные. Последние, вероятнее всего, связаны с Нялинским сводом мезозойско-кайнозойского чехла. Еще дальше, на северо-востоке, в вер-

ховьях р. Назым намечаются достаточно крупные выступы-горсты байкалид.

4.2. Основные черты строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол Западно-Сибирского бассейна представлен в основном терригенными отложениями мощностью до 8 км. В пределах Приобской зоны кровля фундамента, судя по единичным скважинам (см. табл. 4.1) и структурной карте по отражающему горизонту А, находится на глубинах 3050–3450 м. Существуют несколько тектонических карт Западной Сибири, которые отличаются чаще всего названиями тектонических элементов и их контурами.

Практически на всех современных картах Западно-Сибирской мегасинеклизы (по другой терминологии – геосинеклизы) показаны следующие основные тектонические элементы (по мере убывания их ранга). Внешний пояс с осадочным чехлом от 0 до 1800–2000 м, окаймляющий мегасинеклизу со всех сторон, кроме севера. Внутри плиты выделяются две тектонические области. Центральную ее часть и южную половину занимает

обширная Центральная тектоническая область. На одной из последних тектонических схем (рис. 4.5) она названа Обской региональной ступенью. К северу от нее располагается менее значительная по размерам, "открывающаяся" в Карское море, Северная тектоническая область. На упомянутой выше карте (см. рис. 4.5) она названа Ямало-Тазовской региональной депрессией. Именно в ее пределах по геофизическим данным и данным бурения сверхглубокой Уренгойской скважины предполагаются максимальные мощности осадочного чехла. Эти области осложнены сводами, мегавалами, валами, мегавпадинами, впадинами, куполовидными, локальными положительными и отрицательными структурами различной формы и размеров. Ряд мегавпадин объединены в синеклизы. Так, на многих коллективных картах Ханты-Мансийская и Надымская мегавпадины входят в состав Мансийской синеклизы. К востоку от нее выделяется Хантейская антеклиза, включающая такие крупные структуры, как Сургутский, Салымский и Нижневартовский своды и др. Приобская зона по одним схемам находится в центральной, приосевой части Ханты-Мансийской мегавпадины, являющейся южной частью синеклизы, по другим – смещена к востоку, в ее прибортовую часть.

На тектонической схеме под ред. Н. Н. Ростовцева [1961] к северу от Ханты-Мансийска выделена довольно крупная Ляминская группа поднятий. На более поздней карте 1968 г. также под ред. Н. Н. Ростовцева эта приподнятая зона названа Ляминским сводом с более значительными размерами, чем соседний к юго-западу Красноленинский. Свод под таким названием и примерно в таких контурах выделяется и на коллективной схеме 1986 г. под ред. В. С. Суркова. На карте под ред. И. И. Нестерова 1974 г. к северо-востоку от Красноленинского свода вместо одной структуры (Ляминского свода) показано три куполовидных поднятия: Среднеазымское, Унлорское и Верхнеляминское [Геология., 1975]. На ряде существующих тектонических карт и схем, в том числе одной из последних (см. рис. 4.5), опубликованных в работе [Нефтегазоносные бассейны., 1994], в рассматриваемом районе между Красноленинским и Сургутским сводами никаких положительных тектонических элементов не выделяется.

На упоминавшихся выше схемах под ред. Н. Н. Ростовцева (1968, 1974) [Тектоническая схема., 1968]. непосредственно к северу от г. Ханты-Мансийска выделяется довольно крупное куполовидное поднятие (КП). На карте прогноза перспектив нефтегазоносности под ред. Ф.Г.Гурари и А.А.Трофимука эта структура названа Зенковским сводом [Закономерности., 1972], а площадь его соизмерима с Красноленинским сводом. На карте основных зон поиска неструктурных залежей нефти и газа под редакцией В.С.Суркова [Мегакомплексы., 1986] эта структура названа Нялинским сводом.

Непосредственно к востоку от него на большинстве тектонических карт выделяется соизмеримая с ним Тундринская котловина. На Тектонической схеме под ред. Н. Н. Ростовцева [1968] к югу от Тундринской котловины показано два куполовидных поднятия: Салымское и еще южнее Верхнесалымское, к западу от них – Эргинский незамкнутый вал. На карте под ред. И. И. Нестерова [1974] выделены Салымское и Верхнесалымское КП, а к западу от первого – Верхне-Шапшинское КП. Непосредственно к югу от него, между Кондой и Иртышом намечен Болгаринский вал.

Подобный анализ опубликованных тектонических карт можно было бы продолжить, но как видно и из приведенного обзора, они мало чем отличаются друг от друга. В то же время за весьма ощутимый промежуток со времени публикаций рассматриваемых тектонических карт (20 и даже 30 лет) появился большой объем геолого-геофизической информации, требующий детализации, уточнения, а в некоторых случаях и пересмотра прежних представлений. Более 10 лет как нарушена традиция коллективного обсуждения и составления дежурных структурных, тектонических, прогнозных и других карт Западной Сибири. Эти обстоятельства требуют анализа геолого-геофизических материалов для уточнения тектонического районирования осадочного чехла, а в данном конкретном случае с целью уяснения структурной позиции исследуемой территории.

Для понимания структурной позиции Приобской зоны авторами монографии составлен и рассматривается ниже уточненный вариант тектонического районирования территории, условно названной Западным Приобьем.

4.3. Тектоническое районирование Западного Приобья

Основной отличительной особенностью рассматриваемой карты тектонического районирования от прежних является следующее. При выделении структурных элементов использовался традиционный подход. Важнейшими признаками обособления структур были замкнутые и незамкнутые, но оконтуривающие изолинии, явно повторявшие очертания замкнутых. Положительные и отрицательные структуры в пределах замкнутых изолиний показаны на составленной таким образом карте цветом, а их рельеф – оттенками.

По рассмотренным выше картам тектонического районирования исследуемая территория находится в пределах северо-восточной части Ханты-Мансийской мегавпадины (глубины от -2300 до -3450 м) и осложнена как положительными, так и отрицательными структурными элементами разного порядка. При выполнении тектонического районирования этой территории использованы разномасштабные структурные карты (в основном $1 : 1\,000\,000$, $1 : 500\,000$ и в меньшей степени $1 : 200\,000$), составленные различными авторами. Наиболее информативными для решения поставленных задач оказались две из них: по отражающему горизонту А (подопва осадочного чехла) и Б (кровля юры), где с равной степенью обоснованности выделяются основные (I и II порядка) тектонические элементы. Однако на карте по горизонту А они более контрастны, именно поэтому авторы ориентировались на нее (составлена Н. Н. Тумановым и др.), учитывая при этом данные бурения поисково-разведочных скважин.

Самым крупным тектоническим элементом, который в таких границах на прежних картах не выделялся, следует считать группу поднятий в виде гряды, протягивающейся на сотни километров и секущей территорию с юг-юго-запада на север-северо-восток. Условно ее можно

ограничить оконтуривающей изолинией -3100 м. Изолинией -3050 м на крайнем север-северо-востоке замыкается Ляминский свод (рис. 4.6). Еще одна замыкающая изолиния в его пределах -3000 м. Таким образом подтверждается прежнее представление Н.Н.Ростовцева, В.С.Суркова и других исследователей о наличии в данном районе свода (группы поднятий).

К юго-западу от него замкнутой изолинией -3050 м вырисовывается менее крупное поднятие, которое можно назвать, вслед за В. С. Сурковым с соавторами [Мегакомплексы., 1986], Нялинским сводом. На этом месте многими исследователями, как отмечалось выше, выделялось Зенковское КП. Однако в новых контурах пос. Зенково оказывается, по существу, за пределами площади поднятия. Верхняя замыкающая изолиния, как и на Ляминском своде, -3000 м, т. е. по амплитуде они соизмеримы, хотя и несколько отличаются размерами. Не останавливаясь на морфологии названных тектонических элементов, целесообразно отметить следующее.

На восточном и юго-восточном склонах Нялинского свода изогипсами -3100 и -3000 м отчетливо вырисовываются два узких структурных носа. Северный из них заканчивается на юго-востоке Селяровским структурным осложнением, заходящим в пределы Приобской нефтеносной зоны и назван нами Селяровским структурным носом (СН). Более южный СН немного не доходит до условной границы Приобской зоны, его название Длинный. Мы останавливаемся на этих деталях строения, полагая, что они имеют непосредственное отношение к перспективам нефтеносности данной территории.

Юго-западнее Нялинского КП изогипсой -3050 м вырисовывается обширный юго-восточный склон Красноленинского свода. Общей для трех крупных положительных структур, как отмечалось выше, является оконтуривающая изолиния -3100 м.

Рис. 4.5. Тектоническая карта мезозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты (по Ф. Г. Гурари, А. Э. Конторовичу, К. И. Микуленко, И. И. Нестерову, М. Я. Рудкевичу, В. С. Старосельцеву, В. С. Суркову [Нефтегазные бассейны., 1994] с некоторыми изменениями):

1 – внешняя тектоническая зона; 2 – Обская региональная ступень; 3 – Ямало-Тазовская региональная депрессия; 4 – своды, валы, выступы, мегавалы, мегавыступы.

Как известно, к юго-западу от Красноленинского свода, за небольшой Западно-Сеульской седловиной, находится Шаимский структурный нос (мегавал). Мы склонны считать, что все эти структуры, *Шаимский СН, Красноленинский, Нялинский и Ляминский своды принадлежат единому крупному тектоническому элементу субуральского простирання* – Шаимско-Ляминской гряде. Ни на одной из прежних тектонических карт, как было рассмотрено выше, подобный элемент не выделялся. Его обособление важно как для понимания структуры центральной части плиты, так и для оценки перспектив нефтеносности этой, все более и более привлекающей внимание геологов-нефтяников, территории. Немаловажно и то, что гряда имеет субуральское простиранье и с ней связаны два крупных нефтеносных района – Шаимский и Красноленинский. Открытие в последние годы гигантской Приобской нефтеносной зоны в непосредственной близости к ней требует повышенного внимания к изучению структуры и оценки перспектив всей гряды в целом и прилегающих к ней территорий. По юрскому комплексу, вероятно, особый интерес представляет северо-восточный склон гряды и его моноклиналильное продолжение.

На северо-востоке гряда ограничена крупной и достаточно глубокой (более 3450 м) Вынглорской впадиной (см. рис. 4.6). На карте под ред. Н. Н. Ростовцева (1968) Ляминский свод на севере граничит с Надымской впадиной, а на карте под ред. И. И. Нестерова (1974) Вынглорская впадина показана еще в составе северо-восточной части Ханты-Мансийской мегавпадины.

Таким образом, гряда делит Ханты-Мансийскую мегавпадину на две части: северо-восточную и юг-юго-западную. Первая находится за пределами наших интересов, попадая на карте под ред. В. С. Суркова [Мегакомплекс..., 1986] в весьма протяженную Шеркалинскую мегасинклиналь. Вторая осложнена рядом структурных элементов. В основном это отрицательные структуры II и III порядков. Из положительных следует выделить Салымскую структуру, как наиболее крупную и расположенную в непосредственной близости к Приобской зоне.

На картах разных авторов эта структура относилась к разного класса подня-

тиям: свод, куполовидное поднятие, группа поднятий. Следует обратить внимание, что изолинией –3150 м оконтуривается более крупная валообразная (мегавал) положительная структура той же ориентировки (север-северо-восточной), что и Шаимско-Ляминская гряда (см. рис. 4.6). В ее юго-западной части происходит расширение и изогипсой –3100 м оконтуривается Салымское КП с амплитудой порядка 100 м. Изолинией –3200 м к югу от КП оконтуривается довольно широкий Шапшинский структурный нос той же ориентировки, что и гряда. Он осложнен двумя локальными поднятиями: Верхне-Шапшинским и Верхне-Салымским (изогипса –3150 м). В целом эту вытянутую и довольно крупную положительную структуру следует выделять в качестве Шапшинско-Салымского мегавала, но не свода или КП. На его южном продолжении изолиниями –3250 и –3300 м вырисовывается узкий прогиб аналогичной ориентировки.

К западу от Салымского КП выделяется Эргинское (–3100 ... –3250 м) с амплитудой более 150 м (см. рис. 4.6). К северо-западу от него изолинией –3100 м оконтуривается менее контрастное Западно-Эргинское поднятие.

Юго-восточная и северная части рассматриваемой территории на большинстве тектонических карт показаны как Ханты-Мансийская мегавпадина в составе Мансийской синеклизы. Нам представляется целесообразным детализировать районирование. В центральной юго-восточной части по изолинии –3250 м выделить Фроловско-Тундринскую депрессию с Тундринской котловиной на востоке (по изолинии –3400 м), имеющей амплитуду более 300 м, и небольшой узкой Фроловской впадиной на крайнем юго-западе, оконтуренной тоже изолинией –3400 м. Данная депрессия разделяет эти положительные структуры и имеет ту же ориентировку, что и они.

На крайнем юго-востоке изолинией –3250 м (подобно Фроловско-Тундринской депрессии) выделяется северо-западное окончание довольно крупной Крючковской впадины с амплитудой более 100 м. Она, в отличие от вышеописанных структур, имеет северо-западную (перпендикулярную к ним) ориентировку. Западнее впадины, на юге рассматриваемой территории, изолинией –3250 м оконтуривается пять сравнительно небольших

КАРТА ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЙОНИРОВАНИЯ мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западного Приобья.

1995 г.

Условные обозначения.

-  контур детальных исследований Приобской нефтеносной зоны
-  изогипсы по кровле фундамента
-  скважины вскрывшие фундамент
-  границы:
-  гряды
-  мегавалов и сводов
-  депрессий
-  внешняя граница Приобской моноклинали

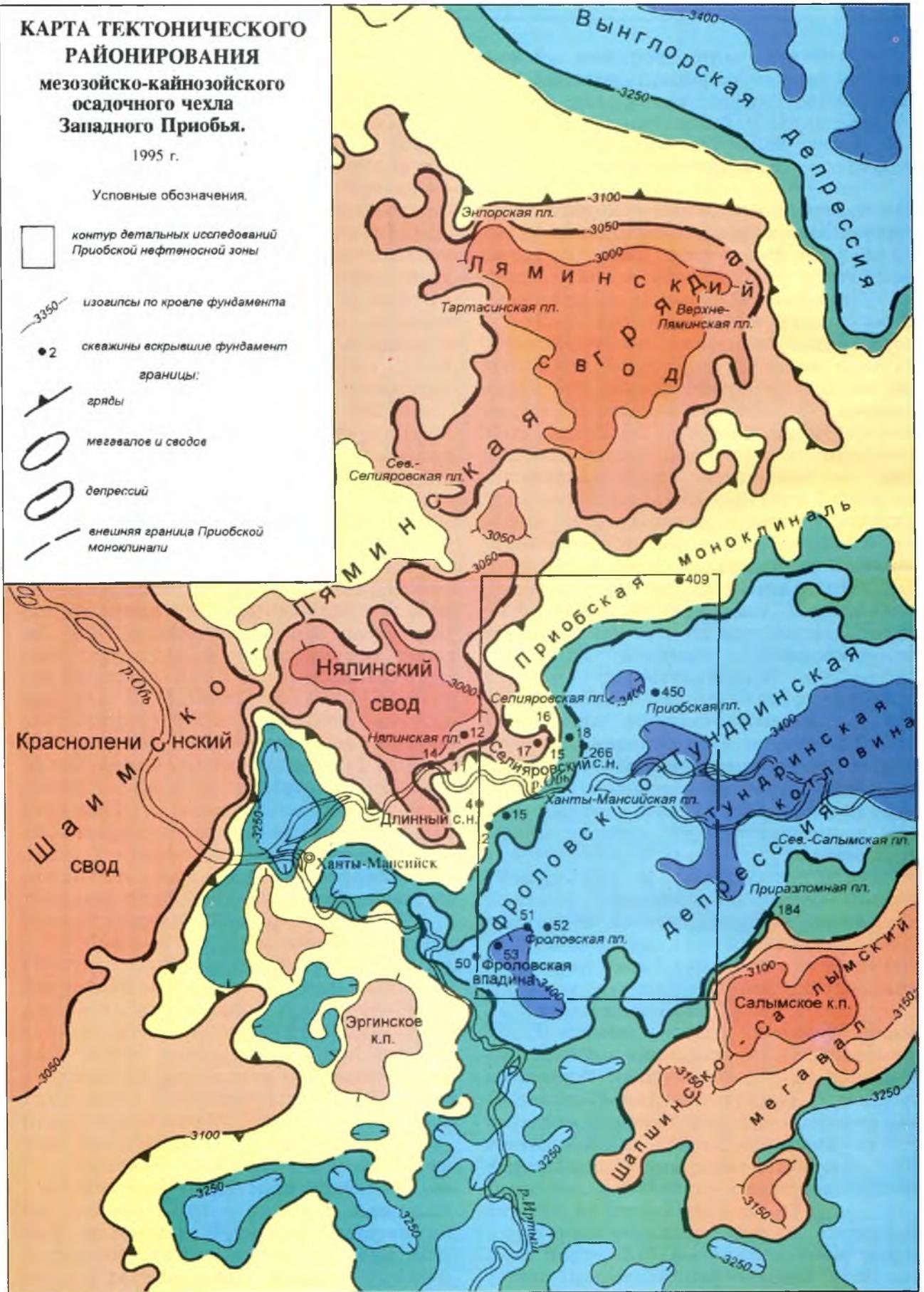


Рис. 4.6.

впадин, которым не принято давать собственные названия. Три из них имеют аналогичную ориентировку положительным структурам, описанным выше.

Между Шаимско-Ляминской грядой и ограничивающими ее Вынглорской впадиной (на северо-востоке) и Фроловско-Тундринской депрессией (на юго-востоке) целесообразно выделить моноклинал ($-3100 \dots -3250$ м). Это представляется важным не столько в тектоническом отношении, сколько для прогноза нефтегазоносности. Предварительное название можно ей дать – Приобская. Ширина ее меняется от 2 до 50 км. Общая протяженность только в пределах рассматриваемой территории превышает 300 км.

На крайнем северо-западе моноклинал конусообразно расширяется в западном направлении до 30 км, в южной части (южнее Ханты-Мансийска) до 50 км в виде широкого Эргинского структурного носа (по изолинии -3200 м), осложненного Западно-Фроловским и Эргинским КП, разделенными неглубоким погружением (по изолинии -3150 м). Южнее, изолинией -3200 м намечается еще один крупный структурный нос примерно такого же масштаба, как и Эргинский. На карте под ред. И. И. Нестерова [1988] южная, расширенная часть Приобской моноклинали выделена как Кондинская моноклинал. Минимальную ширину (2 км) она имеет в районе Селяировского структурного выступа, осложненного небольшим и малоамплитудным одноименным поднятием. Такую же небольшую ширину моноклинал имеет и в районе структурного носа (выступа) Длинный, расположенного несколько южнее Селяировского.

Обращает на себя внимание узкая (Малая) седловина, разделяющая Красноленинский и Нялинский своды и переходящая в Елизаровский прогиб (-3250 м) субмеридионального простирания, который можно рассматривать как одно из осложнений моноклинали. Вместе с другими юго-восточными впадинами (в том числе Фроловской) трассируется узкая зона прогибания.

Таким образом, большая часть рассматриваемой территории Приобской зоны располагается в пределах юго-западной половины Фроловско-Тундринской депрессии. На самом западе двумя заливами (“рогами яка”) заходит Тундринская котловина (оконтуривающая изолиния -3300 м). С запада, северо-запада

как бы навстречу этим заливам-“рогам” расположены примерно такого же масштаба два узких структурных носовыступа (Селяировский и Длинный), осложняющие юго-восточный склон Нялинского свода. Между ними – заливообразное понижение.

Описанное выше тектоническое районирование отличается от существующих представлений, отраженных на рассмотренных выше картах. Это отличие заключается не только в детализации.

Возникает сомнение в существовании Мансийской синеклизы как единой отрицательной структуры. О каком единстве структуры можно говорить, если ее пересекает в северо-восточном направлении (“по диагонали”) крупная надпорядковая положительная структура – Шаимско-Ляминская гряда, состоящая из цепи трех положительных структур I порядка: Шаимского мегавала, Красноленинского, Нялинского и Ляминского сводов. В обозначенных нами контурах и с таким “содержанием” ни на каких картах данный элемент не выделялся. Еще раз подчеркнем, что это, на наш взгляд, важно как для понимания тектонического строения рассматриваемой территории, так и особенно для правильной оценки ее перспектив нефтегазоносности. А перспективы наращивания запасов углеводородов и открытия новых неструктурных залежей смещаются именно в “приосевую зону Мансийской синеклизы”, которая совсем недавно, по представлениям многих геологов, была бесперспективной по неокомскому и малоперспективной по юрскому комплексам. В разделе по нефтеносности мы еще коснемся перспектив, открывающихся с признанием этой “надпорядковой” структуры в виде гряды, цепи крупных поднятий, моноклинали и ее осложнений.

В первом разделе настоящей главы обращалось внимание на север-северо-восточную ориентировку (аналогичную Шаимско-Ляминской гряды) глубинных разломов, ограничивающих с двух сторон докембрийский Уват-Тобольский массив в пределах рассматриваемой территории. Вероятно, отмеченное совпадение ориентировок не случайное.

Таким образом, судя по тектонической карте, 2/3 рассматриваемой территории Приобской нефтеносной зоны находятся в пределах западной половины Фроловско-Тундринской депрессии. А се-

веро-западная ее часть, составляющая примерно 1/3 зоны, охватывает наиболее узкую (и крутую) часть Приобской моноклинали с осложнением в виде Селияровского структурного носа.

Вероятно, контуры Приобской зоны следует продолжить на юго-запад и северо-восток в пределах этих двух тектонических элементов. Прежде всего это моноклираль и прилегающие к ее погруженной (восточной) части бортовые зоны депрессий различных впадин, а также небольшие изолированные отрицательные структуры, не имеющие собственных названий.

В дальнейшем целесообразно выполнить более детальное тектоническое районирование самой зоны, т. к. перспективы нефтеносности в значительной мере определяются тектоникой.

Несмотря на высказанные сомнения относительно правомерности выделения Мансийской синеклизы, в дальнейшем пока будем иногда использовать этот термин в прежнем, привычном его понимании.

4.4. Диапиры

В разрезе неокомских отложений Приобской зоны впервые установлены глиняные диапиры. Отсутствие ярких признаков диапиризма в осадочном чехле данного Западно-Сибирского бассейна, долгое время мешавшее его выявлению, объясняется рядом причин. Как известно, главными факторами активного диапиризма любого типа являются активная тектоника, высокие скорости осадконакопления ("лавиная седиментация") и наличие пластично-текучего материала (глины, соли). Именно такими свойствами обладают бассейны классического проявления глиняного диапиризма и грязевого вулканизма: Южно-Каспийский (Азербайджан, Туркмения) бассейн межгорной впадины, Оринокский (Венесуэла), Месопотамский передовых прогибов и некоторые другие, граничащие с молодыми (альпийскими) активными областями (Кавказ, Карпаты, Антиллы и др.).

Западно-Сибирская эпигерцинская плита, в отличие от названных регионов и даже менее активных (Туранская, Скифская, Центрально- и Западно-Европейская, Мексиканского залива и ряд других) молодых и древних платформ, тектонически более спокойная, пассив-

ная. В ее центральных районах, удаленных от окружающих ее древних герцинских и каледонских складчатых областей – Уральской, Пайхойской, Таймырской и Алтае-Саянской, довольно редко встречаются разрывные нарушения большой амплитуды, охватывающие значительный стратиграфический диапазон мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Основным типом тектонических дислокаций являются пликативные структуры с амплитудами от первых десятков до 300–500 м. Углы падения составляют, как правило, минуты и первые градусы.

Разрез мезозойско-кайнозойского чехла этой плиты представлен преимущественно терригенными и отчасти кремнистыми (верхний мел и палеоген) отложениями, поэтому здесь не проявилась галогенная тектоника с ее соляными диапирами, как на Русской, Сибирской, Туранской, Центрально-Европейской, Мексиканского залива и других платформах. "Течь" могли только глины, составляющие значительный объем осадочного чехла в ряде ее областей.

Темп осадконакопления в мезозое и кайнозое Западной Сибири был типичным для платформ и только в отдельные периоды резко усиливался.

Все это (платформенные скорости осадконакопления, отсутствие в разрезе солей, тектоническая "пассивность" и некоторые другие факторы) не способствовало яркому (типичному) проявлению глиняного диапиризма в Западной Сибири. Тем не менее, анализ материалов глубокого бурения с достаточно густой сетью эксплуатационных скважин, а также материалы трехмерной сейсморазведки позволили обнаружить проявление глиняного диапиризма.

На эксплуатационном участке гигантского Приобского нефтяного месторождения плотной сетью скважин в разрезе надбаженевских глин неокома (валанжин-готерива) достаточно уверенно картируются диапириподобные поднятия, амплитуда которых достигает 50 м (рис. 4.7–4.9), а площадь – 1,5 км². В "ядрах" они представлены глинами. По более высоким, перекрывающим их горизонтам нижнемеловых отложений большинство из этих поднятий не проявляются. На основе палеогеоморфологического, палеотектонического и фациального анализов можно считать эти образования диапирами.

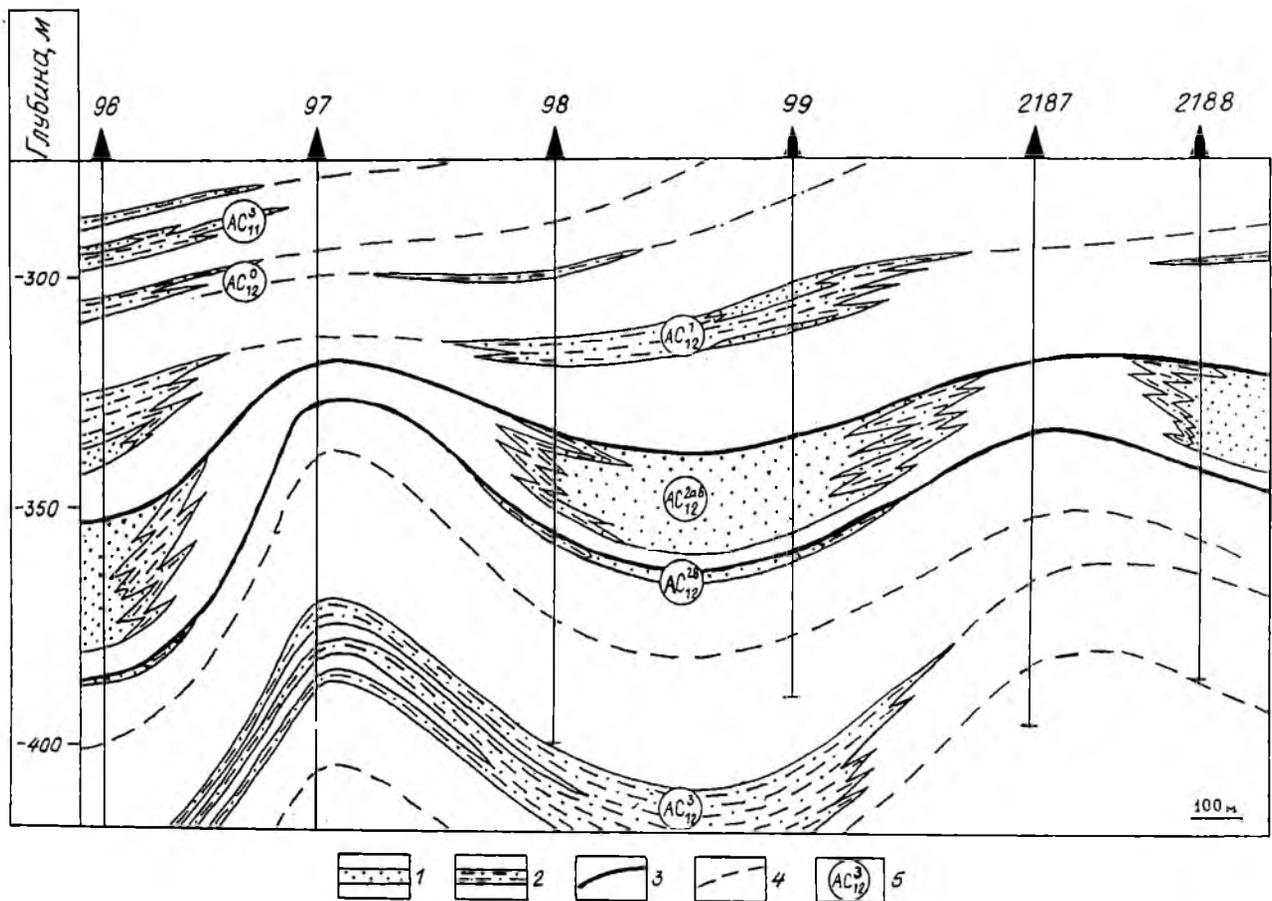


Рис. 4.7. Палеофиль готеривских продуктивных отложений на начало баррема по линии эксплуатационных скважин Приобского месторождения:

1–2 – песчано-алевритовые пласты (1 – проницаемые, нефтенасыщенные, 2 – плотные); 3 – кровли пластов AC_{12}^{2a-6} и AC_{12}^{2b} ; 4 – прослеживаемые границы пластов; 5 – индексы продуктивных пластов.

Глиняные диапиры по механизму их образования (генезису) делятся на два основных типа: конседиментационно-приповерхностный и глубинно-тектонический. Диапиризм первого типа К. Магара [1982] называет псевдодиапировым. Поскольку в Западной Сибири диапиры только обнаружены и практически не изучены, то трудно определенно относить их к какому-то одному типу. Не исключено, что в дальнейшем будут обнаружены диапиры обоих типов. К такому выводу мы приходим на основании анализа материалов по Приобскому месторождению.

Диапиры имеют различную высоту и размеры по площади (см. рис. 4.8). Сравнимая изображения поверхностей по кровлям пластов AC_{12}^{2a} и AC_{12}^{2a-6} (см. рис. 4.8, 4.9), замечаем, что диапиры

с малой амплитудой практически не проявляются в верхних, перекрывающих отложениях неокома. Видны лишь некоторые наиболее высокие. Это наводит на мысль о возможно различной природе диапиров. Хотя первопричина их возникновения может быть общей – тектонической.

Природа диапиров небольшой амплитуды и размеров, проявляющихся на ограниченных стратиграфических уровнях, может быть конседиментационно-приповерхностной, подводно-оползневой. Поскольку эти диапиры или псевдодиапиры (квазидиапиры) находятся у подножия относительно крутого склона палеодельты (пласты AC_{12}^{0-3}) или в пределах ее фронта (пласты AC_{12}^{1-2}), то они могли образоваться вследствие быстрого поступления песчано-алевритового материала в

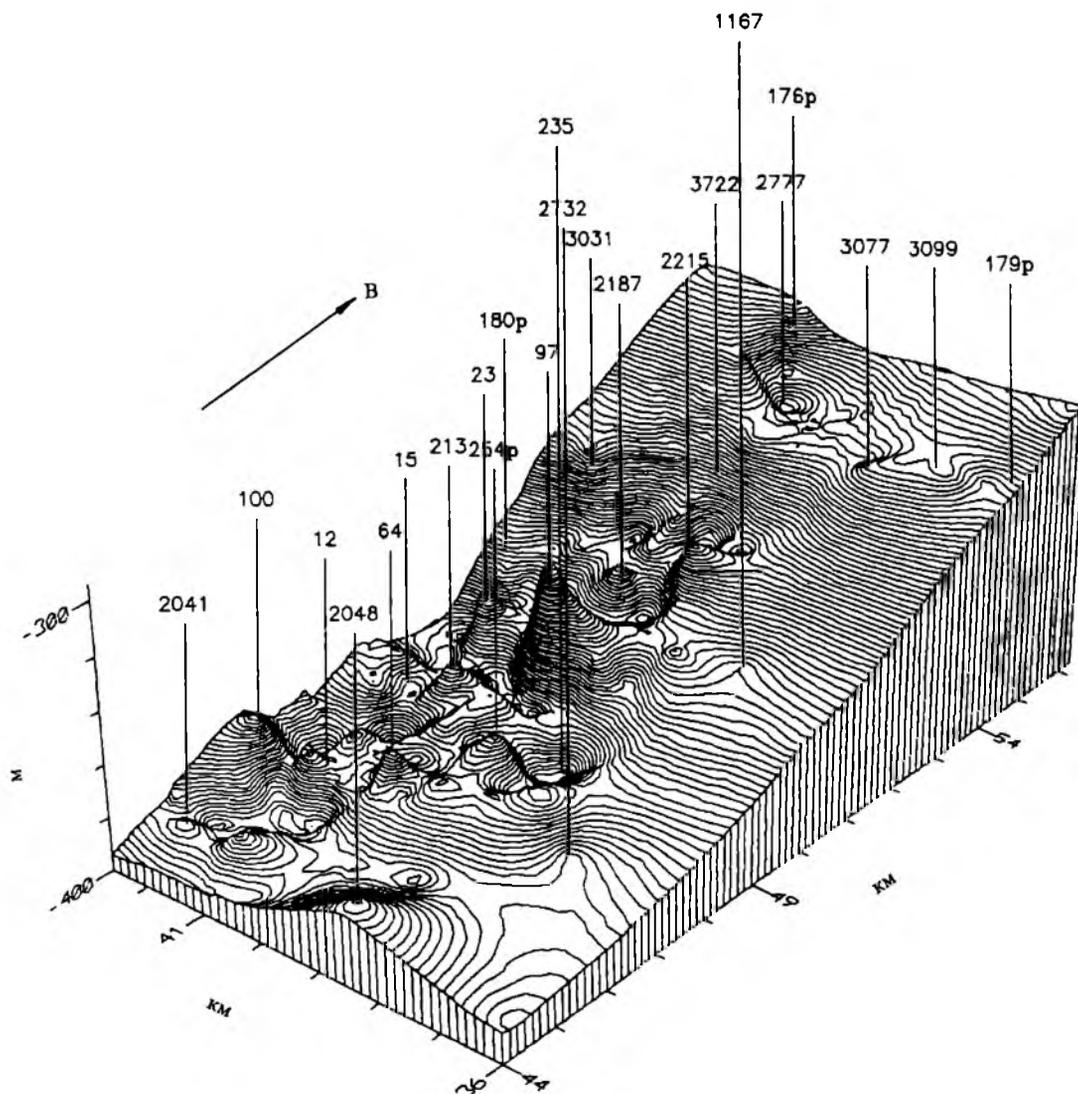


Рис. 4.8. Палеоповерхность кровли пласта AC_{12}^{2b} (верхний готерив) эксплуатационного участка Приобского месторождения на начало баррема (сечение изолиний – 1м).

эти зоны и “выжимания”, смятия более тонкого пластичного глинистого материала.

Явление конседиментационного, приповерхностного диапиризма с образованием “глиняных бугров” довольно широко распространено в дельтах многих рек (Нигер, Миссисипи, Магдалена, Ориноко, Фрейзер и др.) и описано рядом исследователей [Обстановки осадконакопления., 1990; Mathews, Shepard, 1962; Morgan et al., 1968; Nota, 1958; Shepard, 1973; Weber, Daukofu, 1975; и др.].

“Глиняные бугры представляют собой узкие гребни, наложенные на линейные складки или валы сланцев с крупными крутыми взбросами в их вершинах,

которые вызывают наибольший подъем” [Обстановки осадконакопления., 1990, с. 187]. “Существует тесная связь активности диапиризма с осадконакоплением в области устьевого бара дельтового рукава. Появление глиняных бугров постоянно связано с быстрым осадконакоплением во время паводковых периодов. При этом участки проявления глиняных бугров мигрируют в сторону моря параллельно с продвижением устьевого бара” [Там же]. Такие диапиры-бугры сами по себе не представляют поискового интереса, но вокруг них и между ними концентрируется песчано-алевритовый материал, т. е. пласты и линзы коллекторов. Именно такая закономерность наблюдается на Приобском месторождении (см. рис. 4.7).

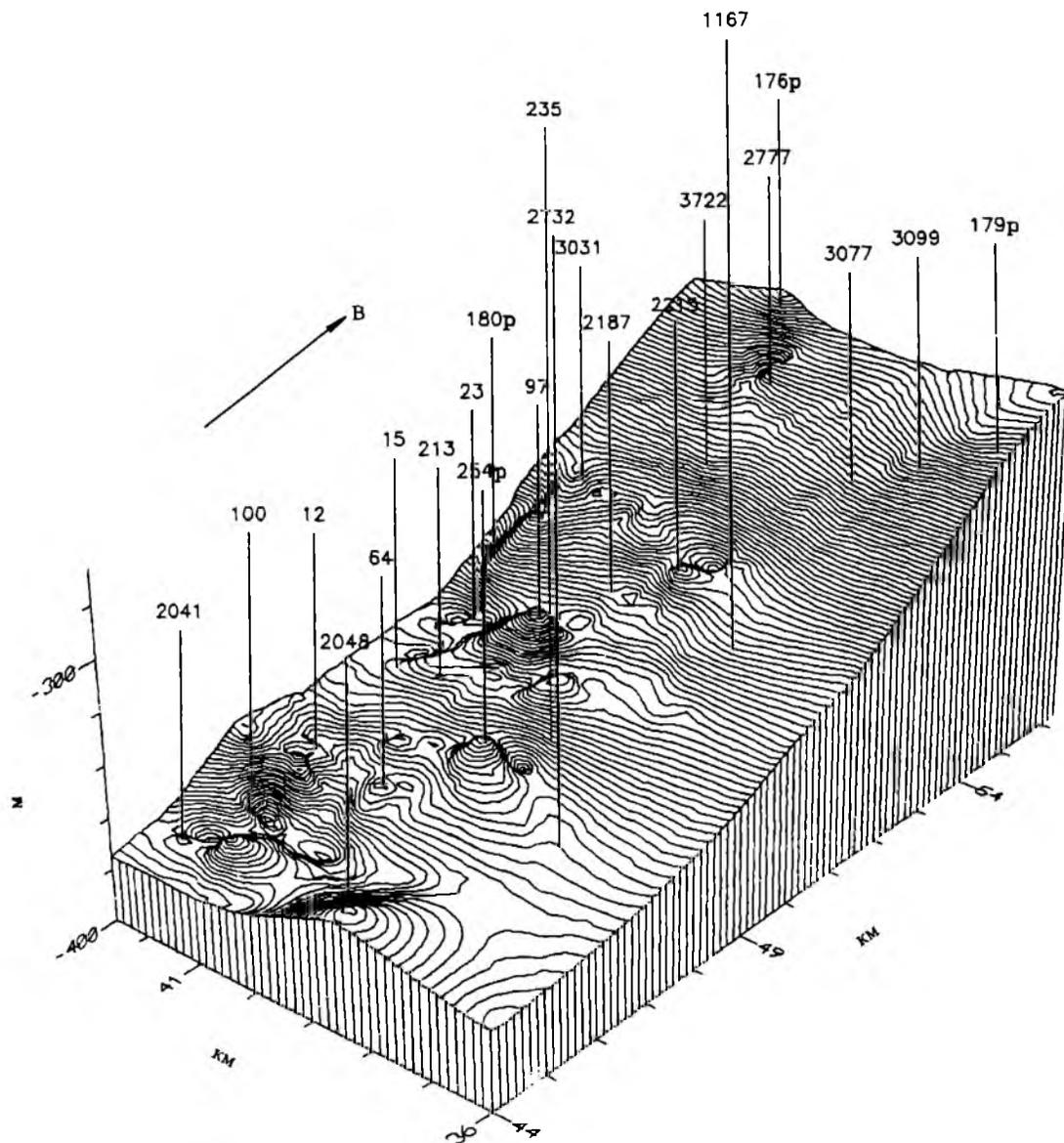


Рис. 4.9. Палеоповерхность кровли пласта AC_{12}^{2a-6} (верхний готерив) эксплуатационного участка Приобского месторождения на начало баррема (сечение изолиний – 1 м).

Тектонические процессы могли быть провоцирующим фактором, “спусковым механизмом” образования диапиров любого типа. Наиболее высокоамплитудные диапиры на Приобской площади, прослеживающиеся в вышележащих верхне-неокомских отложениях, вероятно, имеют тектоническую природу. Как установлено Ю. Н. Карогодиным [1990], тектоническая активность усиливается в регрессивные фазы седиментационных циклов, а неоком – это время финально-регрессивной фазы крупного юрско-барремского цикла.

В это же время (с берриаса до позднего готерива) происходило активное бо-

ковое клиноформное (“лавинное”) заполнение некомпенсированного бассейна. Район Приобского месторождения находился в крайне западной зоне этого заполнения и формирования последней пимской (готерив-барремской) региональной клиноформы. Непосредственно к западу от нее в условиях достаточно глубоководного (500–600 м) бассейна еще отлагались битуминозные глины баженовской формации готерива. А в пределах самой зоны и восточнее формировалась мощная толща клиноформы. О “лавинном” характере седиментации в это же время свидетельствуют значительные мощности неокомских клиноформ, а

также глинистых отложений фроловской свиты. Ее мощность, даже без учета уплотнения, превышает 800 м при общей мощности осадочного чехла 2700–3200 м в приосевой части неокомского палеобассейна, к восточному борту которого приурочена Приобская нефтеносная зона.

Лавинный темп осадконакопления и клиноформный характер заполнения бассейна, с ритмичным продвижением относительно крутого склона палеоделты с востока на запад, безусловно благоприятствовали возникновению диапиров различного типа. Однако “спусковым механизмом” их возникновения, как уже отмечалось выше, были тектонические процессы. Так, в Керченско-Таманской нефтегазоносной зоне Н. С. Благоволин “установил четкую пространственно-временную связь между миграцией складчатости и проявлением грязедиапировых процессов в отложениях майкопской серии” [Акрамходжаев и др., 1986, с. 45]. Многие исследователи отмечают связь диапризма с сейсмичностью.

Возможно, некоторые из глиняных диапиров окажутся “солетонами”, выделяемыми Р. М. Бембелем [1991] по данным сейсморазведки. Солетоны (зоны деформации) он считает важными объектами поиска залежей углеводородов в резервуарах с вторичными коллекторами. По нашим представлениям, сами солетоны-диапиры не перспективны на поиски залежей. В них не будет сколько-нибудь емких коллекторов и на них не следует ориентировать поисково-разведочное бурение. Зоны развития глиняных диапиров должны быть исключены и из объектов горизонтального бурения, так как скважина, войдя в диапир, может не выйти из него, не вскрыв коллектор и не обнаружив залежь. В плане они совпадают с зонами замещения (точнее смены выклинивания) коллекторов продуктивных пластов глинами (см. рис. 4.7).

Диапиры тектонической глубинной природы, связанные с зонами разгрузок тангенциальных напряжений, могут являться поисковым признаком зон улучшенных коллекторов как в подстилающих породах баженовской [Трофимук, Кародин, 1981, 1983], тюменской свит и фундамента, так и в перекрывающих отложениях.

Таким образом, явление диапризма, впервые обнаруженное в разрезе осадочного чехла Западной Сибири, имеет важ-

ное как теоретическое, так и практическое значение и требует пристального изучения.

4.5. Структурный анализ

Как известно [Игошкин, 1988; Кародин и др., 1993, 1994, 1995], залежи нефти Приобской зоны неструктурного типа – в основном литологические. Поэтому в детальном анализе локальных поднятий, которые могли бы быть структурными ловушками, нет особой надобности. Можно лишь предполагать, что структурные ловушки играли какую-то роль при формировании залежей нефти в ниже-среднеюрских отложениях. Однако в этом комплексе, несмотря на нефтепроявления, залежи пока не разведаны и не ясно какого они типа. Вероятнее всего, будут доминировать стратиграфический и структурно-стратиграфический типы.

К тому же локальные поднятия рассматриваемой зоны, как показали сейсморазведочные работы, имеют весьма ограниченные площади и небольшие амплитуды. Тем не менее, анализ материалов объемной сейсморазведки (З-Д) позволяет сделать определенные уточнения структурного плана района их проведения (рис. 4.10) и дать краткую характеристику локальных поднятий: размеры, площадь, амплитуда. Эти параметры по основным отражающим горизонтам сведены в табл. 4.2.

Структурный анализ в пределах Приобской нефтеносной зоны выполнен для участка, на котором проведена трехмерная сейсморазведка МОВ ОГТ сезона 1987–1988 гг. силами сотрудников ТОМГЭ ЗапСибНИИГеофизики и АО “Хантымансийскгеофизика”. Полученные материалы позволили построить более детальные, чем прежние структурные карты, выполненные по данным двухмерной сейсморазведки.

Доюрское основание. Доюрские образования на участке трехмерной съемки, как отмечалось выше, представляют собой элемент древнего Уват-Тобольского массива байкалид. Глубина залегания эродированной поверхности доюрских образований, судя по структурным построениям (горизонт А) и данным бурения, изменяется от 3000 м на севере до 3370 м на юге изученной площади.

Предположительно, на большей части территории доюрские образования

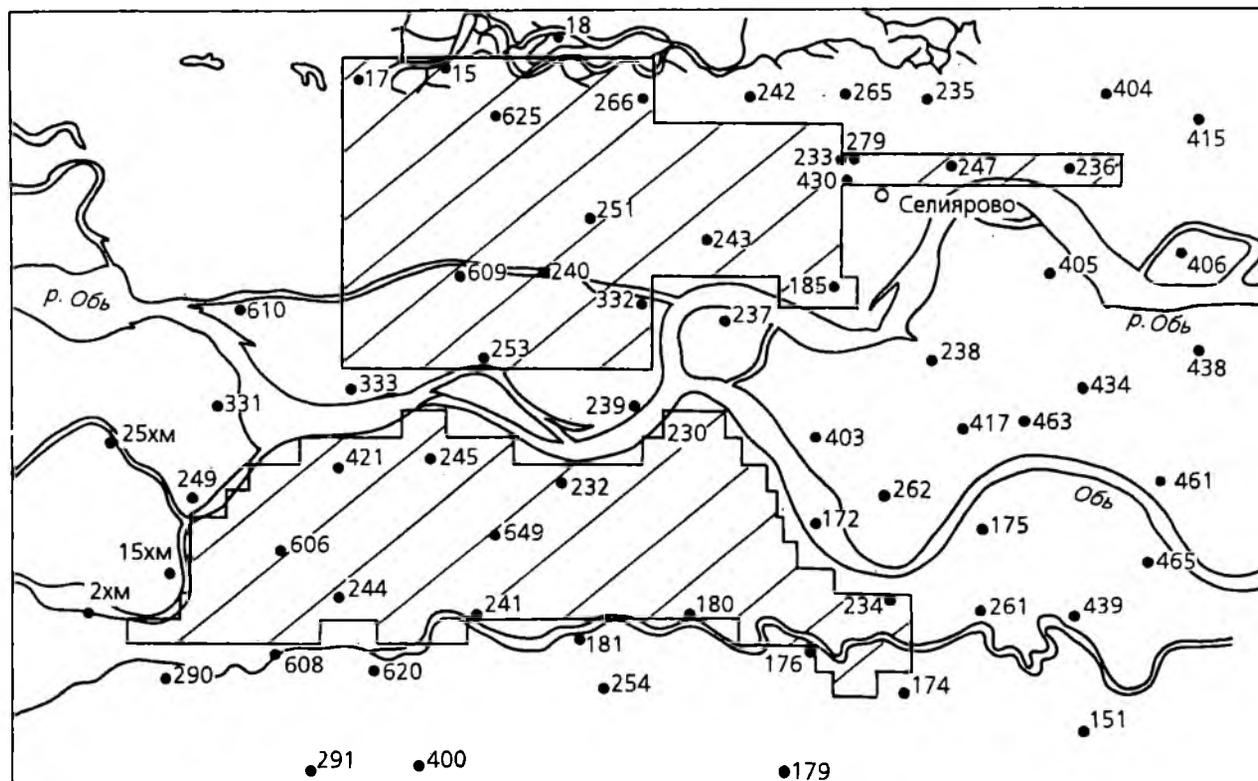


Рис. 4.10. Обзорная карта участков трехмерной сейсморазведки (Приобская площадь).

представлены двумя структурными этапами: консолидированными породами фундамента и промежуточным комплексом. Породы фундамента вскрыты Селияровскими скв. 15, 17 и Приобской скв. 266 и представлены кристаллическими, окварцованными плотными породами темно-зеленого цвета. Анализ волновой картины ниже волны А, динамически четко выраженной, позволяет однозначно различить в основном два типа сейсмической записи:

– первый тип представлен преимущественно субпараллельными осями синфазности, согласными с волной А; природа их образования связана как с частично кратными волнами, так и с реально существующими границами внутри промежуточного комплекса в теле фундамента;

– второй тип записи характеризуется отражениями, с угловым несогласием примыкающими к волне А, что отвечает бортовым частям депрессионных зон в доюрском основании (этот тип записи широко распространен в восточной части Приобской зоны).

Современное строение поверхности доюрского основания характеризует структурный план по отражающему горизонту А (рис. 4.11). В общем плане от-

мечается погружение территории в южном, юго-западном и северо-восточном направлениях до 3700 м. Особенностью выполненных структурных построений по горизонту А является весьма значительная, практически недостигавшаяся ранее детальность картирования масштабных и малоамплитудных поднятий. Так, съемка масштаба 1 : 25 000 позволила выделить ряд поднятий площадью порядка 1 км² и амплитудой 5–10 м. В разряд вновь выявленных поднятий площадью 3–6 км² и амплитудой от 5–10 до 60 м (см. рис. 4.11) относятся Объемное (2), Синдыковское (3), Южно-Синдыковское (4), Ельковское (7). Значительно уточнены Селияровское (1) поднятие, представляющее собой брахиантиклинальную складку, вытянутую в субширотном направлении и осложненную, в свою очередь, тремя флексурами фундамента, а также Западно-Приобское и Южно-Селияровское (см. табл. 4.2).

Тектонические нарушения в доюрском основании, проникающие в осадочный чехол, носят “единичный” характер и тяготеют к южной части площади.

Платформенный чехол. Формирование юрского и мелового комплексов оса-

Таблица. 4.2

Параметры и описания структур

| Индекс отраж. горизонт. | Замыкающая изо-гипса | Размеры, км | Площадь, км ² | Амплитуда, м | Краткая характеристика |
|------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|--------------|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| СЕЛИЯРОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ | | | | | |
| А | 3080 | 3 × 1,5 | 10,4 | 80 | Брахиантиклинальная складка субширотного простирания, осложненная тремя куполами |
| | 3080 | 3,5 × 3,5 | 1,5 | 30 | |
| | 3100 | 1,0 × 1,0 | 2,0 | 33 | |
| Т _{Ю2-3} | 2830 | 7,1 × 1,6 + + 3,2 | 20,2 | 35 | Брахиантиклинальная складка субширотного простирания |
| Б | 2740 | 6 × 1 | 13,0 | 20 | Брахиантиклинальная складка сложной формы субширотного простирания |
| | 2750 | 1,5 × 0,8 | 2,5 | 7 | |
| Н _{Дп} | 2660 | 7,0 × 3,0 | 21 | 12 | Брахиантиклинальная складка |
| Н _{АС8} | 2330 | 1,9 × 1,9 | 2,0 | 12 | Куполовидная складка, ограниченная с востока линией литологического замещения |
| Н _{АС9} | 2350 | 0,3 × 2,0 | 2,0 | 5 | Антиклинальная складка, ограниченная с востока линией литологического замещения |
| М | 1930 | 4,9 × 1,2 | 11 | 5 | Антиклинальная складка |
| ОБЪЕМНОЕ ПОДНЯТИЕ | | | | | |
| А | 3120 | 1,8 × 1,8 | 2,6 | 60 | Брахиантиклинальная складка сложной формы |
| Т _{Ю2-3} | 2840 | 0,8 × 1,6 | 1,8 | 7 | Брахиантиклинальная складка |
| Б | 2760 | 2,0 × 0,7 | 2,5 | 7 | Брахиантиклинальная складка северо-восточного простирания |
| Н _{Дп} | 2665 | 2,0 × 2,0 | 4 | 5 | Антиклинальная складка |
| Н _{Дб} | 2230 | 1,2 × 0,8 | 1 | 5 | То же |
| СИНДЫКОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ | | | | | |
| А | 3180 | 0,6 × 3,0 | 4,0 | 25 | Брахиантиклинальная складка субширотного простирания |
| Т _{Ю2-3} | 2895 | 1,0 × 0,6 | 4,5 | 7 | То же |
| Б | 2800 | 1,5 × 0,8 | 3,1 | 12 | Брахиантиклинальная складка |
| Н _{Дп} | 2655 | 1,4 × 0,6 | 1,3 | 7 | Антиклинальная складка |
| Н _{АС 11} | 2400 | 0,9 × 0,5 | 0,6 | 5 | То же |
| Н _{Дб} | 2245 | 1,2 × 0,4 | 0,6 | 5 | —" |

ЮЖНО-СИНДЫКОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ

| | | | | | |
|------------------------------|------|-----------|------|----|---|
| А | 3160 | 3,5 × 2,0 | 9,3 | 45 | Антиклинальная складка |
| Т _{Ю₂₋₃} | 2870 | 1,1 × 1,6 | 4,0 | 12 | Антиклинальная складка, ограниченная с востока линией литологического замещения |
| Б | 2780 | 6,0 × 1,2 | 5,6 | 8 | Брахиантиклинальная складка широтного простирания |
| Н _{Дп} | 2660 | 1,5 × 2,5 | 6,6 | 10 | Брахиантиклинальная складка |
| АС ₁₁ | 2400 | 4,0 × 3,5 | 12,5 | 12 | То же |
| АС ₁₀ | 2330 | 3,5 × 2,5 | 12,5 | 12 | —" |

ЮЖНО-СЕЛИЯРОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ

| | | | | | |
|-----------------|------|-----------|------|----|------------------------|
| Б | 2800 | 3 × 4 | 13,4 | 7 | Антиклинальная складка |
| Н _{Дп} | 2730 | 4,0 × 5,0 | 15,5 | 12 | То же |
| Н _{Дб} | 2265 | 5,2 × 5,2 | 21 | 12 | —" |
| М | 1950 | 3,8 × 2,6 | 18 | 5 | —" |

ЗАПАДНО-ПРИБОБСКОЕ ПОДНЯТИЕ

| | | | | | |
|------------------|------|------------|------|----|------------------------|
| Б | 2820 | 7,0 × 10,0 | 52 | 25 | Антиклинальная складка |
| Н _{Дп} | 2695 | 0,8 × 4,8 | 6,6 | 5 | То же |
| АС ₁₀ | 2375 | 1,8 × 2,5 | 5 | 7 | —" |
| АС ₁₁ | 2445 | 1,8 × 0,5 | 2,2 | 7 | —" |
| Н _{Дб} | 2250 | 5,0 × 6,0 | 23,1 | 7 | —" |

ЕЛЬКОВСКОЕ ПОДНЯТИЕ

| | | | | | |
|---|------------------------|-----------|-----|-----|---|
| А | 3180 | 1,0 × 2,8 | 2,5 | 60 | Брахиантиклинальная складка субмеридионального простирания, сложной формы |
| Б | 2780;2785 2790;2795 | | 2,4 | 5+7 | |

дочных отложений чехла происходило в типичных платформенных условиях с унаследованным характером развития структурных форм от поверхности доюрского фундамента. В соответствии с рассмотренной выше схемой тектонического районирования участок трехмерных исследований располагается в зоне Приобской моноклинали, осложненной Селияровским структурным носом и отчасти север-северо-западным бортом Фроловско-Тундринской депрессии с отдельными локальными куполовидными элементами: Селияровским, Южно-Селияровским,

Синдыковским, Западно-Приобским поднятиями.

Юрский комплекс, условно ограниченный горизонтами: Б – в кровле и А – в подошве, представлен отложениями горелой (шеркалинской?), тюменской, абалякской и баженовской свит и может быть разделен на три сейсмостратиграфических комплекса (ССК): нижнеюрский, ниже-среднеюрский и средне-верхнеюрский.

Нижнеюрский ССК представлен горелой свитой и заключен между горизонтами А в основании и горизонтом Т_{Ю₁₀} в

кровле. Он прослеживается повсеместно. Характерно налегание толщи нижнеюрских отложений на выступы фундамента с сокращением мощности вплоть до полного выклинивания базальных горизонтов, что создает благоприятные предпосылки для формирования стратиграфически экранированных ловушек УВ в этой толще. Нижне(?)-среднеюрский комплекс ССК развит по площади повсеместно, границами его являются: в кровле – горизонт $T_{Ю_{2-3}}$, в подошве – $T_{Ю_{10}}$, а на участках отсутствия $T_{Ю_{10}}$ – горизонт А. Для комплекса характерно наличие двух типов отражений: высокоамплитудных, динамически выраженных – для верхней и средней частей; слабоинтенсивных, непротяженных, часто интерференционных – для нижней части ССК.

Визуальный анализ временных разрезов в совокупности с палеоанализом интервала Б–А (рис. 4.12) показали, что второй тип отражений характерен для юго-западной территории, где наиболее ярко выражена сеть палеодолин и, вероятнее всего, создавались условия для развития песчаных фаций руслового генезиса. При благоприятных структурных условиях здесь возможно формирование структурно-стратиграфических ловушек и залежей типа талинской (подробнее об этом см. в главе 6).

Некоторыми особенностями прослеживаемости отличается отраженная волна горизонта $T_{Ю_{2-3}}$, стратиграфически приуроченная к кровле тюменской свиты (кровля ССК). Отражение волны $T_{Ю}$ в пределах южного склона Селияровского структурного носа, Южно-Синдыковского, Ельковского поднятий отсутствует (рис. 4.13) и, возможно, это обусловлено выпадением (или выклиниванием) из разреза песчаных пропластков $Ю_2$. Верхне-среднеюрский ССК имеет в кровле горизонт Б, в подошве $T_{Ю}$, представлен морскими отложениями баженовской и абалакской свит, прослеживается повсеместно, характеризуется динамически выраженными, высокоамплитудными отражениями.

Все структурные элементы, отмечаются по горизонту А, отображаются на структурном плане по горизонту Б (рис. 4.14), кроме незначительных по размерам и амплитуде (не вошедших в сечение карты). Следует отметить значи-

тельное уточнение структурного плана территории по сравнению с построениями двухмерной сейсморазведки. На структурных картах по отражающим горизонтам А, $T_{Ю_{2-3}}$ и Б (см. рис. 4.11, 4.13, 4.14) и особенно на схеме изопакит толщи Б–А (см. рис. 4.12) отчетливо вырисовывается восток-юго-восточное окончание Селияровского структурного носа.

Селияровское локальное поднятие, осложняющее структурный нос и выделяемое ранее в виде одного купола, на представленных картах имеет три вершины. Выявляются Объемное (2), Синдыковское (3), Южно-Синдыковское (4) и ряд локальных малоразмерных Ельковских поднятий, расположенных на террасах Ельковского структурного носа. Южно-Синдыковское поднятие разделено прогибом с Новообским.

По результатам трехмерной сейсморазведки значительно уточняются местоположение, размеры и амплитуда Западно-Приобского (6) поднятия. Смещение его свода на северо-запад достигает 5 км, оконтуривается оно изогипсой –2820 м с площадью 52 км².

В пределах Южно-Селияровского (5) поднятия выделяются два небольших купола. Небольшой по размерам перегиб намечается между Западно-Приобским и Ханты-Мансийским поднятиями.

Неокомские отложения. К ним приурочены основные запасы нефти Приобского месторождения, поэтому степень изученности этого комплекса самая высокая. Основные закономерности строения залежей установлены по комплексу ГИС–МОГТ и освещены в многочисленных научно-производственных отчетах [Игошкин, 1988; Карогодин и др., 1995]. Разработанная ранее модель строения неокомских залежей в основных чертах подтверждается. Однако благодаря очень высокой плотности наблюдений объемной сейсморазведки выявлено более сложное их строение. Достаточно полное общее представление об условиях залегания и строении продуктивных пластов дают временные сейсмические разрезы (см. рис. 3.14). На них хорошо видна сложность строения продуктивных пластов, их неоднородность как по площади, так и по разрезу. Привязка разбивок скважин по данным ГИС, выполненная Ю. Н. Карого-

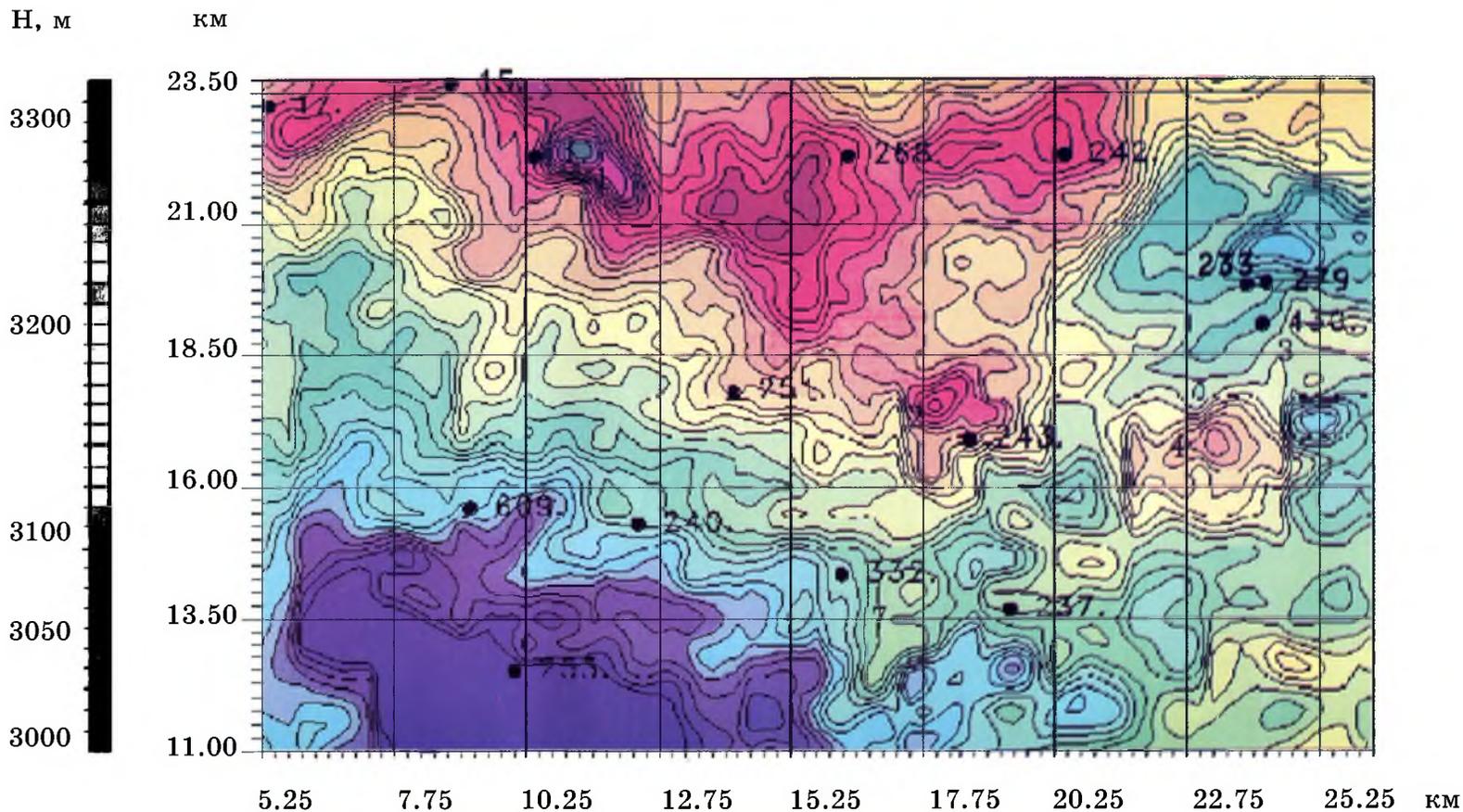


Рис. 4.11. Структурная карта по отражающему горизонту А Приобской зоны.

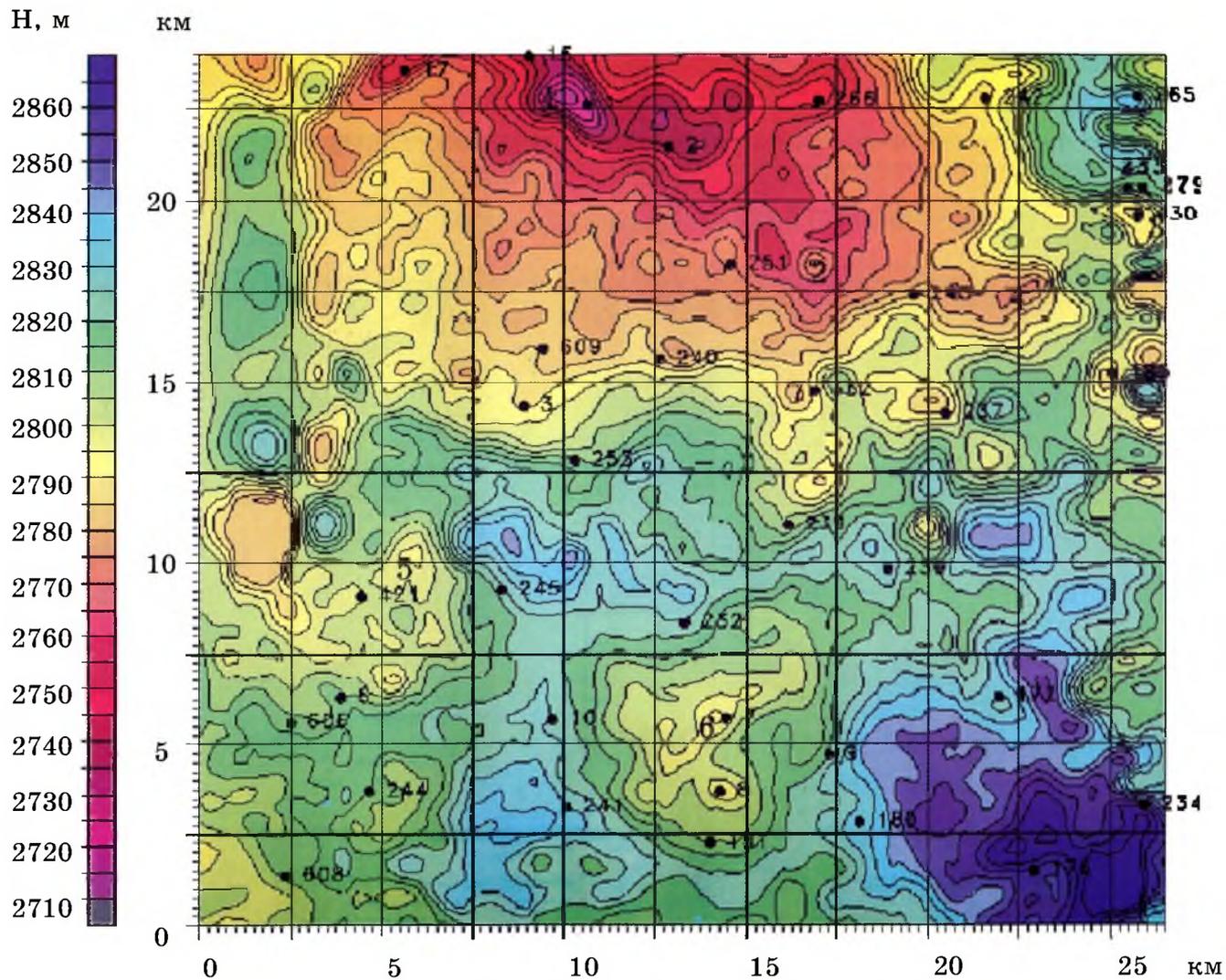


Рис. 4.14. Структурная карта по отражающему горизонту Б (верхняя юра).

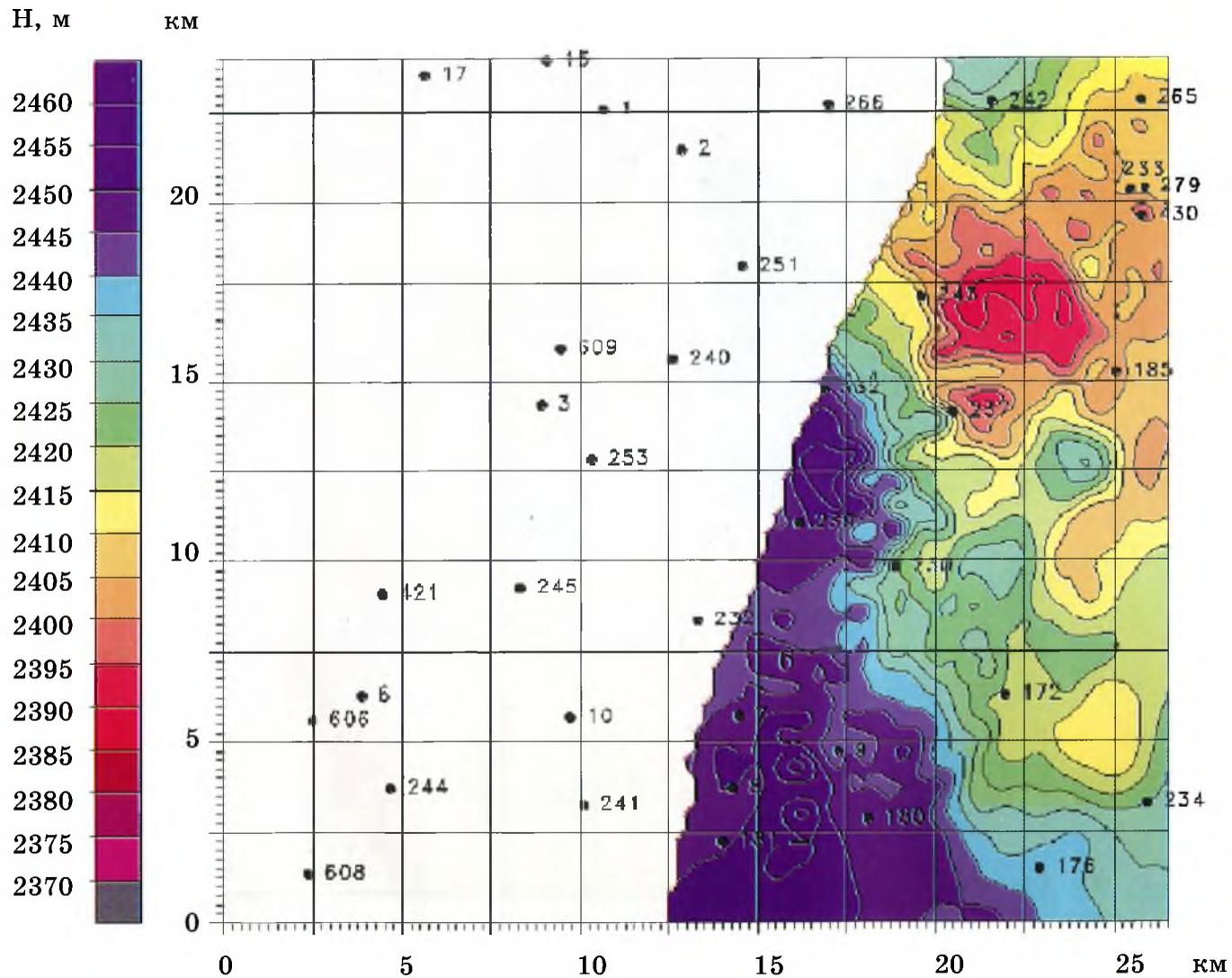


Рис. 4.15. Структурная карта по отражающему горизонту АС₁₁ (нижний мел).

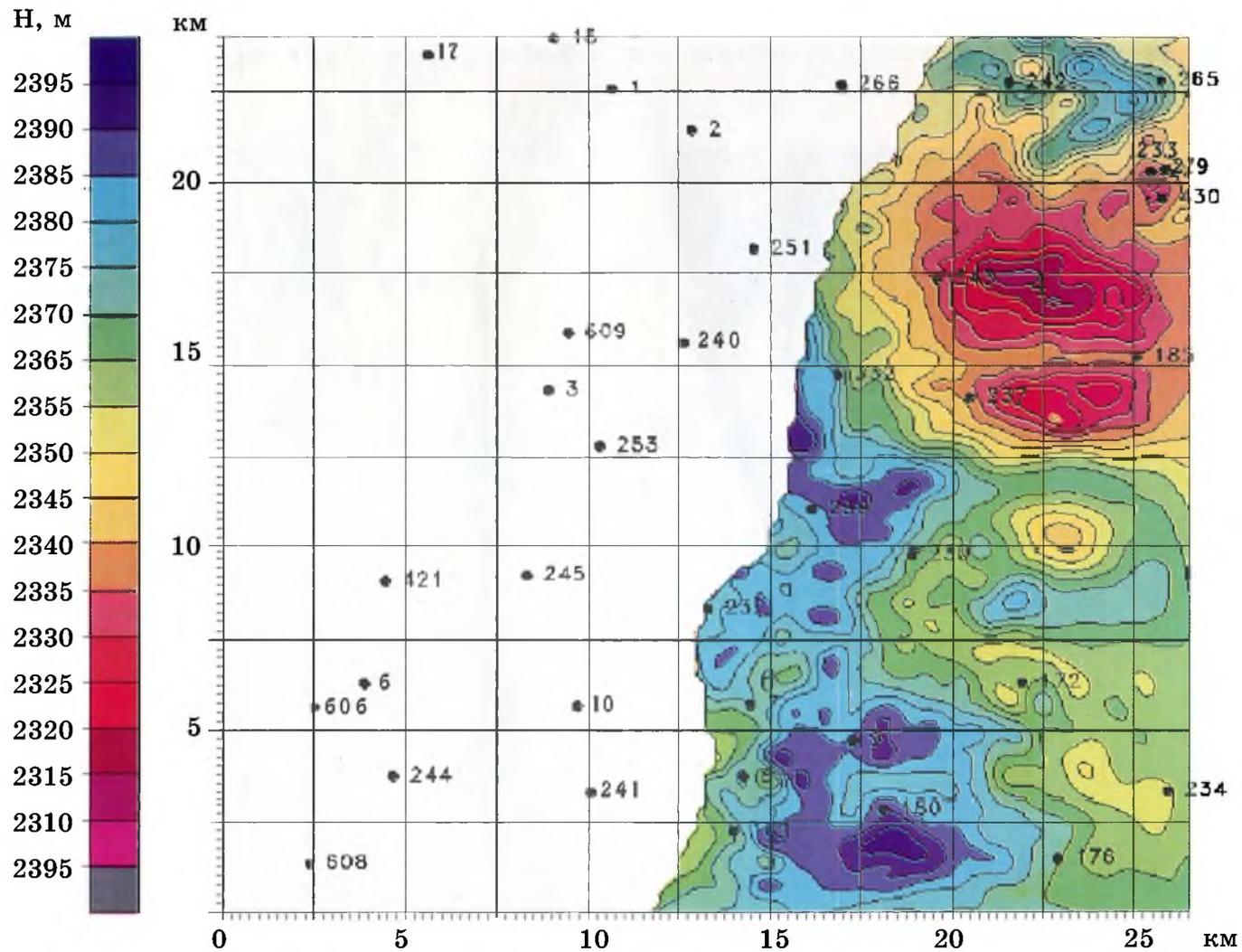


Рис 4.16. Структурная карта по отражающему горизонту AC₁₀ (нижний мел).

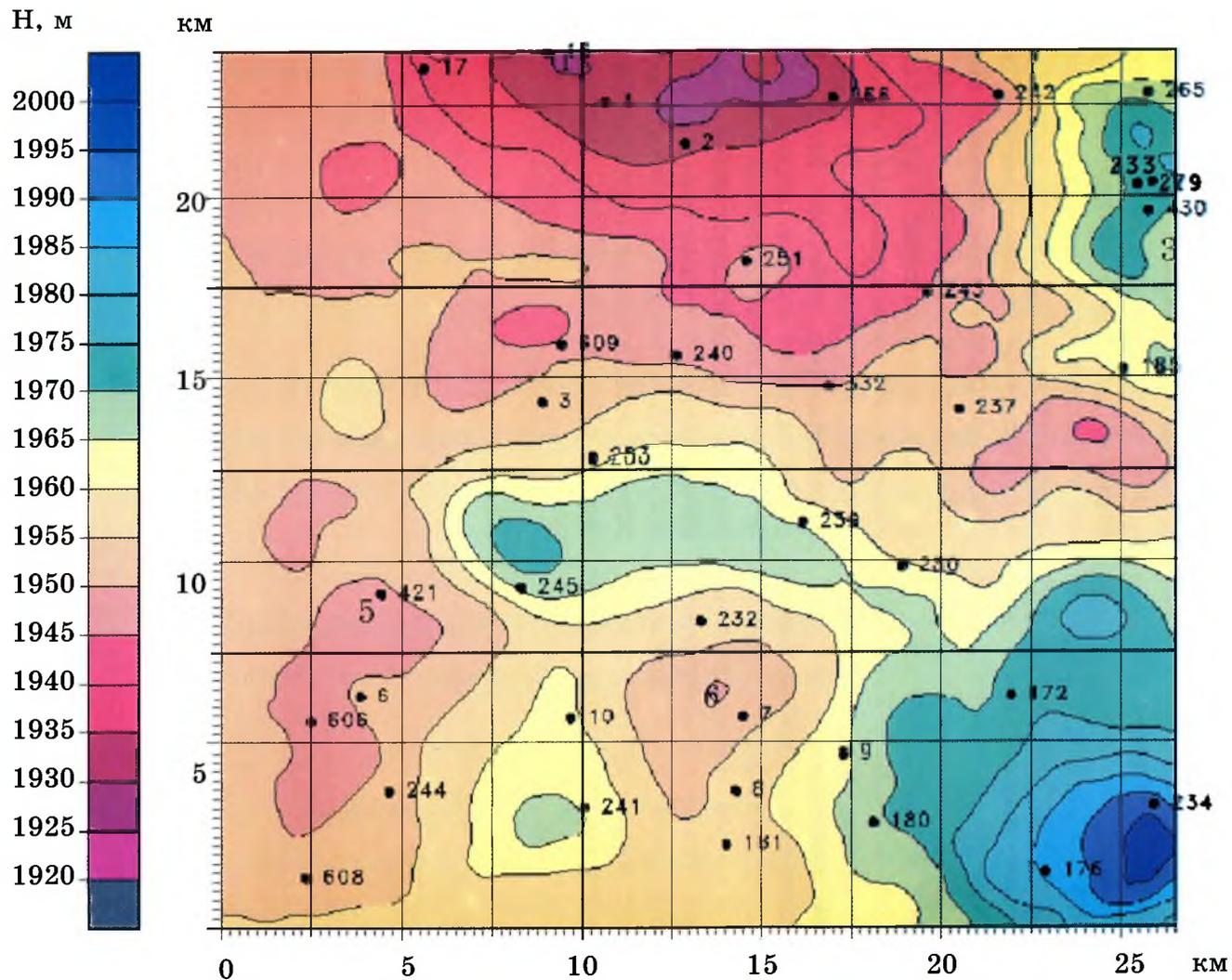


Рис.4.17. Структурная карта по отражающему горизонту М (нижний мел).

диным, С. В. Ершовым и др., проводилась в комплексе с синтезированными разрезами ОГТ, проходящими непосредственно через скважины.

Сейсмостратиграфический комплекс АС₁₁₋₁₂ ограничен в кровле горизонтом АС₁₁, а в подошве – горизонтом Н_{Дп}, связанным с пимской глинистой пачкой. Он соответствует зональным циклитам П-0 – П-II и представляет собой нормальную клиноформу с хорошо выраженными зонами: фондоформной, собственно клиноформой и ундаформной. Формировался комплекс с перерывами в осадконакоплении во времена зональных регрессий, наращивался как в вертикальном, так и в латеральном направлениях. Во времена регрессий в присклоновой зоне глубоководных частей бассейна формировались подводные конусы выноса (пласты АС₁₂⁰⁻⁴, АС₁₁²⁻³). Они характеризуются субгоризонтальными, часто прерывистыми отражениями, преимущественно параллельными кровле комплекса (горизонту АС₁₁), который представлен сравнительно хорошо выдержанным отражением. По отра-

жающему горизонту АС₁₁ приведена структурная карта (рис. 4.15).

Сейсмостратиграфический комплекс АС₁₀ подстилается горизонтом Н_{АС10}. По мощности и величине зоны латерального наращивания значительно уступает АС₁₁₋₁₂, что, вероятно, связано с ограниченным поступлением осадков. Значительные мощности песчаников накопились в основном лишь во фронтальной части авандельты, а в фондоформной зоне формировались преимущественно отдельные, сравнительно маломощные линзы. По горизонту Н_{АС10} представлена структурная карта (рис. 4.16).

На структурной карте по подошве алымской свиты (горизонт М, рис. 4.17), также как и на картах по горизонтам А, Тю₂₋₃ и Б достаточно отчетливо вырисовывается восток-юго-восточное окончание Селияровского структурного носа. Это позволяет сделать вывод о том, что данный структурный элемент, как и в целом Нялинский свод, который он осложняет, имеют тектоническую природу с ростом в юрско-раннемеловое время.

Глава 5. ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

5.1. Общие представления о палеогеоморфологических и литофациальных условиях

Продуктивные отложения неокомского клиноформного комплекса представляют собой осадки аллювиально-дельтовой равнины, авандельты и продельты [Эрвье, 1972; Плавник и др., 1988], образовавшиеся в результате ритмичного бокового наращивания клиноформ. Процессы осадконакопления контролировались скоростью прогибания бассейна, эвстатическими колебаниями уровня моря, тектоническими процессами различного масштаба и темпом седиментации. Условиям их формирования посвящено немало работ, в том числе А. Л. Наумова и др. [1977], А. А. Нежданова и др. [Сейсмогеологический прогноз., 1992], В. П. Игошкина [1990, 1992], Г. Н. Гогоненкова и др. [1988], Н. И. Марковского [1981] и многих других. Все они обосновывают косослоистую модель неокома, согласно которой циклично происходило боковое заполнение глубоководного палеобассейна осадками, поступающими преимущественно с юга и юго-востока [Биншток, 1980]. В периоды трансгрессий, при относительно быстром подъеме уровня мирового океана и значительном удалении береговой линии, накапливались глины региональных пачек, залегающих в основании региональных клиноформ-циклитов (пимская, сармановская, покачевская, савуйская и др.). Основная же часть объема осадков накапливалась в периоды регрессий, сопровождавшихся лавинной седиментацией.

В клиноформном комплексе при прогнозе зон развития песчаных тел важное значение отводится палеогеоморфологическому фактору, который в значительной мере контролировал их распространение и выклинивание, а в Приобской нефтеносной зоне играл особую, ре-

шающую роль. Структурный фактор здесь имел второстепенное, фоновое значение. Практически все резервуары этой зоны нефтенасыщены. В пластах и горизонтах АС₈₋₁₂ только в единичных скважинах были получены притоки воды. В пласте АС₇, который оказался в большинстве случаев водоносным, существенную роль играет, видимо, капиллярное экранирование залежей [Большаков и др., 1993, 1995].

В литературе, применительно к отложениям клиноформного комплекса, очень часто употребляются термины “шельф”, “бровка шельфа”, “склон шельфа” и т. д. [Наумов, 1977; Онищук и др., 1977; Биншток, 1980; Гидион, 1989; Гиршгорн, Соседков, 1990; Игошкин, Шлезингер, 1990; Павлова, Смирнов, 1993; и др.]. Эти понятия из области геологии океанов предполагают наличие в исследуемом районе как континентальной коры, так и океанической. Внешняя граница шельфа определяется переходом континентальной коры в океаническую, выраженным континентальным склоном. В современных океанах средняя глубина бровки шельфа 130 м [Кеннет, 1987], хотя, к примеру, в Баренцевом и Карском морях она превышает 600 м. Существование океанической коры в данном районе, как и вообще в Западной Сибири, не доказано. Поэтому и мелководная, и глубоководная части являются по сути шельфом, соответственно мелководным и глубоководным, хотя некоторые геологи видят почти полную аналогию с океаном [Чернавских, 1994].

Авторы монографии, как указывалось в гл. 1, наряду с другими исследователями (Н. Х. Кулахметов, А. Г. Мухер, Г. П. Мясникова, В. И. Шпильман, Г. С. Ясевич и др.) склонны считать, что клиноформы представляют собой дельтовые образования. Бассейновые процессы не в состоянии перераспределять огромное ко-

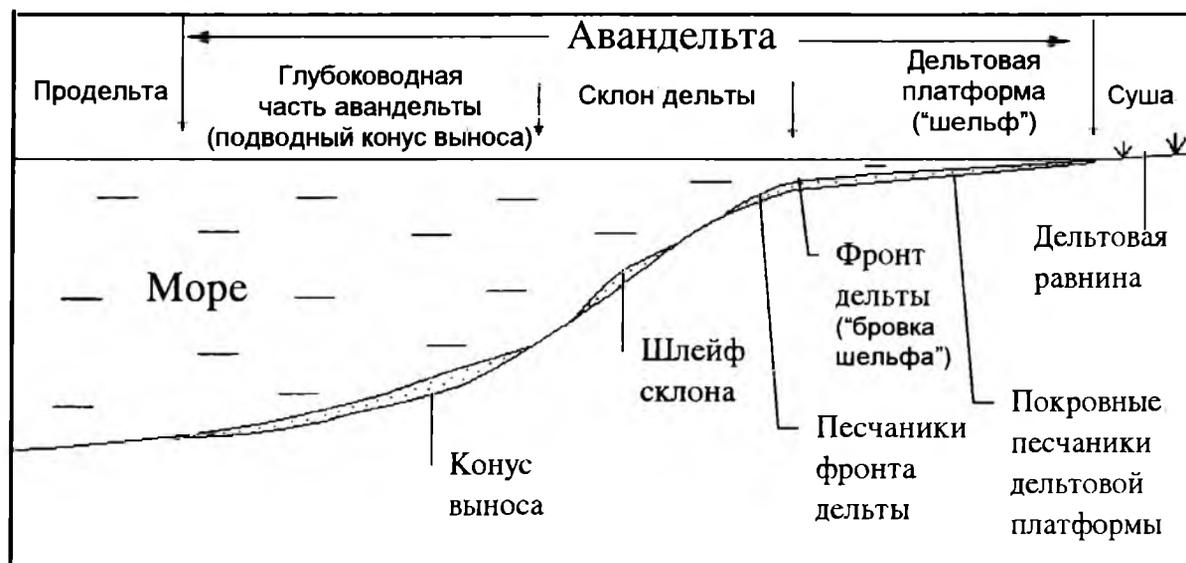


Рис. 5.1. Палеогеоморфологические элементы авандельты.

количество поступавшего в приемный бассейн осадочного материала, в результате чего и сформировался седиментационный уступ передовых отложений высотой в 100–300 м.

Пользуясь терминологией, применяемой к дельтам, так называемый “шельф” (а точнее, его мелководную часть) авторы считают “дельтовой платформой”, “склон шельфа” — склоном дельты, а “бровку шельфа” — фронтом дельты (рис. 5.1). Широкое развитие типично шельфовых фаций в пределах дельтовых платформ дает основание относить существовавшие в то время палеодельты данного района к деструктивным, в которых преобладали бассейновые процессы. Последние особенно доминировали в периферийных районах дельтовых платформ.

Именно эти элементы (дельтовая платформа, склон дельты, ее фронт, глубоководное основание) являются основными палеогеоморфологическими элементами, контролирующими площадное распространение коллекторов. Каждый из них характеризуется определенным набором фаций и фильтрационно-емкостных свойств, сформировавшихся в их пределах песчаных тел-коллекторов. Склоновая зона, как правило, является разделяющим элементом основных групп таких тел, приуроченных, с одной стороны, к конусам выноса, а с другой — к фронту дельты и ее платформной части. Особенно четко эта закономерность наблюдается в гори-

зонте AC_{10} , аналогична она и по каждому из отдельно взятых пластов в составе горизонтов AC_{11} , AC_{12} .

Регрессивные осадки клиноформного комплекса по принадлежности к морфологическим элементам палеобассейна условно можно разделить на три типа с соответствующими обстановками осадконакопления: первый — аллювиальные отложения, второй — мелководно-авандельтовые и третий — относительно глубоководные морские. Последние, хотя и являются глубоководным продолжением дельт, по ряду характерных только для них фаций выделяются отдельно. По мнению Р. Ч. Селли [1989], условно глубоководными можно считать те отложения, которые сформировались ниже уровня континентального шельфа. В рассматриваемом случае к ним можно отнести осадки склона и глубоководной части бассейна.

Аллювиальные отложения хотя и играют подчиненное значение в продуктивном комплексе, тем не менее, встречаются не только в Широтном Приобье, но и в районе Уренгоя. Например, русловую (или протоковую) природу, по мнению В. И. Ермакова и А. А. Шаля [1982], имеет продуктивный горизонт BC_8 месторождения Самотлор. Основную часть разреза продуктивных горизонтов неокома Нижнеартовского свода слагают породы надводно-дельтовых равнин и култушной авандельты [Эрвье, 1974].

В неокме в результате регрессий обширная часть мелководного шельфа периодически превращалась в сушу, в аллювиально-озерно-болотную равнину с кое-где возвышающимися участками [Марковский, 1981]. Возникал дренажный бассейн, расширялась площадь аллювиальных отложений, наличие которых устанавливается на основании литологического анализа с использованием данных ГИС. Это становится возможным при их достаточно большой мощности, когда по каротажу явно выделяются проциклиты, характерные для русловых образований. На востоке исследуемой территории подобный анализ трудно выполнить для этих горизонтов (AC_{10-11}) из-за малой мощности песчаных отложений. При изучении керн скважин Приобского месторождения аллювиальные фации не зафиксированы. Однако палеотектонический анализ и изучение характера выклинивания пластов, имеющих вид кровельного прилегания, дают основание предполагать периодическое формирование в данном районе отложений аллювиальных равнин в готериве. Не исключено, что, имея небольшие мощности, подобные осадки большей частью размывались в финально-регрессивные фазы. В подтверждение этого М. К. Шпильман и А. Г. Мухер [1988] в отложениях пласта AC_{11}^1 соседнего Салымского района отмечают признаки континентальности.

Среди мелководных авандельтовых фаций выделяются два подтипа – дельтовой платформы и фронта дельты. Особый интерес представляют фации первого подтипа, среди которых следует выделить фации устьевого бара, песчаников морского мелководья (дистального бара) и подводных русел. Первые – наиболее перспективные объекты для поиска высокодебитных залежей нефти, так как зона устьевого бара характеризуется наиболее активными седиментационными и волновыми процессами. Вторые – формируются за счет перераспределения песчаного материала устьевого бара волновыми процессами и течениями и располагаются между ним (устьевым баром) и прodelьтой [Акрамходжаев и др., 1986]. Сортированность осадков здесь хуже, чем в устьевом баре. Это в основном мелкозернистые песчаники и алевролиты. Ко второму подтипу относятся песчаники фронта дельты. Вдоль него, нередко, наблю-

даются повышенные мощности обломочного материала, который, пройдя транзитом мелководье, осаждался в зоне резкого увеличения глубин палеобассейна. Наиболее крупные залежи в пластах данного типа связаны с пластами AC_{10}^{1-2} в районе эксплуатационного участка, где их мощность увеличивается почти в 5 раз (с 20 до 100 м).

Глубоководные терригенные отложения, как и авандельтовые, представлены двумя подтипами – образованиями шлейфов склона (I подтип), продуктами подводных конусов выноса и равнины дна глубоководного бассейна (II подтип). Они представляют собой преимущественно турбидиты, дебиты, оползни, глинистые отложения прodelьты, а также переотложенные глубоководные русловые образования, формировавшиеся придонными течениями. С точки зрения размеров залежей и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов склоновые песчаные тела наименее перспективны и это предопределено главным образом палеогеоморфологией склона. Среди его основных морфологических элементов – овраги, оползневые обрывы, каньоны и т. д. Большую роль в аккумуляции и концентрации обломочного материала на склоне дельты играет угол его наклона. Пески обычно формируются на наиболее пологих участках. Поэтому основные перспективы таких залежей связываются с полого залегающими клиновидными телами. При формировании пластов AC_{12}^{2-4} на склоне авандельты образовалось несколько мощных шлейфов, самый крупный из которых находится в районе скв. 261, 234. Большая часть песчаного материала, сносимого в глубоководную часть бассейна, скапливалась у подножия склона, меньшая – отлагалась в виде песчаных покровов равнины палеобассейна, вытянутых вдоль склона. В песчаниках этого подтипа сконцентрированы основные запасы Приобского месторождения. Залежи подобного рода связаны с пластами AC_{12}^{0-4} и AC_{11}^{2-3} . Более мелкие залежи открыты в пластах AC_{10}^{1-2} и AC_9 .

Границы между типами песчаных тел и залежей в них весьма условны. Наиболее крупные имеют чаще всего комбинированный характер. Например, разрабатываемая на эксплуатационном участке залежь пластов AC_{10}^{1-2} , как уже

отмечалось, связана с отложениями фронта дельты. Однако она имеет еще продолжение на восток и запад в виде соответственно авандельтовых покровных и склоновых песчаных тел.

Классификация по такому принципу удобна тем, что на сейсмических профилях можно выделять аналогичные сейсмофации [Игошкин, 1992] и прогнозировать типы возможных залежей в определенных районах по каждому из пластов.

В каждом из этих типов по мере необходимости можно выделить еще подтипы по генетическому или по какому-либо другому признаку. Например, исследователи из ЗапСибНИИГеофизики [Сейсмогеологический прогноз..., 1992] выделяют семь разновидностей песчаных тел в клиноформном комплексе – приморских равнин, мелководного шельфа, глубоководного шельфа, склонов, подводных оползней, турбидитов и контуритов.

Основной объем пимского циклита Приобской зоны связан с авандельтовыми и глубоководно-морскими отложениями. Однако большая часть запасов все же концентрируется в глубоководных конусах выноса. В первую очередь, это пласты AC_{11}^{2-3} и AC_{12}^{0-4} . Залежи подобного типа открыты также в горизонте AC_{10} и пласте AC_9 .

При выделении палеогеоморфологических зон дельтовой платформы, склона дельты и глубоководной авандельты определяющим является положение фронта дельты и основания склона.

Реконструкция условий формирования пимского циклита проводилась на основе палеотектонического и фациального анализов по промыслово-геофизическим данным. Возможность интерпретации фациальных обстановок по анализу кривых стандартного каротажа обоснована многими отечественными и зарубежными исследователями [Тейлор, 1980; Муромцев, 1981, 1984; Гогоненков и др., 1983; Акрамходжаев и др., 1986; Обстановка осадконакопления..., 1990]. Для этой цели в основном используется кривая ПС. Однако на ее форму помимо петрофизических характеристик отложений влияет множество причин. Например, минерализация пластовых вод, характер проникновения фильтрата раствора в пласт, соотношение диаметра скважины и мощности пласта и т. д. [Гогоненков, Михайлов, 1983]. Иногда сходные формы

кривых ПС могут отмечаться в различных фациальных обстановках. Для однозначной интерпретации нужна конкретная привязка каротажных фаций к литофациям. Отождествление каротажных фаций с конкретными литофациями (например, русла, мангровых болот или фациями фронта дельты и т. д.) – это только один из вариантов их отображения. Второй вариант, который использовали авторы, – выделение зон, характеризующихся определенными типами кривых ПС и КС, которые, в свою очередь, предполагают набор парагенетически связанных между собой фаций. При таком подходе выделяется семь типов, определяющими характеристиками которых является величина $\alpha_{ПС}$, отражающая содержание глинистого материала, а в глинистых фациях еще и величина КС. После анализа различных вариантов выделения “каротажных” фаций эти параметры взяты как наиболее простые и информативные для оценки и прогноза перспектив нефтеносности пластов*.

Нижне-среднеюрские отложения на территории месторождения формировались в разнофациальных условиях с довольно расчлененным рельефом. Судя по данным интерпретации объемной сейсморазведки, в районе исследования в раннеюрское время была развита речная сеть. Реки, скорее всего, впадали в оз. Тундринское. Во время осадконакопления тюменской свиты район был, вероятно, одним из сильно заболоченных, с формированием торфяников и доминированием осадков алевритового типа и маломощных пластов мелкозернистых трансгрессивных песков ($Ю_2$).

В финально-трансгрессивную фазу юрско-неокомского цикла, наступившую в волжское время, район Приобского месторождения оказался в глубоко погруженной (до 500 м и более) приосевой зоне палеобассейна с характерными чертами недокомпенсированного (“голодающего”) бассейна. Это привело к аккумуляции аномально обогащенных органическим веществом глинистых отложений нижней половины баженовской свиты на значительной (более 1 млн км²) территории центральной части огромного бассейна. С раннего берриаса в районе Приобского месторождения на фоне общей крупной

* Подробнее об этом см. в гл. 6.

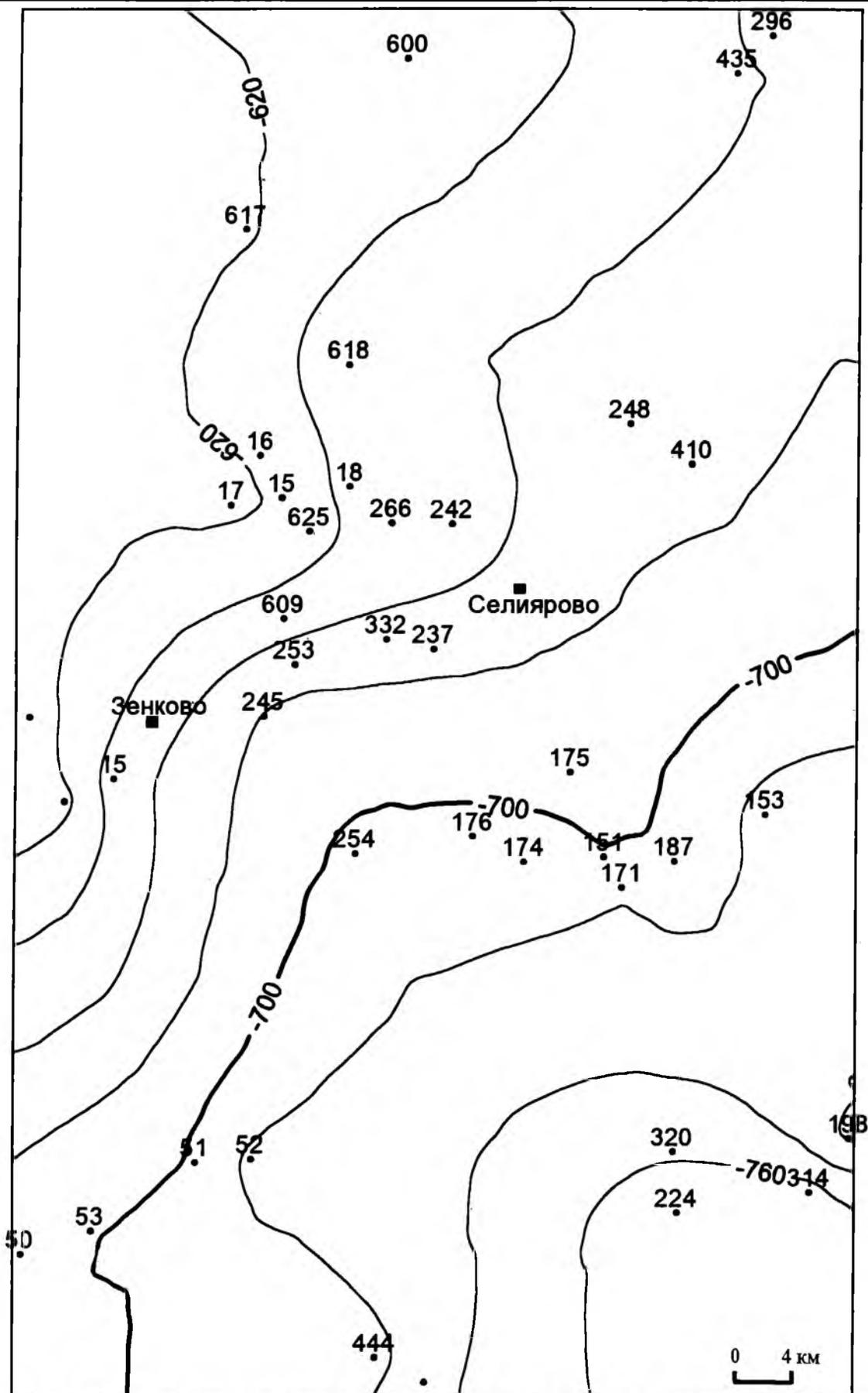


Рис. 5.2. Палеоструктурная карта по кровле баженовской свиты Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

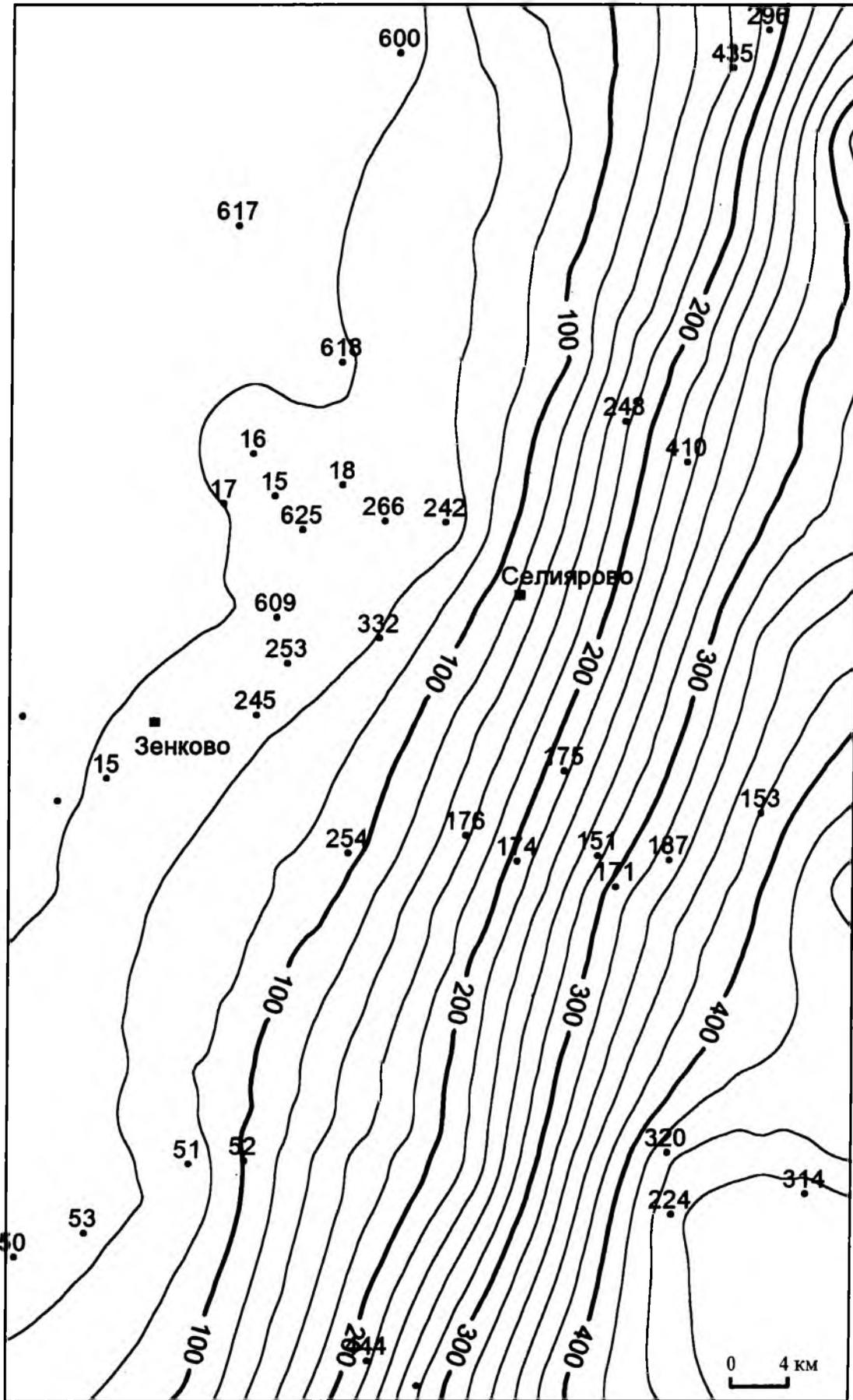


Рис. 5.3. Карта изопахит сармановского РГЦ (BC₁₋₇).

регрессии происходит чередование региональных и зональных трансгрессий и регрессий. Клиноформы, песчано-алевритоглинистые стратиграфические пакеты, вытянутые вдоль палеооси бассейна, начали заполнять его с восток-юго-востока и постепенно к концу баррема заполнили весь. Однако на значительной территории, по нашим представлениям, продолжали накапливаться аномально битуминозные маломощные глинистые отложения верхней части баженовской свиты – возрастными аналогами клиноформ [Кародин, 1994; Кародин, Ершов, 1994]. Рельеф морского дна в это время в пределах исследуемой территории представлял пологую, воздымающуюся на северо-запад равнину (рис. 5.2). Мощности сармановского РГЦ в пределах зоны достигают на границе с Приразломным месторождением 400 м, сокращаясь на западе (скв. 4хм) до 30 м (рис. 5.3).

Ниже предпринята попытка расшифровать литофациальные и палеогеоморфологические условия формирования продуктивных пластов и горизонтов АС₁₂–АС₇ Приобской зоны на основе имеющихся геолого-геофизических данных с позиции системно-литмологического подхода. Как отмечалось выше, каждый из продуктивных горизонтов, по нашим представлениям, сформировался в регрессивную фазу зонального циклита (зонциклита), а отдельные пласты (например, АС₁₂¹, АС₁₂² и т. д.) – в регрессивную фазу субзонального циклита. Трансгрессивные фазы циклитов представлены преимущественно глинистыми пачками. Поэтому далее приводится описание по циклитам снизу вверх.

5.2. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления горизонта АС₁₂

Зонциклиты П–0 – П–I (пласты АС₁₂²⁻⁴). Их формирование началось с накопления региональной глинистой пимской пачки вследствие очередной трансгрессии моря. Береговая линия и области питающей суши находились достаточно далеко от района Приобской зоны, что и привело к формированию типично морских тонкоотмученных глин при низкой скорости седиментации. Минералогический состав глин, текстурные особенности, отпечатки готеривских аммонитов,

обилие фораминифер того же возраста и ряд других признаков свидетельствуют о нормально-морских условиях седиментации. Мощность пимской пачки на территории исследования – от 10 (скв. 600) до 130 м (скв. 151). В ее основании выделяется слой мощностью до 10 м с аномально низкими сопротивлениями. Иногда именно этот маломощный слой, который дает на сейсмических разрезах хорошее отражение, геофизики называют пимской пачкой, а глинистые отложения между ней и горизонтом АС₁₂ – надпимской [Игошкин, 1988].

Рельеф морского дна в пределах площади к началу пимского времени представлял собой склон субмеридионального простирания (восточная половина исследуемой территории) с углами наклона до 1° (15 м/км) и дно глубоководной равнины (западная половина). Достоверную глубину бассейна по данным только Приобской площади оценить невозможно, так как перепад глубин только в ее пределах мог превышать 300 м (рис. 5.4).

После относительно резкого повышения уровня моря трансгрессивный период осадконакопления сменился более продолжительной регрессией. Вероятно, в результате общей регрессивной направленности осадконакопления сформировалась регрессивная толща пимского регионального клиноциклита общей мощностью более 600 м (АС₄₋₁₂). Содержание алевритового и песчано-алевритового материала к концу ее формирования постепенно увеличивалось. Осадки, которые не аккумуляровались в пределах дельтовой платформы, но доносились сюда, отлагались в основном у ее фронта.

Во время формирования ЗЦ П–0 – П–I район Приобской площади представлял собой авандельту крупной палеореки, сформировавшую большую депоцентр (рис. 5.5). Основной объем осадков, в том числе и песчано-алевритового материала, отложился в секторе, ограниченном с севера и юга, соответственно, скв. 248 и 424. Подводные конусы выноса и шлейфы склона в его пределах сливаются между собой, образуя одну крупную зону развития песчаных тел (рис. 5.6а) I и II типов. Севернее и южнее располагались второстепенные русловые системы. Зоны подводных русел в пределах дельтовой платформы картируются фациями I–III типов как раз напротив соответствующих зон конусов выноса.

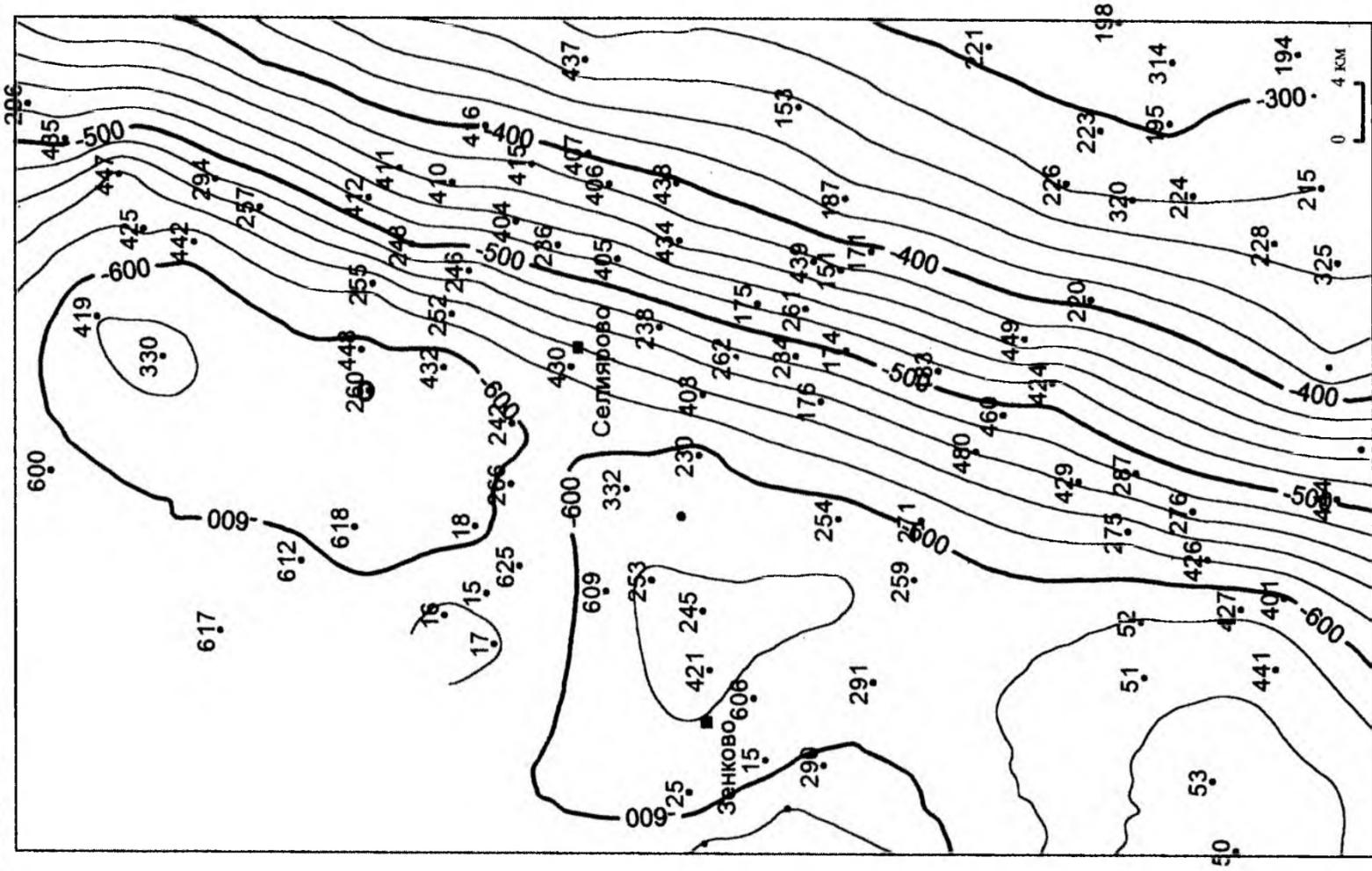


Рис. 5.4. Палеоструктурная карта по подошве пимской пачки на начало вшта.

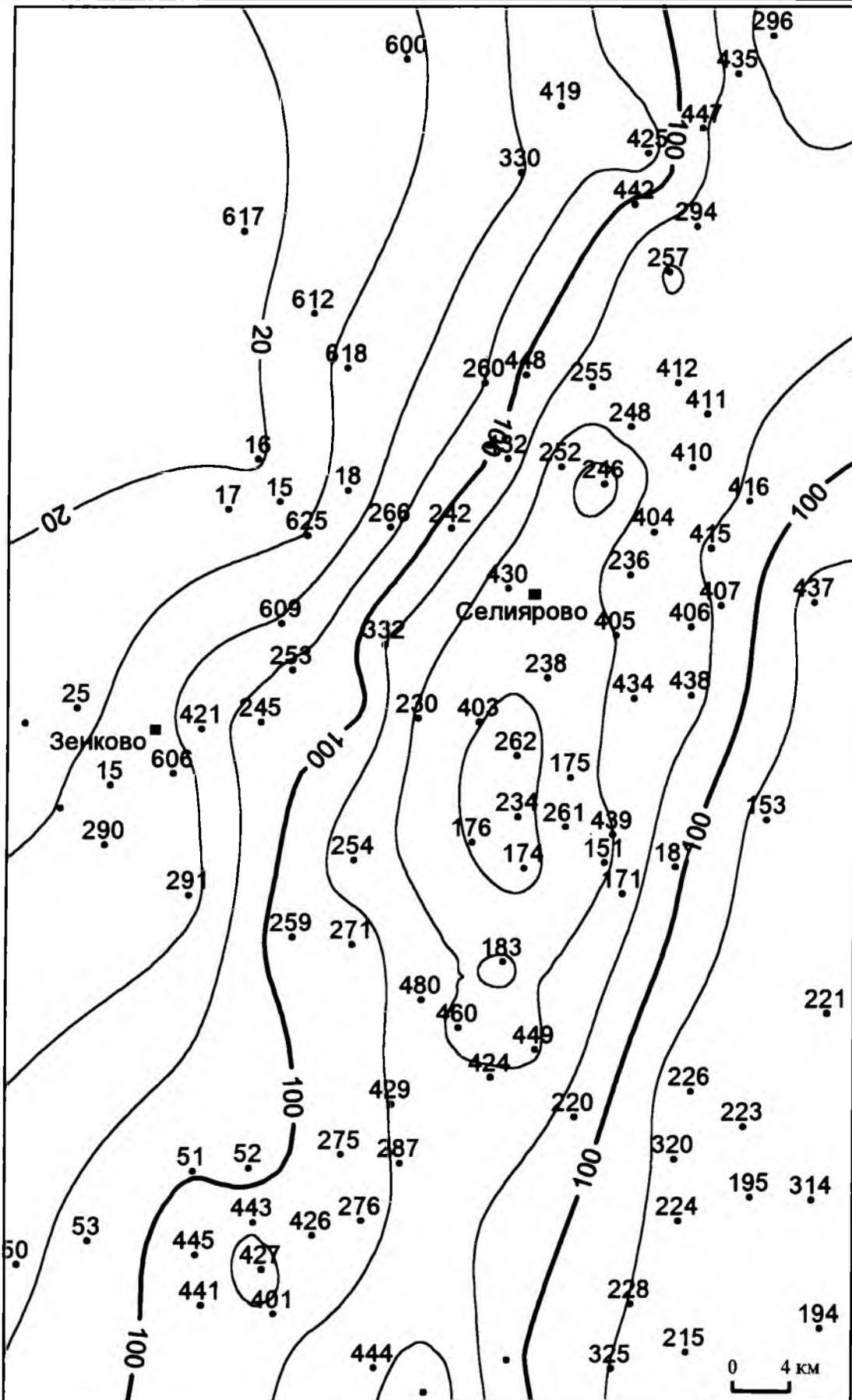
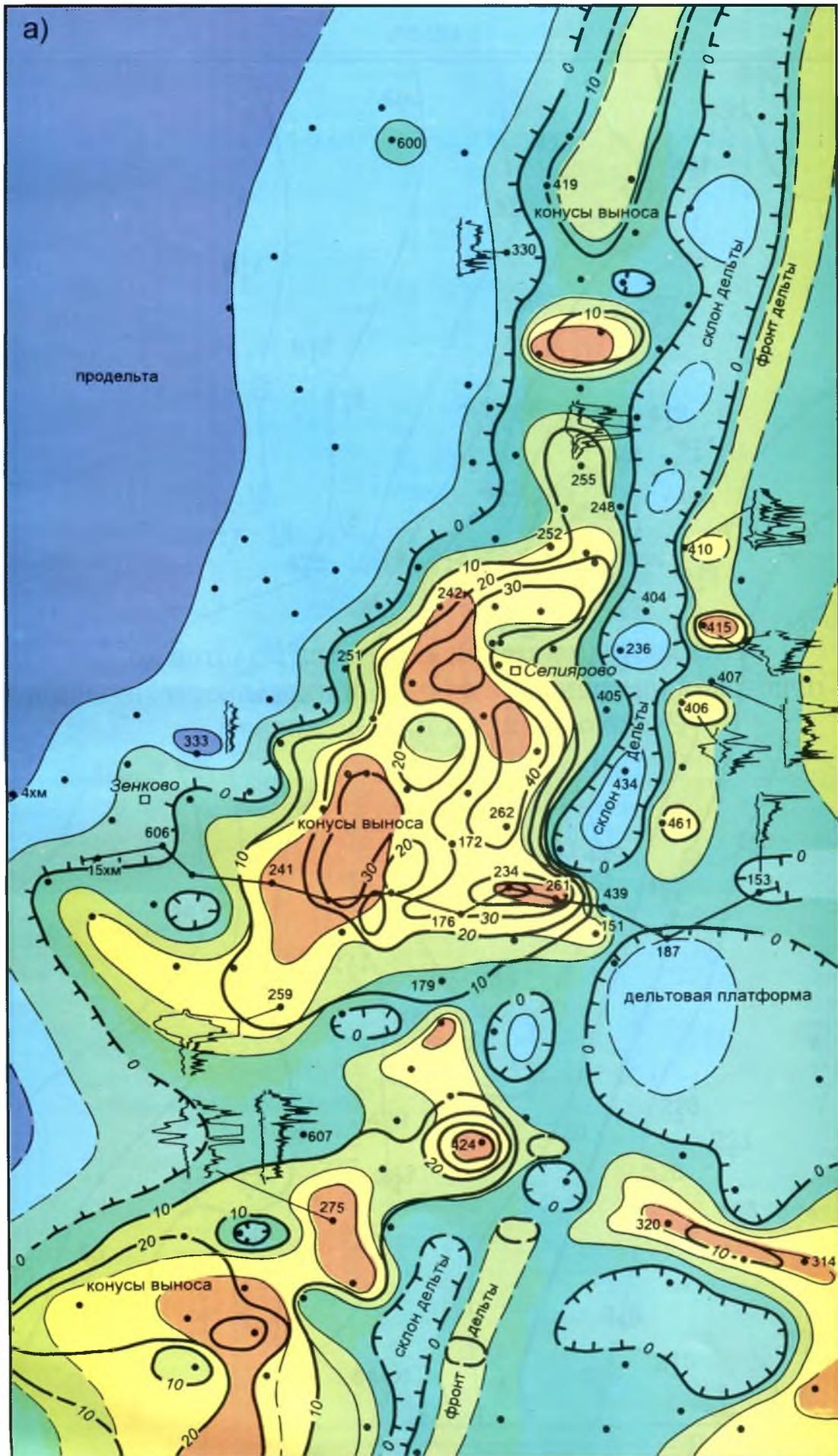


Рис. 5.5. Карта изопахит зональных клиноформ II-0 — II-I (AC_{12}^{2-4}).

Карта

РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПЛАСТОВ АС₁₂²⁻⁴
ПРИБСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ (а) И ИХ ПАЛЕОСТРУКТУРНОЕ
ПОЛОЖЕНИЕ НА НАЧАЛО АПТА (б).

Рис. 5.6.

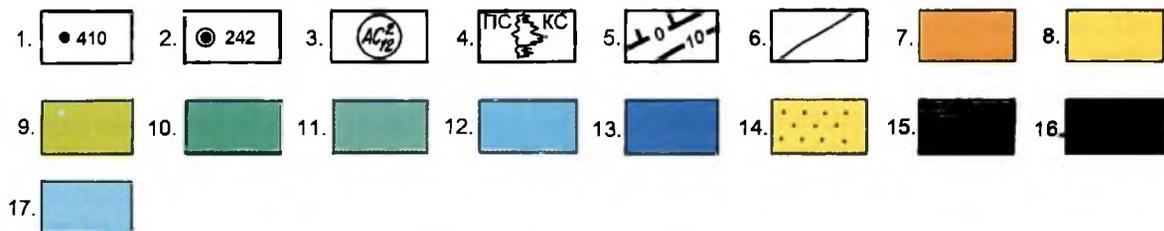
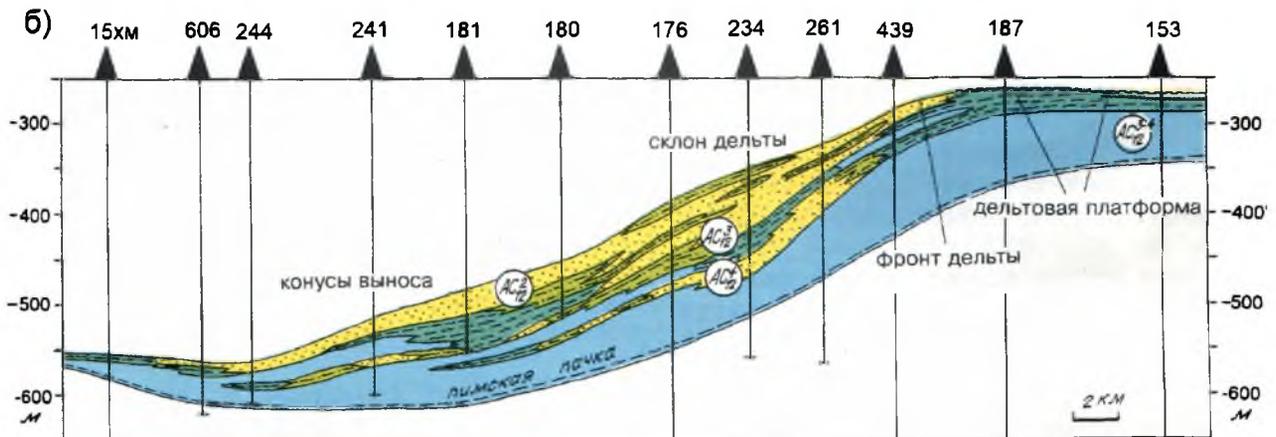


км 2 0 2 4 6 8 км



**Карта распространения песчаных тел пласта АС₁₂²⁻⁴
Приобской нефтеносной зоны (а)
и его палеоструктурное положение на начало апта (б)**

Составили: Ю.Н. Каргодин, С.В. Ершов,
1996 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - поисково-разведочные скважины; 2 - разведочные скважины, давшие притоки нефти из продуктивных пластов АС₁₀⁰, АС₉ и АС₇; 3 - индексы продуктивных пластов; 4 - примеры электрометрических характеристик пластов различных типов фаций; 5 - изопахиты песчаников; 6 - границы фаций, *фации*: 7 - I типа, 8 - II типа, 9 - III типа, 10 - IV типа, 11 - V типа, 12 - VI типа, 13 - VII типа; *отложения* (для палеопрофилей): 14 - песчаные, 15 - песчано-алевритовые, 16 - алеврито-глинистые, 17 - глинистые.

Первым песчаным телом, сформировавшимся в пределах района, был пласт AC_{12}^4 . Основная часть его песчаников аккумуляровалась на востоке за пределами данной территории, меньшая — в виде линз в основании склона и фронтальных отложений. Вдоль фронта (скв. 461, 415) вскрыты лишь небольшие песчаные тела. Данный пласт наименее перспективный из пластов ЗЦ П-I, связанные с ним коллекторы распространены локально, а залежи в нем считаются второстепенными. Поэтому их разведка проводится попутно с основными залежами.

Пласт AC_{12}^3 формировался, как и нижележащий, в виде шлейфов склона и непосредственно у его подножия. Количество обломочного материала возросло, что отразилось на размерах конусов выноса. Пласт выклинивается в районе фронта дельты (см. рис. 5.6б). Предполагается, что его покровные мелководные аналоги были размыты.

В финале зональной регрессии при существенно возросших темпах (лавинной) седиментации сформировался пласт AC_{12}^2 . Главная причина его увеличенной мощности — близость дренажного бассейна. Некоторыми эксплуатационными скважинами вскрыт разрез с продуктивным интервалом свыше 50 м. Это самый мощный из всех глубоководных пластов в составе горизонтов AC_{11} и AC_{12} .

В пределах склона выделяется ряд зон с полным замещением песчаных продуктивных пластов AC_{12}^{2-4} алевритоглинистыми отложениями. В качестве примеров можно привести разрезы скв. 236 и 434. В осевых зонах подводящих каналов и прилегающих участках суммарные мощности песчаников увеличиваются и могут достигать 50 м (скв. 424). Характерной особенностью разрезов таких зон является высокий коэффициент песчаности субзональных циклитов, вплоть до полного опесчанивания (скв. 261, 424). Подобные каналы, вскрытые эксплуатационными скважинами в пластах ЗЦ П-II AC_{12}^{0-1} , имеют ширину до 200–300 м.

Формирование разреза в зонах каналов проходило в обстановке периодического возникновения турбидитных пото-

ков, активно размывавших в приосевых зонах ранее сформировавшиеся отложения. В результате перебива отложений потоками выносился глинистый материал и накапливался, концентрировался песчано-алевритовый.

К концу формирования ЗЦ П-I фронт дельты продвинулся на 10–15 км (рис. 5.7). Кровельное прилегание пластов AC_{12}^{2-3} свидетельствует о том, что береговая линия проходила вблизи него и “головы” пластов были размыты.

Положение главной русловой системы на момент формирования П-I примерно совпадает с основным депоцентром осадков. На мелководье (в секторе скв. 151–415) — это система подводных русел, а их глубоководное продолжение — район скв. 179–252. В составе главной системы выделяются зоны трех русел примерно по линиям скв. 241–439, 251–405 и 242–404. Объем поставляемого ими песчаного материала, аккумуляровавшегося в пределах главного депоцентра, составляет более 50 % от общего объема осадков, отложившихся в исследуемом районе. На юге, в пределах Эргинского и группы Шапшинских месторождений, картируется еще одна русловая система меньшего размера. На севере отмечаются только отдельные небольшого размера линзы конусов выноса, находящиеся, по-видимому, на продолжении отдельных второстепенных русел главной речной артерии.

Наклон пласта AC_{12}^2 на конец формирования зонциклита составлял всего лишь немногим более 1° (20 м/км). Поэтому в пределах склона отложилась большая часть песчаного материала, за исключением 2–6-километровой зоны на самых крутых его участках. Граница между дистальной частью центральных конусов выноса и продельтой также “выдвинулась” на запад по линиям осей русловых систем. Закономерно совпадение самого мощного шлейфа склона и максимально вытянутой на запад дистальной части конуса выноса к одному питающему каналу (по линии скв. 15хм–261). При изучении материалов бурения эксплуатационных скважин выяснилось, что сюда же приурочена самая мощная проксимальная часть конуса AC_{12}^2 .

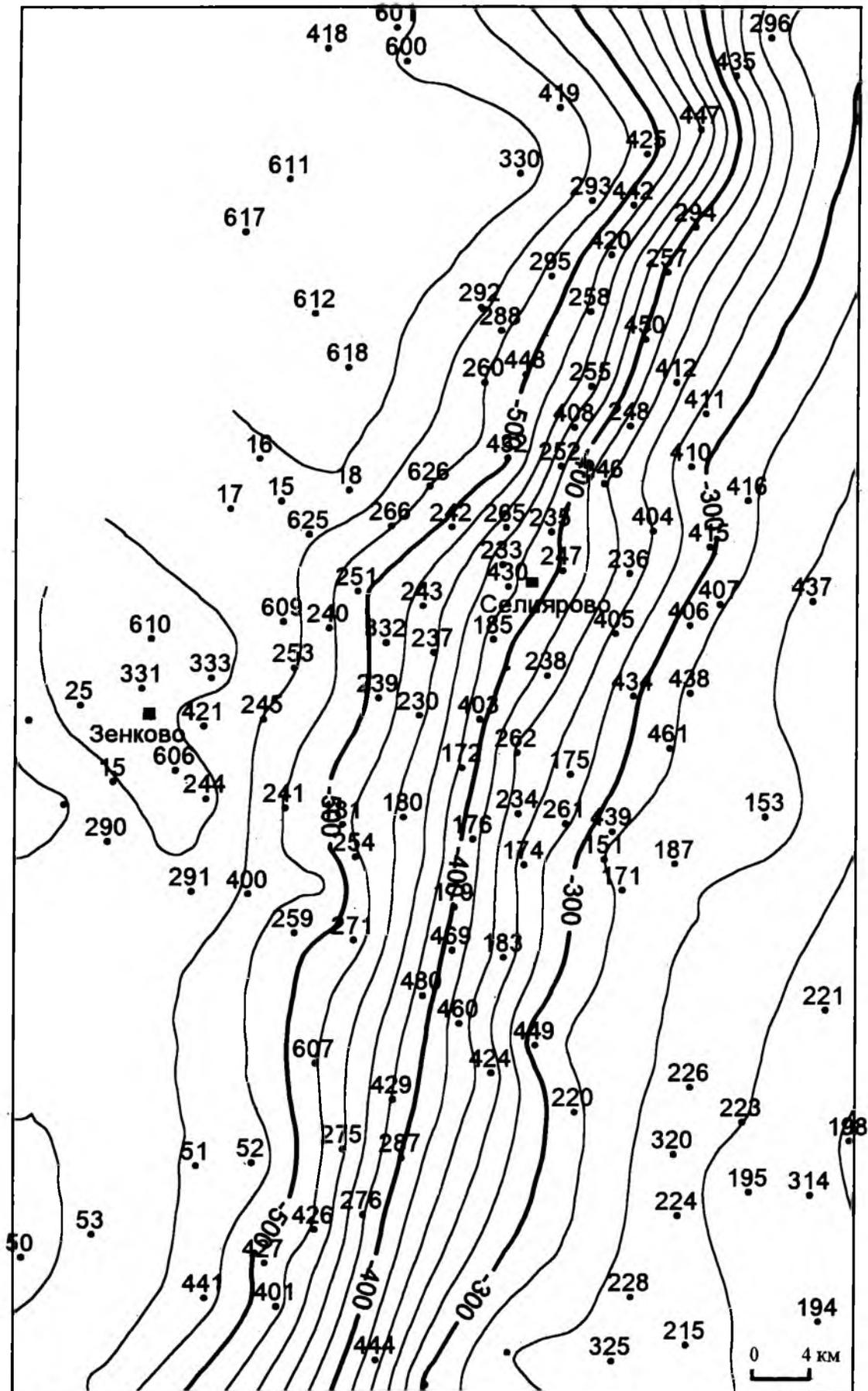


Рис. 5.7. Палеоструктурная карта по кровле пласта AC_{12}^2 Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

5.3. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления горизонта AC_{11}

Зонциклит П–II (пласты AC_{11}^{1-3} , AC_{12}^{0-1}). Во время формирования следующего зонального циклита седиментации П–II произошла незначительная перестройка русловых систем: главная (центральная) и южная сохранились приблизительно в прежних размерах и близких контурах, но резко активизировались северные русла, образовав третью (северную) русловую систему. Суммарная мощность песчаных отложений в ее пределах достигает 60 м (рис. 5.8а), что почти в два раза выше показателя главной системы. Однако это в основном песчаники с высоким содержанием глинисто-алевритового материала, а следовательно, и невысокими фильтрационно-емкостными свойствами. Общая мощность ЗЦ П–II до 200 м (рис. 5.9).

Продвижение фронта дельты на этом этапе составило 5–15 км (рис. 5.10). Максимальным оно было на продолжении центральной русловой системы. Большие скорости накопления осадочного материала и высокое содержание обломочной фракции привели к увеличению крутизны падения клиноформ. Угол падения пластов увеличился почти до 2° (30 м/км). Формирование зонального клиноциклита прошло в четыре более мелких цикла седиментации, в результате которых сформировались конусы выноса, соответственно, четырех пластов AC_{12}^1 , AC_{12}^0 , AC_{11}^3 и AC_{11}^2 . Самая западная граница их распространения примерно совпадает с осевой линией наиболее погруженной части палеобассейна в данном районе. Глубина палеобассейна, видимо, составляла порядка 300 м. На мелководье формировались возрастные аналоги этих пластов, которые отнесены к единому пласту AC_{11}^1 (см. рис. 5.8б).

Дельтовая платформа представляла собой мелководье с отложениями баровых и лагунных фаций, часть отложений ко-

торых была впоследствии размывта. Наиболее благоприятные обстановки для формирования коллекторов в пласте AC_{11}^1 существовали в центральной и северной областях дельтовой платформы главной русловой системы. Палеотектоническим анализом установлен рост палеоструктур именно в этой части Приобской нефтеносной зоны. Вершина палеоструктуры находилась в районе скв. 233, 279 и 430. К этому же району приурочены основные подводящие каналы. Большой привнос обломочного материала и активное воздействие на него гидродинамических процессов волновой обработки на участках палеоструктур способствовали формированию отсортированных песчаников с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Дебиты нефти из пласта AC_{11}^1 в скв. 246 составили $118 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 8-миллиметровом штуцере. Восточнее, в районе скв. 415, наоборот, располагалась зона прогибания. Все это обусловило образование в центре более широкой, чем в прилегающих северном и южном районах, дельтовой платформы. А это, в свою очередь, способствовало увеличению в ее пределах объемов аккумуляции песчано-алевритового материала. Однако большая его часть все же концентрировалась вдоль склона дельты в виде конусов выноса (см. рис. 5.8а).

Среди обстановок, благоприятных для образования коллекторов, кроме устьевых баров и тех, что формировались на участках палеоструктур, следует отметить зоны улучшенных коллекторских свойств, приуроченных к так называемым подводным руслам авандельты. Они представляют собой “каналы” транспортировки осадочного материала на участках дельтовой платформы с менее активными, чем в пределах центральной русловой системы волновыми процессами. По ним обломочный материал проносился транзитом, достигал склона и фронтальной части авандельты. Последняя была областью образования так называемых “пальцевых баров”, формировавшихся на

протяжении подводных русел. Если, попадая на склон, песчаный материал осаждался ниже действия базиса волн, то он отлагался в виде узких, вытянутых песчаных тел. Как установлено по данным разрезов эксплуатационных скважин, размеры таких тел составляют первые сотни метров в ширину и не более 3 км в длину. Самые крупные из них формировались одним "каналом" на протяжении нескольких циклов осадконакопления и представляют собой серию мелких баров. Если учесть, что формирование песчаных пластов ЗЦ П-П происходило на протяжении всего седиментационного цикла и фронт дельты постепенно смещался в течение времени формирования всего цикла, то почти всю полосу шириной 5-15 км можно считать фронтальной. На территории эксплуатационного участка между разведочными скв. 180 и 176 (между которыми 5 км) намечаются как минимум пять таких фронтальных зон, с которыми связаны разновозрастные "пальцевые" бары регрессивных частей субзональных циклитов и темциклитов.

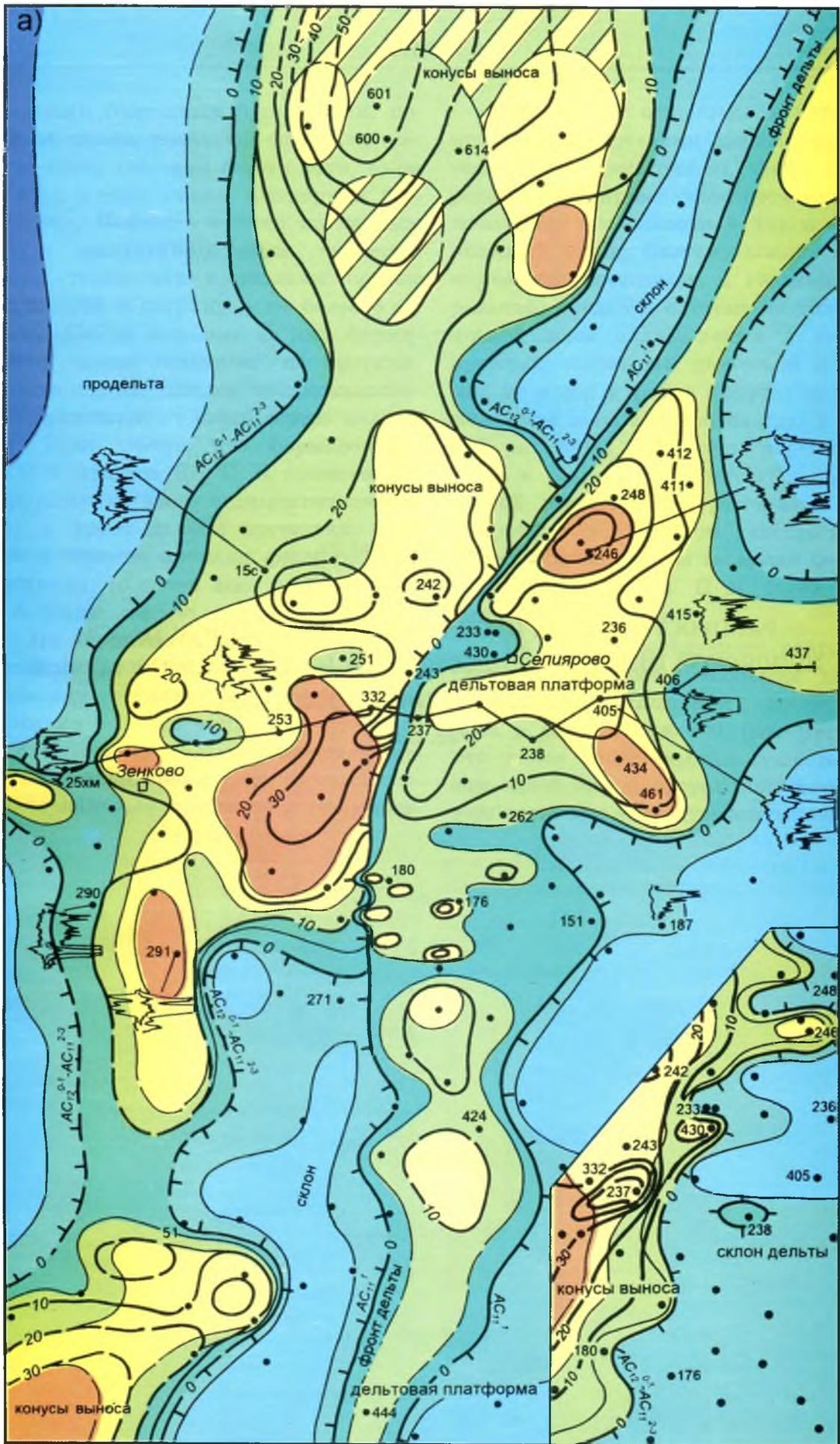
Количество обломочного материала, привнесенное руслами центральной системы, было достаточным, чтобы сформировались обширные зоны песчаных отложений как в мелководной, так и в глубоководной зонах. Поэтому вполне закономерна приуроченность к главной (центральной) русловой системе не только основной зоны аккумуляции в виде покровных отложений дельтовой платформы, но и зон в форме конусов выноса. В плане эти зоны сопряжены друг с другом (см. рис. 5.8а) и частично перекрываются, а в разрезе располагаются одна над другой примерно на расстоянии 100 м (см. рис. 5.8б). На этом участке продвижение фронта дельты за время формирования клиноформы П-П было максимальным - до 15 км.

На севере исследуемого района картируется мощный депоцентр песчано-алевритовых отложений, достигающих 60 м в разрезе скв. 601 (см. рис. 5.8а). Это явное свидетельство существования еще одной крупной русловой системы северо-восточнее исследуемого района.

Карта

РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПЛАСТОВ AC_{11}^{1-3} - AC_{12}^{0-1}
ПРИБОДСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ (а) И ИХ ПАЛЕОСТРУКТУРНОЕ
ПОЛОЖЕНИЕ НА НАЧАЛО АПТА (б).

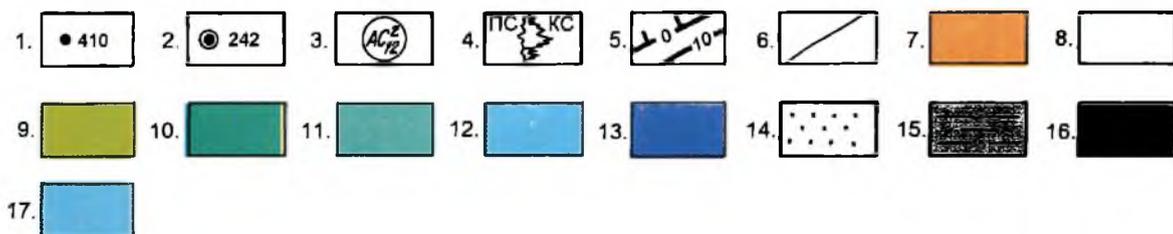
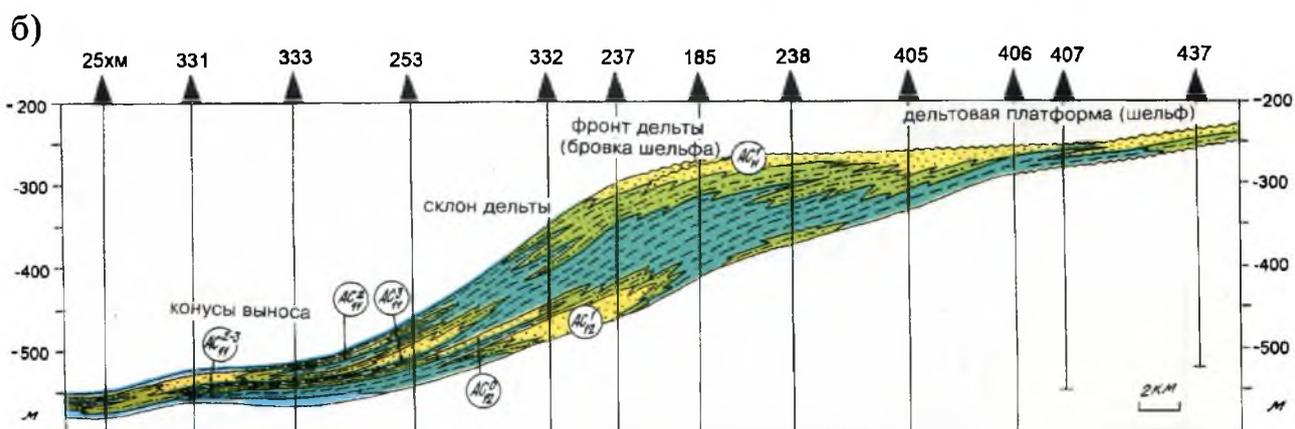
Рис. 5.8.



км 2 0 2 4 6 8 км

Карта распространения песчаных тел пластов АС₁₁¹⁻³ - АС₁₂⁰⁻¹ Приобской нефтеносной зоны (а) и их палеоструктурное положение на начало апта (б)

Составили: Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов,
1996 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - поисково-разведочные скважины; 2 - разведочные скважины, давшие притоки нефти из продуктивных пластов АС₁₀⁰, АС₉ и АС₇; 3 - индексы продуктивных пластов; 4 - примеры электрометрических характеристик пластов различных типов фаций; 5 - изопахиты песчаников; 6 - границы фаций, фации: 7 - I типа, 8 - II типа, 9 - III типа, 10 - IV типа, 11 - V типа, 12 - VI типа, 13 - VII типа; отложения (для палеопрофилей): 14 - песчаные, 15 - песчано-алевритовые, 16 - алеврито-глинистые, 17 - глинистые.

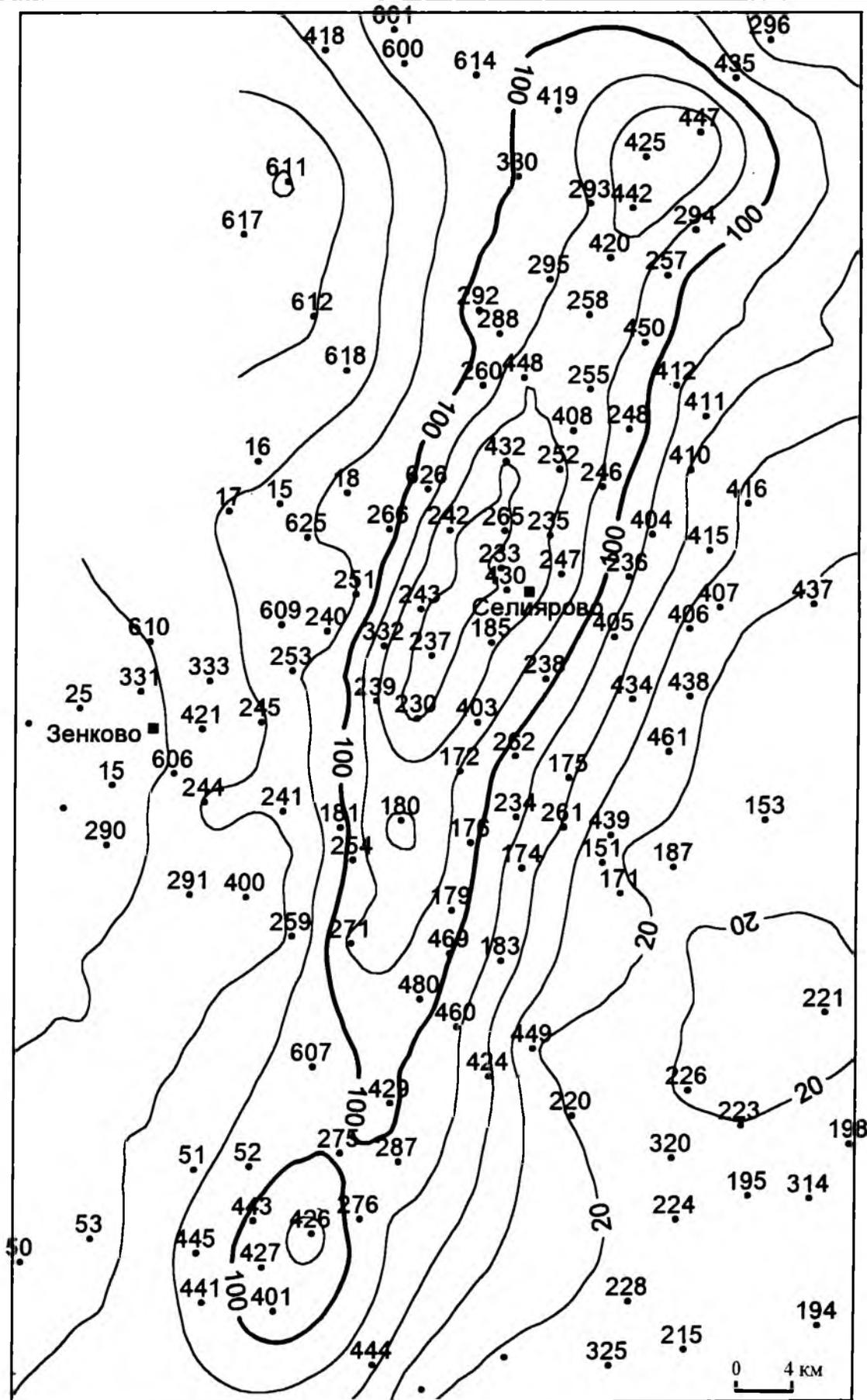


Рис. 5.9. Карта изопохит зональной клиноформы П-П ($AC_{11}^{1-3} - AC_{12}^{0-1}$).

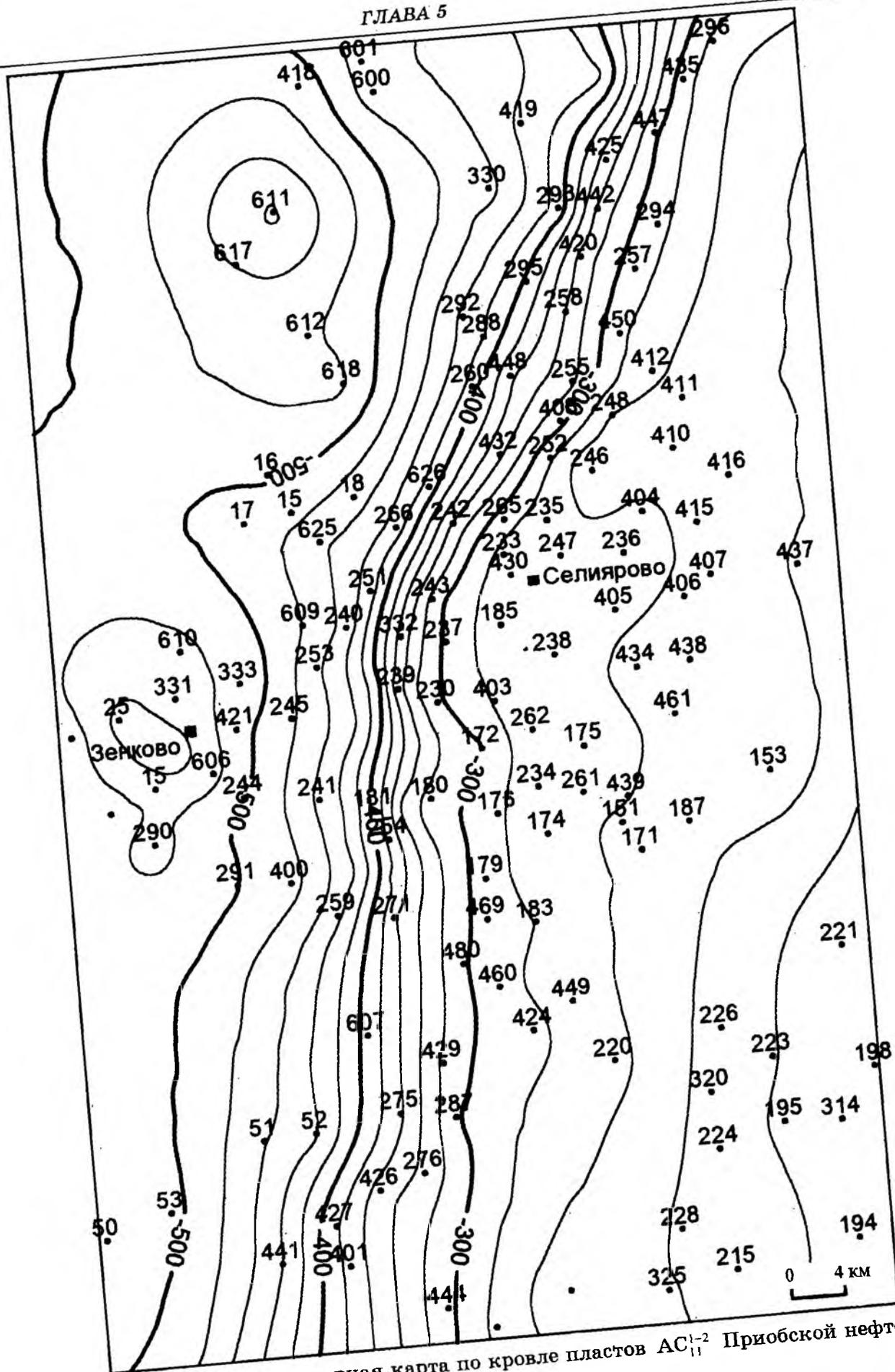


Рис. 5.10. Палеоструктурная карта по кровле пластов AC_{11}^{1-2} Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

5.4. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления горизонта AC_{10}

Зонциклит П–III (пласты AC_{11}^0 и $AC_{10}^{1,2}$). Во время формирования следующих зонциклитов П–III и П–IV количество поставляемого руслами осадка сокращается, уменьшается и площадь песчаных отложений. Не исключено, что и продолжительность этих седиментационных циклов была несколько меньше. Дельта претерпела дальнейшие изменения. На территории Приобской площади возникло три субдельты, которые, возможно, принадлежали к одной очень крупной дельте протяженностью более 100 км. Их депоцентры отличаются между собой объемом осадочного выполнения и соотношением в разрезе песчано-алевритовых и глинистых фракций.

Прежняя центральная система русел, видимо, вступила в стадию отмирания, новая (скв. 181–153) начала формироваться к югу от нее (рис. 5.11а). Несмотря на незначительный объем аккумуляровавшихся в ее пределах осадков, она имеет самый мощный разрез песчаных отложений. В настоящее время в пределах ее депоцентра ведется эксплуатационное бурение. Нефтенасыщенные мощности пластов $AC_{10}^{1,2}$ достигают 50 м. Осадки, привносимые северным и южным руслами, были преимущественно глинистыми.

В южной системе произошло аналогичное смещение активности в том же (южном) направлении с выходом за пределы исследуемой территории.

По-прежнему активна северная русловая система. Мощность ЗЦ П–III в ее пределах достигает 170 м (рис. 5.12). Рисунок достаточно хорошо иллюстрирует обособление депоцентров русловых систем

в отличие от других ЗЦ. Их максимумы вскрыты в разрезах скв. 441, 181 и 330.

Продвижение фронта дельты составило на данном этапе 2–10 км, достигнув максимума на севере. Наряду с выполаживанием склона на этом участке до 10–15 м/км, в центральных районах сохранились высокие градиенты падения пластов – до 35 м/км (рис. 5.13).

В регрессивную фазу второго* субзонального цикла осадконакопления П–III² (AC_{11}^0) песчаные фации не получили широкого распространения. В основном они связаны с северной и южной дельтами. Песчаный материал концентрировался вблизи фронта дельты в виде узких субмеридионально вытянутых баров. Максимальные мощности песчаников AC_{11}^0 не превышают 10 м (скв. 444 – 8 м, скв. 600 – 7 м).

В следующий цикл осадконакопления П–III³ сформировался продуктивный пласт AC_{10}^2 , строение которого носит кулисообразный характер. Он представляет собой серию наклоненных на запад песчаных линз, последовательно (черепацеобразно) перекрывающих друг друга. Следовательно, коллекторы западных и восточных районов связаны с несколько разновозрастными отложениями. Преимущественно развиты фации III и IV типов. Только у фронта дельты происходила аккумуляция значительного объема кластического материала. Вдоль нее сформировался ряд депоцентров различной величины. Вдоль фронта дельты формировались бары как “пальцевые”, так и устьевые. Возможно они и защищали остальную часть платформы от активного воздействия волновых процессов. Зоны

* Песчаные отложения первого субзонального циклита ЗЦ П–III¹, сформировавшиеся в начале зональной трансгрессии, относятся к пласту AC_{11}^1 и вскрываются у самой линии фронта дельты ЗЦ П–II.

улучшенных коллекторов в ее пределах связаны, как правило, с фациями подводных русел. Песчаники преимущественно глинистые, с невысокими коллекторскими свойствами. В 50 % скважин эффективная нефтенасыщенная мощность не превышает 5 м.

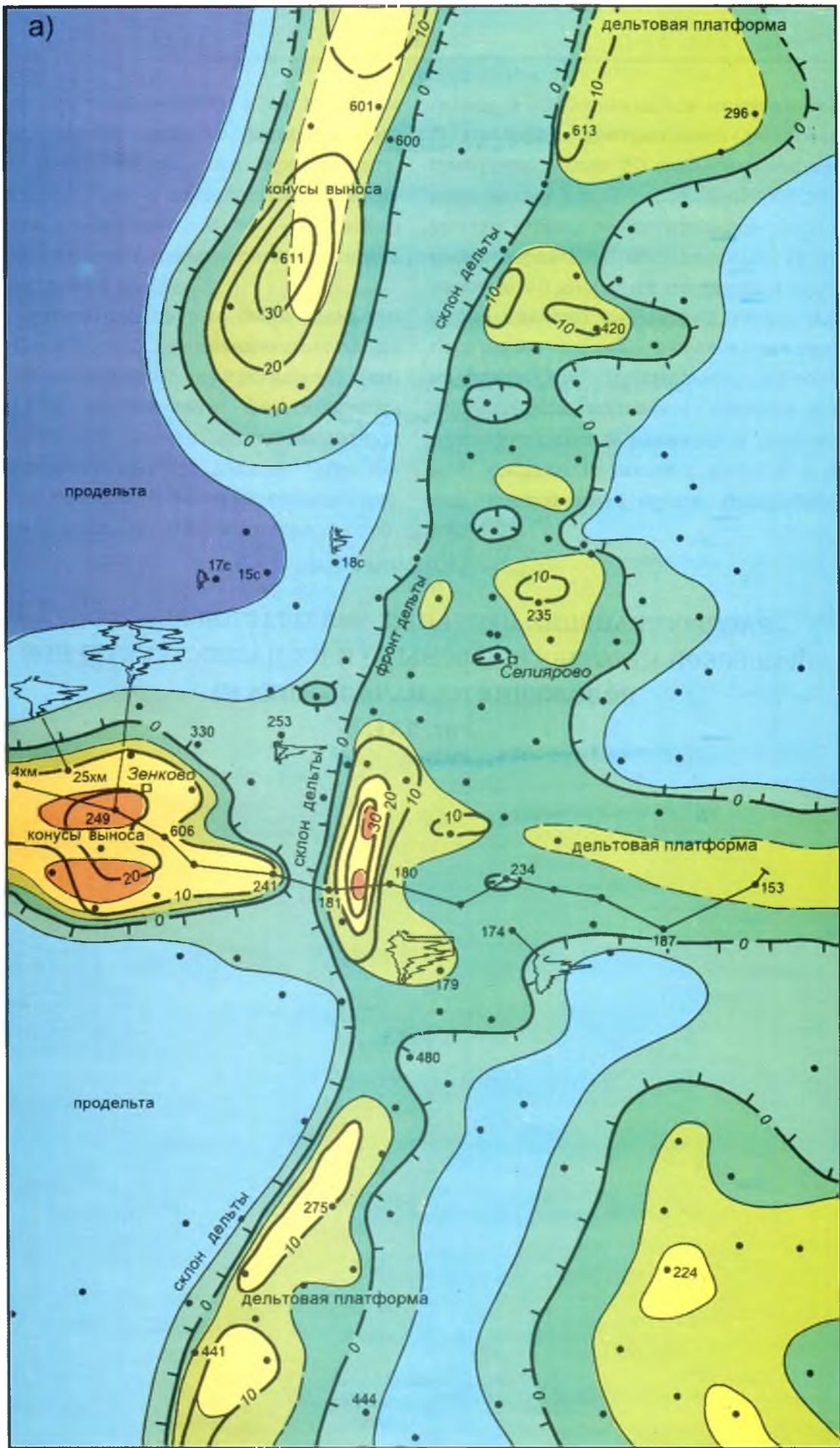
Дельтовая платформа была очень пологой. Судя по выклиниванию пластов по типу кровельного прилегания (см. рис. 5.116), к моменту формирования AC_{10}^1 береговая линия почти вплотную приблизилась к фронту дельты. Одна половина песчаного материала сконцентрировалась в ее пределах, а другая – отла-

галась в глубоководных конусах выноса. В пределах центрального участка, где пробурено около 20 скважин, выделяется зона фаций I и II типов. Быстрое падение уровня моря, незначительное площадное распространение мелководных (с глубинами до 40 м) фаций по данным изучения керна связано с высокой скоростью поступления осадка, активными гидродинамическими процессами (штормовая деятельность, подводные течения и т. д.), приводившими к размыву и переотложению осадков, а также с эрозией в пределах наступавшей суши (подробнее см. ниже).

Карта

РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПЛАСТОВ $AC_{10}^{0-2}-AC_{11}^0$
ПРИБОВСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ (а) И ИХ ПАЛЕОСТРУКТУРНОЕ
ПОЛОЖЕНИЕ НА НАЧАЛО АПТА (б).

Рис. 5.11.

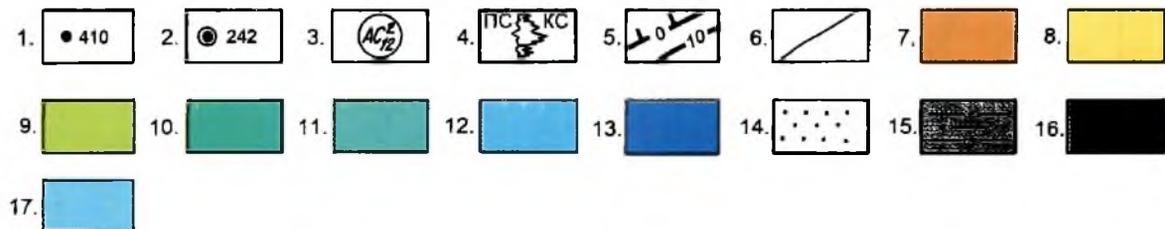
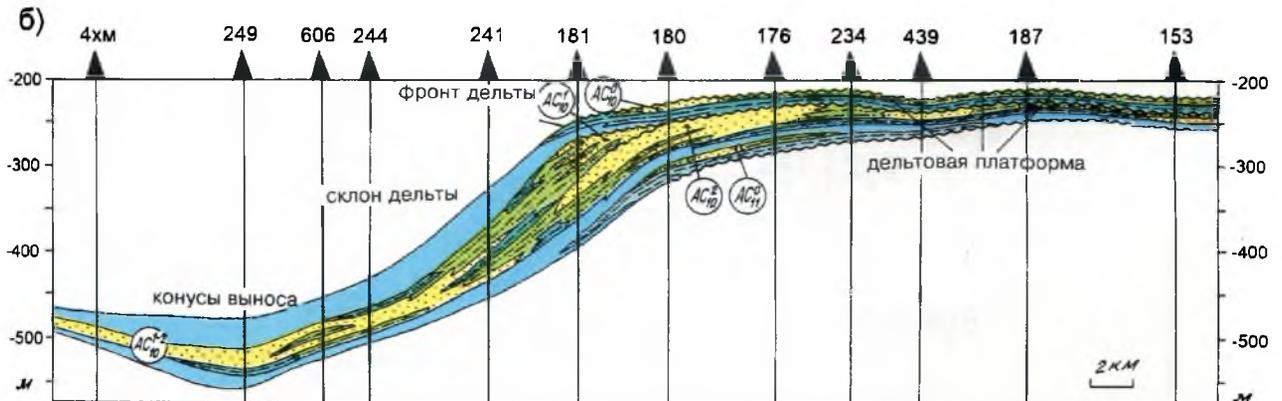


КМ 2 0 2 4 6 8 КМ



**Карта распространения песчаных тел пластов АС₁₀⁰⁻²-АС₁₁⁰
Приобской нефтеносной зоны (а)
и их палеоструктурное положение на начало апта (б)**

Составили: Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов,
1996 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - поисково-разведочные скважины; 2 - разведочные скважины, давшие притоки нефти из продуктивных пластов АС₁₀⁰, АС₉⁰ и АС₇⁰; 3 - индексы продуктивных пластов; 4 - примеры электрометрических характеристик пластов различных типов фаций; 5 - изопахиты песчаников; 6 - границы фаций, *фации*: 7 - I типа, 8 - II типа, 9 - III типа, 10 - IV типа, 11 - V типа, 12 - VI типа, 13 - VII типа; *отложения* (для палеопрофилей): 14 - песчаные, 15 - песчано-алевритовые, 16 - алеврито-глинистые, 17 - глинистые.

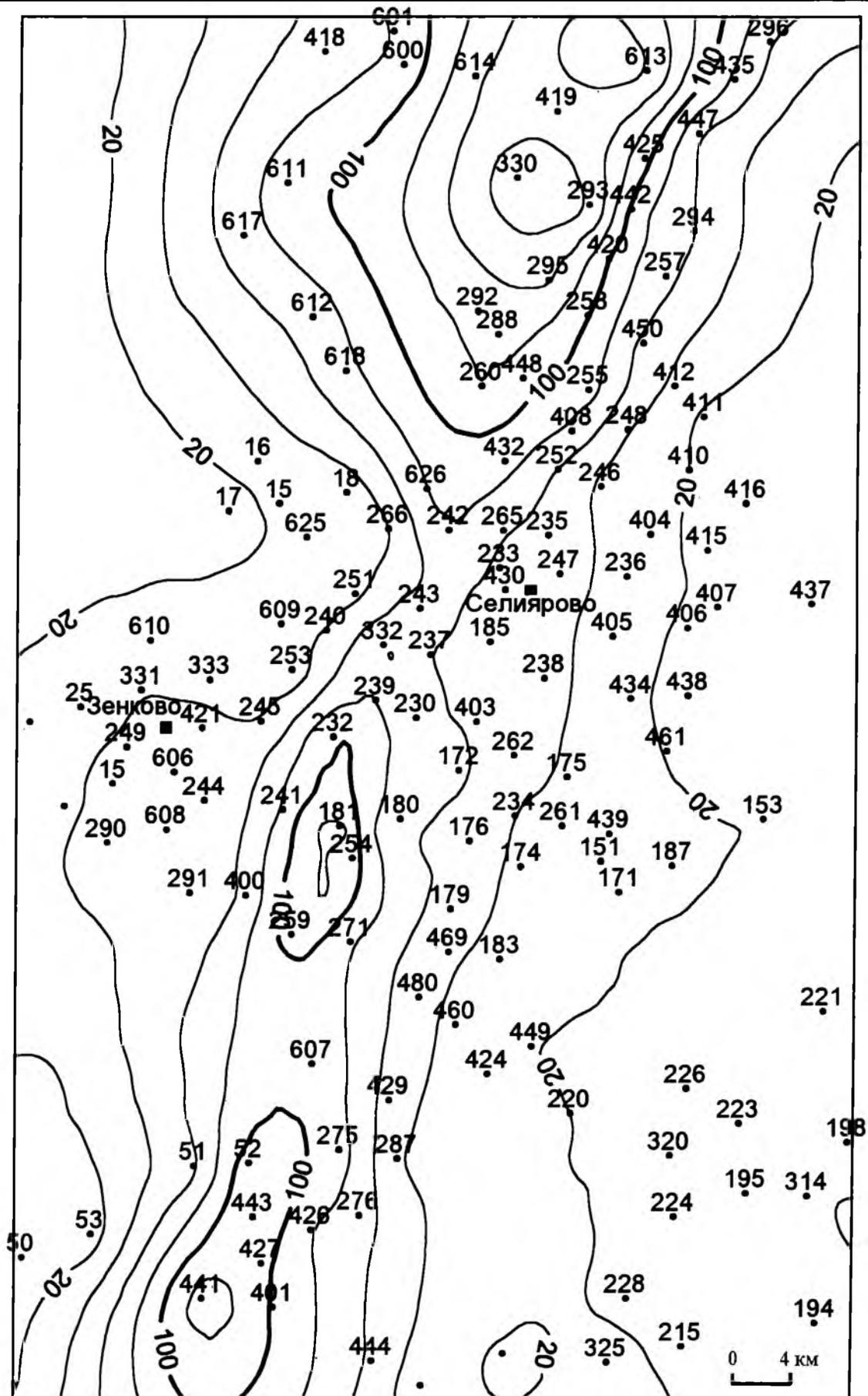


Рис. 5.12. Карта изоахит зональной клиноформы II-III ($AC_{11}^0 - AC_{10}^{1-2}$).

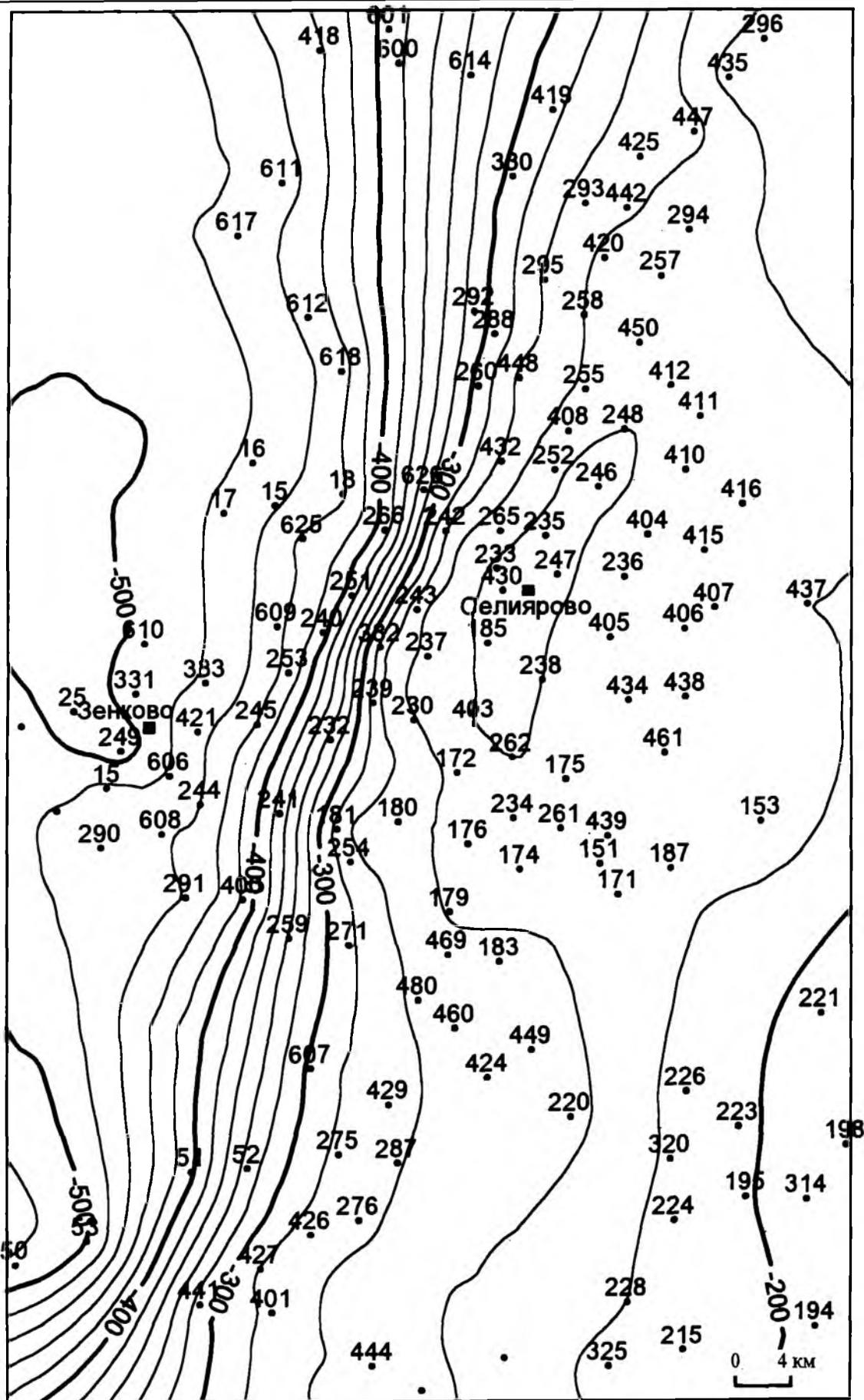


Рис. 5.13. Палеоструктурная карта по кровле пластов AC_{10}^{1-2} Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

5.5. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления пластов $AC_{10}^0 - AC_7$

Трансгрессия, начавшаяся с момента формирования AC_{10}^1 , привела к смещению на восток центров аккумуляции обломочного материала пластов $AC_{10}^0 - AC_7$.

На карте мощностей песчаников пласта AC_{10}^0 отчетливо картируется узкая (до 5 км шириной), иногда прерывающаяся полоса субмеридионального простирания с мощностями до 10 м (скв. 613, рис. 5.14), подобная пласту AC_{11}^0 . Протяженность ее более 80 км. Узкая линия песчаников, видимо, продолжается на север, за пределы исследуемой территории.

В палеогеофациальном и палеогеоморфологическом отношении эта полоса приурочена к фронту дельты (рис. 5.15). В пределах дельтовой платформы в это время формировались алевритоглинистые и глинистые отложения (V–VII типы фаций).

На склоне и за его пределами, в глубоководной части, также формировались преимущественно глинистые и алевритоглинистые отложения с линзами алевролитов. Песчаники фронта дельты, вероятно, имеют преимущественно баровую природу. Активные бассейновые процессы обусловили перераспределение обломочного материала из зоны питающих каналов вдоль всего мелководного шельфа. Одна из таких субширотных зон фациальных образований IV–V типов выделяется в центре Приобской зоны. Возможно бары явились своеобразным барьером для волн и обусловили спокойный в гидродинамическом отношении режим осадконакопления к востоку от линии их распространения.

В восточных районах Приобской зоны, которые находились ближе к палеосуше, при уменьшении мощности пласта AC_{10}^0 и всего зонциклита П–IV, к которому относится этот пласт, происходит опесчанивание разреза. Это отчетливо от-

ражено на юге и севере зоны, где в восточном направлении происходит смена фаций VI–VII типов на IV тип. К востоку от Приразломного месторождения пласты AC_{10}^0 и $AC_{10}^{1,2}$ полностью сливаются в единый горизонт AC_{10} .

Мощности всего клиноциклита П–IV в пределах шельфа составляют менее 20 м (рис. 5.16). В пределах депоцентров они достигают 100 м. Самый мощный разрез П–IV вскрыт скв. 266 – 120 м. Смещение линии депоцентров относительно аналогичной линии П–III за время зонального цикла седиментации составило 4–8 км на запад.

Пласты $AC_{10}^0 - AC_7$ относятся к приобскому СРГЦ. Из них $AC_{10}^0 - AC_8$ к его трансгрессивной части, и только AC_7 – к регрессивной. Во время формирования $AC_{10}^0 - AC_8$ береговая линия отступала на восток. Этот процесс прерывался зональными регрессиями, в результате которых и сформировались песчано-алевритовые продуктивные пласты. Основные зоны аккумуляции песчаного материала AC_8 и AC_9 смещаются к востоку от Приобской зоны. Пласт AC_8 формировался при максимальном удалении береговой линии и поэтому на территории исследования представлен преимущественно глинисто-алевритовыми отложениями.

В изменении мощностей песчаников пласта AC_9 нет столь отчетливой закономерности, как по нижележащим. Песчаные линзы с мощностью песчаников до 5–12 м имеют мозаичное распространение по площади, нет четкой приуроченности к фронту дельтовой платформы. Только в самой северной части, в верхней части уступа передовых слоев, на границе со ступенью картируется узкая (2–4 км) вытянутая (до 30 км) линза песчаника П–IV типов мощностью до 3 м (рис. 5.17).

В фациально-палеогеоморфологическом отношении эта зона песчаников связана с периферийными, удаленными от береговой линии районами дельтовой платформы, на большей части которой отлагались маломощные глинистые кол-

лекторы IV–V типов либо фактически непроницаемые глины.

На юге территории исследования, вкрест простирания фронта дельты, картируется довольно широкая (10×40 км) полоса песчаников мощностью до 6 м (II–IV типы), приуроченная к активным питающим каналам, доносившим до этого района обломочный материал. Бассейновые процессы в прифронтальной зоне перераспределяли его в субмеридиональном направлении на расстоянии до 15 км. На западе, за пределами склона, в центральной части территории закартирована линза (6×14 км) песчаников II–V типов мощностью до 12 м. Она имеет субширотное простирание и связана с глубоководным конусом выноса. Это единственная глубоководная линза из группы пластов $AC_{10}^0 - AC_7$. Возможно, на юго-западе Приобской зоны находятся аналогичные линзы продуктивного пласта AC_9 .

Как уже отмечалось, основная зона аккумуляции песчаного материала была за пределами Приобской зоны, к востоку от нее. До района исследования доносилась лишь некоторая часть мелкозернистых песчаников. Закономерности накопления песчаного материала во многом связаны с палеорельефом дна бассейна, расположением зон питающих каналов и объемом приносимого ими осадка. На севере выделяется зона баров, аналогичная AC_{10}^0 . Заливообразная форма центральной зоны обусловлена палеорельефом. На палеоструктурной карте пласта AC_9 (рис. 5.18) выделяется субмеридиональная зона палеоподнятия (по линии скв. 246–262), которая являлась барьером на пути транспортировки песчаного материала. Следует отметить, видимо, не случайную связь максимального распространения на запад песчаников этой зоны (скв. 238) с погруженным участком между двумя локальными палеоподнятиями (скв. 247, 262).

Южная песчаная зона, как уже отмечалось, связана с активными питающими каналами. Из-за отсутствия дан-

ных неясно, как далеко на юг она продолжается. Субмеридиональная ориентировка песчаного тела на западном ограничении зоны (скв. 427, 443), вероятно, свидетельствует о его баровой природе.

Мощность клиноформы в ундаформной зоне 25–40 м. Пробуренная на палеоподнятии в районе пос. Селяйрово скв. 279 вскрыла разрез мощностью 19 м. Линия депоцентров II–V проходит по линии скважин 53, 245, 18с (рис. 5.19). Относительно II–IV она сместилась от 3 км на юге и до 5 км на севере. Максимальный разрез мощностью 128 м вскрыт скв. 609.

Пласт AC_8 формировался при максимальном удалении береговой линии и поэтому на территории исследования представлен преимущественно глинисто-алевритовыми отложениями и только в самых восточных районах в разрезе зонального циклита II–VI появляются песчаники. Максимальные вскрытые мощности клиноформы (скв. 600) на севере достигают почти 200 м (рис. 5.20). В геоморфологическом отношении район представлял собой относительно мелководный шельф (рис. 5.21).

Самый верхний пласт AC_7 , в отличие от AC_{10}^0 и AC_9 , имеет более широкое площадное распространение и увеличенные (до 14 м) мощности песчаников I–IV типов (рис. 5.22). Сформировался он в начале регрессивной фазы приобского субрегионального цикла седиментации. Линзы повышенных мощностей и улучшенной проницаемости тяготеют к южной половине территории и находятся преимущественно за пределами Приобского поднятия. В палеогеоморфологическом и тектоническом отношениях формирование пласта происходило в пределах слабонаклонного к западу мелководного шельфа (рис. 5.23). Закономерность распространения типов песчаных тел носит сложный, мозаичный характер. Некоторая тенденция улучшения коллекторских свойств пласта наблюдается к югу. Границы фаций V–VII секут линии

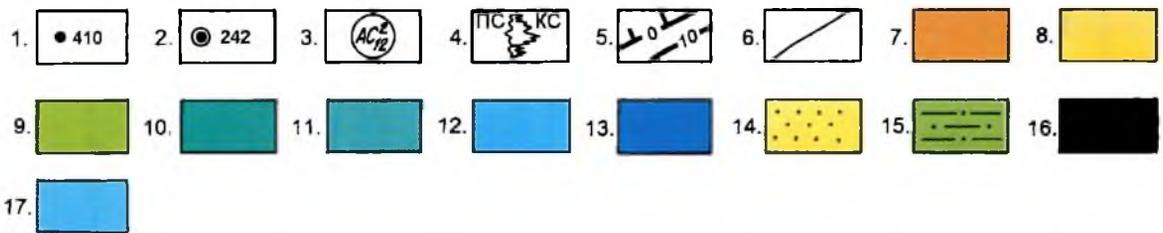
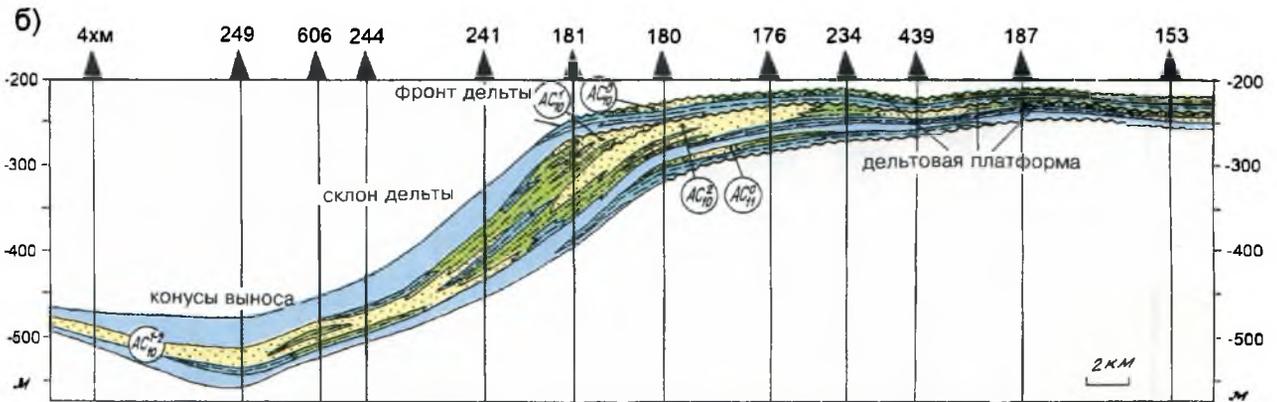
Карта

РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПЛАСТА АС₁₀⁰
ПРИБСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ (а) И ЕГО ПАЛЕОСТРУКТУРНОЕ
ПОЛОЖЕНИЕ НА НАЧАЛО АПТА (б).

Рис. 5.14.

**Карта распространения песчаных тел пласта AC_{10}^0
Приобской нефтеносной зоны (а)
и его палеоструктурное положение на начало апта (б)**

Составили: Ю.Н. Кародин, С.В. Ершов,
1996 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - поисково-разведочные скважины; 2 - разведочные скважины, давшие притоки нефти из продуктивных пластов AC_{10}^0 , AC_9 и AC_7 ; 3 - индексы продуктивных пластов; 4 - примеры электрометрических характеристик пластов различных типов фаций; 5 - изопахиты песчаников; 6 - границы фаций, фации: 7 - I типа, 8 - II типа, 9 - III типа, 10 - IV типа, 11 - V типа, 12 - VI типа, 13 - VII типа; отложения (для палеопрофилей): 14 - песчаные, 15 - песчано-алевритовые, 16 - алеврито-глинистые, 17 - глинистые.

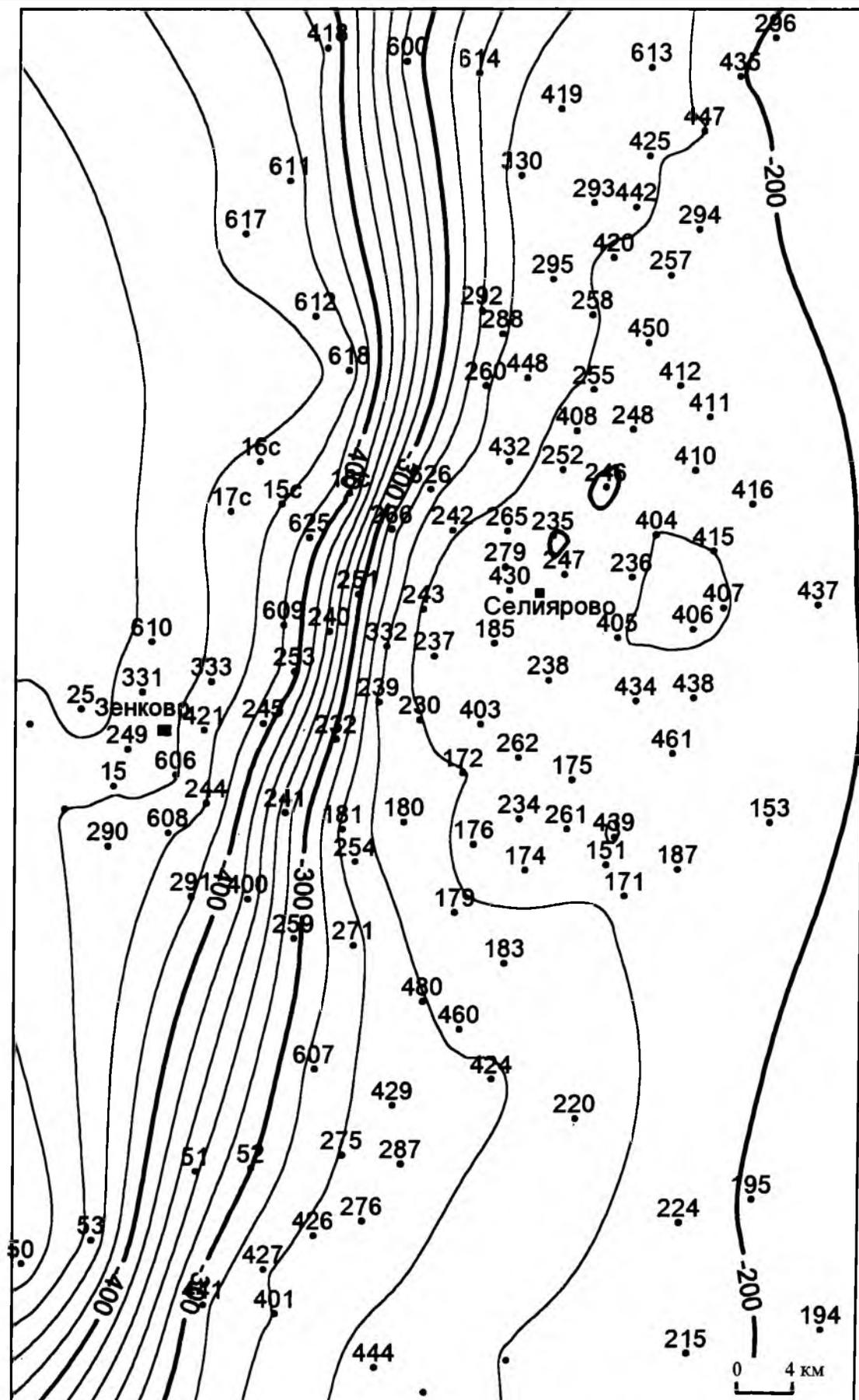


Рис. 5.15. Палеоструктурная карта по кровле пласта AC₁₀⁰ Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

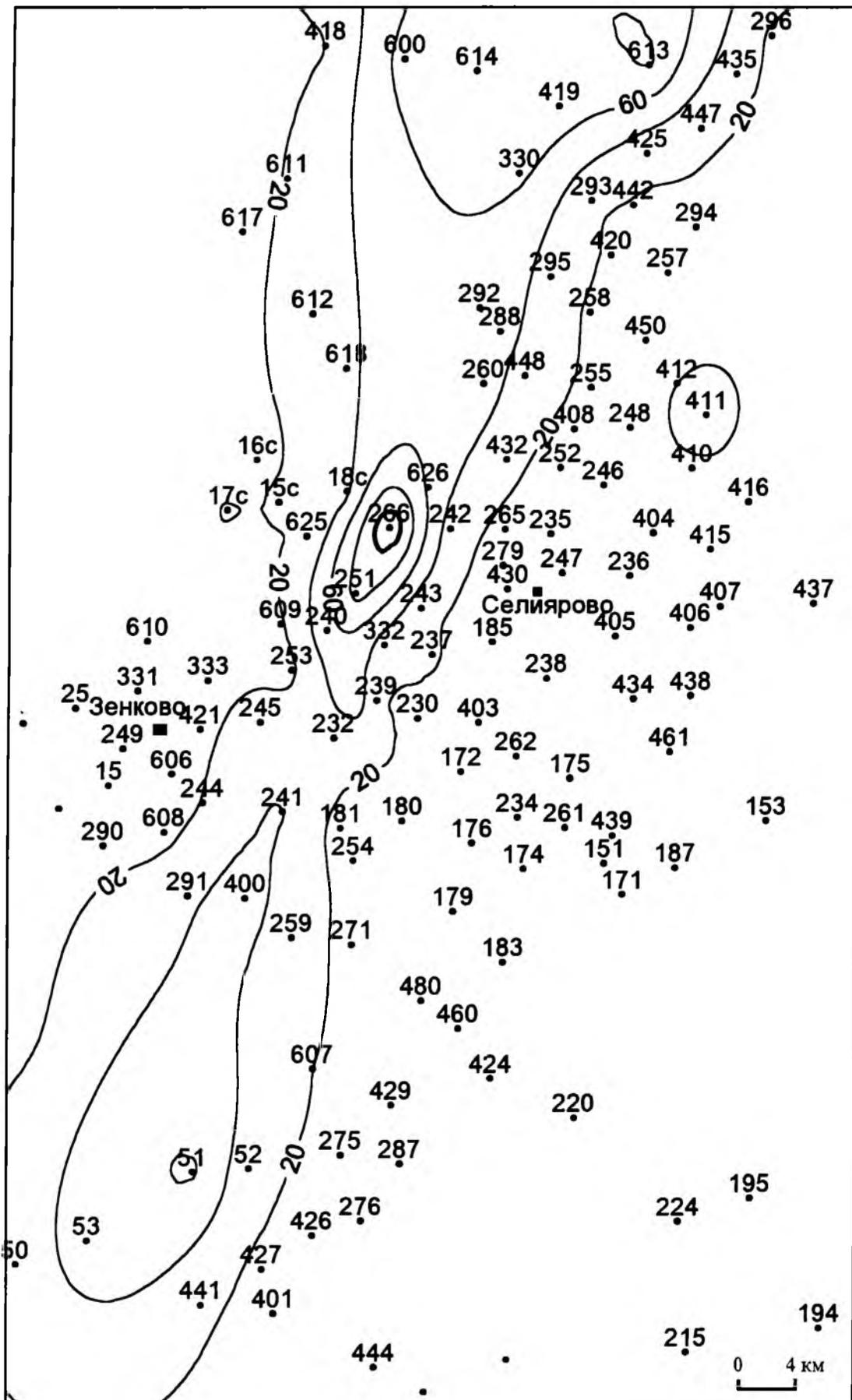
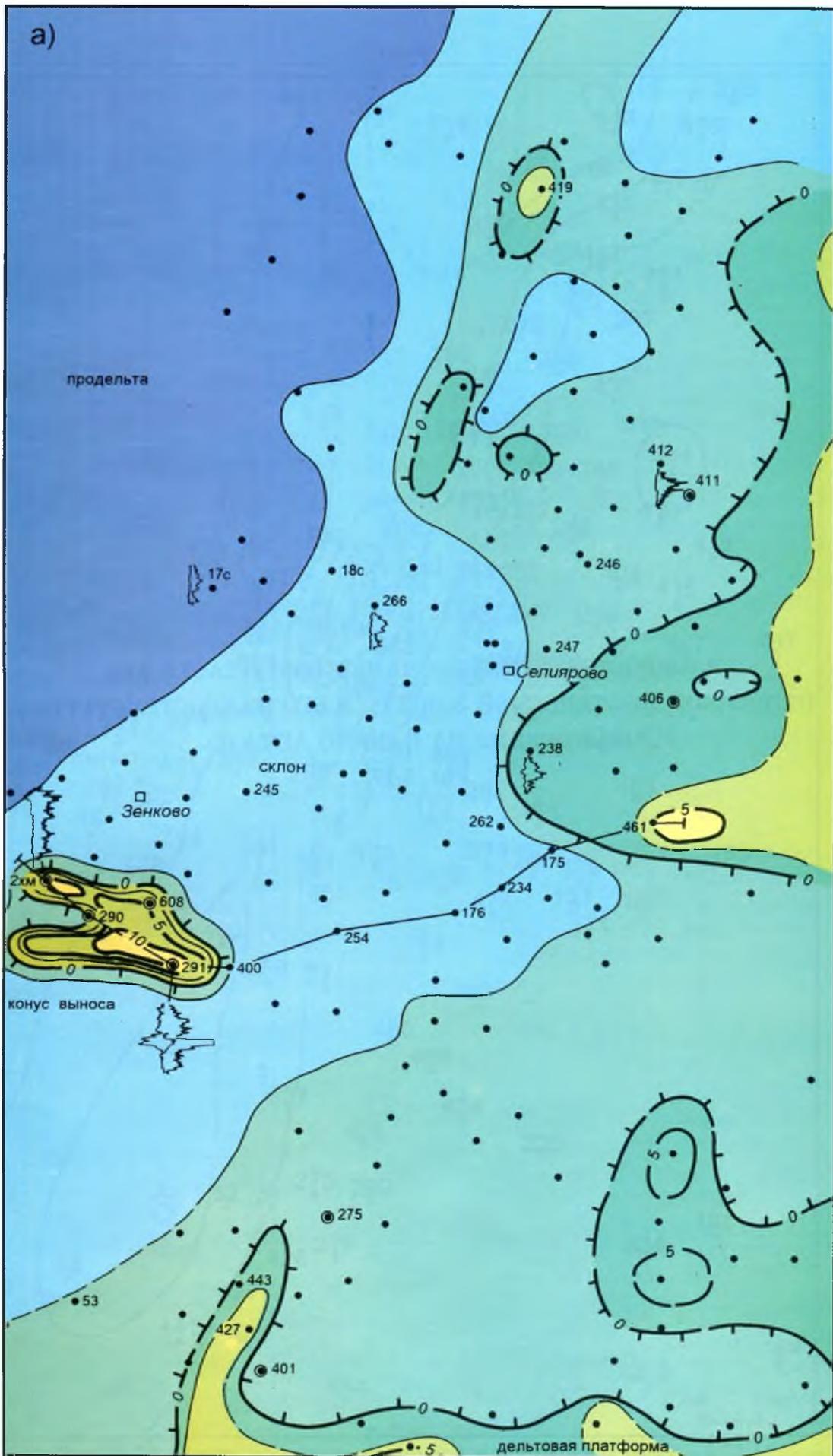


Рис. 5.16. Карта изопакит зональной клиноформы II-IV (AS_{10}^0).

Карта

РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПЛАСТА АС₉
ПРИБОВСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ (а) И ЕГО ПАЛЕОСТРУКТУРНОЕ
ПОЛОЖЕНИЕ НА НАЧАЛО АПТА (б).

Рис. 5.17.

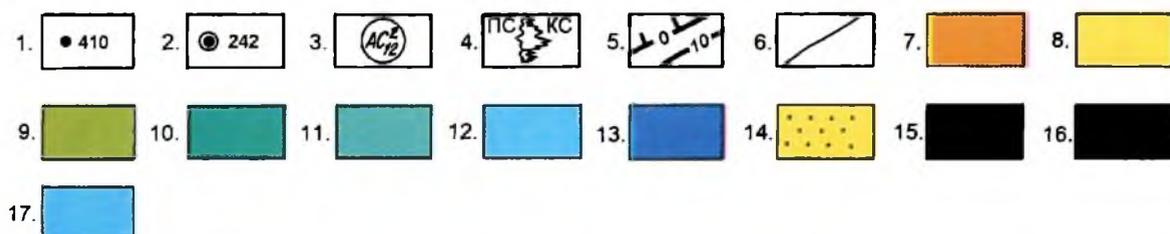
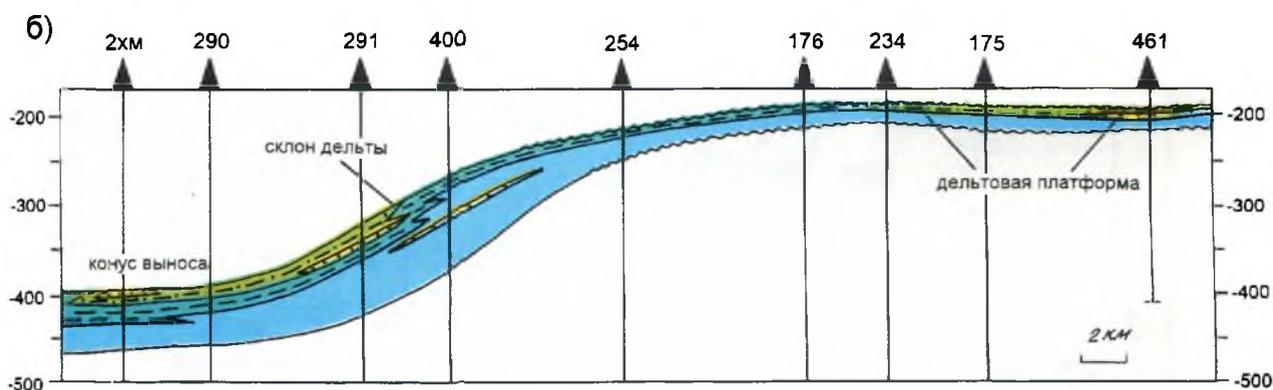


км 2 0 2 4 6 8 км



Карта распространения песчаных тел пласта АС₉ Приобской нефтеносной зоны (а) и его палеоструктурное положение на начало апта (б)

Составили: Ю.Н. Карогодин, С.В. Ершов,
1996 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - поисково-разведочные скважины; 2 - разведочные скважины, давшие притоки нефти из продуктивных пластов АС₁₀⁰, АС₉ и АС₇; 3 - индексы продуктивных пластов; 4 - примеры электрометрических характеристик пластов различных типов фаций; 5 - изопахиты песчаников; 6 - границы фаций, *фации*: 7 - I типа, 8 - II типа, 9 - III типа, 10 - IV типа, 11 - V типа, 12 - VI типа, 13 - VII типа; *отложения* (для палеопрофилей): 14 - песчаные, 15 - песчано-алевритовые, 16 - алеврито-глинистые, 17 - глинистые.

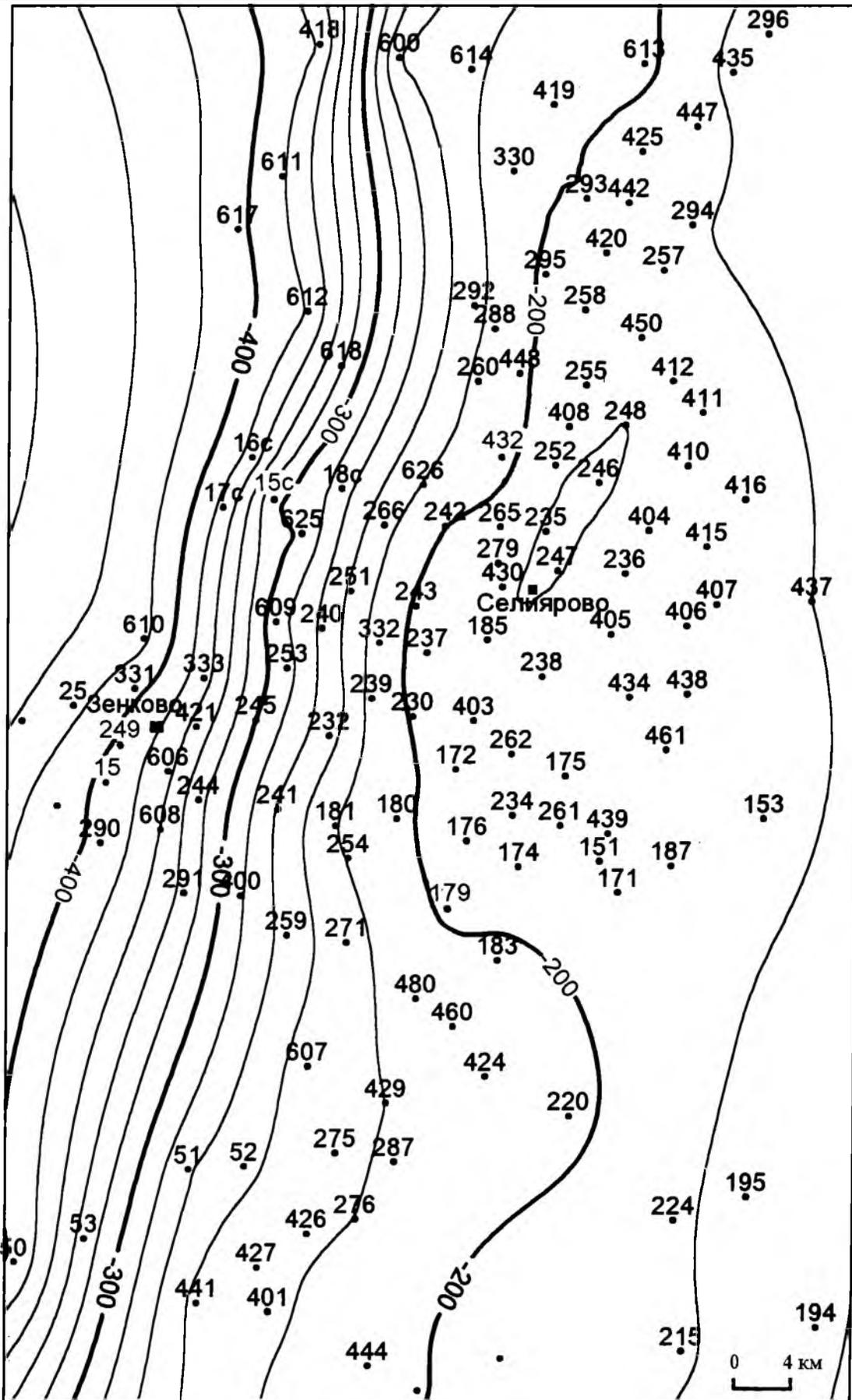


Рис. 5.18. Палеоструктурная карта по кровле пласта AC₉ Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

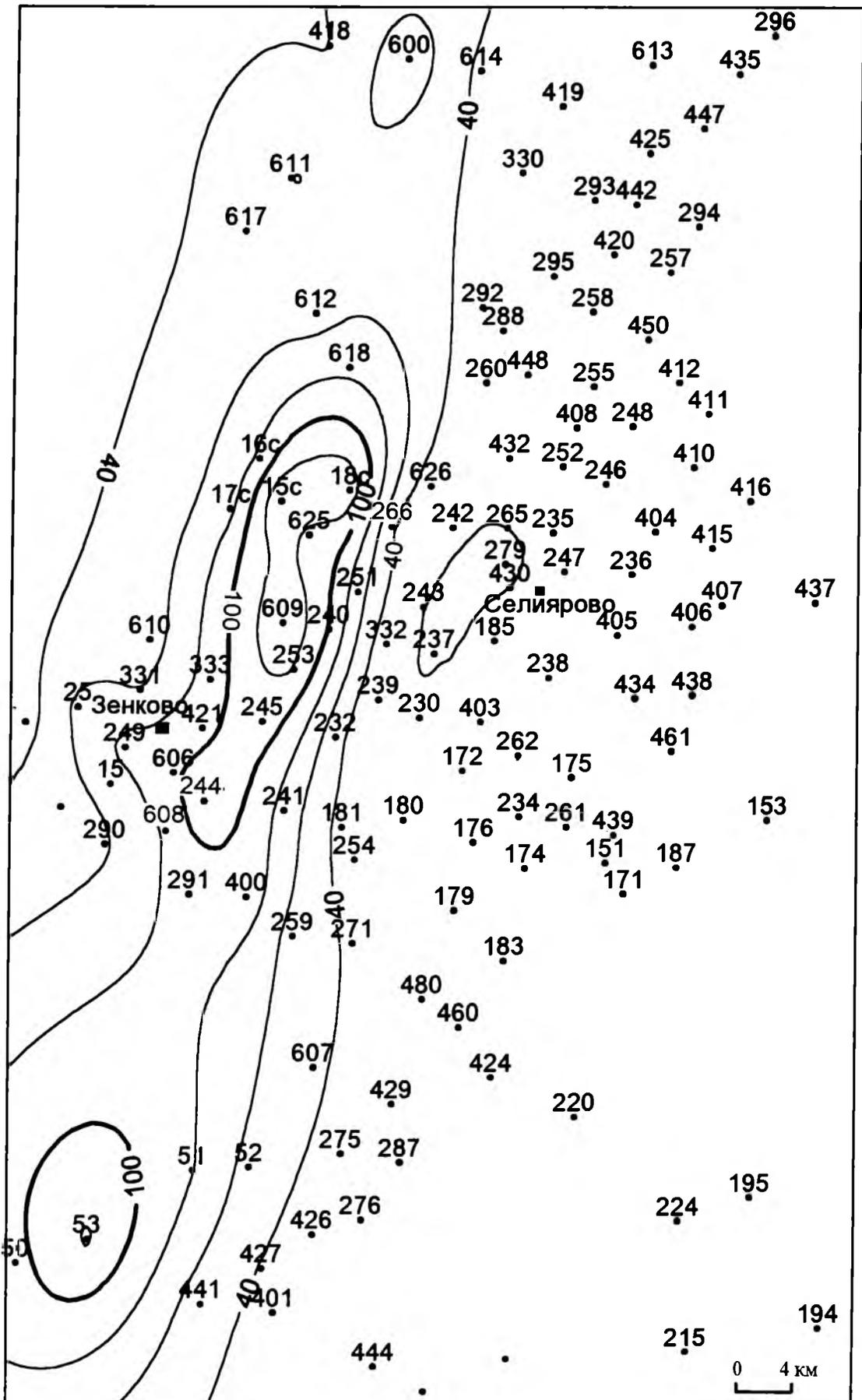
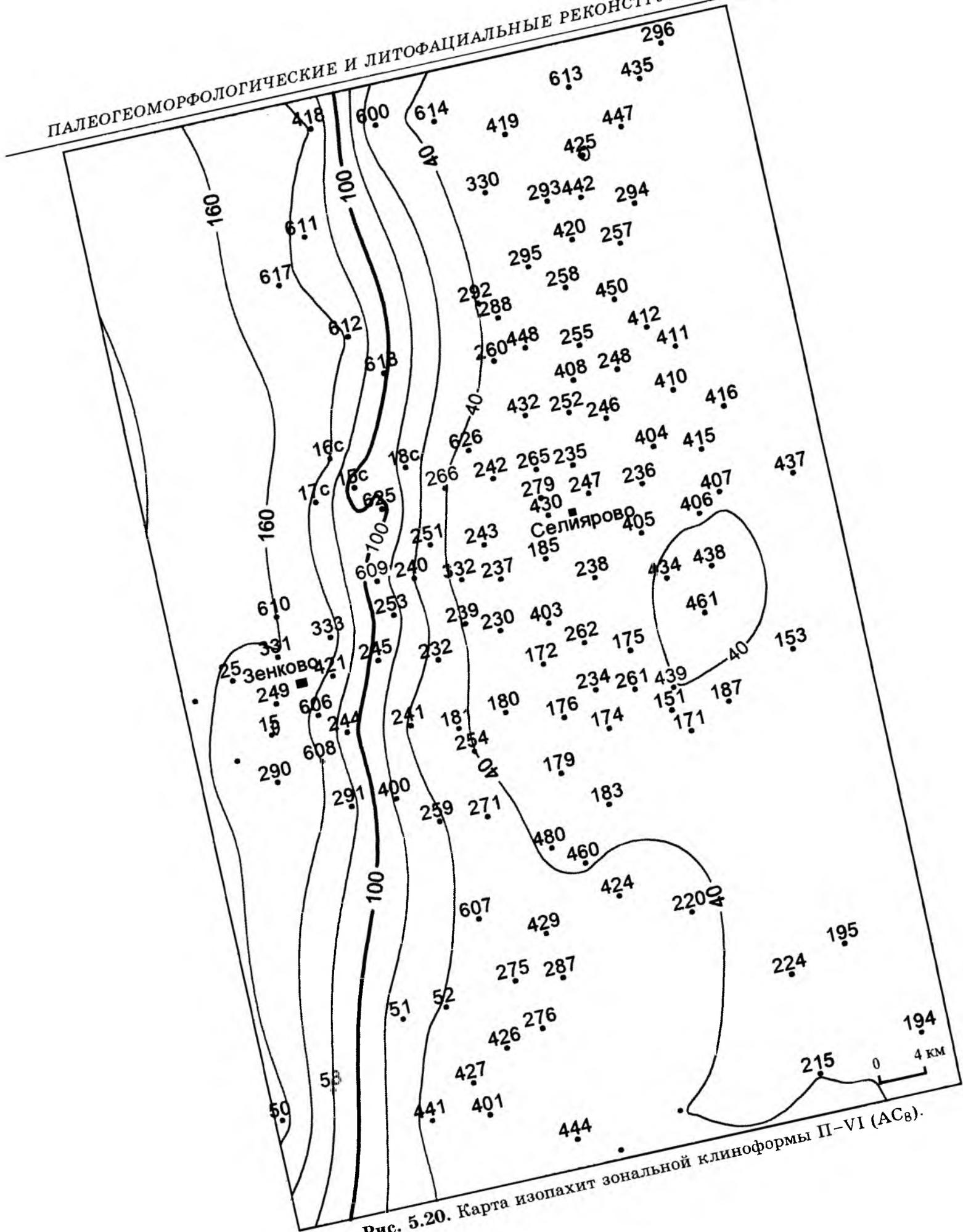


Рис. 5.19. Карта изопакит зональной клиноформы II-V (AC₉).



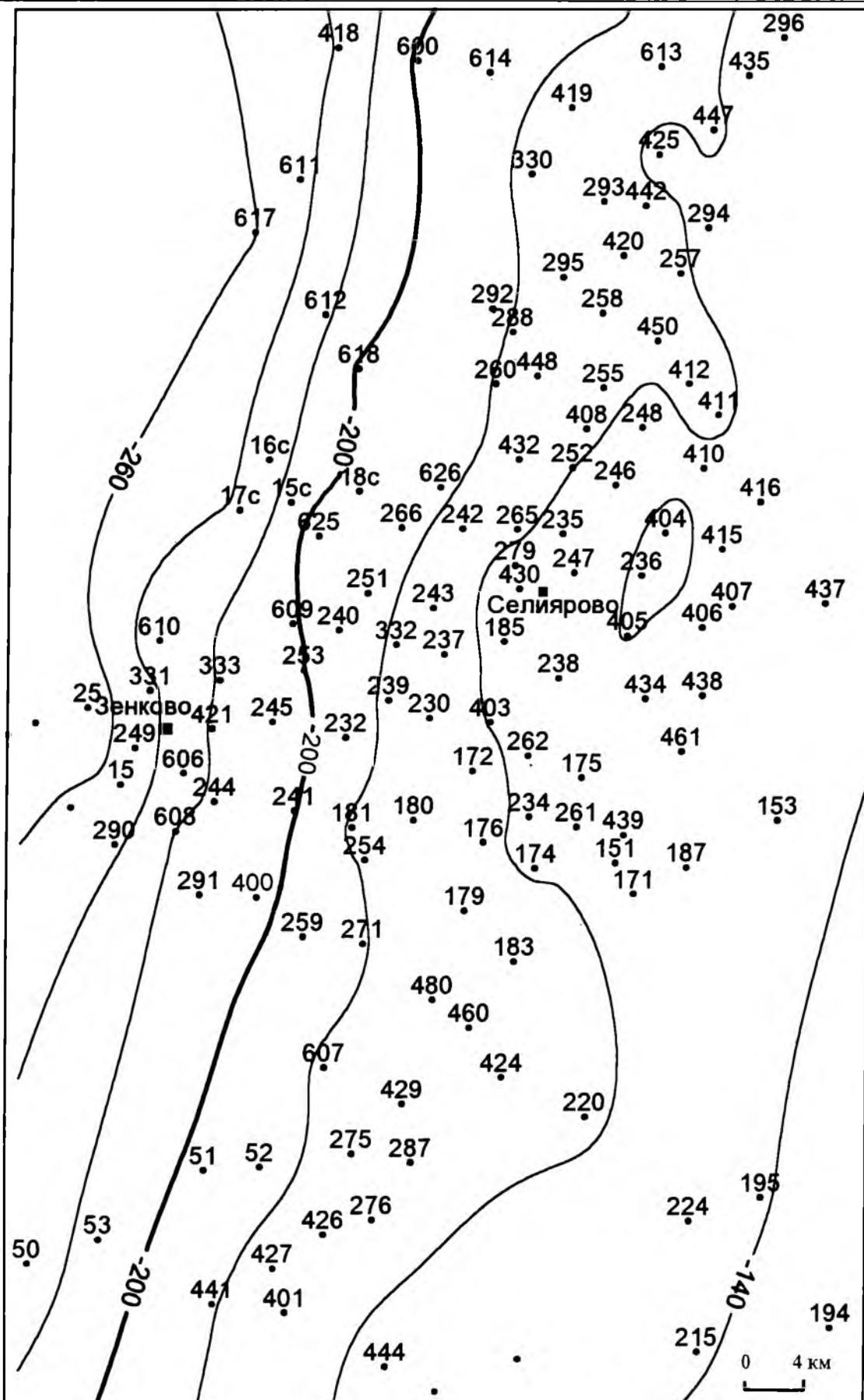
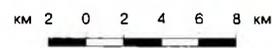


Рис. 5.21. Палеоструктурная карта по кровле пласта АС₈ Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

Карта

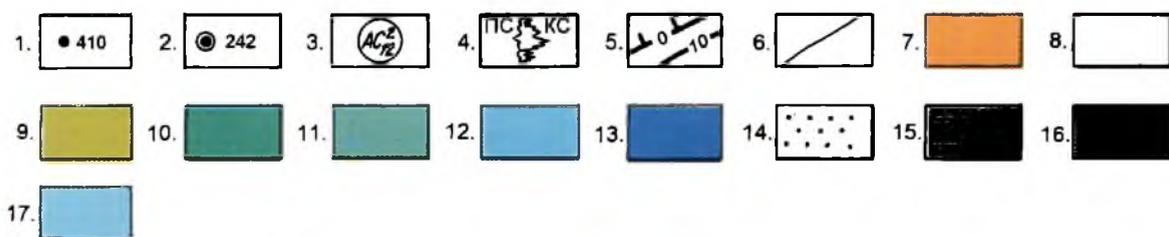
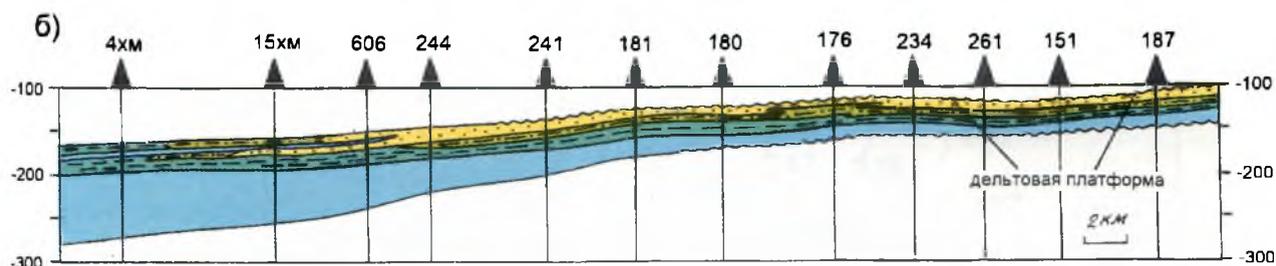
РАСПРОСТРАНЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ТЕЛ ПЛАСТА АС₇
ПРИБОВСКОЙ НЕФТЕНОСНОЙ ЗОНЫ (а) И ЕГО ПАЛЕОСТРУКТУРНОЕ
ПОЛОЖЕНИЕ НА НАЧАЛО АПТА (б).

Рис. 5.22.



Карта распространения песчаных тел пласта АС₇ Приобской нефтеносной зоны (а) и его палеоструктурное положение на начало апта (б)

Составили: Ю.Н. Кародин, С.В. Ершов,
1996 г.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

1 - поисково-разведочные скважины; 2 - разведочные скважины, давшие притоки нефти из продуктивных пластов АС₁₀⁰, АС₉ и АС₇; 3 - индексы продуктивных пластов; 4 - примеры электрометрических характеристик пластов различных типов фаций; 5 - изопахиты песчаников; 6 - границы фаций, *фации*: 7 - I типа, 8 - II типа, 9 - III типа, 10 - IV типа, 11 - V типа, 12 - VI типа, 13 - VII типа; *отложения* (для палеопрофилей): 14 - песчаные, 15 - песчано-алевритовые, 16 - алеврито-глинистые, 17 - глинистые.

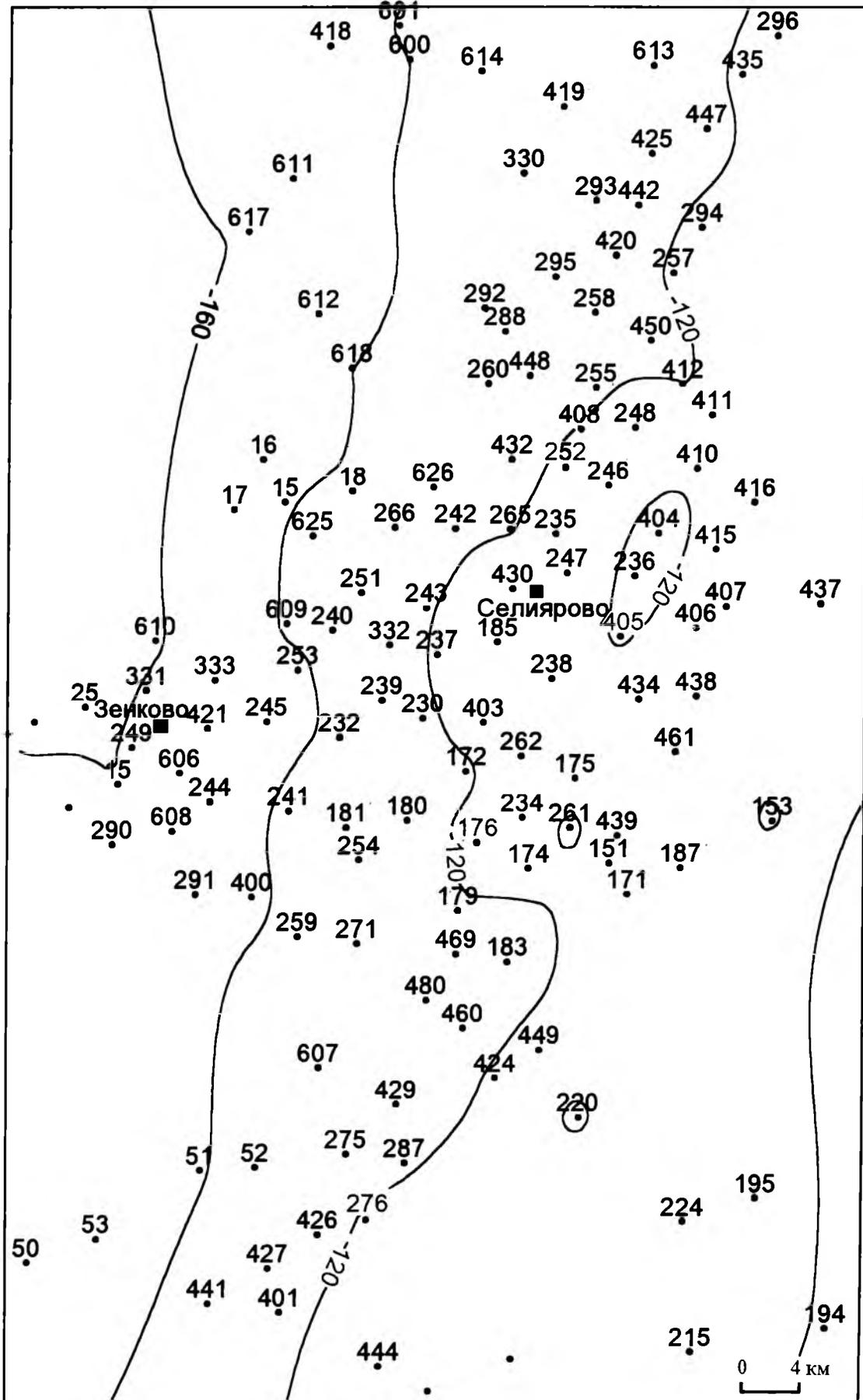


Рис. 5.23. Палеоструктурная карта по кровле пласта АС₇ Приобской нефтеносной зоны на начало апта.

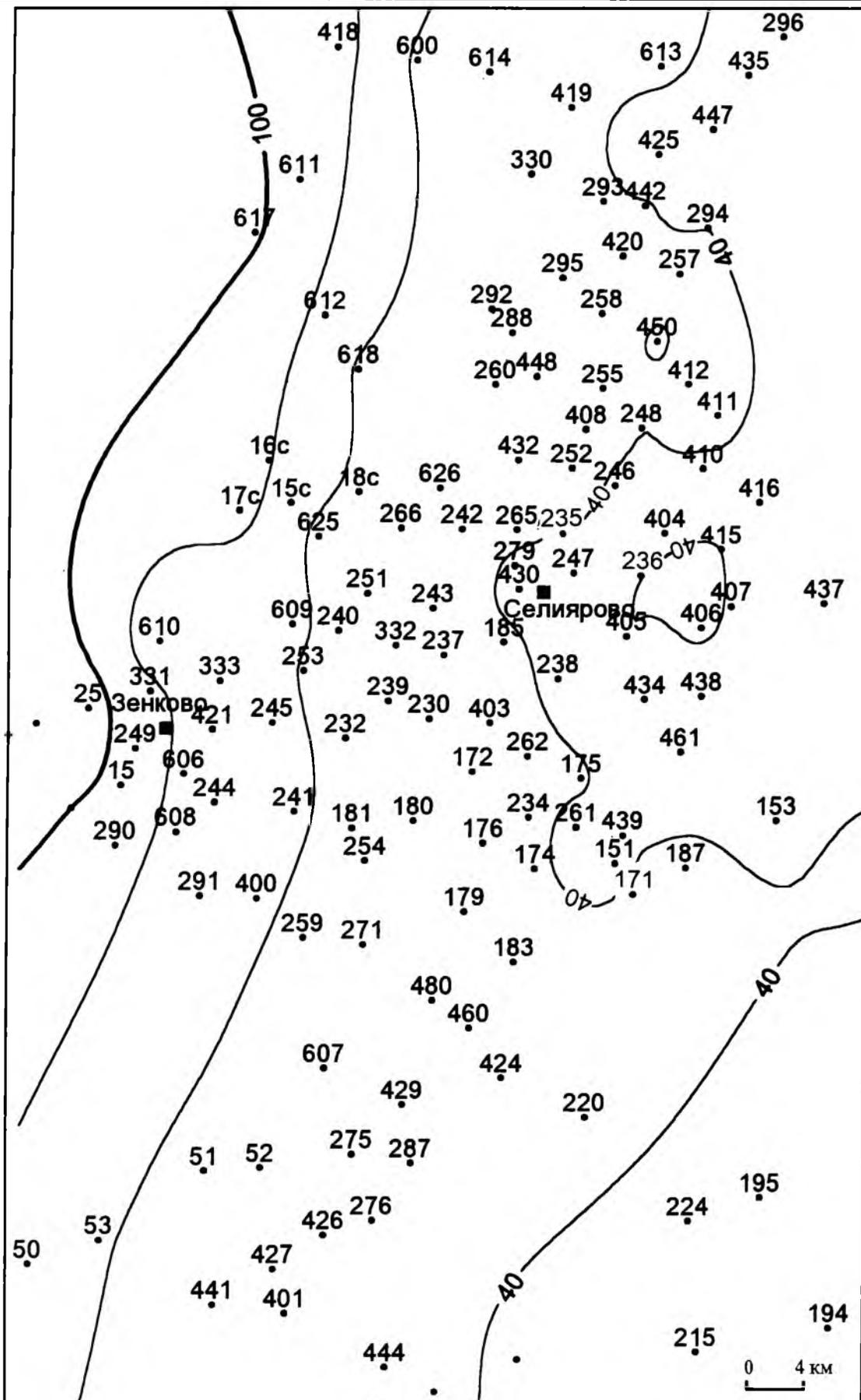


Рис. 5.24. Карта изопакит зональной клиноформы П-VII (АС₇).

палеоглубин, что, видимо, свидетельствует о более активном поступлении песчаного материала в южную часть зоны.

Мощности ЗКЦ П–VII постепенно увеличиваются с востока на запад с 35–40 до 112 м (рис. 5.24).

Фациально-палеогеоморфологический анализ, выполненный на основе системно-литмологического подхода, позволил решить две задачи. Первая – детальное расчленение и корреляция отложений клиноформного комплекса. Ее решение весьма важно на стадии доразведки месторождений. Палеотектонические схемы дают основание для прогноза глубины залегания продуктивных пластов, что немаловажно в клиноформном комплексе с высокими градиентами их падения и резкими изменениями мощностей. Выявленные закономерности размещения песчаных тел позволяют решать вторую задачу – прогнозирование типов песчаных тел и, соответственно, их размеров, морфологии, а также фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и т. д. Зная палеогеоморфологию исследуемого района, положение фронта дельты, основания склона, его крутизну и т. д., можно целенаправленно вести поиск, разведку и доразведку залежей углеводородов. В первую очередь, это касается залежей неструктурного типа, которые доминируют в Приобской зоне.

Таким образом, важнейшими факторами, контролирующими залежи нефти в сложном неокомском клиноформном комплексе Приобской зоны, являются палеогеоморфологический и литолого-фациальный, которые, в свою очередь, тесно связаны и в определенной мере обусловлены тектоникой. Дальнейший успех поисково-разведочных работ в этой зоне в значительной мере будет зависеть от качественного выполнения комплекса литолого-фациальных, палеогеоморфологических и палеотектонических реконструкций, базирующихся на анализе керн, данных бурения и сейсморазведки (особенно объемной и многоволновой).

5.6. Электрометрические характеристики фаций

Характеристика кривых стандартного каротажа (ПС и КС) отражает не только литологию разреза, но и генезис песчаных тел. На возможность такой интерпретации фаций по характеристикам кривых стандартного каротажа (КСК) неоднократно указывали советские и зарубежные исследователи [Акрамходжаев и др., 1986; Гогоненков, Михайлов, 1983; Тейлор, 1980; Обстановки осадконакопления.., 1990]. Нами для определения генезиса песчаных тел по КСК использовалась кривая ПС. Существование тесной взаимосвязи относительной амплитуды кривой спонтанной поляризации (ПС) с процентным содержанием в породе фракций: песчаной и алевритовой, суммарной глинистой и алевритовой, глинистой с медианным размером зерен, а также с проницаемостью и пористостью – экспериментально установил В. С. Муромцев [1984]. ПС отражает как бы палеогидродинамические уровни древней обстановки осадконакопления. Однако универсальной зависимости не существует, в каждом конкретном случае будут свои закономерности.

По результатам анализа геофизических характеристик песчаных пластов они условно были разделены на семь типов. Первые четыре (I–IV) определяются амплитудой $\alpha_{ПС}$. Граничные значения для них определены ее величинами 0,25, 0,50 и 0,75. Нижний предел IV фации ($\alpha_{ПС} = 0,15$) примерно соответствует величине коэффициента пористости 14,2 %, которая, по лабораторным данным, является нижней границей коллектора. Кроме того, кривая ПС даже в сугубо глинистых отложениях испытывает некоторые отклонения от нулевой линии и при $\alpha_{ПС} < 0,15$ резко возрастает вероятность того, что часть из них будут отнесены к песчано-алевритовым пластам. Таким образом, большая часть коллекторов выделяется в пределах I–IV типов фаций. Однако в некоторых случаях коллекторы встречаются в фациях V и даже VI типов.

К V–VII типам фаций относятся преимущественно глинистые и заглинизированные песчано-алевритовые отложе-

ния. Так как ПС в этих фациях не дифференцирована, то различаются они по кривой КС. На величину КС влияет ряд факторов и, в первую очередь, литология, мощности пластов, характер насыщения и т. д. Тем не менее, условно их можно разделить на три группы. К V группе относятся пласты с сопротивлением более 15 Ом·м. Это, чаще всего, переслаивание аргиллитов, алевролитов и песчаников, реже – массивные пласты. К VI типу относятся пласты с сопротивлением 7–15 Ом·м. Это в основном глинистые, глинисто-алевритовые отложения, иногда с маломощными пропластками песчаников. Преимущественно глинистые отложения VII типа фации характеризуются еще меньшим сопротивлением – менее 7 Ом·м (табл. 5.1). Из семи типов фаций первые три (I–III), как правило, являются коллекторами, IV тип – зона неустойчивого распространения коллектора. В отложениях V и тем более VI типа, коллекторы обнаруживаются в единичных случаях. Тела VII типа фаций, по существу, являются экранами.

Одна из особенностей продуктивных пластов заключается в том, что каждый из них формировался в разнофациальных условиях. Коллекторские свойства пластов (доля коллекторов) определяются типом фаций. Структура коллекторов АС₇–АС₁₂ по отношению к пластам с различными характеристиками $\alpha_{ПС}$, определенная по 31 эксплуатационной скважине, показана в табл. 5.2. На самом деле доля коллекторов со значениями $\alpha_{ПС} > 0,25$ выше, так как далеко не все пропластки, выделенные в заглинизированных разрезах как продуктивные, дают притоки нефти. Отличия в структуре коллекторов различных пластов определяются их различной фациальной природой.

Например, в пластах АС₇ и АС₁₀⁰ коллекторы связаны в основном с I–III, реже с IV и V типами фаций. Формировались они, как отмечалось в предыдущей главе, при большем удалении от береговой линии, чем мелководные отложения пластов АС₁₀¹⁻² и АС₁₁¹. В пластах АС₁₀¹⁻² и АС₁₁¹, кроме баровых отложений, которые являются своего рода барьером для волн, коллекторы связаны еще с забаровыми более глинистыми отложения-

ми, сформировавшимися в более спокойной обстановке.

Мощности коллекторов пласта АС₇ и эффективные нефтенасыщенные мощности горизонтов АС₁₀₋₁₂ были соотнесены с мощностями песчаников, характеризующихся $\alpha_{ПС} > 0,15$, $> 0,25$ и $> 0,50$. С первой величиной лучше всего коррелируются мелководные отложения АС₁₀¹⁻², АС₁₁¹ и склоновые песчаники АС₁₀¹⁻². Именно в этих пластах доля коллекторов, в которых $\alpha_{ПС} < 0,15$, больше, чем в остальных, что и показано в табл. 5.2. Как минимум четверть коллекторов приходится на песчано-алевритовые глинистые пласты. Со второй величиной (0,25) лучше всего коррелируются отложения склона и конусов выноса горизонтов АС₁₁₋₁₂, а из мелководных – пласта АС₁₀⁰. С третьей величиной – нефтенасыщенные мощности АС₇. Практически в фации IV типа коллекторы в пласте АС₇ отсутствуют. Как и ожидалось, по этим результатам делаем вывод, что к прогнозу коллекторских свойств пластов, относящихся к различным фациям, необходимо подходить дифференцированно. Пласты, характеризующиеся одинаковой относительной амплитудой $\alpha_{ПС}$, могут иметь различные фильтрационно-емкостные свойства, в зависимости от типа фации, ее геоморфологической приуроченности. Для отложений конусов выноса может быть одна закономерность, для склоновых – другая, а для покровных авандельтовых отложений – третья. Сами покровные отложения также могут существенно различаться по коллекторским свойствам. Например, прибрежные дельтовые отложения горизонтов АС₁₀₋₁₁ резко фациально изменчивые, несколько удаленные от береговой линии отложения пласта АС₇ более выдержанные.

По данным ГИС изучена зависимость кривой ПС от коллекторских свойств продуктивных пластов (пористости и проницаемости). Для анализа выбраны результаты лабораторных исследований 37 разведочных скважин по пласту АС₉ и горизонтам АС₁₀, АС₁₁ и АС₁₂. Исследовались взаимозависимости трех величин – коэффициентов пористости (K_p), прони-

цаемости ($K_{пр}$) и величины $\alpha_{ПС}$. Анализ проводился как по отдельным пластам, так и по группам с разделением на глубоководные и мелководные образования. Как и следовало ожидать, максимальные коэффициенты корреляции оказались между следующими величинами: $K_{п} - \log(K_{пр})$, $K_{п} - \alpha_{ПС}$, $K_{п} - \log(\alpha_{ПС})$ и $\alpha_{ПС} - \log(K_{пр})$. Однако на самом деле все гораздо сложнее. Ни линейная, ни логарифмическая функции не описывают достаточно точно зависимость одних величин от других.

Максимальные значения коэффициента корреляции наблюдаются между параметрами $K_{п}$ и $\log(K_{пр})$ (табл. 5.3), ко-

торый, как правило, превышает 0,80. Высокий коэффициент корреляции обусловлен точностью лабораторных анализов. В случае с показателем $\alpha_{ПС}$ мы имеем ряд факторов, которые искажают реальную картину. Во-первых, в разрезе неокомских отложений Приобской нефтеносной зоны далеко не во всех скважинах выделяются пласты с хорошими коллекторскими свойствами и большой амплитудой $\alpha_{ПС}$, величину которой можно было бы приравнять к единице. Во-вторых, не всегда достаточно точно можно привязать образцы керна, взятого на анализ, к кривым ГИС.

Таблица 5.1

| Характеристики фаций по ГИС (ПС и КС) | | |
|---------------------------------------|---------------|----------|
| Тип фаций | $\alpha_{ПС}$ | КС, Ом·м |
| I | > 0,75 | — |
| II | 0,50 – 0,75 | — |
| III | 0,25 – 0,50 | — |
| IV | 0,15 – 0,25 | — |
| V | < 0,15 | > 15 |
| VI | < 0,15 | 7–15 |
| VII | < 0,15 | < 7 |

Таблица 5.2

Структура коллекторов по отношению к параметру $\alpha_{ПС}$

| Пласт, горизонт | Геоморфологическая характеристика | Доля коллекторов, характеризующихся $\alpha_{ПС}$ (%) | | |
|---------------------------------|-----------------------------------|---|-----------|--------|
| | | < 0,15 | 0,15–0,25 | > 0,25 |
| АС ₇ | Дельтовая платформа | 0,8 | 5,8 | 93,4 |
| АС ₁₀ ⁰ | Дельтовая платформа | 10,9 | 19,8 | 69,3 |
| АС ₁₀ ¹⁻² | Фронт дельты | 33,9 | 15,6 | 50,5 |
| АС ₁₀ ¹⁻² | Склон дельты | 26,9 | 17,1 | 56,0 |
| АС ₁₁ ¹ | Дельтовая платформа | 28,4 | 13,2 | 58,4 |
| АС ₁₁₋₁₂ | Склон дельты | 23,0 | 29,0 | 48,0 |
| АС ₁₁₋₁₂ | Конусы выноса | 3,7 | 10,8 | 85,5 |

Таблица 5.3

Коэффициенты корреляции (r)

| Пласт | $K_{п} - \log(K_{пр})$ | $K_{п} - \alpha_{пс}$ | $\alpha_{пс} - \log(K_{пр})$ | Количество анализов |
|---------------------------------|------------------------|-----------------------|------------------------------|---------------------|
| AC_{10}^{1-2} (мш) | 0,88 | 0,65 | 0,63 | 68 |
| AC_{10}^{1-2} (гш) | 0,84 | 0,19 | 0,05 | 21 |
| AC_{10}^{1-2} | 0,87 | 0,44 | 0,39 | 89 |
| AC_{11}^1 | 0,87 | 0,63 | 0,59 | 99 |
| AC_{12}^{0-1} | 0,85 | 0,61 | 0,57 | 311 |
| AC_{11}^{2-3} | 0,86 | 0,65 | 0,61 | 170 |
| $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ | 0,87 | 0,63 | 0,59 | 481 |
| AC_{12}^2 | 0,80 | 0,48 | 0,34 | 252 |
| AC_{12}^{3-4} | 0,89 | 0,55 | 0,35 | 45 |
| AC_{12}^{2-4} | 0,82 | 0,50 | 0,36 | 297 |
| $AC_{9,11}$ (мш) | 0,85 | 0,56 | 0,56 | 197 |
| AC_{10-12} (гш) | 0,87 | 0,60 | 0,53 | 799 |
| $AC_{9,12}$ | 0,86 | 0,57 | 0,51 | 996 |

Примечание. Пласты: мш – мелководного шельфа; гш – глубоководного шельфа.

В-третьих, с течением времени вследствие физико-химических процессов, происходящих во вскрытом пласте в период между его вскрытием и замером электрометрических характеристик, конфигурация кривых может изменяться. В-четвертых, пористость и проницаемость занижаются наличием в песчаниках и алевролитах вторичного карбонатного цемента. Все это искажает действительную картину. Корреляционный анализ, несмотря на все вышеперечисленные отрицательные факторы, показал положительную корреляционную зависимость вышеназванных величин при доверительной вероятности

$P = 95 \%$. Исключение составила корреляция величин $\alpha_{пс} - \log(K_{пр})$ равная 0,05 при объеме выборки 21 образец для глубоководных аналогов AC_{10}^{1-2} (см. табл. 5.3). Вероятнее всего, это объясняется небольшим количеством анализов, учитываемых при вычислении, и ошибками при определении $\alpha_{пс}$ вследствие неверной привязки керна к кривой ГИС. Максимальная корреляция параметров $K_{п}$ и $K_{пр}$ наблюдается в пластах AC_{10}^{1-2} мелководных отложений дельтовой платформы (0,88) и пластах AC_{12}^{3-4} конусов выноса (0,89). Показан график зависимости $K_{п}$ и $K_{пр}$ для глубоководных и мел-

мелководных отложений дельтовой платформы (0,88) и пластах AC_{12}^{3-4} конусов выноса (0,89). Показан график зависимости K_p и K_{pr} для глубоководных и мелководных образований AC_{10}^{1-2} (рис. 5.25). Линия уравнения зависимости этих величин для первых проходит несколько ниже чем для вторых. Это говорит о худших коллекторских свойствах песчаников глубоководного генезиса. Аналогичная закономерность наблюдается и по другим пластам, в частности для пластов $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ и их мелководного возрастного аналога AC_{11}^1 (рис. 5.26). На этом графике на примере группы пластов $AC_{11}^{2-3} - AC_{12}^{0-1}$ проявляется еще одна закономерность зависимости коэффициентов K_p и K_{pr} , характерная для всех исследуемых пластов независимо от условий их формирования. При $K_p > 17-18\%$ большинство точек располагается выше соответствующих линий регрессий, а при K_p в интервале примерно $12-17\%$ — ниже. Поинтервальный анализ параметра K_p показал, что при его увеличении крутизна наклона линии регрессии возрастает. Общую зависимость этих параметров невозможно задать одной формулой типа $y = a + \exp(b \cdot x + c)$, где a , b и c — константы. На рис. 5.26 линия L_1 соответствует линии регрессии интервала $K_p = 0-16\%$, L_2 — $K_p > 12\%$, а L_3 — $K_p > 15\%$. На рис. 5.27 показаны линии регрессий для мелководных (AC_{11}^1 , AC_{10}^0 , AC_{10}^{1-2} , AC_{10}^0 и AC_9) и глубоководных образований (AC_{12}^{2-4} , AC_{12}^{0-1} , AC_{11}^{2-3} и AC_{10}^{1-2}) для интервала, соответствующего коллекторам (более 14%). Они примерно совпадают и имеют более крутой характер, чем линия, генерализованная для всех определений, включая и образцы с $K_p < 14\%$ (см. рис. 5.26). Средняя величина пористости для первых — $19,6\%$, а для вторых — $17,8\%*$, что отражается на

рис. 5.27 в явном смещении определений по мелководным пластам в большую сторону.

Вследствие вышеуказанных причин корреляция фильтрационно-емкостных свойств с параметром $\alpha_{ПС}$ хуже, чем пористости и проницаемости. В целом для групп глубоководных и мелководных пластов она составляет соответственно $0,60$ и $0,56$ для пары переменных $K_p - \alpha_{ПС}$, а для $\log(K_{pr}) - \alpha_{ПС} - 0,56$ и $0,53$ (см. табл. 5.3). Несмотря на разброс значений, на графиках (рис. 5.28, 5.29) наблюдается общая закономерность, когда из пластов, связанных с мелководными и глубоководными образованиями и имеющих одинаковую амплитуду $\alpha_{ПС}$, первые обладают лучшими коллекторскими свойствами. На графике зависимости $\log(K_{pr})$ от $\alpha_{ПС}$, наблюдается более или менее плавное возрастание их средних величин. Если на границе IV и V типов фаций мелководные и глубоководные образования пластов с одинаковыми амплитудами кривой ПС характеризуются примерно одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами, то в фации I типа средняя величина пористости будет отличаться на $3-3,5\%$, а проницаемости — на порядок (см. рис. 5.28, 5.29).

Подводя итог, можно сказать, что к фации I типа, выделяемой по геофизическим характеристикам (по кривым КС и ПС), относятся пласты с амплитудами $\alpha_{ПС} 0,75-1,00$, сформировавшиеся в наиболее активной гидродинамической обстановке. Это баровые фации (устьевые, "пальцевые" и т. д.), зоны подводных русел, проксимальных частей конусов выноса, питающих их подводных каналов. Средняя величина пористости для отложений открытого шельфа, дельтовой платформы и фронта дельты $21-21,9\%$, а для глубоководных образований — $18,0-18,6\%$ (табл. 5.4). Средняя величина проницаемости для первых — $13-21$ мД, а для вторых, как отмечалось выше, на порядок меньше — $1,5-2,1$ мД. По ФЕС фация I типа глубоководных образований примерно соответствует мелководным фациям III типа.

* Эти величины (для соответствующих пластов) отличаются от средних, приведенных в разделе 6.2 ("Типы резервуаров, ловушек и залежей нефти"), так как анализируются образцы не только из нефтенасыщенных интервалов.

Фация I типа отмечается практически во всех пластах, за исключением AC_{11}^0 , AC_{10}^0 и AC_9 , максимальное ее распространение наблюдается в пласте AC_7 , оно носит мозаичный характер с фацией II типа.

Следующая фация, к которой относятся пласты с амплитудой $\alpha_{ПС}$ 0,50–0,75, формировалась в более спокойной обстановке. По площади распространения совместно с I типом она составляет основную центральную часть конусов выноса. В склоновых отложениях встречается редко; это зоны подводящих каналов (например, см. рис. 5.8а, скв. 246) или немногочисленных шлейфов склона (скв. 241, см. рис. 5.11а). В пределах мелководной части шельфа площадное распространение фации II типа, отмечается в пласте AC_7 (см. рис. 5.22а), в остальных пластах и горизонтах это преимущественно небольшие участки до 20–25 км². Исключение составляет пласт AC_{11}^1 , в котором картируется зона баров размерами 20 × 30 км фации II типа.

Как следует из табл. 5.4, для данной фации в мелководных пластах пористость в среднем составляет 19,6–21 %, а для глубоководных образований – 17,4–18,0 %, а проницаемость, соответственно, – 5–13 и 1–1,5 мД.

Фации III и IV типов преобладают в пределах распространения песчано-алевритовых отложений дельтовой платформы большинства пластов и горизонтов. Пласты представляют собой, как правило, переслаивание мелкозернистых песчаников, алевритов и аргиллитов и характеризуются параметром $\alpha_{ПС}$ 0,25–0,50 для III и 0,15–0,25 для IV типов. Отложения формировались в спокойной гидродинамической обстановке. Среди них выделяются дистальные бары, некоторые зоны подводных русел (см. рис. 5.11а, скв. 153), песчаники фронта дельты, в том числе и шельфовые песчаники, сформировавшиеся в присклоновой полосе на границе уступа на удалении от основной части авандельты (см. рис. 5.14, пласт AC_{10}^0) и др. Для глубоководных отложений фации этого типа соответствуют периферийным частям конусов выноса. По сравнению с покровными мелководными аналогами зоны их распространения представляют собой чаще всего узкие полосы на границах выклинивания пластов.

Средние величины коэффициента пористости для данных фаций в отложениях мелководного и глубоководного

шельфов, соответственно, 17,4–19,6 и 16,2–17,4 % (III тип), а также 15,7–17,4 и 15,3–16,2 % (IV тип). По проницаемости следующая картина: 1,3–5 и 0,5–1 мД для III типа и 0,5–1,3 и 0,2–0,5 мД для IV (см. табл. 5.4). Как видно из данных, ФЕС мелководных отложений фации IV типа примерно совпадают с параметрами фаций III–IV типов своих глубоководных аналогов.

Фация V типа представляет собой зону выклинивания песчано-алевритовых пластов. В разрезе преобладают алевриты и аргиллиты, реже глинисто-алевритовые песчаники. В еще большей степени глинисто-алевритовые разности представлены в фации VI типа, коллекторы в которой – довольно редкое явление, так как практически все они, выделяемые в пластах с амплитудами $\alpha_{ПС} < 0,15$, относятся к фации V типа. Средние величины пористости для фаций V и VI типов мелководного шельфа составляют не более 15,7 %, а его глубоководной части – до 15,3 %, соответствующая им проницаемость – 0,5 и 0,2 мД. Отложения фации VII типа, как отмечалось ранее, являются экранами и соответствуют областям продельты – зоне, удаленной от источников сноса и аккумуляции обломочного материала.

Все вышеперечисленные характеристики фаций для каждого отдельно взятого пласта в каждом конкретном районе будут слегка отличаться от приведенных в данном разделе, но они все же дают представление о закономерностях распределения исследуемых параметров Кп, Кпр и $\alpha_{ПС}$. Картирование зон электрометрических фаций с палеогеоморфологическим и системно-структурным анализами помогает выявить закономерности пространственно-временного размещения песчаных тел-коллекторов, предсказать их типы и фации с соответствующими фильтрационно-емкостными свойствами в недостаточно изученных районах. Немаловажным является вывод о существенно отличающихся ФЕС у фаций одного типа для мелководных и глубоководных отложений. С одной стороны, уже при оценке разрезов по ГИС необходимо помнить, что такие два пласта, даже если и имеют очень сходные конфигурации кривых ПС и КС, обладают различной пористостью и проницаемостью, с другой – было бы целесообразно объединять глубоководные и мелководные аналоги одних и тех же пластов в один подсчетный объект.

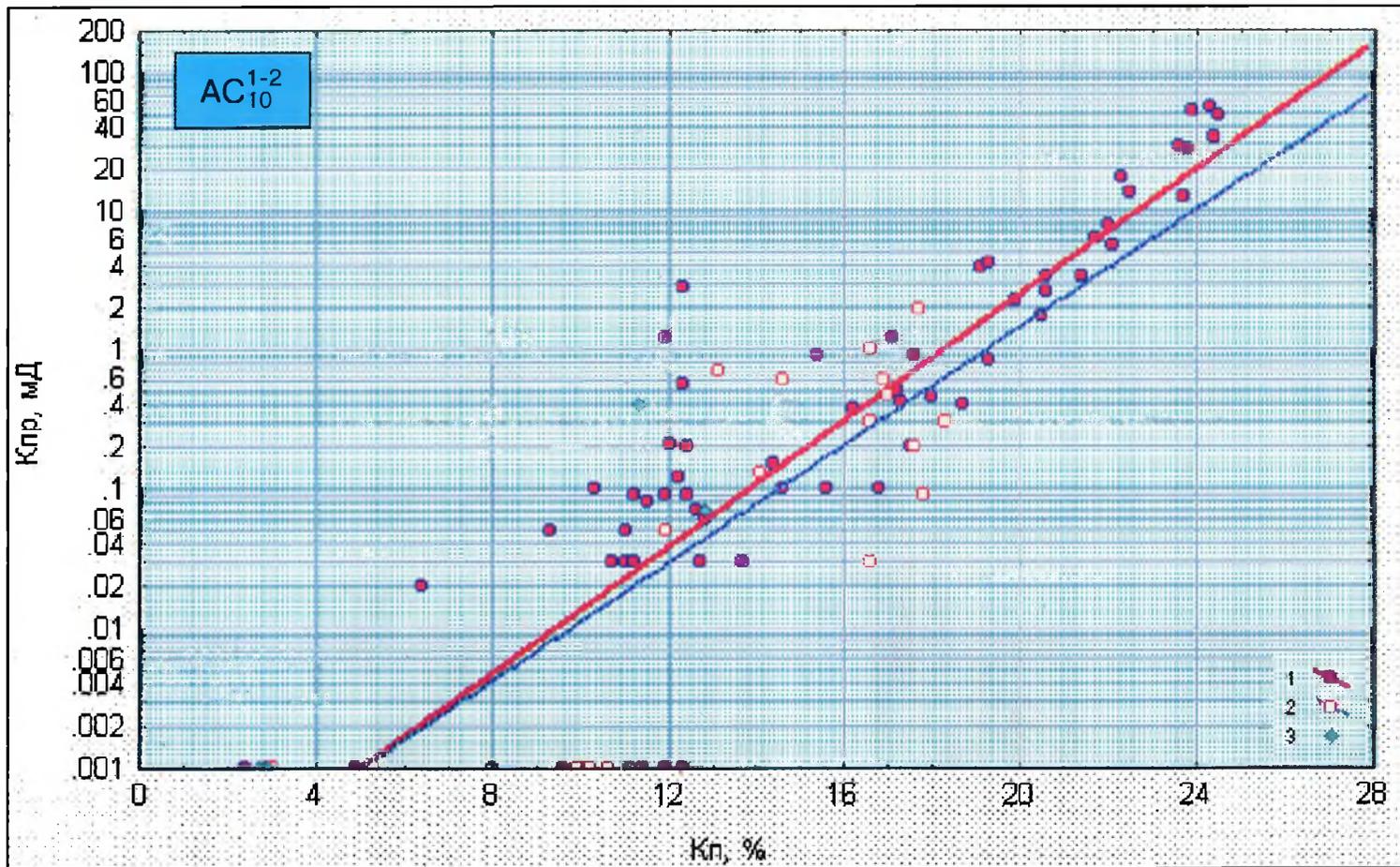


Рис. 5.25. График зависимости Кп и Кпр для пластов AC_{10}^{1-2} Приобской нефтеносной зоны.
Отложения: 1 - мелководные, 2 - глубоководные, 3 - породы с вторичным карбонатным цементом; I-VI- типы фаций.

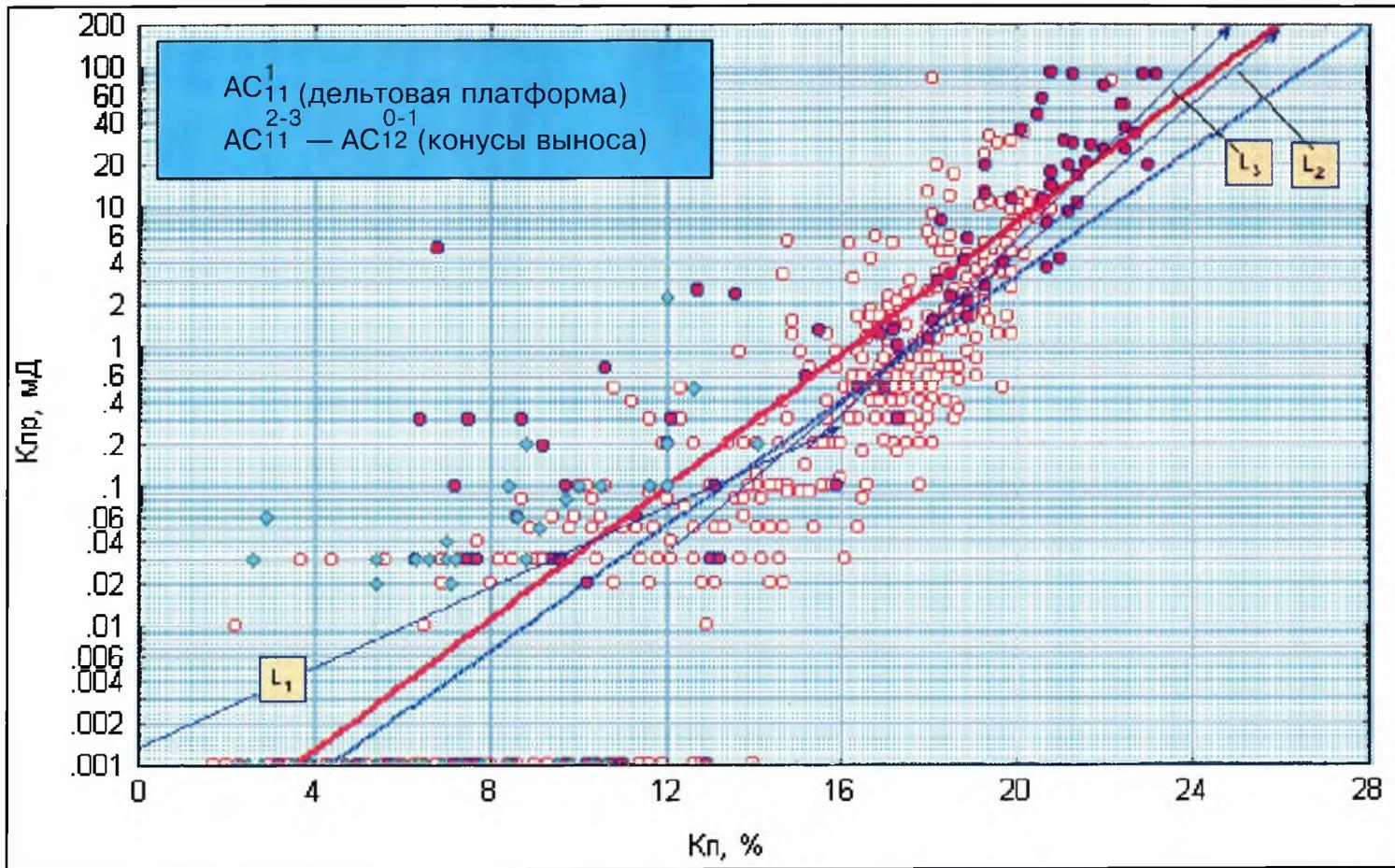


Рис. 5.26. График зависимости K_p и K_{pr} для пластов AC_{11}^{1-3} — AC_{12}^{0-1} Приобской нефтеносной зоны. Усл. обозн. см. рис. 5.25.

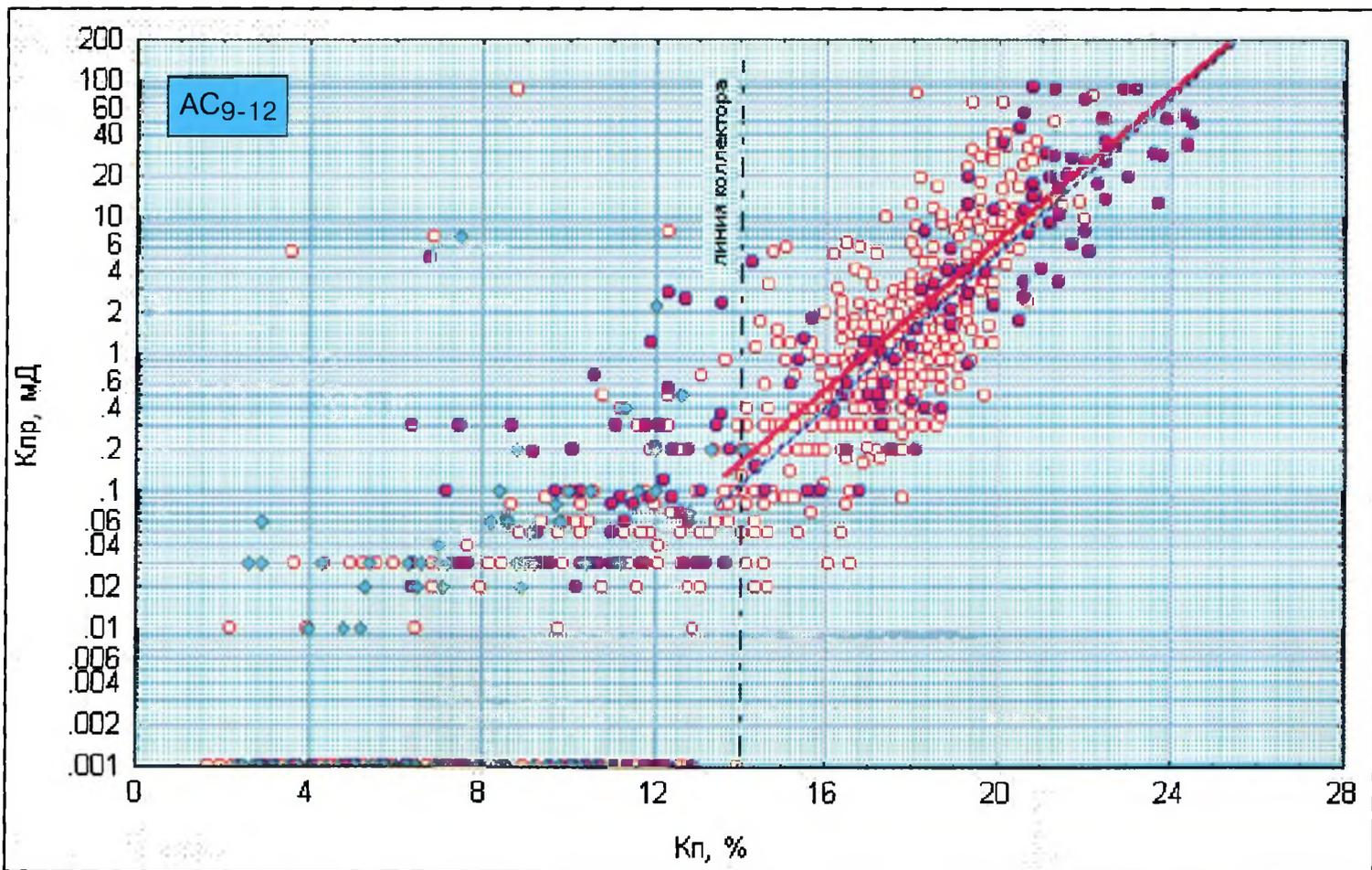


Рис. 5.27. График зависимости K_p и $K_{пр}$ для мелководных и глубоководных отложений AC9-12. Усл. обозн. см. рис. 5.25.

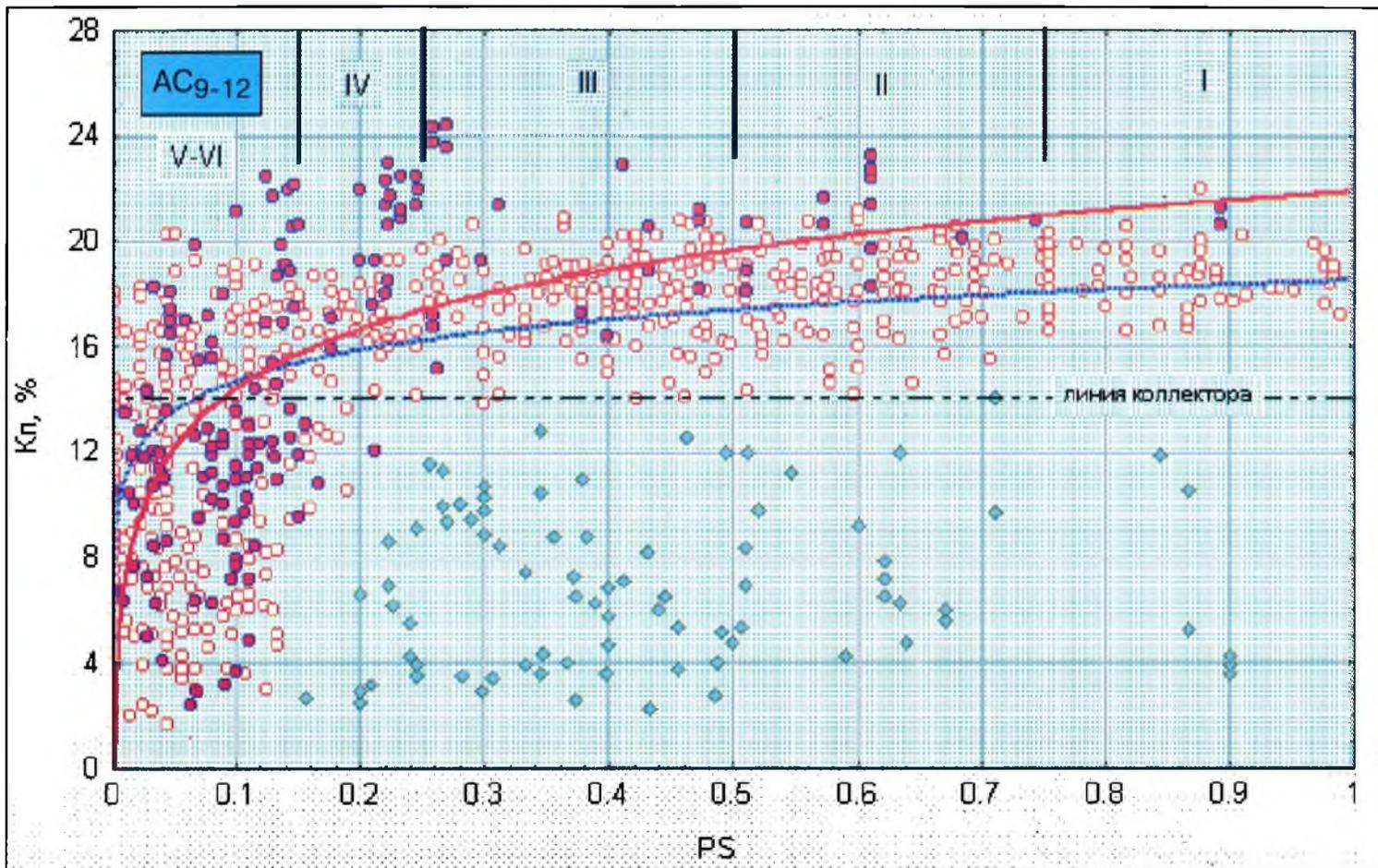


Рис. 5.28. График зависимости K_p и $Q_{пр}$ для мелководных и глубоководных отложений AC₉₋₁₂. Усл. обозн. см. рис. 5.25.

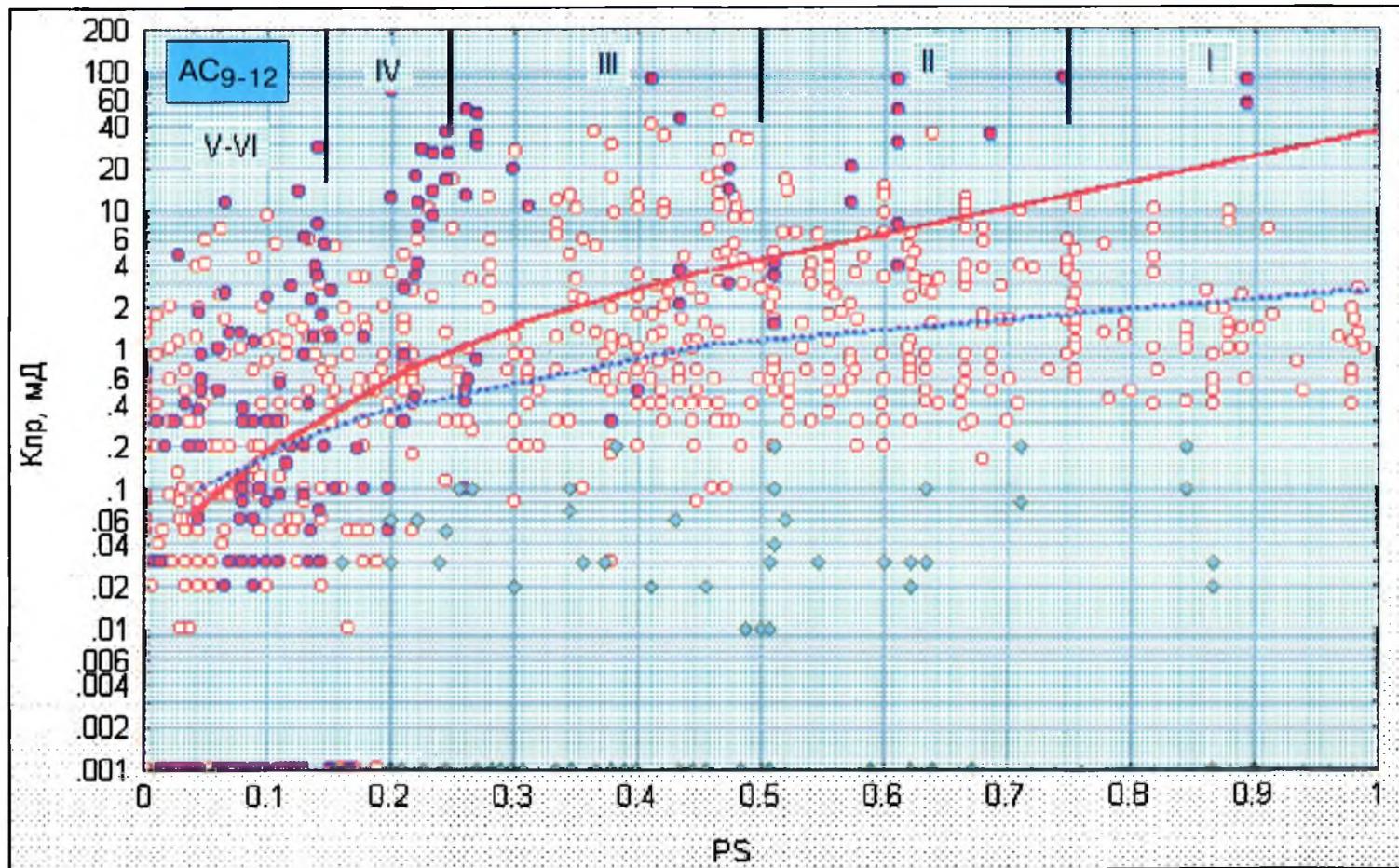


Рис. 5.29. График зависимости Кпр и $\alpha_{\text{ПС}}$ для мелководных и глубоководных отложений AC9-12. Усл. обозн. см. рис. 5.25.

Таблица 5.4

Фильтрационно-емкостные характеристики фаций

| Тип фаций | Кп, % | | Кпр, мД | |
|-----------|-------------|-------------|-----------|-----------|
| | мпш | гш | мпш | гш |
| I | 21,0 – 21,9 | 18,0 – 18,6 | 13 – 21 | 1,5 – 2,1 |
| II | 19,6 – 21,0 | 17,4 – 18,0 | 5 – 13 | 1 – 1,5 |
| III | 17,4 – 19,6 | 16,2 – 17,4 | 1,3 – 5 | 0,5 – 1 |
| IV | 15,7 – 17,4 | 15,3 – 16,2 | 0,5 – 1,3 | 0,2 – 0,5 |
| V-VI | < 15,7 | < 15,3 | < 0,5 | < 0,2 |

Примечание. Пласты: мш – мелководного шельфа; гш – глубоководного шельфа.

5.7. Литология и седиментология продуктивных отложений

Группой геологов и геофизиков нефтяной компании Амоко Евразия (США) проводились литологические, фациальные, петрофизические, палинологические, сейсмостратиграфические и сиквенс-стратиграфические исследования продуктивных отложений Приобского месторождения. Пока они окончательно не интегрированы с комплексными системно-литологическими исследованиями российских ученых, хотя с той и с другой стороны, предпринимаются усилия к их согласованию и координации. Это выражается в периодических совместных семинарах и презентациях, проведении совместного полевого семинара в Нью-Мексико (1994), совместных докладах на международных конференциях и т. д.

Ниже в краткой форме излагаются основные результаты исследований, которые по рекомендации научного редактора мы сочли целесообразным дать в виде самостоятельного раздела. Это связано еще и с особенностями представления материала и стилем изложения американских коллег.

Настоящий раздел написан на основе изучения керн горизонтов АС₁₂, АС₁₁ и АС₁₀ эксплуатационных скв. 88, 1232, 1246, 6к, 1202, 1794, 3039 и 3711 Приобского месторождения. Макроскопическое изучение и описание керн включа-

ло литологическую характеристику, литологическую последовательность, мощность пластов и характер контактов (границ) между ними, размер зерен, направление изменения их размера, цвета, текстуры, а также ископаемых и их следы; петрофизический анализ – изучение пористости, проницаемости, плотности зерен, минералогии и др.

В разрезе неокомского комплекса Приобского месторождения выявлено восемь текстурно-литологических типов комплексов: * 1) бугристых косослоистых песчаных отложений; 2) морских, очень мелкозернистых биотурбированных песчаных пород; 3) морской комплекс глинисто-алевритовых биотурбированных образований; 4) очень мелкозернистых слоистых песчаных отложений с асимметричными знаками ряби; 5) морской глинисто-алевритовый комплекс в основном без следов илоедов; 6) массивных морских очень мелкозернистых песчаных отложений; 7) деформированных конволютных морских мелкозернистых песчаных отложений; 8) морской глинисто-алевритовый комплекс тонкослоистых и очень мелкозернистых песчаных отложений с асимметричными знаками ряби.

* Авторы данного раздела (Д. Валасек и Ф. Овердал) их называют фациями (ред.), что не соответствует российскому понятию “фация”. Поэтому термин фация заменен термином комплекс того или иного типа.

Комплекс бугристых косослоистых песчаных отложений наименее распространен в керне, который имела в своем распоряжении нефтяная компания Амоко Евразия. Эти пласты представлены бугристыми косослоистыми, очень мелкозернистыми песчаными слойками, от светло-рыжеватых до коричневых (рис. 5.30). Размер зерен, по-видимому, однороден. Слойки относительно тонкие, средняя мощность их 5 см, но в отдельных случаях уменьшается до 3 см. Контакты между слоями резко выражены и обычно субгоризонтальны в керне, причем они в кровле более изменчивы, чем в подошве. Базальный контакт резко выражен, и на некоторых тонких пропластках виден срез. В кровле, когда он четкий, срезов не наблюдается. Внутренняя слоистость хорошо развита и, в зависимости от положения, либо вогнутая, либо выпуклая. В более высоко расположенных частях слойки немного толще, а по латерали тоньше в тех местах, где утоняются и отдельные пласты. Эта характеристика была использована для идентификации и стратификации комплексов. Расслоенность, по-видимому, видна благодаря изменению цвета зерен песка, а не внутреннего распределения глинисто-алевритового материала. Ходов илоедов не обнаружено, и отложения, по-видимому, не сцементированы. Этот комплекс залегает на разнообразных песчаных комплексах, обычно массивных или фукоидных, а также на очень мелкозернистых песчаных образованиях. Перекрывается он исключительно морскими слоистыми глинисто-алевритовыми образованиями.

Комплекс представляет режим высокоэнергетического потока с однонаправленным движением, на который накладывается второй перпендикулярный поток. Серии смежных комплексов позволяют отнести этот комплекс к морскому, сформированному, скорее всего, под влиянием деятельности штормовых волн на глубине максимум 40 м, при этих условиях, вероятно, возникал режим высокоэнергетического потока. В этой обстановке шельф сначала подвергся эрозии. Отложение песка начиналось в условиях затухания шторма. Влияние однонаправленных волновых потоков могло накладываться на течение иного направления, формируя зигзагообразное движение. В точке отклонения при движении зерен

могли происходить либо размыв, либо отложение. Фукоидообразование будет замедлено из-за высокоэнергетической природы осадков. Судя по всему, это самые мелководные осадки, наблюдаемые в керне разрабатываемой левобережной части Приобского месторождения.

Комплекс морских, очень мелкозернистых биотурбированных песчаных пород представлен светлыми рыжеватыми, серыми, темно-серыми до коричневыми, очень мелкозернистыми песчаниками и алевролитами (рис. 5.31). Размер зерен в пределах пластов однороден. Характер контактов между пластами очень изменчив в зависимости от мощности пласта и литологии контактирующих с ними отложений. Контакты между песчаниками обычно постепенные, а между песчаниками и глинисто-алевритовыми породами относительно резко выражены. Этот комплекс чаще всего залегает на отложениях очень мелкозернистых песчаников с асимметричными признаками ряби, а перекрывается слоистыми глинисто-алевритовыми породами. Прослой субгоризонтальные и очень тонкие. Сохранилась, по-видимому, лишь небольшая часть ходов илоедов. Типичны различные горизонтальные и вертикальные следы, преимущественно *Tiechichnus*, *Planolites*, *Chondrites*, *Skolithos* разного размера, а также большое количество неидентифицируемых продолговатых горизонтальных и вертикальных ходов илоедов диаметром до 1 см. Распределение этих типов следов ископаемых между различными интервалами АС в различных элементах клиноформ и в латерально разделенных последовательностях не одинаковое. Породы этого комплекса в целом не сцементированы, за исключением двух образцов керна.

Комплекс интерпретируется как результат постседиментационной переработки вещества в спокойных условиях низкоэнергетического течения. Большая часть сохранившихся ходов животных представлена типичными морскими формами. Глубина ходов позволяет предположить, что обстановка была окислительной как в субстрате, так и в столбе воды. Отдельные следы морских животных могут быть полезны для приближенного определения глубины воды во время осадконакопления. Присутствие нескольких глубоководных форм не исключает



0088-K102, 2451.9 м

Рис. 5.30. Комплекс бугристых косо-слоистых песчаных отложений.



0088-K102, 2441.5 м

Рис. 5.31. Комплекс морских, очень мелкозернистых биотурбированных песчаных пород.



0088-K102, 2452.5 м AC₁₀¹⁻²

Рис. 5.32. Морской комплекс глинисто-алевритовых биотурбированных образований.



0088-K102, 2453.6 м AC₁₀¹⁻²

Рис. 5.33. Комплекс очень мелкозернистых слоистых песчаных отложений с асимметричными знаками ряби.



0088-K108, 2452.5 м

Рис. 5.34. Морской глинисто-алевритовый комплекс в основном без следов илоедов.



0088-K102, 2655.6 м, АС₁₂²

Рис. 5.35. Комплекс массивных морских очень мелкозернистых песчаных отложений.



0088-K102, 2656.8 м, АС₁₂²

Рис. 5.36. Комплекс деформированных конволютивных морских мелкозернистых песчаных отложений.



0088-K102, 2673.8 м, АС₁₂²

Рис. 5.37. Морской глинисто-алевритовый комплекс тонкослойных и очень мелкозернистых песчаных отложений с асимметричными знаками ряби.

возможность формирования данного комплекса на глубинах более 150 м.

Морской комплекс глинисто-алевритовых биотурбированных образований представлен тонкослоистыми глинисто-алевритовыми породами, от пестрых темно-серых до черных (рис. 5.32). Они переслаиваются с серыми алевритами и тонкими, мелкозернистыми песчаниками с увеличением зернистости вверх по разрезу (мощность от 0,5 до 3 м). Все контакты слоев постепенные, за исключением верхней части, где они резкие и четко отмечаются изменением цвета. В отложениях большое количество фукоидов, включая *Tiechichnus*, *Planolites*, *Chondrites*, а также неидентифицированных горизонтальных и вертикальных ходов илоедов. Они становятся более обильными и разнообразными в стратиграфически более высоких интервалах, наряду с увеличением (снизу вверх) песчанности.

Эти морские глинисто-алевритовые образования интерпретируются как отложившиеся в условиях от низкоэнергетического потока до почти полного отсутствия течения (при глубинах от высоких до умеренных), а большое количество ходов — как типичные следы морских ископаемых. Обилие их предполагает либо постседиментационную переработку субстрата, либо переработку во время осадконакопления морскими организмами в окислительной обстановке. Зоны с малым количеством следов ископаемых, видимо, соответствуют периодически наступавшим бескислородным условиям осадконакопления. Описанный текстурно-литологический тип — один из характерных комплексов дельтовой платформы.

Комплекс очень мелкозернистых слоистых песчаных отложений с асимметричными знаками ряби представлен тонкими песчаными слоями мощностью 4–7 см с большим содержанием матрикса, состоящего из глинисто-алевритового и(или) карбонатного материала (рис. 5.33). Характер контактов пластов различен. Они либо четкие, либо постепенные, в зависимости от относительного различия размеров зерен в граничащих пластах. Переслаивающиеся пласты глинисто-алевритовых пород и очень мелкозернистых песчаников обычно имеют четкие контакты в отличие от постепенных контактов между соседними песчаными пластами. Наблюдается постепенное уменьшение количества глинисто-алевритового материала в пластах, занимающих более высокое стратиграфическое положение. Внутренняя косая сло-

истость представлена слоистостью ряби, сходной с таковой в комплексе, состоящем из тонкослоистых песчаных и глинисто-алевритовых пород. Угол наклона слоистости ряби переменный, с почти полным сохранением наклона косой слоистости в некоторых образцах керна, особенно в мощных песчаных пластах. Слоистые песчаники со знаками ряби представлены одинаково наклоненными слоями, которые очень хорошо различимы в связи с переслаиванием светлых рыжеватых песчаников и пластов глинисто-алевритовых пород от серых до черных. Амплитуда и длина волны ряби небольшие и составляют в среднем, соответственно, 3–5 и 5 см. Длины волны ряби определена неточно из-за малого диаметра керна. Невозможно установить, является ли рябь прямой или имеет синусоидальную гребневидную форму, ограничено представленную в керне. Направления транспортировки осадка, по-видимому, были относительно постоянными при формировании всех слоев комплекса. В отдельных прослоях наблюдается облекание тонкими глинисто-алевритовыми прослоями от коричневого до черного цвета. Некоторые части внутри темнее, это связано с большим содержанием глинисто-алевритовой компоненты. В некоторых местах в ряби имеются горизонтальные ходы илоедов, секущие облекающий глинисто-алевритовый прослой.

Этот комплекс обычно находится в центральной части различного типа сиквенсов, залегает на тонкослоистом глинисто-алевритовом и слоистом комплексе с асимметричными знаками ряби, на глинисто-алевритовом биотурбированном или слоистом глинисто-алевритовом (небиотурбированном) комплексе. Слоистые песчаные пласты с асимметричными знаками ряби обычно завершают сиквенсы увеличения зернистости вверх по разрезу и перекрываются слоистыми глинисто-алевритовыми породами или массивными очень мелкозернистыми песчаными образованиями, либо комплексом морских, очень мелкозернистых песчаных образований. В изученных образцах керна эти отложения, как правило, не сцементированы.

Комплекс интерпретируется как образовавшийся в условиях низкоэнергетической обстановки с одновременным отложением песчаных осадков в зоне открытого морского шельфа. Характер течений, сформировавших этот комплекс, не совсем ясен. Покровное облекание всех пластов с рябью глинисто-алевритовыми

породами позволяет предполагать периодическое возникновение и затухание течений в зависимости от условий. Обилие глинисто-алевритового материала позволяет предполагать наличие течения, транспортирующего относительно гетеролитический поток осадков. Без информации об ориентировке зерна неясно направление транспортировки песка на шельфе. Если эти течения являются плотностными потоками, то направление транспортировки, вероятно, было в сторону бассейна через шельф. Если же это были штормовые течения, они могли нести в любом направлении с шельфа перекрытый материал, в зависимости от направления течения. Базальный размыв и срез нескольких слоев со знаками ряби позволяют предполагать, что эти течения имели различную степень интенсивности, и, как минимум, несколько раз наступал высокоэнергетический режим, достаточный для эрозии. Интервал между прекращением и активизацией течений, вероятно, был коротким, поскольку в пределах этого комплекса имеется небольшое количество ходов илоедов. Однако это могло быть вызвано также окислительной обстановкой в субстрате и столбе воды. Интерпретация абсолютной глубины воды и морских условий осадконакопления для этих образований обычно основана на граничных с ними комплексах или на палеонтологической информации. Вероятнее всего, этот комплекс мог образоваться на разных глубинах. Обилие глинисто-алевритового материала препятствовало процессу цементации.

Морской глинисто-алевритовый комплекс в основном без следов илоедов сложен тонкослоистыми глинисто-алевритовыми породами от темно-серых до черных (рис. 5.34). В самых верхних стратиграфических интервалах зерна глинисто-алевритовые породы переслаиваются со светло-серыми алевритами и тонкозернистыми серыми песчаниками. Границы между пластами нечеткие, постепенные. В переслаивающихся глинах и алевритах наблюдается некоторое погружение вверх по разрезу, мощность меняется от 3 до 6 м. Иногда на поверхностях напластования наблюдаются отпечатки и небольшие обломки аммонитов и брахиопод. Прямые, вертикальные, изолированные ходы илоедов очень распро-

странены и нарушают переслаивание лишь в пределах 2–4 мм.

Эти слоистые глинисто-алевритовые породы интерпретируются как образования спокойного гидродинамического (низкоэнергетического) режима или отсутствия течения. Вероятно, данные морские глубоководные и умеренно глубоководные отложения формировались в бескислородной или периодически бескислородной обстановке. Этот тип отложений характеризует склоновую и нижнюю части клиноформы, переходящей в фондоформу.

Комплекс массивных морских очень мелкозернистых песчаных отложений представлен сериями массивных очень мелкозернистых слоев песчаников, от мощных до тонких, которые составляют самую верхнюю часть многих сиквенсов с увеличением зернистости вверх по разрезу (рис. 5.35). В пределах большей части пластов размер зерен не меняется. Контакты между пластами, за редким исключением, резко выраженные горизонтальные. Внутренняя косая слоистость, по-видимому, отсутствует. Для определения того, имеется ли косая слоистость какого-либо типа и присутствуют ли ходы илоедов, была выполнена рентгенография нескольких образцов зерна скв. 88 и 2132. В большинстве случаев по результатам рентгенографии не выявлено ни ходов илоедов, ни косой слоистости. Однако в двух случаях были видны слабо различимый горизонтальный пласт или прослой. Слабо выраженная ориентация пластинчатых зерен глинисто-алевритовых фрагментов также горизонтальна. Эти вариации, по-видимому, вызваны слабыми изменениями глинисто-алевритового материала в песчаниках. В керне не обнаружено ни ископаемых, ни их следов. Ассоциации граничных комплексов представлены типично морскими отложениями. Характерна неравномерная сцементированность отложений по разрезу комплекса. Встречаются участки либо полностью, либо частично сцементированных и практически несцементированных прослоев. Эти образования представляют, вероятно, две обстановки осадконакопления. Первая – это постседиментационная переработка песка морскими

организмами. Вторая – быстрое осадконакопление при неопределенных условиях течения. Интерпретация этих отложений как морских основана главным образом на ассоциациях граничных комплексов и сходстве наблюдаемых на рентгенограммах возможных ходов илюдов с ходами, которые лучше видны в других комплексах. Однородный характер зерен на рентгенограммах зерна и отсутствие ходов позволяют предположить, что отложения сформировались в результате быстрого осадконакопления и переотложения.

Комплекс деформированных конволютных морских мелкозернистых песчаных отложений представлен широким разнообразием отдельных песчаных пластов, которые залегают в различных ассоциациях комплексов. Пример текстуры этого комплекса показан на рис. 5.36. Его характерной особенностью является конволютный характер отдельных внутренних пропластков или(и) ограничивающих их контактов, которые между пластами обычно представлены в виде деформированных выпуклых и вогнутых песчаных тел в подошве песчаного пласта (первая ситуация). Размер этих деформаций составляет от 1–5 мм до 5 см. Величина углубления “прогибания” может достигать 4 см. Другие нарушения в подошве представлены тонкими пучками песчаников в пределах глинисто-алевритовых пород, которые деформированы или отделены от основного песчаного пласта. Эти типы конволютной слоистости обычно встречаются в тех случаях, когда песчаник перекрывает глинисто-алевритовые породы. Обычно внутренняя слоистость, если она присутствует, деформирована. Контакт в кровле пласта может быть искривленным вниз или горизонтальным. Вторая ситуация – это случай, когда внутренняя косая слоистость или прослой деформированы, а контакты между пластами остаются горизонтальными. Слоистость может быть деформирована по латерали, изогнута вниз или вверх, причем наиболее типичен последний тип (выпуклые) деформации. В большинстве случаев нарушения пологие или округлые, но имеются примеры дизъюнктивных дислокаций мягких осадков с явным смещением по микрона-

рушениям. Такие дислокации могут разрывать контакты песчаного пласта, но другие контакты с покрывающими и подстилающими пластами, не находящимися в контакте с деформированным пластом, остаются ненарушенными. Примерами такой ситуации могут быть контакты между песчаником и глинисто-алевритовым пластом или между двумя песчаными пластами. Судя по керну, конволютная слоистость однородна по латерали, однако неясно, как далеко продолжают эти нарушения.

Деформированные пласты интерпретируются либо как образовавшиеся в результате неравномерного уплотнения осадка после его накопления, либо как оползневые образования склона. Переработка и модификация пластов, по-видимому, вызвана нестабильностью субстрата, возможно, за счет внедрения вышележащих отложений. Дополнительная деформация может быть результатом обезвоживания субстрата с уплотнением, вызванным нагрузкой вышележащих пород или возмущением субстрата. В общем такая деформация могла существовать на территории Приобского месторождения в условиях осадконакопления неокомских отложений всюду, где комплексы, обогащенные песком, залегают на комплексах, богатых глинисто-алевритовым материалом.

Морской глинисто-алевритовый комплекс тонкослоистых и очень мелкозернистых песчаных отложений с асимметричными знаками ряби сложен сериями гетеролитических пластов (рис. 5.37). Они представлены мелкозернистыми песчаниками с асимметричными знаками ряби и имеют переменную мощность прослоев от 1 до 6 см. Песчаные пласты переслаиваются с глинисто-алевритовыми пачками, от серых до черных. Непрерывные резкие горизонтальные контакты пластов сливаются по латерали с четким стратиграфическим положением изолированных песчаников, характеризующихся изолированными знаками ряби. Слоистые песчаники со знаками ряби имеют одинаково наклоненные передние части, которые очень четко выделяются в связи с чередованием светлых рыжеватых песчаников и тонких прослоев глинисто-алевритовых пород от темно-серых до черных. Амплитуда и

длина волны ряби невелики и составляют в среднем, соответственно, 3–5 и 5 см. Длина волны ряби определена неточно в связи с ограниченным диаметром зерна. По этой же причине невозможно определить, является ли рябь прямой или имеет синусоидальную гребневидную форму. Направления транспортировки осадков, по-видимому, были относительно постоянными во время формирования пластов и пропластков. Иногда наблюдается мигрирующая рябь с низкими углами, но классическая хорошо развитая слоистость со знаками мигрирующей ряби отсутствует. Граничащие глинисто-алевритовые породы – от темно-серых до черных, но вблизи контактов между песчаными и глинисто-алевритовыми породами они имеют тенденцию к посветлению. Вверх по разрезу наблюдается увеличение песчаности. В целом этот комплекс имеет нерезкую границу со следующими комплексами: очень мелкозернистыми песчаниками с асимметричными знаками ряби; морскими мелкозернистыми песчаниками с ходами илоедов, массивными, очень мелкозернистыми песчаниками, а также конволотными, очень мелкозернистыми песчаниками. Характерной особенностью рассмотренного типа отложений является слабая сцементированность. Вероятнее всего, этот комплекс формировался в условиях низкоэнергетического водного потока с одновременным отложением песка или без него. Хотя точный характер течения, создавшего эту рябь, неясен, облекание глинисто-алевритовых пород и малое количество ходов животных позволяют предполагать периодическое возникновение однонаправленного течения. Кроме того, глинисто-алевритовый материал позволяет сделать вывод о том, что течение было способно

транспортировать гетеролитические осадки. Базальный размыв и удаление ранее отложенных слоистых песчаников с асимметричными знаками ряби дают основание для предположения о периодическом возникновении высокоэнергетического течения, достаточного для эрозии. Палеонтологический анализ включений в глинисто-алевритовых отложениях этого типа и другие факторы позволяют сделать вывод о том, что глубина воды была типичной для условий современного шельфа. К сожалению, следы ископаемых не слишком хорошо развиты или не могут служить надежными характеристиками конкретных фациальных обстановок. Поэтому большая часть этих отложений интерпретируется как палимпестовые осадки, которые периодически отлагались и размывались с перераспределением песчаного материала*.

По описаниям зерна могут быть выявлены две четко различающиеся ассоциации комплексов. Это сиквенсы утонения зернистости вверх по разрезу, характерные для верхней части AC_{12} (с AC_{12}^0 по AC_{12}^2), и серии увеличения зернистости вверх по разрезу, типичные для AC_{10} и AC_{11} . Эти ассоциации комплексов представляют собой упрощенное обобщение, которое будет использоваться в качестве модели и нормы. В зависимости от горизонтального и вертикального стратиграфического положения в пределах одного клиноциклита, в нем могут присутствовать не все комплексы. В разрезе описанные комплексы группируются по направленности изменения содержания песчано-алевритового материала в два типа (серии): с увеличением песчаности вверх по разрезу (рециклиты), с уменьшением песчаности в том же направлении (проциклиты).

* По палеореконструкциям глубина формирования подобных осадков – 200–300 м.

6.1. Краткая история открытия

Как уже отмечалось выше, Приобское месторождение – одно из наиболее значительных открытий последних лет в Западной Сибири. Такая “задержка” с открытием по сравнению с выявлением таких гигантов, как Самотлорское, Федоровское, Мамонтовское, Уренгойское и другие месторождения, имеет несколько причин. Одна из главных – связь основных запасов нефти со сложно построенными неструктурными залежами ачимовской толщи неокомского клиноформного комплекса. До открытия Приобского месторождения песчано-алевритовые линзы ачимовской толщи с их, как правило, низкими коллекторскими свойствами и невыдержанными по простиранию считались малоперспективными.

К тому же до выявления клиноформной модели неокома считалось, что на западе, в пределах большей части Мансийской синеклизы, происходит замещение песчаных пластов и горизонтов глинами фроловской свиты. Исходя из представления о том, что эта свита была одним из основных источников генерации углеводородов неокомского продуктивного комплекса, Ю. Н. Карогодин прогнозировал открытие в неокоме гигантских месторождений в прибортовой части Мансийской синеклизы, в зоне замещения песчаных горизонтов глинами. Это предполагалось исходя из принципа – чем ближе к источнику генерации резервуары и ловушки, тем, при прочих равных условиях, крупнее залежи. Об этом свидетельствуют карты высот залежей, отражающие степень заполнения ловушек нефтью, явно возрастающую в сторону Мансийской синеклизы по разным горизонтам неокома [Карогодин, 1974], в том числе и по АС (рис. 6.1).

Наиболее крупными нефтесборными районами на пути латеральной миграции углеводородов были контрастные подня-

тия – Сургутский и Нижневартовский своды. Структурные ловушки в виде высокоамплитудных поднятий, осложняющие своды, уже в 70-е годы почти все были опойскованы со 100-процентным коэффициентом удачи. “Тем не менее, к северу от Сургутского свода, вдоль восточного борта Мансийской синеклизы, т. е. вдоль зоны максимальных мощностей красноленинградской серии, вполне возможно открытие крупных и уникальных месторождений типа Мамонтовского и Самотлорского. Причем, чем ближе к Мансийской синеклизе, тем больше вероятность встретить ту же закономерность в размещении залежей и изменении их высот, которая выявлена на Сургутском своде, и, наоборот, чем дальше на восток, тем вероятнее, что закономерность изменения высот и размеров залежей в плане и по разрезу будет подобна той, что характерна для Нижневартовского района” [Карогодин, 1972, 1974, с. 151]. “Восточный борт Мансийской синеклизы и прибортовая ее часть, исходя из представления о нефтегенерирующих формациях, весьма перспективны на поиски крупных стратиграфических и структурно-литологических пластовых залежей... Такие ловушки и залежи в них могут возникнуть в случае либо перестройки структурного плана, либо кратковременного небольшого перерыва... Возможность обнаружения залежей в данной зоне предполагалась еще до открытия аналогичных на Мамонтовском, Салымском, Правдинском месторождениях” [Там же, 1974, с. 151–152].

Высокая оценка этой зоны – зоны замещения фроловских глин песчано-глинистыми отложениями куломзинской, тарской и вартовской свит дана также А. Э. Конторовичем и др. [Нефтепроизводящие толщи..., 1967] “на основании геохимических данных и расчета количества эмиграции углеводородов из неомских пород” [Там же, 1974, с. 152].

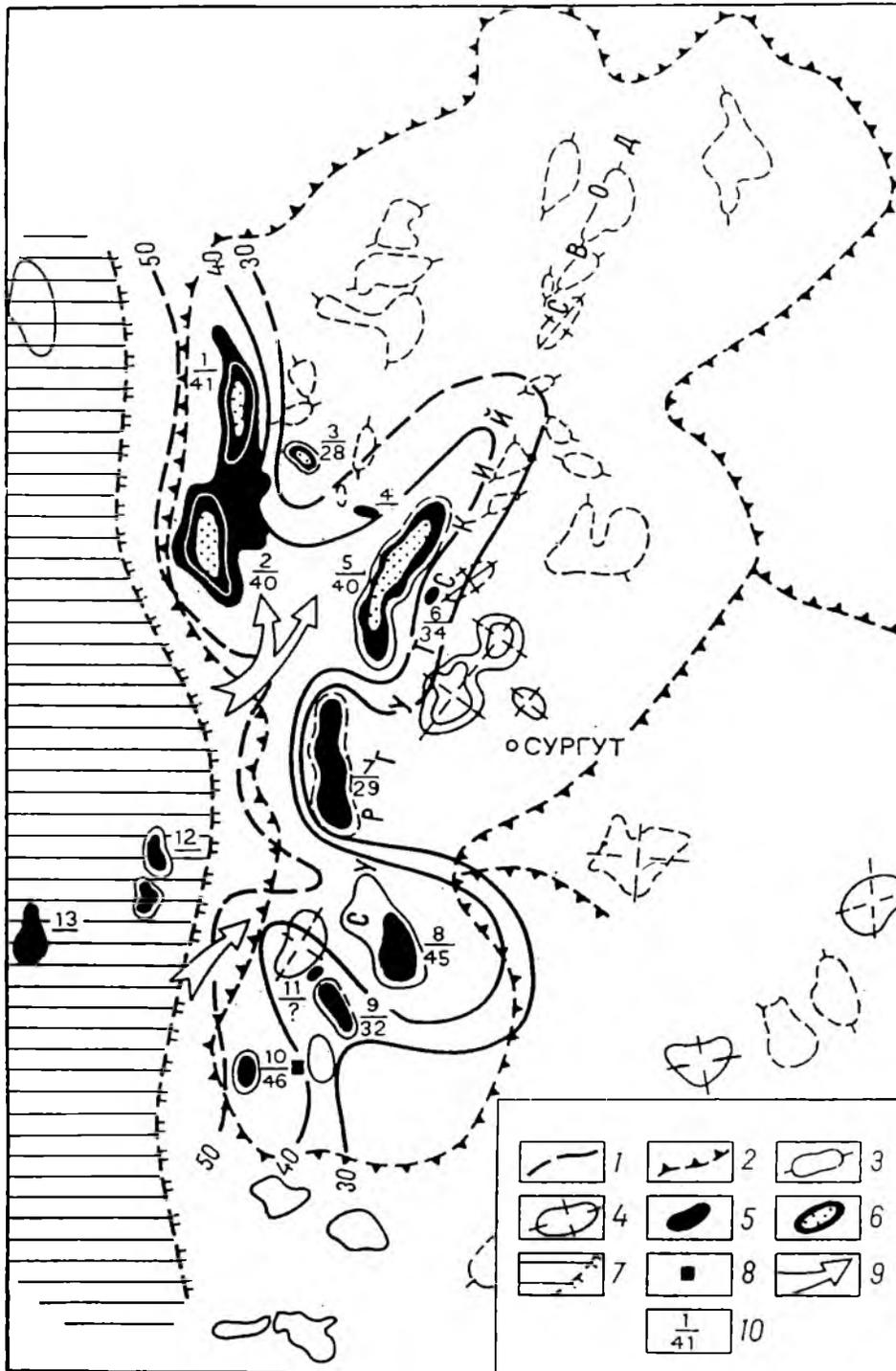


Рис. 6.1. Схематическая карта изменения высоты залежей в пластах A_{5-11} готерив-барремских отложений Сургутского свода. Составили Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Карогодин при участии Т. В. Шкутовой [Карогодин, 1974]:

1 – установленные и предполагаемые изолинии высот залежей (в м); *контуры поднятий*: 2 – крупных (I порядка), 3 – локальных (III порядка), 4 – локальных, предположительно, по промыслово-геофизическим данным, не содержащих залежей; 5 – залежи нефти; 6 – залежи нефти с газовой шапкой; 7 – зона глинизации пластов A_{5-9} ; 8 – нефтепроявления; 9 – предполагаемое направление миграции нефти; 10 – порядковый номер (над чертой) и высота (под чертой) залежи.

З а л е ж и: 1 – Востокинская, 2 – Лянторская, 3 – Тайбинская, 4 – Мильтонская, 5 – Быстринская, 6 – Яун-Лорская, 7 – Усть-Балыкская, 8 – Мамонтово-Очимкинская, 9 – Южно-Балыкская, 10 – Малобалыкская, 11 – Пыть-Яхская, 12 – Правдинская, 13 – Салымская.

На карте прогноза открытия месторождений гигантов (1968 г.) весь восточный борт Мансийской синеклизы, включая территорию Приобской зоны, показан перспективным на поиски крупнейших месторождений в неокоме. А зона наиболее вероятного открытия месторождений-гигантов попала на северо-западный склон Сургутского свода и к северу от него (рис. 6.2), где предполагалась граница Мансийской синеклизы и Хантейской антеклизы.

Юра в пределах большей части Мансийской синеклизы многими геологами считалась малоперспективной, т. к. предполагалось, что это была область наиболее значительного устойчивого прогибания в юрское время, отсутствия крупных поднятий – источников сноса терригенного материала, сильной заболоченности и существенной глинизации разреза. И эти выводы соответствовали фактам того времени.

Продуктивная вогулжинская песчаная толща абаканской свиты даже за пределами локальных поднятий Березовского района и заливообразных понижений между поднятиями Шаимского района полностью глинизировалась. К тому же значительные глубины залегания юры и повышенный температурный режим должны были привести к значительной литификации тюменской свиты.

Залежи в высокочемких коллекторах нижнеюрских отложений шеркалинской свиты Талинского месторождения открыты лишь в 1976 г., т. е. практически одновременно с Приобским месторождением, хотя перспективы открытия залежей нефти в русловых песчаниках Красноленинского района прогнозировались еще в 1966 г. [Карогодин, 1966б]. Позже песчаные горизонты Талинского месторождения, обозначаемые как ЮК₁₀–ЮК₁₁, и перекрывающие их глины плинсбах-нижнего аалена были выделены в самостоятельную шеркалинскую свиту. В среднеюрских отложениях тюменской свиты до сих пор не выявлены песчаные горизонты с высокочемкими коллекторскими свойствами, несмотря на многочисленные залежи и нефтегазопроявления.

В то же время еще до открытия Талинского месторождения, исходя из распределения коэффициента заполнения ловушек углеводородами, в зону избыточного заполнения включались и Крас-

ноленинский район, и Приобская зона (рис. 6.3).

Еще раньше, после открытия Березовского газоносного района, Н. Н. Ростовцев, используя предложенную им методику анализа характера изменения газодляных контактов, предполагал гигантские залежи в районе Надыма (“Надымского свода”). Однако этот прогноз, как известно, не оправдался. В то же время, несмотря на противоречивую оценку перспектив территории, ныне называемой Приобской, в Западной Сибири проводились региональные геофизические и поисковые буровые работы.

Примерная хронология этих исследований такова. Рекогносцировочные сейсморазведочные работы в пределах рассматриваемой территории выполнялись в 1957–1958 гг. сотрудниками Ханты-Мансийской геофизической экспедиции. В результате было оконтурено Фроловское и еще два других локальных поднятия, расположенных к юго-востоку и западу от него. Построены структурные карты по пяти отражающим горизонтам (коньяк-сантон, сеноман, баррем, юра, подошва платформенного чехла). Девять лет спустя (в 1967 г.) методом МОВ выявлены и подготовлены под глубокое бурение Ханты-Мансийская и Нялинская структуры, оконтурен западный склон еще одного локального поднятия. Построены структурные карты по отражающим горизонтам Г (сеноман), М (апт), Б (верхняя юра).

Поисковое бурение на площади было начато в 1967 г. на базе работ МОВ СПЗ/66–67 (В. И. Пасечник) заложением скв. 1хм и 4хм в пределах Ханты-Мансийского локального поднятия. Перспективным объектом считалась только тюменская свита, но при бурении и испытании этих скважин геологи ориентировались на возможную продуктивность верхней части викуловской свиты. Промышленная нефтеносность ее была установлена в 1966 г. в соседнем Красноленинском районе [Карогодин, 1966б, 1968, 1972]. Нефтеносность викуловской свиты в данном районе прогнозировалась, исходя из представления о высоком нефтегенерационном потенциале фроловской свиты и предположении о том, что миграция углеводородов могла осуществляться как по латерали, в сторону Сургутского свода, так и по вертикали, в непосредственно перекрывающую песчано-алевритовую

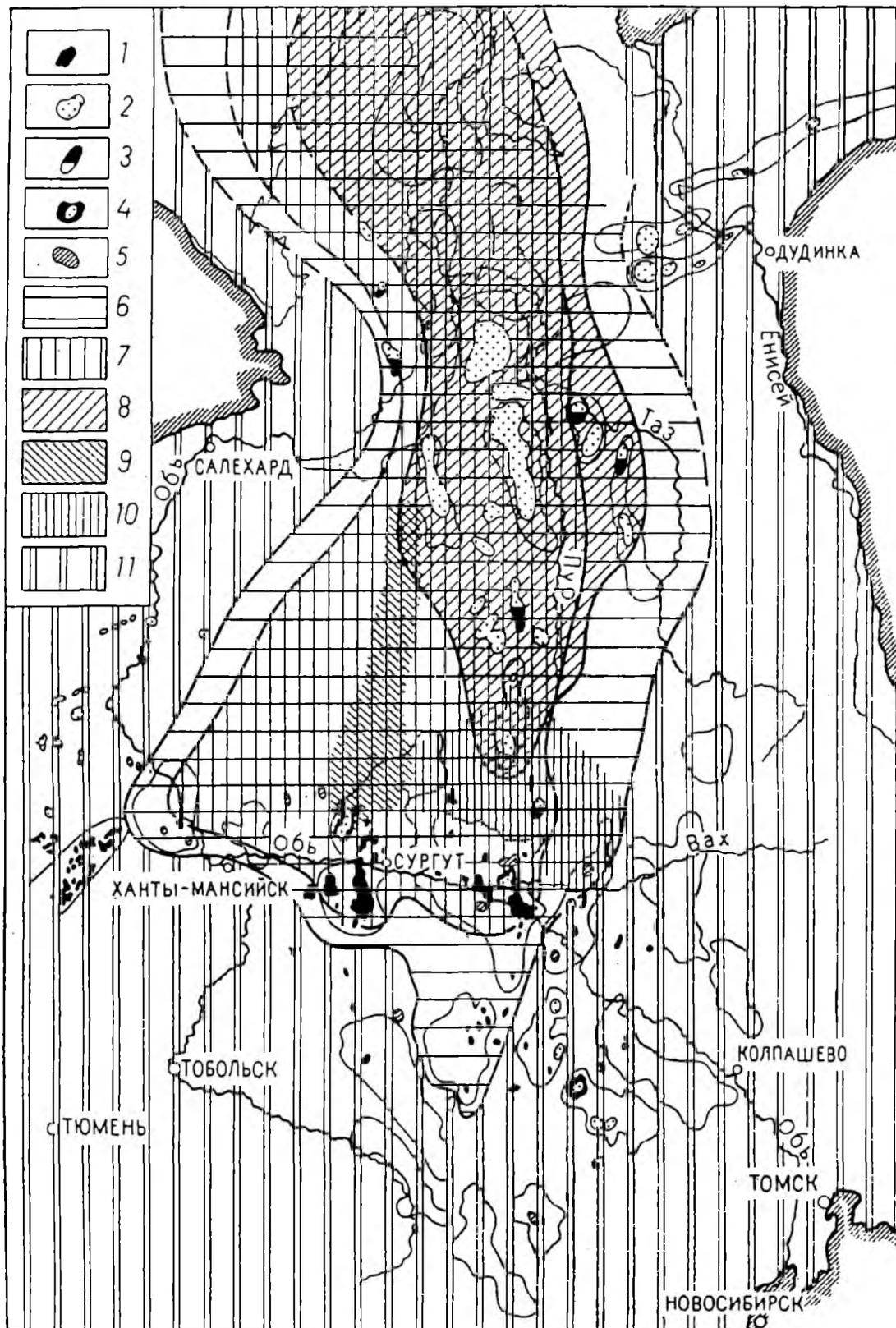


Рис. 6.2. Карта перспектив открытия гигантских и крупнейших месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Составитель Ю. Н. Карогодин, 1968 г., с дополнениями 1972 г. [Карогодин, 1974].

Месторождения: 1 – нефти, 2 – газа, 3 – нефти и газа, 4 – нефти с газовой шапкой, 5 – малодебитные. *Области, перспективные на поиски гигантских и крупнейших залежей нефти и газа в отложениях:* 6 – юры, 7 – нижнего мела, 8 – сеномана. *Зоны, весьма перспективные на поиски нефтяных месторождений-гигантов в отложениях:* 9 – неокома, 10 – юры; 11 – земли, малоперспективные и бесперспективные на поиски гигантских месторождений.

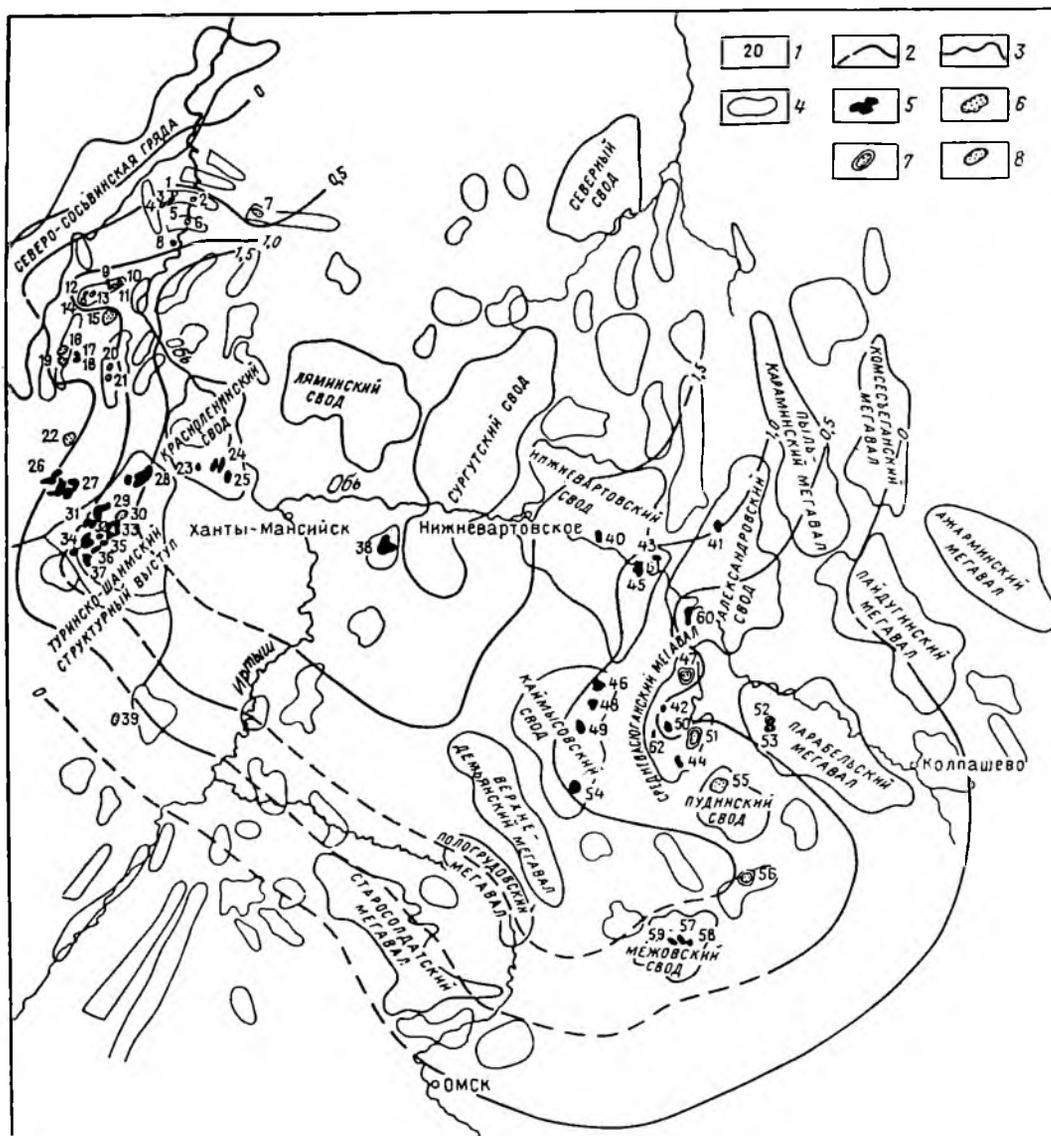


Рис. 6.3. Схематическая карта заполнения нефтью и газом ловушек верхней части юрской продуктивной толщи (Ю₁ и его примерные аналоги) Западно-Сибирской низменности. Составители Ф. Г. Гурари, Ю. Н. Карогодин при участии Т. В. Шкутовой, 1968 г., с дополнениями 1970 г. [Карогодин, 1974].

1 – порядковый номер залежи; 2 – установленные и предполагаемые изолинии коэффициента заполнения ловушек; контуры поднятий: 3 – крупных (I порядка), 4 – средних (II порядка); залежи: 5 – нефти, 6 – газа, 7 – газоконденсатные, 8 – газовые и газоконденсатные с нефтяной оторочкой.

Месторождения: 1 – Северо-Алясовское, 2 – Похромское, 3 – Южно-Алясовское, 4 – Березовское, 5 – Деминское, 6 – Чуэльское, 7 – Северо-Надымское, 8 – Тугиянское, 9 – Нулим-Турское, 10 – Северо-Игримское, 11 – Южно-Игримское, 12 – Западно-Сысконсыньинское, 13 – Восточно-Сысконсыньинское, 14 – Южно-Сысконсыньинское, 15 – Пунгинское, 16 – Горное, 17 – Шухтунгортское, 18 – Западно-Шухтунгортское, 19 – Озерное, 20 – Северо-Сотеюганское, 21 – Южно-Сотеюганское, 22 – Верхне-Кондинское, 23 – Лорбинское, 24 – Каменное, 25 – Елизаровское, 26 – Лемьинское, 27 – Даниловское, 28 – Потанайское, 29 – Убинское, 30 – Семивидовское, 31 – Среднемулымьинское, 32 – Северо-Тетеревское, 33 – Толумское, 34 – Мортынья-Тетеревское, 35 – Восточно-Тетеревское, 36 – Южно-Тетеревское, 37 – Трехозерное, 38 – Салымское, 39 – Карабашское, 40 – Мегионское, 41 – Вахское, 42 – Среднеवासюганское, 43 – Медведовское, 44 – Верхнесалатское, 45 – Малореченское, 46 – Олень, 47 – Северо-Васюганское, 48 – Катыльгинское, 49 – Лонтынь-Яхское, 50 – Средненюрольское, 51 – Мыльдзинское, 52 – Усть-Сильгинское, 53 – Среднесильгинское, 54 – Моисеевское, 55 – Лугинецкое, 56 – Казанское, 57 – Восточно-Межовское, 58 – Веселовское, 59 – Межовское, 60 – Полуденное, 61 – Стрежевое, 62 – Ключевское.

Примечание. Тектонические элементы показаны в соответствии со схемой под ред. Н. Н. Ростовцева, 1967 г. (северная половина низменности), схемой под ред. Ф. Г. Гурари, 1967 г. (юго-восточная часть низменности) и картой Ю. Н. Карогодина, 1967 г. (по юго-западу).

толщю викуловской свиты. Над ней, как известно, находится довольно мощный глинистый экран хантымансийской свиты. В процессе бурения одной из скважин было предложено отобрать керн из отложений хантымансийской и викуловской свит, который оказался пропитан нефтью, а при испытании получен ее приток [Карогодин, 1967б].

В результате испытания нескольких объектов викуловской свиты в скважинах Ханты-Мансийской площади получены притоки воды, а из горизонтов тюменской свиты и неокома (пласты АС) – пластовой воды с пленкой нефти. Таким образом, бурение и испытание этих скважин не дало ожидаемых результатов и не выявило высоких перспектив района. Тем самым надолго существенно понизился интерес к данному району.

В период 1966–1969 гг. сотрудниками Ханты-Мансийской геофизической экспедиции* в пределах рассматриваемой территории выполнен достаточно большой объем рекогносцировочно-площадных и детальных площадных (1:100 000) работ МОВ (М. Д. Вертикуш, Г. И. Петков, В. И. Пасечник, Л. Е. Вишниковская и др.). В результате было выявлено и подготовлено к бурению Ханты-Мансийское поднятие, на котором, как отмечалось выше, пробурены глубокие скважины. Выявлены и в той или иной степени детализированы также Нялинская, Селияровская, Верхне-Шапшинская структуры. Кроме того, этими работами, как считали геологи, детализировано строение восточного борта Ханты-Мансийской впадины.

В 1978–1979 гг. возобновились сейсморазведочные работы МОВ ОГТ (масштаба 1:500 000), в результате которых был выявлен ряд локальных поднятий: Приобское, Реньевское, Севское, Алексинское и др. И хотя подавляющее большинство из них не отличались значительными размерами и амплитудой, было решено начать их опоскование, так как к началу 80-х годов фонд не только высокоамплитудных структур, но и вообще поднятий, подготовленных к бурению, значительно уменьшился. Остро встал вопрос поиска малоамплитудных поднятий и неструктурных ловушек и залежей. Эти тенденции усиливались в свя-

зи с выявлением и признанием многими геологами и геофизиками клиноформного строения неокома. В 1981 г. было решено осуществить вторую попытку поисково-разведочного бурения в пределах выявленных структур Ханты-Мансийской впадины.

Основные перспективы связывались с ниже- и среднеюрскими отложениями, промышленная нефтегазоносность которых была доказана, как уже отмечалось выше, в соседних Красноленинском, Сургутском, Шаимском и других районах. Так, в 1981 г. в соответствии с “Проектом глубокого бурения” была предпринята еще одна попытка поисково-разведочного бурения на Приобском поднятии. В результате бурения скв. 151-Р на этой площади при испытании интервала 2885–2977 м тюменской свиты получены притоки нефти дебитом 14,2 м³/сут на 4-миллиметровом штуцере. При испытании неокомских отложений в интервале 2463–2467 м дебиты нефти составили 5,9 м³/сут при динамическом уровне (ДУ), равном 1023 м. Таким образом, была доказана нефтеносность не только юрских отложений, но и неокомских.

В 1983 г. пробурены еще три скважины в различных частях Приобского локального поднятия: на юго-западе (скв. 175), на юго-востоке (скв. 171) и на западе (скв. 174) площади, в которых при испытании тюменской и баженовской свит получены притоки нефти. Например, в скв. 175 при испытании неокомских отложений в интервале 2463–2423 м (АС₁₀) получен приток нефти дебитом 3,2 м³/сут при ДУ = 1569 м. Одновременно, в соответствии с проектом поисково-разведочного бурения, на соседней Селияровской площади закладывается поисковая скв. 15с и предусматривается вскрытие палеозойских отложений. Этой скважиной была открыта залежь в тюменской свите. Дебит нефти составил 12,3 м³/сут при ДУ = 960 м.

В 1981–1984 гг. площадными работами МОГТ уточнено геологическое строение Верхне-Шапшинского и Восточно-Фроловского поднятий, первое из которых по горизонту Т (тюменская свита) подготовлено к глубокому бурению. Уточнены контуры Приобского поднятия. Закартирован структурный нос на севере площади и вытянутый наиболее приподнятый участок в центральной ее части. Намечена литологически экранированная ловушка на Верхне-Шапшинском подня-

* С 1967 г. Ханты-Мансийский трест.

тии по горизонту T_2 . По результатам сейсмостратиграфического анализа и бурения намечены четыре сейсмические фации в неокомских отложениях.

В результате геофизических работ, бурения и испытания скважин стали очевидны значительные перспективы не столько юрских, сколько неокомских отложений Приобского месторождения. Встала задача оценки его масштабов и перспектив неокома других, соседних структур. С этой целью в 1984–1985 гг. ведутся работы на Приобской площади и продолжается поисковое бурение (до вскрытия палеозойских отложений) на соседней Селияровской площади. При испытании горизонта AC_{12} скв. 176 получены притоки нефти $5,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ при ДУ = 1190 м. Бурение скв. 179 и испытание интервала 2618–2624 м позволило определить западную границу выявленной залежи. Испытание в этой же скважине более высокого интервала 2446–2457 м убедительно доказывало многозалежность месторождения.

Таким образом, на этапе предварительной разведки месторождения были выявлены залежи нефти промышленного значения в отложениях неокома (AC_{10-12}), в песчаных пластах тюменской свиты. В то же время складывалось впечатление о малоперспективности баженской свиты.

В последующие годы сейсморазведкой уточнена структура Приобского нефтяного месторождения. Выявлены и подготовлены Сахалинское, Светлое, Западно-Приобское, Приобское, Ханты-Мансийское, Западно-Сахалинское и Южно-Сахалинское поднятия. Подготовлено к бурению Метельное поднятие. Закартировано и подготовлено к поисковому бурению северное продолжение Приобской зоны (развитие горизонтов AC_{10-12}). По горизонту T_2 выделены предполагаемые структурно-стратиграфические ловушки углеводородов. Обработка данных МОГТ по комплексу “Залежь” позволила установить пять сейсмических образований залежей, соответствующих различным типам строения пластов групп $AC_{10}^0 - AC_{11}^2$. По отражающим горизонтам А, Б и М детализирована также Нялинская, а по А, Б и Г выявлена Восточно-Нялинская структуры. Намечены структурно-литологические ловушки по пластам Ю₇₋₈, Ю₁₀, а также по ачимовским.

На основании анализа данных бурения и особенно сейсморазведки все более

и более очевидно, что неокомские залежи нефти Приобского месторождения принципиально отличаются от неокомских залежей соседних районов: Сургутского и Нижневартовского. Они не контролируются структурным фактором, локальными поднятиями. Они оказались в основном не структурными, а литологическими залежами. Методики и опыта разведки таких залежей практически не было.

Поэтому этап детальных разведочных работ 1985–1986 гг. начался методом ползущей сетки с “шагом” скважин порядка 5 км. В результате такого бурения скв. 180, 181, 230, 235, 241, 243 установлено существенное увеличение площади распространения залежи горизонта AC_{10} . В результате испытания скв. 180 в интервале 2387–2392 м открыта еще одна залежь в пласте AC_{10}^0 . Бурением и испытанием скв. 180, 185, 230, 234, 236, 243, 248 существенно уточнена зона распространения пласта AC_{11}^1 .

Горизонт AC_{12} вскрывался почти всеми пробуренными в этот период скважинами, а нефтеносность его подтверждена результатами их испытания.

Испытание скв. 244 и 245 определило распространение песчаных пачек в направлении Ханты-Мансийской площади, а бурение и испытание скв. 240 и 266 расширило зону нефтеносности в северо-западном направлении к Селияровской площади. В этот период возобновляются работы, приостановленные с 1967 г., на Ханты-Мансийской площади. Бурение и испытание скв. 15хм и 2хм дало промышленные притоки нефти из горизонта AC_{12} , что значительно расширило зону нефтеносности горизонта и позволило предположить наличие единой залежи на Приобской, Селияровской и Ханты-Мансийской площадях.

Работами тематической партии 102 (В.И.Пасечник, В.П.Игошкин, А.М.Задоевко) ПГО “Ханты-Мансийскгеология” (ХМГ) в 1986 г. рассмотрены вопросы методики сейсмостратиграфических исследований неокомских и юрских отложений. Была проведена комплексная интерпретация материалов сейсморазведки и бурения. В итоге проведенных обобщений предложена клиноформная модель, принципиально отличающаяся от модели, заложенной в первоначальный проект подсчета запасов, в котором часть пластов продуктивных горизонтов AC_{10-12} ошибочно относилась к пластам группы БС.

В 1987 г. составлен проект доразведки Приобского месторождения и подготовки его к промышленному освоению. В

соответствии с поставленными задачами проектировалось два этажа разведки. Юрский этаж, в случае если будет доказана его промышленная нефтеносность, будет разведываться самостоятельной сеткой скважин. Нижнемеловой этаж предполагалось разведывать по единой сетке скважин с базисным горизонтом АС₁₂. Бурение проектировалось проводить по единой сетке продольной системой скважин вкрест простирания зоны развития коллекторов.

Работы велись по трем программам: проекту работ 1987 г., комплексной рабочей программе (В. Х. Ахияров и др.), рекомендациям ТТЭ (Ю. А. Тренин). В этот же период коллективом ВНИГРИ разрабатывались рекомендации по картированию и локальному прогнозу песчаных тел – ловушек нефти и газа в пределах Приобской площади методом электротометрии.

В 1987–1989 гг. ПГО ХМГ впервые на территории исследования проводится объемная сейсморазведка, наряду с детальными (1:25 000) сейсморазведочными работами МОВ ОГТ СП 431/86–89, 422/86–89 (М. И. Падченко). Цель этих работ – более точно ориентировать разведочные и эксплуатационные работы.

Проект разведки 1987 г. предусматривал изучение северной части месторождения. Здесь закладывается и бурится серия профилей скважин – 260–408–252–246, 292–288–255–248, 295–258–412–411, 330–293–257, 294–414. При этом скв. 411 открыта еще одна залежь, связанная с пластом АС₉. Все это указывало на необходимость уплотнения сетки разведочных скважин в центральной части месторождения с целью уточнения зон распространения коллекторов и повышения категоричности при подсчете запасов.

В 1988 г. на Приобском месторождении подсчитаны и утверждены в ГКЗ СССР запасы нефти по пластам АС₇, АС₉, АС₁₀⁰, АС₁₀¹, АС₁₀^{2,3}, АС₁₁⁰, АС₁₁¹, АС₁₁^{2,4}, АС₁₂⁰, АС₁₂^{1,2} и АС₁₂³. В 1989 г. запасы переданы на баланс ПО “Юганскнефтегаз” по категории С₁. Запасы категории С₂ оставались на балансе ПГО “Главтюменьгеологии” как требующие доразведки.

В 1989 г. месторождение введено в разработку. Поисково-разведочные работы 1989–1992 гг. были направлены на изучение распространения границ горизонтов АС_{10–12} и других пластов неокома, а также на оценку перспективности юрских и доюрских отложений. Результаты

доказали высокую перспективность горизонтов АС_{10–12} и их более сложное строение.

С 1990 г. сотрудниками лаборатории геологии нефти и газа мезозоя ОИГГМ СО РАН под руководством проф. Ю.Н. Карогодина ведутся детальные системно-литмологические исследования юрско-неокомских отложений различных районов, в том числе и Приобской зоны, с целью выявления закономерностей пространственно-временного размещения залежей нефти и оценки перспектив нефтегазосности. В частности, в результате исследований существенно уточнено строение основных продуктивных горизонтов АС_{10–12}. Оно оказалось еще более сложным, чем предполагалось даже после принятия клиноформной модели строения месторождения. Уточненная модель строения Приобского месторождения была принята АО “Юганскнефтегаз”, также нефтяной компанией Амоко – партнером акционерного общества. В марте 1995 г. в Хьюстоне совместной американо-российской группой было согласовано расчленение и корреляция продуктивных пластов и горизонтов лицензионного участка. Основные результаты этих исследований были доложены в совместных коллективных докладах на международной конференции в Санкт-Петербурге [Карогодина и др., 1995].

Принятие существенно уточненной модели месторождения требует уточнения запасов и изменения схемы его разработки и доразведки. В результате этих и предыдущих исследований стало очевидным, что геологи имеют дело не с отдельным месторождением, а с крупной нефтеносной зоной, имеющей принципиально иное строение, чем ранее открытые зоны и районы ЗСП. По существу, в Западной Сибири открыт новый тип гигантских месторождений с многочисленными изолированными литологическими залежами в неокомском клиноформном комплексе.

6.2. Типы резервуаров, ловушек и залежей нефти

В пределах Приобской зоны нефтеносность установлена в юрском и неокомском этажах. Однако судить о типах резервуаров, ловушек и залежей можно только в последнем. Юрские отложения на полную мощность вскрыты единичными скважинами, в ряде которых получены небольшие притоки нефти. Поэтому

судить о типах резервуаров и залежей УВ в этом комплексе можно лишь предположительно, на основании анализа данных по соседним месторождениям. Это будет сделано в заключительной главе.

Промышленно-продуктивный комплекс связан с готеривскими отложениями черкашинской свиты в составе неомомского нефтегазоносного этажа. Основными продуктивными горизонтами являются АС₁₂, АС₁₁ и АС₁₀.

Продуктивные интервалы образуют многопластовый резервуар с очень сложным распределением в нем линзовидных песчаных тел-коллекторов. Залежи преимущественно пластово-, многопластово-литологически экранированные. В пластах АС₁₀¹ и АС₁₂²⁻³ наблюдаются элементы стратиграфического экранирования, в результате частичного размыва ("срезания") песчаных тел в финале регрессии. Данные пласты наблюдаются только в образованиях подводных конусов выноса и склоновых отложениях. Их возрастные мелководные покровные аналоги отсутствуют (см. рис. 5.66, 5.116).

Отличительная особенность залежей основных продуктивных горизонтов АС₁₀₋₁₂ Приобской зоны, содержащих свыше 1,5 млрд т геологических запасов нефти, — практическое отсутствие признаков свободной воды. Только в единичных скважинах были получены ее притоки. Практически все песчано-алевритовые пласты и линзы этой группы насыщены нефтью.

Из пласта АС₇, в отличие от нижележащих пластов и горизонтов, в большинстве скважин получены притоки воды. Распространение водонасыщенных и нефтенасыщенных коллекторов не подчиняется структурному контролю. Некоторые исследователи [Большаков и др., 1993, 1995] связывают это с капиллярными барьерами, а их — с зонами деструкции, фиксирующимися в исследуемой зоне на сейсмических разрезах, а также в трещиноватости керна.

Большая часть коллекторов Приобского месторождения представлена полевошпатовыми (полевошпатовые литарениты, аркозы и лититовые аркозы) мелкозернистыми песчаниками, умеренно и хорошо отсортированными. Состав зерен — деформированный и недеформированный монокристаллический кварц, плагиоклаз, калиевый полевой шпат, микроклин, фрагменты литита и низкое содержание поликристаллического кварца. Фрагменты литита включают слюдя-

ной сланец, глину, кремень и вулканические фрагменты. Кроме того, имеется небольшое количество мусковита, биотита, хлорита и циркона. Детритовых глин не обнаружено, однако присутствует небольшое количество аутигенных пор, заполненных каолинитом, и пор, покрытых хлоритом.

Уплотнение пород различное: от слабого и умеренного до сильного. Зерна в песчанике от угловатых до полуугловатых. Цемент карбонатный (с закисным железом и анкеритом), имеется небольшое количество кварцевого цемента. Тип пор включает межгранулярные макропоры, часть которых интерпретируется как вторичные внутригранулярные макропоры, в основном в зернах полевого шпата большого размера, и макроотпечатки зерен, а также микропоры, связанные с аутигенными глинами, главным образом каолинитом (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Значения пористости

| Пористость | % |
|------------------------|---------|
| Общая | 0–23,0 |
| Межгранулярная | 0–17,3 |
| Внутригранулярная | 0–7,9 |
| Микропористость | 0–3,0 |
| Межгранулярная и общая | 39–75,0 |

Микропористость и межгранулярная макропористость являются наиболее частым типом в коллекторах плохого качества, а в лучших коллекторах вторая преобладает. Для самых качественных литологических типов средняя пористость составляет 10–23 %, а проницаемость — 13–272 мД, они представлены полевошпатовым аркозом.

Между пористостью и проницаемостью наблюдается отчетливо выраженная обратная связь по керну, шлифам и акустическим скоростям (табл. 6.2).

Петрографический анализ карбонатного цемента образцов из эксплуатационных скв. 88 и 2132 левобережного участка разработки Приобского месторождения свидетельствует о наличии трех типов: доломитоанкеритового, железисто-кальцитового и сидеритового. Анализ шлифов и рентгеноструктурные данные свидетельствуют о том, что доломитоанкерит и, возможно, сидерит часто имеют детритовый характер. Железистый кальцит является по происхождению аутигенным и находится главным образом

Таблица 6.2

**Пористость и проницаемость по керну и шлифам и акустические скорости
(по данным Амоко)**

| Пористость, % | | Проницаемость, мД | Акустические скорости, м/с | |
|---------------|-------|----------------------|----------------------------|---------------------|
| Шлиф | Керн | | $V_{\text{прод.}}$ | $V_{\text{попер.}}$ |
| 0,0 | 3,41 | < 0,100 | 4,942 | 3,077 |
| 11,6 | 17,98 | 1,584 | 2,916 | 2,078 |
| 14,7 | 18,87 | 2,174 | 2,814 | 1,821 |
| 20,8 | 23,90 | 94,859 | 2,203 | 1,531 |

в виде заполняющего поры цемента или замещения минерала. Например, в плотно сцементированном образце из скв. 2132 левобережного участка разработки с глубины 2458,25 м был обнаружен карбонатный цемент:

| | |
|--|---------------|
| Детритовые доломито-анкеритовые обломки | 22,7 объем. % |
| Аутигенный железисто-кальцитовый цемент | 28,3 объем. % |
| Аутигенное железисто-кальцитовое минеральное замещение | 5,0 объем. % |

Относительно высокий межгранулярный объем этого образца указывает на то, что кальцит мог образоваться на ранней стадии. Большая часть образцов имеет межгранулярный объем 8,4–21 %. Кроме того, наблюдается прямая взаимосвязь между наличием кальцитового цемента и присутствием детритового доломита. При диагенетическом замещении таких обломков под действием растворения и выщелачивания могли образоваться ионы, необходимые для замещения минералов железисто-кальцитовым цементом.

По трем образцам песчаника, которые содержали заметное количество детритовых и аутигенных карбонатов, был выполнен анализ изотопов углерода и кислорода. Величины изотопов кислорода указывают на то, что цемент образовался или при повышенных температурах, или(и) с участием атмосферных флюидов. Аутигенный железистый кальцит в образце из скв. 88 левобережного участка разработки с глубины 2456,55 м, напротив, содержит как легкий кислород (–17,6, del O–18), так и легкую, органи-

чески полученную двуокись углерода. Однако источник ее неясен.

Более 50 % геологических запасов нефти Приобской зоны сосредоточено в пластах $AC_{12}^{0.4} - AC_{11}^{2-3}$. Эти глубоководные пласты относятся к двум зональным циклитам П–I и П–II. Однако на практике их выделяют в единый нефтепромысловый объект, а ранее относили к единому горизонту AC_{12} . Они представляют собой серию песчано-алевритовых линз шести пластов общей мощностью до 150 м с субмеридиональной ориентировкой, разделенных более или менее выдержанными глинистыми пачками. Глубина залегания 2400–2700 м. Песчаники от мелко- до среднезернистых с пористостью 16–20 % (средняя 18,5 %) и проницаемостью до 40 мД (средняя 5,1 мД). Средняя нефтенасыщенная мощность для этой группы пластов – 16,7 м. Максимальная эффективная мощность (42 м) была вскрыта скв. 237. Однако дебиты нефти при испытании интервала 2582–2606 м (пласт AC_{12}^1) этой скважины на 2-миллиметровом штуцере составили всего 2,8 м³/сут, а интервала 2622–2654 м (AC_{12}^2) при ДУ = 792 м – 1,9 м³/сут. Для отложений подобного типа, вследствие плохой сортировки песчано-алевритового материала и низкой проницаемости, характерны низкие дебиты, которые в среднем составляют около 5 м³/сут, но могут достигать и 50 м³/сут. Средняя величина удельных дебитов порядка 0,5–0,8 м³/(сут·м). Из скв. 262 при испытании интервала 2517–2594 м (пласты AC_{12}^{2-3}) на 8-миллиметровом штуцере дебит нефти составил 48 м³/сут. Улучшенные коллекторы располагаются в основ-

ном в зонах питающих каналов и в проксимальных частях конусов выноса. Ухудшение коллекторских свойств наблюдается от центральных к периферийным участкам песчаных тел. Если рассматривать весь комплекс глубоководных пластов в целом, то в связи с продвижением авандельтового комплекса на запад в этом же направлении от пласта к пласту наблюдается закономерное смещение и зон улучшенных коллекторов.

Максимальные дебиты нефти из пластов ЗЦ П-I (AC_{12}^{2-4}) были получены в скв. 172, 234 и 262. Все они располагаются близко друг к другу и приурочены к мощному склоновому шлейфу песчаников (см. рис. 5.6а). Обильное поступление песчаного материала привело к образованию в этом районе зон улучшенных коллекторов в пластах данного циклита. Из самого нижнего пласта AC_{12}^4 максимальные дебиты $13,88 \text{ м}^3/\text{сут}$ получены в скв. 234 из интервала 2646–2656 м при ДУ = 1329 м. При испытании скв. 172 из вышележащего пласта AC_{12}^{2-4} получены дебиты $19,4 \text{ м}^3/\text{сут}$ при ДУ = 375 м (интервал испытания 2609–2626 м). Из скв. 262, как отмечалось выше, получен приток нефти дебитом $48 \text{ м}^3/\text{сут}$ в основном из пласта AC_{12}^2 , так как в испытываемом интервале из 29,4 м эффективной мощности 27 м относится к AC_{12}^2 . Среди трех пластов (AC_{12}^4 , AC_{12}^3 и AC_{12}^2) зонального циклита П-I наблюдается закономерное улучшение коллекторских свойств и увеличение дебитов (как максимальных, так и средних) снизу вверх. Это согласуется с представлениями о зональной регрессии, в результате которой от пласта к пласту вследствие приближения береговой линии увеличивался не только объем поступавшего в данный район песчаного материала, но и доля средне- и крупнозернистых фракций.

Из пластов ЗЦ П-II $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ максимальные дебиты получены из скважин, расположенных на продолжении северных русел центральной русловой системы (район скв. 437, см. рис. 5.8а). Со смещением к северу по отношению к ЗЦ П-I активности питающих каналов, сместилась и зона улучшенных коллекторов. Из самого нижнего пласта ЗЦ П-II AC_{12}^1 максимальные притоки нефти получены

из скв. 246 – $35,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ при ДУ = 1135 м (интервал 2521–2538 м)*, из пласта AC_{12}^0 – в скв. 247, расположенной в 6,5 км к юго-западу от предыдущей. Они составили $24 \text{ м}^3/\text{сут}$ при ДУ = 806 м (интервал 2469–2480 м). В обоих случаях максимальные притоки были связаны с отложениями зон питающих каналов в приподошвенной части склона. Согласно прежнему варианту индексации, данные интервалы скв. 246 и 247 относились к AC_{11}^{2-4} , как и большинство других склоновых песчаников ЗЦ П-II. Из двух других пластов (AC_{11}^{2-3}), которые на большей части площади их распространения сливаются в единый, самые большие дебиты зафиксированы в скв. 251 – $9 \text{ м}^3/\text{сут}$ при ДУ = 1538 м (интервал 2584–2605 м).

$AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ – комплекс переслаивания песчано-алевритовых линз и глинистых пачек. На некоторых участках глинистые пачки опесчанены или размыты в зонах каналов. Пласты в таких случаях оказались динамически связанными. Не исключено, что в пределах зоны распространения глубоководных отложений центральной русловой системы находится единая залежь пластов $AC_{12}^{0-4} - AC_{11}^{2-3}$ размерами $40 \times 50 \text{ км}$, с которой соседствуют многочисленные залежи литологически ограниченных линз. Прогнозные зоны распространения коллекторов показаны на рис. 6.4. и 6.5. Возможно, размеры залежи еще больше. К востоку от скв. 271 по пластам AC_{12}^{2-4} она может объединяться с южными залежами. В таком случае она продолжается на юг до Верхне-Шапшинского и Эргинского месторождений. По пластам AC_{11}^{2-3} площадь распространения коллекторов, вероятно, расширяется к югу от скв. 291 и к северо-востоку от скв. 612.

На севере несмотря на обширную зону коллекторов $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ (до 30 км в ширину, см. рис. 6.5) и большие мощности песчаников (в разрезе скв. 601

* В расчет принимались испытания только отдельных пластов. При испытании групп пластов дебиты нефти естественно выше, чем по каждому в отдельности. В скв. 614 из пластов $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ получены притоки нефти дебитом $42,05 \text{ м}^3/\text{сут}$.

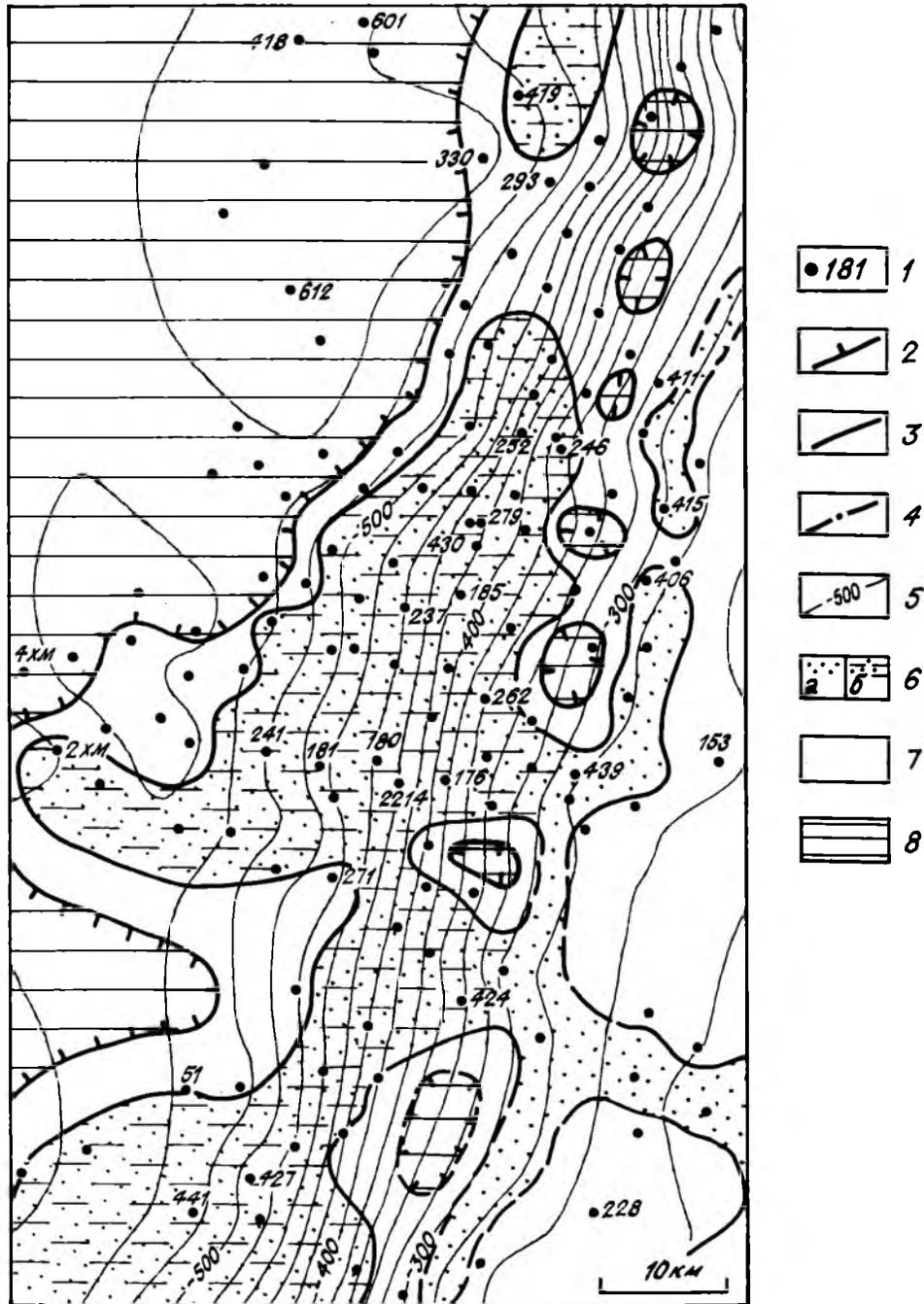


Рис. 6.4. Схема расположения коллекторов продуктивных пластов AC_{12}^{2-4} (ЗЦ П-1) Приобской нефтеносной зоны:

1 – пробуренные разведочные скважины; 2 – граница глинизации пластов; 3 – граница распространения коллекторов; 4 – восточная граница распространения коллекторов пластов $AC_{11}^{2-3} - AC_{12}^{0.1}$ в отложениях подводных конусов выноса; 5 – изолинии палеоглубин к началу формирования алымской свиты (апт); 6 – зоны распространения коллекторов, связанных: а – с мелководными фациями (фронт дельты и дельтовая платформа), б – с глубоководными фациями (склон дельты и подводные конусы выноса); 7 – зона замещения коллекторов; 8 – зона глинизации пласта.

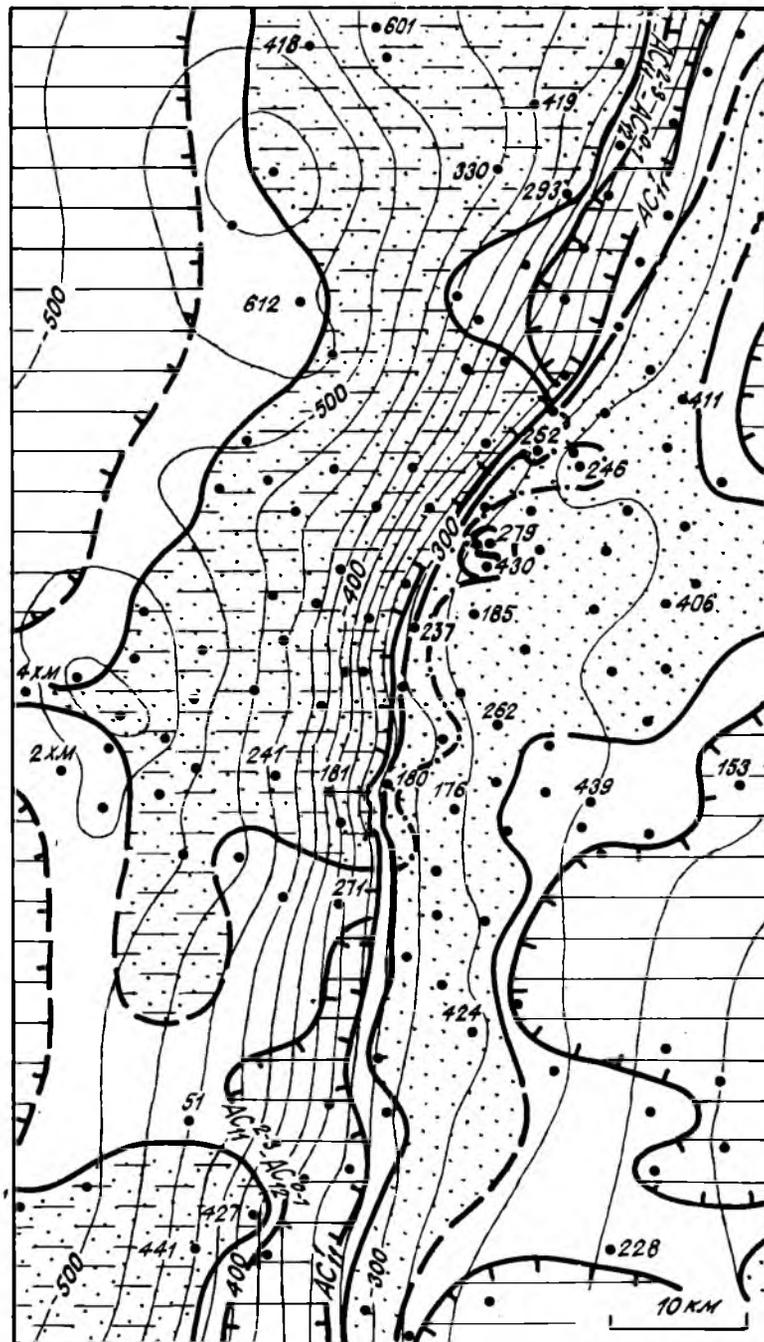


Рис. 6.5. Схема расположения коллекторов продуктивных пластов $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{1-3}$ (ЗЦ П-П) Приобской нефтеносной зоны. Усл обозн. см на рис. 6.4.

более 50 м, см. рис. 5.8а) дебиты нефти из данных пластов в этом районе очень низкие. Как упоминалось выше, только из скв. 614 был получен приток $42,05 \text{ м}^3/\text{сут}$. В остальных же случаях дебиты практически не превышали $10 \text{ м}^3/\text{сут}$. Возможно, на севере иссле-

дуемой территории распространение коллекторов глубоководных аналогов AC_{11-12} не сплошное.

Пластовые температуры в данном комплексе составляют $88-92 \text{ }^\circ\text{C}$, среднее пластовое давление – $25,0 \text{ МПа}$, нефтенасыщенность коллекторов – $0,60-0,75$.

Пласт AC_{11}^1 (аналог глубоководных пластов $AC_{12}^{0.1} - AC_{11}^{2.3}$), вскрытый на глубинах 2400–2500 м, отличается наилучшими коллекторскими свойствами из всех продуктивных пластов и горизонтов Приобской зоны. Как отмечалось в предыдущей главе, водный режим дельтовой платформы характеризуется более активными гидродинамическими процессами, чем глубоководная часть бассейна, что способствует формированию пород с улучшенными коллекторскими свойствами. Проницаемость песчаников пласта достигает 250 мД (в среднем 47 мД), пористость – 17–23 % (в среднем 20 %). Эффективная мощность в среднем по Приобскому месторождению составляет 10,6 м. Колебания средней величины по различным участкам месторождения значительнее, чем в предыдущем объекте, что свидетельствует о большей неоднородности коллектора. Максимальная величина эффективной мощности (41,6 м) зафиксирована в разрезе скв. 246. Из этой же скважины были получены самые максимальные дебиты – 118,2 м³/сут на 8-миллиметровом штуцере. Удельные дебиты примерно в три раза выше, чем в глубоководных аналогах этого пласта – 1,9–2,8 м³/(сут·м).

Большинство песчано-алевритовых тел пласта имеет баровую природу и характеризуется увеличением песчаности и укрупнением зернистости вверх по разрезу (регрессивная часть про-рециклита), что отражается на амплитуде кривой ПС (см. рис. 5.8а, скв. 246). Нижняя граница пласта диахронна за счет отщепления от его нижней части пропластков, переходящих в склоновые отложения (см. рис. 3.8, 5.8б).

Размеры залежи нефти пласта AC_{11}^1 , как и в нижележащих, значительны, несмотря на то, что северное и южное ограничения еще окончательно не определены. Протяженность выявленной части залежи превышает 80 км при максимальной ширине 20 км в центральной части Приобской зоны. На большей же части территории она не превышает 10 км (см. рис. 6.5).

Пластовые температуры AC_{11}^1 – 89 °С, среднее пластовое давление – 246 МПа, нефтенасыщенность коллекторов – 0,78.

Третьим основным объектом являются пласты $AC_{10}^{1.2}$, глубина залегания которых от 2320 до 2650 м, а общая мощность в районе эксплуатационного участка до 100 м. Открытая пористость в среднем (19 %) немного меньше, чем в нижележащем AC_{11}^1 , а максимальная – до 24 %, проницаемость – до 50 мД (в среднем – 18,5 мД). Литологически пласты мало чем отличаются от нижележащих – как мелководные, так и глубоководные отложения, аналогичные $AC_{11}^{2.3}$ и $AC_{12}^{0.4}$.

Песчаные линзы и залежи нефти приурочены к отложениям трех русловых систем. Намечается три пары таких залежей. Каждой залежи, связанной с мелководными отложениями, соответствует глубоководное продолжение в виде залежи в отложениях подводного конуса выноса (рис. 6.6). Между собой они разделены глинистыми отложениями склона. Первоначально предполагалось, что между разведочными скв. 181 и 241 располагается зона сплошного развития коллектора. Однако эксплуатационное бурение на этом участке выявило изолированность залежей.

Размеры основных центральных залежей $AC_{10}^{1.2}$ – 16 × 36 км (для мелководных отложений) и 13 × 25 км (для глубоководного конуса выноса). Они содержат основную часть разведанных запасов нефти данных пластов в пределах исследуемой территории. В районе фронта палеодельты выделяется зона повышенных мощностей песчаников (см. рис. 5.11а). Эксплуатационная скв. 226 вскрыла эффективную мощность $AC_{10}^{1.2}$ – 55,6 м. К этому же участку приурочены максимальные дебиты горизонта. Из скв. 181 из интервала 2464–2492 м получены притоки нефти дебитом 58 м³/сут на 8-миллиметровом штуцере. В испытуемом интервале эффективная нефтенасыщенная мощность составила 14,6 м. В покровных песчаниках дельтовой платформы исследуемой территории эта величина редко превышает 5 м, а в отложениях центрального конуса выноса в среднем составляет 8,1 м. Дебиты нефти из

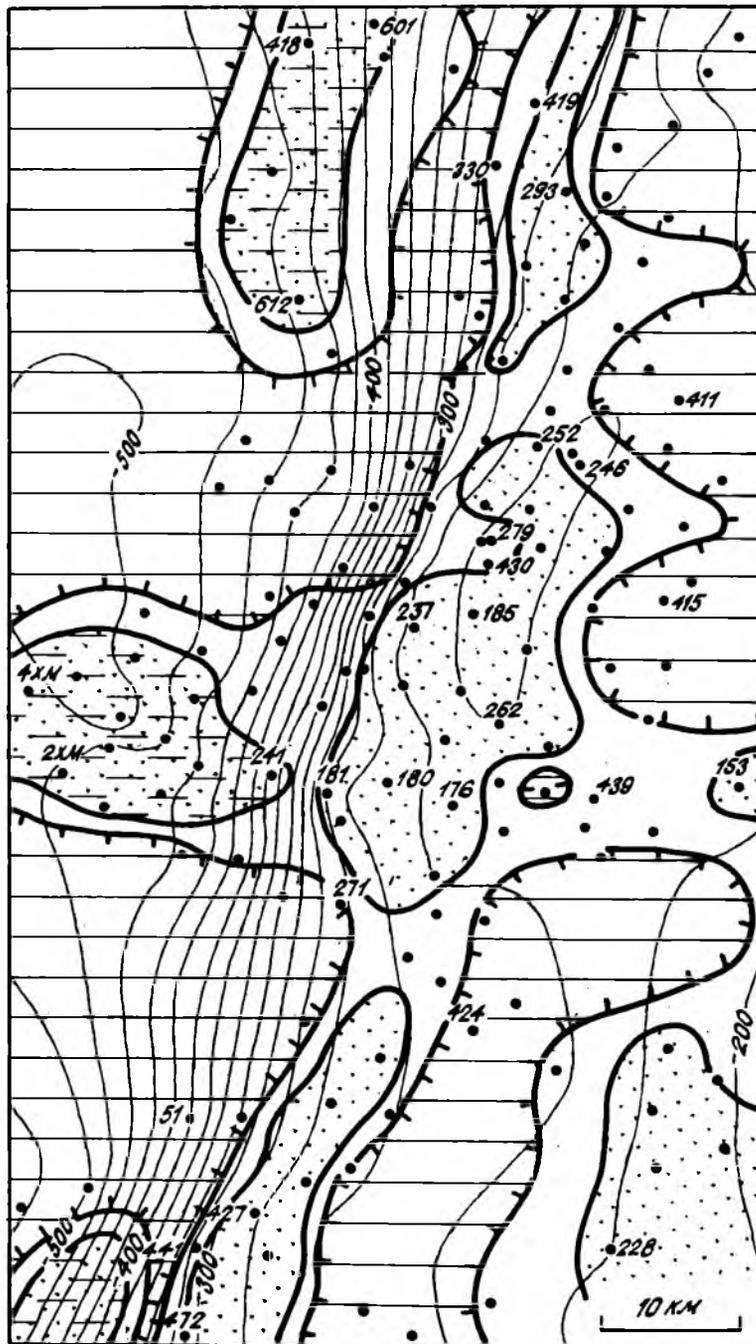


Рис. 6.6. Схема расположения коллекторов продуктивных пластов AC_{10}^{1-2} (ЗЦ П-III) Приобской нефтеносной зоны. Усл обозн. см на рис. 6.4.

этих отложений* редко превышают $20 \text{ м}^3/\text{сут}$. Величина удельных дебитов на разных участках изменяется в пределах $1,4\text{--}3,8 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{м})$. Пластовые температу-

ры в AC_{10}^{1-2} составляют $87\text{--}88 \text{ }^\circ\text{C}$, среднее пластовое давление – $23,4\text{--}24,3 \text{ МПа}$, нефтенасыщенность коллекторов – $0,69\text{--}0,78$.

* Без учета прифронтальной зоны повышенных мощностей песчаников, характеризующейся и повышенными эффективными мощностями и дебитами нефти.

Продуктивные пласты AC_{11}^0 , AC_{10}^0 , AC_9 и AC_7 считаются второстепенными, так как характеризуются низкими коллекторскими свойствами (пористость в

среднем 17–19 %). Это согласуется с представлениями о формировании АС₉ на максимальном удалении от береговой линии, куда доносились наиболее тонкие разности песчаников. Средние пористость и проницаемость минимальны для всей группы пластов – 17 % и 5 мД. Линзовидные пласты маломощны и распространяются в виде узких зон. К тому же в АС₇ в большинстве скважин получены притоки воды гидрокарбонатно-натриевого состава с пониженной минерализацией 10,8 мг/л. Запасы и дебиты этих горизонтов не представляют самостоятельного интереса и должны рассматриваться попутно с запасами основных залежей.

Пластовые температуры данной группы второстепенных пластов – 87–88 °С, среднее пластовое давление – 24,2–25,0 МПа, нефтенасыщенность коллекторов – 0,60–0,61 для АС₁₁⁰ и АС₁₀⁰ и 0,51–0,58 – для АС₉ и АС₇.

Таким образом, в пределах Приобской зоны впервые в Западной Сибири выявлены гигантские запасы нефти, связанные с литологическими ловушками и залежами.

6.3. Закономерности пространственно-временного размещения песчаных тел-коллекторов и прогноз зон их распространения

Этот раздел является, по существу, обобщением предыдущих. Как уже неоднократно отмечалось рядом исследователей (Ю. Н. Карогадин, А. А. Нежданов и др.), продуктивные пласты и горизонты клиноформного комплекса неокома Приобской нефтеносной зоны, как и других районов Западной Сибири, приурочены главным образом к регрессивным частям региональных и зональных циклитов, определенных стратиграфических уровней. К прогрессивным (базальным) частям ЗЦ группы пластов и горизонтов АС_{7–12} относятся лишь маломощный пласт АС₁₁⁰, незначительная часть АС₁₁¹ и, возможно, АС₁₀¹. Остальные пласты, с которыми связаны базовые залежи, приурочены к регрессивным частям ЗЦ П–I – П–III. Эта закономерность обусловлена генезисом песчаных тел, сформировавшихся в периоды регрессий. Соотношение амплитуды и скорости тектониче-

ских и эвстатических колебаний было таково, что в пимское время, именно в регрессивные фазы П–I – П–III, береговая линия максимально приближалась к исследуемому району, в результате чего скорость седиментации и объемы поступающего обломочного материала резко (лавинно) возрастали.

Размещение песчаных тел-коллекторов в плане крайне неравномерно. Чаще всего они тяготеют к зоне центральной русловой системы. Граница их распространения примерно совпадает с границами фаций I–III типов (см. рис. 5.6а, 5.8а, 5.11а, 6.4–6.6). Коллекторы могут встречаться и в фации IV типа, но только в виде маломощных прослоев и сравнительно небольших линз.

При прогнозе зон развития песчаных тел клиноформного комплекса ведущим является палеогеоморфологический фактор. В Приобской нефтеносной зоне ему принадлежит особая, решающая роль. Ниже, с учетом именно этого фактора, рассматриваются закономерности пространственно-временного размещения коллекторов.

Как отмечалось в предыдущей главе, основными палеогеоморфологическими элементами, контролирующими площадное распространение коллекторов, являются *дельтовая платформа, склон дельты, ее фронт и глубоководное основание*. К каждому из них приурочены определенные типы песчаных тел-коллекторов, имеющих различные размеры, форму, ориентировку и отличающихся фильтрационно-емкостными свойствами. Например, в пределах дельтовой платформы выделяются покровные пески, сформировавшиеся на удалении от береговой линии, подвергшиеся волновой обработке и более или менее равномерному перераспределению по площади. К таковым можно отнести песчаники пластов АС₉, АС₇ (см. рис. 5.17а, 5.22а).

Отложения песков баровой фации пласта АС₁₁¹ имеют как вытянутые формы, ориентированные вдоль склона, так и изометричные формы устьевых баров. Выделяются также песчаные тела фаций подводных русел, имеющие вид линейных зон, перпендикулярных склону (АС₁₀⁰, АС₁₂²). Узкие зоны распространения песчаных тел формировались также вдоль фронта дельты (АС₁₂²⁻⁴, АС₁₁⁰, АС₁₀⁰,

АС₉). В верхней части склона встречаются тела так называемых пальцевых баров, сформировавшихся в пределах питающих каналов при резком увеличении глубин бассейна (АС₁₁¹). На самом склоне размеры песчаных тел, как правило, невелики. Это либо небольшие линзы, сформировавшиеся на его пологих участках, либо узкие каналы шириной в десятки и первые сотни метров. Однако в пологонаклонных клиновидных телах могли формироваться достаточно мощные шлейфы склона, которые зафиксированы в ЗЦ П-I (АС₁₂²⁻⁴).

В присклоновых зонах глубоководной авандельты располагались конусы выноса, имеющие слабовытянутую форму, ориентированные вкрест простирания склона (АС₁₀¹⁻², АС₉). В большинстве случаев они формировались питающими каналами русловых систем сериями, образуя вдоль склона целые зоны распространения конусов выноса (АС₁₂²⁻⁴, АС₁₂⁰⁻¹ - АС₁₁²⁻³).

Пласты одного зонциклита имеют весьма сходные пространственные закономерности распространения песчаных тел-коллекторов, так как перестройка русловых систем происходила чаще всего на рубеже зональных циклов. Со сменой цикла одни русловые системы активизировались, другие наоборот - отмирали. Ниже приводятся общие закономерности размещения песчаных тел-коллекторов в пластах зональных циклитов.

ЗЦ П-I (АС₁₂²⁻⁴). В пределах Приобской зоны коллекторы пластов АС₁₂²⁻⁴ зонального циклита П-I широко распространены и связаны в основном с отложениями подводных конусов выноса. Зона их развития (шириной до 30 км) имеет, как и все зоны пластов горизонтов АС₁₀₋₁₂, субмеридиональное простирание (см. рис. 5.6а). Максимальной ширины она достигает в центральных районах исследуемой территории на продолжении основной русловой системы. На северном и южном направлениях этой субмеридиональной полосы развития глубоководных песчано-алевритовых отложений ее ширина уменьшается. На севере она составляет до 10 км. На этом участке сформировались конусы выноса с изолированными линзами песчаных коллекторов.

Восточнее, параллельно конусам выноса, на расстоянии до 10 км протягивается зона коллекторов, приуроченных к фронту дельты. Это довольно узкая полоса шириной не более 5 км. Формирование песчаных тел этой палеогеоморфологической зоны, как отмечалось выше, видимо, было связано с резким увеличением глубин палеобассейна и осадждением обломочного материала из водного потока. В связи с выклиниванием пластов АС₁₂²⁻³ в этой зоне, некоторые залежи могут оказаться стратиграфически экранированными (скв. 406, 415).

Фронтальная полоса песчаных тел-коллекторов оказалась на большей части отделенной от баровых отложений дельтовой платформы зоной с ухудшенными коллекторскими свойствами. На некоторых участках тела этих зон соединяются линзами песчаников подводных русел (скв. 320, 314, см. рис. 5.6а).

Пласты П-I АС₁₂²⁻⁴ склоновой зоны имеют более пологое падение по сравнению с пластами ЗЦ П-II - П-III. Данное обстоятельство отразилось на формировании двух мощных шлейфов склона в районе скв. 151 и 424. На остальной же части склона, по крайней мере в наиболее крутой части, пласты замещались вплоть до полной глинизации.

Стратиграфический диапазон коллекторских горизонтов меняется с востока на запад от АС₁₂⁴ до АС₁₂²⁻⁴ (в центре) и до АС₁₂² (на западе). Статистические расчеты показывают, что в среднем по площади нефтенасыщенными являются 55 % песчаников конусов выноса и 50 % песчаников склоновых тел. Как отмечалось в предыдущем разделе, максимальные дебиты получены в приподошвенной части склона из зон питающих каналов, в которых вследствие активных гидродинамических процессов отмечаются коллекторы с самыми лучшими для глубоководных отложений фильтрационно-емкостными свойствами. Вероятно, это объясняется двумя причинами. Во-первых, зона осаднения наиболее грубообломочного материала, во-вторых, одна из наиболее гидродинамически активных глубоководных зон, в которой водный поток со взвешенным песчано-алевритоглинистым осадком еще не успевал рассеиваться по поверхности глубоководного основания дна (в данном случае конуса

выноса) и еще сохранились высокие скорости его транзита через склон.

ЗЦ П–II ($AC_{11}^{1-3} - AC_{12}^{0-1}$). Коллекторы пластов данного зонального циклита распространены шире, чем вышеописанные. Максимальная проградация дельты произошла в районе центральной русловой системы. К ней же приурочены основные зоны коллекторов как мелководной, так и глубоководной частей аванделты (см. рис. 5.8а). В сформировавшихся конусах выноса русловых систем ширина распространения коллекторов достигает как и в предыдущем циклите 30 км, сокращаясь между ними до 10 км. На наиболее узких участках коллекторы связаны с последними из сформировавшихся в данный зональный цикл седиментации П–II, а точнее с его финально регрессивной фазой, пластами – AC_{11}^{2-3} .

Разнообразие песчаных тел-коллекторов в данном ЗЦ больше, чем в предыдущем за счет мелководных отложений. Широко распространены баровые фации. Это характерно прежде всего для центральной системы. Так, в предыдущем разделе отмечалось, что в разрезе скв. 246 нефтенасыщенная мощность AC_{11}^1 составляет 41,6 м, а дебиты нефти на 8-миллиметровом штуцере – 118,2 м³/сут. В результате значительной проградации фронта дельты в течение данного цикла седиментации площади залежей нефти, связанные с мелководными и глубоководными песчаниками, в плане перекрываются. Однако по разрезу верхние линзы песчаников примерно на 80–120 м выше нижних. Западная граница распространения коллекторов пласта AC_{11}^1 четко контролируется положением фронта дельты на конец формирования данного зонального циклита. Эксплуатационным бурением на участке замещения AC_{11}^1 в зонах питающих каналов картируются узкие (до 500 м) песчаные тела, выдвигающиеся по падению склона до 1–1,5 км. Восточная граница распространения коллекторов дельтовой платформы проходит в 5–10 км, а на центральном участке – в 20 км от ее края (см. рис. 6.5).

Залежь пласта AC_{11}^1 условно можно разделить на три зоны – центральную (между скв. 262 и 412), характеризующуюся устойчивым распространением

коллектора, южную и северную. Если в первой преобладают фации I и II типов, то в остальных – II и III. При более детальном разбуривании может оказаться, что это ряд самостоятельных залежей. Нефтенасыщенны около 70 % песчаников.

ЗЦ П–III (AC_{10}^{1-2}). Зоны распространения коллекторов в горизонте AC_{10} сократились по сравнению с предыдущими горизонтами AC_{11-12} . В разрезах скважин, вскрывающих покровные отложения дельтовой платформы этого зонального циклита, эффективная нефтенасыщенная мощность редко превышает 5 м. Преобладают фации III–IV типов, в составе которых выделяется много зон, где возможно полное замещение коллекторов, что затрудняет точное установление количества залежей. Как уже отмечалось, предполагается существование как минимум шести самостоятельных залежей: три из них связаны с мелководными и три – с глубоководными образованиями, которые объединяются соответственно в три пары (см. рис. 6.6). Размеры центральных – 16 × 36 км (для мелководных отложений) и 13 × 25 км (для глубоководного конуса выноса). Южная и северная залежи мелководной части аванделты вытянуты узкой полосой (4–7, максимум 10 км) вдоль фронта дельты. Не исключено, что они представляют собой серию более мелких залежей.

Особый интерес в данном объекте представляет прифронтальная полоса. В ее пределах на расстоянии всего лишь 3 км мощность пластов AC_{10}^{1-2} увеличивается почти в 10 раз – с 10–15 до 100 м, причем коллекторы обладают наилучшими, по сравнению с другими участками, емкостными свойствами. Это обстоятельство свидетельствует о том, что существующая сетка скважин с расстояниями, как правило, не менее 4 км не в состоянии достаточно объективно оценить запасы пластов AC_{10}^{1-2} . Показательны скв. 180 и 181, пробуренные в пределах эксплуатационного участка. Они оказались в краевых зонах депоцентра мощностей песчаников (см. рис. 5.8а), в результате чего первоначальные запасы по данным пластам на этом участке были занижены.

Подобные прифронтальные зоны повышенных мощностей следует прогнозировать на продолжении зон питающих

каналов, которые фиксируются по увеличению ширины зоны песчаных тел дельтовой платформы в восточном направлении.

ЗЦ П-IV. Как отмечалось в предыдущей главе, на исследуемой территории (см. рис. 5.14а) отчетливо картируется узкая (до 5 км шириной), иногда прерывающаяся полоса песчаников субмеридионального простирания протяженностью более 80 км, которая продолжается на север за ее пределы, в палеогеоморфологическом отношении она приурочена к фронтальной зоне авандельты, на остальной территории которой в это время формировались алевритоглинистые и глинистые отложения (V-VII типы фаций).

В районе исследования притоки нефти были получены из семи скважин (см. рис. 5.14а). Максимальные нефтенасыщенные мощности вскрыты скв. 242 и составляют 4 м. Дебит нефти при ДУ = 1261 м составил 4,9 м³/сут. Максимальные же дебиты были получены в разведочных скв. 180 и 275 – 25,9 и 14 м³/сут при ДУ = 1070 и 1208 м соответственно. Перспективные участки связаны только с литологическими ловушками в пределах этой узкой субмеридиональной зоны и на ее северном продолжении. Вероятнее всего, эта зона представляет собой ряд мелких залежей, которые не могут быть самостоятельными объектами разведки. Обнадеживающим является увеличение мощности пласта на самом севере исследуемой территории (скв. 613). Не исключено, что примыкающая с севера территория будет более перспективной на поиски залежей в этом пласте. В дополнение к этому в данном районе наблюдается слияние АС₁₀⁰ и АС₁₀¹⁻², увеличивая таким образом размеры возможных залежей.

Мелкие линзы непромышленных залежей прогнозируются также в пределах центральной части зоны в области питающих каналов, картируемых фациями IV-V типов (см. рис. 5.14а).

ЗЦ П-V. Основная зона аккумуляции песчано-алевритового материала АС₉ располагалась к востоку от исследуемой территории. И лишь на некоторых участках сформировались малоощные покровы мелкозернистых песчаников. Их мощности редко превышают 5 м. В пределах мелководного шельфа только в двух скважинах были получены притоки

нефти, дебиты которых составили 4,9 (скв. 406) и 5,6 м³/сут (скв. 411), соответственно, при ДУ = 1153 и 1258 м. Как отмечалось ранее, закономерности распространения песчаных тел определяются положением питающих каналов, объемом поступающего материала и, возможно, палеорельефом морского дна. Причиной подобного вывода может служить приуроченность песчаных отложений центральной части зоны к пониженным участкам палеорельефа (см. рис. 5.17а и 5.18).

Основная залежь пласта АС₉ связана с песчаной линзой глубоководного конуса выноса на западе площади в районе скв. 2хм, 290, 291 и 608. Ее размеры 8 × 15 км. Максимальные нефтенасыщенные мощности на этом участке, вскрытые скв. 291, – 7,2 м. Дебит при ДУ = 1184 м составил 4,75 м³/сут. Не исключено, что южное продолжение Приобской зоны окажется более перспективным, чем исследуемая территория. Основанием является более широкое чем на остальной территории распространение на юге песчаных фаций III-IV типа. В районе скв. 427 картируется прифронтальная полоса песчаников, аналогичная АС₁₀⁰ и АС₁₁⁰.

ЗЦ П-VII. В пласте АС₇ коллекторы распространены более широко, чем в АС₁₀⁰ и АС₉, но при испытании в большинстве скважин они оказались водонасыщенными. Распространение нефтенасыщенных линз не контролируется структурным фактором. Выше уже отмечалось, что некоторые исследователи (Ю.Я.Большаков, И.В.Данилова, М.Ю.Черепанова и др.) связывают это с капиллярным экранированием. Однако выделяемые ими прогнозные зоны распространения нефтенасыщенных линз не достаточно хорошо согласуются с результатами бурения. Поэтому прогнозирование таких зон пока остается проблемой. Запасы нефти в пласте АС₇ незначительны, поэтому его разведка проводится только попутно с основными горизонтами АС₁₀₋₁₂. Не исключено, что имеет место структурный контроль. Залежи, как показало эксплуатационное бурение, могут быть связаны с мелкими (менее 1 км²), малоамплитудными (10-20 м) поднятиями. Такие под-

нения, как правило, не фиксируются поисково-разведочными скважинами из-за значительного расстояния между ними.

Нефтенасыщенные мощности АС₇ разрезов скважин, давших притоки нефти, не превышали 5,4 м (скв. 331), а максимальные дебиты получены при испытании скв. 234 – 6,67 м³/сут при ДУ = 875 м. Коэффициент нефтенасыщенности (Кн) пласта АС₇ в нефтеносных зонах в среднем составляет около 0,6. Вероятно, в этом кроется еще одна причина сложной картины распространения нефтенасыщенных линз. Даже при незначительном уменьшении коэффициента нефтенасыщенности из скважины может быть получен приток воды.

При рассмотрении закономерностей размещения песчаных тел, в пределах большей части исследуемой территории можно выделить зону сложной конфигурации, отвечающую фациям I и II типов. На юге ее ширина составляет 30 км. Мощности песчаных отложений редко превышают 15 м (см. рис. 5.22а). На западе она ограничена линией замещения песчаников глинами прудельты. Литологически пласт выдержан, что уменьшает вероятность литологического экранирования залежей. К востоку, в сторону источников сноса обломочного материала, фациальная изменчивость пласта возрастает. С литологической точки зрения наиболее перспективны центральные и южные районы Приобской зоны.

6.4. К вопросу об источнике генерации углеводородов в неокомском комплексе

В неокомском продуктивном комплексе, как известно, сосредоточены гигантские запасы жидких углеводородов (УВ). В Широтном Приобье – это залежи нефти, а в северных областях – газа и конденсата. В сумме они составляют более 90 % потенциальных запасов жидких УВ провинции. Важнейшей особенностью этого комплекса является то, что эти запасы не рассредоточены в мелких залежах, а концентрируются (более чем на 80 %) в таких крупных, крупнейших и гигантских месторождениях, как Самогторское, Мамонтовское, Федоровское, Приобское, Уренгойское, Ямбургское и др. Вопрос об источнике углеводородов в масштабах, способных сформировать их, остается одним из актуальных как в тео-

ретическом, так и практическом (поисковом) отношениях.

Как известно, существует достаточно широкий спектр представлений об источнике УВ. Не вдаваясь в эту сложную проблему, требующую специального рассмотрения, отметим лишь следующее.

Одна из весьма распространенных точек зрения на генезис неокомских залежей – это представление о том, что основной нефтематеринской толщей являются аномально битуминозные баженовские аргиллиты (А. Э. Конторович, В. Е. Андрусевич, О. И. Быстриков и др.). Анализируя большой объем фактического материала по нефтям и органическому веществу пород, А. Э. Конторович, В. Е. Андрусевич и другие исследователи делают однозначный вывод о том, что “главными нефтематеринскими породами в Западно-Сибирском нефтегазоносном бассейне являются отложения баженовской свиты и ее возрастных аналогов” [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Конторович, Андрусевич, 1995, с. 62]. Считается также, что и “основная масса биогенных нефтей, как и большая часть нефтей нижнего мела, образовалась за счет генерации нефти в морских нефтематеринских породах, прежде всего в баженовской свите и ее аналогах [Нефтегазоносные бассейны..., 1994, с. 172]. Все это подтверждает, по мнению данной группы исследователей, прежние выводы о важнейшей роли баженовской свиты в формировании нефтяных месторождений Западной Сибири [Конторович, 1967; Нефтепроизводящие толщи..., 1967; Конторович и др., 1971, 1974, 1991; Peters et al., 1993; и др.].

Несмотря на убедительность доводов данной группы исследователей, существуют коллективы, полностью отрицающие какую-либо роль баженовской свиты в нефтеобразовании. Так, группа исследователей из ИГиРГИ (А.Н. Гусева, Т.Т. Клубова, Л.П. Климушина, Э.М. Халимов и др.) утверждают, что баженовские аргиллиты не только не имеют никакого отношения к неокомским нефтям, но и сами содержат вторичные нефти. “Залежь баженовской свиты сформирована в результате широкой вертикальной миграции флюидов из доюрских отложений (разрядка напла), о чем свидетельствует состав микрофоссилий из нефтей Салымского месторождения...” [Клу-

бова, Халимов, 1995, с. 35], а также приуроченность залежей к разломам. По данным А. М. Медведевой, в “нефтях Салымского месторождения преобладают верхнепалеозойские, а в Малобальском – нижнепалеозойские...” микрофоссилии [Там же, с. 24].

Подавляющее большинство геологов считают, что формирование аномально битуминозных глин происходило в условиях некомпенсированного осадконакопления обширной глубоководной (500–800 м) центральной области бассейна. Долгое время существовало мнение о том, что подобные условия наступили в конце позднеюрского периода – в волжское время. Многие исследователи и сейчас его придерживаются. Достаточно напомнить, что на последней стратиграфической схеме 1991 г. в пределах огромной территории Западной Сибири верхняя граница баженовской свиты имеет волжский и лишь в некоторых районах раннеберриаский возраст. Относительно условий образования высказывалось предположение и о мелководном характере ее формирования, и о перерывах в осадконакоплении, и даже о наличии размывов в разрезе самой толщи [Таруц, Гайдебурова, 1978].

Различным аспектам строения, условий формирования и нефтегазоносности баженовских аргиллитов посвящено множество статей, сборников и монографий [Зарипов, Ушатицкий, 1976; Гулари, 1979; Коллекторы..., 1983; Баженовский горизонт, 1986; Клубова, Халимов, 1995; и др.].

Как уже отмечалось выше, формирование баженовских глин происходило в условиях некомпенсированного осадконакопления. Однако А. А. Нежданов пишет, что “термин “некомпенсированное осадконакопление” не объясняет формирования верхнеюрско-неокомских отложений” [Сейсмогеологический прогноз..., 1992, с. 51]. Более точно отражает суть процесса, по его мнению, другой термин – “голодающий бассейн” (“starved basin”). Термин “дефицентные осадки”, предложенный А. А. Неждановым еще в 1983 г., тоже представляется не совсем удачным.

Совершенно очевидно, что недокомпенсация бассейна произошла в результате недостаточного поступления терригенного материала, т. е. его дефицита на

значительной его территории. Правильнее, видимо, ее называть – область бассейна с некомпенсированным, дефицитным осадконакоплением. Она занимала обширную (порядка 2 млн км²) территорию центральных районов позднеюрско-неокомского моря. Это было время финала юрской (волжской) трансгрессии и раннемеловой регрессии.

Неокомские клиноформы, как отмечалось выше, последовательно, одна за другой, в области дефицитного осадконакопления превращались в маломощные аномально битуминозные слои баженовской формации. “На баженовскую свиту ложатся то глины подачимовского интервала разреза, то песчано-алевритовые слои ачимовской толщи” [Клубова, Халимов, 1995, с. 18]. Следовательно, возраст свиты, как это обосновано в гл. 3, должен соответствовать возрасту клиноформ, занимая интервал от берриаса до готерива (пимская клиноформа) включительно. Эта толща залегает на волжских битуминозных аргиллитах финала трансгрессии (и, возможно, самого начала регрессии). Палеонтологические данные находят в полном соответствии с представлением об “омоложении” клиноформ к центральным районам бассейна. Подобное “омоложение” должно происходить и с баженовскими аргиллитами. Готеривские аммониты из битуминозных глин давно известны [Гольберт и др., 1971; Сейсмогеологический прогноз..., 1992], но этим находкам многие геологи не придают значения, и даже на последней официальной стратиграфической схеме, как уже отмечалось выше, возраст баженовской свиты показан в основном как волжский и лишь отчасти берриасский [Решения..., 1991]. Аналогичную трактовку возраста свиты дают авторы монографии [Баженовский горизонт, 1986]. В соответствии с требованием стратиграфического кодекса возраст границ свиты не должен “скользить” более, чем на пол-юруса. При более значительном “скольжении” следует выделять новые свиты. Так, кроме баженовской, существует тутлеймская, даниловская (верхняя пачка) и другие свиты битуминозных аргиллитов.

Еще раз подчеркнем, что, по нашему мнению, разрезы баженовской свиты с аномальным увеличением мощностей, выявленные во многих районах центральной части бассейна, не что иное как

зоны перехода клиноформ в фундаформы. Это согласуется с представлениями А. Л. Наумова, О. М. Мкртчяна и некоторых других исследователей.

Клиноформы неокома, “превращаясь” на огромной территории центральных районов в аномально битуминозные (более 10 % ОВ) баженовские глины, после погружения и прохождения главной фазы нефтегазообразования, способны были генерировать углеводороды в значительном количестве.

Представление о непосредственном отношении аномально битуминозных баженовских аргиллитов к залежам нефтей в неоком-барремском комплексе, как отмечалось выше, давно отстаивают и обосновывают многие геологи и геохимики. Соответствуют этим представлениям и данные по биомаркерам в органическом веществе баженовских аргиллитов и неокомских нефтей. И хотя изученной выборки образцов, как отмечают сами исследователи, пока еще недостаточно для окончательных и однозначных выводов, тем не менее, считается, что полученные данные вполне можно рассматривать как явное подтверждение того, что “большая часть (свыше 85 %) нефти в Среднем Приобье Западной Сибири представляет собой продукт генерации углеводородов в уникально обогащенных органическим веществом морских черносланцевых отложениях волжского яруса верхней юры и берриасского яруса нижнего мела” [Нефтепроизводящие толщи., 1967]. Таким образом, казалось бы, новые представления о клиноформном строении с учетом последних тонких геохимических исследований по биомаркерам свидетельствуют о связи гигантских скоплений нефти в неоком-аптских отложениях с органическим веществом баженовских аргиллитов. Однако есть определенные затруднения и некоторые противоречия в данной концепции, авторы которой вынуждены прибегать к объяснению формирования залежей широкомасштабной вертикальной миграцией УВ по разломам. А это, не очень-то согласуется со “спокойным” тектоническим режимом Западной Сибири. К тому же имеются данные об отличии нефтей из баженовских аргиллитов и неокомских отложений [Воробьева и др., 1992].

Баженовские (тутлеймские, даниловские и пр.) битуминозные аргиллиты,

как отмечалось выше, различны по своей литмологической и фациальной природе. Нижняя часть их образовалась в финале крупной трансгрессии, а верхняя – в регрессивную половину юрско-неокомского цикла. Поэтому и ОВ, и порожденные им УВ могут быть разными по ряду свойств и признаков.

Ранее было высказано предположение [Карогодин, 1974], что 800-метровая толща фроловской свиты неоком-апта является основным источником генерации углеводородов, латерально мигрировавших из обширных погруженных районов синеклизы в сторону ее восточного борта и сводов. В данной концепции формирование неокомских залежей предполагалось в основном за счет широкомасштабной латеральной миграции углеводородов из разновозрастных отложений Мансийской синеклизы и других депрессий. При этом не отрицалась возможность ограниченных вертикальных перетоков по тектоническим нарушениям и размывам отложений, сформировавшихся в прибрежной части бассейна, а также в резервуарах викуловской свиты, залегающей непосредственно над фроловской. Последнее позже подтвердилось открытием крупных залежей нефти в викуловской свите Красноленинского района и ее возрастных аналогов в других районах.

Излагаемая в настоящей работе концепция клиноформного строения, уточняя и развивая прежние представления об источнике генерации УВ в неоком-аптских залежах, устраняет отмеченные выше кажущиеся противоречия и сводится к следующему.

В генерации УВ гигантских скоплений нефти неоком-апта участвовали главным образом неоком-барремские аномальные и “нормально” битуминозные морские образования всего клиноформного комплекса. Нет основания исключать из генерации морские отложения собственно клиноформ; хотя они и менее обогащены ОВ, чем баженовские аргиллиты, но имеют мощность и объем, в десятки раз превышающие баженовские. На огромной территории центральных областей провинции они либо прошли главную фазу нефтеобразования, либо вошли в нее. С данным представлением полностью согласуется приуроченность гигантских залежей нефти (нередко с газовыми шапками) к самой крупной по объему (последней) готерив-барремской (пим-

ской) клиноформе, завершающей регрессивную серию.

Аномально битуминозные аргиллиты клиноформ, находясь в наиболее погруженных зонах, а следовательно, и первыми вступив в главную фазу нефтеобразования, являлись своеобразным катализатором массовой генерации УВ в соответствующих (одновозрастных им) клиноформах. Миграция УВ происходила, прежде всего, по латерали, из погруженных зон к возвышенным участкам и контрастным структурам типа Сургутского, Нижневартовского и других сводовых и валообразных поднятий. При этом заполнялись углеводородами и песчаные линзы – литологические ловушки внутри самих клиноформ.

Не исключено, что баженовские аргиллиты юрского возраста вследствие определенной самостоятельности и изолированности от нижнемеловых клиноформ не имеют прямого отношения к залежам в них. Возможно, поэтому нефти в тех и других, как уже отмечалось выше, имеют различные свойства [Воробьева и др., 1992]. Вертикальные перетоки внутри комплекса, вероятнее всего, были в зоне образований бывшего мелководья, в том числе и прибрежной части, разрезы которых характеризуются размывами и объединением песчаных пластов. Это способствовало и “слиянию” потоков мигрировавшей нефти, следствием чего явилось ее перераспределение и избыточное заполнение ловушек любого типа. Целые группы локальных структурных ловушек избыточно заполнялись нефтью, объединялись, образуя крупные и гигантские многопластово-массивно-структурные залежи. Примером может служить гигантская Самотлорская залежь в баррем-

аптских пластах группы А и другие ей подобные.

Вполне справедливо обратили внимание на важную роль несогласий и размывов в формировании клиноформного комплекса В.И.Шпильман, Г.П.Мясникова и Л. Л. Трусов. Они считают, что в результате перерыва на рубеже барремского и аптского веков, “на Нижневартовском своде практически отсутствуют” барремские отложения [Шпильман и др., 1993, с. 2]. А на стратиграфическом уровне АС₁₀₋₁₁ Сургутского свода залежи нефти экранируются в ряде случаев глинами, залегающими на размытых песчаных пластах.

Из изложенного следует еще один вывод поискового характера. При прочих равных условиях наиболее крупные залежи будут тяготеть к источнику нефти, т. е. к зоне распространения битуминозных глин клиноформ (фондаформ) и максимальных мощностей (и объемов) собственно клиноформ, прошедших главную фазу нефтеобразования или находящихся в ней. Отсюда также следует необходимость детального изучения клиноформного комплекса: проведение картирования каждой клиноформы и оценки их генерационного, эмиграционного и аккумуляционного потенциалов. И это является задачей первостепенной важности для ускоренного поиска крупных скоплений углеводородов в Западной Сибири и выбора приоритетных проектов финансирования исследовательских программ.

Таким образом, системно-литмологический подход к изучению строения юрско-неокомского комплекса и новые данные по биомаркерам позволяют дать вполне убедительное объяснение природы и источника гигантских скоплений нефти в рассматриваемом комплексе.

Глава 7. ПЕРСПЕКТИВЫ НАРАЩИВАНИЯ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ

Доказанная нефтеносность Приобской зоны связана с меловым (неоком) и юрским этажами, точнее с неокомскими и ниже-среднеюрскими комплексами. Однако, судя по результатам геолого-разведочных и эксплуатационных работ, в прилегающих районах потенциально продуктивными могут считаться также верхнеюрские (баженовские аномально битуминозные аргиллиты) и палеозойские породы. Каждый из этих объектов заслуживает специальной оценки, что и предпринято ниже, начиная с главного, неокомского этажа.

При оценке перспектив нефтеносности неокомского (основного) комплекса важно: 1) установить пространственно-временное размещение в нем коллекторов; 2) оценить перспективы по каждому из горизонтов и разработать конкретные рекомендации. Одна из особенностей нефтеносности Приобской зоны, как отмечалось выше, состоит в том, что практически все линзы-коллекторы основных продуктивных горизонтов заполнены нефтью.

В значительной мере для решения первой задачи было выполнено рассмотренное выше уточнение тектонического районирования исследуемой территории. При этом важно было понять связь Приобской нефтеносной зоны с теми или иными тектоническими элементами и с учетом результатов литолого-фациальных и палеогеоморфологических реконструкций определить ее простирание и продолжение.

Анализ литолого-фациальных, палеогеоморфологических карт и тектонического районирования позволяет высказать на этот счет следующие соображения.

Зона основного распространения продуктивных горизонтов АС₁₀₋₁₂ связана с Фроловско-Тундринской депрессией, точнее с ее западной, северо-западной прибортовой и бортовой частями, а также по-

груженной частью Приобской моноклинали. Приподнятая ее часть и Шаимско-Ляминская гряда, проявившиеся в структурном плане времени формирования пимской клиноформы, очевидно, были определенным препятствием на пути транспортировки обломочного материала с востока, северо-востока. В пределах приподнятой части, западнее, северо-западнее моноклинали наблюдается практически полное отсутствие проницаемых пластов и горизонтов – возрастных аналогов АС₁₀₋₁₂. К тому же энергия водного потока, транспортировавшего обломочный материал, здесь, вероятно, резко гасла. Предполагать более высокие перспективы выпележащих пластов АС₇₋₉, чем в пределах уже изученной территории, также маловероятно. Скорее всего, они будут существенно или даже полностью заглинизированы (верхняя часть фроловской свиты).

Перспективы наращивания запасов и добычи в неокомском продуктивном комплексе Приобской нефтеносной зоны связаны с доразведкой уже открытых залежей, поиском новых в основном на южном и северном ее продолжениях.

При поисках новых и доразведке открытых залежей с целью получения оптимальных результатов необходимо руководствоваться выявленными и описанными выше закономерностями. Зная положение и тенденцию распространения наиболее перспективных зон песчаных тел-коллекторов по отношению к палеогеоморфологическим и тектоническим элементам неокомского палеобассейна, которые хорошо фиксируются на сейсмопрофилях, можно повысить эффективность поискового и разведочного бурения. Возможность сейсморазведки (особенно 3-Д) картировать зоны распространения песчаных фаций, их мощности, безусловно, повышают достоверность прогнозов. Поэтому на перспективных, но недостаточно изученных площадной сейсморазведкой

участках, следует планировать постановку объемной сейсморазведки.

Перспективы неокомского клиноформного комплекса связаны с основными горизонтами AC_{10-12} . Хотя не исключается, что за пределами исследуемой территории роль пластов AC_9 , AC_{10}^0 и AC_{11}^0 повысится. Выше отмечалось, что на севере происходит увеличение мощности пласта AC_{10}^0 . Аналогичное явление происходит и с AC_{11}^0 . Песчаные фации, связанные с прифронтальной полосой, вскрыты на севере и в разрезе AC_9 . В центральных районах они отсутствуют. Широкое развитие песчаных фаций дельтовой платформы и ее фронта в пласте AC_9 дает основание предполагать наличие подводного конуса выноса, аналогичного вскрытому скв. 2хм, 290 (см. рис. 5.17а) в юго-восточном направлении от данной территории.

Основные залежи пластов AC_{12}^{2-4} , как уже отмечалось, связаны с глубоководными конусами выноса. Песчаный горизонт представляет собой три линзы пластов AC_{12}^4 , AC_{12}^3 и AC_{12}^2 , последовательно перекрывающих друг друга. Перспективы связываются с продолжением полосы их развития шириной около 10 км в северо-восточном направлении. Пробуренные в этом районе скважины, по нашим представлениям, оказались за пределами наиболее перспективных участков этой группы пластов. Поэтому принятая оценка перспектив этой территории по пластам AC_{12}^{2-4} может оказаться явно заниженной.

Перспективы данного зонального клиноциклита (П-I) связываются также с северным и южным продолжениями прифронтальной полосы песчаников. Размеры залежей предполагаются сравнительно небольшими. Однако совпадение этих перспективных участков с распространением других пластов (в первую очередь с AC_{11}^1) может существенно повысить рентабельность их совместной разработки.

Перспективы пластов следующего ЗЦ П-II ($AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{1-3}$) связаны не только с коллекторами песчаников конусов выноса, но и с баровыми отложениями AC_{11}^1 . Полоса их развития продолжается

в северо-восточном направлении (как и большинство зон других пластов) от скв. 412 (см. рис. 5.8а). Аналогичное продолжение она имеет и на юге (южнее скв. 444).

Интерес представляют конусы выноса северной и южной русловых систем и их продолжения. Перспективным может оказаться участок южнее скв. 291. Предполагаются продуктивными пласты AC_{11}^{2-3} , как сформировавшиеся в финале регрессии данного цикла седиментации. В группе пластов одного зонального цикла вверх по разрезу наблюдается увеличение площади песчаных отложений и в финально-регрессивных пластах AC_{11}^{1-3} она является максимальной. По этим пластам предполагается сплошной покров песчаных отложений конусов выноса. Он продолжается на юг от скв. 291 (см. рис. 5.8а), соединяясь с аналогичными песчаниками Эргинского месторождения.

На севере исследуемой территории по пластам $AC_{12}^{0-1} - AC_{11}^{2-3}$ картируется линза песчаников шириной до 30 км. Пробуренные к настоящему времени скважины приходятся лишь на его южную часть. Зоны улучшенных коллекторских свойств этих пластов последовательно смещаются от AC_{12}^1 на востоке до AC_{11}^{2-3} на западе. Поэтому в плане на карте фаций может наблюдаться картина мозаичного распространения фаций I-III типов, с которыми связаны наиболее емкие коллекторы. Район недостаточно изучен и в его пределах рекомендуется провести доразведку с учетом как нижележащих (AC_{12}^{2-4}), так и вышележащих (AC_{10}^{1-2} и AC_{10}^0) пластов. Коллекторские свойства данных пластов в целом уступают аналогичным отложениям центральной русловой системы (центральная часть Приобского месторождения). При испытании в большинстве скважин получены низкие притоки нефти. Однако в некоторых из них дебиты нефти были довольно значительными. Это позволяет надеяться, что будут обнаружены зоны с улучшенными коллекторами и получены достаточно высокие дебиты при определенном воздействии на пласт (гидроразрыв, термобарические воздействия и др.). Так, в интервале 2652-2767 м (пласты AC_{11}^0 , AC_{11}^{2-3} и AC_{12}^{0-1}) скв. 600 притоки нефти составили

182,2 м³/сут ($\Delta P = 92,2$ атм), а в скв. 614 из пластов AC_{11}^{2-3} и AC_{12}^{0-1} – 42,05 м³/сут ($\Delta P = 133$ атм). Литолого-фациальная реконструкция и ряд других предпосылок позволяют вполне обоснованно предполагать наличие участков улучшенных коллекторов в северной, еще не изученной бурением и детальной сейсморазведкой части этой зоны.

Коллекторы пластов AC_{10}^{1-2} приурочены к двум субпараллельным зонам мелководных и глубоководных отложений. Первая примерно совпадает с зоной пластов AC_{12}^{2-4} , вторая – с зоной AC_{11}^{2-3} , образуя мощный комплекс глубоководных песчано-алевритовых отложений. Зона коллекторов дельтовой платформы на севере расширяется в районе скв. 613 и 296, что дает основание прогнозировать развитие песчаных фаций и к северу от скв. 601.

К югу от исследуемой территории располагаются Верхне-Шапшинское и Эргинское месторождения, в пределах которых ведется разведка залежей нефти в пластах группы AC, к северу – мало изученные поисковым и разведочным бурением Туманная, Декабрьская, Тортасинская и другие площади. Судя по тому, что поисково-разведочные скважины не вскрыли мощной зоны коллекторов, перспективы неокомского комплекса этой территории оцениваются несколько ниже, чем исследуемой. Однако это не исключает открытия промышленных залежей. Кроме доразведки северной части исследуемой зоны, которая должна внести окончательную ясность в вопрос о ее перспективности, к северу от нее рекомендуется, с учетом данных сейсморазведки и распространения перспективных зон по горизонтам AC_{10-12} , заложить профиль из 5–6 разведочных скважин, используя пошаговую разведку. При их размещении следует учитывать структурный план горизонта AC_{10} , из которого в скв. 613 были получены притоки воды. При выборе мест заложения последующих скважин необходимо учитывать результаты бурения и испытания первых.

Одним из участков с неясненными перспективами является южная часть центральной зоны между скв. 51 и 291. Ее перспективы могут быть связаны с наращиванием запасов нефти пластов AC_{11}^{2-3} . Можно предполагать, что зона

улучшенных коллекторских свойств может проходить именно в этом районе. Как и в предыдущем случае, предлагается пошаговая разведка этого участка – от разбуренных к неразбуренным.

В качестве ориентирующего документа на доразведку всей группы продуктивных пластов и горизонтов построена карта суммарных мощностей песчаников AC_{9-12} (рис. 7.1), анализ которой поможет в оптимальном выборе участков первоочередных эксплуатационных и поисково-разведочных работ.

Характер распространения песчаных тел неокомских клиноформ в пределах исследуемой территории позволяет сделать достаточно обоснованный вывод о значительном по площади продолжении зоны на север, в виде “гирлянды” крупных линз. Они будут либо пространственно изолированы друг от друга, либо перекрываться по каким-то отдельным горизонтам. Одним из важных поисковых признаков таких объектов будут участки увеличенных мощностей отдельных клиноформ. Вероятнее всего, они будут тяготесть к палеодепресссионным зонам неокома. Не без основания можно предположить, что эта зона (“гирлянда”) верхне-неокомских линз-коллекторов (возрастных аналогов горизонтов AC_{9-12}) протянется далеко на север (на сотни километров, вплоть до Полярного круга). В северном направлении у нефтяных залежей появятся газовые шапки, а еще севернее они сменяются газоконденсатными залежами с нефтяными оторочками. Рассматриваемая весьма протяженная зона представляется одним из первоочередных объектов наращивания запасов и добычи жидких углеводородов Западной Сибири.

После неокомского вторым по значимости перспектив нефтеносности является юрский этаж, в котором можно отметить три комплекса (снизу вверх): нижнеюрский (шеркалинский), среднеюрский (тюменский), верхнеюрско-неокомский (баженовский).

Третьим этажом считается палеозойский. Однако, в отличие от первых двух, из его отложений в пределах рассматриваемой территории притоков углеводородов не получено. Не исключено, что это обусловлено не столько бесперспективностью, сколько ограниченным числом целенаправленно пробуренных скважин.

Как известно, преимущественно континентальные разнофациальные отложе-

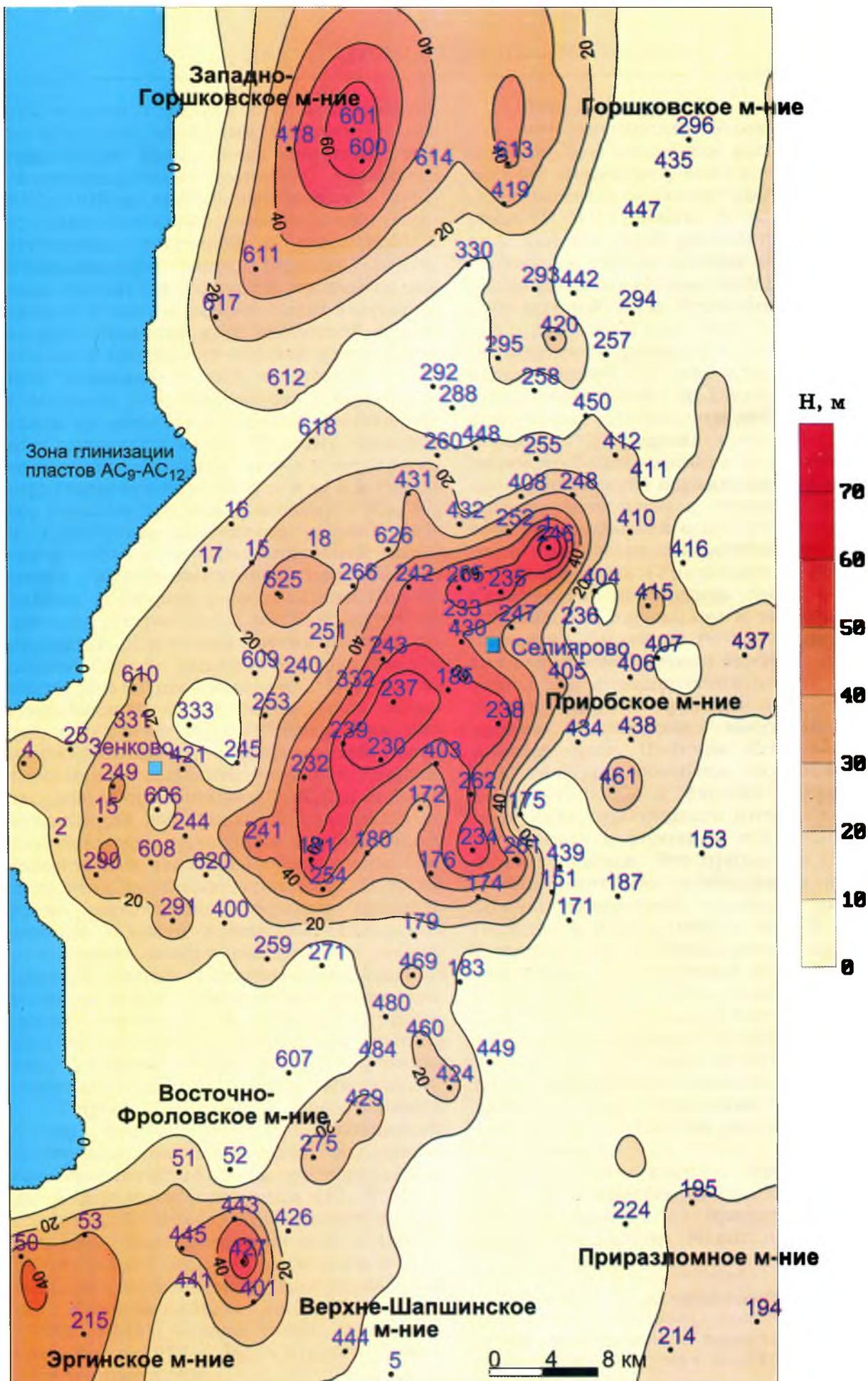


Рис.7.1. Карта изопакит песчаников пластов AC₉₋₁₂ Приобской нефтеносной зоны.

ния нижней и средней юры, как правило, не обладают хорошими коллекторскими свойствами. Исключение составляют высокопроницаемые песчаные горизонты ЮК₁₁–ЮК₁₀, выделенные вместе с перекрывающими глинистыми пачками (соответственно, тогурской и радомской) в шеркалинскую свиту. Верхняя, радомская глинистая пачка по последним палинологическим данным имеет ааленский возраст. Наличие этой глинистой пачки-экрана и послужило основой для выделения самостоятельного нефтегазоносного комплекса. Вышележащая тюменская свита не содержит подобных выдержанных глинистых пачек. Поэтому основные ее перспективы связываются с песчаными горизонтами в ее кровле – Ю₂, а в случае его размыва или выклинивания – Ю₃, Ю₄ и др. Однако достаточно уверенно эта свита выделяется на ограниченной территории Красноленинского нефтеносного района, в разрезе ряда скважин Шеркалинской (стратотип) и Хангокуртской площадей. В разрезах других районов Западной Сибири выделение шеркалинской свиты весьма проблематично. Поэтому на подавляющей части центральных областей выделяется горелая свита. Как уже отмечалось выше, в разрезе этой свиты невозможно выделить песчаные горизонты, возрастные аналоги ЮК_{10–11} и перекрывающие их глины. В пределах рассматриваемой территории пробуренными скважинами также не обнаружены аналоги этих песчаных горизонтов. В то же время перспективы открытия промышленных залежей в нижне-среднеюрских отложениях можно связывать с шеркалинской свитой. Следовательно, одна из главных задач – прогноз зон распространения шеркалинской свиты. При решении этого вопроса необходимо принять одну из двух концепций формирования шеркалинской свиты талинского типа.

Первая сводится к представлению о том, что это речные, аллювиально-пролювиальные образования, выполняющие сравнительно узкие эрозионные врезы в доюрском основании (Ю. Н. Карогадин, А. Г. Мухер, Г. С. Ясович и др.). Эта идея была высказана еще в 1966 г. на основании анализа кернового и промыслово-геофизического материала скважин Красноленинского свода [Карогадин, 1966б, 1968]. Однако только спустя десять лет, в 1976 г. было открыто Талинское месторождение.

Вторая концепция заключается в том, что это морские отложения, имеющие широкое площадное распространение по всей периферии обширного раннеюрского бассейна и вокруг внутренних островов (В. В. Огибенин, А. А. Нежданов и др.). Так, на карте распространения коллекторов и перспективных ловушек углеводородов нижней юры Западной Сибири, составленной В. В. Огибениным [Нежданов и др., 1990] (рис. 7.2)*, почти по всему периметру раннеюрского бассейна показана полоса “с широким площадным распространением коллекторов”, “перспективных для поисков ловушек углеводородов”. “В пределах западной (Красноленинско-Вайдарацкой) и восточной (Вахско-Худосейской) окраинных зон нижняя юра характеризуется высокой песчаностью, связанной с поступлением большого количества обломочного материала с региональных (Уральского и Восточно-Сибирского) источников сноса с последующим его перемывом в условиях мелководного бассейна. Во внутренних частях седиментационного бассейна перспективны для формирования коллекторов, в первую очередь, крупные выступы фундамента, являющиеся местными источниками сноса. Наличие обширных “лысых” зон способствовало поступлению в седиментационный бассейн обломочного материала, прошедшего интенсивное выветривание в условиях субтропического климата лейаса. Это приводило к разрушению нестойких компонентов и обогащению обломочной фракции кварцем” [Нежданов и др., 1990, с. 91]. В. В. Огибениным и А. А. Неждановым практически вокруг всех крупных островов и сводовых поднятий – Красноленинского, Салымского, Сургутского, Нижневартовского, Александровского и некоторых других – выделены зоны достаточно широкого распространения нижнеюрских песчаников, а также локальные участки, связанные с отдельными палеодренажными системами.

Стратегия поиска промышленных залежей в нижнеюрских отложениях напрямую зависит от принятия той или другой концепции. Наши представления

* Карта к кандидатской диссертации В. В. Огибенина [1988] — одна из наиболее обстоятельных сводок по геологии и нефтегазоносности нижнеюрских отложений Западной Сибири.

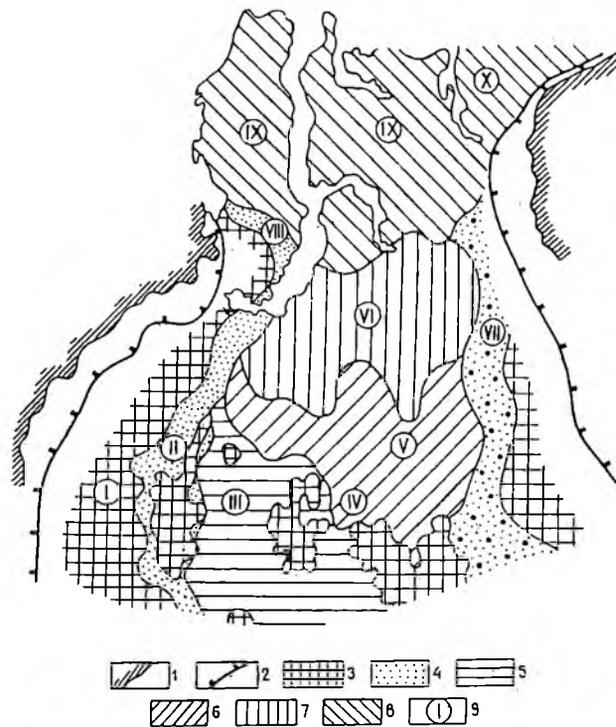


Рис. 7.2. Схема районирования нижнеюрских отложений Тюменской области [Нежданов и др., 1990, с. 87]:

1 – палеозойское обрамление; 2 – границы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна; 3 – зоны отсутствия нижней юры; 4–8 – зоны распространения нижнеюрских свит: 4 – шеркалинской, 5 – горелой, 6 – котухтинской, 7 – самбургской, 8 – большехетской серии; 9 – районы (I – Шаимско-Березовский, II – Красноленинско-Ярудейский, III – Ханты-Мансийско-Юильский, Салымско-Юганский, IV – Сургутско-Нижневартовский, V – Пурпейско-Котухтинский, VI – Надымско-Тазовский, VII – Сидоровско-Пайдугинский, VIII – Южно-Ямальский, IX – Ямало-Гыданский, X – Усть-Енисейский.

на условия формирования шеркалинской свиты сводятся к следующему.

В раннеюрское время южная половина Западной Сибири представляла собой аллювиальную равнину с рядом возвышенностей, которые служили водоразделами. В современной структуре они фиксируются как своды, мегавалы, гряды. Снос обломочного материала осуществлялся речными артериями, которые текли как с обрамления, так и с внутренних возвышенностей. Исследования в пределах Красноленинского района показали, что наибольший интерес в поисковом отношении представляют внутренние реки, эрозионные врезы которых заполнялись песчаным материалом.

Учитывая огромную площадь Западно-Сибирского бассейна и не слишком контрастный рельеф с общим наклоном на север, многие реки заканчивали свой путь во внутренних водоемах – морях-озерах. Унаследованный характер текто-

нического развития рассматриваемой территории, как и большей части Западной Сибири, позволяет с достаточной долей уверенности в качестве таких внутренних морей-озер считать глубокие впадины, котловины типа Мутомской, Тундринской, Хангокуртской и др. Реки, впадавшие в них, – первоочередной объект поиска нижнеюрских коллекторов, неструктурных стратиграфических и литологических ловушек. Именно с такого типа ловушкой связаны гигантские залежи нефти в горизонтах ЮК₁₀–ЮК₁₁ Талинского месторождения. Палео-Талинка, по нашим представлениям, впадала в Мутомское море-озеро. Надежды исследователей, предполагавших обнаружить широкие поля распространения дельтовых и авандельтовых песчаников в северной половине бассейна, откуда шли трансгрессии, пока не оправдались. Не обнаружены и широкие зоны прибрежно-морских, пляжевых песчаников по пери-

ферии бассейна (вдоль береговой линии) и вокруг островов. Представляются более перспективными прибрежные зоны внутренних водоемов [Карогодин, 1992]. В пределах рассматриваемой территории подобный обширный водоем, вероятно, находился в пределах Фроловско-Тундринской депрессии и в него впадало несколько рек. Одна из них, по нашим прогнозам, протекала с юга на север между Салымским мегавалом и Сургутским сводом [Карогодин, Преженцев, 1990]. Сравнительный анализ сейсмических материалов показал большое сходство Предсургутского эрозионного вреза с Талинским. Нет сомнения в том, что основание вреза будет выполнено нижнеюрскими отложениями, но залегать они будут несколько глубже, чем на Талинском месторождении. Это означает, что при прочих равных условиях коллекторские свойства песчаников будут хуже. Поэтому при выборе заложения скважин следует учитывать возможность улучшения коллекторов за счет вторичных процессов (дизъюнктивных нарушений, разгрузок тангенциальных напряжений и т. д.). Именно с учетом этих факторов были даны рекомендации на заложение поисковых скважин [Карогодин, Преженцев, 1990]. Однако пока ни одна скважина в перспективной зоне не пробурена.

Можно высказать предположение, что вторая река впадала в Тундринское море-озеро на юго-западе, стекая с Шамиско-Ляминской гряды. Долина этой реки трассируется серией узких прогибов (см. рис. 4.5), захватывающих значительную часть Елизаровского прогиба, район Ханты-Мансийской (Горелой) и далее продолжается на юго-востоке в сторону Фроловской площади, повторяя трассу Оби на этом участке. Как известно, высокие дебиты нефти ($618 \text{ м}^3/\text{сут}$ через 16-миллиметровый штуцер) получены из скв. 5 Ханты-Мансийской (Горелой) в открытом стволе. При этом испытывались совместно юрские и палеозойские отложения. Принято считать, что приток нефти получен из палеозойских пород. Однако по промыслово-геофизическим данным ниже- и среднеюрские отложения содержат несколько песчаных горизонтов. Притоки могли быть связаны также и с ними. Продолжение поисковых работ по этой "трассе" – одно из главных направлений, несмотря на отрицательные результаты бурения ряда скважин в не-

посредственной близости к продуктивной скважине. Не следует исключать наличие "подземных русел рек" в карбонатных отложениях верхней части фундамента. Это явление не столь уж и редко наблюдаемое в современной гидросети.

Бурение поисковых скважин на нижнеюрские отложения целесообразно совместить с зонами распространения карбонатных палеозойских отложений. В пределах исследуемой территории они сравнительно мало распространены. Судя по карте вещественного состава пород фундамента, составленной В. С. Бочкаревым, в пределах исследуемой территории имеются две зоны распространения карбонатных отложений.

Исходя из анализа структурной карты по кровле фундамента, можно высказать предположение о том, что в Тундринское море-озеро впадал палео-Иртыш. Его долина, как и палео-Конды отчетливо трассируются серией узких прогибов (см. рис. 4.5). Этот объект также заслуживает внимания при поисках раннеюрских врезов, выполненных пролювиально-аллювиальными отложениями. Представляют интерес узкие заливы в районе Селияровского структурного носа и к северу от него в пределах Приобской моноклинали и юг-юго-восточного склона Ляминского свода. В этих узких "заливах" могут быть как аллювиально-пролювиальные образования с достаточно емкими коллекторскими свойствами, так и отложения раннеюрских ингрессий. Не исключено, что во время тогурской и радомской трансгрессий, ингрессивные воды проникали в Тундринскую котловину с севера через Вынглорскую депрессию и по долинам рек углублялись в пределы суши.

Следует обратить внимание и на возможность наличия песчаных отложений вокруг Тундринского моря-озера. Транспортируясь реками, песчаный материал мог разноситься течениями вдоль берега. Следует еще раз акцентировать внимание на важность проблемы поиска зон, перспективных на открытие залежей нефти и газа в отложениях раннеюрских морей-озер.

Заложению поисковых скважин на юрские отложения должна предшествовать специальная обработка сейсморазведочных данных. Предварительные данные целенаправленной обработки сейсмических материалов позволяют сделать следующие выводы. По линии

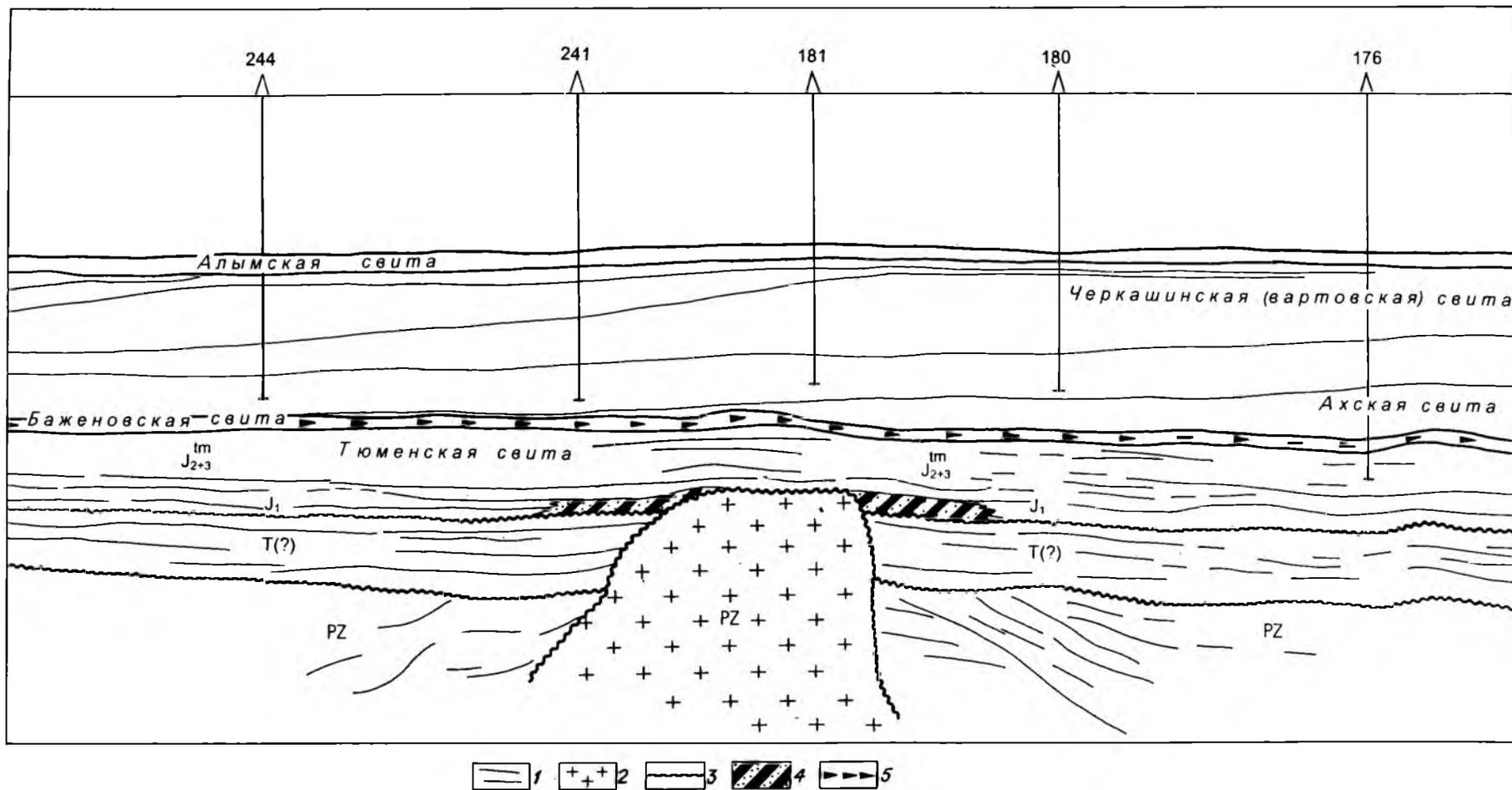


Рис. 7.3. Сейсмогеологический профиль через Приобское месторождение.

1 – отражающие горизонты; 2 – выступ кристаллического фундамента; 3 – предполагаемые границы размыва; 4 – предполагаемые нижнеюрские песчаники и связанные с ними залежи нефти; 5 – битуминозные аргиллиты баженовской свиты.

сейсмопрофиля, пересекающего Приобское месторождение (с запада на восток) через скв. 244, 241, 181, 180, 176, вырывается депрессионная зона, выполненная, вероятно, триасовыми и юрско-меловыми отложениями. В районе скв. 181 отчетливо фиксируется выступ, сложенный, вероятнее всего, кристаллическими породами (гранитоидными или гранитами).

Анализируя данные сейсмопрофиля, можно предположить, что в погруженной части Фроловско-Тундринской депрессии субгоризонтально залегает достаточно мощная (соизмеримая по мощности с тюменской свитой) осадочная (или эффузивно-осадочная) толща триаса (пермтриаса?). У поднятия она вылаживается.

Перекрывающие ее отложения, которые с некоторой долей условности можно отнести к нижнеюрским, также выклиниваются (рис. 7.3). Из этого можно сделать вывод, что выступ служил источником сноса обломочного материала в триасовое и раннеюрское время. Следовательно на его склонах, в эрозионно-тектонических погружениях вполне вероятно обнаружение песчаников шеркалинского типа (аналогов ЮК₁₀-ЮК₁₁). Именно с ними, в первую очередь, следует связывать возможность обнаружения промышленных залежей нефти.

В средне- и позднеюрское время выступ был перекрыт отложениями тюменской, абалакской и баженовской свит, но, судя по положению отражающего горизонта Б, испытывал поднятие. Следовательно, при наличии коллекторов в тюменской свите могут быть обнаружены структурно-литологические залежи. Данный выступ и увеличенные мощности основания осадочного чехла фиксируются и на других субпараллельных профилях. Этот объект должен также быть в поле зрения поисково-разведочных работ на юрские отложения. Вероятнее всего, и на других участках Приобской зоны следует ожидать наличие структурно-литологических залежей в среднеюрском комплексе тюменской свиты. Как уже отмечалось выше, первой же скважиной на Приобской площади обнаружены залежи нефти в тюменской свите. Однако коллекторы этой свиты, как показывает опыт, обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. О проблемах разработки залежей данного этажа можно судить по

результатам эксплуатационного бурения в соседнем Красноленинском районе.

На данном этапе изученности района палеозойские отложения не могут рассматриваться в качестве самостоятельного объекта поисковых работ. Бурение на палеозой должно быть согласовано и совмещено с бурением на нижне-среднеюрские отложения и предпочтительнее в зонах развития карбонатных пород.

Определенный интерес представляет верхняя дезинтегрированная часть фундамента ("кора выветривания") Приобского выступа. Поэтому необходимо провести специальную переобработку сейсмических материалов (особенно 3-Д) с целью выделения и картирования зон распространения "коры выветривания" фундамента. Вполне оправданным было бы заложение параметрической скважины, вскрывающей фундамент на значительную глубину в присводовой части выступа.

Баженовский комплекс также не исключается из перспективных. Однако методика поиска залежей в баженовской свите до сих пор не разработана, несмотря на высокие дебиты нефти на соседнем Салымском месторождении. Необходимо в ближайшее время проанализировать и обобщить весь геолого-геофизический материал и опыт разработки Салымского месторождения с целью разработки методики поиска залежей. Исходя из представлений на тип и природу коллектора, целесообразно проводить систематическую тензометрию скважин для выявления зон разгрузки тангенциальных напряжений и связанных с ними линз-коллекторов [Трофимук, Карогадин, 1981, 1983]. В пределах выявленных зон целесообразна постановка объемной сейсморазведки и специальная обработка материалов.

Подводя итог, следует отметить, что Приобская нефтеносная зона является крупным (гигантским) скоплением высококачественной нефти. Впервые в Западной Сибири гигантские запасы связаны с литологическими залежами, т. е. это новый для данного региона тип гигантских залежей. В отличие от других типов они имеют сложное строение и требуют особого подхода к выявлению их строения, закономерностям размещения и разработки. Выявленные и описанные в работе закономерности позволяют не только ра-

ционально вести доразведку зоны, но и использовать их для выявления и разведки подобных зон, которые, безусловно, будут открыты на ее продолжении. Совершенно ясно, что это продолжение не будет непрерывным. Оно, скорее всего,

окажется “лоскутно”-линзовидно-полосовидным, так как песчаные тела-коллекторы клиноформ имеют явную тенденцию “приспособления” к палеорельефу, в значительной мере обусловленному палеотектоникой.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Акрамходжаев А. М., Бабадаглы В. А., Джумагулов А. Д. Геология и методы изучения нефтегазоносности древних дельт. М.: Недра, 1986. 216 с.
- Андрусевич В. Е., Быстриков О. И., Олли И. А. и др. Модель формирования углеводородных скоплений в мезозое Западной Сибири в связи с прогнозом нефтегазоносности // Моделирование нефтегазообразования. М.: Недра, 1992. С. 80–85.
- Баженовский горизонт / Бладучан Ю. В., Гольберт А. В., Гурари Ф. Г. и др. Новосибирск: Наука, 1986. 217 с.
- Бембель Р. М. Высокоразрешающая объемная сейсморазведка. Новосибирск: Наука, 1991. 240 с.
- Бембель С. Р., Задоев Л. А. Природа аномальных разрезов баженовской свиты на Южно-Ватъеганской площади (верхняя юра Западной Сибири) // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1993. Т. 68, № 1. С. 115–119.
- Биншток М. М. Геологическое строение неокома Среднего Приобья в связи с поисками литологических залежей нефти: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень: ТИИ, 1978. 16 с.
- Биншток М. М. О геологическом прогнозировании и подготовке сейсморазведкой ловушек литологического типа в отложениях неокома Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1980. № 7. С. 18–21.
- Биостратиграфия мезозоя Западной Сибири: Уточнение стратиграфической схемы / Ровнина Л. В., Родионова Н. К., Мазур В. М. и др. М.: Наука, 1985. 104 с.
- Большаков Ю. Я., Данилова И. В., Черепанова М. Ю. Факторы контроля залежей нефти в Приобской зоне нефтенакпления // Геология и геофизика. 1993. № 4. С. 37–44.
- Большаков Ю. Я., Амербаев Н. Н., Данилова И. В. Размещение залежей нефти в зонах деструкций и капиллярные явления (на примере Приобско-Хулымской зоны) // Геология и геофизика. 1995. № 9. С. 15–20.
- Бладучан Ю. В. Биостратиграфические предпосылки сопоставления неокомских отложений центральной части Западно-Сибирской равнины // Стратиграфия и фации фанерозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1982. С. 5–20.
- Бладучан Ю. В., Ясович Г. С., Ушатинский И. Н. Условия формирования мезозойских отложений Нижневартовского нефтегазоносного района // Геология и нефтегазоносность Нижневартовского района. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1974. С. 73–89.
- Вассоевич Н. Б. Флиш и методика его изучения. Л.; М.: Гостоптехиздат, 1948. 216 с.
- Виницкий Ю. С., Шебалин С. Г. Прогнозирование толщин и объем коллекторов пласта ВВ₈ Повховского месторождения по данным амплитуд отраженных волн // НТИ. Сер. Геол., геофиз. и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. Вып. 1.
- Виницкий Ю. С., Шебалин С. Г. Использование амплитуд отраженных волн для прогнозирования толщин объемов песчаников пласта ВВ₈ Повховского месторождения // Геология нефти и газа. 1993. № 4. С. 23–26.
- Воробьева Н. С., Земскова З. К., Пунанов В. Г. Биометки нефтей Западной Сибири // Нефтехимия. 1992. Т. 32, № 5. С. 405–420.
- Геологическое строение фундамента Западно-Сибирской плиты / Под ред. Э. Э. Фотиади и В. С. Суркова. Л.: Недра, 1971. 208 с.
- Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности – новой нефтяной базы СССР / Гурари Ф. Г., Казаринов В. П., Миронов Ю. К. и др. Новосибирск: Изд-во СО АН СССР. 1963. 210 с.
- Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов и др. М.: Наука, 1975. 640 с.

- Геология СССР. Т. 44. Западно-Сибирская низменность / Под ред. Н. Н. Ростовцева. М.: Недра, 1964. 550 с.*
- Гидион В. Я. Сейсмостратиграфическая характеристика неокомских отложений Среднего Приобья // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 56–62.*
- Гидион В. Я. Прогнозирование геологического разреза неокомских толщ по конфигурации сейсмических отражений // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. С. 99–106.*
- Гиршгорн Л. Ш. Сейсмостратиграфия, предмет и метод // Методы оптимизации сейсморазведки на севере Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1983. С. 95–103.*
- Гиршгорн Л. Ш., Ежов П. В., Кабалык В. Г., Рябова Н. И. Основные результаты комплексных региональных работ КМПВ МОВ способом ОГТ на севере Тюменской области // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1975. Вып. 105. С. 22–55.*
- Гиршгорн Л. Ш., Соседков В. С. Условия формирования песчаных тел в склоновых отложениях неокомской клиноформной толщи Северо-Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1990. № 3. С. 26–29.*
- Гогоненков Г. Н., Михайлов Ю. А. Сейсмостратиграфические подразделения нефтегазоносных осадочных толщ Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1983. № 7. С. 49–56.*
- Гогоненков Г. Н., Михайлов Ю. А., Эльманович С. С. Анализ неокомской клиноформы Западной Сибири по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. 1988. № 1. С. 22–30*
- Гольберт А. В., Гурари Ф. Г., Климова И. Г. О возрастной миграции неокомских свит Западной Сибири // Материалы по региональной геологии Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1971. С. 4–9.*
- Гурари Ф. Г. Об условиях накопления и нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири // Труды СНИИГГиМС. Новосибирск, 1979. Вып. 271. С. 153–160.*
- Гурари Ф. Г. Доманикиты и их нефтегазоносность // Сов. геология. 1981. № 11. С. 3–12.*
- Гурари Ф. Г. Клиноформы – особый тип литостратонов // Геология и геофизика. 1994. № 4. С. 19–26.*
- Гурари Ф. Г., Нестеров И. И., Рудкевич М. Я. О стратиграфии мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности // Геология и геофизика. 1962. № 3. С. 3–10.*
- Дементицкая Р. М. Основные черты строения коры Земли по геофизическим данным. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 222 с.*
- Дербиков И. В., Бенько Е. И. Тектоника мезо-кайнозойских отложений южной части Западно-Сибирской низменности в свете вариационного анализа геолого-геофизических данных // Сов. геология. 1959. № 10. С. 67–79.*
- Ермаков В. И., Шаля А. А. Особенности строения продуктивных пластов мегионской свиты Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1982. № 5. С. 13–18.*
- Еханин А. Е., Шпильман В. И. Выделение перспективных зон для поисков залежей нефти и газа в отложениях берриас-валанжина (ачимовская пачка) Западной Сибири // Нефтегаз. геология и геофизика. 1975. № 2. С. 15–19.*
- Еханин А. Е., Шпильман В. И., Тяп А. В. Перспективы нефтегазоносности северной части Сургутского района // Геология нефти и газа. 1976. № 5. С. 13–19.*
- Жижченко Б. П. Методы стратиграфических исследований нефтегазоносных областей. М.: Недра, 1969. 373 с.*
- Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Под ред. А. А. Трофимука, Э. Э. Фотиади, Ф. Г. Гурари. М.: Недра, 1972. 312 с.*
- Зарипов О. Г., Ушатинский И. Н. Особенности формирования, строения и состава битуминозных отложений баженовской свиты в связи с их нефтеносностью // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1976. Вып. 113. С. 53–71.*
- Иванов П. С. Геологическая модель пласта АВ₂₋₃ Самотлорского месторождения // Геология нефти и газа. 1989. № 3. С. 47–50.*

- Иващенко А. Е., Онищук Т. М., Наумов А. Л., Смирнов В. Г.* О возможности выделения сейсморазведкой литологических ловушек в неокомских отложениях севера Западной Сибири // Геология и геофизика. 1980. № 12. С. 117–122.
- Игошкин В. П.* Результаты комплексной интерпретации сейсморазведки и ГИС на Приобской площади // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 51–55.
- Игошкин В. П.* Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений северных и западных районов Широкого Приобья в связи с поиском и разведкой сложно построенных залежей нефти: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. М.: ИГиРГИ, 1992. 20 с.
- Игошкин В. П., Шлезингер А. Е.* Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. 1990. № 8. С. 16–20.
- Казаринов В. П.* Мезозойские и кайнозойские отложения Западной Сибири. М.: Гостоптехиздат, 1958. 323 с.
- Карогодин Ю. Н.* О номенклатуре продуктивных толщ и нефтегазоносных горизонтов Западно-Сибирской низменности // Нефтегаз. геология и геофизика. 1966а. № 7. С. 4–10.
- Карогодин Ю. Н.* О связи нефтегазоносности с палеореками (на примере Красноленинского района Западной Сибири) // Докл. АН СССР. 1966б. Т. 170, № 4. С. 908–911.
- Карогодин Ю. Н.* О залежах нефти шнуркового типа в Западной Сибири // Нефтегаз. геология и геофизика. 1967а. № 10. С. 8–10.
- Карогодин Ю. Н.* Перспективы нефтегазоносности верхнеаптских отложений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1967б. № 5. С. 14–15.
- Карогодин Ю. Н.* Закономерности размещения продуктивных горизонтов юрской континентальной толщи нефтегазоносных районов юго-запада Западной Сибири // Материалы по литологии и геохимии нефтегазоносных бассейнов Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1968. С. 10–21.
- Карогодин Ю. Н.* Классификация, структура и номенклатура ритмов и соподчиненных с ними литостратиграфических, гидрогеологических и нефтегазоносных подразделений // Проблемы нефтегазоносности Сибири. Новосибирск: Наука, 1971. С. 150–163.
- Карогодин Ю. Н.* Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность Западной Сибири: Автореф. дис. ... д.г.-м.н. Новосибирск, 1972. 51 с.
- Карогодин Ю. Н.* Ритмичность осадконакопления и нефтегазоносность. М.: Недра, 1974. 176 с.
- Карогодин Ю. Н.* Седиментационная цикличность. М.: Недра, 1980. 242 с.
- Карогодин Ю. Н.* Коэффициент прогрессивности и алитности (делитности) в системном анализе слоевых ассоциаций нефтегазоносных толщ // Геология и нефтегазоносность мезозойских седиментационных бассейнов Сибири. Новосибирск: Наука, 1983. С. 166–169.
- Карогодин Ю. Н.* Региональная стратиграфия. М.: Недра, 1985. 179 с.
- Карогодин Ю. Н.* Введение в нефтяную литологию. Новосибирск: Наука, 1990. 240 с.
- Карогодин Ю. Н.* Раннеюрские моря-озера – важный объект поиска залежей нефти и газа Западной Сибири // Докл. РАН. 1992. Т. 326, № 4. С. 692–695.
- Карогодин Ю. Н.* Источник углеводородов гигантских скоплений нефти в неокомских отложениях Западной Сибири // Докл. РАН. 1994. Т. 334, № 4. С. 484–487.
- Карогодин Ю. Н., Гайдебурова Е. А.* Системные исследования слоевых ассоциаций нефтегазоносных бассейнов (по комплексу промыслово-геофизических данных). Новосибирск: Наука, 1985. 112 с.
- Карогодин Ю. Н., Ершов С. В.* Источник углеводородов гигантских залежей нефти в неокомских отложениях Западной Сибири с позиций системно-литмологического подхода // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. М.: Наука, 1994. С. 73–80.
- Карогодин Ю. Н., Ершов С. В.* Особенности строения и формирования неокомских продуктивных отложений Приобской нефтеносной зоны // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе “Поиск” за 1992–1993 гг. Ч. 2. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. С. 89–94.
- Карогодин Ю. Н., Нежданов А. А.* Неокомский продуктивный комплекс Западной Сибири и актуальные задачи его изучения // Геология нефти и газа. 1988. № 10. С. 9–14.

- Карогодин Ю. Н., Пржеженцев А. А.* Сейсмолитмологический прогноз зон рукавообразных залежей нефти в Западной Сибири // Геология и геофизика. 1990. № 3. С. 3-10.
- Карогодин Ю. Н., Прокопенко А. И.* Методы исследования структуры нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1984. 200 с.
- Карогодин Ю. Н., Гайдебурова Е. А., Желев С. К.* Системный анализ палеогеновых отложений Нижнекамчийского прогиба Болгарии (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности). Новосибирск: Наука, 1989. 109 с.
- Карогодин Ю. Н., Малашенков Г. Н., Саидходжаев М. Г.* Цикличность и нефтегазоносность палеогена северного Таджикистана. Новосибирск: Наука, 1981. 217 с.
- Карогодин Ю. Н., Мизинев Н. В., Подлужский Д. А.* Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности осадочного чехла юго-западных районов Западно-Сибирской платформы. М.: ВНИИОЭНГ, 1969. 105 с.
- Карогодин Ю. Н., Ершов С. В., Коньшев А. И., Разяпов Р. К.* Фациально-палеогеоморфологические условия формирования песчаных тел клиноформ-циклитов Приобской зоны нефтенакпления // Геология нефти и газа. 1995. № 5. С. 11-16.
- Карогодин Ю. Н., Ершов С. В., Коньшев А. И., Черноморский В. Н.* Особенности геологического строения и нефтеносности Приобской зоны нефтенакпления Западной Сибири // Геология и оценка нефтегазового потенциала Западной Сибири. М.: Наука, 1994. С. 41-58.
- Касьянов М. В.* Номенклатура, корреляция и нефтегазоносность песчаных пластов в Среднем Приобье // Геология нефти и газа. 1966. № 10. С. 25-32.
- Кеннетт Дж. П.* Морская геология: В 2 т. / Пер. с англ. М.: Мир, 1987. Т. 1. 397 с.
- Клубова Т. Т., Халимов Э. М.* Нефтеносность отложений баженовской свиты Салымского месторождения (результаты изучения и перспективы). М.: ИГиРГИ, 1995. 40 с.
- Ковалевский О. П.* Итоги обсуждения проектов "Стратиграфического кодекса СССР" // Стратиграфическая классификация (материалы к проблеме). Л.: Наука, 1980. С. 11-32.
- Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Дорощева Т. В., Краснов С. Г., Лебедев В. А. и др.* Л.: Недра, 1983. 129 с.
- Конторович А. Э.* Некоторые проблемы генезиса и геохимической истории нефтей Западно-Сибирской низменности // Закономерности размещения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1967. С. 91-108.
- Конторович А. Э., Андрусевич В. Е.* Некоторые особенности геохимии углеводородов-биомаркеров в нефтях и нефтематеринских породах Западной Сибири // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе "Поиск" за 1992-1993 гг. Ч. 2. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1995. С. 60-65.
- Конторович А. Э., Богородская Л. И., Мельников Н. В.* Анаэробное преобразование органического вещества в древних морских осадках // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1974. № 9. С. 112-123.
- Конторович А. Э., Полякова И. Д., Фомичев А. С.* Закономерности накопления органического вещества в древних осадочных толщах (на примере мезозойских отложений Сибири) // Литология и полез. ископаемые. 1971. № 6. С. 16-27.
- Конторович А. Э., Петерс К. Е., Молдовин Д. Н. и др.* Углеводороды - биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология нефти и газа. 1991. № 10. С. 3-34.
- Конторович В. А.* Прогноз сложно построенных нефтегазоперспективных резервуаров в юрско-меловых отложениях Западной Сибири на основе комплексирования сейсморазведочных и геологоразведочных данных (на примере Колтогорского прогиба): Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1993. 24 с.
- Корнев В. А.* Прослеживание наклонных отражающих границ в низах неокома Среднего Приобья и их геологическая интерпретация // Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. С. 105-112.
- Корнев В. А.* Геолого-геофизические предпосылки поисков неантиклинальных ловушек углеводородов в Среднем Приобье // Особенности строения литологически и стратиграфически экранированных залежей нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1979. С. 89-94.

Корнев В. А. Геолого-геофизическое обоснование поисков литографических и структурно-литологических залежей нефти в отложениях неокома Среднего Приобья: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1980. 26 с.

Коровин М. К. О геотектонической природе палеозойского фундамента Западно-Сибирской равнины // Вопросы геологии Азии. Т. 1. М.: Изд-во АН СССР, 1954. С. 19–46.

Крылов Н. А., Корнев В. В., Козлова М. И. Особенности размещения залежей нефти баженовской свиты Среднего Приобья // Закономерности формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений. М.: ИГиРГИ, 1978. С. 44–54.

Кулагин А. В. Аналитическая модель седиментации – ключ к расшифровке сейсмических отражений различной конфигурации // Геология и геофизика. 1994. № 1. С. 136–142.

Кулагин А. В., Мушин И. А., Павлова Т. Ю. Моделирование геологических процессов при интерпретации геофизических данных. М.: Недра, 1994. 250 с.

Кулахметов Н. Х., Мясникова Г. П., Ясович Г. С. Палеогеографические особенности размещения залежей углеводородов неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири // Условия формирования ловушек нефти и газа неантиклинального типа в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1978. С. 15–24.

Кулахметов Н. Х., Никитин В. М., Ясович Г. С., Валицкий Ю. И. Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ // Геология нефти и газа. 1983. № 5. С. 44–48.

Кунин Н. Я. Новые возможности сейсмостратиграфических исследований при региональных работах на нефть и газ. М., 1982. (Препр. / ИФЗ АН СССР; № 4.).

Кунин Н. Я. Новые возможности сейсмостратиграфических исследований при региональных работах на нефть и газ // Сов. геология. 1983. № 11. С. 109–120.

Кунин Н. Я. Современное состояние сейсмостратиграфии и проблемы ее использования при изучении нефтегазоносности Западной Сибири // Сейсмостратиграфические исследования при поисках месторождений нефти и газа. Алма-Ата: Наука, КазССР, 1988. С. 139–158.

Кунин Н. Я., Кучерук Е. В. Сейсмостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа. М.: ВИНТИ, 1984. 198 с.

Куренко М. И. Пласт BC_{10} Южно-Сургутского месторождения – пример дельтового комплекса осадков // Актуальные вопросы геологии нефти и газа Западно-Сибирского бассейна. Тюмень, 1985. С. 36–37.

Курсин С. В., Наумов А. Л., Онищук Т. М. Особенности строения отложений баженовской свиты на площадях Среднего Приобья // Проблемы нефти и газа Тюмени. 1984. Вып. 61. С. 6–9.

Левчук М. А. Литология и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского прогиба. Новосибирск: Наука, 1985. 168 с.

Магара К. Уплотнение пород и миграция флюидов. Прикладная геология нефти / Пер. с англ. М.: Недра, 1982. 296 с.

Маркевич В. П. История геологического развития и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. М.: Недра, 1966. 247 с.

Марковский Н. И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. М.: Недра, 1973. 302 с.

Марковский Н. И. Палеогеография Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Природа. 1981. № 11. С. 34–41.

Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты / Сурков В. С., Трофимук А. А., Жеро О. Г. и др. М.: Недра, 1986. 149 с.

Международный стратиграфический справочник / Под ред. Х. Хедберга. М.: Мир, 1978. 226 с.

Мейен С. В. От общей к теоретической стратиграфии // Сов. геология. 1981. № 9. С. 58–69.

Мкртчян О. М., Тихомиров В. И., Трохова А. А., Филина С. И. Формации доманиковского типа и их нефтегазоносность // Формационный анализ в нефтяной геологии. М., 1981. С. 40–59.

- Мкртчян О. М., Белкин Н. М., Дегтев В. А.* Сейсмогеологическое обоснование единой схемы корреляции продуктивных пластов неокома Среднего Приобья // Сов. геология. 1985. № 11. С. 115–122.
- 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. 1–7.
- Мкртчян О. М., Трусов Л. Л., Белкин Н. М., Дегтев В. А.* Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987. 126 с.
- Муромцев В. С.* Методика локального прогноза песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа по электрическим моделям фаций // Методика прогнозирования литологических и стратиграфических залежей нефти и газа. Л.: 1981. С. 7–23.
- Муромцев В. С.* Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
- Мухер А. Г., Ясович Г. С.* Условия формирования и нефтеносность байос-батских отложений Красноленинского района // Критерии поисков и закономерности размещения залежей нефти и газа в центральных и северных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1979. С. 83–90.
- Мухер А. Г., Ясович Г. С.* Особенности палеогеоморфологии и закономерности распространения пород коллекторов в нижнеюрских отложениях Сибирского Приуралья // Палеогеоморфология Западной Сибири в фанерозое. Тюмень, 1984. С. 63–67.
- Наливкин В. Д.* О морфологической классификации платформенных структур // Геология нефти и газа. 1962. № 8. С. 24–28.
- Наливкин В. Д., Евсеев Г. П., Кругликов Н. М. и др.* Основные этапы развития Западно-Сибирского бассейна и его нефтегазоносность // Итоги научно-исследовательских работ по поискам и разведке нефти и газа. Л.: ВНИГРИ, 1969. С. 18–46.
- Наумов А. Л.* К методике реконструкции рельефа дна Западно-Сибирского раннемелового бассейна // Геология и геофизика. 1977. № 10. С. 38–47.
- Наумов А. Л., Онищук Т. М., Биншток М. М.* Об особенностях формирования разреза неокомских отложений Среднего Приобья // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Тюмень: ТИИ, 1977. С. 39–49.
- Наумов А. Л., Онищук Т. М., Дядюк Н. П. и др.* О литологических залежах углеводородов на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1978. № 8. С. 15–20.
- Наумов А. Л., Хафизов Ф. З.* Новый тип литологических ловушек в неокомских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1986. № 6. С. 31–35.
- Нежданов А. А.* Основные закономерности строения сейсмостратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 62–70.
- Нежданов А. А., Корнев В. А.* Комплексные особенности корреляции продуктивных пластов неокома Сургутского и Нижневартовского нефтегазоносных районов // Выделение и корреляция основных стратонов мезозоя Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1984. С. 84–87.
- Нежданов А. А., Туманов Н. Н., Корнев В. А.* Аномальные разрезы баженовской свиты и их сейсмогеологическая характеристика // Сейсморазведка для литологии и стратиграфии. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1985. С. 64–71.
- Нежданов А. А., Огибенин В. В., Куренко М. И. и др.* Региональная литостратиграфическая схема мезозоя и кайнозоя Западной Сибири и основные закономерности размещения неантиклинальных ловушек углеводородов // Литмологические закономерности размещения резервуаров и залежей углеводородов. Новосибирск: Наука, 1990. С. 80–108.
- Нестеров И. И.* Нефтяная геология в XXI веке // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 1992. № 3. С. 7–13.
- Нестеров И. И., Бородкин В. Н., Высоцкий В. Н. и др.* Прогноз нефтегазоносности ачимовской толщи северной центриклинали Нижнепурского мегапрогиба // Сов. геология. 1988. № 11. С. 5–13.

- Нестеров И. И., Шпильман В. И., Плавник Г. И., Судат Л. Г. Перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Тюменской области // Геология нефти и газа. 1985. № 4. С. 8–13.
- Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн / Конторович А. Э., Сурков В. С., Трофимук А. А. и др. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. 201 с.
- Нефтепроизводящие толщи и условия образования нефти в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности / Конторович А. Э., Бабина Н. М., Богородская Л. И. и др. Л.: Недра, 1967. 224 с.
- Обстановки осадконакопления и фации / Реддинг Х. Г., Коллинсон Дж. Д., Аллен Ф. А. и др. М.: Мир, 1990. Т. 1. 352 с.
- Огибенин В. В. Геолого-геофизическое изучение ниже-среднеюрских отложений Тюменской области и обоснование основных направлений поисковых работ на нефть и газ: Автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 1988. 24 с.
- Онищенко Б. А. Об условиях седиментации пограничных отложений юры и мела в Среднем Приобье // Геология нефти и газа. 1994. № 7. С. 29–31.
- Онищук Т. М., Наумов А. Л., Векслер Л. А. Корреляция продуктивных пластов нижнего мела в Среднеобской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 1977. № 6. С. 32–37.
- Онищук Т. М., Чуриков Л. П., Сороко С. М. и др. Основные закономерности размещения залежей нефти в юрских и неокомских отложениях Нижневартовского нефтегазоносного района Западной Сибири // Нефтегаз. геология и геофизика. 1972. № 5. С. 22–26.
- Орлинский Б. М., Файзуллин Г. Х. Геологическое строение залежи пласта БВ₈ Повховского месторождения // Геология нефти и газа. 1993. № 5. С. 9–13.
- Основа понятийно-терминологической базы сейсмолитмологии: Методологический аспект / Сост. Ю. Н. Карогадин. Новосибирск, 1985. 34 с.
- Павлов Н. Е., Ишаев И. Г., Бикбулатов Б. М., Белкин Н. М. Результаты геолого-геофизических работ по выявлению неантиклинальных залежей нефти в нефтедобывающих районах Западной Сибири // Прогнозирование геологического разреза и поиски сложноэкранированных ловушек. М.: Наука, 1986. С. 131–136.
- Павлова Т. Ю., Михайлов Ю. А., Мушин И. А., Кулагин А. В. Комплексное геосейсмическое моделирование неокомских клиноформ Западной Сибири // Геология и геофизика. 1990. № 8. С. 21–26.
- Павлова Т. Ю., Смирнов О. А. Имитационное моделирование процесса формирования песчаных тел неокомского разреза Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1993. № 9. С. 21–24.
- Плавник Г. И., Судат Л. Г., Ясович Г. С. Особенности размещения ловушек в дельтовых отложениях (на примере неокома Западной Сибири) // Физико-литологические особенности и коллекторские свойства продуктивных пород глубоких горизонтов Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1988. С. 77–82.
- Прикладные вопросы сейсмолитмологии. Новосибирск: Наука, 1987. 111 с.
- Проводников Л. Я. Схема структурных элементов, вещественного состава и рельефа фундамента Западно-Сибирской низменности по геофизическим данным // Изв. Вост. фил. АН СССР. 1957. № 6.
- Проводников Л. Я. Фундамент платформенных областей Сибири. Новосибирск: Наука, 1975. 240 с.
- Решения V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1991. 54 с.
- Решения и труды межведомственного совещания по доработке и уточнению унифицированной и корреляционной стратиграфических схем Западно-Сибирской низменности. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1969. Ч. 2. 141 с.
- Ростовцев Н. Н. Тектоническая схема Западно-Сибирской низменности по подошве платформенных мезозойско-кайнозойских отложений с элементами палеотектоники. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 12 с.

- Рудкевич М. Я., Корнев В. А., Нежданов А. А.* Формирование неантиклинальных ловушек в меловых отложениях Западно-Сибирской плиты и методика их поисков // Геология нефти и газа. 1984. № 8. С. 17–23.
- Сейсмическая стратиграфия.* Использование при поисках и разведке нефти и газа / Под ред. Ч. Пейтона. Пер. с англ. Ч. 1, 2. М.: Мир, 1982. 375 с.
- Сейсмогеологический прогноз* и картирование неантиклинальных ловушек нефти и газа в Западной Сибири / Нежданов А. А., Огибенин В. В., Бабурин А. Н. и др. М.: МГП "Геоинформмарк", 1992. Ч. 1. 99 с.; Ч. 2. 101 с.
- Селли Р. Ч.* Древние обстановки осадконакопления / Пер. с англ. А. А. Никонова, К. И. Никоновой. М.: Недра, 1989. 294 с.
- Соколовский А. П.* О структурно-фациальных условиях формирования залежей нефти в мезозойских отложениях Широкого Приобья // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1972. Вып. 61. С. 40–48.
- Соколовский А. П.* Локальный прогноз нефтегазоносности на поисковой стадии геолого-разведочных работ в Западной Сибири // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. С. 32–45.
- Соседков В. С., Четвертных В. П.* Строение ачимовской толщи восточно-уренгойской зоны по данным сейсморазведки // Геология нефти и газа. 1995. № 2. С. 28–34.
- Соседков В. С., Сурков Ю. Н., Левченко С. А.* Цикличность неокомских отложений севера Западной Сибири по данным сейсморазведки // Прикладные вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. Новосибирск: Наука, 1987. С. 20–23.
- Стасенков В. В., Алексин А. Г., Глотов О. К. и др.* Современное научно-техническое и практическое состояние проблемы разработки рациональной методики поисков скоплений углеводородов в ловушках сложного экранирования // Прогнозирование геологического разреза и поиски сложнэкранированных ловушек. М.: Наука, 1986. С. 3–13.
- Стратиграфический кодекс СССР.* Л.: ВСЕГЕИ, 1977. 79 с.
- Стратиграфический кодекс СССР.* Л.: ВСЕГЕИ, 1988. 56 с.
- Стратиграфический кодекс:* 2-е изд., доп. СПб.: ВСЕГЕИ, 1992. 120 с.
- Сурков В. С., Жеро О. Г.* Связь тектоники фундамента и платформенного чехла Западно-Сибирской плиты // Проблемы тектоники нефтегазоносных областей Западной Сибири. Тюмень, 1977. С. 41–55.
- Таруц Г. М., Гайдебурова Е. А.* Строение нефтегазоносных отложений баженовской свиты Западно-Сибирской плиты в связи с особенностями тектоники верхнеюрского бассейна осадконакопления (на примере Салымского района) // Цикличность осадконакопления нефтегазоносных бассейнов и закономерности размещения залежей. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1978. С. 80–98.
- Тейлор Дж. М.* Коллекторы-песчаники // Достижения в нефтяной геологии. М.: Недра, 1980. С. 148–200.
- Тектоническая схема мезозойско-кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской плиты м-ба 1:2 500 000* / Под ред. Н. Н. Ростовцева. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1968.
- Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н.* Основные типы циклокомплексов нефтегазоносных бассейнов Сибири // Докл. АН СССР. 1974. Т. 214, № 5. С. 1156–1159.
- Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н.* Общетеоретические и методологические вопросы основных направлений и задач исследования геодикличности // Геодикличность. Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1976. С. 9–15.
- Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н.* Баженовская свита – уникальный природный резервуар нефти // Геология нефти и газа. 1981. № 4. С. 29–33.
- Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н.* Особенности формирования и тип коллектора бажени-тов Западной Сибири // Коллекторы нефти и газа и флюидоупоры. Новосибирск: Наука, 1983. С. 46–53.
- Трофимук А. А., Карогодин Ю. Н.* Проблемы расчленения и корреляции докембрийских нефтегазоносных толщ Сибирской платформы // Системные исследования в геологии каустобиолитов. М.: Наука, 1984. С. 144–161.

Трусов Л. Л., Белкин Н. М., Бехтерев И. С., Копунов С. Э. Возможности локального прогноза зон развития коллекторов на основе комплексирования данных сейсморазведки и бурения // Локальный прогноз нефтегазоносности Западно-Сибирской геосинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1989. С. 68–79.

Трушкович Р. Т. Модель ловушек в ачимовских отложениях (валанжин-берриас) севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1994. № 2. С. 21–23.

Трушкова Л. Я. О методике корреляции продуктивных отложений юры и неокома Западной Сибири // Геология и геофизика. 1970. № 10. С. 69–77.

Трушкова Л. Я. Формации и условия нефтегазоносности в неоме южной половины Западно-Сибирской плиты // Условия нефтегазоносности и особенности формирования месторождений нефти и газа на Западно-Сибирской плите. Л., 1980. С. 34–48.

Усов М. А. Фазы и циклы тектоногенеза Западно-Сибирского края. Томск: Зап.-Сиб. геол. трест, 1934. 209 с.

Чернавских А. В. Условия формирования верхнеюрско-нижнемеловых отложений центральной части Западной Сибири в зоне Сибирских увалов // Геология нефти и газа. 1994. № 10. С. 13–16.

Шимкус К. М., Шлезингер А. Е. Клиноформы осадочного чехла по данным сейсморазведки // Литология и полез. ископаемые. 1984. № 1. С. 105–116.

Шиндewolf О. Стратиграфия и стратотип. М.: Мир, 1975. 136 с.

Шкала геологического времени / Харленд У. Б., Кокс А. В., Ливеллин и др. М.: Мир, 1985. 140 с.

Шлезингер А. Е. Структурно-формационная интерпретация сейсмических данных в работах отечественных специалистов // Бюл. МОИП. Отд. геол. 1992. Т. 67, вып. 4. С. 121–123

Шпильман М. К., Мухер А. Г. Особенности формирования пласта АС₁₁ в Салымском нефтеносном районе // Геология и геофизика. 1988. № 12. С. 44–48.

Шпильман В. И., Мясникова Г. П., Трусов Л. Л. Перерывы при формировании неомских клиноформ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1993. № 6. С. 2–5.

Эйхфельд И. И. Орографический взгляд на Валахию, Молдавию и Бессарабию // Горн. журн. 1827. Кн. V. С. 21–74; Кн. VI. С. 21–40.

Экосистемы в стратиграфии. Владивосток, 1980. 188 с.

Эрвье М. Ю. Характер распространения продуктивных песчаников Самотлора – одно из свидетельств образования их в условиях авандельты // Труды ЗапСибНИГНИ, Тюмень, 1972. Вып. 61. С. 130–135

Эрвье М. Ю. Дельтовые отложения на Нижневартовском своде // Нефтегаз. геология и геофизика. 1974. № 11. С. 25–28.

Ясович Г. С. Перспективы нефтегазоносности зон развития аномальных разрезов баженновской свиты Среднего Приобья // Геолого-геохимические условия формирования зон нефти и газанакопления в мезозойских отложениях Западной Сибири. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1981. С. 51–59.

Ясович Г. С., Мясникова Г. П., Барков С. Л. Палеогеографические критерии поисков залежей углеводородов неантиклинального типа в верхнеюрских и неомских отложениях центральной части Западной Сибири // Труды ЗапСибНИГНИ. Тюмень, 1980. Вып. 152. С. 6–15.

Haq B., Hardenbol J., Vail P. Mesozoic and cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change // Sea-level changes: an intergrated approach. Spesc Publ. 1988. № 42. P. 71–108.

Mathews W. H., Shepard F. P. Sedimentation of Flaser River delta: British Columbia // AAPG Bull. 1962. Vol. 46. P. 1416–1443.

Morgan J. P., Coleman J. M., Gagliano S. M. Diapirism and Diapirs / Ed. by J. Braunstein and G. D. O'Brien // Mem. Amer. Ass. Petrol. Geol. 1968. № 8. P. 145–161.

Nota D. J. G. Reports of the Orinoco Shelf Expedition, H. Veenman en Zonen, Wageningen, 1958. 98 p.

Peters K. E., Kontorovich A. E., Moldovan J. M. et al. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian basin (Russia) // AAPG Bull. 1993. Vol. 77, № 5. P. 863–887.

Rich J. L. Three critical environments of deposition and criteria for recognition of rock // AAPG Bull. 1951. Vol. 35, № 1. P. 1-20.

Shepard F. P. Sea floor of Magdalena delta and Santa Marta area, Colombia // Bull. Geol. Soc. Amer. 1973. № 84. P. 1955-1972.

Van Wagoner J.C., Mitchum R.M., Campion K.M., Rahmanian V.D. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies. Spec. Publ. Tulsa. 1991. 55 p.

Van Wagoner J. C., Posamentier H. W., Mitchum R. M. et al. An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions // Sea-level changes: an intergrated approach. Spec. Publ. 1988. № 42. P. 39-45.

Weber K. J., Daukofu E. Petroleum geology of the Niger delta // Proc. 9th World Petrol. Conf. 1975. P. 209-221.

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|--|-----|
| ПРЕДИСЛОВИЕ | 5 |
| ВВЕДЕНИЕ | 8 |
| Глава 1. ОБЗОР ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ ПО СТРАТИГРАФИИ, УСЛОВИЯМ НАКОПЛЕНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КЛИНОФОРМНОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ | 11 |
| Глава 2. СУЩНОСТЬ СИСТЕМНО-ЛИТМОЛОГИЧЕСКОГО ПОДХОДА (ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ИЗУЧЕНИЮ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ) | 41 |
| 2.1 Теоретико-методологические вопросы | 42 |
| 2.1.1. Исходные термины, понятия..... | – |
| 2.1.2. Правила выделения циклитов | 46 |
| 2.1.3. Классификация циклитов..... | 47 |
| 2.1.4. Иерархия циклитов. | 50 |
| 2.2. Прикладные вопросы. | 57 |
| 2.2.1. Особенности литмостратиграфического подхода. | – |
| 2.2.2. Литмоструктурный и палеоструктурный анализы нефтеносных областей . | 58 |
| 2.2.3. К методике анализа изменения интенсивности структуроформирующих движений | 59 |
| 2.2.4. Сущность и особенности литмофациального анализа..... | 61 |
| 2.2.5. Связь коллекторов и экранов со структурой, типом и рангом циклитов ... | 62 |
| Глава 3. СТРАТИГРАФИЯ..... | 64 |
| 3.1. Современная схема стратиграфии неокома зоны сочленения Мансийской синеклизы и Хантейской антеклизы. | – |
| 3.2. Современное состояние стратиграфии | 67 |
| 3.3. Замечания и предложения по организации стратиграфических шкал и подразделений | 68 |
| 3.4. Литмостратиграфическая модель неокомских отложений Приобской нефтеносной зоны | 75 |
| 3.5. Номенклатура продуктивных пластов и их место в структуре циклитов. | 83 |
| 3.6. Корреляция продуктивных отложений..... | 85 |
| 3.7. Сейсмолитмологический анализ | 92 |
| Глава 4. ТЕКТОНИКА | 100 |
| 4.1. Краткий обзор представлений о строении домезозойских образований..... | – |
| 4.2. Основные черты строения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. | 108 |
| 4.3. Тектоническое районирование Западного Приобья. | 111 |
| 4.4. Диапиры | 116 |
| 4.5. Структурный анализ..... | 120 |
| Глава 5. ПАЛЕОГЕОМОРФОЛОГИЧЕСКИЕ И ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ФОРМИРОВАНИЯ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ | 134 |
| 5.1. Общие представления о палеогеоморфологических и литофациальных условиях..... | – |
| 5.2. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления горизонта АС ₁₂ | 140 |
| 5.3. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления горизонта АС ₁₁ | 149 |
| 5.4. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления горизонта АС ₁₀ | 157 |

| | |
|--|-----|
| 5.5. Литофациальные и палеогеоморфологические условия осадконакопления пластов $AC_{10}^0 - AC_7$ | 165 |
| 5.6. Электрометрические характеристики фаций..... | 187 |
| 5.7. Литология, седиментология продуктивных отложений. | 199 |
| Глава 6. НЕФТЕНОСНОСТЬ. | 207 |
| 6.1. Краткая история открытия..... | – |
| 6.2. Типы резервуаров, ловушек и залежей нефти | 214 |
| 6.3. Закономерности пространственно-временного размещения песчаных тел-коллекторов и прогноз зон их распространения | 222 |
| 6.4. К вопросу об источнике генерации углеводородов в неокомском комплексе..... | 226 |
| Глава 7. ПЕРСПЕКТИВЫ НАРАЩИВАНИЯ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧИ НЕФТИ..... | 230 |
| СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ | 241 |

CONTENTS

| | |
|--|-----|
| PREFACE..... | 5 |
| INTRODUCTION..... | 8 |
| Chapter 1. OVERVIEW OF PUBLISHED MATERIALS ON STRATIGRAPHY, ACCUMULATION CONDITIONS AND OIL AND GAS CONTENT OF THE CLINIFORM COMPLEX IN WEST SIBERIA | 11 |
| Chapter 2. PRINCIPLE OF SYSTEM-LITHMOLOGICAL APPROACH (AS APPLIED TO THE NEOCOMIAN COMPLEX)..... | 41 |
| 2.1. Theoretic-methodological questions | 42 |
| 2.1.1. Initial terms, notions | - |
| 2.1.2. Rules of cyclite recognizing | 46 |
| 2.1.3. Cyclite classification | 47 |
| 2.1.4. Cyclite hierarchy..... | 50 |
| 2.2. Applied questions | 57 |
| 2.2.1. Properties of lithmostratigraphic approach..... | - |
| 2.2.2. Lithmostructure and paleostructure analyses of oil regions..... | 58 |
| 2.2.3. On the analysis of the intensity change of structure-forming movings | 59 |
| 2.2.4. Principle and properties of lithmofacial analysis. | 61 |
| 2.2.5. The relation of collectors and veils to structure, type and rank of cyclite.... | 62 |
| Chapter 3. STRATIGRAPHY | 64 |
| 3.1. Present zone scheme of the Neocomian stratigraphy of the Mansiysk sineclise and Khanteisk antecline joint. | - |
| 3.2. Current state of stratigraphy | 67 |
| 3.3. Comments and suggestions on organization of stratigraphic scales and subdivisions..... | 68 |
| 3.4. Литмостратиграфическая модель неокомских отложений Приобской нефтеносной зоны | 75 |
| 3.5. Nomenclature of the productive strata and their place in cyclite structure..... | 83 |
| 3.6. Correlation of productive deposits..... | 85 |
| 3.7. Seismolithmological analysis | 92 |
| Chapter 4. TECTONICS..... | 100 |
| 4.1. Brief overview of notions on structure of Pre-mesozoic formations. | - |
| 4.2. Main structure properties of mesozoic-cenozoic sedimentary cover. | 108 |
| 4.3. Tectonic zonation of West Priobie..... | 111 |
| 4.4. Diapirs | 116 |
| 4.5. Structure analysis | 120 |
| Chapter 5. PALEOGEOMORPHOLOGICAL AND LITHOLOGIC-FACIAL RECONSTRUCTIONS OF THE NEOCOMIAN DEPOSIT FORMATION | 134 |
| 5.1. General notions on paleogeomorphological and lithofacial conditions | - |
| 5.2. Lithofacial and paleogeomorphological sedimentary conditions of horizon AC ₁₂ | 140 |
| 5.3. Lithofacial and paleogeomorphological sedimentary conditions of horizon AC ₁₁ | 149 |
| 5.4. Lithofacial and paleogeomorphological sedimentary conditions of horizon AC ₁₀ | 157 |
| 5.5. Lithofacial and paleogeomorphological sedimentary conditions of horizon AC ₁₀ ⁰ - AC ₇ | 165 |

| | |
|---|-----|
| 5.6. Electrometric characteristics of facies | 187 |
| 5.7. Lithology, sedimentology of productive deposits..... | 199 |
| Chapter 6. OIL CONTENT. | 207 |
| 6.1. Brief history of the discovery..... | - |
| 6.2. Types of reservoirs, traps and oil deposits..... | 214 |
| 6.3. Regularities of spatial-time placement of sandy bodies-collectors and the prediction of their distribution zones | 222 |
| 6.4. On the source of hydrocarbon generation in the Neocomian complex | 226 |
| Chapter 7. PERSPECTIVES OF THE INCREASE OF OIL RESERVES AND OUTPUT. ... | 230 |
| REFERENCES..... | 241 |

- Карогодин**
Юрий Николаевич — заведующий лабораторией геологии нефти и газа мезозоя Объединенного института геологии, геофизики и минералогии Сибирского отделения Академии наук (ОИГГМ СО РАН)
Россия, г. Новосибирск, 630090, Университетский просп., 3
- Ершов**
Сергей Викторович — научный сотрудник ОИГГМ СО РАН
- Сафонов**
Владимир Степанович — кандидат геолого-минералогических наук, председатель Ханты-Мансийского геолкома
Россия, г. Ханты-Мансийск, 626200, ул. Сутормина, 20а
- Ефремов**
Игорь Федорович — кандидат геолого-минералогических наук, вице-президент,
Россия, г. Москва, 121170, Кутузовский просп., 34/21
- Коньшев**
Александр Иванович — заместитель директора департамента разработки нефтяных и газовых месторождений нефтяной компании ЮКОС
- Потапов**
Александр Михайлович — главный геолог АОЗТ “ЗапСиб-ЮКОС-Гео”
Россия, г. Ханты-Мансийск, 626200, ул. Мира, 13, офис 180
- Разяпов**
Радий Киньябулатович — главный геолог Дирекции по обустройству вводимых в разработку месторождений нефти и газа АО “Юганскнефтегаз”
Россия, г. Нефтеюганск, 626430, ул. Ленина, 26
- Кузнецов**
Владислав Иванович — кандидат геолого-минералогических наук, заведующий лабораторией Западно-Сибирского геофизического института
Россия, г. Тюмень, 625640, ул. Республики, 48
- Манугян Питер** — руководитель Приобской группы нефтяной компании “Амоко”
USA, Houston, Texas 77253-3092, Post Office Box 3092, 501 Westlake Park Boulevard.
- Валасек Дейв** — геолог нефтяной компании “Амоко”
- Овердел Фритъоф** — геолог нефтяной компании “Амоко”

Научное издание

Карогодин Юрий Николаевич
Ершов Сергей Викторович
Сафонов Владимир Степанович

ПРИБСКАЯ НЕФТЕНОСНАЯ ЗОНА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Системно-литмологический аспект

Научный редактор
академик Трофимук Андрей Алексеевич

Утверждено к печати
Институтом геологии СО РАН

Редактор Р. Н. Ильина
Оператор электронной верстки А. В. Владимирова
Технический редактор О. М. Варакина

Подписано к печати 11.04.96

Формат 60×84/8. Офсетная печать.

Печ. л. 29,76. Уч. изд. л. 23,8. Тираж 300. Заказ № 74.

Новосибирск, 90, Университетский просп., 3
Научно-издательский центр ОИГГМ СО РАН